

Torsten Fleischer
Reinhard Grünwald
Dagmar Oertel
Herbert Paschen

Dezember 2000



TAB

TA-Projekt
“Elemente einer Strategie für eine
nachhaltige Energieversorgung”

Vorstudie



TAB

Arbeitsbericht Nr. 69



TAB

Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag

Inhalt

Zusammenfassung	5
I. Einleitung	11
II. Analyse von Untersuchungen zum Ausstieg aus der Kernenergie	15
1. Einleitung.....	15
2. Unterschiede zwischen den Untersuchungskonzepten.....	18
3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen ausgewählter Kernenergieausstiegsstudien.....	22
4. Anforderungen an eine neue Studie zum Ausstieg aus der Kernenergie.....	30
5. Fazit	31
III. Option: Stromeinsparung	33
1. Einleitung.....	33
2. Stromeinspar-Potenziale in den Verbrauchssektoren	33
3. Hemmnisse.....	40
4. Instrumente und Maßnahmen(-bündel)	42
5. Querschnittsbetrachtungen	43
5.1 Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten in Haushalten und Büros (Stand-by-Modus).....	44
5.2 Einsparpotenziale bei Elektromotoren.....	45
5.3 Energieeinsparung durch Internet Economy	46
6. Untersuchungsbedarf.....	48
IV. Option: Verstärkter Einsatz fossiler Energieträger	51
1. Einleitung.....	51

2.	Globale Situation.....	55
2.1	Erdöl	55
2.2	Erdgas	60
3.	Verlängerung der Reichweiten durch Neufunde?.....	63
4.	Differenzen bei der Erfassung (Reporting) von Erdöl und Erdgas	67
4.1	Gründe für ein Herabsetzen der Reservenzahlen.....	68
4.2	Gründe für eine Überhöhung der Reservenzahlen	68
4.3	Methodische Differenzen.....	69
5.	Einfluss der Verknappung von Fördermengen auf die Preisentwicklung	70
6.	Fazit	72
7.	Untersuchungsbedarf	73
V.	Option REG: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger	75
1.	Einleitung.....	75
2.	Nutzung erneuerbarer Energiequellen.....	76
2.1	Wasserkraft	76
2.2	Bioenergieträger	77
2.3	Windkraft	78
2.4	Sonnenenergie	79
2.5	Erdwärme (Geothermie)	80
3.	Derzeitige Anteile regenerativer Energieträger an der Energieversorgung.....	80
4.	Technische Potenziale erneuerbarer Energiequellen in Deutschland im Überblick	82
5.	Zeitliche und räumliche Angebotsstruktur	87
6.	Möglichkeiten eines zeitlichen und mengenmäßigen Ausgleichs	89
7.	Fazit	95
8.	Untersuchungsbedarf	96

VI. Option REG: Technische Herausforderungen durch neue Versorgungsstrukturen	101
1. Einleitung.....	101
2. Technische Eigenschaften des gegenwärtigen Elektrizitätsversorgungssystems	102
3. Versorgungsqualität	105
4. Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern.....	112
5. Technische Auswirkungen eines Ausstieges aus der Kernenergie auf die Elektrizitätsversorgungsnetze	117
6. Untersuchungsbedarf.....	123
VII. Option REG: Instrumente zur Förderung regenerativer Energien.....	127
1. Einleitung.....	127
2. Klassifikation umweltpolitischer Instrumente.....	127
3. Kriterienraster zum Vergleich umweltpolitischer Instrumente	129
3.1 Anforderungen an ein Kriterienraster.....	129
3.2 Ziel des Instrumenteneinsatzes und instrumentenspezifische Zielsetzungen.....	130
3.3 Bewertungskriterien für Instrumente zur Förderung regenerativer Energien	131
4. Freiwillige Instrumente: Grüne Angebote.....	133
5. Diskussion Grüner Angebote anhand des Kriterienrasters.....	135
6. Ökonomische Instrumente: Preis- bzw. Mengenregelungen.....	137
6.1 Abgrenzung der ökonomischen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung	138
7. Diskussion von Preis- bzw. Mengenregelung anhand des Kriterienrasters.....	141
8. Instrumentenbündel/Wechselwirkung zwischen Instrumenten	144
9. Untersuchungsbedarf.....	145

VIII. Prioritärer Untersuchungsbedarf	149
Literatur	155
1. In Auftrag gegebene Gutachten	155
2. Weitere Literatur	156
Anhang.....	165
1. Ergänzende Informationen aus den Gutachten	165
2. Tabellenverzeichnis	182
3. Abbildungsverzeichnis	183
4. Abkürzungen	184
Glossar	185

Zusammenfassung

Die Problematik der zukünftigen Ausgestaltung unserer Energieversorgung hat mit der Debatte über den "Ausstieg aus der Kernenergie" - und insbesondere mit der Vereinbarung zwischen Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen im Juni 2000 über die Befristung der Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke - an Gewicht und an Dringlichkeit gewonnen. In der vorliegenden Untersuchung des TAB, die den Charakter einer Vorstudie hat und die auf Anregungen der Fraktionen von F.D.P., CDU/CSU und Bündnis 90/DIE GRÜNEN zurückgeht, werden wesentliche "Bausteine" einer Strategie für eine nachhaltige zukünftige Energieversorgung erörtert.

Ausgangspunkt der Untersuchung ist eine vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart für das TAB durchgeführte **vergleichende Analyse ausgewählter wissenschaftlicher Studien zu den energieseitigen, ökologischen und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland**. Diese Analyse zeigt, dass die Ergebnisse der Studien wegen der zum Teil erheblichen Unterschiede in den methodischen Ansätzen, den ergebnisbestimmenden Annahmen, der Festlegung von Ausstiegsszenarien und Referenzentwicklungen **nicht oder nur sehr eingeschränkt vergleichbar sind** und dass **eine einheitliche Gesamtaussage zu den zu erwartenden Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs nicht ableitbar ist**.

Die weitaus meisten der in die vergleichende Analyse einbezogenen "Ausstiegsstudien" richten den Fokus auf die Ermittlung der Konsequenzen eines **kurzfristigen** Ausstiegs (bis 2005), und es werden in der Regel **kostenminimierende Ersatzstrategien** - unter Vernachlässigung externer Kosten und Nutzen - untersucht. Bei solchen Prämissen kommen diese "Ausstiegsstudien" natürlich zwangsläufig zu dem Schluss, dass die erneuerbaren Energien und die Energie- und Stromeinsparung nur einen sehr geringen Beitrag zum Ersatz der Kernenergie leisten können. Sie sind daher für eine aus heutiger Sicht realistische Diskussion über strategische Optionen für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland weitgehend unbrauchbar.

Von daher erscheint die vom IER erhobene Forderung, eine methodisch wesentlich verbesserte "Ausstiegsstudie" zu erstellen, als verständlich. Angesichts des gegenwärtigen Standes der Diskussion um die Beendigung der Kernenergienutzung dürfte die Durchführung einer neuen umfangreichen

"Ausstiegsstudie" aber nicht vordringlich sein. Dringend erforderlich sind dagegen vertiefende Untersuchungen zu den Potenzialen, Einsatzbedingungen, Fördermöglichkeiten und Auswirkungen derjenigen strategischen Optionen, die **auf jeden Fall** von zentraler Bedeutung für eine langfristig nachhaltige Energieversorgung in Deutschland sein werden. Dabei handelt es sich in erster Linie um die Intensivierung der Bemühungen zur Einsparung von Energie und um die verstärkte Nutzung der bedeutenden Potenziale der regenerativen Energien. Zu überprüfen sind aber auch die Möglichkeiten und Probleme eines **verstärkten Einsatzes fossiler Energieträger**, insbesondere von **Erdgas**. Mit diesen Optionen befassen sich die weiteren Kapitel dieses Berichtes, wobei besonderes Gewicht auf die Herausarbeitung vorrangiger Untersuchungs- und Forschungsfragen gelegt wird.

Stromeinsparung

Ein sparsamerer Umgang mit Strom bzw. Energie generell ist einer der zentralen Ansatzpunkte, wenn die Energieversorgung auf eine nachhaltig zukunftsverträgliche Basis gestellt werden soll. Verschiedene Szenarienrechnungen zeigen eindeutig das **große Potenzial zur Stromeinsparung und CO₂-Reduktion auf, das in allen Verbrauchssektoren zur Verfügung steht**. Je nach Rahmenbedingungen und Intensität des energiepolitischen Handelns wird eine Verringerung des gesamten Stromverbrauchs bis zum Jahr 2020 um 10 % bis 30 % gegenüber der "Business as usual"-Entwicklung für möglich gehalten. Im Sektor "Haushalte" sind dabei mit bis zu 60 % die größten Einsparpotenziale vorhanden, aber auch in den Sektoren "Gewerbe, Handel, Dienstleistungen" (44 %) und "Industrie" (18 %) sind bedeutende wirtschaftlich erschließbare Potenziale zu verzeichnen.

Der Ausschöpfung dieser Einsparpotenziale **stehen allerdings in allen Verbrauchssektoren eine ganze Palette von Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten entgegen**. Eine bedeutende Rolle spielen beispielsweise das geringe Strompreisniveau, wodurch forcierte Aktivitäten und Investitionen für eine Verbesserung der Energieeffizienz behindert werden, und ungenügende Kenntnisse über bestehende Möglichkeiten zur Energieeinsparung. An diesen und anderen Hemmnissen müssten **energiepolitische Instrumente und zu ergreifende Maßnahmen ansetzen**. Das immer stärker wettbewerblich organisierte energiewirtschaftliche Umfeld macht außerdem notwendig, dass die gewählten Instrumente diesen neuen Rahmenbedingungen angepasst werden.

Prioritärer Forschungsbedarf im Bereich der Stromeinspar-Strategie liegt nach Auffassung des TAB in der Untersuchung der wachsenden "**Internet Economy**" und ihrer Auswirkungen auf den Energieverbrauch. Daneben erscheint die **Verstärkung der Motivations- und Entscheidungsforschung** zur Untermauerung einer solchen Strategie vordringlich.

Verstärkter Einsatz fossiler Energieträger

Eine vieldiskutierte Möglichkeit, zur Deckung einer durch auslaufende Kernenergienutzung entstehenden zukünftigen Energieversorgungslücke beizutragen, wäre die Intensivierung des Einsatzes fossiler Energieträger. Abgesehen von der Problematik dieser Option im Hinblick auf die damit verbundene Umweltbelastung, auf die in dieser Untersuchung nicht näher eingegangen wird, würde dies bedeuten, dass die Reichweiten von Erdöl und Erdgas, die bereits heute als vergleichsweise gering eingestuft werden, bei deutlichen Bedarfszuwächsen sich bereits in naher Zukunft weiter verkürzen würden. Der Schwerpunkt der Überlegungen zu dieser Option wird daher auf die **Reichweitenproblematik bei Erdöl und Erdgas** gelegt.

Die zukünftige Versorgungssituation bei Erdöl und Erdgas wird auch in Fachkreisen keineswegs übereinstimmend beurteilt. Unterschiede im "Reporting" der Reserven und Ressourcen von Erdöl und Erdgas resultieren neben technisch-wirtschaftlichen und politischen Faktoren vor allem aus einer unterschiedlichen Gewichtung von Datenquellen. Ausgewiesene "Zunahmen" der Reserven gehen immer mehr auf **nachträgliche, von Neufunden entkoppelte Neubewertungen zurück**.

Angaben über die Reichweiten von Energierohstoffen **haben nur begrenzte Aussagekraft**. Ein entscheidenderes Maß für strukturelle Veränderungen ist der Zeitpunkt, ab dem aus technischen und ökonomischen Gründen die Produktion von Erdöl bzw. Erdgas nicht weiter erhöht werden kann. Ab diesem Punkt, wenn etwa die Hälfte des verfügbaren Erdöls bzw. Erdgases verbraucht sein wird, könnte eine wachsende Nachfrage nicht mehr durch den kurzfristigen Ausbau der Fördermengen ausgeglichen werden. Der **Zeitpunkt des Erreichens des "Depletion mid-point" ist allerdings umstritten**.

Zur Schließung einer möglicherweise auftretenden Deckungslücke beim konventionellen Erdöl bietet sich unter anderem die **verstärkte Nutzung von Erdgas** an. Die sich bereits abzeichnende Nutzungskonkurrenz verschiedener Marktsegmente beim Erdgas würde dadurch verschärft werden. Es erscheint

daher **notwendig zu untersuchen, ob sich aus nationaler Sicht schwerwiegende und folgenreiche Engpässe bei der Erdgasversorgung ergeben könnten.**

Weiterer prioritärer Untersuchungsbedarf besteht hinsichtlich der **Entwicklung marktfähiger Techniken zur Förderung von Methanhydraten** und der Analyse möglicher **Auswirkungen einer solchen Förderung auf Klima und Umwelt.**

Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger

Eine weitere zentrale Option besteht darin, den Anteil regenerativer Energieträger an der nationalen Energieversorgung signifikant zu erhöhen. Das **theoretische Potenzial solcher Energiequellen beläuft sich auf ein Vielfaches des jährlichen Weltenergieverbrauchs**, seine Nutzbarkeit wird aber durch Besonderheiten der regenerativen Energiebereitstellung (z.B. Ortsgebundenheit, konkurrierende Flächenbeanspruchung, variierende Verfügbarkeit der Energieerzeugung) eingeschränkt. Der Schwerpunkt wird hier zunächst auf das **technische Potenzial** regenerativer Energieträger (Wasser- und Windkraft, Bioenergieträger, Sonnenenergie und Erdwärme) in Deutschland gelegt. Thematisiert werden die **zeitliche und räumliche Angebotsstruktur**, Möglichkeiten eines **zeitlichen und mengenmäßigen Ausgleichs von regenerativem Energieangebot** sowie **nachfrageseitige Ausgleichseffekte.**

Im Ergebnis wird festgehalten, dass **das bedeutende technische Potenzial regenerativer Energieträger in Deutschland derzeit bei weitem noch nicht ausgeschöpft ist.** Regenerative Energieträger weisen Besonderheiten in der Angebotsstruktur auf. Bei einem deutlichen Ausbau der regenerativen Energieerzeugung würde der **Anteil fluktuierender Energieträger (insbesondere Sonne und Wind) zunehmen.** Es bestehen jedoch Möglichkeiten, **Energieangebot und -nachfrage besser aufeinander abzustimmen** (z.B. zeitliche Verlagerung der elektrischen Last beim Verbraucher, zeitlich ausgewogene Angebotsprofile und räumlich günstige Verteilung des Stromangebotes durch Nutzung aller verfügbaren Energiequellen in einem ausgewogenen Mix, Import regenerativen Stroms). Eine deutliche Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger würde die bereits vorhandene **Tendenz zum Betrieb vieler dezentraler, kleinerer Anlagen mit zunehmenden Mengen dezentral eingespeisten Stroms** verstärken.

Ausführlich diskutiert werden die **potenziellen technischen Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergie im Erzeugungssektor** (Einflüsse auf Erzeugungszuverlässigkeit und Regelungskonzepte) und im **Netzsektor**

(Einflüsse auf Netzbelastung und -zuverlässigkeit, Spannungsqualität und Netzverluste) bei verstärkter Nutzung dargebotsabhängiger Energieträger.

Die regenerativen Energien haben im Wettbewerb mit der konventionellen Stromerzeugung immer noch einen schweren Stand. Dies liegt auch daran, dass die negativen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung von der Gesellschaft als Ganzes getragen werden und sich insbesondere nicht in den Strompreisen widerspiegeln. **Trotz erheblicher Fortschritte in den letzten Jahren brauchen die regenerativen Technologien daher eine spezielle Förderung, um ihren weiteren Ausbau sicherzustellen.** Dies gilt umso mehr, als sich die Bundesrepublik Deutschland das im internationalen Vergleich ambitionierte politische Ziel gesetzt hat, bis zum Jahr 2010 den Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung mindestens zu verdoppeln. Eine zentrale Fragestellung lautet daher, **mit welchen Instrumenten man die Förderung regenerativer Energien im liberalisierten Strommarkt effektiv, effizient und marktkonform vorantreiben kann.**

Um diese Diskussion auf eine fundierte Basis zu stellen, wurde ein **Kriterienraster** entwickelt, anhand dessen die **Bewertung der unterschiedlichen Instrumente** in Bezug auf ihre Eignung, das Ziel einer Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung zu befördern, vorgenommen werden kann. Sowohl **hoheitliche** (Stromsteuer, Einspeise- sowie Quotenregelung) als auch **freiwillige Instrumente** ("Grüne Angebote") wurden in die Untersuchung einbezogen.

Zur Option "Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger" gibt es **umfangreichen Untersuchungsbedarf**. Prioritäre Felder sind nach Auffassung des TAB:

- die technische Weiterentwicklung und Erprobung von bisher in Deutschland unterrepräsentierten Stromerzeugungstechnologien, z.B. **Offshore-Windkraftanlagen** und **Geothermie**,
- die mit einer **verstärkten Netzintegration** von Elektrizität aus regenerativen, insbesondere **dargebotsabhängigen Energieträgern** und der Einführung neuer Versorgungsstrukturen verbundenen **technischen Fragestellungen und FuE-Erfordernisse**,
- der Einfluss der **europäischen Integration** und der **Liberalisierung der Energiemärkte** auf die **Handlungsmöglichkeiten des nationalen Gesetzgebers** in der Energiepolitik und
- die **Wechselwirkungen zwischen verschiedenen umweltpolitischen Instrumenten** zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt.

I. Einleitung

Der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des 14. Deutschen Bundestages hat das TAB mit der Bearbeitung der Themen **"Elektrizitätsversorgung in Deutschland während eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung und danach"** und **"Perspektiven regenerativer Energieträger"** beauftragt. Die Vorhaben wurden im Juli 1999 begonnen.

Das Thema "Kernenergieausstieg" wurde von der Fraktion der F.D.P. vorgeschlagen. Es sollte untersucht werden, welche Auswirkungen ein Kernenergieausstieg auf Wirtschaft, Umwelt, Beschäftigung und Versorgungssicherheit haben könnte. Insbesondere sollte der Frage nachgegangen werden, mit welchen Energiequellen und -techniken für stillgelegte Kernkraftwerke Ersatz-Stromquellen geschaffen werden könnten. Das Thema "Perspektiven regenerativer Energien" geht auf Anregungen der Fraktionen von CDU/CSU und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN sowie des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zurück. Als Ziel wurde formuliert, den aktuellen Diskussionsstand und offene Fragestellungen zur verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen in Deutschland sowie deren Einbettung in übergreifende energie- und umweltpolitische Themenfelder herauszuarbeiten.

Beide Themen spielen in der aktuellen (energie-)politischen Diskussion eine zentrale Rolle. Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen haben inzwischen eine Vereinbarung über die Befristung der zukünftigen Nutzung der Kernenergie getroffen, ohne dass die "Ausstiegsdebatte" damit als endgültig abgeschlossen angesehen werden könnte. Das Stromeinspeisungsgesetz ist durch das mittlerweile in Kraft getretene Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) ersetzt worden. Eine weitere Gemeinsamkeit beider Themen besteht darin, dass **als deren übergeordnete Zielrichtung die Ausgestaltung einer nachhaltigen zukünftigen Energieversorgung erkennbar ist**, insbesondere auch deshalb, weil ein "Ausstieg" aus der signifikanten Nutzung eines Energieträgers - bei vorausgesetzt stabilen Energieversorgungsstrukturen - einen "Einstieg" in die Nutzung eines oder mehrerer anderer Energieträger notwendig macht.

Aufgrund dieser engen thematischen Verflechtung beider Themen wurde - auch aus Gründen der Praktikabilität - einer **zusammenfassenden Darstellung beider in einem Bericht** der Vorzug gegeben.

Die vorliegende Bearbeitung hat den Charakter einer **Vorstudie**. Der Untersuchungsrahmen umfasst ausgewählte Aspekte, die **wesentliche "Bausteine" bei der Ausgestaltung einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung darstellen**, und insbesondere solche, bei denen noch **weiterer Untersuchungsbedarf** besteht.

Ausgangspunkt ist eine **Analyse ausgewählter Studien zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland**. In einer vergleichenden Synopse werden energieseitige, ökologische und gesamtwirtschaftliche Effekte berücksichtigt. Der weitere Aufbau des TAB-Berichts orientiert sich an verschiedenen strategischen Optionen, den Anteil der Kernenergie an der deutschen Energieversorgung adäquat zu ersetzen. Hierzu gehört die Thematisierung von Fragen zur Veränderung des Verbraucherverhaltens beim Umgang mit Energie, zum verstärkten Einsatz fossiler Energieträger sowie zur verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger.

Zur Analyse von **Möglichkeiten der Veränderung des Verbraucherverhaltens (Option: Stromeinsparung)** werden Untersuchungen verschiedener Autoren zu den Einsparpotenzialen für elektrische Energie in Deutschland bis zum Jahr 2020, zu ergreifende Maßnahmen zu deren Realisierung und bestehende Hemmnisse diskutiert. Die prinzipiell bestehende **strategische Option der Erhöhung des Anteils fossiler Energieträger an der Energieversorgung** wird unter den Gesichtspunkten der Reichweiten fossiler Energieträger (Schwerpunkt: Erdöl und Erdgas), des Zustandekommens von Reservestatistiken und möglicher Folgen einer verstärkten Erdgasnutzung diskutiert.

Als dritte strategische Option wird die **intensive Nutzung regenerativer Energieträger** untersucht. Dies umfasst zum einen eine Analyse des theoretischen und technischen Potenzials und der Besonderheiten der Angebotsstruktur erneuerbarer Energieträger. Weiterhin werden die aus der möglichen Erhöhung des Anteils fluktuierender Energieträger sich ergebenden technischen Herausforderungen durch neue Versorgungsstrukturen analysiert. Hierbei werden mögliche technische Probleme einer verstärkten Integration regional unterschiedlicher Angebotsausprägungen regenerativ erzeugter elektrischer Energie in das bestehende Elektrizitätsversorgungssystem unter der Annahme der Beibehaltung heute üblicher Versorgungssicherheit thematisiert. Abschließend werden Instrumente untersucht, mit denen die Integration regenerativer Energieträger in den liberalisierten Energiemarkt gefördert werden kann. Hierzu werden neben "freiwilligen Instrumenten" insbesondere hoheitliche (ökonomische) Instrumente nach einem einheitlichen Kriterienraster analysiert. Besonderes

Augenmerk wurde insgesamt auf die **Herausarbeitung vorrangiger Untersuchungs- und Forschungsfragen** gelegt.

Abschließend sei den am Projekt beteiligten Gutachtern gedankt, insbesondere der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hannover), der Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (CONSENTEC, Aachen), dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart), dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln, dem Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Karlsruhe), dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Universität Stuttgart), dem Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (Universität Karlsruhe), dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel e.V.) und der LB-Systemtechnik GmbH (Ottobrunn).

II. Analyse von Untersuchungen zum Ausstieg aus der Kernenergie

1. Einleitung

Die Kernenergienutzung ist gegenwärtig eine wichtige Säule der deutschen Stromversorgung. Der Anteil des Atomstroms an der gesamten Stromerzeugung beträgt rund 30 %. Kernkraftwerke haben einen Anteil von etwa 18 % an der installierten Kraftwerksleistung in der Bundesrepublik Deutschland.

Es ist ein politisches Ziel der Bundesregierung, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland auslaufen zu lassen. Um dieses Ziel hat sich eine rege politische und öffentliche Debatte entwickelt. Im Juni 2000 wurde eine Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen getroffen, in der die **künftige Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke befristet wird** (Festlegung von Restlaufzeiten), andererseits unter Beibehaltung eines hohen Sicherheitsniveaus und unter Einhaltung der atomrechtlichen Anforderungen **für die verbleibende Nutzungsdauer der ungestörte Betrieb der Kernkraftwerke wie auch deren Entsorgung gewährleistet werden**. In einer Novelle des Atomgesetzes soll ein **Verbot von Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb von neuen Kernkraftwerken** festgelegt werden. Mit dieser Ausstiegsvereinbarung gewinnt die Diskussion um strategische Optionen für eine tragfähige zukünftige Energieversorgung in Deutschland an Dringlichkeit und Gewicht.

Bereits im Verlauf der 70er Jahre wurden in Stellungnahmen zur Entwicklung der Energienachfrage und deren Deckung Umfang und Notwendigkeit der weiteren Nutzung der Kernenergie thematisiert (Scholz 1980). Eine Bündelung der verschiedenen Diskussionsansätze fand in den beiden **Enquete-Kommissionen "Zukünftige Kernenergie-Politik" des Deutschen Bundestages** statt. Ausführliche Untersuchungen über die Möglichkeit, auf Kernenergie zu verzichten, wurden ferner im Zusammenhang mit dem vom (damaligen) Bundesministerium für Forschung und Technologie geförderten Forschungsprojekt

"Die Sozialverträglichkeit verschiedener Energiesysteme in der industriegesellschaftlichen Entwicklung" vorgelegt.¹

Starken Auftrieb erhielt diese Diskussion 1986 durch das **Kernreaktorunglück von Tschernobyl**. Als Reaktion auf dieses Ereignis wurden zahlreiche teilweise aktualisierte Abschätzungen der Folgen eines Kernenergieausstiegs veröffentlicht. Die Kernenergieausstiegsstudien aus diesem Zeitraum wurden auch in zwei synoptischen Darstellungen einander vergleichend gegenübergestellt (Voß et al. 1986; Wiesner 1988). Auch danach wurden immer wieder Studien zu diesem Thema durchgeführt. In den Arbeiten der beiden **Klima-Enquete-Kommissionen des Deutschen Bundestages** wurde die Kernenergie-thematik ebenfalls aufgegriffen (11. und 12. Deutscher Bundestag).

Das **Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart** hat im Auftrag des Deutschen Bundestages eine Reihe neuerer Untersuchungen zum Kernenergieausstieg im Hinblick auf Zielsetzungen, Ausgangsannahmen und konzeptionell-methodisches Vorgehen analysiert und die Ergebnisse der Berechnungen zu den Auswirkungen der jeweiligen Ausstiegsszenarien zusammengefasst und verglichen. Auf der Basis der kommentierenden Synopse skizziert das IER einen Vorschlag für eine nach seiner Einschätzung methodisch adäquateren Analyse verschiedener Wirkungsbereiche eines Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie (IER 2000). In die Untersuchung einbezogen wurden folgende Studien:

1. Schaumann, P., Läge, E., Ruffler, W., Molt, S., Fahl, U., Diekmann, J., Ziesing, H.-J.: Integrierte Gesamtstrategien der Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen (2005/2020). Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Stuttgart, Berlin, September 1994 (im Folgenden abgekürzt als **IER/DIW-Studie**)
2. Schön, M., Walz, R., Blazejczak, J., Edler, D.: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Emissionsminderungsstrategien. Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung,

1 Zu einer umfassenden Übersicht über die in diesem Zusammenhang publizierte Literatur der an dem Projekt beteiligten Wissenschaftler (vgl. Meyer-Abich, Schefold (1986) sowie die dort angegebene Literatur im Anhang (S. 214 ff.). Eine konkurrierende Studie zum gleichen Thema wurde von der KFA Jülich, Projektgruppe Technik und Gesellschaft vorgelegt (vgl. dazu Renn et al. 1985).

- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Karlsruhe, Berlin, 1994 (**ISI/DIW-Studie**)
3. Welsch, H., Hoster, F.: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Emissionsminderungsstrategien. Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Energiewirtschaftliches Institut, Köln, 1994 (**EWI-Studie**)
 4. Hoster, F.: Impact of a nuclear phase-out in Germany: results from a simulation model of the European Power Systems. Energy Policy, 26 (1998), 6, S. 507 ff. (**Hoster-Studie**)
 5. Hennicke, P., Fishedick, M.: Kurzfristiger Kernenergieausstieg und Klimaschutz - Anmerkungen und Hintergründe. Kurzstudie im Auftrag der Redaktion GLOBUS (Westdeutscher Rundfunk), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, August 1998 (**Wuppertal-Studie**)
 6. Pfaffenberger, W., Gerdey, H.-J.: Zur Bedeutung der Kernenergie für die Volkswirtschaft und die Umwelt. Zur Abschätzung der Kosten eines Ausstiegs. Untersuchung im Auftrag der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V., Bremer Energie-Institut, Bremen, Dezember 1998 (**BEI-Studie**)
 7. Schmitt, D.: Kosten eines Kernenergieausstiegs in Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 (1999), 1/2, S. 6 ff. (**Schmitt-Studie**)
 8. Markewitz, P., Martinsen, D.: Kernenergie und zielorientierte CO₂-Minderungsstrategie. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 (1999), 1/2, S. 60 ff. (**STE-Studie**)
 9. Böhringer, C., Hoffmann, T., Vögele, S.: Zu den Kosten eines Kernenergieausstiegs in Deutschland. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH, Mannheim, August 1999 (**ZEW-Studie**)
 10. Schade, D., Weimer-Jehle, W.: Kernenergieausstieg und Klimaschutz in Baden-Württemberg. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart, Juli 1999 (**AfTA-Studie**)
 11. Fahl, U., Blesl, M., Herrmann, D., Kemfert, C., Remme, U., Specht, H., Voß, A.: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, September 1999 (**IER-Studie**)
 12. Dienhart, H.: Versorgungskonzept für Stuttgart ohne Atomstrom. Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/DIE GRÜNEN im Stuttgarter Gemeinderat, Stuttgart, Januar 1999 (**Dienhart-Studie**)

13. Horn, M., Ziesing, H.-J.: Ausstieg aus der Kernenergie: Wirtschaftliche Auswirkungen aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens. Studie im Auftrag der Hamburgischen Elektrizitätswerke AG, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, Juli 1997 (**DIW-Studie**)
14. LBD-Beratungsgesellschaft mbH in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut e.V.: Gutachten über die Wirtschaftlichkeit der HEW-Kernkraftwerke. Gutachten im Auftrag der Umweltbehörde der Freien und Hansestadt Hamburg, Hamburg, Juli 1999 (**LBD/Öko-Studie**)

Weitere Studien zu den Folgewirkungen eines Kernenergieausstiegs, z.B. eine weitere Untersuchung des Wuppertal-Instituts, waren bei Abschluss des IER-Gutachtens noch in Arbeit und konnten daher nicht berücksichtigt werden.

Die wichtigsten Ergebnisse der IER-Analyse werden in den folgenden Abschnitten kurz dargestellt.

2. Unterschiede zwischen den Untersuchungskonzepten

Die ausgewählten Untersuchungen über die Folgewirkungen eines sofortigen oder allmählichen Verzichts auf eine weitere Nutzung der Kernenergie unterscheiden sich erheblich hinsichtlich ihrer Zielsetzung, der getroffenen Ausgangsannahmen, der angesprochenen Problembereiche, des analytischen Detaillierungsgrades und methodischen Vorgehens sowie hinsichtlich der Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse und Schlussfolgerungen.

Charakteristische Merkmale der einzelnen Studien

In den ausgewählten Studien werden **unterschiedliche Regionen** betrachtet (Deutschland, Alte Bundesländer, Baden-Württemberg, Stuttgart, HEW-Versorgungsgebiet), **unterschiedliche Zeithorizonte** untersucht (2005, 2020, 2030, 2075) und **unterschiedliche Referenzentwicklungen** unterstellt. So wird bei den Enquete-Studien (IER/DIW, ISI/DIW, EWI) und auch bei Hoster sowie STE noch von einer konstanten Kapazität für die Kernkraftwerke in der Referenzentwicklung ausgegangen, während in verschiedenen neueren Untersuchungen 40 bzw. 45 Zeitjahre als Betriebszeit für die Kernkraftwerke im Referenzszenario angenommen werden (BEI, ZEW, AfTA, IER, DIW, LBD/Öko). Dienhart setzt hier für die in Betracht kommenden Kraftwerke 33 bzw.

30 Jahre an; einen ähnlichen Betriebszeitraum unterstellt auch die Wuppertal-Studie.

Bei jeder Untersuchung der Folgen eines Ausstiegs ist von großer Bedeutung, welches **Ausstiegsszenario** unterstellt wird, d.h. wann und mit welcher Geschwindigkeit auf eine weitere Nutzung der Kernenergie verzichtet werden soll. Hier liegt der **Schwerpunkt der Szenariobetrachtungen in den vorliegenden Studien auf den Konsequenzen eines kurzfristigen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005.**

Methodische Vorgehensweise

Bezüglich der methodischen Vorgehensweise ist zwischen einer **rein angebotsorientierten Betrachtung** (Hoster, BEI, Schmitt, ZEW, AfTA, LBD/Öko) und **kombinierten angebots- und nachfrageorientierten Strategien** zu unterscheiden. Erstere gehen davon aus, dass die jeweilige Kernstromerzeugung durch Erzeugung in anderen Kraftwerken ersetzt werden muss, während die letzteren Stromnachfragereaktionen aufgrund höherer Preise berücksichtigen (IER/DIW, ISI/DIW, EWI, STE, IER) oder auch massive Stromeinsparungen durch administrative Maßnahmen unterstellen (Wuppertal, Dienhart, DIW).

Unterschiede bestehen auch hinsichtlich der benutzten **Methoden und Modelle**, ihres Detaillierungsgrades sowie des verwendeten **Kostenrechnungsvorgangs**. IER/DIW, STE und IER benutzen ein **Optimierungsmodell**, das unter der Vorgabe von Randbedingungen die **jeweilige kostengünstigste Deckung der Energienachfrage** für den jeweiligen Zeithorizont ermittelt. Dabei wird nicht nur die gesamte Stromerzeugung, sondern das gesamte Energieversorgungssystem betrachtet, womit auch die wechselseitigen Substitutionsvorgänge zwischen der Elektrizitätserzeugung und den übrigen Energieträgerverwendungsbereichen erfasst werden.

Auch in den Studien von Hoster, BEI, ZEW und AfTA werden Optimierungsmodelle genutzt, jedoch wird hier alleine die Stromerzeugung betrachtet. Wuppertal, DIW sowie LBD/Öko und wohl auch Dienhart setzen zur Konsequenzenermittlung **Bilanzierungstools** ein, wobei aber die zugrunde liegenden Bilanzgleichungen nicht weiter ausgeführt werden. Bei Verwendung des Optimierungsansatzes kommt der Vorteil, relativ leicht Variationsrechnungen durchführen zu können, in den publizierten Szenarien zum Ausdruck.

Bezüglich der **gesamtwirtschaftlichen Betrachtung** wird zum einen in der ISI/DIW-Studie ein Impact-Ansatz verwendet, der **detaillierte Energieszenarien mit ökonometrischen, nachfrageorientierten Wirtschaftsmodellen**

kombiniert. Demgegenüber ist sowohl in der Studie von EWI als auch in der IER-Studie ein **geschlossenes Gleichgewichtsmodell** (angebotsgetrieben) zum Einsatz gekommen.

Annahmen und Rahmenbedingungen in den Szenarien

Von den in den Studien gesetzten bzw. abgeleiteten Annahmen sind einige von besonderem Belang, weil sie entweder - wie die Energiepreise - eine überragende Bedeutung für die Gesamtkosten der Stromproduktion (mit bzw. ohne Kernenergie) haben oder - wie der Stromverbrauch - in besonderem Maße die Höhe der zukünftig erforderlichen Kapazität der Stromerzeugungsanlagen und den Zeitpunkt für deren Zubau bestimmen und damit auch die (Mehr-)Kosten eines Ausstiegs beeinflussen. Daneben ist auch von Bedeutung, welche gesamtwirtschaftlichen und demographischen Vorgaben gemacht werden, wie die Kapitalkosten behandelt werden und in welchem Umfang im Ausstiegsfall andere Energieträger und -technologien an der gesamten Stromerzeugung beteiligt sein sollen.

Die Annahmen zur **Wirtschafts- und demographischen Entwicklung** sind zwischen den einzelnen Studien nahezu vergleichbar. Überraschend ist jedoch, dass auf dieser Basis sehr unterschiedliche **Entwicklungen des Stromverbrauchs** hergeleitet werden. Hier sind z.B. für einige Studien schon im Jahr 1997 die für das Jahr 2005 angesetzten Werte nahezu erreicht (BEI, STE, AfTA) oder schon überschritten worden (Wuppertal, Dienhart, DIW). Dies wird problematisch, wenn zusätzlich der Kernenergieausstieg durch verstärkte Stromeinsparbemühungen mit kompensiert werden soll.

Bezüglich der **Kapitalkosten und der Jahresnutzungsgrade für die fossilen Ersatzoptionen** gibt es - bis auf die IER/DIW-Studie - zwei Gruppen, die entweder niedrigere Kapitalkosten und höhere Nutzungsgrade (z.B. BEI, AfTA, IER) oder höhere Kapitalkosten und niedrigere Nutzungsgrade (z.B. Dienhart, DIW) aufweisen.

Die **Energieträgerpreise** (frei Kraftwerk) weisen im Studienvergleich eine große Bandbreite auf, wobei hier der Effekt mitwirkt, von welchem Basisniveau aus die Preisprojektionen vorgenommen werden. Entsprechend werden bei einem im Ausgangsjahr niedrigen Preisniveau auch niedrigere zukünftige Preise projiziert und umgekehrt. Zusätzlich ist zu beachten, wie in den Studien die Preisrelationen zwischen Steinkohle und Erdgas angesetzt werden. Hier sind bezüglich der Erdgaspreise die Annahmen von LBD/Öko und AfTA als extrem bzw. als sehr niedrig einzuschätzen, und auch die BEI-Studie weist

niedrige Preise für das Erdgas aus. Demgegenüber stehen die älteren Preisprojektionen von IER/DIW, Hoster und ZEW. Die Annahmen der IER- und der Dienhart-Studie ordnen sich hier im Mittelfeld ein. Bei der Steinkohle weisen die AfTA-Studie sehr niedrige, die IER- und die DIW-Studie niedrige Preiserwartungen auf. Auch bei der Steinkohle sind die Annahmen in der IER/DIW-Studie und bei Hoster am höchsten (Tab. 1).

Tab. 1: Zusammenfassende Einordnung der Rahmenannahmen

Nr.	Studie	Stromverbrauch	Kraftwerke	Energiepreise
1	IER/DIW	steigend	Investitionen: mittel Nutzungsgrad: mittel	⇒ mittel Erdgas - sehr hoch Steinkohle - sehr hoch
4	Hoster	steigend	Investitionen: hoch Nutzungsgrad: niedrig	⇒ teuer Erdgas - sehr hoch Steinkohle - sehr hoch
6	BEI	konstant	Investitionen: niedrig Nutzungsgrad: hoch	⇒ günstig Erdgas - niedrig Steinkohle - mittel
9	ZEW	k.A.	Investitionen: hoch Nutzungsgrad: niedrig	⇒ teuer Erdgas - hoch Steinkohle - hoch
10	AfTA	leicht steigend	Investitionen: niedrig Nutzungsgrad: hoch	⇒ günstig Erdgas - sehr niedrig Steinkohle - sehr niedrig
11	IER	steigend	Investitionen: niedrig Nutzungsgrad: hoch	⇒ günstig Erdgas - mittel Steinkohle - niedrig
12	Dienhart	konstant	Investitionen: hoch Nutzungsgrad: niedrig	⇒ teuer Erdgas - mittel Steinkohle - sehr hoch
13	DIW	konstant	Investitionen: hoch Nutzungsgrad: niedrig	⇒ teuer Erdgas - sehr hoch Steinkohle - niedrig
14	LBD/Öko	konstant	Investitionen: niedrig Nutzungsgrad: hoch	⇒ günstig Erdgas - extrem niedrig

Quelle: IER 2000, S. 63

Da die Entwicklung der Brennstoffpreise große Unsicherheiten aufweisen, erscheint es sinnvoll, hier über **Sensitivitätsanalysen** zur Absicherung der Ergebnisse beizutragen. Dies geschieht jedoch nur in der IER-Studie, bei DIW und bei LBD/Öko, wobei in der DIW-Studie selbst nur die Ergebnisse für eine Preisvariante aufgeführt werden.

Ob es aufgrund einer möglicherweise durch den Kernenergieausstieg in Deutschland ausgelösten höheren Nachfrage nach fossilen Energieträgern zu **Preisrückwirkungen auf den Weltenergiemärkten** kommt, wird nur in der BEI-Studie explizit mit in die Preiskalkulation aufgenommen. Alle anderen Studien nehmen sich dieser Fragestellung nicht an.

Wird nicht nur der Ersatz der Kernkraftwerke betrachtet, sondern zusätzlich auch thematisiert, welche **Konsequenzen bezüglich des Klimaschutzes** aus einem Kernenergieausstieg resultieren, so ist zu berücksichtigen, dass die **energiepolitischen Rahmenbedingungen bezüglich der deutschen Stein- und Braunkohle** einen wesentlichen Einfluss auf die Minderungsstrategien haben. Entsprechend werden in den Studien von IER/DIW, ISI/DIW, EWI und STE, die sich dieser Frage annehmen, Angaben zur Mindestnutzung der heimischen Kohle gemacht. In der Wuppertal-Studie und in der IER-Studie, die auch die Klimaschutzfrage mit thematisieren, sind keine entsprechenden Angaben zu finden.

Angaben zu weiteren energiepolitischen Vorgaben, wie z.B. der **Stromeinspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom**, und deren Umsetzung sind in keiner der ausgewählten Studien zu finden.

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen ausgewählter Kernenergieausstiegsstudien

Im Wesentlichen beziehen sich die Studien, wie schon betont, auf den **kurzfristigen Ausstieg (vor 2005)** aus der Kernenergienutzung. Bezüglich der Konsequenzen sind drei Wirkungsbereiche zu unterscheiden. Zum einen werden die **Auswirkungen auf die Elektrizitäts- und Energiewirtschaft** thematisiert, zweitens werden die **umweltseitigen Effekte** aufgezeigt und schließlich sind in einigen Studien Aussagen zu den **Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft** zu finden.

Von besonderem Interesse sind die Aussagen der Studien zu den **Optionen, die als Ersatz für die außer Betrieb gehenden Kernkraftwerke gewählt werden**, zu den **Kostenwirkungen** und zu den **ökologischen Effekten** eines Kernenergieverzichts. Vor allem auf diese Aspekte wird im Folgenden näher eingegangen.

Ersatzoptionen

Für den detaillierten Vergleich der im Falle eines kurzfristigen Kernenergieausstiegs notwendigen Ersatzoptionen kommen nur die Studien von Hoster, BEI, STE und IER, die alle auf einem ähnlichen methodischen Ansatz (Kostenminimierung) aufbauen, in Betracht. Alle anderen Studien machen hierzu keine bzw. keine vergleichbaren Aussagen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass eine **unterschiedliche Referenzentwicklung** zugrunde liegt. Bezüglich der Struktur des Kraftwerksparks ergibt sich, dass **die wesentlichen Ersatzoptionen der Neubau von Steinkohle- oder Erdgaskraftwerken sind**. Zusätzlich kommt es auch zu einer - teilweise drastischen - **Reduktion der installierten Leistung**. Die **regenerativen Energien spielen für den Ersatz nur eine untergeordnete Rolle**, wobei hier der deutlichste Zuwachs in der STE-Studie ausgewiesen wird. Neben der zum größten Teil fehlenden Wirtschaftlichkeit (unter anderem zurückzuführen auf unzureichende Berücksichtigung externer Kosten bzw. Nutzen) der erneuerbaren Energien, die **in den Kostenminimierungsansätzen zu einem entsprechend geringen Beitrag führt**, ist hier auch zu berücksichtigen, dass im Fall des kurzfristigen Kernenergieverzichts die Ersatzoptionen **schnell und in breitem Umfang verfügbar** sein müssen, was bei dem derzeitigen Entwicklungsstand und den vorhandenen Produktionskapazitäten der regenerativen Energiequellen nur sehr eingeschränkt möglich wäre.

Entsprechende Änderungen wie bei der Kraftwerksleistung sind auch bezüglich der Struktur der Strombereitstellung festzustellen. Hier wird in allen Studien eine **höhere Nettostromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas** ausgewiesen. Dabei werden in der BEI- und in der IER-Studie die stärkeren Zuwächse bei den Steinkohlekraftwerken gesehen. Demgegenüber steigt in der Hoster- und in der STE-Studie die Nettostromerzeugung aus Erdgas mehr an. Wird ein verstärkter **Stromimport** zugelassen, wie ihn die Hoster-Studie untersucht, so kommt auch diese Möglichkeit für eine Übergangszeit zum Tragen. **Die regenerativen Energien spielen auch bei den Erzeugungsmengen nur eine untergeordnete Rolle**.

Werden auch Rückwirkungen auf die Stromnachfrage mit betrachtet, wie dies in den Studien von STE und IER der Fall ist, so werden hier aufgrund der in Folge des Kernenergieverzichts erhöhten Strompreise auch **verbesserte Chancen für die Stromeinsparung** gesehen. In der STE-Studie werden im Jahr 2005 rund 4,4 % des zu ersetzenden Kernenergiestroms durch eine Stromverbrauchsreduktion aufgefangen. In der IER-Studie sind es (für Baden-Würt-

temberg) im selben Betrachtungsjahr 2,6%, wobei sich dann der Beitrag der Stromeinsparung bis zum Jahr 2010 auf 4,5% erhöht.

Kostenwirkungen

Nahezu sämtliche vorliegenden Untersuchungen machen quantitative Aussagen zu den erwarteten Kosten eines Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie im Szenarienvergleich. Da jedoch die zugrunde gelegten Rahmenannahmen z.T. deutliche Unterschiede aufweisen sowie weitere ergebnisbestimmende Annahmen und auch die Referenzentwicklungen differieren, ist eine unmittelbare Vergleichbarkeit der Ergebnisse sämtlicher Studien nicht gegeben.

Der Vergleich der ermittelten **Mehrkosten eines Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2005 auf bundesdeutscher Ebene ohne Einhaltung des Klimaschutzziels** kann für die Studien von Hoster, BEI, STE, ZEW und - mit Einschränkungen - IER durchgeführt werden (Tab. 2).

Bei **Hoster** werden kumulierte, auf 1995 abdiskontierte Mehrkosten von 40,5 Mrd. DM₉₅ ausgewiesen gegenüber einer Referenzentwicklung, die von einer konstanten Kapazität der Kernkraftwerke bis 2020 ausgeht. Dies entspricht kumulierten, nicht abdiskontierten Mehrkosten von 106,0 Mrd. DM₉₅. Bei einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahren (1995-2020) ergibt dies 4,2 Mrd. DM₉₅/a.

Die **BEI-Studie** kommt im kurzfristigen Ausstiegsfall gegenüber der Referenzentwicklung, die einen Weiterbetrieb der bestehenden kerntechnischen Anlagen mit einer Lebensdauer von 40 Zeitjahren annimmt, zu kumulierten, nicht abdiskontierten Mehrkosten in Höhe von 87,6 Mrd. DM₉₆, d.h. 2,8 Mrd. DM₉₆/a. Demgegenüber stehen die in der **STE-Studie** ermittelten Mehraufwendungen von ca. 8,9 Mrd. DM/a. Hierbei ist anzumerken, dass die hohen Kosten der STE-Studie methodisch bedingt sind, da in dem verwendeten Optimierungsmodell alleine das Jahr 2005 berücksichtigt wird, während die Untersuchungen der Hoster-Studie bis zum Jahr 2020 und die der BEI-Studie bis zum Jahr 2030 reichen. In der **ZEW-Studie** werden lediglich kumulierte, abdiskontierte Mehrkosten ausgewiesen und keine durchschnittlichen Werte pro Jahr.

Tab. 2: Kostenwirkungen eines kurzfristigen Kernenergieverzichts (Ausstieg 2005) ohne Berücksichtigung von Emissionsanforderungen

<i>Studie</i>	<i>Zeit- horizont</i>	<i>Referenz</i>	<i>kumulierte Mehrkosten</i>	<i>durchschnittliche jährliche Mehrkosten</i>	<i>abdiskontierte kumulierte Mehrkosten</i>
Hoster	2020	konstante Kapazität	106,0 Mrd. DM ₉₅	4,2 Mrd. DM ₉₅ /a	40,5 Mrd. DM ₉₅ (1995)
BEI	2030	40 Zeitjahre	87,6 Mrd. DM ₉₆	2,8 Mrd. DM ₉₆ /a	
STE	nur 2005	konstante Kapazität		8,9 Mrd. DM _{xx} /a	
ZEW	2030	40 Zeitjahre			48 Mrd. DM ₉₅ (2000)
IER-Baden- Württemberg	2030	40 Zeitjahre	23,5 Mrd. DM ₉₈	0,76 Mrd. DM ₉₈ /a	15,8 Mrd. DM ₉₈ (2000)
IER- Deutschland*	2030	40 Zeitjahre	105,8 Mrd. DM ₉₈	3,4 Mrd. DM ₉₈ /a	71,1 Mrd. DM ₉₈ (2000)

* hochgerechnet aus den Werten für Baden-Württemberg

Quelle: nach IER 2000, S. 71

Insgesamt sind nach der ZEW-Studie im Falle des Ausstiegs bis 2005 rund 48 Mrd. DM₉₅ aufzuwenden. Nimmt man die **IER-Studie**, die ebenfalls bis 2030 rechnet, in diesen Vergleich mit auf, indem man die für Baden-Württemberg ermittelten Werte (23,5 Mrd. DM₉₈ bzw. 0,76 Mrd. DM₉₈/a) mit dem Faktor 4,5 multipliziert (was in etwa dem baden-württembergischen Anteil an der Kernkraftwerkskapazität in Deutschland - ohne Mülheim-Kärlich - entspricht), so liegen die Mehrkosten mit etwa 105,8 Mrd. DM₉₈ bzw. rund 3,4 Mrd. DM₉₈/a um 21 % über den Werten der BEI-Studie (in DM₉₆).

Ökologische Effekte

Alle Studien, mit Ausnahme von ZEW sowie LBD/Öko, nehmen eine Bilanzierung der Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs auf die CO₂-Emissionen vor. Aber nur die IER-Studie weitet den Blickwinkel hin zu allen energiebedingten Treibhausgasen und nimmt auch die sonstigen umweltseitigen Auswir-

kungen auf die konventionellen Luftschadstoffe mit in die Betrachtung auf. Radioaktive Abfälle und radioaktive Emissionen werden nur in der LBD/Öko-Studie thematisiert.

Tab. 3: Zunahme bei den CO₂-Emissionen der Ausstiegsvariante 2005 im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario (in Mio. t)

Nr.	Studie	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4	Hoster	19	35	58	70	74		
5	Wuppertal		104,3					
6	BEI	12	96	98	91	66	27	0
7	Schmitt		k.A.					
8	STE		71					
9	ZEW		k.A.					
10	AfTA		23,8			20		
11	IER		21,7	19	20,3	13,7	5,2	0,8
12	Dienhart		1,25-1,33	1,05-1,36		0,71-1,41		
13	DIW-Kohleersatz			5,8-8,5				
	DIW-Erdgasersatz			3,6-5				
14	LBD-Öko		k.A.					

Quelle: IER 2000, S. 76

Bezüglich der **CO₂-Emissionen** ergeben sich den verschiedenen Studien zufolge bei einem kurzfristigen Kernenergieausstieg in Deutschland Maximalwerte der Mehremissionen von 71 Mio. t (STE, 2005), 74 Mio. t (Hoster, 2020), 96 Mio. t (BEI, 2010) und 104 Mio. t (Wuppertal, 2005). Für Baden-Württemberg bewegen sich die Mehremissionen im Jahr 2005 in der AfTA- und in der IER-Studie in der gleichen Größenordnung (22 bis 24 Mio. t) (Tab. 3). Zusätzlich wird mit den Ergebnissen der Hoster-Studie deutlich, dass die Möglichkeit eines Imports von Strom zum Ersatz von Kernenergiestrom auch zu einer deutlichen Entschärfung bei den Mehremissionen führt. Jedoch ist dabei mit zu berücksichtigen, dass die Gesamtemissionen für den erweiterten Untersuchungsraum zu bilanzieren wären, um eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Fälle zu erreichen. Die entsprechenden Werte sind in der Veröffentlichung jedoch nicht ausgewiesen.

Eine Aussage zu den Mehrkosten eines **Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2005 unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland** liefern die Studien von IER/DIW, von STE und von IER.² So ermittelt z.B. die IER/DIW-Studie im Falle des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2005 und einer Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland um 27 % bis zum Jahr 2005 und um 45 % bis zum Jahr 2020, jeweils bezogen auf das Emissionsniveau des Jahres 1987, bis zum Jahr 2020 kumulierte Zusatzkosten von 440 Mrd. DM₉₀ bzw. jährliche abdiskontierte Kosten von 14,5 Mrd. DM₉₀/a (Tab. 4).

Tab. 4: Kostenwirkungen eines kurzfristigen Kernenergieverzichts (Ausstieg 2005) unter Berücksichtigung von Klimaschutzzielen

<i>Studie</i>	<i>Zeit- horizont</i>	<i>Referenz</i>	<i>kumulierte Mehrkosten</i>	<i>durchschnittliche jährliche Mehrkosten</i>	<i>abdiskontierte kumulierte Mehrkosten</i>
IER/DIW	2020	konstante Kapazität		14,5 Mrd. DM ₉₀ /a [*]	440 Mrd. DM ₉₀ (1990)
STE	Nur 2005	konstante Kapazität		46 Mrd. DM/a	
IER-Baden- Württemberg	2030	40 Zeitjahre	83,7 Mrd. DM ₉₈	2,7 Mrd. DM ₉₈ /a	
IER- Deutschland ^x	2030	40 Zeitjahre	376,7 Mrd. DM ₉₈	12,2 Mrd. DM ₉₈ /a	

* abdiskontierte Werte; ^x hochgerechnet aus den Werten für Baden-Württemberg

Quelle: IER 2000, S. 77

In diesem Zusammenhang ist die in den Studien vorgenommene **Ausgestaltung des CO₂- bzw. Treibhausgasminderungspfades** für die Höhe der entstehenden Mehrkosten von großer Bedeutung. Neben einem verstärkten Einsatz CO₂-günstigerer Energieträger in der Stromerzeugung (Erdgas, erneuerbare Energien) tragen hier auch Energiesparmaßnahmen in den übrigen Sektoren (Haushalte,

2 Auch die Studien von Wuppertal und AfTA nehmen sich der Frage des Kernenergieausstiegs im Zusammenhang mit den Klimaschutzzielen an. Jedoch bleibt in beiden Studien die Betrachtung auf die alleinige Diskussion von möglichen Minderungsmaßnahmen beschränkt, eine monetäre Erfassung der Konsequenzen wird hier nicht vorgenommen.

Kleinverbraucher, Industrie, Verkehr) dazu bei, die CO₂-Emissionen entsprechend zu senken.

Gesamtwirtschaftliche Effekte

Tabelle 5 zeigt, inwieweit die ausgewählten Studien auf zentrale gesamtwirtschaftliche Effekte eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung eingehen. Lediglich die beiden Untersuchungen von ISI/DIW und EWI im Auftrag der Enquete-Kommission, die dies von der Zielsetzung und vom Auftrag her zum Inhalt hatten, und die IER-Studie setzen sich umfassend mit den gesamtwirtschaftlichen Effekten eines Kernenergieausstiegs auseinander.

Tab. 5: Behandlung gesamtwirtschaftlicher Effekte

Nr.	Studie	Beschäftigung	Wirtschafts- entwicklung	Investitionen	Wettbewerbs- fähigkeit
1	IER/DIW	○	○	○	○
2	ISI/DIW	●	●	●	○
3	EWI	●	●	●	○
4	Hoster	○	○	○	○
5	Wuppertal	○	○	○	○
6	BEI	●	○	○	◐
7	Schmitt	◐	◐	○	◐
8	STE	○	○	○	○
9	ZEW	○	○	○	◐
10	AfTA	○	○	○	○
11	IER	●	●	●	◐
12	Dienhart	○	○	○	○
13	DIW	○	○	○	○
14	LBD/Öko	○	○	○	○

○ keine Angaben ◐ allgemeine Überlegungen ● quantitative Aussagen

Quelle: nach IER 2000, S. 79

Zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs werden in der **IER-Studie** die Konsequenzen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) betrachtet. Danach hat ein Kernenergieausstieg nach 25 bzw. 35 Zeitjahren Betriebsdauer generell geringere negative Auswirkungen auf die Volkswirtschaft und damit auf das Bruttoinlandsprodukt als ein Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2005. Bei einem späteren Ausstieg aus der Kernenergienutzung zur Elektrizitätserzeugung kommt es entsprechend später zu Bruttoinlandsproduktsverlusten, welche im Umfang jedoch nicht jenen eines frühen Ausstiegs bis zum Jahr 2005 entsprechen. Zusätzlich ergibt sich nach den Berechnungen des IER, dass sich die langfristigen BIP-Wachstumsraten in den Kernenergieausstiegsszenarien wieder den Wachstumsraten des Basisfalls nach Beendigung der Kernenergienutzung angleichen. Aufgrund der BIP-Verluste und des dadurch niedrigeren BIP-Niveaus bleibt aber auch bei vergleichbaren Wachstumsraten das BIP bis zum Ende des Betrachtungszeitraums unter dem des Basisfalls.

In welchem Umfang die Aussagen zu den volkswirtschaftlichen Effekten eines Kernenergieausstiegs von den jeweils getroffenen Annahmen und den wirtschaftstheoretischen Sichtweisen abhängen, zeigt folgendes Beispiel. Wird neben dem Kernenergieausstieg **auch die Notwendigkeit der Minderung der CO₂-Emissionen** betrachtet, so ergibt sich nach der IER-Studie eine deutliche Verstärkung der negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen. Der größte Bruttoinlandsproduktrückgang tritt danach in Deutschland im Jahr 2010 im Ausstiegsszenario bis zum Jahr 2005 mit CO₂-Emissionsrestriktion gemäß den EU-Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls und den daraus für Deutschland abgeleiteten Minderungspflichten (2005: -18 %; 2010: -21 %; 2015: -24 %; 2020: -27 %; 2025: -30 %; 2030: -33 %) auf. Der Verlust beim BIP beläuft sich auf ca. 24 Mrd. DM₉₈ oder rund 0,6 % gegenüber dem Basisszenario (Nutzung der Kernenergie für 40 Zeitjahre). Damit verbunden ist ein Beschäftigungsrückgang von maximal 170.000 Personen im Jahr 2010.

Im Vergleich dazu weist die **ISI/DIW-Studie** im Falle des Kernenergieausstiegs und gleichzeitiger Minderung der CO₂-Emissionen in Deutschland (um 30 % bis zum Jahr 2005 und um 40 % bis zum Jahr 2020, jeweils bezogen auf das Jahr 1987) für die alten Bundesländer - je nach Lage des volkswirtschaftlichen Umfeldes - eine Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes gegenüber der Referenzentwicklung um 0,4 bis 0,8 % im Jahr 2005 und um 0,1 bis 0,4 % im Jahr 2020 aus. Die Erwerbstätigkeit liegt im Ausstiegsszenario der ISI/DIW-Studie um bis zu 60.000 Personen im Jahr 2005 und bis zu 70.000 Personen im Jahr 2020 höher als in der Referenzentwicklung.

4. Anforderungen an eine neue Studie zum Ausstieg aus der Kernenergie

Das IER stellt abschließend fest, dass aus den 14 untersuchten Studien keine einheitliche Gesamtaussage zu den zu erwartenden Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs abgeleitet werden könne. Es sei daher notwendig, eine neue Studie zu erstellen, die auf den Erkenntnissen der bereits vorliegenden Untersuchungen zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung aufbaue und ein daraus abgeleitetes Anforderungsprofil erfülle, um die Auswirkungen eines Verzichts auf die Nutzung der Kernenergie adäquat analysieren und bewerten zu können.

Als wesentliche Anforderungen an eine solche neue Studie zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie ist es nach Auffassung des IER notwendig,

- realistische Annahmen bezüglich der **Referenzentwicklung** und der **Ausstiegsfristen** zugrunde zu legen,
- eine differenzierte Aufstellung der **Kosten** insbesondere der Kernenergie (z.B. Kostensenkungspotenzial bei Weiterbetrieb, Brennstoffkosten, Endlagerungskosten, noch notwendiger Kapitaldienst) bereit zu stellen,
- die Unsicherheiten bezüglich der **zukünftigen Entwicklung der Energiepreise**, wie z.B. Preisrückwirkungen auf den Weltenergiemärkten aufgrund der möglicherweise ansteigenden Nachfrage nach fossilen Energieträgern, über entsprechende Preissensitivitätsanalysen zu berücksichtigen,
- die **Einbindung des bundesdeutschen Elektrizitätsmarktes in den europäischen Strommarkt (Stromhandel)** - einschließlich einer **Gesamtbilanzierung der Emissionen** im erweiterten Untersuchungsraum - adäquat zu berücksichtigen,
- **alle Ersatzoptionen** gleichzeitig und vergleichbar zu erfassen,
- eine **deutlich verstärkte Förderung der regenerativen Energien und der rationellen Energieanwendung in eigenständigen Szenarien** zu untersuchen und dabei - sofern eine entsprechende Datenbasis vorhanden ist - **Instrumente zu deren Umsetzung** sowie die damit verbundenen "Transaktionskosten" zu berücksichtigen,
- die wesentlichen **Wirkungsbereiche** (Elektrizitätswirtschaft, Energiewirtschaft, Gesamtwirtschaft) **differenziert nach Regionen bzw. Unternehmen** zu erfassen,
- den Zusammenhang bzw. **möglichen Zielkonflikt zwischen Klimaschutz und Kernenergieausstieg** zu berücksichtigen,

- die **Auswirkungen auch auf die sonstigen Treibhausgase und auf konventionelle Luftschadstoffe** zu untersuchen und
- die **Quantifizierung externer Kosten** mit in die Betrachtung aufzunehmen.

5. Fazit

Die in die vergleichende Analyse des IER einbezogenen Kernenergieausstiegsstudien weisen zum Teil erhebliche Unterschiede in den methodischen Ansätzen, in den ergebnisbestimmenden Annahmen über die Entwicklung von Energiepreisen, Stromnachfrage und Kraftwerkskapitalkosten, in der Festlegung der Ausstiegsszenarien und der Referenzentwicklungen, in der regionalen Abgrenzung und den Zeithorizonten auf. Sie kommen daher zwangsläufig zu **teilweise erheblich differierenden Ergebnissen, die nicht oder nur sehr eingeschränkt vergleichbar sind**. Eine **einheitliche Gesamtaussage** zu den zu erwartenden Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs lässt sich aus den untersuchten Studien **nicht ableiten**.

Besonders problematisch für die aktuelle Diskussion über strategische Optionen für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland ist, dass die weitaus meisten Studien den Fokus auf die **Ermittlung der Konsequenzen eines kurzfristigen Ausstiegs** (bis 2005) richten und dass in der Regel **kostenminimierende Ersatzstrategien** - unter **Vernachlässigung externer Kosten und Nutzen** - untersucht werden.

Bei solchen Prämissen ergibt sich dann natürlich zwangsläufig, dass die **erneuerbaren Energien und die Energie- bzw. Stromeinsparung nur einen sehr geringen Beitrag zum Ersatz der Kernenergie leisten (können)**.

Von daher erscheint die vom IER in seinem im März 2000 vorgelegten Gutachten aufgestellte Forderung, eine **neue Studie** zu den Auswirkungen des Verzichts auf die Nutzung der Kernenergie mit dem in Kapitel II.4 beschriebenen Anforderungsprofil zu erstellen, als verständlich. Da inzwischen jedoch Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen eine Vereinbarung über die Befristung der zukünftigen Nutzung der Kernenergie getroffen haben, ist aus heutiger Sicht nach Auffassung des TAB die Durchführung einer **neuen umfangreichen Kernenergieausstiegsstudie nicht vordringlich**.

Dringend erforderlich sind dagegen vertiefende Untersuchungen zu den Potenzialen, Einsatzbedingungen, Fördermöglichkeiten und Auswirkungen derjenigen strategischen Optionen, die **auf jeden Fall** von zentraler Bedeutung

für eine langfristig nachhaltige Energieversorgung in Deutschland sein werden. Dabei handelt es sich in erster Linie um die strategischen Optionen der **Energieeinsparung** und der **verstärkten Nutzung der großen Potenziale der regenerativen Energien**. Zu überprüfen sind aber auch die Möglichkeiten und Probleme eines **verstärkten Einsatzes fossiler Energieträger**, insbesondere von **Erdgas**. Mit diesen Optionen befassen sich die folgenden Kapitel dieses Berichtes, in denen besonderes Gewicht auf die Herausarbeitung vorrangiger Untersuchungs- und Forschungsfragen gelegt wird.

III. Option: Stromeinsparung

1. Einleitung

Ein sparsamerer Umgang mit Energie, insbesondere durch Erhöhung der Effizienz des Energieeinsatzes, ist einer der zentralen Ansatzpunkte, um die Energieversorgung auf eine nachhaltig zukunftsverträgliche Basis zu stellen. Im Folgenden werden die Potenziale für eine Einspar-Strategie sowie die damit verbundenen energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten aufgezeigt.

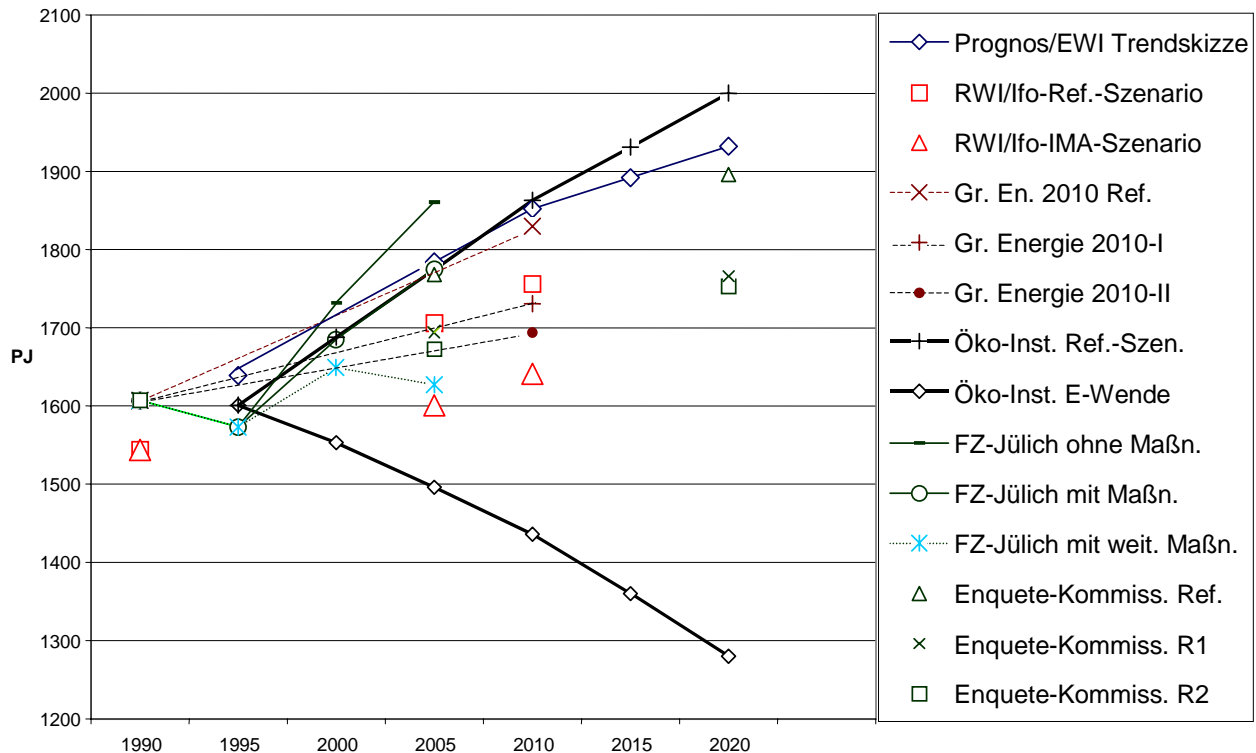
Hierzu werden auf der Grundlage von Szenarienrechnungen verschiedener Autoren die Einsparpotenziale für elektrische Energie bis zum Jahr 2020 aufgezeigt und im Hinblick auf bestehende Hemmnisse und zu ergreifende Maßnahmen zu ihrer Realisierung diskutiert. Neben Untersuchungen der einzelnen Verbrauchssektoren - Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr - werden auch Querschnittsbetrachtungen zu sektorenübergreifenden Fragestellungen, nämlich zur Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten (Stand-by-Modus), zu Elektromotoren sowie zur Stromeinsparung durch "Internet Economy", angestellt.

Die Darstellung gründet sich wesentlich auf Studien, die bis Mitte 1998 verfügbar waren. Da aber der Schwerpunkt hier auf der Diskussion grundlegender Zusammenhänge sowie von Hemmnissen und Maßnahmen für eine effizientere Stromnutzung liegt, ist die letzte Aktualität der Szenarien und Prognosen nicht von entscheidender Bedeutung.

2. Stromeinspar-Potenziale in den Verbrauchssektoren

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht über eine Reihe von Projektionen und Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauches in Deutschland bis zum Jahr 2020.

Abb. 1: Untersuchte Projektionen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland bis 2020



Quelle: ISI 1999

Es handelt sich dabei um:

- die Trendschizze von **Prognos/EWI** (1998) einer "plausiblen, aber vorläufigen und groben Einschätzung der energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland bis 2020";
- die **RWI/Ifo-Untersuchung** "Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien" von 1996 (Zeithorizont 2010) - einem Referenz-Szenario wird ein "IMA-Szenario" gegenübergestellt, das Maßnahmenpakete der "Interministeriellen Arbeitsgruppe CO₂-Reduktion" (IMA) berücksichtigt;
- die Untersuchung der "**Gruppe Energie 2010**" (Altner et al. 1995), die "methodisch und inhaltlich ernst macht mit dem Vorrang für REN- und REG-Technologien" (Zeithorizont 1990-2010);
- das "Energiewende-Szenario" des **Öko-Instituts** (1996) mit dem Untertitel "Ausstieg aus der Atomenergie, Einstieg in Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung", das von einer veränderten Energiepolitik ausgeht, die zu

einem drastischen Rückgang des Energieverbrauchs führt (Zeithorizont 1992/95-2020);

- die Politikszenerarien I (1997) des **Forschungszentrums (FZ) Jülich** mit Zeithorizont 1990-2005. Einem "Ohne-Maßnahmen-Szenario" (OM) wurde ein "Mit-Maßnahmen-Szenario" (MM) gegenüber gestellt, das alle Maßnahmen, die bis September 1994 verabschiedet waren, berücksichtigt. Darüber hinaus wurde ein "Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario" entwickelt, mit dem das Klimaschutzziel der Bundesregierung erreicht werden könnte (Anhang 1.4);
- die Studien für die **Enquete-Kommission (EK)** des 12. Deutschen Bundestages "Schutz der Erdatmosphäre". Aus einer Vielzahl von Szenarien wurden der Referenzentwicklung 1990 bis 2020 die "CO₂-Minderungsziel-Szenarien" R1 (Nutzung der Kernenergie wie im Referenzfall, Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle, Zunahme bei Gas) und R2 (Ausstieg aus Kernenergie 2005 bei starkem Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas) gegenübergestellt.

Man erkennt am oberen Ende der Spanne eine Reihe von "**Business as usual**"-Szenarien unterschiedlicher Ausprägung, die alle von einem Verbrauch von oberhalb **1.900 PJ im Jahr 2020** ausgehen.

Am ambitioniertesten von allen untersuchten **Reduktionsszenarien** ist das **Energiewende-Szenario** des Öko-Institutes mit einem Wert von unter **1.300 PJ im Jahr 2020**.

Dazwischen befinden sich die anderen Szenarien, die mit unterschiedlichen analytischen Ansätzen und komponierten Maßnahmenbündeln operieren. Dabei fällt auf, dass die Reduktionsszenarien und ihr zugehöriger Strombedarf nicht wesentlich, d.h. nur um $\pm 5\%$ bis 2010, voneinander abweichen (bis auf das Energiewende-Szenarios des Öko-Instituts). Diese Kohärenz der Entwicklungsperspektiven lässt sich einerseits mit einer **begrenzten Flexibilität des Kapitalstocks und Lernfähigkeit der Investoren und Nutzer** begründen. Andererseits könnte man auch vermuten, dass aufgrund der **mangelnden empirischen Basis der Wirksamkeit von Maßnahmen** und Initiativen die **Autorenteams keine "mutigen" Alternativ-Szenarien beschreiben**, sondern sich sowohl in ihren quantitativen Zahlenprojektionen als auch in ihren Listen vorgeschlagener Maßnahmen aneinander "anlehnen".

Ein direkter Vergleich dieser Arbeiten ist allerdings nur eingeschränkt möglich, da teilweise unterschiedliche Abgrenzungen vorgenommen wurden und vielfach die getroffenen Annahmen nicht transparent sind.

Im Folgenden werden hier zwei der Szenarien herausgegriffen und exemplarisch diskutiert. Für die Charakteristika und Grundannahmen der anderen Arbeiten wird auf die Anhänge 1.1 und 1.2 verwiesen.

Als **Referenz-Szenario** wurde die **Trendskizze von Prognos/EWI** (Prognos/EWI 1998) gewählt, zum einen, da sie gut dokumentiert vorliegt, zum anderen, da sie auch in einigen Arbeiten anderer Autoren als Referenz gewählt wird. Diese wird verglichen mit dem **ambitioniertesten Maßnahmenzenario**, dem **"Energiewende-Szenario" des Öko-Instituts** (Öko-Institut 1996), das von einer veränderten Energiepolitik ausgeht, die zu einem drastischen Rückgang des Energieverbrauchs führt (Zeithorizont 1992/95-2020). Der hohe energiepolitische Handlungsdruck wird unter anderem durch die Annahme eines Kernenergieausstieges bis zum Jahr 2000 begründet.

Dieses Vorgehen dient dazu, den Spielraum für energiepolitisches Handeln auszuloten und Beiträge zur Zielerreichung von Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündeln besser einschätzbar zu machen. Dabei ist klar, dass zur Erreichung ambitionierter Einsparziele energiepolitische Maßnahmen von großer Tragweite und hoher Umsetzungsintensität erforderlich sein werden, beispielsweise eine substantiell höhere Energie-/CO₂-Steuer oder umfangreiche öffentliche Energiespar-Kampagnen, um das Energie-Thema im Bewusstsein der Bevölkerung tiefer zu verankern. Eine Analyse der Umsetzbarkeit von konkreten Maßnahmen bzw. Maßnahmenpaketen war nicht Aufgabe der vorliegenden Untersuchungen. Es sollte eher der energiepolitische Möglichkeitsraum ausgelotet werden. Hinzu kommt, dass mangels empirischer Basis die Wirkung der Instrumente und Maßnahmen vielfach nicht im Detail abzusehen ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in allen Verbrauchssektoren gegenüber der Referenzentwicklung bedeutende Potenziale zur Einsparung elektrischer Energie vorliegen. Diese sind insbesondere bei den Haushalten mit 61 % und im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen mit 44 % bis zum Jahr 2020 sehr erheblich. Jedoch auch in der Industrie, die in den letzten Jahren unbestreitbar große Fortschritte zu mehr Energieeffizienz gemacht hat, können noch weitere Potenziale (18 %) realisiert werden. Eine gewisse Sonderrolle nimmt der Verkehrssektor ein, bei dem eine konsequente Verfolgung der Effizienzstrategie wegen der Verschiebungen zu Gunsten des Schienenverkehrs zu einer moderaten Erhöhung des Stromverbrauchs um 2 % verglichen mit der Referenzentwicklung führt. In Tabelle 6 sind die hier diskutierten Zahlenwerte noch einmal übersichtlich zusammengefasst.

Referenz-Szenario (Prognos/EWI 1998)*Zentrale Annahmen*

Grundannahme der bis zum Jahr 2020 reichenden Prognose ist, dass es im Betrachtungszeitraum **keine fundamentalen Veränderungen** der Rahmenbedingungen gibt. Die Verhaltensweisen in Gesellschaft und Wirtschaft weisen ohne äußeren Zwang keinen Bruch auf, sie entwickeln sich trendmäßig weiter. Dies bedeutet hinsichtlich der (Energie-) Nachfrager, dass **nicht mit "Suffizienzverhalten" (Genügsamkeit) zu rechnen** ist.

- Die **Einwohnerzahl** Deutschlands **geht** trotz anhaltender Zuwanderungen im Prognosezeitraum **leicht zurück**.
- Die deutsche Wirtschaft wächst mit knapp 2% p.a.
- Für die rationelle Energienutzung und für die regenerativen Energien wird ein **kontinuierlicher technischer Fortschritt** angenommen, Technologiesprünge werden nicht unterstellt.

Die **energiepolitische Rahmensetzung** wird geprägt

- durch die Reform des Energiewirtschaftsrechts mit **der Liberalisierung des Strom- und Gassektors** und
- durch die Besteuerung des Verbrauchs der nicht erneuerbaren Energieträger, d.h. die **Ökosteuer wird beibehalten und schrittweise erhöht**.
- Hinzu kommen weitere Maßnahmen wie z.B. die **Energieeinsparverordnung** und ihre Fortführung, **Stromeinspeisegesetz** oder eine gleichwertige Regelung, **freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie**.
- **Kernkraftwerke** gehen nach **40 Kalenderjahren** vom Netz.

Ergebnisse

Der gesamte Stromverbrauch steigt im Betrachtungszeitraum 1995-2020 um 18% an. Die Entwicklungen stellen sich in den einzelnen Verbrauchssektoren wie folgt dar:

- **Haushalte:** Der Stromverbrauch nimmt bis zum Jahr 2010 noch zu, erst danach geht er leicht zurück. Hierfür ist wesentlich die zunehmende Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten, insbesondere neuen Telekommunikationsgeräten, verantwortlich. Die Anteile der Bereiche Elektrogeräte (Anteil 1992: 52%), Raumwärme (26%), Warmwasser (13%) sowie Kochen (9%) verschieben sich bis 2020 leicht zu Gunsten der Raumwärme (starke Ausweitung der Wohnflächen) und zu Lasten der Elektrogeräte (zunehmend effizientere Großgeräte).
- **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen:** Der Verbrauch nimmt weiter zu, bis 2020 um insgesamt 26%. Den stärksten Zuwachs weist die Stromanwendung für Kühlung sowie Bürogeräte auf.
- **Industrie:** Anstieg des Verbrauches um durchschnittlich 0,8% pro Jahr bis 2020, insgesamt um 23%. Der Trend zu höherer Energieeffizienz durch technologischen Fortschritt und den Strukturwandel hin zu weniger energieintensiven Dienstleistungen wird durch das unterstellte Wirtschaftswachstum von 2% p.a. und die Substitutionsgewinne des Stroms überkompensiert. Es wurde unterstellt, dass bei politischen Maßnahmen auch weiterhin Ausnahmeregelungen für energieintensive Industriezweige gelten werden.
- **Verkehr:** Verbrauchsanstieg um durchschnittlich 1,6% p.a. bis 2020, d.h. insgesamt um 48%, infolge des ungebrochenen Wachstums der Verkehrsleistungen. Neue Fahrzeugantriebe wie Elektromotoren, Gasmotoren (LNG) und Brennstoffzellen spielen auch im Jahr 2020 nur eine untergeordnete Rolle.

Energiewende-Szenario (Öko-Institut 1996)

Zentrale Annahmen

- "Im Vordergrund steht (...) die Suche nach **Handlungskorridoren**, die den Weg vom heute existierenden Energiesystem zu einer zukünftig nachhaltigen Energiewirtschaft markieren können. Dabei kommt es eher darauf an, Zusammenhänge transparent zu machen, Spannungsfelder zu beschreiben und Handlungsspielräume abzuschätzen, als eine mehr oder weniger punktgenaue Zielerreichung zu prognostizieren."
- Es "stellt Entwicklungen dar, die sich vor dem Hintergrund derjenigen technischen Entwicklungspotenziale ergeben, die - unter Maßgabe der vorgegebenen Ziele - aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient umgesetzt werden können, deren **instrumentelle Umsetzbarkeit jedoch nicht eingehend beschrieben bzw. geprüft** ist."
- Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die technischen Maßnahmen im Rahmen der **normalen Lebenszyklen der jeweiligen Anlagen oder Geräte** vollzogen werden.
- Der **Kernenergieausstieg wird bis zum Jahr 2000 vollzogen**.

Ergebnisse

Der gesamte Stromverbrauch nimmt im Betrachtungszeitraum 1992-2020 um 20 % ab.

- **Haushalte:** Der Stromverbrauch geht zwischen dem Ausgangsjahr 1992 und 2020 um etwa 60 % zurück. Bei den Elektrogeräten wird ein Reduktionspotenzial von 50 % im Betrachtungszeitraum vollständig realisiert. Im Raumwärmebereich werden Stromwendungen vollständig durch Fernwärme oder Erdgas verdrängt. Bei Warmwasser und Kochen wird Strom zu 40 % durch Erdgas substituiert. Zusätzlich sind bei Elektroherden Einsparungen von 33 % möglich. Gegenüber dem Referenzfall (Prognos/EWI 1998) ist der Verbrauch in 2020 um 61 % geringer.
- **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen:** Der Verbrauch geht insgesamt um 22 % gegenüber dem Ausgangsjahr zurück. Für den Raumwärme- und Warmwasserbereich werden für die alten Bundesländer analoge Substitutions- und Effizienzpotenziale wie bei den privaten Haushalten unterstellt, für die neuen Bundesländer etwas niedrigere. Gegenüber dem Referenzfall ist der Verbrauch in 2020 um 44 % geringer.
- **Industrie:** Der Verbrauch steigt bis 2010 noch leicht an und geht anschließend bis 2020 annähernd auf den Ausgangswert zurück. Gegenüber dem Referenzfall ist der Verbrauch in 2020 um 18 % geringer. Verglichen mit den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen fallen die Einsparungen des Industriesektors deutlich geringer aus. Dies liegt vorwiegend daran, dass die autonome und durch politische Einflussnahme (Selbstverpflichtung etc.) induzierte Effizienzverbesserung in der Vergangenheit durchaus höher war als in den zuvor genannten Sektoren, aber auch an der zunehmenden Zahl stromspezifischer industrieller Anwendungen.
- **Verkehr:** Der Verbrauch steigt im Betrachtungszeitraum um durchschnittlich 3,4 % p.a., also insgesamt um 134 % an. Gegenüber dem Referenzfall ist der Verbrauch in 2020 um 2 % höher. Dass dies auch unter der Annahme erheblicher Anstrengungen zur Effizienzerhöhung eintritt, hängt mit einer stark avancierten Entwicklung des "Modal-Split" zugunsten des Schienenverkehrs zusammen.

Tab. 6: Stromverbrauch in den Sektoren Referenz- vs. Energiewende-Szenario

	<i>Jahr</i>				<i>Veränderungen in % p.a.</i>	
	<i>1992/1995</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>im Zeitraum</i>	<i>in % p.a.</i>
Stromverbrauch im Sektor Haushalte						
Referenz (PJ)	457*	472	466	453	-0,9 %	konstant
Energiewende (PJ)	453*		292	178	-60,7 %	-3,7
Veränderung gg. Referenz			-37 %	-61 %		
Stromverbrauch im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen						
Referenz (PJ)	437	487	519	551	26,1 %	0,9
Energiewende (PJ)	391		360	307	-21,5 %	-1,0
Reduktion um			-31 %	-44 %		
Stromverbrauch im Sektor Industrie						
Referenz (PJ)	686	753	787	841	22,6 %	0,8
Energiewende (PJ)	701		712	692	-1,3 %	-0,1
Reduktion um			-10 %	-18 %		
Stromverbrauch im Sektor Verkehr						
Referenz (PJ)	59	72	80	87	47,5 %	1,6
Energiewende (PJ)	38		73	89	134,2 %	3,4
Reduktion um			-9 %	2 %		
Netto-Stromverbrauch insgesamt						
Referenz (PJ)	1639	1784	1852	1932	17,9 %	0,7
Energiewende (PJ)	1583		1437	1266	-20,0 %	-0,9
Reduktion um			-22 %	-34 %		

* Referenz hat Basisjahr 1995, Energiewende 1992

Quelle: nach ISI 1999, Prognos/EWI 1998, Öko-Institut 1996

Es sei noch einmal betont, dass es sich hierbei um die Stromsparpotenziale handelt, die für die Volkswirtschaft vorteilhaft realisiert werden könnten, dass aber eine Reihe von Hemmnissen dem entgegenstehen. Es ist ebenfalls klar, dass **ambitionierte Einsparziele erhebliche Anstrengungen in der konkreten Realisierung erfordern**. Die politische Umsetzbarkeit der erforderlichen Maßnahmen steht hier jedoch nicht im Mittelpunkt.

3. Hemmnisse

In den einzelnen Verbrauchssektoren ist eine ganze Palette von Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten bei der Ausschöpfung der beschriebenen Stromsparpotenziale nicht zu übersehen. Eine bedeutende Rolle spielen dabei insbesondere **Energiepreise und Gestehungskosten, Finanzierung, Informationsdefizite und Kenntnismängel, Motivation sowie rechtliche Hemmnisse**. Eine detaillierte Übersicht ist im Anhang 1.3 wiedergegeben.

Von sehr hoher Bedeutung für **alle** Sektoren sind:

- ein zu geringes allgemeines **Energiepreinsniveau**, um forcierte Aktivitäten und Investitionen für mehr Energieeffizienz zu induzieren;
- die Forderung nach kurzen **Amortisationszeiten**, "Pay Back Gap" (außer Verkehr);
- ungenügende Kenntnisse der potenziellen Investoren über **Einsatzmöglichkeiten, konkrete Einsatzbedingungen, Leistungsfähigkeit, Kosten, Risiken**;
- unzureichende Berücksichtigung **wirtschafts-, technologie-, beschäftigungs- und strukturbezogener Vorteile**.

In den einzelnen Verbrauchssektoren gibt es insbesondere folgende wichtige Hemmnisse:

Haushalte

- Es besteht ein **mangelndes Bewusstsein hinsichtlich Energie- und Umweltfragen**, so dass diese bezüglich der Veränderung von eingeschliffenen Verhaltensmustern oder bei konkreten Investitionsentscheidungen kaum in Erscheinung treten. Beispielsweise zeigt sich, dass vielfach nicht einmal die Höhe der eigenen Stromrechnung bekannt ist.

Handel/Gewerbe/Dienstleistungen und Industrie

- Bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU), kleinen und mittleren Gebietskörperschaften ist **Eigenkapitalmangel** eine Ursache für unterlassene Investitionen in mehr Stromeffizienz. Zum Teil gibt es auch eine Scheu bei KMU, in größerem Umfang für derartige Rationalisierungsinvestitionen Fremdkapital aufzunehmen.

- Bei Gebietskörperschaften wird der **Zusammenhang zwischen Investitions- haushalt und Betriebshaushalt** nicht gesehen; bei KMU und privaten Haushalten schaut man nicht auf die **life cycle cost**, sondern den **Anschaffungsaufwand**.
- Mangel an **energietechnischen Kenntnissen, fehlendes Fachpersonal, Zeitmangel und Scheu vor externer Beratung** bewirken, dass in Unternehmen und Gebietskörperschaften hohe Stromeinsparpotenziale unerkannt bleiben.
- Viele Potenziale bleiben ungenutzt, da die **Kostenreduktion durch Stromeinsparung** meist nur einen kleinen Beitrag zur Verbesserung des gesamten Geschäftsergebnisses leistet.
- Viele **Entscheidungen über langfristige Betriebsinfrastrukturinvestitionen**, wie z.B. Kompressoren für Kälte- und Druckluftanlagen, werden heute mit dem gleichen Risiko bewertet wie kurzfristig zu ersetzende Investitionen in Produktionsanlagen ("Nicht mehr als 3 Jahre pay back"). Damit werden sehr rentable langfristige Investitionen zur rationellen Stromnutzung überhaupt nicht in Investitionsüberlegungen einbezogen.
- Eine vergleichbare Wirkung hat die aktuelle unternehmerische Strategie der **schlanken Produktion**, die möglichst alle Nebenanlagen vermeidet oder für das **Outsourcing** freigibt. Allerdings eröffnet dieses Verhalten zum Teil einen Markt für **Contracting** von langlebigen Stromwandlungsanlagen.

Verkehr

- Es besteht ein **inkonsistentes System von Subventionen und Besteuerung**. Die unterschiedliche Besteuerung von Benzin, Diesel, Flugbenzin, Strom und Erdgas als Treibstoff sendet keine preislichen Signale an die Verkehrsteilnehmer zur effizienten und umweltfreundlichen Befriedigung des Bedürfnisses nach Mobilität.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine erhebliche Anzahl von Hemmnissen dazu führt, dass **auch langfristig ein Teil der rentablen Potenziale der Stromeffizienz nicht ausgeschöpft werden**.

4. Instrumente und Maßnahmen(-bündel)

An diesen Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten anzusetzen, müsste der eigentliche Fokus der Energie- und Klimapolitik sowie der Technologieproduzenten und Energiedienstleister sein. Das immer stärker wettbewerblich organisierte energiewirtschaftliche Umfeld macht es notwendig, dass die gewählten Instrumente diesen neuen Rahmenbedingungen angepasst werden.

So sind beispielsweise **Least-Cost-Planning (LCP)**-Aktivitäten trotz Einsparpotenzialen von 30-40 % (Gruppe Energie 2010, 1998) praktisch zum Erliegen gekommen. Dies einerseits, da nach dem Energiewirtschaftsgesetz Erzeugung, Transport und Verteilung als kaufmännisch getrennte Einheiten zu führen sind, was den globalen Ansatz von LCP konterkariert. Andererseits sind über Jahre hinweg feste Bezugsverhältnisse zwischen Kunde und EVU im liberalisierten Markt nicht mehr selbstverständlich.

Die Anpassung des Instrumentes LCP an den wettbewerblichen Rahmen ist daher notwendig. Eine wettbewerbsneutrale Finanzierung wäre beispielsweise durch eine bundesweit verbindliche Abgabe auf alle Stromumsätze (einschließlich Importe) im Sinne einer "public service obligation" möglich. Die Versorgungsunternehmen würden verpflichtet, entweder selbst in dieser Höhe LCP-Programme aufzulegen, oder die Abgabe an einen Fonds abzuführen. Dieser **nationale Energie-Effizienz-Fonds** - nach britischem, dänischem oder kalifornischem Beispiel - kann dann zielgerichtete Aktivitäten initiieren und bündeln. Schwerpunkte wären die Durchführung von Energiesparkampagnen informativ-energetischer Art oder zielgerichtete Maßnahmen zur Markttransformation und Technologieentwicklung, die Beobachtung und Analyse aktueller Marktentwicklungen sowie die Schaffung einer "Dachmarke" für Energieeffizienz (Öko-Institut 2000). Ein geeigneter Träger für einen solchen Fonds wäre beispielsweise die kürzlich gegründete Deutsche Energie Agentur DEEnA.

Auf der **Konsumentenseite** stehen - neben den übergreifenden preisbeeinflussenden Maßnahmen - zunächst eine Vielzahl von Informationsinstrumenten zur Verfügung. Eine zentrale Rolle spielen dabei die gesetzlichen Regelungen zur **Energieverbrauchs-Kennzeichnung**, die vor allem in kürzeren Abständen aktualisiert und immer wieder angepasst werden müssen.

Im Bereich der gut typisierbaren **elektrischen Massenwendungen** (Haushaltsgeräte, Bürotechnik, Motoren etc.) sind vor allem Bemühungen auf der Produzentenseite vielversprechend. Da rechtliche Vorgaben sich vor allem aus EU-Sicht als problematisch erweisen können, liegt hier zunächst eine Orientie-

zung auf **freiwillige Vereinbarungen** mit Herstellern und Importeuren nahe, die darauf abzielt, nur Geräte mit einem bestimmten Mindeststandard auf den Markt zu bringen. Gegenstand einer solchen Vereinbarung könnten z.B. Stand-by-Einrichtungen, elektrische Motoren, Haushaltsgeräte oder vergleichbare Anwendungen sein.

Hinsichtlich der sehr heterogenen Energiesparpotenziale vor allem in der **Industrie** ist eine weitere Förderung der **Energieberatung** unerlässlich, die vor allem für den Bereich der kleinen und mittleren Unternehmen eine hohe Priorität hat. Auch in diesem Zusammenhang muss ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung eines dynamischen und selbsttragenden Energiesparmarktes gerichtet werden. Die Vielzahl von Ansätzen im Bereich **Drittfinanzierung und Contracting** kann gezielt gefördert und weiterentwickelt werden. Ansatzpunkte liegen neben dem allgemeinen Abbau von Transaktionskosten und administrativen Hemmnissen durchaus auch im steuerlichen Bereich.

Für den Sektor **Verkehr** lässt sich kein zu den anderen Sektoren vergleichbares Handlungsprogramm aufstellen, da hier sehr stark auch emotionale und psychologische Faktoren eine Rolle spielen, die sich mit einer Effizienz-Strategie nicht ohne Weiteres beeinflussen lassen.

Hinsichtlich der Wirksamkeit von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln muss man allerdings ein **erhebliches Wissensdefizit** konstatieren. Maßnahmen lassen sich zwar als solche plausibel aus den Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten ableiten, aber die Einschätzung ihrer Wirksamkeit steht **auf empirisch kaum abgesicherter Grundlage**, d.h. es besteht ein hoher Forschungsbedarf. Allerdings muss man andererseits die Erwartungen an eine stringente Wirksamkeitsanalyse dämpfen, da das Zusammenwirken einzelner Maßnahmen in seinem zeitlichen und gesellschaftlichen Kontext immer auch von Einflussfaktoren abhängig sein dürfte, die einmalig sind und in ihrer Konstellation nicht reproduzierbar.

5. Querschnittsbetrachtungen

Die den Projektionen zugrunde liegenden Stromsparpotenziale berücksichtigen zumeist den wissenschaftlichen "Stand der Technik" zu Beginn der 90er Jahre. Mittlerweile sind aber zusätzliche Fragestellungen in das Blickfeld der Öffentlichkeit gelangt, die Handlungsbedarf signalisieren. An "schlummernden

Potenzialen" zur Stromeinsparung herrscht kein Mangel (Bund der Energieverbraucher 1999).

Die Stromanwendungen bilden gerade in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen einen ausgesprochen heterogenen Bereich. Zudem lässt sich in den letzten Jahren ein neuer Trend identifizieren. Während die Großgeräte (Waschmaschinen, Kühl- und Gefrieraggregate, Trockner) erhebliche Effizienzgewinne erzielt haben, hat die Zahl der Kleinanwendungen, darunter auch eine Vielzahl von "verborgenen" Anwendungen (Stand-by-Schaltungen, Pumpenantriebe, Telekommunikations- und Informationsgeräte), in erheblichem Maße zugenommen und die Einsparungen kompensiert. Darüber hinaus haben insbesondere in der Industrie eine ganze Reihe von Stromanwendungen andere Technologien abgelöst.

Die Vielfalt der Anwendungen, gleichzeitig aber auch die hohe Typisierbarkeit einer ganzen Reihe von Geräten bilden den Rahmen und die strategischen Ansatzpunkte für zusätzliche Stromeinsparungen. Entsprechende Maßnahmen setzen traditionell im Bereich der Kunden an und versuchen vor allem über verbesserte Transparenz (Beratung, Prädikatisierung und Kennzeichnung) aber auch durch Anreize (z.B. Prämien) die Marktdurchdringung effizienter Geräte zu verbessern. Zukünftig wird sich die Frage stellen, ob diese Ansatzpunkte angesichts der hohen Systemintegration vieler Geräte (z.B. sind elektrische Motoren oder elektronische Elemente oft integrale und letztlich nicht separierbare Systembestandteile) in Richtung der Hersteller verschoben werden müssen.

Neben der Stromeinsparung durch sparsamere Geräte und Anwendungen verbleibt ein nicht unerhebliches Potenzial für die **Substitution von Stromanwendungen**, vor allem im Bereich der Wärmeerzeugung. Einen wichtigen Bereich nehmen hier die Stromheizungen ein, deren Anteil am gesamten Stromverbrauch 1997 immerhin fast 5 % ausmachte (Öko-Institut 2000).

5.1 Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten in Haushalten und Büros (Stand-by-Modus)

Die Leerlaufverluste von elektrischen Geräten in Privathaushalten und Büros machen in Deutschland pro Jahr rund 20 Mrd. kWh aus (UBA 1999a u. b). Sie verursachen etwa 1,5 % der deutschen CO₂-Emissionen. Rund ein Drittel dieser Emissionen oder etwa 2 Mrd. DM Stromkosten (Stand: 1998) könnten eingespart werden.

Viele Kunden lassen die Betriebskosten eines Gerätes außer Acht, die während der mehrjährigen Nutzungsdauer den Kaufpreis oft bei weitem überschreiten. Große Bürogeräte verbrauchen den größten Anteil des Stroms nicht während der Arbeitsphase, sondern im Stand-by-Modus. Das Gleiche gilt für Video- und TV-Geräte in Haushalten, sofern diese ausschließlich mit der Fernbedienung ein- und ausgeschaltet werden. Auch Faxgeräte benötigen nur etwa 20 % der Energie zum Senden, 80 % gehen im Bereitschaftszustand verloren. Viele Kopiergeräte (und andere Geräte) benötigen sogar Strom, nachdem sie per Knopfdruck ausgeschaltet wurden, d.h., dass sich der Verbrauch im normalen Büroalltag zu 25 % auf den ausgeschalteten Zustand, zu 50 % auf Stand-by-Zeiten und zu 25 % auf das Kopieren verteilt. Stromverbrauchszielwerte (d.h. **Selbstverpflichtungen der Hersteller**) sind ein Ansatz zur Lösung dieses Problems. Für die Hersteller wäre die **Auszeichnung guter Geräte mit einem Label** ein weiterer Anreiz, noch effizientere Elektrogeräte zu entwickeln. Für energieeffiziente PC und Monitore ist bereits beabsichtigt (US Environmental Protection Agency und EU-Kommission), die Grenzwerte des weltweit genutzten Energiesparlabels "Energy Star" zu verschärfen (VDI-nachrichten 28.5.99).

Daneben wäre eine **Kennzeichnungspflicht** unter Berücksichtigung der Leerlaufverluste möglich. Würden die Geräte mit einem **Hauptschalter** versehen, könnten sie damit vollständig vom Netz getrennt werden. Durch **Nachfragebündelung (Procurement)** könnte ein Marktdruck in Richtung der Produktion effizienter Geräte aufgebaut werden (UBA 1999a).

5.2 Einsparpotenziale bei Elektromotoren

Mehr als die Hälfte des weltweit verbrauchten Stroms entfällt auf Antriebe (v. Weizsäcker et al. 1997). Auch in Deutschland macht der Strombedarf für elektrische Antriebe einen hohen Anteil am gesamten Stromeinsatz aus. Zwischen 5 und 30 % des betrieblichen Elektrizitätsbedarfs entfällt auf diese Aggregate. Nach Schätzungen könnte dieser um ca. 20 % verringert werden. Vor allem bestehen erhebliche wirtschaftliche Einsparpotenziale durch

- die Erhöhung des Motorwirkungsgrads (den Einsatz von Frequenzumrichtern zur Drehzahlregelung von Motoren mit variabler Last) sowie durch
- die Optimierung des Gesamtsystems, wie eine abgestimmte Dimensionierung von Motoren, Pumpen, Kompressoren, Leitungen, Verdichtern, sowie den Einsatz effizienter Transmissionssysteme.

Die Einsparpotenziale beim Ersatz von Standardmotoren durch höhereffiziente Motoren liegen zwischen 8 % bei kleinen Motoren (unter 7,5 kW) und 1,5 % bei großen Motoren (über 75 kW), d.h. große Motoren sind effizienter als kleine. Für den gesamten Motoren-Bestand bedeutet dies eine Einsparung von rund 3 %.

In Prozent des Stromverbrauchs der Motoren ergeben Maßnahmen zur Systemoptimierung z.B. folgende **Einsparpotenziale** (Elliot 1995; Jochem/Landwehr 1997):

- keine Überdimensionierung von Motor und Antriebsmaschine (6 bis 9 %),
- energetische Optimierung des Prozesses (bis 50 %),
- Anpassung des Betriebs der Anlage an den tatsächlichen Bedarf (15 bis 40 %),
- Minimierung der mechanischen Verluste im System, Wartung (3 bis 7 %),
- Optimierung der Stromversorgung (Frequenzumrichter), Minimierung der Zuleitungslängen (1 bis 5 %),
- Rückspeisung der kinetischen Prozessenergie bei Beschleunigungsantrieben, zum Beispiel bei Aufzügen (10 bis 50 %).

5.3 Energieeinsparung durch Internet Economy

Das explodierende Wachstum von Internet Economy und E-Commerce wird profunde Auswirkungen auf die Wirtschaft als Ganzes und unsere Lebens- und Arbeitsweisen haben. Es bestehen große Hoffnungen, dass dieser Trend auch zu einem effizienteren Umgang mit Energie und Ressourcen beitragen kann. So hat ein durch das Internet beschleunigter Strukturwandel hin zu mehr Dienstleistungen (Tertiärisierung) eine Erhöhung der Produktivität und eine verringerte Energie-Intensität zur Folge. Die US-amerikanische Umweltbehörde EPA (Environmental Protection Agency) schätzt, dass etwa ein Drittel der jüngst beschleunigten Verbesserungen der Energieintensität (von ca. 1 % p.a. im 10-Jahres-Durchschnitt auf über 3 % p.a. 1997 und 1998) der amerikanischen Wirtschaft strukturell bedingt ist (Romm et al. 1999). Einige Beispiele, wo konkrete Einsparpotenziale erhofft werden, sind:

- E-Materialisation: Physische Güter werden durch elektronische ersetzt, beispielsweise CDs durch Herunterladen von Software- und Musik-Dateien aus dem Internet.
- Tele-Arbeit im "Home-Office": Bedarf an Büro- und Gewerbeflächen sinkt ebenso wie die Verkehrsbelastung durch den Wegfall von Fahrten von und zur Arbeit.

- Supply Chain Management durch Business-to-Business E-Commerce: Reduzierte Inventare, Überproduktion u.ä. verbessern die Ressourcenproduktivität.

Ob allerdings wirklich eine Netto-Einsparung erreicht werden kann, ist in vielen Fällen fraglich. Durch die erhöhte Effizienz können neue Aktivitäten stimuliert werden, die zu einem insgesamt höheren Verbrauch führen. Dieser "rebound effect" ist am besten untersucht im Verkehrsbereich bei elektronischen Leitsystemen (Telematik). Hier induzieren Kapazitätssteigerungen des Straßenverkehrssystems durch Telematik zusätzlichen Individualverkehr, was den Effizienzgewinn konterkariert.

Ebenso bleiben vielfach indirekte Effekte³ sowie der Energie- und Ressourceneinsatz bei der Produktion und Entsorgung der verwendeten elektronischen Geräte bei Vergleichen unberücksichtigt. So sind die neuen Telekommunikationsgeräte wesentlich dafür verantwortlich, dass der Stromverbrauch der Haushalte bis zum Jahr 2010 noch zunimmt (Prognos/EWI 1998).

Die direkte Nutzung moderner Informations- und Kommunikationstechnologien im Energiemanagement kann in einzelnen Bereichen zu beachtlichen Einsparmöglichkeiten führen. Insbesondere für den Gebäudesektor (Stichwort "Smart Building"), das produzierende Gewerbe und die Energie-Industrie werden Einsparpotenziale von 10-15 % genannt (Grünwald et al. 1999).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Mangel an praktischen Erfahrungen und erhebliche Unsicherheiten und Forschungslücken es bis heute nicht zulassen, zu beurteilen, ob und in welcher Höhe die erhofften Einsparpotenziale durch die Internet Economy tatsächlich realisierbar sind.

3 Zum Beispiel ermöglicht Telearbeit einen Arbeitsplatz in größerer Entfernung, wenn ein Telearbeiter nur noch ein oder zweimal in der Woche zum Firmensitz fahren muss. Soziale Vereinzelung durch Telearbeit kann ein größeres Mobilitätsbedürfnis und damit kompensatorische Fahrten auslösen. Die bislang mit der Fahrt zum Arbeitsplatz kombinierten Erledigungen (Einkaufen, Kinder zum Kindergarten / zur Schule bringen) bleiben unberücksichtigt (nach: Gruppe Energie 2010 1998).

6. Untersuchungsbedarf

Auf der Basis der o.g. Beobachtungen bei der Auswertung der Szenarien, der Verpflichtungen der Bundesrepublik Deutschland im Rahmen des Burden-Sharing innerhalb der EU und des Kyoto-Protokolls sowie der Absichten einer Außerbetriebnahme einiger Kernkraftwerke bis 2010 wird in folgenden Feldern erheblicher Untersuchungsbedarf gesehen:

Konzentration der Forschungsressourcen auf die Evaluation energiepolitischer Maßnahmen

Die Forschungsressourcen wurden bisher zu relativ großen Anteilen in die quantitative Erstellung der Szenarientwicklung gesteckt (die dann mit Ausnahme des Energiewende-Szenarios gar nicht erheblich voneinander abweichen). Die Konsequenz müsste sein, die Forschungsressourcen in Zukunft wesentlich stärker auf die Evaluation energiepolitischer Maßnahmen und damit zusammenhängender FuE- sowie Innovationsprozesse zu konzentrieren. Insbesondere ist die Wirksamkeit energiepolitischer Maßnahmen und Initiativen der Wirtschaft **als Bündel** bisher kaum analysiert worden. Eine Auswertung energiepolitischer Erfahrungen in OECD-Ländern wird zwar formal von der IEA in unregelmäßigen Zeitabständen durchgeführt, erfolgt aber nicht hinreichend genau, um Einschätzungen zur Übertragbarkeit erfolgreicher Maßnahmen machen zu können.

Analyse der institutionellen Innovationskapazität und ihrer politischen Entscheidungsprozesse

Es besteht die Vermutung, dass der Personaleinsatz in der Bundesregierung für Fragen der rationellen Strom-(und Energie-)Nutzung - gemessen an dem Personal für die Energieangebotspolitik und gemessen an den Verwaltungen einiger anderer OECD-Staaten (z.B. Schweden, Niederlande, USA) - wesentlich zu klein ist. Dies würde bedeuten, dass eine kohärente Stromeffizienzpolitik seitens der Verwaltung gar nicht konzipiert, geschweige denn durchgeführt werden könnte. Daher wäre zu erwägen, die institutionelle Innovationskapazität und ihre politischen Entscheidungsprozesse zu analysieren.

Aus politikwissenschaftlicher Sicht müsste der Einfluss der Medien auf die Präferenzen der Wähler und potenziellen Investoren, aber auch der Technologieanbieter, genauer analysiert werden. Denn es bestehen hier Rückkopplungs-

schleifen zur Energiepolitik, die mitbedacht werden müssten im Interesse einer volkswirtschaftlich effizienten Energie- und Klimapolitik.

Gezielte FuE-Anstrengungen zur Erhöhung der Stromeffizienz

Eine merkliche Erhöhung der FuE-Anstrengungen zur Verbesserung der Stromeffizienz bei stromverbrauchenden Massenprodukten und stromintensiven Produktionsprozessen ist erforderlich. Es wäre auch zu prüfen, wo stromintensive Anwendungen durch Prozess-Substitutionen und -verbesserungen möglich sind (die Glasindustrie fand in den letzten Jahren z.B. eine konstruktive Lösung, die Elektrozusatzbeheizung in Glaswannen zu streichen).

Untersuchung der Perspektiven der Internet Economy für mehr Stromeffizienz

Es besteht die begründete Hoffnung, dass durch die Internet Economy beachtliche Stromspar-Potenziale ausgelöst werden können. Jedoch lassen der Mangel an praktischen Erfahrungen und erhebliche Unsicherheiten und Forschungslücken es bis heute nicht zu, fundiert zu beurteilen, ob, in welcher Höhe und unter welchen Umständen die erhofften Einsparpotenziale durch die Internet Economy tatsächlich realisierbar sind. Hier sind erhebliche Forschungsanstrengungen erforderlich, insbesondere zur Bewertung von indirekten und von "Rebound"-Effekten.

Unterstützung einer kombinierten Effizienz/Suffizienz-Strategie

Die meisten Analysen von Einsparpotenzialen bewegen sich auf der Ebene der technisch-wirtschaftlichen Effizienz. Auf der anderen Seite ist deutlich, dass eine reine Effizienz-Strategie ein sehr großes Potenzial ungenutzt lässt, das nur mit einer komplementären Suffizienz-Strategie ("Wie viel ist genug?") ausgeschöpft werden kann. Jedoch sind die Kenntnisse darüber, auf welche Weise sich Verhaltensweisen im Sinne von Nachhaltigkeit verändern können, bislang nicht ausreichend, um wirksame Handlungsoptionen ableiten zu können. Eine systematische wissenschaftliche Begleitforschung ist daher erforderlich.

Verstärkung der Motivations- und Entscheidungsforschung

Jüngere Erkenntnisse der Motivations- und Entscheidungsanalyse zeigen, dass die konventionellen Konzepte der energiewirtschaftlichen Forschung zu den Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten zu mechanistisch sind und wichtige individual- und sozialpsychologische Faktoren (Motivation, Sozialprestige, Bequemlichkeit, Unternehmenskulturen, Verwaltungsabläufe) nicht hinreichend berücksichtigt werden. Diese Forschungsrichtungen müssten daher stärker genutzt und speziell für die Belange einer Stromspar-Strategie angewandt werden.

IV. Option: Verstärkter Einsatz fossiler Energieträger

1. Einleitung

Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran stellen die Hauptbestandteile unserer Energieversorgung dar. Zur Verbrennung eingesetzten fossilen Energieträgern ist gemeinsam, dass sie aus Umweltsicht (z.B. Treibhausgasemissionen) als eher problematisch einzustufen sind. Die Bedarfszuwächse bei Kohle fielen in den letzten Jahren weltweit geringer aus - zugunsten anderer Energieträger wie Erdöl und Erdgas. Der Ausbeutungsgrad der Uranreserven wird u.a. von der zukünftigen Nutzung der Kernenergie abhängen. Unter Verfügbarkeitsgesichtspunkten kann die Vorratssituation bei Kohle⁴ und Uran⁵ derzeit als vergleichsweise unkritisch angesehen werden. Daher wird im Folgenden der **Schwerpunkt auf die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas gelegt**, bei denen sich Bedarfszuwächse bereits in naher Zukunft signifikant auf deren Reichweiten auswirken können.

Die Darstellung von Reichweiten fossiler Energieträger in einer Reihe von Veröffentlichungen (amtlichen Statistiken etc.) erweckte bislang oft den Eindruck einer auch langfristig gesicherten Versorgungssituation. Die **öffentliche Wahrnehmung** fossiler Energiereserven war daher geprägt von häufigen - zumeist komprimierten - Meldungen (in der Tagespresse etc.) über diverse "Neufunde" an Erdöl und Erdgas.

Mittlerweile zeichnet sich ein differenzierteres Bild der Verfügbarkeit von Energierohstoffen und der Wechselwirkungen zwischen exportierenden und importierenden Ländern ab. Insbesondere wurden aus **Fachkreisen** - die bei ihren Analysen u.a. auf eigens erstellte, privatwirtschaftliche Industriedatenbanken

4 Als statische Reichweite wird seitens der BGR (1999a) weltweit von ca. 168 Jahren bei Steinkohle und von 246 Jahren bei Braunkohle ausgegangen. Etwa 90 % der Kohle-Reserven befinden sich in 14 Ländern.

5 Die statische Reichweite für Uran beläuft sich derzeit auf 22 bzw. 37 Jahre in Abhängigkeit von den Gewinnungskosten (40 bzw. 80 US\$/kg Uran) (BGR 1999a). Uran ist der einzige Rohstoff, bei dessen Erfassung Reserven und Ressourcen bereits nach Gewinnungskosten differenziert werden. Zusätzlich wird voraussichtlich in den nächsten 15 bis 20 Jahren Kernbrennstoff aus der Kernwaffenabrüstung auf den Markt kommen.

zurückgreifen - Reserveprognosen veröffentlicht, die tendenziell **pessimistischer** sind als offiziell verfügbare Statistiken.

Die **Sensibilität der Erdölsituation** wird beispielsweise deutlich an dem sich derzeit auf einem vergleichsweise hohen Niveau einpendelnden Weltmarktpreis (über 30 US\$/Barrel), welcher letztmalig Anfang der 90er Jahre (Golfkrieg) noch übertroffen wurde. Im Dezember 1998 wurde ein Barrel noch für knapp 10 US\$ auf dem Weltmarkt gehandelt. Die derzeit einsetzende Nervosität an den Mineralölmärkten reflektiert dabei verschiedene Aspekte, von denen ausgewählte im Weiteren zusammengefasst dargestellt werden. Dabei spielen das Verhältnis von Angebot und Nachfrage, die regionale Verteilung und das "Reporting" der Vorräte eine Rolle.

Auch wenn die **aktuelle Situation beim Erdgas** mit momentan stabilen Preisen etwas freundlicher aussieht, wird der Erdgasverbrauch in Zukunft deutlich zunehmen. Ein Grund für den sich abzeichnenden Trend ist ein **verstärkter, da parallel auftretender Bedarf verschiedener Einsatzbereiche** (Erdgasfahrzeuge, GuD-Kraftwerke, Brennstoffzellen etc.). Dem stünde u.a. eine Begrenzung der Transportmengen (Leitungsgebundenheit von Erdgas) gegenüber.

Energienachfrage

Der **Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland** von knapp 500 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) wurde 1998 zu etwa 40 % durch Erdöl, 20 % durch Erdgas, 25 % durch Kohle und 12 % durch Kernenergie gedeckt. Dabei ist Deutschland in einem hohen Maße auf den Import von Energierohstoffen angewiesen. Erdöl wird fast komplett (zu 98 %) und Erdgas zu etwa 80 % eingeführt (BGR 1999a). Steinkohleimporte erreichen bei rückläufiger Förderung ca. 36 % des Steinkohleverbrauchs. Bei Braunkohle besteht eine Eigenversorgung. Angesichts des bestehenden **Energiemixes**, der Verteilung der Energieimporte auf mehr als 15 Länder sowie der Eigenförderung besteht **derzeit aus nationaler Sicht eine ausreichende Diversifizierung der Energieversorgung**.

Für die nächsten 20 Jahre wird in Deutschland nach Prognos/EWI (1999) von schrumpfenden Energiemärkten ausgegangen. Bis 2005 wird der Energieverbrauch zwar voraussichtlich zunächst noch leicht ansteigen, dann aber deutlich zurückgehen. Eine Ausnahme ist der Stromverbrauch, der bis 2020 voraussichtlich um 13 % höher liegen wird als 1998. Der Weltenergieverbrauch wird dagegen insgesamt zunehmen, er wird zukünftig von den Entwicklungsländern Asiens dominiert werden. **Das Ungleichgewicht in der regionalen Verteilung**

der Energiereserven von Erdöl und Erdgas wird auch zukünftig immer weniger mit der regionalen Verteilung des Energieverbrauchs und des Energieverbrauchszuwachses korrespondieren. Damit werden u.a. Importabhängigkeiten⁶ zunehmen.

Leitfragen

Neben den statischen Reichweiten⁷ beider Energieträger - als ein eher "rechnerisches" Verfügbarkeitskriterium - ist ausschlaggebend, inwieweit ihre jeweilige Förderung dem Bedarf variabel angepasst werden kann. Entscheidend ist hierbei, wann der **Zeitpunkt** erreicht wird, **ab dem** bei steigendem Bedarf aus technischen und ökonomischen Restriktionen heraus **die Förderung von Erdöl und Erdgas nicht mehr beliebig erhöht werden kann.** Dabei ergeben sich u.a. folgende Fragen:

- Wie lange reichen bekannte Erdöl- bzw. Erdgasmengen bei heutiger bzw. erhöhter Förderquote?
- Sind heutige Fördermengen noch deutlich ausbaubar? Ab welchem Zeitpunkt wären sie es nicht mehr?
- Wie erfolgt die Dokumentation der Reserven? Sind veröffentlichte Statistiken aussagekräftig und zuverlässig?
- Mit welcher Argumentation kommen Neubewertungen der Reservesituation zustande?
- Inwieweit spiegelt sich die dokumentierte Höhe der Ressourcen in den Weltmarktpreisen wider?

Im Folgenden stehen neben **begrifflichen Unschärfen** insbesondere verschiedene Sichtweisen für das **Zustandekommen von Mengenangaben** über Reserven und Ressourcen sowie von **Prognosen zu erwartender Strukturumbrüche** im Vordergrund.

6 Würden beispielsweise die einheimischen Rohstoffreserven in Deutschland mit dem Verbrauch korreliert, würden diese - sofern sie technisch in dieser Zeitspanne förderbar wären - beim Erdöl weniger als ½ Jahr und beim Erdgas ca. 4 Jahre reichen (BGR 1999a).

7 Die statische Reichweite gibt das Verhältnis von nachgewiesenen, gewinnbaren Reserven und letzter Jahresförderung an.

Unsicherheiten in der begrifflichen Zuordnung

Im Zusammenhang mit der Verfügbarkeit von Rohstoffen sind die Begriffe "Reserven" und "Ressourcen" zu unterscheiden (Glossar), zwischen denen es fließende Übergänge gibt. **Reserven** umfassen den Anteil an noch nicht geförderten Rohstoffen, der mit verfügbaren Techniken aus heutiger Sicht noch wirtschaftlich gewinnbar ist. Dagegen bezeichnen **Ressourcen** nachgewiesene Rohstoffe, die derzeit noch nicht technisch und wirtschaftlich gewinnbar sind, und darüber hinaus solche, die zwar noch nicht nachgewiesen, aber aus geologischer Sicht möglich sind. Die Abschätzung von sicheren und wahrscheinlichen Reserven und die Abgrenzung zu Ressourcen sind vom geologischen Kenntnisstand, von technischen Entwicklungen (Fortschritte in der Explorations- und Fördertechnik etc.), von wirtschaftlichen Faktoren (Energiepreisniveau etc.) und politischen Einflüssen abhängig (Kap. IV.4).

Darüber hinaus wird zwischen **konventionellem** und **nicht-konventionellem** Erdöl und Erdgas (Glossar) in Abhängigkeit davon unterschieden, ob deren Gewinnung mit klassischen Fördertechniken wirtschaftlich ist. Als zusätzliches Unterscheidungskriterium wird beim Erdöl die Dichte - also eine Differenzierung nach fließfähigem bzw. nicht fließfähigem Öl in der Lagerstätte - herangezogen. Zu konventionellem (fließfähigem) Erdöl gehören auch **Natural Gas Liquids (NGL)**, die bei der Erdgasförderung z.B. als Kondensat oder Flüssiggase (LPG) anfallen. Zum nicht-konventionellen (nicht-fließfähigen) Erdöl gehören z.B. **Schweröl, Ölsande und Ölschiefer**. Konventionelles Erdgas umfasst **freies Erdgas in Erdgaslagerstätten** und **Erdölgas** (Begleitgas in Erdöllagerstätten, Nebenprodukt). Nicht-konventionelles Erdgas umfasst **Gas-einschlüsse etwa in Kohleflözen oder Aquiferen sowie in Hydraten gebundenes Methan**.

Die relativ klare physikalische Unterscheidung etwa beim Erdöl wird bei zusätzlicher **Berücksichtigung von Bedingungen des geologischen Auftretens** (z.B. on- oder offshore, Wassertiefen, klimatische Bedingungen) unscharf. So rechnen diverse Autoren (z.B. Campbell 1996 u. 1997) Erdöl, welches unter Tiefseebedingungen (größer 200 m) und in arktischen Regionen auftritt, sowie NGL zum nicht-konventionellen Erdöl, was einen Aspekt einer niedrigeren Bewertung der Mengen an konventionellem Erdöl darstellt. Andere Autoren (z.B. Schollnberger 1998) setzen ausschließlich auf eine wirtschaftliche Förderbarkeit - unabhängig von physikalischen Eigenschaften des Erdöls und der geographischen Lage der Vorkommen.

Auch technisch-ökonomische Überlegungen spielen eine Rolle, etwa die Fragen, in welchen Wassertiefen noch wirtschaftlich gefördert werden kann und ob klassische oder neue Fördertechnologien einzusetzen sind. Da der Entwicklungsstand von Fördertechnologien und die Energiepreise weltweit unterschiedlich sind, ist die Abgrenzung unter technischen und marktbezogenen Gesichtspunkten nicht eindeutig durchführbar. Diese Differenzierung wird von den einzelnen Ländern auch individuell gehandhabt. Somit ist nicht-konventionelles Erdöl bzw. Erdgas in einigen Ländern in den Reservezahlen und bei fast allen Ländern in den Förderdaten mit enthalten. **Unterschiedliche Auslegungen von Begriffen** tragen also bereits in einem nicht unerheblichen Maße zum Auftreten von Differenzen bei.

2. Globale Situation

Schätzungen der weltweiten Reserven an Erdöl und Erdgas erfolgen durch unterschiedliche **Zeitschriften** (Oil and Gas Journal, World Oil), **Firmen** (BP-Amoco, Esso), **Consultants** (IHS Energy) und **Institutionen** (USGS, BGS, BGR u.a.) sowie den WEC und die IGU.

2.1 Erdöl

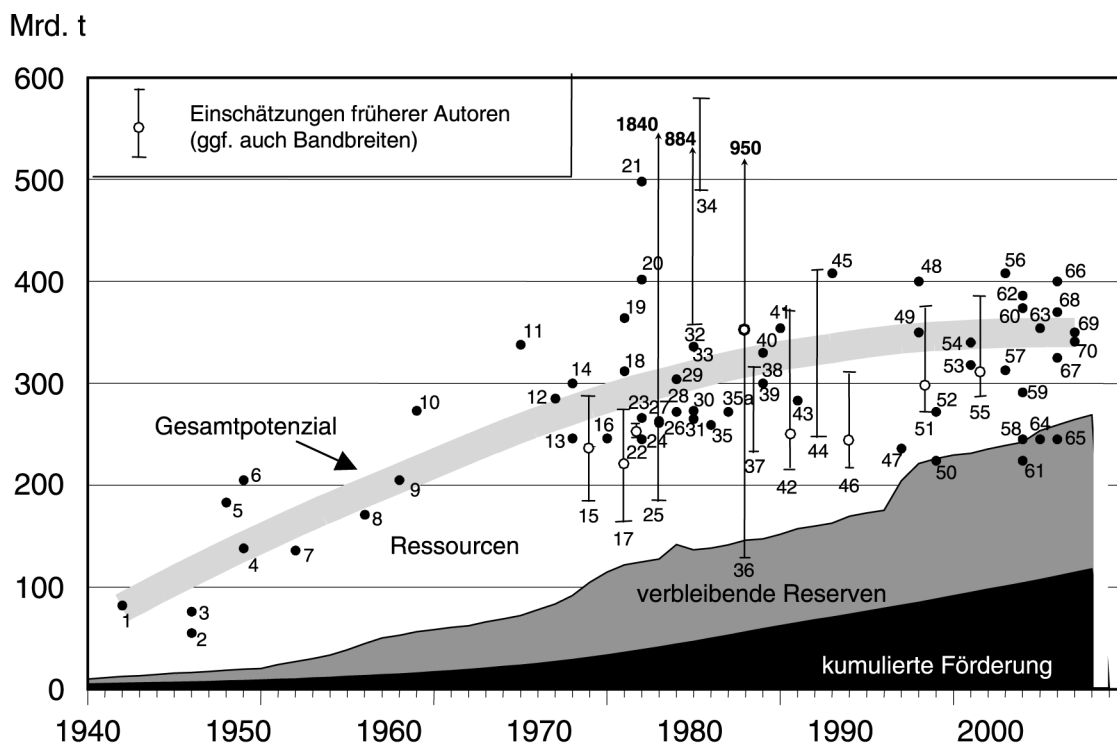
Die Beurteilung der globalen Situation des Gesamtpotenzials beim Erdöl stellt sich eher uneinheitlich dar. Vergleicht man die offiziellen, amtlichen **Reservestatistiken** mit den Auswertungen von **Industriedatenbanken**, auf die eigenständige Fachleute zurückgreifen, so zeigen sich durchaus unterschiedliche Ergebnisse.

Konventionelles Erdöl

Bei einer **Schwankungsbreite des Gesamtpotenzials von 300 bis 400 Mrd. t konventionelles Erdöl** wird seitens der BGR für 1998 von einem mittleren Wert von 344 Mrd. t ausgegangen (BGR 1999a). Nach Abzug der gesamten bisherigen Förderung (ca. 116 Mrd. t) verbleiben danach weltweit ca. 151 Mrd. t Reserven und ca. 77 Mrd. t Ressourcen. Dies entspricht einer **statischen Reichweite** (bei gleich bleibender Erdöl-Fördermenge) von etwa **42 Jahren**.

Die Schwankungsbreiten von Schätzungen des Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl durch siebzig unterschiedliche Autoren seit 1940 verdeutlicht Abbildung 2. Auffallend ist, dass bis Anfang der 80er Jahre eine stetige Höherbewertung des Gesamtpotenzials mit steigenden Reserven einherging. Danach pegelten sich die Schätzungen des Gesamtpotenzials auf Werte zwischen 300 und 400 Mrd. t ein.

Abb. 2: Entwicklung des weltweiten Gesamtpotenzials (EUR) an konventionellem Erdöl und geschätzte BGR-Werte für Reserven und kumulierte Förderung



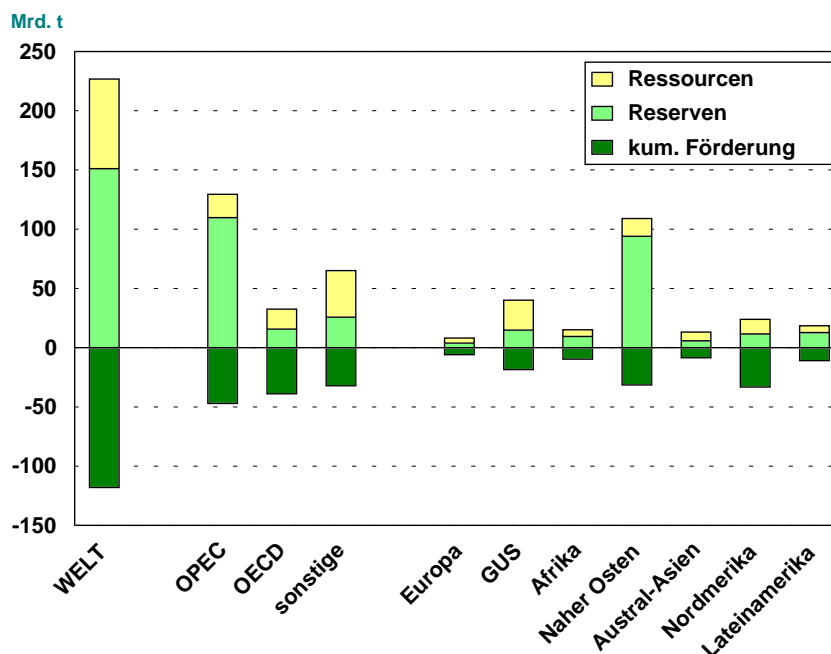
Quelle: nach BGR 1999a, S. 22, Quellenzuordnung in BGR 1999b, S. 8

Hiervon deutlich abweichende Einschätzungen zum Gesamtpotenzial erfolgten von Campbell (Nr. 61 und 65) mit 224 bzw. 245 Mrd. t. Die Schätzung von Odell (Nr. 66) liegt mit 400 Mrd. t an der oberen Grenze (BGR 1999a). Die **eher pessimistischen Einschätzungen von Campbell** sind u.a. darauf zurückzuführen, dass er den Begriff konventionelles Erdöl enger fasst und die in den 80er Jahren als stark angestiegen dokumentierten OPEC-Reserven in weiten Teilen als politisch manipuliert bewertet. Die **eher optimistische Einschätzung von Odell** beruht demgegenüber auf der Annahme, dass bei konventionellem Erdöl noch wesentliche Neufunde zu erwarten sind (z.B. in aus technischen

und politischen Gründen bisher schwer zugänglichen Gebieten), die aufgrund verbesserter Gewinnungstechniken durchaus förderbar sein könnten. Darüber hinaus geht Odell neben der Theorie der organischen Erdölentstehung zusätzlich von einer anorganischen⁸ aus (Odell 1997a).

Eine Darstellung der **regionalen Verteilung** des Gesamtpotenzials an Erdöl findet sich in Abbildung 3. Die Reserven sind zu ca. 60 % im Nahen Osten konzentriert, bei den Ressourcen sind es ca. 20 %. Die Reserven von Westeuropa (2,5 %) und Nordamerika (ca. 8 %) sind eher gering. Ausführungen zu einzelnen Förderländern finden sich in (BGR 1999a) und (LBST 2000).

Abb. 3: Gesamtpotenzial konventionelles Erdöl nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppen Ende 1998



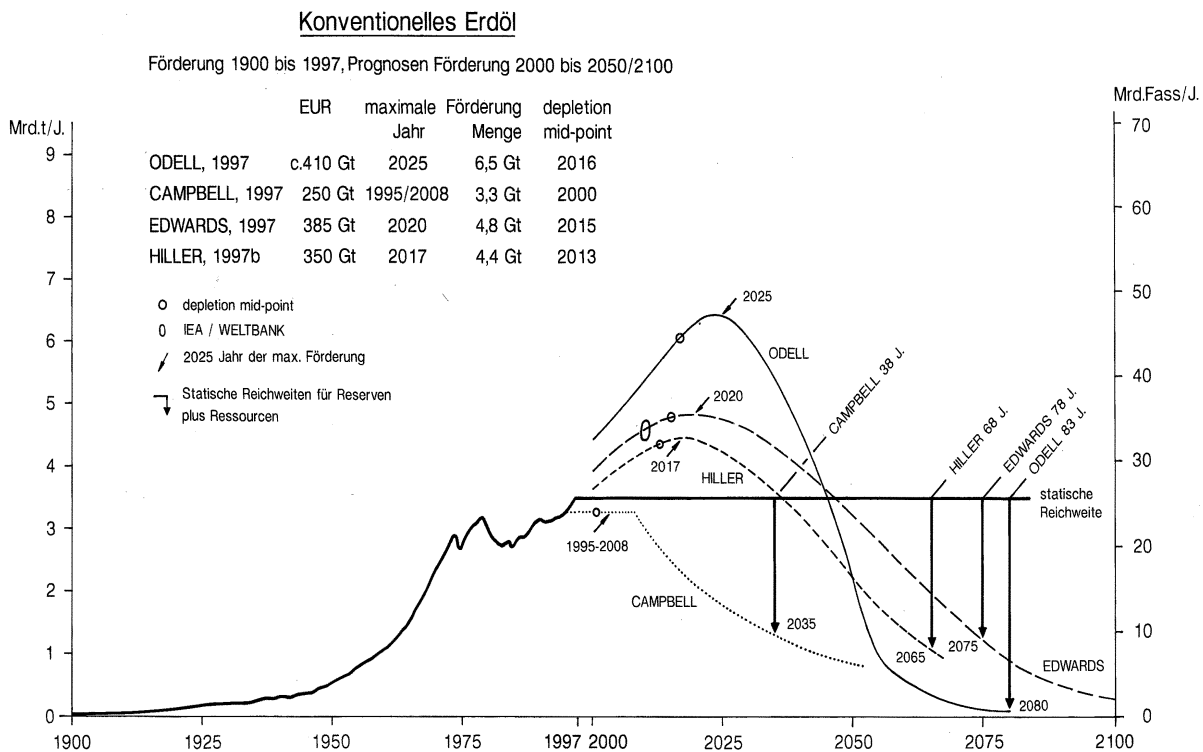
Quelle: BGR 1999a, S. 24

8 Die Entstehung des Erdöls ist bis heute noch nicht völlig aufgeklärt. Obwohl der organische Ursprung des Erdöls (Umwandlung pflanzlicher und tierischer Substanz unter Luftabschluss etc.) im allgemeinen anerkannt ist, wird daneben auch eine anorganische Erdöl- und Erdgasentstehung angenommen. Danach werden die vereinzelt in magmatischen und metamorphen Gesteinen vorkommenden Erdöl- und Erdgasanreicherungen als Beweis für die anorganische Entstehung betrachtet (Jakubke/Jeschkeit 1987). Bei den heute wirtschaftlichen Lagerstätten wird davon ausgegangen, dass es sich jedoch um organisch entstandene Kohlenwasserstoffe handelt. Diese konnten sich zumeist in durch Verwitterung und Tektonik beanspruchten poröskluftigen Partien des magmatischen und methamorphen Gesteins ansammeln.

"Depletion mid-point" und Fördermaxima

Der Zeitpunkt der maximalen Förderung sowie der "**Depletion mid-point**" für konventionelles Erdöl (Zeitpunkt, ab dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven - also die Summe aus bisheriger kumulierter Förderung und heutigen Reserven - gefördert worden ist) werden **nach (BGR 1999a)** etwa für den **Zeitraum 2010 bis 2020** erwartet. **Campbell** geht dagegen davon aus, dass der "**Depletion mid-point**" **bereits im Jahre 2000** erreicht wird (Abb. 4). Bei den meisten Autoren liegt der Zeitpunkt des Erreichens des "Depletion mid-point" vor dem der maximalen Förderung.

Abb. 4: Konventionelles Erdöl - Förderung 1900-1997, Prognosen 2000 bis 2050/2100



Quelle: BGR 1999a, S. 39

Bei der **Ausbeutung eines Erdölfeldes** kann die Fördermenge nur bis zu einem bestimmten Punkt erhöht werden, um dann zurückzugehen. Hier spielen technische und ökonomische Gründe eine Rolle. Die geförderte Menge an Erdöl kann

nach Durchschreiten des Maximums nur noch durch technische Maßnahmen⁹ kurzzeitig erhöht werden. Die Mengenkurve geförderter Erdölmengen hat, über die Zeit aufgetragen, die Form einer "Glocke" (sog. Hubbert-Kurve¹⁰). Diese Verlaufsform ist übertragbar auf alle Lagerstätten, so dass auch die Entwicklung der kumulierten Mengen glockenförmig verläuft. Bei Annahme wachsenden Energiebedarfs entstünde nach Erreichen der maximalen Förderung eine Deckungslücke an Erdöl.

Nicht-konventionelles Erdöl

Laut (BGR 1999a) werden ca. 134 Mrd. t nicht-konventionelles Erdöl heute als technisch förderbar angesehen. Dies entspricht knapp 90 % der **Reserven** an konventionellem Erdöl. Die **Ressourcen** betragen danach ca. 574 Mrd. t und liegen damit deutlich über denen des konventionellen Erdöls.

Auch nicht-konventionelles Erdöl wird bereits gefördert. So liegt etwa der Anteil von Schweröl an der Welterdölförderung bei etwa 8 % (BGR 1999b). Knapp 2/3 davon wird in Latein- und Nordamerika gefördert. Die Förderung von Ölsand und Schwerstöl liegt deutlich darunter. Die Nutzung von Ölschiefer wird aus Aufwandsgründen bisher eher als "Notreserve" angesehen.

Ein Grund für die im Vergleich zur konventionellen Erdölproduktion relativ niedrigen Entnahmeraten ist der deutlich **höhere finanzielle und technische Aufwand**. Dieser ist im Wesentlichen dadurch bedingt, dass die Qualität des in Ölsanden, -schiefer usw. enthaltenem Erdöls unter der des konventionellen Erdöls einzuordnen ist. Zu deren Förderung müssen zudem deutlich größere Mengen an Abraum bewegt werden. Die Abtrennung der Kohlenwasserstoffe vom Gestein erfolgt u.a. thermisch, was mit einem hohen Energieaufwand sowie mit hohen direkten CO₂-Emissionen verbunden ist. Zum Beispiel werden bei der Aufbereitung und beim Abbrand von Ölschiefer 2,5- bis 5,5-mal höhere

9 Üblicherweise wird zur Förderung in einer konventionellen Erdöllagerstätte zur Primärgewinnung zuerst die Eigenenergie der Lagerstätte (z.B. Energie von im Öl gelösten Gasen, der Gaskappe, nachdrängenden Randwassers) ausgenutzt. Wenn diese nachlässt, besteht die Möglichkeit, etwa durch Einpressen von (Salz-)Wasser den Druck in der Lagerstätte nicht abfallen zu lassen. Üblicherweise wird beim konventionellen Erdöl zwischen 30 und 50 % der ursprünglichen in der Lagerstätte enthaltenen Mengen wirtschaftlich gefördert (BGR 1999a).

10 Hubbert hat - für den nach ihm benannten Kurvenverlauf - aus der Analyse amerikanischer Erdölfördermengen in den 50er Jahren die Theorie entwickelt, dass Förderung und Verbrauch von Erdöl - wie auch anderer fossiler Energieträger - im Idealfall einen glockenförmigen Verlauf aufweisen.

CO₂-Emissionen frei als bei der Förderung von konventionellem Erdöl (LBST 2000; Mc Donald 1990).

Würde man die Reichweite des nicht-konventionellen Erdöls in Abbildung 4 eintragen, würde sich ein deutlich flacherer, dafür jedoch vermutlich zeitlich längerer reichender Kurvenverlauf als der von konventionellem Erdöl ergeben.

2.2 Erdgas

Bedingt u.a. durch die im Vergleich zum Erdöl erst später einsetzende Nutzung von Erdgas ist bisher ein geringerer Anteil des Gesamtpotenzials als beim Erdöl gefördert worden.

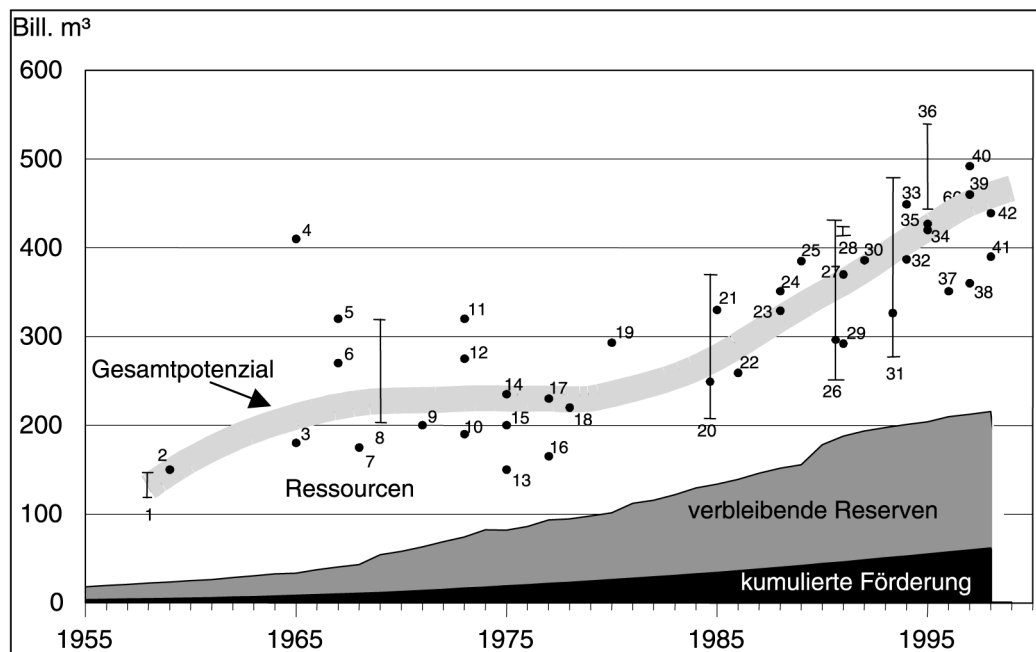
Konventionelles Erdgas

Das **Gesamtpotenzial** für **konventionelles Erdgas** wird von verschiedenen Autoren(gruppen) in einem Schwankungsbereich von 350 und 500 Billionen m³ geschätzt (Abb. 5). Die BGR geht derzeit von einem mittleren Wert von 439 Billionen m³ (ca. 346 Mrd. toe) für das Gesamtpotenzial aus, was in etwa dem des konventionellen Erdöls entspricht (Stand: 1998) (BGR 1999a). Nach Abzug der kumulierten Förderung betragen demnach die Reserven ca. 153 Billionen m³ und die Ressourcen ca. 224 Billionen m³. Dies entspricht einer **statischen Reichweite** (bei gleich bleibender Erdgas-Fördermenge) von etwa **65 Jahren**.

Vergleichsweise positive Werte werden von Cornot-Gandolphe (1995) (Nr. 36) angegeben, was in erster Linie auf eine höhere Bewertung zusätzlicher Ressourcen Russlands zurückzuführen ist. Eine deutlich niedrigere Bewertung von (Brown/Clary 1997) (Nr. 37) geht auf geringere Schätzungen für Nord-Amerika, Austral-Asien und der GUS zurück.

Die **regionale Verteilung** von Reserven, Ressourcen und verbleibendem Potenzial an konventionellem Erdgas zeigt Tabelle 7. Angaben zu einzelnen Förderländern finden sich in (BGR 1999a) und (LBST 2000).

Abb. 5: Entwicklung des weltweiten Gesamtpotenzials an konventionellem Erdgas in Billionen m³ und BGR-Schätzungen für Reserven und kumulierte Förderung



Quelle: nach BGR 1999a, S. 27, Quellenzuordnung in BGR 1999b, S. 144

Tab. 7: Regionale Verteilung von Reserven, Ressourcen und verbleibendem Potenzial an konventionellem Erdgas in Mrd. m³

<i>Region</i>	<i>Reserven</i>	<i>Ressourcen</i>	<i>verbleibendes Potenzial</i>
Westeuropa	6.098	8.255	14.353
Osteuropa	733	805	1.538
GUS	56.223	100.620	156.843
Afrika	10.501	10.056	20.557
Naher Osten	50.450	33.435	83.885
Asien	11.720	37.125	48.845
Australien/Ozeanien	3.030	1.400	4.430
Nordamerika (NAFTA)	8.350	23.800	32.150
Lateinamerika	6.318	8.125	14.443
Welt	153.423	223.621	377.044

Nicht-konventionelles Erdgas

Bei nicht-konventionellem Erdgas wird seitens der BGR von globalen **Reserven** zwischen 2,3 und 3,8 Billionen m³ (etwa das ein- bis eineinhalbfache des heutigen Welt-Jahresverbrauches) ausgegangen. Die weltweiten **Ressourcen** werden hingegen auf einen Größenbereich um 3.000 Billionen m³ geschätzt und übersteigen somit das verbleibende Potenzial an konventionellem Erdgas deutlich (BGR 1999a).

Erdgas aus Kohleflözen und aus dichten Lagerstätten (wie Sand- oder Tonstein, Karbonate) wird bereits minimal genutzt. So macht beispielsweise Erdgas aus Kohleflözen etwa 1 % der weltweiten Erdgasförderung aus; die Erdgasförderung aus dichten Speichergesteinen liegt bei etwa 3 % (BGR 1999b). Eingesetzte Fördertechniken sind jedoch noch nicht ausgereift.

Methanhydrate (in fester Form auskristallisierte Anlagerungsverbindung aus Methan und Wasser; s. Glossar) sind vor allem **offshore** vor den Küsten der Kontinente¹¹ und auf dem Festland in **Permafrostregionen** - bisher ausschließlich durch Probebohrungen - gefunden worden. Daher sind Abschätzungen zu Mengen umstritten. Nach (BGR 1999b) reicht das Potenzial bis zu $9,39 \cdot 10^{12}$ m³; andere Hochrechnungen gehen von noch deutlich höheren Potenzialen aus. Explorationserfahrungen bei Methanhydraten sind bisher allerdings gering. Ansätze zur Förderung gibt es bisher in Nord-Alaska und in Sibirien.¹² In der Literatur werden verschiedene Förderverfahren (Druckentlastung, Lösungsmittelinjektion, Wärmezufuhr etc.) beschrieben. Bislang steht jedoch keine ausgereifte Technik zur Verfügung, mit der Methanhydrate bei heutigem Energiepreisniveau wirtschaftlich gefördert werden könnten. **Offen** ist momentan auch, welche **Konsequenzen eine weitreichende Förderung von Methanhydraten** etwa für Konstellationen von Sedimenten an Kontinentalplatten, für Ökosysteme mit Permafrostboden oder für das Klima durch eine eventuelle zusätzliche Freisetzung von Methan (als Treibhausgas) haben würden.

11 Im Sinne von Offshore-Vorkommen wird ein Bereich der Existenz von Hydraten in Sedimenten unter Wassertiefen zwischen 600 und 2.800 m angenommen (BGR 1999b).

12 In der sibirischen Lagestätte lag das Methanhydrat beispielsweise oberhalb einer konventionellen Lagerstätte (BGR 1999b).

3. Verlängerung der Reichweiten durch Neufunde?

Angaben über **statische Reichweiten** (Verhältnis aus nachgewiesenen, gewinnbaren Reserven und letzter Jahresförderung) oder **dynamische Reichweiten** (Annahme zunehmender Jahresförderung) sind eher als rechnerische Bezugsgrößen zu interpretieren, da sie eine hohe Ausbeutbarkeit der Lagerstätten unterstellen und am "Ende der Reichweite" das Erdöl (theoretisch) abrupt zur Neige gehen lassen. Tatsächlich ist jedoch eher von einem langsameren Absinken der Fördermengen nach dem Erreichen eines Maximums auszugehen.

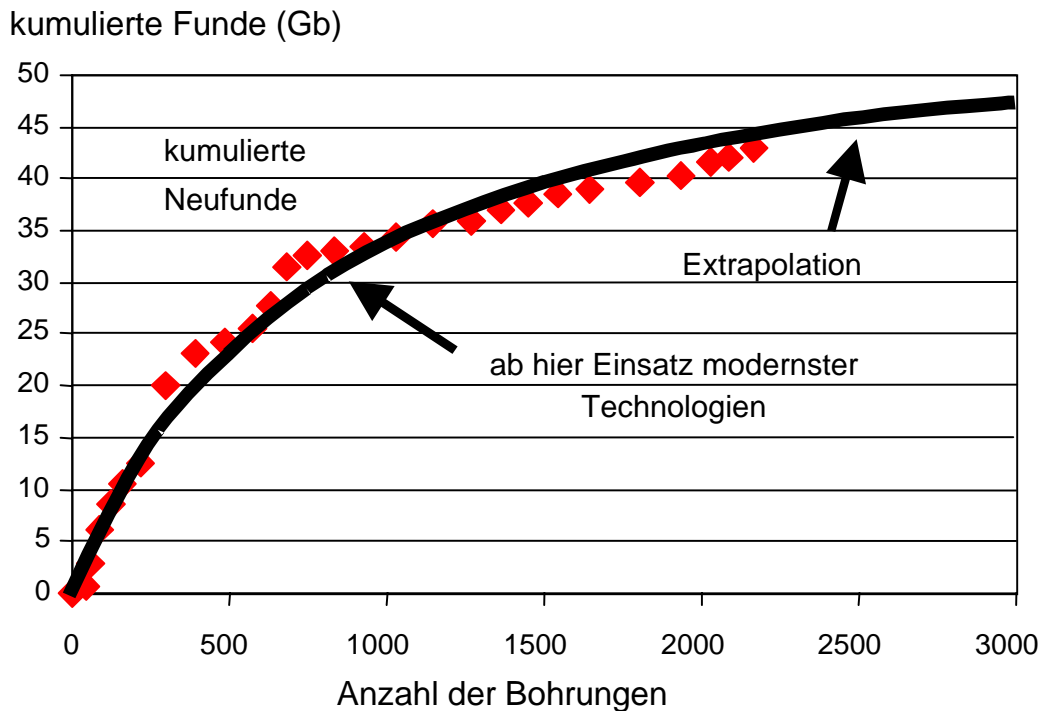
Reichweitenkennziffern geben vor allem keine Auskunft über den **Zeitpunkt**, ab dem die Förderung von Erdöl bzw. Erdgas aus technischen und ökonomischen Gründen nicht mehr erhöht werden kann und damit einer Nachfrageerhöhung kein entsprechendes Angebot dieser Energierohstoffe mehr gegenübersteht. Dieser Zeitpunkt ist wesentlich besser als Maß für Strukturumbrüche geeignet als die Reichweite von Reserven.

Es ist davon auszugehen, dass gut zugängliche, ergiebige Felder zuerst ausgebeutet werden, was auf den Großteil der bisherigen Förderung zutrifft. Die weitere zeitliche Reihenfolge bei der Ausbeutung von neuen Lagerstätten wird vom technisch-ökonomischen Aufwand bestimmt, der bei schwer zugänglichen Feldern deutlich zu nimmt.

Der **Explorationsaufwand zur Felderschließung wird zunehmend höher** (z.B. Offshore-Förderung, zunehmende Tiefen). Exemplarisch ist dieser Sachverhalt in Abbildung 6 anhand der kumulierten Neufunde von Nordseeöl in der Reihenfolge der Probebohrungen dargestellt. Demnach wurde mit den ersten 500 Bohrungen fast genau soviel Erdöl gefunden wie mit den folgenden 2.000 Bohrungen. Eine Extrapolation der Kurve ergab für die Nordsee einen Maximalwert von etwa 50 Gb (LBST 2000). Etwa ab der tausendsten Probebohrung wurde mit modernsten Explorationsmethoden exploriert.¹³

13 Viele Ölfirmen arbeiten inzwischen mit 3-D-Simulatoren, die via Schallmessung Ölfelder relativ genau auch an unzugänglichen Stellen orten können und die damit einen Beitrag zu Erhöhung der Treffsicherheit von Erdölbohrungen leisten

Abb. 6: Nordseeöl: Kumulierte Neufunde von konventionellem Erdöl in Abhängigkeit von der Anzahl der Probebohrungen

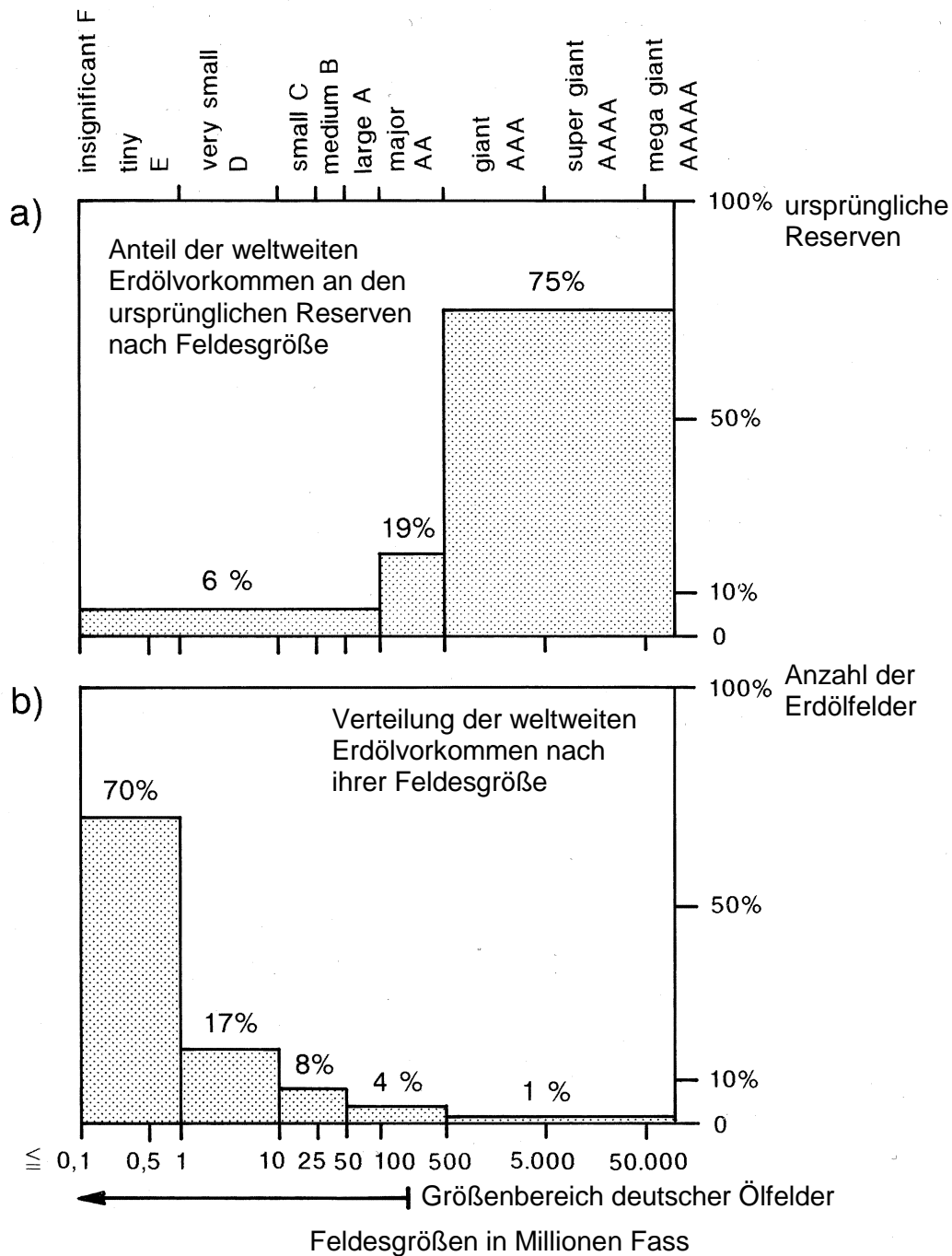


Quelle: LBST 2000, S. 24

Die **Verteilung der weltweiten Reserven** an konventionellem Erdöl in Abhängigkeit von der **Feldgröße** wird in Abbildung 7 gezeigt. Zu erkennen ist, dass sich etwa 75 % der ursprünglichen Reserven (also bisherige kumulierte Förderung plus heutige Reserven) auf besonders große Felder (sog. "giants") und nur 6 % auf kleine Felder verteilen. Letztere machen etwa 70 % bei einer Aufteilung nach der Anzahl der Felder aus.

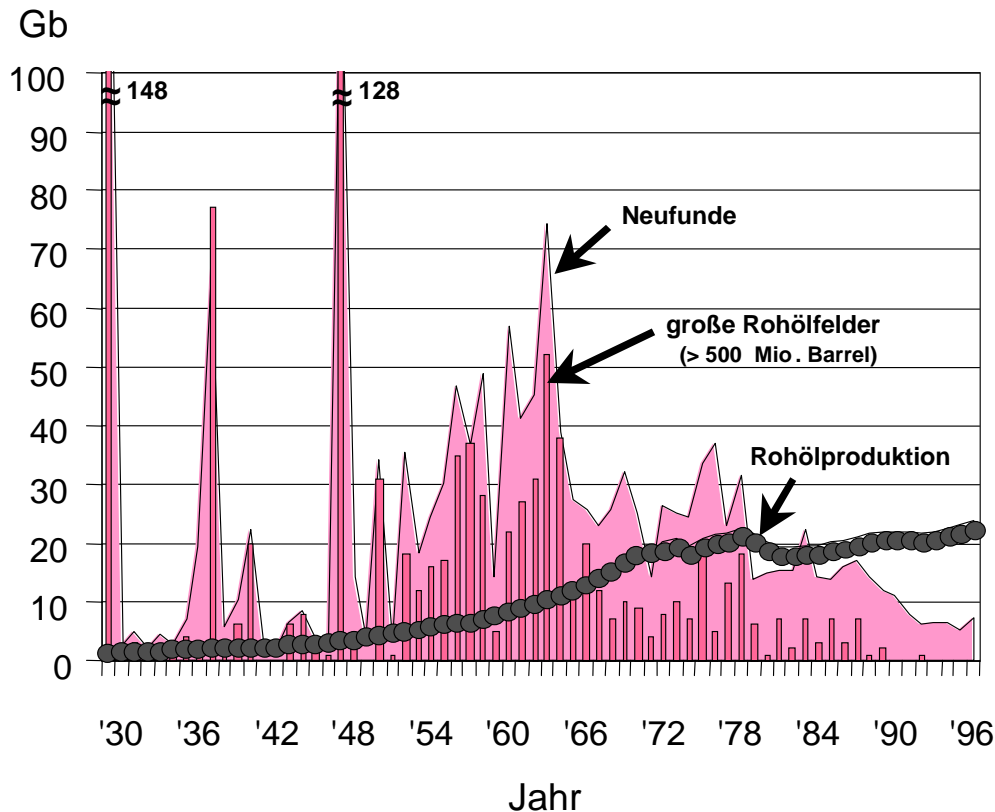
Die Gebiete, in denen Erdölfelder erwartet werden, sind nach Ansicht der BGR geologisch relativ gut bekannt, so dass **keine spektakulären Neufunde an Erdöl mehr zu erwarten** sind. Bereits seit Mitte der 60er Jahre wird tendenziell immer weniger Erdöl gefunden (Abb. 8): die **aufsummierten Mengen bei Neufunden nehmen ab**. Beispielsweise entsprachen die Neufunde an konventionellem Erdöl der letzten fünf Jahre in Summe etwa dem Erdölverbrauch eines Jahres (LBST 2000). In Abbildung 8 sind die jeweils größten Neufunde (giants) als Balken eingetragen. Zu erkennen ist, dass Neufunde sich in den letzten Jahren eher auf **viele kleine Felder** beschränken. Der Summenverlauf der Gesamtförderung wird dabei nicht nachhaltig beeinflusst.

Abb. 7: Verteilung der weltweiten Erdölvorkommen nach der Feldgröße



Quelle: BGR 1999a, S. 36

Abb. 8: Entkopplung von Neufunden und kumulierter Fördermenge an konventionellem Erdöl



Quelle: Campbell 1998; Campbell/Laherrere 1996; LBST 2000, S. 15

Diese Darstellung entspricht im tendenziellen Kurvenverlauf auch den Ausführungen in (BGR 1999b), wobei einzelne Zahlenangaben sich unterscheiden. Die jährlich ausgewiesenen Zuwächse an Reserven haben danach seit Beginn der industriellen Erdölförderung im Jahre 1860 bis in die siebziger Jahre zumeist die jährliche Förderung übertroffen. Seit Anfang der achtziger Jahre ist die **jährliche Förderung größer als die Summe der jährlichen Neufunde**. Derzeit machen Neufunde noch rund $\frac{1}{4}$ der jährlichen Förderung aus.

Es wird davon ausgegangen, dass seit Anfang der achtziger Jahre **in Statistiken ausgewiesene Reservenzuwächse** in den Erdölfeldern in zunehmendem Maße **eher durch Neubewertungen als durch Neufunde erklärbar sind**. Dies betrifft etwa anfänglich konservative Reserveberechnungen (z.B. fiskalisch bedingt), verbesserte Feldkenntnis (z.B. durch Zusatzbohrungen), höhere Aus-

beuten als bei Exploration erwartet (z.B. durch verbesserte Verfahren) und politisch motivierte Zahlenangaben (z.B. OPEC-Quoten) (Kap. IV.4).

Der stetige **Rückgang neugefundener Reserven und insbesondere der "riesigen" Vorkommen** (giants) wird - seitens der BGR (stellvertretend für Fachleute, die mit amtlichen Statistiken arbeiten) als auch seitens einiger Fachkreise, die ihre Auswertungen auf Industriedatenbanken stützen (z.B. Campbell) - nicht als Folge geringer Explorationsbemühungen gesehen. Vielmehr wird dies als **Folge eines geringer werdenden Angebotes** etwa an nicht explorierten Gebieten (Edwards 1997; Ivanhoe 1995) - so die BGR - bzw. an konventionellem Erdöl generell - so z.B. Campbell - interpretiert. Daneben gibt es aber auch andere Positionen (Bally 1998; Odell 1997), die von einer Zunahme der Reserven an konventionellem Erdöl in Zukunft ausgehen (Kap. IV.4.1).

Da mittlerweile nur ein kleiner Teil der in amtlichen Statistiken ausgewiesenen Reserven-"Zunahme" auf Neufunde und ein Großteil auf Neubewertungen zurückzuführen ist, ist davon auszugehen, dass der heutige Erdölbedarf wesentlich aus "alten", d.h. schon vor den 60er Jahren entdeckten, Erdölfeldern gedeckt wird.

4. Differenzen bei der Erfassung (Reporting) von Erdöl und Erdgas

Auch eine weitgehend akzeptierte Definition der "sicheren Reserven" schließt gelegentliche erhebliche Abweichungen bei den Reserveangaben ein und desselben Landes in verschiedenen Quellen nicht aus. Dabei treten **Tendenzen sowohl zur Herabsetzung als auch zur Überhöhung der Reservenzahlen** auf. Gründe hierfür können politischer ("**political reserves**"), aber auch firmenspezifischer Natur sein, was im Folgenden anhand einiger Beispiele erläutert werden soll. Daneben spielen **unterschiedliche Herangehensweisen an die Datenerfassung** eine Rolle, so dass eine absolut gesicherte weltweite Vergleichbarkeit der Reserven derzeit nicht möglich ist ("all figures are wrong"; BGR 1999a).

4.1 Gründe für ein Herabsetzen der Reservenzahlen

In einigen Ländern werden sichere Reserven als **Vermögen bewertet und besteuert**, weshalb Explorationsgesellschaften in diesen Fällen tendenziell zu niedrigeren Angaben neigen. Darüber hinaus setzen manche Entwicklungsländer ihre Reserven und damit ihr Volksvermögen bewusst niedrig an, um zu günstigen Bedingungen **Finanzhilfen** (z.B. der Weltbank) zu bekommen.

In den USA gilt als zusätzliches **Kriterium**, dass Reserven nicht nur wirtschaftlich förderbar, sondern auch vollständig erschlossen sein müssen, wofür erhebliches Kapital benötigt wird. Aus ökonomischen Gründen wird demzufolge nicht mehr erschlossen, als bei Abschluss von Lieferverträgen nachweisbar vorgehalten werden muss. Daher liegen die offiziellen Reservezahlen der USA für Erdöl und Erdgas seit über 20 Jahren gleichbleibend bei der etwa 10-fachen Jahresförderung.

Erdölgesellschaften sind bei Veröffentlichung von Explorationszahlen (in Geschäftsberichten etc.) mit **Rücksicht auf ihre Aktionäre eher vorsichtig**, um negative Überraschungen auszuschließen. Daher werden eher "ausbaufähige" Zahlen veröffentlicht, die eine sichere betriebswirtschaftliche Kalkulation ermöglichen.

Die **instabile politische und wirtschaftliche Situation** in einzelnen Ländern stellt ein Risiko für die Felderschließung dar. Dies kann zur Reduzierung der Reserven (im Extremfall bis auf Null) führen, was beispielsweise während der Bürgerkriege in Nigeria und im Tschad eingetreten ist.

4.2 Gründe für eine Überhöhung der Reservenzahlen

Die **OPEC-Länder orientieren ihre Förderquoten u.a. an der Höhe der Reserven**. Auffällig waren in den vergangenen Jahren signifikante Erhöhungen offizieller Reservenangaben einiger Länder des Nahen Ostens, ohne dass entsprechende Neufunde bekannt wurden. Dies betrifft z.B. eine ungefähre Verdoppelung der Erdölreserven in Abu Dhabi, Dubai, dem Irak und Iran (1987 auf 1988) sowie in Saudi Arabien (1989 auf 1990). Hier besteht die Vermutung - gestützt durch die zeitliche Koinzidenz -, dass diese Zuwächse nicht ausschließlich auf Explorationserfolge zurückführbar sind, vielmehr eher auf einer Höherbewertung von Reserven beruhen. Mit Vorbehalt einzuschätzen sind auch - trotz vergleichsweise hoher Erdölförderung - über viele Jahre gleichbleibende Reservenangaben von z.B. Algerien, Angola, Libyen und Russland. Darüber

hinaus fasste z.B. der Reservebegriff in der ehemaligen Sowjetunion auch Vorkommen, die mit einer geringen geologischen Wahrscheinlichkeit (5-10 %) angesetzt wurden (Campbell 2000; Khalimov 1993).

Insbesondere Entwicklungsländer lassen die Kohlenwasserstoff-Höflichkeit ihrer künftigen Explorationsgebiete durch Consultants bewerten, wobei eine optimistischere Einschätzung Vorteile im Hinblick auf die Attraktivität dieser Länder für private Investoren (Explorationsgesellschaften etc.) hat.

4.3 Methodische Differenzen

Neben politisch-strategisch motivierten Varianzen in den Mengenangaben spielen auch die Zunahme geologischer Erkenntnisse sowie der Fortschritt in der Explorations- und Fördertechnik eine Rolle. So wurden in der Vergangenheit auch immer wieder **neue Reserven dokumentiert, die aus den Ressourcen überführt wurden.**

Beim Erdgas wird ein erheblicher Teil noch unentdeckter Lagerstätten in Erdtiefen erwartet, die die lange Zeit auf Erdöl ausgerichteten Explorations-tiefen (eher flachere und deshalb besser untersuchte Bereiche) überschreiten. Die **geringeren geologischen Kenntnisse des tieferen Stockwerks sowie von unterexplorierten, abgelegenen Gebieten erschweren eine zuverlässige Bewertung der Erdgasressourcen** und lassen Raum für unterschiedliche Ansätze.

Zusätzlich ergeben sich methodische Unsicherheiten durch das **Aufsummieren von nicht-konventionellem mit konventionellem Erdöl und Erdgas.** So wird bei Erdgas z.T. nur freies Erdgas einbezogen, so dass in erdölreichen Ländern anzutreffende größere Reserven an Erdölgas unberücksichtigt bleiben. Darüber hinaus werden zum Teil **unterschiedliche Umrechnungsfaktoren verwendet.** Letzteres ist etwa relevant bei der Umrechnung von Barrel (Fass mit 159 l) in Gewicht (Tonnen) insbesondere in Ländern mit relativ schwerem Erdöl (z.B. Venezuela, Kanada) bzw. mit hohem Anteil an NGL (z.B. Algerien). Bei Erdgas spielt auch seine Zusammensetzung eine Rolle, wobei anstatt des Volumens der Energieinhalt (Anteil an Kohlenwasserstoffen, insbesondere Methan) maßgeblich ist. Die Vergleichbarkeit nach Energieinhalt ist nicht aus allen Statistiken ersichtlich.

Neben den offiziellen Reservestatistiken wurden parallel von einigen Fachkreisen (z.B. Petroconsult) eigene Datensammlungen (sog. **Industriedatenbanken**) angelegt. Der wesentliche Unterschied zu den offiziellen Statistiken liegt - neben der Ausführlichkeit der dokumentierten Daten - in der **Rückda-**

tierung von Neubewerteten Erdölfeldern. Diese wurden bei Bekanntwerden nicht dem Jahr der Neubewertung sondern dem Jahr der Entdeckung des Feldes zugeschrieben.

5. Einfluss der Verknappung von Fördermengen auf die Preisentwicklung

Der **Erdölpreis** besitzt - wegen der dominierenden Rolle des Erdöls bei der Deckung des Primärenergieverbrauches - eine **Leitfunktion für Energiepreise**. Auch der Erdgaspreis ist - mit zeitlichen Verzögerungen - an die Preisentwicklung beim Erdöl gekoppelt.

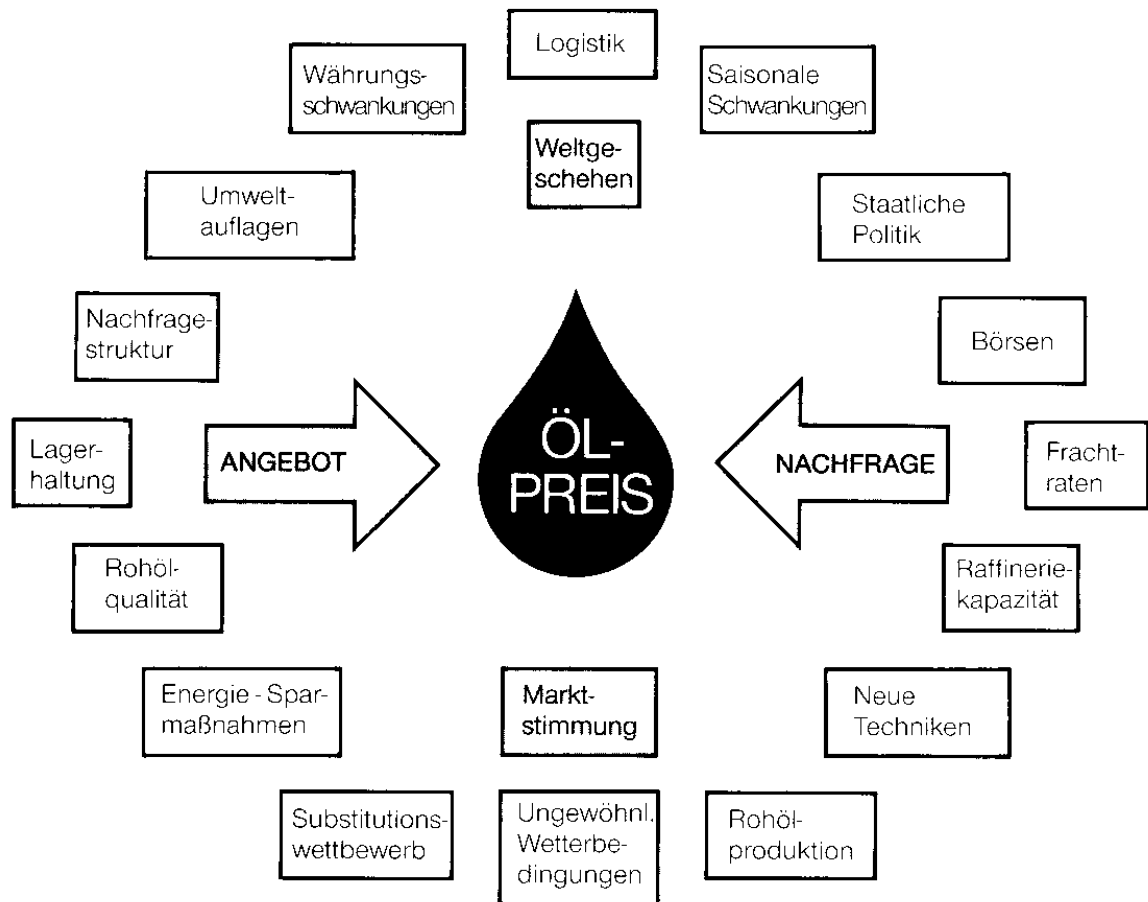
Einflussfaktoren auf die Weltmarktpreise für Energierohstoffe

Preisschwankungen im Energierohstoffmarkt spiegeln **verschiedene Faktoren** wie kurzfristige Ungleichheiten zwischen Angebot und Nachfrage, Unterschiede in Rohölqualitäten und in eingesetzten Fördertechniken oder Währungsschwankungen wider (Abb. 9). Die Weltmarktpreise ergeben sich primär aus - regional unterschiedlichen - Kosten für Erkundung, Erschließung, Betrieb und Transport. Darüber hinaus spielen auch politische Ereignisse und markttechnische Gegebenheiten eine wesentliche Rolle.

Erdöl wird mit Ausnahme längerfristiger Lieferverträge weltweit auf Spotmärkten gehandelt. Daraus resultiert ein weltweit relativ einheitlicher Preis. Geringe Preisdifferenzen ergeben sich in erster Linie in Abhängigkeit von der Qualität des Erdöls und z.T. von Transportentfernungen. Gehandelt wird an den Börsen zumeist in Dollar. Daher ist der Einfluss des hohen Dollarkurses auf die Preise derzeit besonders ausgeprägt.

Beim **Erdgas** wurden bisher aufgrund höherer Transportkosten (Pipelinebau, Verflüssigung) langfristige Lieferverträge (20-30 Jahre) abgeschlossen. Aufgrund von Nachfrageschwankungen und Überkapazitäten bei den Produzenten entwickeln sich auch hier regionale Spotmärkte. Dies wird durch die Liberalisierung der Erdgasmärkte (im August 2000) gestützt. Allerdings werden derzeit keine deutlich sinkenden Preise wie etwa auf dem Strommarkt erwartet. Ein Grund hierfür resultiert aus der Leitungsgebundenheit von Erdgas, so dass regional verschiedene Erdgasqualitäten nicht beliebig miteinander vermengt werden können. Ein anderer resultiert aus der Preisbindung von Erdgas an das Erdöl.

Abb. 9: Einflussgrößen des Erdölpreises



Quelle: BGR 2000, S. 32; Shell 1994

Strukturelles Unterangebot oder künstliche Verknappung?

Eine Verknappung der Fördermengen beim Erdöl - mit signifikanten Auswirkungen auf dessen Weltmarktpreis - kann durch das strukturell bedingte Erreichen der weltweiten Fördermaxima verursacht, aber auch künstlich herbeigeführt werden. Als wesentlicher Grund für die aktuell hohen Weltmarktpreise für Erdöl wird zumeist eine künstlich herbeigeführte Verknappung durch die OPEC angesehen.

Der wiedererstarke Einfluss der OPEC ist nach (LBST 2000) wesentlich darauf zurückzuführen, dass Förderregionen außerhalb der OPEC die fehlende Ölproduktion nicht mehr ausgleichen können, was ansonsten geschehen würde. Die Ölpreiskrise im Jahre 1973 fiel danach vor allem deshalb so stark aus, weil

sie zeitlich mit dem Fördermaximum an Erdöl in den USA zusammentraf. Die Situation sei vor allem dadurch entschärft worden, dass Erdölfelder in Alaska und in der Nordsee, die bereits in den 60er Jahren entdeckt wurden, in die Produktion überführt wurden. Das Wiedererstarken der OPEC Anfang 2000 falle mit dem Erdöl-Fördermaximum der Nicht-OPEC-Länder zusammen. Allerdings ständen heute keine bekannten Erdölfelder in vergleichbarem Ausmaß mehr zur Verfügung, die zur kurzfristigen Entlastung ausgebeutet werden könnten.

Ein **Zusammenhang zwischen den Weltmarktpreisen für Erdöl und Erdgas und einer nicht-künstlich verursachten Verknappung von Reserven** ist derzeit nicht belastbar quantifizierbar, jedoch auch nicht auszuschließen. In die Preisbildung fließen auch regionale Besonderheiten (Förderaufwand etc.) sowie politische Aspekte (Ausnutzung von Importabhängigkeiten etc.) ein.

6. Fazit

Unterschiede im "Reporting" der Reserven und Ressourcen von Erdöl und Erdgas resultieren neben technisch-wirtschaftlichen und politischen Faktoren vor allem aus einer unterschiedlichen Gewichtung von Datenquellen. Offizielle Reserveangaben unterliegen u.a. politischen Einflüssen ("**political reserves**"). Eine im Reporting ausgewiesene "Zunahme der Reserven" geht größtenteils auf eine **tendenziell abnehmende Anzahl von Neufunden und nachträgliche, von Neufunden entkoppelte Neubewertungen zurück**. Mittelfristig ist davon auszugehen, dass die **regionale Abhängigkeit** energierohstoffarmer Importländer von einer relativ kleinen Anzahl an Exportländern zunehmen wird.

Die **Aussagekraft statischer bzw. dynamischer Reichweiten für Energierohstoffe ist begrenzt**. Ein entscheidenderes Maß für strukturelle Veränderungen ist der Zeitpunkt, ab dem aus technischen und ökonomischen Gründen die Produktion von Erdöl bzw. Erdgas nicht weiter erhöht werden kann. Ab diesem Punkt - wenn etwa die Hälfte des verfügbaren Erdöls bzw. Erdgases verbraucht sein wird (sog. **Depletion mid-point**) - könnte eine wachsende Nachfrage nicht mehr durch den kurzfristigen Ausbau der Fördermengen (Angebot) ausgeglichen werden. Bei zurückgehenden Neufunden würde - sofern keine Alternativen zur Verfügung stehen - eine Deckungslücke in der Energieversorgung auftreten. Der **Zeitpunkt des Erreichens des "Depletion mid-point" ist umstritten**. Beim Erdöl variieren die Zeitangaben verschiedener Autoren über das Erreichen dieses Punktes über den Zeitraum 2000 bis 2020.

Zur **Schließung einer möglicherweise auftretenden Deckungslücke** beim (konventionellen) Erdöl bietet sich eine verstärkte Nutzung von (konventionellem) Erdgas, die intensivere Ausbeutung von nicht-konventionellem Erdöl bzw. Erdgas und die energetische Erschließung von regenerativen Energieträgern an. Ein Trend zu Erdgas-betriebenen, sich schnell amortisierenden Anlagen (z.B. Gasturbinen) ist bereits im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte zu erkennen. Dieser Trend könnte im Bereich der stationären Energieversorgung etwa durch einen zukünftigen breiten Einsatz von Brennstoffzellen in Haushalten oder zur industriellen Strom- und Wärmeversorgung verstärkt werden. Wenn darüber hinaus auch im mobilen Bereich auf den Einsatz von Erdgasfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren gesetzt wird, **muss bei der Erdgasversorgung mit einer Nutzungskonkurrenz gerechnet werden**. Ein verstärkter Erdgaseinsatz würde zu einer Verkürzung der Reserven-Reichweite führen.

Die Förderung von **nicht-konventionellen Energierohstoffen** ist mit höheren Kosten, höheren Umweltbeeinträchtigungen bei der Gewinnung und einem höheren Energieeinsatz verbunden und dürfte eher lang- als kurzfristig steigerbar sein.

7. Untersuchungsbedarf

Angesichts der möglichen Verschärfung der Nutzungskonkurrenz verschiedener Marktsegmente beim Erdgas erscheint es notwendig zu untersuchen, ob sich aus nationaler Sicht, in Abhängigkeit von der Preis- und Förderpolitik der Förderländer, **schwerwiegende und folgenreiche Engpässe bei der Erdgasversorgung** ergeben könnten.

Für die Förderung nicht-konventioneller Energierohstoffe (z.B. Methanhydrate) stehen derzeit keine marktfähigen Techniken zur Verfügung. Um nicht-konventionelle Energieträger als realistisch ausbaubare Stütze einer Energieversorgung verfügbar zu haben, wären **marktfähige und umweltverträgliche Fördertechniken** zu entwickeln. Darüber hinaus wäre zu untersuchen, welche Konsequenzen eine weitreichende Förderung von Methanhydraten etwa auf **veränderte Konstellationen von Sedimenten an Kontinentalplatten, auf Ökosysteme mit Permafrostboden oder auf das Klima** durch eine eventuelle zusätzliche Freisetzung von Methan (als Treibhausgas) haben würde.

V. Option REG: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger

1. Einleitung

Die **zukünftigen Potenziale** regenerativer Energieträger sind trotz einer Vielzahl vorliegender Detailinformationen zu Einzelanlagen und deren technischen Daten nach wie vor **Gegenstand kontroverser Diskussionen**. Dabei wird oft von ganz **unterschiedlichen Annahmen über die in Zukunft möglichen Rahmenbedingungen** ausgegangen (z.B. hinsichtlich der Integrationsfähigkeit fluktuierender Energieträger in öffentliche Stromnetze unter Beibehaltung bisher praktizierter Versorgungssicherheit, hinsichtlich der Entwicklungsmöglichkeiten von Leistung und Kosten einzelner Anlagentechniken).

"Regenerative" bzw. "erneuerbare" Energiequellen sind solche, welche nach menschlichem Ermessen als unerschöpflich anzusehen sind. Ausgangspunkt der Betrachtung ist dabei zumeist das **theoretische Potenzial**, welches das gesamte physikalische Angebot der regenerativen Energiequellen innerhalb einer gegebenen Region zu einer bestimmten Zeit umfasst (Glossar). Dazu gehören z.B. die von der Sonne auf die Erde (Landfläche) eingestrahlte Energie, die potenzielle Energie des in Flüssen etc. enthaltenen Wassers, die kinetische Energie des Windes oder die in Biomasse gespeicherte Energie (Kaltschmitt/Wiese 1995). Das theoretische Potenzial unerschöpflicher Energieströme wird auf etwa das **3.000-fache des jährlichen Weltenergieverbrauchs** (von ca. 9,4 Mrd. t SKE im Jahre 1997) geschätzt (DLR 2000).

Die Nutzbarkeit des theoretischen Potenzials wird allerdings begrenzt durch **Besonderheiten der regenerativen Energiebereitstellung** wie deren Ortsgebundenheit (z.B. Geothermie), konkurrierende Flächenbeanspruchung (z.B. Sonnenkollektoren, Energiepflanzenanbau) und variierende Verfügbarkeit der Energiedarbietung (z.B. durch Wetter- und Klimaschwankungen bei Sonne und Wind). Der Anteil regenerativer Energien am theoretischen Potenzial, welcher unter Berücksichtigung gegebener technischer Restriktionen (u.a. Wirkungsgrade einsetzbarer Technologien) nutzbar ist, wird als "**technisches Potenzial**" bezeichnet. Das "technische Potenzial" ist hinsichtlich seiner Bezugsgröße noch weiter differenzierbar (z.B. primärenergetisches technisches Potenzial; s. Glossar). Im Folgenden wird der Schwerpunkt vorerst auf das technische

Potenzial regenerativer Energieträger gelegt, wobei **exemplarisch** ein primär-energetisches "**technisches Referenzpotenzial**" angegeben wird (Kap. V.4).

Darüber hinaus können weitere Potenziale bestimmt werden. Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt den Anteil am technischen Potenzial, welcher wirtschaftlich genutzt werden kann; seine Bandbreite wird von der Vergleichbarkeit zu konkurrierenden Systemen beeinflusst (Glossar). Bei seiner Ermittlung ist zwischen volks- und betriebswirtschaftlicher Sichtweise zu differenzieren (Kaltschmitt/Wiese 1995; VDI 1994). Das **erschließbare Potenzial** beschreibt den tatsächlich zu erwartenden Beitrag einer regenerativen Energie zur Energieversorgung. Dieses ist in der Regel zumindest zeitweise geringer als das wirtschaftliche Potenzial (z.B. wegen begrenzter Herstellkapazitäten, wegen des Vorhandenseins noch funktionsfähiger Konkurrenzsysteme, wegen rechtlicher und administrativer Hemmnisse), kann aber im Einzelfall auch größer sein (etwa bei Subventionierung erneuerbarer Energieträger) (Kaltschmitt/Wiese 1995).

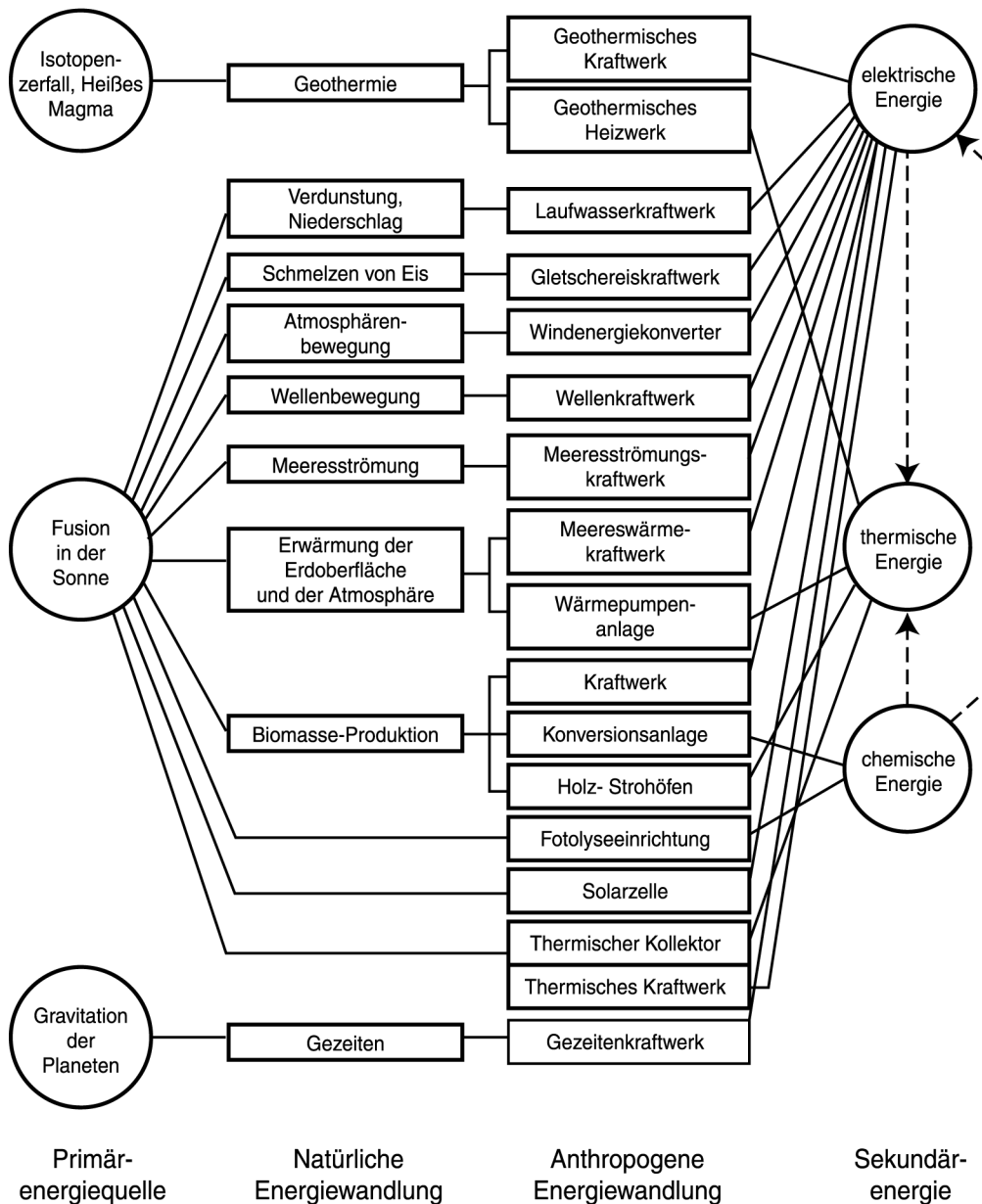
2. Nutzung erneuerbarer Energiequellen

Nutzbare regenerative Primärenergiequellen sind die Sonnenenergie - aus der sich die meisten Nutzungstechnologien ableiten -, die Planetenbewegung und die Erdwärme (Abb. 10). Nachfolgend werden überblicksartig Aspekte wesentlicher, für Deutschland relevanter regenerativer Energiequellen zusammengestellt.

2.1 Wasserkraft

Wasserkraft ist derzeit die mit Abstand wichtigste regenerative Energiequelle zur Stromversorgung. Genutzt wird die potenzielle Energie aufgestauten Wassers mittels Wasserturbinen. Die Leistung ist eine Funktion der Fallhöhe. Leistungsgrößen liegen im MW-Bereich (klein bis 10 MW, mittel 10 bis 100 MW, groß über 100 MW). Die Nutzung der Wasserkraft ist **derzeit technisch am weitesten ausgereizt**. Die **Zubaupotenziale stagnieren** seit einigen Jahren. Eine signifikante Ausdehnung des Marktvolumens ist derzeit nicht erkennbar. Insbesondere der Bau von Großanlagen (z.B. Staudammprojekte) stellt einen signifikanten Eingriff in die Natur dar und stößt zunehmend auf Widerstand bei der Bevölkerung in den betroffenen Gebieten.

Abb. 10: Regenerative Primärenergiequellen und ihre Nutzung



Quelle: Kleemann/Meliß 1993, S. 3

2.2 Bioenergieträger

Die in Pflanzen in chemische Energie umgesetzte solare Strahlung, und dort der Anteil, der nicht zur Aufrechterhaltung der Lebensfunktionen oder anderweitig in der Nahrungskette benötigt wird, kann als feste oder flüssige Biomasse zur Verbrennung oder Gaserzeugung genutzt werden. Differenziert wird zumeist

nach **organischen Reststoffen** und speziell angebauten **Energiepflanzen**. Darüber hinaus sind noch **Biogase** (z.B. aus Gärungsprozessen) energetisch nutzbar (Anhang 1.5).

Die energetischen Potenziale der Biomasse werden aus Transportgründen weitgehend "vor Ort" genutzt. **Angebotsschwankungen spielen bei Biomasse eher eine untergeordnete Rolle**: saisonale Angebotsschwankungen (z.B. Ernte) lassen sich durch Speicherung ausgleichen. Das Aufkommen organischer Siedlungsabfälle ist mit der Bevölkerungsdichte korreliert. Biomasse ist sehr gut geeignet zum Ausgleich von Angebotsschwankungen bei Wind- und Solarstrom. Die Flächennutzung durch Energiepflanzen ist vergleichsweise hoch und steht damit in Nutzungskonkurrenz zu den flächenhaften Wandlungstechnologien (Kap. V.2.4; Solarenergie¹⁴). Feste Biomasse und Biogas werden größtenteils in Blockheizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Der Schwerpunkt liegt bisher eher auf der Wärmeversorgung.

2.3 Windkraft

Windenergieanlagen nutzen die kinetische Energie des Windes, um einen Generator zur Stromerzeugung anzutreiben. Bei der Nutzung der Windkraft zur Stromversorgung wird nach **Anlagenstandorten** differenziert. Am weitesten ausgebaut ist die Nutzung von Anlagen an Land (onshore), also **auf dem Küstenstreifen und im Binnenland**, welche insbesondere seit Mitte der 90er Jahre einen **deutlichen Zuwachs** erfahren hat. Daneben bietet sich ein **beachtliches, bisher kaum genutztes Potenzial vor den Küsten** (offshore) an. Schätzungen des Offshore-Potenzials für Deutschland variieren in Abhängigkeit von der Entfernung zur deutschen Küste. So wird das Potenzial bis 30 km Entfernung zur Küste und bei Wassertiefen bis zu 40 m mit 237 TWh/a (Wiese/Albiger 1994) und bis 20 km Entfernung zur Küste bei Wassertiefen bis 20 m mit 127 TWh/a (Poetzsch 1998) abgeschätzt. Im Unterschied zu Onshore-Anlagen werden Offshore-Anlagenparks größer dimensioniert sein. Der technische Aufwand und die Gesamtinvestitionen werden offshore voraussichtlich höher ausfallen als onshore. So ist die Materialbelastung auf See höher als an Land (z.B. Salzwasser, Korrosion), und die Verankerung der Fundamente auf dem Meeresboden

14 Sofern zur Nutzung der Sonnenenergie auch entsprechende Ackerflächen zum Einsatz kommen würden. In Deutschland ist dies nicht relevant, unter globalen Aspekten kann dies aber durchaus eine Rolle spielen.

(z.B. Verankerung wie Ölplattformen) sowie auch die Anbindung an das elektrische Netz (z.B. Verlegung von Unterseekabeln) ist aufwendiger zu realisieren.

Windkraftkonverter werden als Einzelanlagen oder auch in **Windparks** aufgestellt, was aus Gründen **visueller Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes** und des **Lärmpegels** nicht in jedem Fall von betroffenen Anwohnern akzeptiert wird. Daneben wird seit einiger Zeit ein negativer Einfluss von Windkraftkonvertern auf Vogellebensräume diskutiert (u.a. Vogelschlagopfer an den Rotoren, Wirkung als "Vogelscheuche" mit Konsequenz des Fernbleibens angestammter Vogelarten in Küsten- und Naturparknähe) (FAZ 2000).

2.4 Sonnenenergie

Sonnenenergie (resultierend aus der Fusion von Wasserstoff zu Helium) wird mittels Solarstrahlung auf die Erde gebracht. **Geographische Unterschiede sind ausgeprägt**: an Orten, wo die Sonnenintensität am höchsten ist (Sahara etc.), ist der Energiebedarf im Allgemeinen eher gering und umgekehrt. Daraus resultiert für die Nutzung von Sonnenenergie in Regionen mit geringer Sonnenintensität ein vergleichsweise **hoher "Flächenbedarf"**. Die für flächenhafte Wandlungstechnologien (zur Installation von Solarzellen und Kollektoren) zur Verfügung stehende geeignete Fläche in Deutschland wird nach (Nitsch/Luther 1990), (Kaltschmitt/Wiese 1995) sowie (Altner et al. 1995) auf rund 1.650 km² geschätzt (Dächer: 800 km²; Fassaden: 150 km²; sonstige Flächen [Lärmschutzwände, Überdachungen etc.]: 700 km²). Diese kann durch 650 km² Freifläche (z.B. Brachen, Halden, Böschungen an öffentlichen Verkehrsstraßen) ergänzt werden.

Solaranlagen können zur Bereitstellung von **Niedertemperatur-** (z.B. für Schwimmbäder) und **Hochtemperaturwärme** (Prozesswärme, die über konventionelle Dampfprozesse auch zur Stromerzeugung genutzt werden kann) sowie zur **direkten Stromerzeugung** (Photovoltaik) eingesetzt werden. Hochtemperaturwärme kann in Deutschland in größerem Rahmen mit Hilfe von Sonnenstrahlung nicht erzeugt werden; das größere Potenzial zur Stromerzeugung weist daher die Photovoltaik auf.

Für die **Nutzbarkeit des technischen Potenzials der flächenhaften Wandlungstechniken** Photovoltaik und thermische Solarkollektoren ist - neben tages- und jahreszeitlichen Angebotsschwankungen - ihre **Integrationsmöglichkeit in die vorhandene Siedlungsstruktur** maßgebend.

2.5 Erdwärme (Geothermie)

Wärme, die aus dem Erdinneren durch die Erdkruste dringt und auf den natürlichen Zerfall radioaktiver Isotope und Abwärme von heißem flüssigen Magma zurückgeht, kann insbesondere bei an oberflächennahe Bereiche angrenzenden Schichten genutzt werden. Geeignete Bedingungen zur Nutzung hydrothermalen Energievorräte herrschen in Deutschland in der Norddeutschen Tiefebene, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken vor. **Strom** wird bisher nur an Standorten erzeugt, die geologische Anomalien aufweisen, d.h. an denen hohe Temperaturen der Erdkruste oder hydrogeothermaler Quellen schon in relativ geringer Tiefe vorkommen bzw. als Heißwasser oder Dampf bis an die Erdoberfläche dringen (Italien, Island). Derart günstige Bedingungen für einen solchen direkten Einsatz hydrothermalen Ressourcen zur Stromerzeugung liegen in Deutschland nicht vor.

Große Erwartungen werden derzeit in das "**Hot-Dry-Rock-Verfahren**" (HDR) gesetzt, welches auch die Nutzung jener Wärmeenergie erlaubt, die in gering-durchlässigen Tiefengesteinen (bis zu 7.000 m) gespeichert ist. Der Einsatz dieses Verfahrens könnte auch eine geothermische Stromerzeugung in Deutschland ermöglichen. In (Tenzer 1999) wird das technische Potenzial zur Stromerzeugung in Deutschland mittels HDR-Verfahren auf insgesamt 125 TWh/a geschätzt (etwa 18 GW Leistung). Diese Menge entspricht etwa 25 % der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung. Die Auslegungsleistung zukünftiger HDR-Kraftwerke wird auf etwa 10-100 MW(el) geschätzt. Ein Vorteil geothermischer Stromerzeugung ist in einer vergleichsweise hohen Verfügbarkeit zwischen 6.000 und 8.000 Volllaststunden pro Jahr zu sehen, was sie prinzipiell geeignet erscheinen lässt, im Grundlastbereich sowie zum zeitlichen Ausgleich der Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftwerken eingesetzt zu werden.

3. Derzeitige Anteile regenerativer Energieträger an der Energieversorgung

Die technisch am einfachsten auszubeutenden Energieträger wurden historisch gesehen zuerst (kommerziell) erschlossen, was sich darin widerspiegelt, dass von den regenerativen Energiequellen weltweit bisher hauptsächlich Wasserkraft

und Biomasse¹⁵ genutzt wurden. In den letzten Jahren hat auch die Nutzung von Windenergie deutliche Zuwachsraten aufzuweisen. Eine grobe Abschätzung des **globalen technischen Potenzials** regenerativer Energiequellen enthält Tabelle 8.

Tab. 8: Jährliches globales Angebot und ungefähres technisches Potenzial regenerativer Energiequellen (Bezugswert: Globaler Endenergieverbrauch¹⁾ 1997 = 1)

<i>Energieart</i>	<i>gesamtes physikalisches Angebot</i>	<i>technisch nutzbar (Endenergie)</i>	<i>derzeit genutzt (Endenergie)</i>
- Solarstrahlung	2.850,0 ²⁾	3,80 ³⁾	0,001
- Windenergie	200,0	0,50 ⁴⁾	0,0003
- Biomasse	20,0	0,40 ⁵⁾	0,140 ⁶⁾
- Erdwärme	20,0	1,00	0,003
- Meeresenergie ⁷⁾	10,0	0,05	0,0
- Wasserkraft	1,0	0,15 ⁸⁾	0,035
Gesamt	3.101,0⁹⁾	5,90	0,180

1) Endenergieverbrauch 1997 = 9,4 Mrd. t SKE/a = 275 EJ/a (IEA 1999); 2) auf Kontinente auftreffende Strahlungsenergie (= 15 % des Strahlungsflusses der Sonne); 3) 3 Mio. km² Sammlerflächen (= 2 % der globalen Landfläche) mit 40 % Nutzwärme, 40 % Elektrizität und 20 % Wasserstoff; 4) nur landgestützt, Mittelwert aus (WEC 1994, Grubb/Mayer 1993); 5) Reststoffe aus Forst- und Landwirtschaft und 1,5 Mio. km² Anbaufläche (= 1 % der globalen Landfläche); 6) derzeitiger Verbrauch an Brennholz und organischen Abfällen; 7) Wellen-, Gezeitenenergie, Meereswärme; 8) "technisch nutzbar" nach World Atlas (1998); 9) globaler jährlicher Energieverbrauch entspricht 3 Stunden physikalisches Angebot an REG.

Quelle: DLR 2000, S. 2

Insgesamt ist nach der Abschätzung in Tabelle 8 weltweit etwa das Sechsfache des derzeitigen (Endenergie-)Verbrauchs prinzipiell aus erneuerbaren Energiequellen abdeckbar. Die derzeit tatsächlich genutzten Anteile sind vergleichsweise gering. Beispielsweise betrug der **Anteil regenerativer Energieträger an der Stromversorgung 1997 in Deutschland** 4,6 %, wobei ca. 4 % auf Wasserkraft, 0,6 % auf Windenergie und 0,004 % auf die Photovoltaik entfielen. Der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Primärenergieverbrauch lag bei etwa 0,5 %.

Die Differenz zwischen technisch nutzbarem und derzeit ausgeschöpftem Potenzial erscheint relativ groß. Gründe hierfür sind u.a. in der vergleichsweise

15 Die Nutzung von Biomasse konzentriert sich zu wesentlichen Teilen auf die (nicht nachhaltige) Nutzung von Brennholz in Entwicklungsländern.

spät einsetzenden intensiven Nutzung erneuerbarer Energieträger (gezielte Entwicklung von Energieumwandlungsanlagen mit hohen Wirkungsgraden etc.) und in Besonderheiten ihrer Angebotsstruktur zu suchen. Auf den zweiten Punkt wird im Folgenden besonderes Augenmerk gelegt.

4. Technische Potenziale erneuerbarer Energiequellen in Deutschland im Überblick

Mit Bezug zum Begriff des "technischen Potenzials" (Kap. V.1 u. Glossar) wird im Folgenden **exemplarisch** auf Basis einer Einschätzung des DLR (2000) ein "technisches Referenzpotenzial" vorgestellt. Diesem liegen Abschätzungen der unteren und oberen technischen Potenzialgrenzen für die einzelnen regenerativen Energieträger zugrunde. Aus diesen Bandbreiten wird - unter Berücksichtigung u.a. von Umsetzungshemmnissen - eine eher moderate und eingeschränkte Schätzung eines sog. "technischen Referenzpotenzials" abgeleitet (Tab. 9). Das Vorgehen zur Bestimmung des "technischen Referenzpotenzials" wird vom DLR wie folgt begründet (DLR 2001):

"Bei der Ermittlung technischer Potenziale sind ... zahlreiche Parameter von Bedeutung. Daher gibt es keinen festen Potenzialwert für eine einzelne Energiequelle. Die 'Philosophie' hinter der Definition eines 'Referenzpotenzials' ist folgende:

- Es gilt zu zeigen, dass die REG-Potenziale groß genug sind, um eine weitgehend auf REG beruhende Energieversorgung sicherstellen zu können. Potenziale sind selbstverständlich nach oben 'offen' (vgl. technische Entwicklung Wind oder Einbeziehung von Importpotenzialen). Mit der Definition eines eher konservativen Referenzpotenzials wird gezeigt, dass selbst bei statischen Betrachtungen die technischen Potenziale auf Jahrzehnte keine Restriktion darstellen.
- Es gibt für Deutschland Dutzende von Potenzialabschätzungen. Zugunsten einer hohen Akzeptanz im politischen Spektrum werden als Referenz eher die allgemein 'anerkannten' Potenzialwerte bevorzugt (z.B. BMWi 1994), obwohl sie teilweise veraltet sind. Es ist derzeit u.E. nicht mehr erforderlich, durch möglichst hohe Potenzialwerte zu 'beweisen', dass REG eine ernstzunehmende Option sind, sondern eine hohe Akzeptanz für ihre marktwirtschaftliche Implementierung zu erreichen. Wir haben deshalb auf die Darstellung aktuellster Werte der technischen Potenziale verzichtet.

Extreme Annahmen ... wecken Vorbehalte gegen den Ausbau von REG und verringern die Akzeptanz.

- Es kommt beim Ausbau von REG nicht so sehr auf ein Einzelpotenzial, sondern auf eine ausgewogene Mobilisierung aller REG-Technologien an. Selbst in sehr ambitionösen Ausbauszenarien ... werden bis 2050 nur Bruchteile der technischen Potenziale mobilisiert (außer Wasserkraft und teilweise Biomasse) ...
- Bei Potenzialabschätzungen sind nicht die 'besten' machbaren Wirkungsgrade einzusetzen, sondern es sind auch strukturelle Begrenzungen zu beachten (z.B. Flächenausrichtungen; unterschiedliche Leistungsklassen; Verhalten von Anlagen über die Lebensdauer u.ä.); deshalb ist die Berechnung mit 'mittleren' Werten solider."

Die Zusammenstellung in Tabelle 9 **berücksichtigt Nutzungskonkurrenzen**, so dass einzelne Potenzialwerte addierbar sind. In der Tabelle werden Angaben zu Strom und Wärme berücksichtigt. Als Bezugswert wird der Primärenergieverbrauch gewählt.

Primärenergetisch wird das "technische Referenzpotenzial" nutzbarer erneuerbarer Energiequellen innerhalb Deutschlands, wie es vom DLR definiert wird, demnach auf 8.500 PJ/a abgeschätzt. Damit könnten - selbst bei Berücksichtigung von Umsetzungsrestriktionen - bereits 60 % des derzeitigen Primärenergieverbrauchs abgedeckt werden. Würden die Potenzialwerte höher angesetzt, wären - zumindest rein technisch gesehen - auch höhere Anteile realisierbar. **Sekundärenergetisch** ergibt diese Abschätzung ein "technisches Referenzpotenzial" für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland von ca. 525 TWh/a. Dies entspricht in etwa der Bruttostromerzeugung von 1997, d.h. das "technische Referenzpotenzial" regenerativer Energieträger in Deutschland läge (ohne Berücksichtigung einer zeitlichen Abstimmung von Angebot und Nachfrage) sogar etwas darüber (3 %). Dieses Potenzial wurde 1997 mit 24 TWh/a zu 4,6 % genutzt (DLR 2000). Die prozentualen Anteile der einzelnen erneuerbaren Energiequellen am primärenergetischen "technischen Referenzpotenzial" zeigt Abbildung 11.

Tab. 9: Primärenergetisches "technisches Referenzpotenzial" der Nutzung regenerativer Energien innerhalb Deutschlands

Energieträger bzw. -technologie	Energie- erzeugung [TWh/a]		Leistung MW (el)	Kommentare
	(el)	(th)		
Wasserkraft				
Gesamtpotenzial	24,7		4.650	Bezug: nur Laufwasser und natürlicher Zufluss zu Speichern ohne Pumpspeicherwerke; Bandbreite 21-35 TWh/a; darin eingeschlossen: Zubaupotenzial von 4,8 TWh/a (el) für Anlagen > 1 MW und von 1 TWh/a (el) für Anlagen < 1 MW
Windenergie				
a) Anlagen an Land	83		50.000	a) Bandbreite 70-128 TWh/a
b) Offshore-Anlagen	237		70.000	b) bis 40 m Tiefe und 30 km Entfernung von der Küste
Photovoltaik				
belegbare Flächen (begrenzendes Kriterium)	135		133.000	Einstrahlung 1.100 kWh/m ² a, Modulwirkungsgrad = 15 %; Modulfläche (AC) = insg. 1.000 km ² ; aus maximal 150.000 nutzbarer Gesamtfläche (wenn keine Kollektoren installiert werden würden) ergäben sich 650 TWh/a; bei einem anderen begrenzenden Kriterium wie der Bereitstellung einer best. Leistung ergäben sich geringere Werte (z.B. ergäben sich bei 50 % der Netzlast an Sommertagen (mittags) etwa 31 TWh/a (el)).
- 25 % geeign. Dachflächen (200 km ²)			150.000	
- 100 % geeign. Fassadenfläche (150 km ²)			(p)	
- 50 % geeign. Siedlfläche (350 km ²)				
- 45 % geeign. Freiflächen (300 km ²)				
Biomasse				Bezugsgröße: unterer Heizwert
a) feste Reststoffe	18	56	4.000	a) Resthölzer, Reststroh
b) Energiepflanzen	17	50	3.800	b) Flächenbelegung (in Konkurrenz zur Nutzung als Biotreibstoff) ¹⁾ : 1,5 Mio. ha (mit 190 GJ/ha*a)
c) Biogas durch Vergärung organ. Reststoffe	11	15	2.200	c) Bio-, Klär- und Deponiegas; Bandbreiten (Anhang 1.5)

Tab. 9: Fortsetzung

Geothermie ausschl. hydrothermale Nutzung	350	ausschl. Nutzwärmebereitstellung, ohne Hybridbetrieb (Brennstoffzu- satz), Wärmeangebot durch G. ist größer als Nachfrage; Obergrenze des Angebotes: 550 TWh/a
Stromerzeugung ²⁾	526	ergäbe 103 % der Bruttostromerz. von 1997
Wärmeerzeugung ²⁾	1.001	ergäbe 70 % Endenergie Brennst. von 1997
Primärenergie ³⁾	8.500 PJ/a	ergäbe 59 % des Primärenergiever- brauches des Jahres 1997

1) bei Nutzung als Brennstoff; alternativ Herstellung von Biotreibstoffen möglich (z.B. 90 PJ/a Rapsöl oder 210 PJ/a Alkohol auf 2 Mio. ha; BMWi 1994); 2) Biomasse zu 50 % in Kraft-Wärme-Kopplung; Wärme = substituierte Brennstoff-Endenergie; 3) Substitutionsmethode

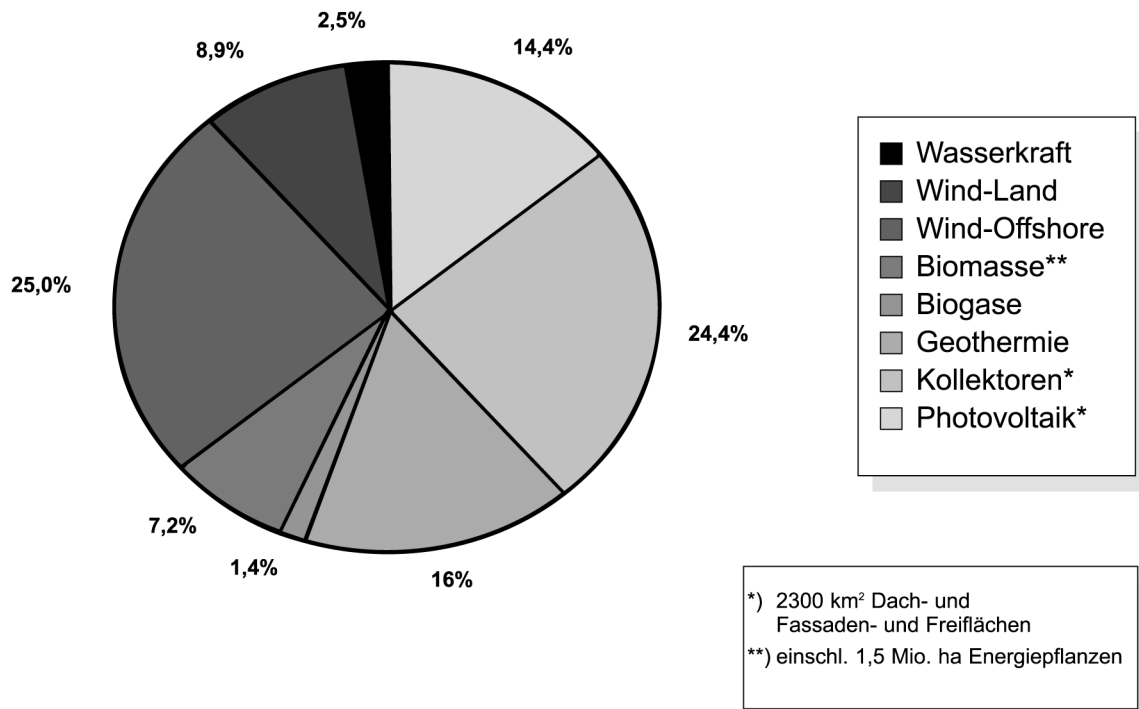
Quelle: Zusammenstellung des TAB nach DLR 2000, S. 5 ff. (Datenquellen: Altner et al. 1995; BINE 1998; BMWi 1994; DIW 1995; Semke/Markewitz 1998; Hartmann/Strehler 1995; Kaltschmitt/Wiese 1995, Kaltschmitt 1997; Poetzsch 1998; Prognos 1998; eigene Berechnungen der DLR)

Vom "technischen Referenzpotenzial" der **Wasserkraft** für die Stromerzeugung sind bereits 75 % ausgeschöpft, vom "technischen Referenzpotenzial" von Strom aus **Windenergie** derzeit jedoch nur knapp 5 %, wobei größere Potenziale noch in Gebieten mit Jahreswindgeschwindigkeiten unter 5 m/s (derzeit eher unwirtschaftlich¹⁶) und im Offshore-Bereich liegen. Das "technische Referenzpotenzial" der Nutzung **organischer Reststoffe** ist derzeit zu etwa 10 % erschlossen. Für einzelne Reststoffarten sind die Ausschöpfungsgrade deutlich höher, so z.B. für Industrie- und sonstiges Restholz mit ca. 50 % und Deponie- und Klärgas mit ca. 70 %. Eine exemplarische Zusammenstellung zugrunde liegender technischer Potenziale von festen Reststoffen und Energiepflanzen findet sich in Anhang 1.5. Am wenigsten erschlossen sind die "technischen Referenzpotenziale" der flächenhaften Wandlungstechnologien (Photovoltaik, thermische Solarkollektoren).

16 Der Betrieb von Windkraftanlagen in diesen Gebieten ist gemessen an der Vergütungshöhe im EEG derzeit eher nicht wirtschaftlich.

Abb. 11: Beitrag einzelner erneuerbarer Energiequellen am primärenergetischen "technischen Referenzpotenzial" in Deutschland

525 TWh/a Strom (=103% von 1997); 1000 TWh/a Wärme (= 70% von 1997)



Quelle: DLR 2000, S. 9

Verstärkte, über das "technische Referenzpotenzial" des DLR hinausgehende Nutzungen der technischen Potenziale einzelner regenerativer Energieträger werden in verschiedenen für Deutschland gerechneten **Ausbau-szenarien** beschrieben. Diese berücksichtigen z.B. unterschiedliche Annahmen zur Veränderung des Primärenergie- und Endenergieverbrauchs, zu den potenziellen Anteilen fossiler und regenerativer Energieträger und zu den Effekten von Energieeinsparoptionen. Untersucht wird teilweise auch die mögliche Erreichung von Klimaschutzziele. Eine **Gegenüberstellung ausgewählter szenarioanalytischer Betrachtungen** der zukünftigen Bedeutung regenerativer Energieträger findet sich in (DLR 2000, S. 63 ff.). Die analysierten Szenarien geben zumeist **keine Auskunft über die Zeitabhängigkeit des Energieangebotes**, da oft nur diejenigen Energiemengen ermittelt werden, die einzelne

Energieträger (mit verschiedenen Techniken kombiniert) pro Jahr bereitstellen können. Innerhalb eines Jahres gibt es jedoch beachtliche Unterschiede im Energieangebot.

5. Zeitliche und räumliche Angebotsstruktur

Die **Energiedichte** regenerativer Primärenergiequellen ist, verglichen mit heute üblichen Nutznergiedichten, **vergleichsweise gering**.¹⁷ Dies führt u.a. dazu, dass "zwecks Aufkonzentrierung" räumlich gesehen eher **viele kleine, dezentrale Anlagen** installiert werden (mit Ausnahme großer Wasserkraft-Anlagen). Damit würde der durch die Liberalisierung der Energiemärkte bereits begonnene **Trend hin zu dezentraler Energieerzeugung durch einen zunehmenden Einsatz regenerativer Energieträger weiter verstärkt werden**.

Darüber hinaus treten die Potenziale regenerativer Energien aufgrund ihres natürlichen Ursprungs **regional in sehr unterschiedlicher Intensität** auf. Differenziert wird nach natürlichen und siedlungsbedingten Angebotsunterschieden. **Natürliche Angebotsunterschiede** beziehen sich auf **tages- und jahreszeitliche Veränderungen** und **witterungsbedingte Schwankungen** der Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie. Beispielsweise konzentriert sich das landgestützte Potenzial der Windenergie (83 TWh/a) zu fast 90 % auf die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DLR 2000). Das Wasserkraftpotenzial liegt dagegen zu 80 % in Baden-Württemberg und Bayern. Die bekannten hydrothermalen Vorkommen der Erdwärme summieren sich zu 55 % ebenfalls in Baden-Württemberg und Bayern; weitere 15 % befinden sich in Mecklenburg-Vorpommern. Dagegen können etwa angebotsbedingte Unterschiede in der Darbietung von Sonnenstrahlung und im Pflanzenwachstum innerhalb Deutschlands in erster Näherung vernachlässigt werden.

Siedlungsbedingte Angebotsunterschiede treten bei der energetischen Nutzung von Strahlungsenergie der Sonne (Flächenbelegung auf und an Gebäuden), von organischen Siedlungsabfällen und von Biomasse (Waldrestholz, Stroh,

17 Zum Beispiel liegen Energiedichten der Sonneneinstrahlung in Deutschland im Mittel bei 133 W/m^2 (Spitzenwerte in der Mittagszeit ca. 1.000 W/m^2), von Wind bei Sturm von 20 m/s bei 4.800 W/m^2 und des geothermischen Wärmeflusses bei $0,06 \text{ W/m}^2$. Dagegen liegt die Energiedichte herkömmlich genutzter Sekundärenergien z.B. für einen Wärmestrom durch eine Kochplatte eines E-Herdes bei 100.000 W/m^2 oder die des elektrischen Stromes durch ein Kabel im Haushalt etwa bei $1.000.000 \text{ W/m}^2$ (Kleemann/Meliß 1993).

Energiepflanzen etc.) auf. Die Nutzung von Wärme aus Sonnenkollektoren und von Photovoltaikstrom ist eine Funktion der Siedlungsdichte. Beispielsweise kann in Landgemeinden aufgrund ihrer geringen Energieverbrauchsichte mit etwa 60 % nahezu der zweifache Anteil am Energieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser mittels **solarer Kollektorwärme** bereitgestellt werden im Vergleich zu Großstädten (33 %) (DLR 2000). Der bundesweite Mittelwert liegt bei 45 % (alle Angaben sind auf den Energieverbrauch von 1997 bezogen). Ähnliche Verhältnisse ergäben sich bei der anteiligen **Deckung des Strombedarfs aus Photovoltaik-Anlagen** (28 % für Landgemeinden, 14 % für Großstädte, Mittelwert von 20,5 %) (ohne Berücksichtigung von Flächen außerhalb der Siedlungen) (DLR 2000). Da Strom aus Photovoltaik-Anlagen im Allgemeinen auf der Niederspannungsebene eingespeist wird, sind hier siedlungsbezogene Unterschiede im Vergleich zu Wind- und Wasserkraftstrom von größerer Bedeutung.

Mit Bezug auf das in Tabelle 9 dargestellte "**technische Referenzpotenzial**" könnte beispielsweise die insgesamt **bereitstellbare Strommenge** zu etwa 85 % aus den fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonnenstrahlung abgedeckt werden (DLR 2000). Die **bereitstellbare Nutzwärme** weist zu 90 % eine Temperatur unter 100°C auf, welche nur zur Raumheizung, Warmwasserbereitung und als Niedertemperatur-Prozesswärme eingesetzt werden kann. Dafür werden derzeit rund 40 % des Endenergieverbrauchs benötigt. Das o.g. Referenzpotenzial an Wärme deckt diesen Bereich zu 80 % ab (DLR 2000).

Regionale Angebotsausprägungen an Strom und Wärme aus regenerativen Quellen **machen sich erst bei weitgehender Erschließung der technischen Potenziale und ihrer Einbindung in vorhandene Versorgungsstrukturen bemerkbar**. Dies würde eine **deutliche Umgestaltung der Versorgungsstrukturen** hinsichtlich Lastmanagement, Reservehaltung, Kraftwerksregelung, Verwertung von Überschüssen, Struktur der übrigen fossilen Wärmekraftwerke oder auch Ausbau von Nahwärmenetzen notwendig machen (Kap. VI: Option REG: Technische Herausforderungen durch neue Versorgungsstrukturen). Für die Umgestaltung könnten z.B. übliche Reinvestitionszyklen genutzt werden.

6. Möglichkeiten eines zeitlichen und mengenmäßigen Ausgleichs

Bei einem **deutlich zunehmenden Anteil fluktuierender Energieträger** an der Stromversorgung wird - räumlich und zeitlich differenziert - mit dem **Auftreten von Deckungslücken** oder von **regenerativen Überschüssen** an Strom gerechnet. Um das mengenmäßige Ausmaß von regional auftretenden Deckungslücken zwischen Stromangebot und -nachfrage sowie von Überschüssen an Strom - die dann beispielsweise in größeren Mengen ins Stromnetz eingespeist werden müssten - abschätzen zu können, sind **zuverlässige Prognosen über das regenerative Stromangebot notwendig**. Insbesondere auch deshalb, weil für einen entsprechenden (fossilen oder regenerativen) Ausgleich der Stromversorgung kurzfristig gesorgt werden müsste (Gewährleistung der üblichen Versorgungssicherheit etc.).

Längerfristig kann das Angebot fluktuierender Energieträger in etwa abgeschätzt werden. Beispielsweise ist der typische jahreszeitliche Verlauf des Stromangebots bei Sonne und Wind eher regelmäßigen Fluktuationen unterworfen. So ist in unseren Breiten im Winter ein stark reduziertes Strahlungspotenzial und ein deutlich erhöhtes Windkraftpotenzial gegenüber den Sommermonaten zu verzeichnen. Laufwasserkraft und die Biomasse weisen ebenfalls **typische jahreszeitliche Zyklen** auf und schwanken im kurzzeitigen Einsatz kaum. Laufwasserkraftwerke zeigen aufgrund der Schneeschmelze ein deutliches Leistungsmaximum im Frühjahr und Frühsommer. Die Verfügbarkeit frischer Biomasse (Energiepflanzen) ist im Herbst nach der Ernte am höchsten. Holz, Biogas, Bioöle und biogene Abfallstoffe sind ganzjährig verfügbar. Geothermiekraftwerke können ganzjährig konstant gefahren werden.

Daneben sind auch **jährliche Zyklen** des Angebotes regenerativer Energieträger zu beachten, die aufgrund von Erfahrungswerten in ihrer Größenordnung abgeschätzt werden können. So können z.B. Trockenjahre geringe Erträge bei Energiepflanzen und Wasserkraft zur Folge haben, andererseits jedoch auch eine höhere Intensität der Sonnenenergie liefern.

Eher **unvorhersehbar sind die Erträge innerhalb kurzer Zeiträume** (Tage, Stunden etc.). Kurzfristige Prognosen sind allerdings für eine zuverlässige Reservehaltung und entsprechende Deckung der Energienachfrage unerlässlich. Das Problem besteht darin, die **Zyklen in der Angebotsstruktur regenerativer**

Energieträger (z.B. Tag-und-Nacht-Zyklus der Sonnenenergie) **mit üblichen Zyklen des täglichen und jahreszeitlichen Stromverbrauchs in Einklang zu bringen**. Zum Vergleich: Das derzeit bestehende Stromversorgungssystem baut auf vergleichsweise großen Grund- und Mittellastkraftwerken mit konstanter Brennstoffzufuhr auf, wobei kurzfristig auftretende Spitzen im Energiebedarf durch leistungsfähige Verbundnetze und zusätzlich durch Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeicheranlagen abgedeckt werden.

Eine Abstimmung von Stromangebot - welches beispielsweise zu wesentlichen Anteilen regenerativ basiert ist - und Stromnachfrage ist von zwei Seiten aus möglich: Zum einen ist prinzipiell eine Änderung der **Verbrauchsgewohnheiten** denkbar, wenn auch wenig wahrscheinlich, und zum anderen kann versucht werden, das **Gesamtangebotsprofil regenerativer Energieträger** an das Verbrauchsprofil anzupassen.

Nachfrageseitige Ausgleichseffekte durch zeitliche Verlagerung der elektrischen Last

Die derzeitige Stromversorgung ist an eine im Wesentlichen tagaktive Gesellschaft angepasst. Der hohe Grundlastbedarf an Strom entsteht aus einer Summe vieler, in ihrem Strombedarfsverhalten teilweise unvorhersehbarer Verbraucher. Daher besteht eine Möglichkeit des Ausgleichs darin, den Lastbedarf an Energie zeitlich zu verlagern. Dies könnte durch eine entsprechende Tarifgestaltung unterstützt werden. Beispielsweise wurde von (Quaschnig 1999) für **Haushalte ein Verlagerungspotenzial von bis zu 40 %** ermittelt. Verlagerungsmöglichkeiten in Haushalten bestehen etwa bei Kühl- und Gefriergeräten mit Kältespeicher, Waschmaschinen mit kombinierten Wäschetrocknern, Geschirrspülern, elektrischer Warmwasserbereitung, Speicherheizungen und Wärmepumpen. Die **Verlagerungspotenziale in der Industrie und im Kleinverbrauch** wurden mit bis zu 10 % und **beim Verkehr** mit unter 1 % (allerdings ohne Berücksichtigung eines möglichen Einsatzes von Elektrofahrzeugen) als wesentlich geringer eingeschätzt.

In (Langniß et al. 1997) wurden **Auswirkungen von Zeitverschiebungen und von Profiländerungen in den Last- und Erzeugungssektoren** untersucht. Dabei wurden verschiedene Modellvarianten gerechnet (DLR 2000 S. 59 f.). Dazu gehört z.B. eine Konzentration der Netzbelastung im Verkehrssektor (ohne Bahn) auf die Mittagsstunden. Insgesamt wurden 23 % der Energie im Verkehrssektor mit dem Resultat verschoben, dass ca. 50 % der gesamten Energie dieses Sektors zwischen 9.00 Uhr und 15.00 Uhr dem Netz entnommen

werden.¹⁸ Daneben wurde eine Zeitverschiebung im Pumpspeicherbetrieb (Netzbelastung durch Speicherpumpen tagsüber, Netzstützung durch Pumpspeicher nachts), eine Verschiebung eines Teils des Haushaltsstrombedarfs auf die Mittagsstunden (ca. 13 % des Jahresbedarfs aus den Verbrauchersegmenten Kühlen, Gefrieren, Waschen und Spülen) und eine Verschiebung der täglichen Leistungserzeugung¹⁹ von BHKWs in der öffentlichen Versorgung in den Sommermonaten berücksichtigt. Im Ergebnis wurde im Modell eine **deutliche Reduzierung der täglichen Schwankungsbreite**, eine Verringerung der Häufigkeiten von Lastspitzen und eine Verringerung der Maximalleistung erzielt.

Beide genannten Untersuchungen schätzen das **Potenzial von Anpassungsmöglichkeiten** so ein, dass eine Deckungslücke um etwa 20-25 TWh/a (entspricht etwa 5 % des heutigen Stromverbrauchs) verringert werden kann gegenüber einem Szenario ohne solche Maßnahmen (DLR 2000).

Angebotsseitige Ausgleichseffekte durch großflächige Nutzung

Schwankungen im Sekunden- und Minutenbereich sind bei einer größeren Zahl von Photovoltaikanlagen mit Abständen von nur wenigen Kilometern bereits nicht mehr korreliert (Abb. 12). Daher werden Stundenmittelwerte als ausreichend für die Berechnung größerer Verbundstrukturen angenommen. Ähnliches gilt für größere Zusammenschlüsse von Windkraftanlagen und Windparks (Edwin 1996; ISET 1999; Langniß et al. 1997; Quaschnig 1999; Steinberger-Wilms 1993).

Durch die räumlich weite Verteilung vieler dezentraler Anlagen und die unterschiedliche Angebotscharakteristik der regenerativen Energiequellen treten **Vergleichmäßigungseffekte** auf.

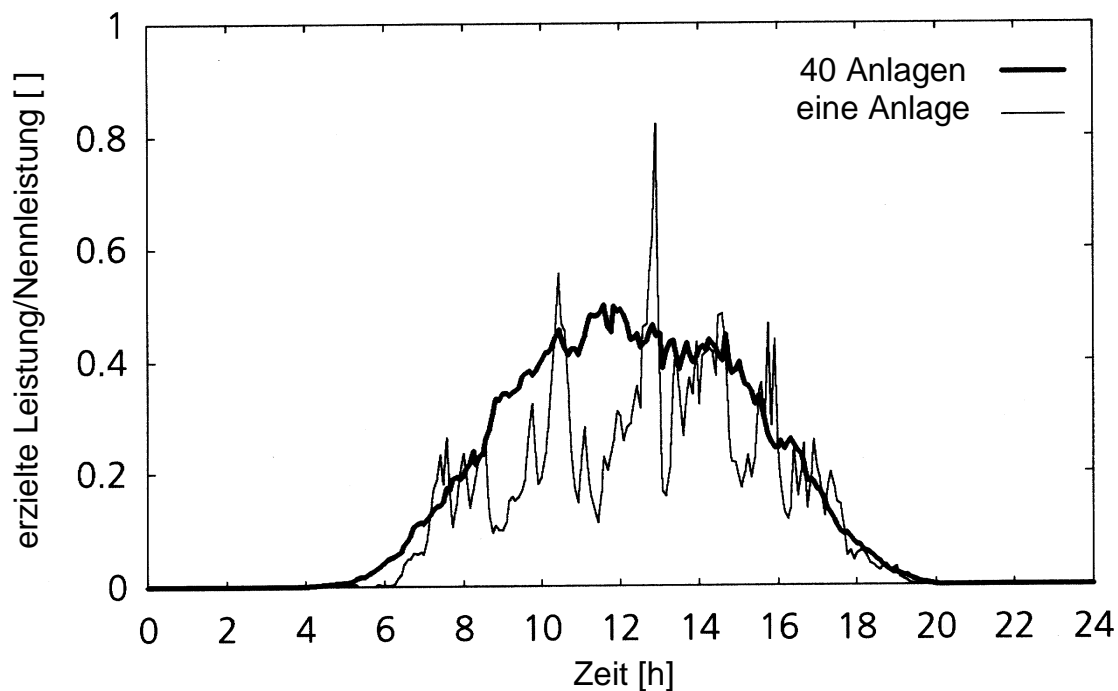
Weitere **Modellrechnungen** (Kaltschmitt/Fischedick 1995; Langniß et al. 1997; Quaschnig 1999) ergaben, dass beispielsweise die **Integration von Wind-**

18 Diese Profilveränderung basiert auf der Annahme, dass auch Batteriespeicher eines zukünftigen Elektrofahrzeugverkehrs tagsüber eine Speicherfunktion im Netz ausüben können. In diesem Szenario wurde von einem relativ hohen Beitrag von Elektrofahrzeugen auf Batteriebasis ausgegangen. Ähnliche Lastverlagerungsmöglichkeiten bietet jedoch z.B. auch eine elektrolytische Wasserstoffherzeugung als Kraftstoffbasis für Brennstoffzellenfahrzeuge.

19 In den Sommermonaten (Juni - August) laufen die BHKWs stromgeführt nachts, was bei hohen Stromerzeugungswirkungsgraden (Brennstoffzelle) tolerierbar ist, und speisen damit antikorreliert zur Photovoltaik-Stromerzeugung in das Netz ein. Zusätzlich werden die großen Heizkraftwerke in den Sommermonaten nicht mehr mit einem Tagesprofil, sondern mit konstanter verringerter Leistungsabgabe im Kondensationsbetrieb gefahren (bei gleichen Auslastungsprofilen wie in der Basisvariante) (DLR 2000).

und Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung zu deutlich geringeren Fluktuationen führen kann als der alleinige Einsatz einer der beiden regenerativen Technologien (bei vergleichbarem Durchdringungsgrad). Darüber hinaus wären in Kombination höhere Emissionsminderungen erreichbar. Ein wesentlicher Grund hierfür ist darin zu sehen, dass in Deutschland die zeitlichen Verläufe des Energieangebots aus Sonne und Wind sowohl im saisonalen als auch im kurzzeitigen Bereich überwiegend antikorreliert sind und sich damit ergänzen.

Abb. 12: Leistungsfluktuationen einer Einzelanlage und von 40 Photovoltaik-Anlagen im 1.000-Dächer-Programm



Quelle: DLR 2000, S. 50; Messreihen in 5-minütiger Auflösung (Langniß et al. 1997)

Angebotsseitige Ausgleichseffekte durch Nutzung unterschiedlicher regenerativer Energieträger

Bei einem **Anteil regenerativer Energieträger von bis zu 20 %** werden durch diese in den untersuchten Netzmodellen **im Wesentlichen Teile der Spitzen- und Mittellast abgedeckt**. Ab einem über 20 % ansteigenden regenerativen Durchdringungsgrad nimmt auch die Substitution im Grundlastbereich zu

(DLR 2000). Allerdings würde dann die Ein- und Abschalthäufigkeit und die Fahrweise der Grundlastkraftwerke im Teillastbetrieb zunehmen, was zu erhöhten Verlusten der in der Regel für Dauerbetrieb ausgelegten Grundlastkraftwerke führt.

Aus **inländischer Sicht** ist, um einen **hohen regenerativ basierten Anteil an der Stromerzeugung** zu erreichen und insbesondere zu einem **zeitlich ausgewogenen Angebotsprofil** und zu einer **räumlich günstigen Verteilung** des Stromangebotes in Deutschland zu kommen, ein **ausgewogener Mix** der Eigenschaften **verschiedener regenerativer Energieträger** anzustreben. In Deutschland selbst kommen dabei in Betracht (DLR 2000):

- Windenergie mit deutlichem Schwerpunkt in Norddeutschland (inkl. Off-shore-Standorte),
- Wasserkraft mit deutlichem Schwerpunkt in Süddeutschland,
- Photovoltaik mit nahezu gleichförmiger Verteilung über der Siedlungsstruktur bei leichtem Schwerpunkt im Süden und starker Konzentration auf ländliche Räume,
- Biomasse mit leichtem Schwerpunkt im Süden und starker Konzentration auf ländliche Räume und
- Geothermie.

Eine großräumige, auf alle regenerativen Energieträger verteilte und durch viele Anlagen repräsentierte Ausbaustrategie würde die Integration der teilweise fluktuierenden regenerativen Energieträger in die Stromversorgung erheblich erleichtern.

Stromimporte

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die zeitliche Verfügbarkeit von **regenerativen Angebotspotenzialen aus dem Ausland** zu nutzen. Beispielsweise wird allein das europäische technische Potenzial zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf über 3.000 TWh/a abgeschätzt, wobei zur Vermeidung visueller Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes ein Wert von 440 TWh/a angegeben wird (Wind 1999). Die Potenziale von Wasserkraft und Geothermie für einen Stromexport aus Norwegen und Island liegen zusammen etwa bei 110 TWh/a (entspricht etwa 20 % des deutschen Stromverbrauchs) (DLR 2000). Letztere sind überdies nur durch den Export zu erschließen, da in Norwegen und Island heute schon fast ausschließlich regenerativer Strom genutzt wird. Daneben bestehen beispielsweise in Nordafrika beachtliche Solarstrompotenziale, die

durch solarthermische Kraftwerke und ggf. auch durch weiterentwickelte PV-Anlagen erschlossen werden könnten (Tab. 10).

Zur **verlustarmen Übertragung von Elektrizität über große Distanzen** werden **Hochspannungsleitungen** eingesetzt. Technisch ist eine Fernübertragung von Gleich- oder Drehstrom realisierbar. Heute wird vorzugsweise Drehstrom für eine Übertragung elektrischer Energie genutzt, wobei sich - u.a. aufgrund neuer Halbleiterbauelemente (effiziente Gleich- und Wechselrichter) - auch ein Einsatz von Gleichstrom wieder anbietet. Die Vorteile einer Gleichstromübertragung liegen u.a. in einem stabileren Betrieb der Fernübertragungen auch bei Starklast, geringeren Übertragungsverlusten, einem geringeren Flächenbedarf der Übertragungsleitungen und ihrer Eignung zur Seekabelübertragung über mehr als 120 km Entfernung (Häusler 1999).

Tab. 10: Technische Potenziale für einen möglichen Import von Strom aus regenerativen Energieträgern¹⁾

<i>Quellen</i>	<i>Energiepotenzial TWh/a</i>	<i>Entfernung km</i>
Windkraft aus Europa ²⁾	440-3.160	bis 1.000
Windkraft aus Marokko ³⁾	280-580	3.500
Wasserkraft aus Norwegen ⁴⁾	60	800-1.000
Solarstrom aus Nordafrika ⁵⁾	1.360.000	3.000-4.000
Wasserkraft aus Island ⁶⁾	30	2.000
Geothermiestrom aus Island ⁶⁾	20	2.000
Wasserkraft aus GUS ⁷⁾	1.300	7.000
Wasserkraft aus Zentralafrika ⁷⁾	1.000	7.000

1) zum Vergleich: der deutsche Stromverbrauch lag 1998 bei 550 TWh; 2) Wind 1999, DWTM 1999, Pontenagel 1995, Quaschnig 1999, Selzer 1990, VIK 1998; 3) Bennouna 1999; 4) ODIN 1999; 5) Brösamle 1999, Klaiß/Staiß 1992; 6) Sigurdsson 1999; 7) Voigtländer 1999

Quelle: DLR 2000, S. 17

Strom-Speicherung

Zur Speicherung von Strom bieten sich im Maßstab eines bundesdeutschen Netzes üblicherweise **Pumpspeicherkraftwerke** mit einem Speicherwirkungsgrad von etwa 77 % an. Batterien oder mechanische Schwungradspeicher sind in dieser Größenordnung nur als Kurzzeitpuffer verwendbar.

Eine Nutzung "externer" Speicherungsvarianten für regenerativ erzeugten Strom ist als "least option" anzusehen, die eher dort erschlossen wird, wo dies technisch sinnvoll und relativ kostengünstig realisierbar ist (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, die auch zusätzliche Steuer- und Ausgleichsfunktionen in einem Kraftwerkspark haben). Als **langfristige Speicheroption** käme aber die **elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff** in Betracht. Wasserstoff kann gasförmig (Druckspeicher), flüssig (Tieftemperaturspeicher) oder in physikalisch gebundener Form (z.B. Hydridspeicher) gespeichert werden. **Wasserstoff aus regenerativen Energieträgern** könnte als regenerativer Kraftstoff im Verkehr, aber auch in der stationären Energieversorgung zum Einsatz kommen, beispielsweise in Brennstoffzellen-Anlagen, Motor-BHKW oder GuD-Anlagen. Zu berücksichtigen sind bei dieser Speichervariante auftretende Umwandlungsverluste.

7. Fazit

Das globale **technische Potenzial** regenerativer Energieträger wird als **enorm hoch** abgeschätzt, so dass dadurch der derzeitige Energieverbrauch prinzipiell abdeckbar wäre. Das technische Potenzial regenerativer Energieträger in **Deutschland** wird derzeit bei weitem nicht ausgeschöpft. Neben (hier vorerst nicht behandelten) Wirtschaftlichkeitsaspekten spielen dabei **Besonderheiten in der Angebotsstruktur regenerativer Energieträger** und aktuelle Rahmenbedingungen eine Rolle. Das Energieangebot regenerativer Energiequellen und das derzeitige Profil der Energienachfrage sind zeitlich und räumlich voneinander entkoppelt. Zudem wird das Angebot fluktuierender Energieträger wie Sonne und Wind etwa von jahreszeitlichen und klimatischen Besonderheiten beeinflusst. Bei einem **deutlichen Ausbau der regenerativen Energieerzeugung würde der Anteil fluktuierender Energieträger (insbesondere Sonne und Wind) zunehmen**.

Prinzipiell bestehen Möglichkeiten, Energieangebot und -nachfrage besser aufeinander abzustimmen. Dies sind auf der Nachfrageseite eine gezielte **zeitliche Verlagerung der elektrischen Last beim Verbraucher**. Auf der Angebotsseite ergaben Modellrechnungen, dass zur Erzielung eines **zeitlich ausgewogenen Angebotsprofils** und einer **räumlich günstigen Verteilung des Stromangebotes** in Deutschland alle verfügbaren regenerativen Energiequellen in einem **ausgewogenen Mix** genutzt und ihre Eigenschaften in geeigneter Weise kombiniert werden sollten.

Darüber hinaus wäre im Sinne einer Minimierung der Reservekapazitäten in Deutschland die Option **Import regenerativen Stroms** (z.B. Wasserkraft aus Skandinavien) zu prüfen. Ein Teil des globalen technischen Potenzials regenerativer Ressourcen wäre erst durch einen **internationalen Verbund zur Fernstromübertragung** erschließbar.

Die signifikante Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger würde die aufgrund der Liberalisierung der Energiemärkte bestehende **Tendenz zu dezentralen, kleineren Anlagen und damit zunehmenden Mengen dezentral eingespeisten Stroms verstärken**. Zwecks Optimierung der Einsatzplanung von Reservekraftwerken etc. ist daher eine **zuverlässigere Vorhersage des Wind- und Strahlungsangebotes** notwendig.

Darüber hinaus müsste sich langfristig ein deutlicher Zuwachs regenerativer Energieanlagen auch in der **Umgestaltung der konventionellen Kraftwerksstruktur** widerspiegeln. Der aus gängigen Zubauzielen resultierende Zuwachs von regenerativen Anlagen würde die Zubau- und Ersatzinvestitionsplanung des deutschen Kraftwerksparks zunächst nur in sehr geringem Ausmaß beeinflussen. Die Altersstruktur der deutschen Kraftwerke schafft bereits in wenigen Jahren **ausreichend Spielräume sowohl für Investitionen für regenerative Anlagen als auch im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung**, die ebenfalls Teil einer "Nachhaltigkeitsstrategie" im Energiebereich sein sollte. Der darüber hinaus nach wie vor erforderliche Ersatzbedarf an Kondensationskraftwerken auf fossiler Basis ist aber nur dann mit einer verstärkten Ausbaustrategie regenerativer Energieträger kompatibel, wenn vorzugsweise **Kraftwerke mit möglichst geringen Fixkosten** (tendenziell Verringerung der Auslastung) und **guter Regelbarkeit** erstellt werden. Die derzeit aus Kostengründen bevorzugten **Erdgas-GuD-Kraftwerke** entsprechen diesen Kriterien.

8. Untersuchungsbedarf

Technische Weiterentwicklung und Erprobung

Untersuchungsbedarf besteht bei der technischen Weiterentwicklung und Erprobung bisher in Deutschland unterrepräsentierter Stromerzeugungstechnologien bzw. Energienutzungsstandorte. Dazu gehören diejenigen, die sich für eine Stromerzeugung aus **Geothermie** eignen. Das Potenzial der Geothermie für die Stromerzeugung - insbesondere für (preiswerten) regenerativen Grundlaststrom - könnte durch den Einsatz des sog. Hot-Dry-Rock-Verfahrens interessant

werden. Bei dieser Technologie gibt es aber noch erheblichen Entwicklungsbedarf. Daneben weisen **Offshore-Standorte für Windkraftanlagen** ein vergleichsweise hohes Stromerzeugungspotenzial auf. Die Installation von Offshore-Windanlagenparks stößt jedoch auf Bedenken hinsichtlich visueller Beeinträchtigungen der Landschaft und hinsichtlich eines negativen Einflusses auf Lebensräume von Seevögeln.

Als langfristiger Speicheroption könnte dem Einsatz **regenerativ erzeugter chemischer Energieträger** eine wachsende Bedeutung zukommen. Sie können sowohl Erdgas in den KWK-Anlagen (darunter insbesondere Brennstoffzellen) und in den Regelkraftwerken substituieren als auch das Eindringen von REG in den Verkehrsbereich ermöglichen. Entsprechende FuEuD-Projekte sollten Bestandteil einer längerfristig angelegten Förderstrategie sein.

Entwicklung von "Orientierungsszenarien" unter Berücksichtigung ökonomischer Gesichtspunkte

Die Analyse verfügbarer Szenarien für den REG-Ausbau in Deutschland bis 2050 zeigt, dass die bisher erstellten Arbeiten zwar zum Teil detaillierte Analysen der zeitlichen Energiebilanz der REG, der Ausgleichseffekte sowie auch aktive Anpassungsmaßnahmen berücksichtigen, jedoch offensichtlich **noch keine ausgewogene, d.h. auch aus ökonomischer Sicht "optimale" Verteilung** auf die verfügbaren heimischen und importierbaren regenerativen Ressourcen aufweisen. Dies führte bei allen Szenarien zu größeren Leistungsüberkapazitäten und entsprechend hohen Investitionen, zu einer geringen (wirtschaftlichen) Auslastung des gesamten Anlagenparks, zu deutlichen Fluktuationen der Restnachfrage, teilweise zu einer sehr weitgehenden Ausschöpfung der verfügbaren heimischen regenerativen Potenziale und zu teils sehr großen Energieflüssen zum Ausgleich regionaler regenerativer Angebote innerhalb Deutschlands. Daher wäre eine **Untersuchung** zur zeitlichen und räumlichen Angebotsstruktur, zu Ausgleichseffekten und zu Anpassungsmaßnahmen **unter zusätzlicher Berücksichtigung ökonomischer Gesichtspunkte** wichtig und sinnvoll.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung von "Orientierungsszenarien" zu untersuchende Detailfragen

- Wie groß ist die **tatsächliche gesicherte Leistung des regenerativen Angebotes in einer größeren Verbundversorgung bei größeren Anteilen an der Stromerzeugung**? Wie hängt sie von der Größe des Verbundes und

von der Art des regenerativen Energie-Mixes ab? Wie groß ist die erforderliche Reserveleistung der Restnachfrage auf der Basis fossiler Kraftwerke und wie kann diese optimal bereitgestellt werden? Wie hängen diese Größen von der Ausdehnung der Versorgungsnetze ab?

- **Welche Energieströme und Leistungen sind zeitlich und räumlich auszugleichen?** Welche Anforderungen ergeben sich daraus an die unterschiedlichen Netzebenen? Gibt es eine "optimale" Mischung von dezentraler regenerativer Erzeugung und von regenerativem Stromimport und wie sieht die dazu passende Struktur der Versorgungs- und Verteilnetze aus?
- Auch der **verstärkte Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung** (auf fossiler Basis und mittels Biomasse) ist eine wichtige Option zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Welche Wechselwirkungen und möglicherweise Einschränkungen für den Ausgleich von Angebotslücken bzw. -überschüssen ergeben sich bei einem deutlich wachsenden regenerativen Beitrag, wenn gleichzeitig die (wärmegeführten) Kraft-Wärme-Kopplung deutlich ausgebaut werden sollte?
- **Welche Restnachfrage bleibt nach Ausschöpfung verschiedener aktiver Anpassungsmöglichkeiten der Stromnachfrage?** Wie muss ein entsprechender Kraftwerkspark gestaltet sein? Wann sind ggf. größere Speicher (Wasserstoff) sinnvoll bzw. notwendig?
- **Welche Investitionen und Grenzkosten sind in derartigen Szenarien bzw. Ausbaustrategien zu erwarten?** Wie hängen sie von obiger Struktur und unterschiedlichen Anpassungsmaßnahmen ab?
- **Wer ist für die Netzausbau- und -anpassungsmaßnahmen zuständig** bzw. wie kann eine im Sinne eines starken Ausbaus regenerativer Energieerzeugung erforderliche Netzanpassung sichergestellt werden?
- Was ergibt sich aus obigen Erkenntnissen an **Rückwirkungen auf die Ausbaugeschwindigkeit bzw. zeitliche Verfügbarkeit** einzelner regenerativer Technologien?
- Mit welchen **Instrumenten** (z.B. Quoten, Steuern, Einspeisungsregelungen usw.) kann die Politik geeignete **Vorgaben für die deutsche und europäische Energiewirtschaft** geben, um die regenerativen Ausbauziele zu erreichen?
- **Welche notwendigen Randbedingungen müssen seitens der Politik längerfristig geschaffen werden**, um nach Erreichen z.B. des Verdopplungsziels eine **weitgehend selbsttragende Marktentwicklung** (d.h. ohne weitere Fördermaßnahmen und -instrumente) der regenerativen Energieträger zu ermöglichen?

Förderung von regenerativen Erzeugungstechnologien, die außerhalb Deutschlands zum Einsatz kommen

Außerhalb Deutschland kommen regenerative Erzeugungstechnologien zum Einsatz, die innerhalb Deutschlands keine Rolle spielen, aber für mögliche Stromimporte und unter dem Gesichtspunkt des Technologie-Knowhows interessant sind. Ein herausragendes Beispiel dafür ist die **solarthermische Stromerzeugung**. Aufgrund ihres großen Potenzials und der bereits heute kostengünstigen Möglichkeiten der Stromerzeugung ist die solarthermische Stromerzeugung eine der **Schlüsseltechnologien einer überregionalen regenerativen "Mobilisierungsstrategie"**, sowohl für Schwellen- und Entwicklungsländer als auch für den (späteren) Import in "nördliche" Länder. Deutsche Unternehmen nehmen in diesem Technologiefeld weltweit noch immer eine führende Rolle ein, konnten jedoch seit dem Bau der letzten Anlage 1991 in Kalifornien wegen der seit damals äußerst niedrigen Brennstoffpreise keine weiteren Anlagen errichten. Sollte ein kommerzielles "Comeback" dieser Technologie angestrebt werden, müsste auch in Deutschland eine wirksame Förderung der Markteinführung stattfinden (Beispiel: Bürgschaften, Hermes-Kredite) und in der politischen Zusammenarbeit mit den Zielländern diese Technologieoption ihren Platz haben.

Europäische Systemlösungen

Insgesamt sollten bei der Entwicklung längerfristiger regenerativer Ausbaustrategien und auch bei den Förderinstrumenten bevorzugt **europäische Systemlösungen** angestrebt werden. Die heimische Nutzung von regenerativen Energieträgern, der Import regenerativ erzeugten Stroms sowie die Möglichkeiten des Lastmanagements sollten im europäischen Verbund und im Zusammenhang eines zunehmend liberalisierten Marktes betrachtet werden. **Synergetische regenerative Potenziale**, die sich aus einer engeren **Zusammenarbeit von nördlichen und südlichen Ländern** ergeben, wurden bisher weniger beachtet und müssten dabei mit analysiert werden.

VI. Option REG: Technische Herausforderungen durch neue Versorgungsstrukturen

1. Einleitung

Das System der elektrischen Energieversorgung besteht im Wesentlichen aus den drei Komponenten Kraftwerke, Netze und Verbraucher. Die Komponenten können als technische Einheit betrachtet werden, da sie elektrisch miteinander verbunden sind. Diese Kopplung und weitere Systemeigenschaften führen zu einer direkten und engen Wechselwirkung der Komponenten. Verbrauchsänderungen seitens der Abnehmer wirken sofort auf die Netze und die Elektrizitätserzeugung zurück.

Da in den Netzen keine nennenswerten Speicherkapazitäten vorhanden sind, muss die von den Verbrauchern angeforderte elektrische Leistung jederzeit von den Kraftwerken gedeckt werden können. Dabei unterliegt der Gesamtbedarf an elektrischer Leistung einer Vielzahl verschiedener, zum großen Teil zyklischer Schwankungen, bedingt u.a. durch die menschlichen Lebensgewohnheiten und Verhaltensweisen sowie die betrieblichen Erfordernisse von Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft. Diese wiederum werden beispielsweise vom Rhythmus von Tag und Nacht, von arbeitswelttypischen Abläufen, von jahreszeitlichen Besonderheiten und vom Verlauf der wirtschaftlichen Prosperität beeinflusst. Die Dauer der Zyklen kann von einem Jahr bis zu Sekunden reichen, wobei wegen der Größe der Variation und dem damit verbundenen Leistungsbedarf die täglichen Schwankungen wohl die bedeutendsten sind.

Während kurzzeitige und geringe Abweichungen vom Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch vergleichsweise kleine und tolerierbare Auswirkungen auf den Verbraucher mit sich bringen, können bei starken Abweichungen umfangreiche Versorgungsausfälle und die Zerstörung von technischen Einrichtungen die Folge sein. Aus diesem Grunde sind Bereitstellung und Verbrauch jederzeit auszugleichen, wobei je nach Zeitdauer und Höhe der Schwankung unterschiedliche Verfahren zum Einsatz kommen. Da man auf den Verbrauch nur in begrenztem Umfang Einfluss nehmen kann und will, wird die Bereitstellung elektrischer Energie in den derzeitigen Versorgungssystemen den Verbraucheranforderungen angepasst. Diesen Anforderungen wurde auch bei der Entwicklung

der Kraftwerksstruktur, der Planung der Netze und der Installation von Regelungstechniken und -verfahren Rechnung getragen.

Inwiefern ein möglicher Strukturwandel in der deutschen Elektrizitätsversorgung - Reduktion der Zahl großer Kraftwerksblöcke, Zunahme kleinerer konventioneller Einheiten, verstärkte Netzintegration kleiner dezentraler Einheiten und insbesondere die deutliche Zunahme dargebotsabhängiger Einspeisungen mit fluktuierender Erzeugungscharakteristik - erhebliche Auswirkungen auf die Funktionsfähigkeit des Systems haben könnte, dessen Struktur über einen langen Zeitraum zu der heutigen gewachsen ist und die für große, abrupte Änderungen der Erzeugungsstruktur nicht zwangsläufig geeignet sein muss, wird in der Öffentlichkeit bislang praktisch nicht diskutiert. Auch in der wissenschaftlichen Literatur werden die möglichen Folgen eines solchen Prozesses nur in Ansätzen behandelt. Viele Szenarien für eine zukünftige Elektrizitätsversorgung beschränken sich auf energetische Betrachtungen und verzichten auf die notwendige Analyse der Leistungsdeckung. Nur wenige Untersuchungen befassen sich auch mit dieser Problematik, dann allerdings in der Regel begrenzt auf tägliche und saisonale Schwankungen von Leistungsnachfrage und -angebot.

2. Technische Eigenschaften des gegenwärtigen Elektrizitätsversorgungssystems

Vor einer detaillierteren Erörterung des Sachstandes soll im Folgenden zunächst ein Überblick über grundlegende technische Eigenschaften des heutigen deutschen Elektrizitätsversorgungssystems gegeben werden.

- Wichtigste Eigenschaft des **Stromverbrauchs** ist seine praktisch ausschließliche Verbraucherbestimmtheit. Der Verlauf des Stromverbrauchs weist typische Tages-, Wochen- und Jahreszyklen auf, ist aber im Einzelnen nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostizierbar. Diese nehmen bei wachsendem Betrachtungszeitraum stark zu.

Einflussmöglichkeiten seitens der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) beschränken sich derzeit - abgesehen von relativ geringfügigen "Lastmanagement"-Möglichkeiten - auf indirekte Steuerungsmaßnahmen über die Strompreis-Struktur.

- Für die **Stromerzeugung** wird in Deutschland schon heute eine Vielzahl von Techniken eingesetzt, die sich vor allem hinsichtlich der eingesetzten Primärenergieträger und der Größe einzelner Anlagen unterscheiden.

Weitere wesentliche Unterschiede betreffen die Errichtungs- und Betriebskosten und die ökologischen Auswirkungen der Erzeugungstechniken.

Die für systemtechnische Analysen relevante Standortwahl für Erzeugungsanlagen richtet sich v.a. nach der Lage der Primärenergievorkommen sowie deren Transportierbarkeit und Transportkosten, nach der Lage der Lastschwerpunkte, den Stromtransportkosten bzw. seit Öffnung des Strommarktes den fälligen Netznutzungsentgelten, und, zumindest bisher, dem grundsätzlichen Bestreben der EVU, die erforderliche Kraftwerksleistung möglichst im eigenen Versorgungsgebiet zu errichten.

Der betriebliche Einsatz von Kraftwerken erfolgt überwiegend nach den variablen Kosten, d.h. in erster Linie den Brennstoff- und Anfahrkosten. Strukturell führt dies zu nach Einsatzweise und Ausnutzungsdauer unterschiedlich ausgelegten **Kraftwerkstypen**:

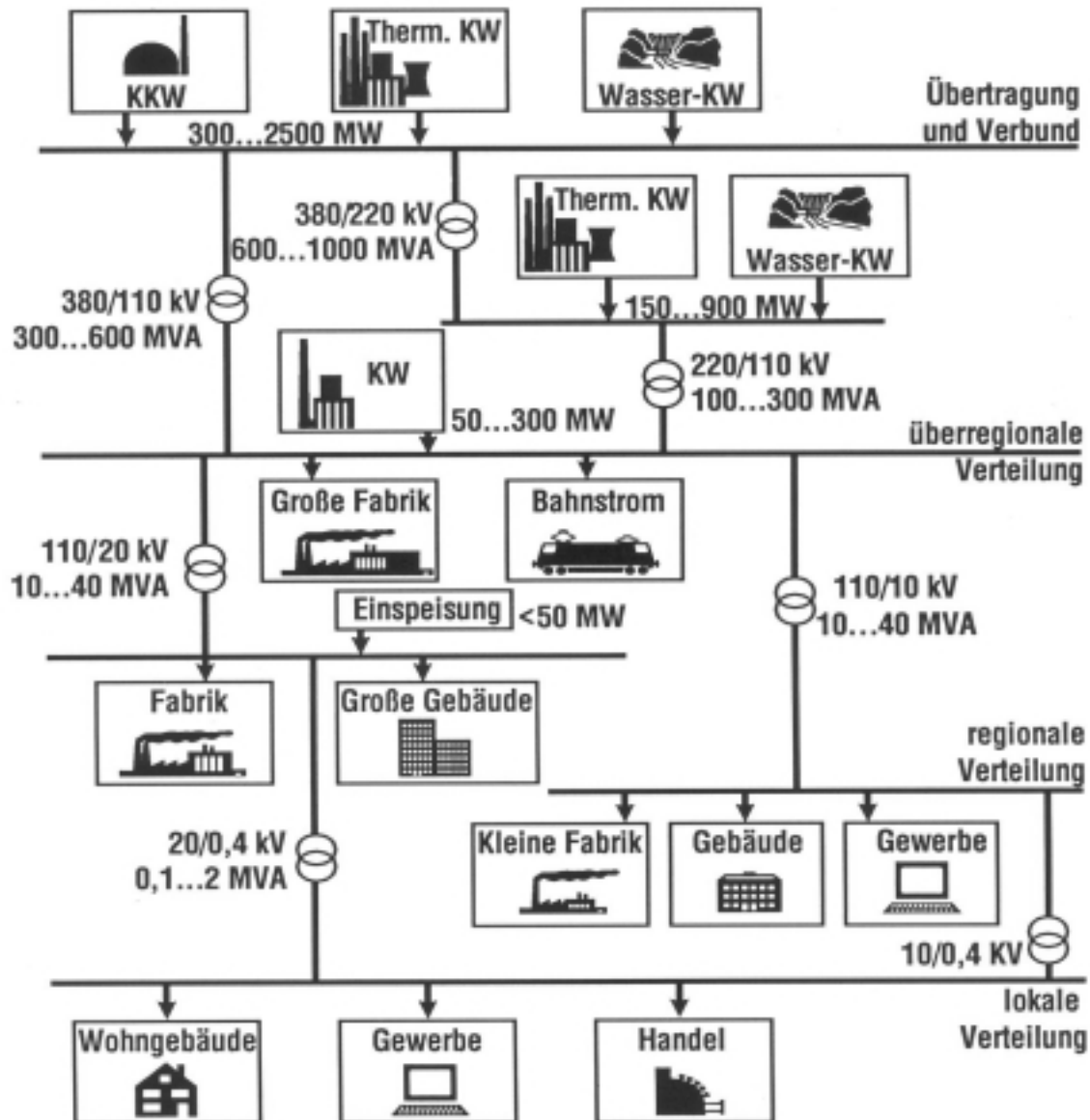
Grundleistungskraftwerke werden mit möglichst hoher Ausnutzungsdauer (über 5.000 Stunden im Jahr) betrieben. Sie sind gekennzeichnet durch niedrige Arbeitskosten bei oft hohen Festkosten. Typische Grundlastkraftwerke werden rund um die Uhr mit voller Leistung betrieben, lediglich nachts oder an Wochenenden kann eine Leistungsreduktion erfolgen. Abschaltungen werden nur bei Störungen oder für Revisionen vorgenommen. In Deutschland werden in der Grundlast hauptsächlich Kernkraftwerke, Braunkohlen- und Laufwasserkraftwerke eingesetzt.

Mittelleistungskraftwerke weisen mittlere Arbeitskosten auf und sind pro Jahr zwischen 1.500 und 5.000 Stunden in Betrieb. Sie sind ausgelegt für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung und für tägliches An- und Abfahren, so dass die in Zeiten geringen Stromverbrauchs am Netz verbleibenden Grundleistungskraftwerke möglichst effizient eingesetzt werden können. Im Winter werden Mittelleistungskraftwerke u.U. rund um die Uhr betrieben, im Sommer können sie auch länger stillgelegt werden. Im Mittelleistungsbereich werden in der Bundesrepublik vornehmlich ältere Steinkohlenkraftwerke mit kleineren Einheitenleistungen und neuere Steinkohlekraftwerke mit an die Einsatzweise angepassten Auslegungsmerkmalen eingesetzt. Zunehmend kommen auch Gaskraftwerke, insbesondere GuD-Anlagen, im Mittellastbereich zum Einsatz.

Spitzenleistungskraftwerke müssen die Anforderungen nach mehrmaligem An- und Abfahren pro Tag bei möglichst geringen Verlusten, kurzen Anfahrzeiten (Schnellstarteigenschaften) und hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten erfüllen. Aufgrund ihrer Kostenstruktur, die durch hohe Arbeitskosten bei niedrigen Leistungskosten gekennzeichnet ist, sowie

wegen ihres meist begrenzten Arbeitsvermögens werden Spitzenlastkraftwerke mit nur geringer Ausnutzungsdauer betrieben, jährlich liegt diese unter 1.500 Stunden. Typische Beispiele sind Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie reine Gasturbinenkraftwerke.

Abb. 13: Struktur der deutschen Elektrizitätsversorgung



Quelle: Darstellung des TAB

- Die **Stromtransportnetze** sind in Deutschland meist in 4 Spannungsebenen mit unterschiedlichen Aufgaben und Ausdehnungen unterteilt, von der europaweit im Verbund betriebenen Höchstspannungsebene (Übertragungsebene) über verschiedene Verteilungsebenen bis herab zu den jeweils nur kleine Verbraucherkollektive versorgenden Niederspannungsnetzen (Abb. 13). Für nachfolgende Betrachtungen wichtige Eigenschaften der Netze sind ihre jeweiligen Strukturen, Anschlusspotenziale für Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Größe, die mit dem Transport von Wechselstrom verbundene "Blindleistung" und die unvermeidliche Entstehung von Transportverlusten.

3. Versorgungsqualität

Ein Schlüsselbegriff in der technischen Bewertung von Substitutionsstrategien ist die "**Versorgungsqualität**", aus der Kriterien für die Planung und den Betrieb der Stromversorgungsanlagen hergeleitet werden und die als Beurteilungsmaßstab für etwaige technische Folgen bedeutsam ist. Unter den Begriff Versorgungsqualität fallen im Einzelnen die Versorgungszuverlässigkeit, die durch das Betriebsverhalten der Systemkomponenten und die technische Redundanz im Erzeugungs- wie im Netzsektor bestimmt wird, die Frequenzhaltung, die aufwendige Regelungsmechanismen für die jederzeitige Nachführung der Erzeugungsleistung nach dem momentanen Gesamtverbrauch erforderlich macht, und die Spannungsqualität, die sich in der Einhaltung von Spannungsgrenzen, der weitgehenden Unterdrückung von kurzzeitigen Spannungsschwankungen und der möglichst konstanten Sinusform der Wechselspannung ausdrückt.

Zuverlässigkeit

Wie in jedem anderen technischen System ist auch im Bereich der Elektrizitätsversorgung ein Funktionsversagen einzelner Komponenten nicht auszuschließen. Deshalb muss für eine angemessene Zuverlässigkeit ausreichende Redundanz zur Verfügung stehen, deren Höhe sich nach der störungs- oder wartungsbedingten Nichtverfügbarkeit der Anlagen und nach den Folgen der Ausfälle richtet.

Die Zuverlässigkeit der Versorgung von Stromverbrauchern ergibt sich aus der Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems und der des Übertragungs- und Verteilungssystems. Da sich die Häufigkeiten und Dauern von Funktionsstörungen,

vor allem aber die Folgen von Störungen in diesen drei Bereichen, stark unterscheiden, wird die jeweils notwendige Redundanz in der Regel für jeden Bereich separat nach individuellen Kriterien bemessen. Unzureichende Redundanz im Erzeugungssektor kann zum systemweiten, im Übertragungssektor zumindest zum regionalen und im Verteilungssektor allenfalls zum lokalen "black-out" führen. Im Sinne eines annähernd konstanten "Restrisikos" (= Störungswahrscheinlichkeit x Störungsumfang) für alle Verbraucher werden Störungen mit geringen Folgen mit weitaus größerer Häufigkeit und Dauer akzeptiert als Störungen, die zur Versorgungsunterbrechung großer und/oder zahlreicher Verbraucher führen.

Die Zuverlässigkeit von Erzeugungssystem und Netz lässt sich

- entweder quantitativ durch Berechnung der Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit von Versorgungsdefiziten
- oder qualitativ durch den Maximal-Störungsumfang, den der betrachtete Bereich ohne Versorgungsunterbrechung verkraftet,

beschreiben. In jedem Fall basieren die Ergebnisse auf bisheriger Betriebserfahrung und können lediglich als langjährig zu erwartende Mittelwerte interpretiert werden, die den Einzelfall möglicherweise unzureichend berücksichtigen.

Die **Erzeugungszuverlässigkeit** ergibt sich aus den stochastischen Lastschwankungen und der Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung. Die Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsleistung kann auf Störungen oder Wartungsmaßnahmen von Kraftwerken oder auf die Nichtverfügbarkeit von Primärenergieträgern zurückzuführen sein.

Die im Erzeugungssektor vorzuhaltende Redundanz, im Allgemeinen als Kraftwerksreserve bezeichnet, wird in der Regel nach quantitativen Zuverlässigkeitskriterien bemessen. Mit Hilfe von Simulationsverfahren kann die Wahrscheinlichkeit berechnet werden, mit der in einem Betrachtungsbereich genügend Erzeugungsleistung zur Verfügung steht, um die prognostizierte Last zu decken. Dabei werden statistische Kenngrößen der Verfügbarkeit von Primärenergieträgern und Kraftwerken und vor allem deren Korrelation untereinander und mit dem zeitlichen Lastverlauf berücksichtigt. Somit ist die Erzeugungszuverlässigkeit eine systemspezifische und nicht eine kraftwerkspezifische Kenngröße.

In Deutschland haben bislang zumindest die Verbundunternehmen, die für die Übertragungsnetze und bisher auch für die Vorhaltung des größten Teils der Kraftwerksleistung zuständigen großen EVU, ihre installierte Kraftwerksreserve derart bemessen, dass die gebietseigene Last unter Berücksichtigung

der Last-Prognoseunsicherheit und aller Einschränkungen der Kraftwerksverfügbarkeit aufgrund störungsbedingter Ausfälle, Wartungen oder Dargebotsknappheit (Wasser, Wind) mit einer Wahrscheinlichkeit von 95-97 % ohne Störungsaushilfe von anderen Verbundunternehmen versorgt werden kann.

Die Höhe der vorzuhaltenden Reserve kann in großen Verbundsystemen, die die Möglichkeit zu gegenseitiger Aushilfe bieten, wesentlich niedriger ausfallen als in kleinen "Inselsystemen". Beispielsweise müsste im Extremfall eines Inselsystems, das nur über einen einzigen Kraftwerksblock verfügt, ein Reserveblock gleichen Umfangs vorgesehen werden, während bei Zusammenschluss mit einem zweiten gleichartigen System ein **gemeinsamer** Reserveblock ausreichen würde, um annähernd die gleiche Zuverlässigkeit sicherzustellen, vorausgesetzt, die gleichzeitige Nichtverfügbarkeit zweier Blöcke ist hinreichend unwahrscheinlich.

Das **Zuverlässigkeitsniveau der Netze** ergibt sich aus der Redundanz der installierten Netzbetriebsmittel (v.a. Freileitungen, Kabel, Transformatoren und Schaltanlagen) und deren störungsbedingten sowie planmäßigen Nichtverfügbarkeiten.

Störungsbedingte Nichtverfügbarkeiten treten auf,

- wenn Betriebsmittel defekt sind und repariert oder ersetzt werden müssen,
- wenn Betriebsmittel aufgrund von Kurzschlüssen z.B. durch Blitzeinschlag oder Berührung mit Fremdkörpern vorübergehend abgeschaltet werden müssen, oder
- wenn Betriebsmittel wegen Überlastung vorübergehend abgeschaltet werden müssen, z.B. infolge des störungsbedingten Ausfalls anderer Betriebsmittel. Dabei sind insbesondere Überschreitungen der Strombelastbarkeit relevant; Verletzungen zulässiger Spannungsgrenzen können meist durch betriebliche Maßnahmen ohne Betriebsmittelabschaltungen behoben werden.

Planmäßige Nichtverfügbarkeiten sind auf Instandhaltungsmaßnahmen zurückzuführen. Hierzu gehören z.B. regelmäßige Wartungsarbeiten zur Erhaltung der Funktionstüchtigkeit von Netzbetriebsmitteln. Die Häufigkeit und mittlere Dauer planmäßiger wie unplanmäßiger Nichtverfügbarkeiten der unterschiedlichen Typen von Netzbetriebsmitteln werden über lange Zeiträume aus dem Betriebsgeschehen statistisch ermittelt.

Die Netze der öffentlichen Elektrizitätsversorgung sind heute so ausgelegt, dass alle hinreichend wahrscheinlichen Betriebssituationen nicht zu Versorgungsunterbrechungen oder zur Überlastung von Betriebsmitteln führen. Im Gegensatz zur Erzeugungsplanung erfolgt die Netzplanung heute weitgehend

nicht nach quantitativen, sondern nach einfachen qualitativen Kriterien, vor allem dem (n-1)-Kriterium, das entweder erfüllt oder nicht erfüllt ist, jedoch keine quantitative Aussage über das Qualitätsniveau zulässt. Ein (n-1)-sicheres Netz muss den Ausfall eines beliebigen einzelnen Betriebsmittels ohne Versorgungsdefizit und Störungsausweitung verkraften können.

Die Anwendung dieses Kriteriums unterscheidet sich stark in den unterschiedlichen Spannungsebenen. Während in der Niederspannungsebene aufgrund des nur geringen möglichen Umfangs einer Versorgungsunterbrechung keine (n-1)-Sicherheit gefordert wird, werden Mittelspannungsnetze meist nach dem (n-1)-Kriterium unter Ausnutzung handbedienter Umschaltmöglichkeiten ausgelegt. In Hoch- und Höchstspannungsnetzen wird durch die Netzvermaschung meist sogar die völlig unterbrechungsfreie Beherrschung von Einzelstörungen sichergestellt.

Zusätzlich zu dieser qualitativen Bemessung der Netzredundanz werden heute aber auch zunehmend quantitative Netzzuverlässigkeitsanalysen eingesetzt, um eine genauere Beurteilung des Zuverlässigkeitsniveaus sowie diesbezügliche Quervergleiche zu ermöglichen.

Die Netze müssen nicht nur für den Betrieb **nach** Ausfall eines Betriebsmittels ausgelegt sein, sondern auch die besonders hohen elektrischen, thermischen und mechanischen Beanspruchungen **während** des meist nur Sekundenbruchteile dauernden Auftretens von Kurzschlüssen bis zur Abschaltung der betroffenen Betriebsmittel verkraften können. Daher sind die in realistischen Situationen potenziell auftretenden Kurzschlussströme ein wichtiges zusätzliches Auslegungskriterium, das insbesondere für die Dimensionierung der Schaltanlagen in den Netzstationen ausschlaggebend ist.

Untersuchungen zum Einfluss der Netzzuverlässigkeit auf die Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland haben gezeigt, dass die stark sicherheitsorientiert dimensionierten Höchstspannungsnetze nur einen äußerst geringen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit an den Verbraucheranschlüssen haben. Weitestgehend wird diese daher heute von der Zuverlässigkeit der Verteilungsnetze (Nieder-, Mittel-, Hochspannung) bestimmt.

Frequenzhaltung

Da elektrische Energie nicht in nennenswertem Umfang speicherbar ist, muss die Erzeugungsleistung dem Verbrauch möglichst zeitgleich nachgeführt werden. Ist die Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht ausgeglichen, führt dies annähernd zeitgleich im gesamten UCTE-Synchronverbund zu einer

Abweichung von der Sollfrequenz von 50 Hz. Da schon relativ geringe Frequenzabweichungen ab ca. 1 Hz technische Notabschaltungen und im Extremfall einen Zusammenbruch des gesamten Systems bewirken können, müssen die Frequenzabweichungen in sehr engen Grenzen gehalten werden. Die deshalb fundamental wichtigen Maßnahmen zur Frequenzhaltung erfolgen bei allen Mitgliedern des UCTE-Verbundes nach einheitlichem Konzept. Die Einzelmaßnahmen unterscheiden sich hinsichtlich Aktivierungszeit, Einsatzdauer und Zuständigkeit für ihre Erbringung stark:

- Als unmittelbare Reaktion auf Abweichungen von der Sollfrequenz liefern alle rotierenden Maschinen wie Generatoren und Motoren aus der Massenträgheit ihrer Rotoren einen als **Momentanreserve** bezeichneten Beitrag zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts, der allerdings aufgrund der Drehzahlabnahme nur sehr kurzzeitig genutzt werden kann.
- Gegen Frequenzabweichungen außerhalb eines sehr schmalen Toleranzbandes von etwa ± 10 mHz wird dezentral in einem Teil der Erzeugungseinheiten **Primärregelreserve** mit Aktivierungszeiten von maximal 30 Sekunden vorgehalten. Die Primärregelreserve wird in festgelegtem Umfang und Verteilungsmodus von allen UCTE-Netzbetreibern bzw. den unter Vertrag stehenden Erzeugungsunternehmen gemeinsam, d.h. nicht verursachergerecht erbracht.
- Die zumindest in Wärmekraftwerken zeitlich nur begrenzt verfügbare Primärregelreserve wird bei größeren Leistungsdefiziten oder -überschüssen (z.B. Kraftwerksausfällen) von der **Sekundärregelung** im Zeitbereich ab 30 Sekunden abgelöst. Die Sekundärregelung greift selektiv nur in dem Regelbereich des Übertragungsnetzbetreibers ein, in dem die Leistungsabweichung aufgetreten ist. Hierzu verfügt jeder Regelbereich über eine zentrale Einrichtung zur sogenannten Leistungs-Frequenzregelung, deren Stellbefehle automatisch auf vertraglich gebundene Erzeugungseinheiten des Regelbereichs wirken. Der Sekundärregler sichert gleichzeitig die Einhaltung des zwischen den Regelbereichen vereinbarten Leistungsaustauschs. Die Höhe der in einem Regelbereich vorzuhaltenden Sekundärregelleistung richtet sich vor allem nach der Höhe der kurzzeitigen stochastischen Lastschwankungen.
- Das ursprüngliche Sekundärregelband sollte nach etwa 15 Minuten wiederhergestellt werden, indem die automatisch aktivierte Sekundärregelleistung durch meist manuell aktivierbare **Minutenreserveleistung** abgelöst wird, die mit Einsatzdauern bis in den Stundenbereich vor allem zum Ausgleich

von Leistungsdefiziten bei größeren Erzeugungsausfällen und von hohen, längerandauernden Abweichungen der Last oder dargebotsabhängiger Erzeugungsleistung (Wind, Sonne) von der Prognose vorgehalten wird. In größeren Regelbereichen liegen diese Lastschwankungen teilweise erheblich über der Leistung der größten Kraftwerksblöcke und sind somit bestimmend für die Bemessung der vorzuhaltenden Minutenreserve.

- Die manuell aktivierbare Minutenreserve wird durch die **Stundenreserve** mit Aktivierungszeiten im Stundenbereich abgelöst, zu der die gesamte verfügbare Kraftwerksleistung innerhalb des verursachenden Regelbereichs beiträgt. Deren Umfang wird durch die erwünschte Erzeugungszuverlässigkeit bestimmt .

Die Anwendung und heutige Bemessung dieses Konzepts zur Frequenzhaltung bewirken, dass im europäischen Verbundsystem nur äußerst geringe Frequenzschwankungen auftreten.

Spannungsqualität

Ein weiteres wichtiges Qualitätskriterium für die Verbraucher, das aber auch für den Netzbetrieb selbst wichtig ist, ist die Spannungsqualität. Sie äußert sich vor allem

- in der Einhaltung von Ober- und Untergrenzen der Spannungsamplitude an allen Kraftwerks- und Verbraucheranschlüssen, strenggenommen sogar an jedem Punkt des Netzes,
- in der Einhaltung von Grenzen für kurzzeitige Spannungsbeeinträchtigungen (kurzzeitige Spannungseinbrüche, Flicker) und
- in möglichst konstanter Sinusform des Spannungsverlaufs ohne Verzerrung durch Oberschwingungen.

Spannungsgrenzen werden insbesondere in den unteren Spannungsebenen durch Normen und ansonsten durch Netzbetreiber-spezifische oder auch Netzbetreiber-übergreifende Vereinbarungen vorgegeben. Für die Niederspannungsebene legt die Europeanorm EN 50160 fest, dass an den Verbraucheranschlüssen 95 % der 10-Minuten-Spannungsmittelwerte jeder Woche im Bereich von $\pm 10\%$ um die Nennspannung von 0,4 kV liegen müssen.

Da die Spannungsdifferenz zwischen den zwei Enden einer Leitung näherungsweise proportional zu dem Blindleistungsfluss über die Leitung ist, ist die Aufgabe der Einhaltung von Spannungsgrenzen (Spannungshaltung) eng mit dem "Blindleistungshaushalt" der Netze verbunden.

Technische Einrichtungen zur Steuerung der Spannung an den Netzknoten sind v.a. die Spannungsregler an den Erzeugungsanlagen, die die Blindleistungserzeugung der Generatoren (sofern möglich) sehr schnell regeln, um die Spannung am Netzanschluss annähernd konstant zu halten. In den heute üblichen Kraftwerksgeneratoren kann nicht nur die Erzeugung der eigentlichen Nutzleistung ("Wirkleistung"), sondern auch die der Blindleistung in weiten Bereichen praktisch frei gewählt werden.

Daneben können die Netzspannungen durch Netzkoppeltransformatoren mit einstellbarem Übersetzungsverhältnis gesteuert werden. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, müssen zusätzlich eigens für die Spannungshaltung sogenannte Blindleistungs-Kompensationsanlagen installiert werden, die bei Bedarf (Blindleistungsmangel oder -überschuss) zu- oder abgeschaltet werden können.

Kurzzeitige Spannungseinbrüche (Dauer 10 ms bis 1 min) entstehen z.B. durch Kurzschlüsse, Schaltmaßnahmen oder das Zuschalten großer Lasten. In der Europanorm sind Grenzwerte hierfür genannt, die allerdings nur der Orientierung dienen. Diese kurzen Spannungseinbrüche werden in der Regel vom Verbraucher gar nicht wahrgenommen, beeinträchtigen aber die Funktion empfindlicher Geräte wie beispielsweise Rechner. Da diese schnellen Spannungsänderungen nicht völlig vermieden werden können, sind empfindliche Geräte durch lokale Maßnahmen wie den Einsatz einer unterbrechungsfreien Stromversorgung zu schützen.

Unter **Flicker** versteht man systematisch und häufig auftretende Schwankungen der Versorgungsspannung im Bereich von typischerweise 90-110 % der Nennspannung. Sie werden durch starke, periodisch schwankende Netzbelastungen (Windkraftanlagen, Lichtbogen-Öfen) verursacht und können je nach Frequenz und Höhe als störende Helligkeitsschwankungen bei Beleuchtungen wahrgenommen werden. Gemäß EN 50160 müssen sogenannte Flicker-Beiwerte, die meist aus den Angaben von Anlagenherstellern berechnet werden können, eingehalten werden. Durch den Einsatz geeigneter Kompensationsanlagen am Ort des Verursachers, wie beispielsweise die Kopplung von Windkraftanlagen mit Schwungradspeichern zur Vergleichmäßigung der Erzeugungsleistung, können solche Spannungsschwankungen begrenzt werden.

Als **Oberschwingungen** werden sinusförmige Überlagerungen der Basisspannung mit Vielfachen der Netzfrequenz bezeichnet. Sie verzerren die reine Sinusform der Versorgungsspannung und dürfen nach EN 50160 einen maximalen Gesamtüberschwingungsgehalt von 8 % nicht überschreiten. Hervorgehoben werden sie u.a. durch elektronische Umrichter, die in vielen Geräten

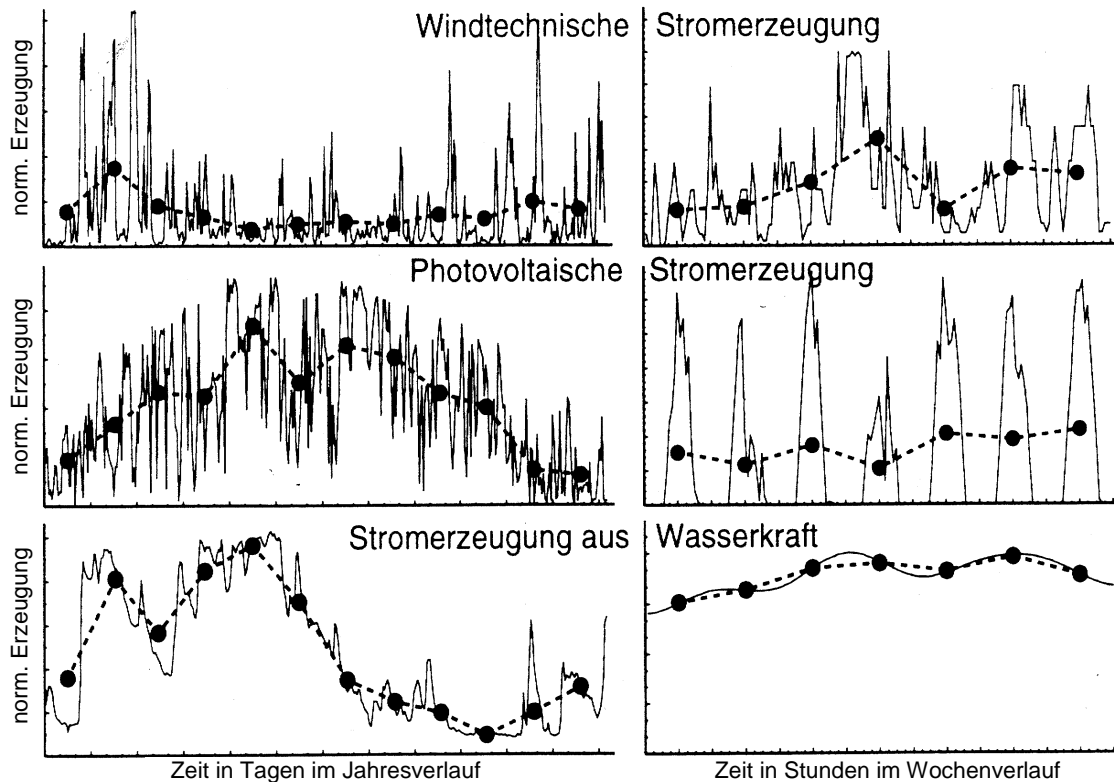
(drehzahlgeregelte Antriebe, Lichtdimmer), aber auch in bestimmten Erzeugungsanlagen (netzgekoppelte Photovoltaikanlagen) zum Einsatz kommen. Fehlfunktionen empfindlicher Geräte wie zum Beispiel Kommunikationsanlagen können die Folge sein. Oberschwingungen können weitgehend durch lokale Maßnahmen behoben werden, insbesondere durch den Einsatz hochwertiger Umrichter und Oberschwingungs-Filter.

4. Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern

Die Leistungsbereitstellung durch Stromerzeugungstechniken, die regenerative Energieträger nutzen, ist höchst unterschiedlich. Eine stark fluktuierende Charakteristik weisen die Windkraft und die Sonnenenergie auf, mit stochastischen Schwankungen bei der Windkraft und beim Wolkendurchgang im Fall der Sonnenenergie. Unvorhersehbar sind die Erträge vor allem im Kurzzeitbereich, der typische jahreszeitliche Verlauf beider Ressourcen und der Tagesgang bei der Sonne dagegen sind regelmäßige Fluktuationen (Abb. 14). In unseren Breiten ist im Winter ein stark reduziertes Strahlungspotenzial und ein deutlich erhöhtes Windkraftpotenzial gegenüber den Sommermonaten zu verzeichnen. Laufwasserkraft und die Biomasse haben ebenfalls typische jahreszeitliche Zyklen, schwanken aber im kurzzeitigen Einsatz kaum. Laufwasserkraftwerke zeigen aufgrund der Schneeschmelze ein deutliches Leistungsmaximum im Frühjahr und Frühsommer. Frische Biomasse (Energiepflanzen) entwickelt sich in den Sommermonaten und wird im Herbst geerntet. Holz, Biogas und biogene Abfallstoffe fallen dagegen ganzjährig an. Geothermiekraftwerke können konstant im Grundlastbetrieb gefahren werden.

Über die jahreszeitlichen Zyklen hinaus kann das Energieangebot aus REG auch von Jahr zu Jahr unterschiedlich sein. So können z.B. Trockenjahre geringe Erträge bei der Biomasse und Wasserkraft zur Folge haben, auf der anderen Seite aber hohe Erträge aus der Sonnenenergie liefern.

Abb. 14: Beispiele der Jahres- und Wochengänge einer windtechnischen, wassertechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland



Für den Jahresgang wurden Tagesmittelwerte, für den Tagesgang Stundenmittelwerte verwendet. Die hervorgehobenen Punkte stellen die entsprechenden Monats- bzw. Tagesmittelwerte dar.

Quelle: Kaltschmitt/Wiese 1997

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Leistungscharakteristiken

Laufwasser-, Geothermie- und Biomasse-Kraftwerke sind in ihrem Leistungsverhalten gut bekannt bzw. können weitgehend analog zu konventionellen fossilen Kraftwerken betrachtet werden, sie dürften ohne nennenswerte Probleme in die bestehenden technischen Strukturen integrierbar sein. **Neue Herausforderungen für die Elektrizitätsversorgung entstehen vor allem aus einem verstärkten Ausbau von Windenergie und Photovoltaik**, von denen ein gewichtiger Beitrag in einer zukünftigen Stromversorgung erwartet wird.

Zahlreiche unterschiedliche, zum großen Teil parallel zu verfolgende Ansätze zur Anpassung der fluktuierenden Leistungscharakteristik von Windenergie

und Photovoltaik an die Verbrauchernachfrage sind vorgeschlagen worden, bedürfen jedoch allesamt noch detaillierterer Untersuchung (Kap. V.6):

- **Ausgleichseffekte durch großflächige REG-Nutzung:** Schwankungen im Minutenbereich sind, wie schon erwähnt, bei einer größeren Zahl von Photovoltaikanlagen mit Abständen von nur wenigen Kilometern bereits nicht mehr korreliert, weshalb Stundenmittelwerte generell als ausreichend für die Berechnung größerer Verbundstrukturen angenommen werden. Ähnliches gilt für größere Zusammenschlüsse von Windkraftanlagen und Windparks. Während etwa der Leistungsverlauf einzeln betrachteter Windenergieanlagen neben dem großräumigen Wettergeschehen auch durch lokale Gegebenheiten und das individuelle Anlagenverhalten bestimmt wird, werden im weiträumigen Verbund von Windenergieanlagen kurzfristige und lokale Windschwankungen weitgehend ausgeglichen. Der Summenleistungsverlauf ist dann durch das weiträumige Wettergeschehen geprägt, seine Schwankungen haben nur noch vergleichsweise geringe Steigungen und können durch derzeit entwickelte Prognoseverfahren mit entsprechendem Aufwand zufriedenstellend vorhergesagt werden.

Je nach geografischer Lage der Einspeise- und Nachfrageschwerpunkte und den Netzebenen, auf die diese jeweils zurückgreifen, können durch einen großräumigen Ausgleich jedoch deutliche Leistungstransporte notwendig werden, deren Auswirkungen und technische Beherrschbarkeit - da sie für die jeweilige Konfiguration untersucht werden müssen - noch nicht hinreichend gut bekannt sind.

- **Ausgleichseffekte durch Nutzung unterschiedlicher REG oder konventioneller Kapazitäten:** Bei umfassender Nutzung von fluktuierenden regenerativen - vorliegende Untersuchungen gehen hier von Werten um 20 % aus - muss den resultierenden Schwankungen in der Stromerzeugung durch gesichert verfügbare, konventionellen schnell regelbaren Kapazitäten vergleichbare Erzeugungseinheiten begegnet werden. Dies können unter anderem Gasturbinenkraftwerke, Speicherwasserkraftwerke, aber auch Brennstoffzellen oder motorische BHKW sein. Wie beim REG-Verbund ist auch hier die Frage der Leistungstransporte zu untersuchen. Insbesondere ein massiver Zubau kleinerer Kraftwerke könnte zudem zu einer Verlagerung von Erzeugungsleistung aus den Übertragungs- in die Verteilungsnetze führen. Dadurch würden sich zwar die auslegungsbestimmenden Maximalbelastungen und somit die erforderlichen Netzkapazitäten weder in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen noch in den Umspannebenen wesent-

lich ändern. In den Verteilungsnetzen könnte die Belastung aber punktuell derart zunehmen, dass ein Ausbau der dortigen Netzkapazitäten mit entsprechender Kostenwirkung notwendig würde.

- **Ausgleichseffekte durch den Import von REG:** In vielen Energieszenarien wird von einem nennenswerten Anteil zu importierender Elektrizität aus regenerativen Energieträgern ausgegangen. Besonderes Interesse gilt dabei der Nutzung von Solarenergie in Südeuropa und Nordafrika (bereits 1 % der dort nutzbaren technischen Potenziale könnte rechnerisch den gesamten heutigen Weltstrombedarf decken), Windressourcen in Nordafrika (infolge des Passatwindes in der Westsahara besteht dort ein sehr großes Potenzial, das den Eigenbedarf bei weitem übersteigt) sowie Offshore vor den europäischen Küsten und den Wasserkraft- und Geothermiestrompotenzialen in Island und Norwegen. Letztgenannte sind überhaupt nur durch Export zu erschließen, da diese Länder heute schon fast ausschließlich regenerativen Strom nutzen.

Diese Ressourcen sind nicht nur wesentlich ergiebiger als die inländischen, ihre Leistungscharakteristik ist auch deutlich gleichmäßiger. Eine umfangreiche Nutzung dieser Ressourcen macht allerdings den Aufbau erheblicher Stromtransportkapazitäten erforderlich. Mit der Hochspannungsgleichstromübertragung steht hier eine technisch ausgereifte, erprobte und vergleichsweise verlustarme Technik zur Verfügung. Bislang nicht hinreichend diskutiert sind in diesem Kontext jedoch Fragestellungen wie die Akzeptanz neuer Freileitungen insbesondere in den Transitländern, die Integration nennenswerter HGÜ-Importe in die europäischen und nationalen Verbundnetze, die Ausfallsicherheit (nicht nur aufgrund von technischen Problemen, sondern beispielsweise auch infolge von Sabotageakten) solcher Konzepte und möglicherweise erforderliche zusätzliche Reservehaltung in den europäischen Netzen sowie wachsende Abhängigkeiten beim Energieimport und etwaige außen- und sicherheitspolitische Implikationen.

- **Speichertechnologien:** Für das Puffern von Leistungsschwankungen vor allem in kürzeren Zeiträumen (bis hin zu Tagen) ist der Einsatz von Elektrizitätsspeichern eine technisch denkbare Lösung. Bis auf Pumpspeicherkraftwerke, die an nur in begrenztem Umfang verfügbare geografische Gegebenheiten gebunden sind, sind Techniken zur Speicherung elektrischer Energie in größerem Umfang bislang wirtschaftlich nicht darstellbar.
- **Anpassungsmöglichkeiten an die zeitliche Angebotsstruktur der REG:** Neben den vorstehend diskutierten erzeugungs-(angebots-)seitigen Maßnahmen sind auch nachfrageseitige Ansätze vorgestellt worden. Zumindest

seitens der Elektrizitätsversorger werden solche Initiativen - wenn überhaupt - jedoch nur nachrangig behandelt, da deren Akzeptanz seitens der Kunden, die eine nahezu störungsfreie qualitativ hochwertige Stromversorgung ohne Nutzungseinschränkungen gewohnt sind, ungeklärt und strittig sind. Erfahrungen existieren mit gewerblichen Kunden, die - bei dann reduzierten Tarifen - vertraglich vereinbarte Lastabwürfe zulassen. Im Bereich der Haushalts- und Kleingewerbekunden sind solche Konzepte bislang nicht umgesetzt worden.

Maßnahmen zum Lastmanagement wurden bisher in der Regel durch Verteilungsnetzbetreiber veranlasst, die bestrebt waren, die Spitzenleistung ihrer Strombezüge aus Kostengründen möglichst gering zu halten. Im Rahmen der Liberalisierung der Strommärkte verliert diese Motivation allerdings aufgrund sich ändernder Preisstrukturen an Bedeutung. Zudem fallen teilweise die technischen Voraussetzungen für das Lastmanagement weg, da der Verteilungsnetzbetreiber nicht mehr mit dem Lieferanten identisch ist. Andererseits bieten die Marktöffnung und die moderne Mess- und Kommunikationstechnik neue Potenziale für Lastmanagement-Maßnahmen, z.B. durch differenziertere Strompreisgestaltung und entsprechend differenzierte Verbrauchsmessung auch im Privatbereich, mit dem Ziel, verschiebbare Anteile des Verbrauchs, wie z.B. den Betrieb bestimmter Haushaltsgeräte, in Schwachlastzeiten zu verlegen.

Strategien zum **Ersatz von Großkraftwerken durch neue Erzeugungsanlagen** erfordern über diese Betrachtungen hinausgehende, diese jedoch zugleich integrierende Überlegungen, da neben einer Zunahme der regenerativen Erzeugung auch eine **Substitution durch kleinere Erzeugungsanlagen** und eine mögliche **Verschiebung geografischer Erzeugungsschwerpunkte** zu berücksichtigen sind. Solche Analysen lassen grundsätzlich eine beliebige Fülle von Entwicklungsszenarien für die Stromerzeugung in Deutschland zu, da sich Erzeugungsanlagen hinsichtlich mehrerer Auslegungsvarianten und technischer Parameter unterscheiden. Für eine qualitative Beschreibung reduzieren sich die relevanten Auswirkungen jedoch auf eine relativ geringe Zahl möglicher struktureller Änderungen im Erzeugungssystem:

Durch den Ausbau regenerativer Stromerzeugung kann der **Anteil nicht steuerbarer, weil dargebotsabhängiger Erzeugung** stark zunehmen.

Der Wegfall der heute größten Kraftwerksblöcke (Kernenergieausstieg) und deren Ersatz durch teilweise um mehrere Zehnerpotenzen kleinere

Erzeugungsanlagen können die **Häufigkeitsverteilung der installierten Kraftwerksblockgrößen** erheblich verschieben.

Die Substitution kann - da sich die Netzanschlussebene von Erzeugungseinheiten im Wesentlichen aus der Anlagengröße (der elektrischen Leistung der Anlage) ableitet - zu einer signifikanten **Verlagerung installierter Erzeugungsleistung in die Verteilungs-Netzebenen** führen.

Vor allem aufgrund geografischer Unterschiede im Primärenergiedarbot können sich **heutige Erzeugungsschwerpunkte zurückbilden** und neue entstehen.

Der **Anteil nicht blindleistungsregelfähiger Erzeugungsanlagen** kann zunehmen, da sich die neuen Anlagen hinsichtlich der üblichen Netzanschluss- und Generator-Technik und damit der Fähigkeit zur Blindleistungs-Regelung von Großkraftwerken unterscheiden.

5. Technische Auswirkungen eines Ausstieges aus der Kernenergie auf die Elektrizitätsversorgungsnetze

In einer Studie für das TAB hat CONSENTEC die potenziellen technischen **Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs** untersucht (CONSENTEC 2000), und zwar getrennt für den Erzeugungssektor (Einflüsse auf Erzeugungszuverlässigkeit und Regelungskonzepte) und den Netzsektor (Einflüsse auf Netzbelastung und -zuverlässigkeit, Spannungsqualität und Netzverluste). Angemerkt sei noch, dass die im Folgenden zitierten **Aussagen nicht nur bei einem Kernenergieausstieg, sondern auch bei einem Ersatz anderer großer Kraftwerksblöcke** (vor allem Braunkohle und Steinkohle) **Gültigkeit besitzen**. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie sind:

Beeinflussung der Erzeugungszuverlässigkeit

Durch den Kernenergieausstieg **kann es zur Beeinflussung der Erzeugungszuverlässigkeit gegenüber dem heutigen Niveau** kommen, sowohl in **positiver** Richtung durch Zubau vergleichsweise kleiner konventioneller Blöcke, deren Ausfall nur zu relativ geringen Leistungsdefiziten führt, und durch Zunahme von Importen mit Verlagerung der Reservehaltung ins Ausland, als auch in **negativer** Richtung durch Zunahme der regenerativen Erzeugung, die nur einen geringen Beitrag zu der "sicher" verfügbaren Erzeugungsleistung liefert.

Insbesondere durch eine starke Zunahme der dargebotsabhängigen Erzeugung aus regenerativen Quellen (v.a. Sonne und Wind) kann die Erzeugungszuverlässigkeit beeinträchtigt werden, da der **"Leistungsnutzen" dieser Erzeugungstechniken geringer ist als ihr "Energienutzen"**. Eine energetisch vollständige Substitution ("gleicher Energienutzen") konventioneller Kraftwerke durch dargebotsabhängige Erneuerbare stellt sicher, dass im Laufe eines Jahres durchschnittlich die gleiche Strommenge erzeugt werden kann. Dies bedeutet jedoch nicht, dass zu jedem Zeitpunkt mindestens die gleiche Erzeugungsleistung mit gleicher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht, was für die resultierende Erzeugungszuverlässigkeit von maßgebender Bedeutung ist.

Eine exakte Quantifizierung des Leistungsnutzens setzt aufwendige, rechnergestützte Berechnungen der Erzeugungszuverlässigkeit für das gesamte Erzeugungssystem vor und nach einer angenommenen Substitution voraus, da nicht nur der Erzeugungs-Wahrscheinlichkeitsverlauf jeder einzelnen Anlage, sondern auch dessen Zeitabhängigkeit und vor allem die Korrelationen zwischen den Verfügbarkeiten unterschiedlicher Erzeugungseinheiten hierfür relevant sind. Beispielsweise ist es einleuchtend, dass sehr eng benachbarte Windkraftanlagen in der Summe einen geringeren Leistungsnutzen aufweisen als großräumig verteilte Anlagen, da das Winddargebot im Nahbereich stärker korreliert ist und somit die Wahrscheinlichkeit, dass in einer Engpasssituation mehrere Anlagen gleichzeitig stillstehen, größer ist als bei entfernt errichteten Anlagen.

Derartige Untersuchungen sind in jüngerer Zeit für reale Erzeugungssysteme verschiedener EVU in Deutschland durchgeführt worden, mit dem Ergebnis, dass der Leistungsnutzen von Windkraftanlagen nur in der Größenordnung von 10 % (Binnenland) bis 15 % (Küstenregion) des Leistungsnutzens von Kernkraftwerken (oder anderen konventionellen Kraftwerken mit vergleichbar hoher Verfügbarkeit) liegt. Dabei ist zudem zu beachten, dass diese Quantifizierung des Leistungsnutzens nur für relativ geringe Änderungen der Erzeugungsstruktur der betrachteten Systeme gilt, denn mit zunehmendem Anteil dargebotsabhängiger regenerativer Erzeugung nimmt deren relativer Leistungsnutzen weiter ab.

Auch wenn das heutige Zuverlässigkeitsniveau in Deutschland im internationalen Vergleich sehr hoch ist, würden die Stromverbraucher gemäß Umfragen allenfalls geringe Beeinträchtigungen dieses Qualitätskriteriums akzeptieren. Daher sollte die Erzeugungszuverlässigkeit als wichtiges Kriterium bei der Substitution im Auge behalten werden, um durch ausgewogenen Substitutions-Mix die Notwendigkeit zusätzlicher, die Gesamtkosten nennenswert erhöhender Reservekraftwerke zu vermeiden.

Frequenzhaltung

Hinsichtlich des Bedarfs an und der Bereitstellung von **Momentanreserve** und **Primärregelreserve** sind keine signifikanten Auswirkungen zu erwarten. Dagegen kann durch den Ausbau der im Minutenbereich stark schwankenden und schon im Tagesbereich nur noch relativ ungenau prognostizierbaren Erzeugung aus Wind- und Sonnenkraft der Bedarf an Sekundärregelreserve und Minutenreserve anwachsen. So überlagern sich kurzzeitige Schwankungen der Last und der Erzeugungsleistung und führen bei steigendem Anteil von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu höheren Gesamtschwankungen und damit zu einem höheren Bedarf an **Sekundärregelleistung**. Aus statistischen Überlegungen lässt sich beispielsweise ableiten, dass der Bedarf an Sekundärregelleistung bei einem bereits recht hohen Anteil der Windstromerzeugung von (energetisch) 15 % gegenüber dem Fall ohne Windkraft bei typischen Annahmen hinsichtlich der Windkraft-Nutzungsdauer und -Leistungsschwankungen sowie der Lastschwankungen um einige Prozent (bis ca. 10 %) zunimmt.

Die Erhöhung der vorgehaltenen Sekundärregelleistung ist kein technisches Problem, da nahezu alle konventionellen Kraftwerke und v.a. Speicherwasserkraftwerke hierzu eingesetzt werden können. Zu berücksichtigen sind jedoch die zusätzlichen Kosten der hierfür zu reservierenden Kraftwerksleistung und ggf. der Wirkungsgradverschlechterung in sekundärregelnden Kraftwerken. Diese Zusatzkosten dürften allerdings im Vergleich zu den Kosten der regenerativen Erzeugung kaum ins Gewicht fallen.

Der Zubau von regenerativer Erzeugung v.a. in Windkraft- und Solaranlagen kann zudem zu einer nennenswerten Erhöhung des **Minutenreservebedarfs** führen, da die Erzeugungsleistung dieser Anlagen über einen Zeitraum eines Tages im voraus nur sehr ungenau prognostiziert werden kann und daher nur ein sehr geringer Wert als sicher verfügbare Erzeugungsleistung angenommen werden darf. Wie bei der Sekundärregelreserve gilt auch hier, dass diese Entwicklung technisch beherrschbar ist, allerdings zu Zusatzkosten führt, die ihrerseits im Vergleich zu den Gesamtkosten neuer Erzeugungstechniken aber eher von untergeordneter Bedeutung sein dürften.

Verlagerung von Erzeugungsleistung in die Verteilungsnetze

Eine Verlagerung von Erzeugungsleistung in die Verteilungsnetze könnte auf zwei Wegen stattfinden. Zum einen würde dies vor allem bei Substitution großer Kraftwerke durch regenerative Erzeugung und mittlere konventionelle

Kraftwerke erfolgen, zum anderen ist eine relative - in Relation zur gesamten Erzeugungsleistung - Verlagerung auch durch Stromeinsparung möglich, da bei Reduktion der Stromnachfrage und gleichzeitig konstantem oder wachsendem Umfang der Nutzung regenerativer Energieträger vor allem große Kraftwerke vom Netz gehen müssten. Eine Verlagerung von Erzeugungsleistung in die Verteilungsnetze könnte unterschiedliche Auswirkungen auf die Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie die dazwischen liegende Umspannebene haben.

Die Übertragungsnetze und die Umspannebene würden bei weitgehend geografisch homogener Verteilung der zusätzlichen Erzeugungsleistung in den Verteilungsnetzen energetisch entlastet, weil dann ein zunehmender Teil des Stroms nicht mehr über die Übertragungsnetze, sondern direkt über Verteilungsnetze zu den Verbrauchern geleitet würde. Die Dimensionierung der Übertragungsnetze kann jedoch nicht in gleichem Umfang reduziert werden, vielmehr ermöglicht die Verlagerung von Erzeugungsleistung in die Verteilungsebene allenfalls sehr geringfügige, punktuelle Reduzierungen der Umspannkapazitäten und erst recht der Dimensionierung der Übertragungsnetze selbst, zumal letztere auch wesentliche überregionale Aufgaben erfüllen und ihre Auslegung daher nur teilweise von lokalen Gegebenheiten abhängt. Außerdem sind die üblichen Betriebsmitteldimensionierungen sehr grobstufig, so dass eine feine Anpassung an Veränderungen des Kapazitätsbedarfs ohnehin kaum möglich ist.

In der Verteilungsebene kann der Zubau von Erzeugungsanlagen ebenfalls zu Netzentlastungen führen, jedoch kaum zu einer Reduktion der erforderlichen Netzkapazität. Untersuchungen haben ergeben, dass das Potenzial für den Mittelspannungs-Anschluss einzelner Windkraftanlagen und kleiner Windparks bis zu mehreren MW in heutigen Netzen oft auch ohne Netzverstärkung vorhanden ist. Übersteigt der Zubau dezentraler Erzeugung hingegen die lokalen Lastanforderungen erheblich, z.B. bei starker lokaler Konzentration neuer Erzeugungsanlagen, können in den Verteilungsnetzen Kapazitätsengpässe und demzufolge Ausbauerfordernisse entstehen, deren Kosten dann zusätzlich zu berücksichtigen sind.

Geografische Verschiebung von Erzeugungsschwerpunkten

Der Wegfall von Kernkraftwerken würde zu einer Schwächung bestehender Erzeugungsschwerpunkte und einer entsprechenden Entlastung der Netzbetriebsmittel in deren lokalem Umfeld führen. Demgegenüber können aus der Bildung neuer geografischer Erzeugungsschwerpunkte sowohl im Übertragungs-

netz als auch in der Umspannebene und in den betroffenen Verteilungsnetzen erhöhte Belastungen resultieren.

Eine regionale Häufung von Erzeugungsleistung kann sich aufgrund geographischer Unterschiede der Primärenergieverfügbarkeit wie z.B. des besonders hohen Winddargebots in Küstenregionen und auf Gebirgskämmen ergeben. Der verstärkte Zubau von Windkraft an diesen Standorten könnte zu einer lokalen Konzentration von Erzeugungskapazitäten führen. Ähnlich kann es, abhängig von der Struktur der Netznutzungsentgelte, bei Gaskraftwerken günstig sein, einen Standort in der Nähe von Gasvorkommen oder großen Gastransportleitungen zu wählen, was ebenfalls zu lokaler Konzentration führen kann.

Indirekt könnte hinsichtlich der Auswirkungen auf das Netz auch eine massive Zunahme von Stromimporten als Bildung von Erzeugungsschwerpunkten in der Nähe der jeweiligen Kuppelleitungen interpretiert werden.

Falls beispielsweise die Erzeugungsleistung in den Küstenregionen Norddeutschlands aufgrund massiven Zubaus von Windkraftanlagen oder erhöhter Stromimporte aus Nordeuropa signifikant ansteige, müsste ein großer Teil der dort erzeugten oder importierten elektrischen Energie in südliche Richtung transportiert werden, was im Extremfall zum Erreichen der Kapazitätsgrenzen der Nord-Süd-Leitungen führen könnte.

Eine Modellrechnung, bei der eine Verschiebung von insgesamt 7.000 MW Erzeugungsleistung aus Süddeutschland zu Standorten in der Küstenregion unterstellt wurde, zeigt eine Veränderung der Auslastung der wesentlichen Übertragungsnetz-Stränge in Nord-Süd-Richtung von heute bis zu 35 % im Normalfall auf 80-100 % nach Verschiebung der Erzeugungsleistung. Diese Werte sind definitiv kritisch, da sie bei Ausfall einer Leitung mit Sicherheit zu Überlastungen der verbleibenden Leitungen führen würden. Grundsätzlich könnte dem durch Zubau zusätzlicher Übertragungskapazitäten begegnet werden, der Zubau von Leitungen in der Höchstspannungsebene ist aber heute aufgrund von Akzeptanz- und Genehmigungsproblemen äußerst schwierig und aufwendig. Die vorhandenen Übertragungskapazitäten stellen somit eine allenfalls in geringem Umfang und mit hohem Zeitaufwand beeinflussbare **technische Grenze für den Handlungsspielraum bei der Kernenergie-Substitution** dar. Angesichts des heutigen Umfangs der Kernenergieerzeugung und der geographischen Verteilung der Kraftwerke ist es somit nicht unrealistisch, dass die zurzeit noch freien Übertragungskapazitäten infolge von Substitutionsmaßnahmen vollständig ausgeschöpft werden.

Spannungshaltung

Die Kernenergie-Substitution kann in den Übertragungsnetzen durch lokalen Mangel an steuerbaren Blindleistungsquellen und in den Verteilungsnetzen durch Zubau nicht kurzfristig beeinflussbarer Blindleistungsquellen zu Spannungshaltungsproblemen führen, die aber allenfalls in einzelnen Verteilungsnetzbezirken Einschränkungen des Zubaupotenzials bewirken und/oder durch lokale Maßnahmen (Stromkompoundierung, Kompensationselemente, Netzverstärkung) unter Hinnahme von Zusatzkosten, die im Gesamtkostenvergleich relativ unbedeutend sein dürften, beseitigt werden können. Auch kurzzeitige Spannungsbeeinflussungen und -verzerrungen können in der Regel durch geeignete lokale Maßnahmen hinreichend reduziert werden.

Netzverluste

Der Kernenergieausstieg kann Änderungen der Netzverluste bewirken, die im vorhinein kaum quantifizierbar sind, da sie stark vom konkreten Substitutionszenario abhängen. Im Gesamtkostenvergleich werden die damit verbundenen Kostenänderungen eher untergeordnete Bedeutung haben. Technische Probleme sind mit Verluständerungen nicht verbunden.

Als Fazit dieser Analyse lässt sich festhalten, dass die **wichtigsten systemtechnischen Folgewirkungen**, die bei Strategieentwürfen für die Substitution großer Kraftwerksblöcke durch kleinere konventioneller Einheiten, verstärkte Netzintegration kleiner dezentraler Einheiten und insbesondere die deutliche Zunahme dargebotsabhängiger Einspeisungen mit fluktuierender Erzeugungscharakteristik berücksichtigt werden müssen, **Beeinflussungen der Versorgungszuverlässigkeit durch die Zunahme der regenerativen Erzeugung, die Verlagerung von Erzeugungsleistung in die Verteilungs-Netzebene und die geografische Verschiebung von Erzeugungsschwerpunkten** sind. Diese Auswirkungen wie auch sonstige, weniger kritische Wirkungszusammenhänge **lassen sich aber größtenteils unter Hinnahme zusätzlicher Kosten technisch lösen**. Die Zusatzkosten können jedoch - insbesondere vor dem Hintergrund heutiger Wirtschaftlichkeitsanforderungen und des hohen Kostendrucks durch die Strommarktöffnung - in betriebswirtschaftlich durchaus relevanter Größenordnung liegen. Verglichen mit der Zunahme der Erzeugungskosten insbesondere bei starkem Ausbau der regenerativen Erzeugung, die ohnehin derzeit noch auf finanzielle Förderung angewiesen ist, dürften diese Kosten jedoch in der Regel eher von nachrangiger Bedeutung sein.

Eine faktische Einschränkung des Spielraums bei der Substitutionsplanung ergibt sich allerdings aus den heutigen, **kaum mit vertretbarem Aufwand erweiterbaren Leitungskapazitäten in der Übertragungsebene**, die durch geografische Verschiebungen der Erzeugungsleistung in realistischer Größenordnung durchaus vollständig ausgeschöpft werden könnten.

Bei langfristigen Betrachtungen ist zudem zu berücksichtigen, dass das Potenzial der REG Besonderheiten aufweist: Die insgesamt bereitstellbare Strommenge des inländischen Referenzpotenzials kommt zu 85 % aus den fluktuierenden Quellen Wind und Strahlung; die kumulierte Nennleistung bei voller Potenzialausschöpfung (die allerdings nicht zeitgleich auftritt) beträgt rund 250 GW (zum Vergleich: die Jahreshöchstlast der öffentlichen Stromversorgung lag 1998 bei rund 73 GW). Eine sehr weitgehende Erschließung dieser Potenziale verlangt daher eine deutliche **Umgestaltung der Versorgungsstrukturen** hinsichtlich Lastmanagement, Reservehaltung und Kraftwerksregelung, Verwertung von Überschüssen, sowie der Struktur der verbleibenden konventionellen Kraftwerke. Da sich dieser Prozess jedoch über Jahrzehnte hinziehen wird, könnte er im Rahmen der üblichen Investitionszyklen unter stetiger Nutzung des technischen Fortschritts durchgeführt werden.

6. Untersuchungsbedarf

Im Hinblick auf Änderungen der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland, etwa durch Reduktion der Zahl großer Grundlastkraftwerke und Zunahme der regenerativen Erzeugung, ergeben sich aus den vorliegenden Analysen folgende Hinweise auf weiteren **Untersuchungsbedarf**:

- Beeinflussungen der Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems hängen von den stochastischen Eigenschaften aller Erzeugungsanlagen und deren Korrelation untereinander und mit den Eigenschaften der elektrischen Last ab. Daher ist es bei komplexen Umschichtungen der Erzeugungsstruktur nicht einmal dem Vorzeichen nach möglich, resultierende Änderungen der Erzeugungszuverlässigkeit durch pauschale Betrachtungen im Vorhinein zu bestimmen. Da dieses Kriterium andererseits von großer Bedeutung für die Erzeugungsplanung ist und betriebswirtschaftliche Planungen der einzelnen Stromerzeuger sich immer nur auf den eigenen Kraftwerkspark und die individuelle Interpretation der Zuverlässigkeitsanforderungen beziehen, erscheint es notwendig, **unternehmensübergreifende Untersuchungen**

zur Versorgungszuverlässigkeit für realistische Entwicklungsszenarien der Erzeugungsstruktur durchzuführen.

Vorliegende Untersuchungen zur Quantifizierung des Leistungsnutzens von Windkraftanlagen können ein Ausgangspunkt hierfür sein, sind aber hinsichtlich der betrachteten Szenarien zu konkretisieren und zu variieren. Zudem sollten neue Erkenntnisse und Methoden zur Verbesserung der Einsatzbedingungen regenerativer Erzeugungsanlagen in derartigen Untersuchungen berücksichtigt werden. Hierzu gehören z.B. **verbesserte Prognosemodelle** und **Möglichkeiten der zentralen Leistungs-Überwachung**.

Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass die konkrete Ausgestaltung der Kraftwerksparks nach wie vor - heute sogar unter verschärften Wettbewerbsbedingungen - den Kraftwerksbetreibern unterliegt, die lediglich in der Tendenz ihrer Entscheidungen durch staatlich vorgegebene Rahmenbedingungen beeinflusst werden können.

- **Einrichtungen zur Energiespeicherung zum Ausgleich des fluktuierenden Leistungsdargebots regenerativer Energieträger** werden derzeit vorwiegend bei nicht netzgekoppelt betriebenen Versorgungssystemen vorgesehen. Sie können jedoch zukünftig auch für netzgekoppelte Anlagen als Ergänzung der im vorangegangenen Punkt angesprochenen Prognoseverfahren an Bedeutung gewinnen. Eine positivere Bewertung dieser Energieträger ergibt sich nämlich, wenn es gelingt, deren Einspeisung in Versorgungsnetze in dem Maße kalkulierbar zu machen, wie dies für die konventionelle Erzeugungsseite gilt. Hierfür müssen Leistungsänderungen zuverlässig und mit ausreichender Vorlaufzeit bekannt sein.

Dies ist - beispielhaft bei der Windenergie erläutert - durch eine getrennte Betrachtung des deterministischen Tagesgangs der Einspeisung und des überlagerten stochastischen Anteils zu erreichen. Während der deterministische Anteil durch geeignete Vorhersagemethoden in Zeitbereichen bis zu einigen Stunden bestimmbar ist, soll der aufgrund lokaler und kurzfristiger Einflüsse nicht vorhersagbare Anteil durch Energiespeicher ausgeglichen werden. Damit kann die Windenergie mit ihren großräumig verteilten Einzelleistungen zu einer vergleichmäßigten Einspeisung und größerer Versorgungssicherheit beitragen.

Ziel zukünftiger Forschungsaktivitäten sollte daher sein, mit vertretbarem Aufwand eine zuverlässige Übereinstimmung zwischen der vorhersagbaren und tatsächlichen Einspeiseleistung durch Windenergieanlagen zu erreichen. Hiermit wäre eine erhebliche Vergleichmäßigung der Windstromeinspeisung im Minuten- bis Stundenbereich zu erzielen. Darüber hinaus sollte unter-

sucht werden, inwieweit durch den Einsatz lokaler Energiespeicher auch Reserveleistung für den Ausfall anderer Erzeugungseinheiten zuverlässig bereitgestellt werden kann.

- Die **Problematik begrenzter und allenfalls mit hohem finanziellem und zeitlichem Aufwand erweiterbarer Übertragungskapazitäten** wirkt sich nicht nur auf Umschichtungen im nationalen Erzeugungspark aus, sondern auch auf den internationalen Stromhandel. Dieser ist nicht erst mit der Liberalisierung der Märkte entstanden, hat seitdem jedoch stark zugenommen. Eine noch zentralere Rolle spielen die Übertragungskapazitäten bei der Bewertung der verschiedentlich diskutierten transkontinentalen Szenarien von Stromerzeugung und Stromaustausch.

Für langfristige, u.U. transkontinentale Energiekonzepte könnte es notwendig werden, die **Gesamtstruktur der europäischen und der daran angrenzenden Übertragungsnetze** z.B. hinsichtlich der Wahl der Spannungsebenen und der Drehstrom- oder Gleichstromtechnik zu überdenken. Im kurz- bis mittelfristigen Zeitrahmen erscheint es hingegen dringlicher, Möglichkeiten zu untersuchen, die **bestehenden Netzkapazitäten optimal zu nutzen und durch möglichst kostengünstige und gesellschaftlich akzeptable technische Maßnahmen** gezielt zu erweitern. Denkbar sind u.a. etwa Verbesserungen durch Harmonisierung von Betriebskriterien, verstärkte Kooperation von Netzbetreibern, Aufrüstung einzelner Schwachpunkte oder Einsatz lastflusststeuernder Elemente.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es letztlich in der Verantwortung der zumindest in Deutschland privatwirtschaftlich organisierten Netzbetreiber liegt, Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität zu ergreifen. Zu klären ist, inwieweit massive staatliche Eingriffe auf der Erzeugungsebene zu neuen Anforderungen an die Netzbetreiber - vor allem hinsichtlich Netzausbauplanung und Investitionsverhalten - führen werden und diese staatlicher Koordination bedürfen könnten. Auf nationaler wie internationaler Ebene wird zudem noch zu klären sein, wie Netzbetreibern Anreize zur Netzerweiterung gegeben und wie die finanziellen Lasten des Netzausbaus gerecht auf die Marktakteure umgelegt werden können.

VII. Option REG: Instrumente zur Förderung regenerativer Energien

1. Einleitung

Die regenerativen Energien haben zurzeit im Wettbewerb mit der konventionellen Stromerzeugung einen schweren Stand. Dies liegt auch daran, dass die negativen Umweltauswirkungen der Stromerzeugung von der Gesellschaft als Ganzes getragen werden und sich insbesondere nicht im Strompreis widerspiegeln. Daher brauchen die regenerativen Technologien eine spezielle Förderung, um ihren weiteren Ausbau sicherzustellen.

Hier stellt sich die Frage, welche politischen Instrumente am besten geeignet sind, den gegenwärtigen Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung in der Bundesrepublik zu erhöhen. Diese Frage muss insbesondere deshalb neu überdacht werden, da seit zwei Jahren ein grundlegend neues Energierecht gilt, das die traditionellen Monopole der Stromwirtschaft abgeschafft hat und die Erzeugung und den Vertrieb von Elektrizität in den marktwirtschaftlichen Wettbewerb entlassen hat. Bewährte Instrumente müssen daher neu bewertet und neue Instrumente entwickelt werden, um den neuen Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen. Dies spiegelt sich auch in der aktuellen öffentlichen und politischen Diskussion um Ökosteuern und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wider.

Um diese Diskussion auf eine fundiertere Basis zu stellen, wird im Folgenden ein detailliertes Kriterienraster zur Bewertung von Instrumenten zur Förderung regenerativer Stromerzeugung entwickelt. Im Anschluss daran werden eine Reihe aktuell diskutierter Instrumente anhand dieser Kriterien bewertet. Dies sind "Grüne Angebote" als freiwilliges Instrument und die ökonomischen Instrumente "Energiesteuer", "Einspeiseregulierung" sowie "Quotenregelung".

2. Klassifikation umweltpolitischer Instrumente

Umweltpolitische Instrumente lassen sich in drei Klassen einordnen: ordnungsrechtliche, ökonomische und freiwillige Instrumente (Enquete-Kommission 1994, S. 638 ff.). Die drei Klassen unterscheiden sich in erster Linie in der

Verbindlichkeit der Instrumente für die betroffenen Wirtschaftssubjekte und in ihren prinzipiellen Wirkmechanismen. Hierzu gibt Tabelle 11 einen Überblick:

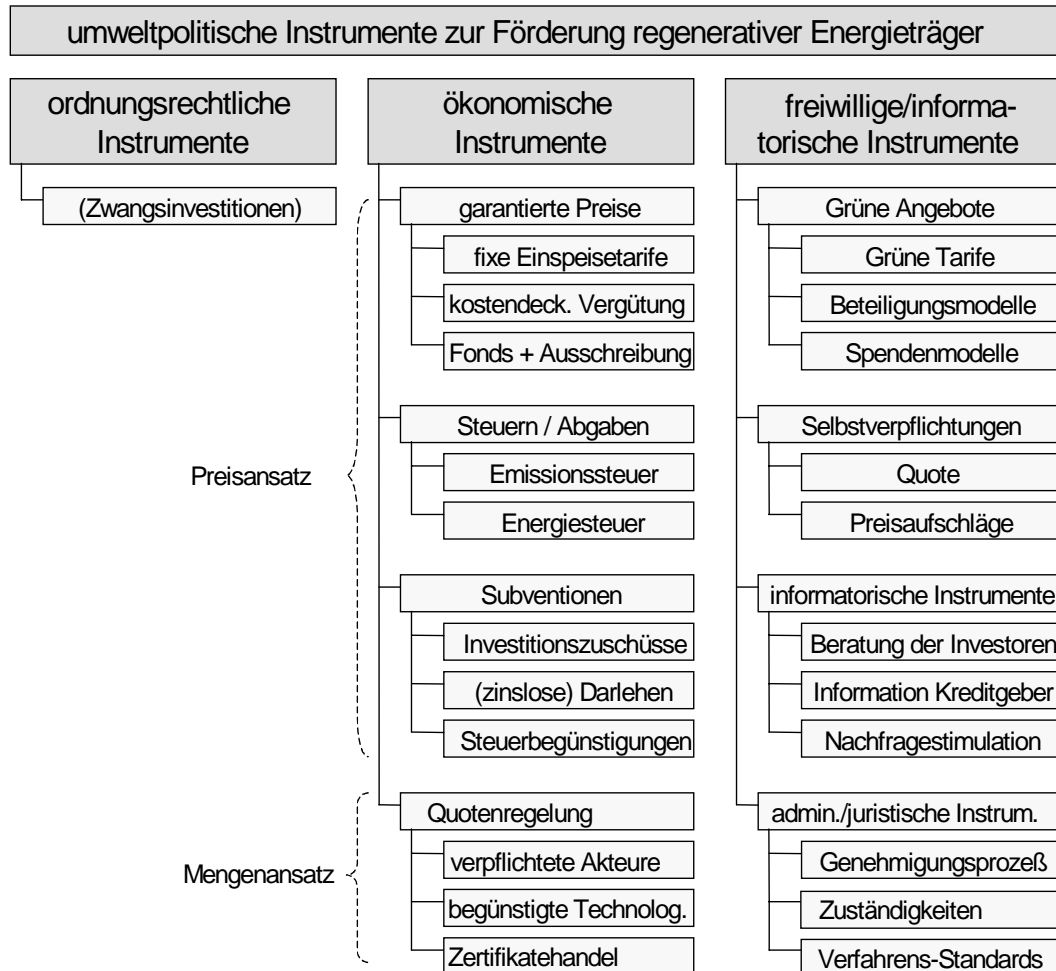
Tab. 11: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente

	<i>ordnungsrechtliche Instrumente (Staat)</i>	<i>ökonomische Instrumente (Staat)</i>	<i>freiwillige Instrumente (Unternehmen)</i>
Ursprung	Polizeirecht: Auflagen, Ge-/Verbote, Sanktionen	ökonomische Theorie/ Marktgesetze	Unternehmensstrategie/ Unternehmensethik
Ziel	Gefahrenabwehr	Steuerung einer Entwicklung über Marktmechanismen	Nutzung von Marktchancen, Vermeidung zu erwartender, staatlicher Eingriffe
Motivation	Zwang	Anreiz	Eigeninitiative
Ansatz	Beschränkung der zulässigen Handlungsalternativen	Beeinflussung der Vorteilhaftigkeit einzelner Handlungsalternativen	gezielte Verfolgung für das Unternehmen vorteilhafter Handlungsalternativen
Kriterium	Effektivität	Effizienz/Effektivität	Effizienz
Beispiele	Grenzwerte, Mindestwirkungsgrade, Sicherheitsauflagen, Bauvorschriften	Steuern, Abgaben, Vergabe von Umweltnutzungsrechten, Subventionen	"Grüne" Produkte, Selbstverpflichtungen

Quelle: IIP 1999

In der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union basiert die Umweltgesetzgebung bisher primär auf dem Ordnungsrecht. Umweltpolitische Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger gehören jedoch - außer dem denkbaren Instrument der Zwangsinvestitionen - zur Gruppe der ökonomischen bzw. der freiwilligen Instrumente. Die ökonomischen Instrumente lassen sich weiter danach einteilen, ob die Steuerung direkt auf den Preis der regenerativ erzeugten Elektrizität wirkt (z.B. feste Einspeisevergütungen) oder auf die erzeugte Menge (z.B. Quoten). Abbildung 15 gibt einen Überblick über die verschiedenen, gegenwärtig diskutierten Instrumente.

Abb. 15: Umweltpolitische Instrumente zur Förderung regenerativer Energieträger



Quelle: nach IIP 1999

3. Kriterienraster zum Vergleich umweltpolitischer Instrumente

3.1 Anforderungen an ein Kriterienraster

Um einen möglichst objektiven Vergleich unterschiedlicher Instrumente zu ermöglichen, sollte ein Kriterienkatalog im Wesentlichen drei Maßstäben genügen (Knüppel 1989, S. 75.):

- **Vollständigkeit:** Es ist die Gesamtheit der für eine spätere Bewertung relevanten Kriterien abzudecken. Die Vollständigkeit ist eine wesentliche Voraussetzung für eine wertneutrale Gegenüberstellung, da das Ausklammern einzelner Kriterien bereits eine erste Ergebnisbeeinflussung darstellt.
- **Gültigkeit:** Die einzelnen Kriterien müssen grundsätzlich zur Bewertung sowohl der ordnungsrechtlichen und ökonomischen als auch der freiwilligen umweltpolitischen Instrumente geeignet sein. Umweltpolitische Instrumente dienen einem konkreten Ziel, dementsprechend gibt es auch für die Vergleichskriterien keine allgemeine Gültigkeit, sondern nur eine Gültigkeit bezüglich der konkreten Zielsetzung.
- **Unabhängigkeit:** Die Kriterien müssen voneinander unabhängig sein bzw., wenn dies nicht der Fall ist, gemäß ihrer logisch-hierarchischen Struktur anderen Kriterien subsumiert werden. Die Überprüfung der Unabhängigkeit hilft, Redundanzen zu eliminieren,²⁰ die hierarchische Struktur der Kriterien zu verifizieren und Oberkriterien korrekt voneinander abzugrenzen.

Allerdings sind Abstriche von diesen idealisierten Ansprüchen an ein Kriterienraster zugunsten einer verbesserten Anwendbarkeit in der Praxis unvermeidbar.

3.2 Ziel des Instrumenteneinsatzes und instrumentenspezifische Zielsetzungen

Es wurde bereits auf die Bedeutung einer gegebenen, umweltpolitischen Zielsetzung für den Instrumentenvergleich hingewiesen. Dies macht eine **Konkretisierung des vorgegebenen Ziels "Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger"** notwendig.

Eine Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger stellt in der Regel eine **aus übergeordneten Zielen abgeleitete Zielsetzung** dar. Die Forderung nach einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger kann dabei durch unterschiedliche Ausgangsziele bedingt sein: eine Reduzierung des CO₂-Ausstosses, eine Weiterentwicklung regenerativer Technologien, eine intensivere Nutzung heimischer Energieressourcen zur Verringerung der Importabhängigkeit, und andere mehr. Daneben werden traditionell mit energie- und umwelt-

²⁰ Redundanzen können - unabhängig davon, dass sie der Betrachtung keine neuen Aspekte verleihen - über einen einfachen psychologischen Effekt das Ergebnis beeinflussen: Besitzt ein Begriff besonders viele (redundante!) Unterpunkte, so suggeriert er eine unverhältnismäßig große Bedeutung, was sich wiederum auf die Gewichtung der Kriterien auswirken kann.

politischen Instrumenten auch Ziele anderer Politikbereiche verfolgt, z.B. Exportförderung, Mittelstandsförderung und die Beförderung arbeitsmarkt- und sozialpolitischer Zielsetzungen.

Diese übergeordneten Ziele können jedoch nicht zur Auswahl der hier zu betrachtenden Instrumente herangezogen werden, da sie jeweils die Berücksichtigung weiterer Maßnahmen erfordern würden, die u.U. keinen Bezug zur Nutzung regenerativer Energieträger aufweisen.²¹ Hinsichtlich der anschließenden Diskussion der unterschiedlichen Instrumente muss die Zielsetzung einer Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger jedoch noch näher spezifiziert und operationalisiert werden. Die Zielsetzung "Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger" wird daher zusammenfassend wie folgt definiert: **Erhöhung des prozentualen Anteils (definierter) regenerativer Energieträger an der Stromerzeugung.** An diesem konkreten Ziel sollen die hier betrachteten Instrumente gemessen werden.

Hierüber Klarheit zu schaffen ist besonders wichtig, da umweltpolitische Instrumente gemäß ihrer jeweiligen Wirkmechanismen eigene **instrumentenspezifische Zielsetzungen** besitzen. So zielt eine CO₂-Steuer auf eine Verringerung des CO₂-Ausstosses ab, eine Quotenregelung auf die Fixierung eines Mindestanteils regenerativer Energieträger in der Energieversorgung und feste Stromeinspeisetarife auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit regenerativer Energieerzeugungstechnologien. An welcher Wirkgröße ein bestimmtes Instrument ansetzt, ist zunächst wertneutral. Allen hier genannten Instrumenten ist gemeinsam, dass sie - direkt oder indirekt - das vorgegebene Ziel einer Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger unterstützen.

3.3 Bewertungskriterien für Instrumente zur Förderung regenerativer Energien

In Tabelle 12 sind die Kriterien dargestellt, die im Folgenden zum Vergleich bzw. zur Bewertung umweltpolitischer Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung verwendet werden. Diese sind in sechs Kriterienklassen zusammengefasst. Jede Klasse enthält mehrere Einzelkriterien, die in Form einer Checkliste wiederum mehrere Unterpunkte beinhalten können. Mittels dieser Hierarchisierung soll eine leichtere Handhabbarkeit der Kriterien erreicht und die Übersichtlichkeit der Darstellung verbessert werden.

21 Eine Verringerung des CO₂-Ausstosses lässt sich beispielsweise auch über Maßnahmen zur Effizienzsteigerung in den Energienachfragesektoren erreichen.

Tab. 12: Bewertungskriterien umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger

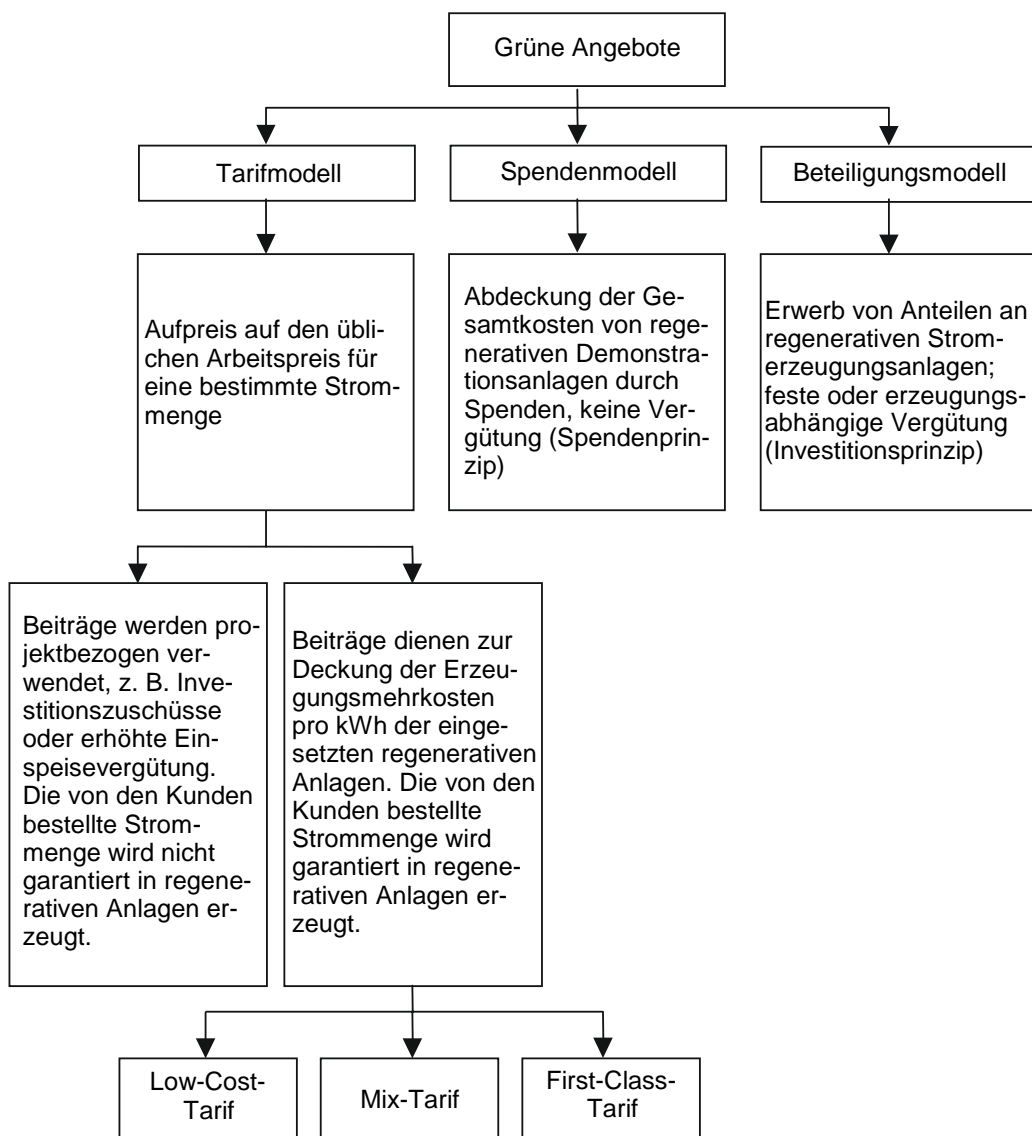
<i>Klasse</i>	<i>Kriterium</i>	<i>Checkliste der Kriterieninhalte</i>
Zielerreichung	Grad der Zielerreichung	zu erwartender Grad der Zielerreichung Einfluss instrumentenexogener Variablen
	Geschwindigkeit der Zielerreichung	instrumentenspezifische Implementierungsdauer Wirkverzögerung (Time-Lag ab Implementierung)
Effizienz	statische Effizienz	Rationalitätsprinzip/Pareto-Effizienz
	dynamische Effizienz	Induktion technischen Fortschritts
	Transaktionskosten	Belastung des öffentlichen Sektors Belastung des privaten Sektors
Marktkonformität	Wettbewerbsneutralität	internationaler Wettbewerb nationaler Wettbewerb
	Planungs- und Rechtssicherheit	Voraussetzungen für eine Investitionsentscheidung
Umsetzbarkeit	politische Implementierbarkeit	polit. Implementierungserfordernisse/-dauer EU-Kompatibilität/Kompatibilität zu internationalen Abkommen
	Erfordernis von Übergangsregelungen	Schutz bestehender Anlagen
	Regulierungsbedarf	erforderlicher Regulierungsgrad/Vermeidung strategischen Verhaltens Kontrollierbarkeit der Maßnahmen Sanktionen
	administrative Praktikabilität	administrative Anforderungen/Verwaltung Informationserfordernisse
Flexibilität	Spezifikationsmöglichkeiten	räumliche Spezifikation sektorielle Spezifikation
	dynamische Anpassungsfähigkeit	Anpassungsaufwand bei veränderten Rahmenbedingungen Reversibilität
	Erweiterungsmöglichkeiten	erneuerbare Energien im Wärmemarkt Energieeffizienzmaßnahmen CO ₂ -Zertifikatshandel
	Kombinationsmöglichkeiten	Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Instrumenten
geförderte Energieträger und Technologien	Rolle der regenerativen Energieträger und Technologien	geförderte regenerative Energieträger und Technologien potenzielle umweltrelevante Nebeneffekte
	Rolle nicht-regenerativer Technologien	Bedeutung von Back-up-Technologien

Quelle: IIP 1999

4. Freiwillige Instrumente: Grüne Angebote

Im folgenden Abschnitt werden stellvertretend für die gesamte Klasse der freiwilligen Instrumente sogenannte "Grüne Angebote" näher untersucht. Unter dem Oberbegriff Grüne Angebote werden drei unterschiedliche Angebotsformen für umweltfreundlich erzeugten Strom zusammengefasst. Dabei handelt es sich um die Angebotsformen der Tarif-, Spenden- und Beteiligungsmodelle (Abb. 16).

Abb. 16: Verschiedene Formen Grüner Angebote



Quelle: IIP 1999, nach Markard 1998, S. 6 ff. ; Weller 1998, S. 59

- **Tarifmodelle:** Bei dieser Angebotsform sind die Beitragssätze an den Stromverbrauch des Kunden gekoppelt und werden in Form eines Aufschlags auf wählbare Anteile des gesamten Stromverbrauchs erhoben (Verbrauchsprinzip).
- **Spendenmodelle:** Die Teilnehmer zahlen in Form einer Spende einen Beitrag in einen Fonds ein. Aus dem Fonds werden üblicherweise Pilot- oder Demonstrationsanlagen für erneuerbare Energieträger finanziert (Spendenprinzip).
- **Beteiligungsmodelle:** Die Teilnehmer erwerben Anteile an Anlagen und werden somit Miteigentümer (Investitionsprinzip). Es erfolgt eine Beteiligung am Ertrag durch Gutschrift des anteilig erzeugten Stroms oder durch Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Seit Beginn der Marktliberalisierung haben die Aktivitäten von Versorgungsunternehmen bei den Grünen Angeboten stark zugenommen. In den letzten beiden Jahren haben dabei die Tarifangebote gegenüber den Spenden- und Beteiligungsmodellen zunehmend an Bedeutung gewonnen (Tab. 13). Aufgrund der Tatsache, dass Grüne Angebote zunehmend als eigenständige Produkte vermarktet werden, hat sich ein Marktsegment für Grünen Strom herausgebildet.

Tab. 13: Entwicklung der Angebotszahlen (absolute Häufigkeiten)

Erhebungs- zeitraum	<i>realisiert</i>			<i>geplant</i>		
	Tarif- modell	Beteiligungs- modell	Spenden- modell	Tarif- modell	Beteiligungs- modell	Spenden- modell
12/96 ¹⁾		10		-	-	-
1998/1999 ²⁾	16	6	6	11	0	0
Frühjahr 1999 ³⁾	38	7	18	19	2	0
Frühjahr 2000 ⁴⁾	132	6	14	34	1	0

1) Markard 1998; 2) Umfrage des IIP, Erhebungszeitraum Dezember 1998 bis Februar 1999 (Dreher et al. 1999); 3) VDEW 1999; 4) aktuelle Umfrage des IIP und VDEW im Frühjahr 2000

Quelle: IIP 2000

5. Diskussion Grüner Angebote anhand des Kriterienrasters

Grüne Angebote spielen für die Unternehmen eine große Rolle unter dem Aspekt der Kundenbindung und des Imagegewinns. Die Bedeutung der Grünen Angebote für die Erhöhung regenerativer Stromerzeugung ist demgegenüber zurzeit gering. So bleibt die Kundenakzeptanz weit hinter den erwarteten Marktpotenzialen zurück, und es werden im Durchschnitt (Stand: Frühjahr 2000) Teilnehmerquoten von 0,23 % erreicht (IIP 2000). Der Erfolg der Angebote hängt dabei entscheidend von der Glaubwürdigkeit des Anbieters bzw. des Angebotes ab (Stichwort: Zertifizierung).

Im Folgenden werden die wichtigsten Befunde der Bewertung Grüner Angebote anhand des vorgestellten Kriterienrasters zusammenfassend dargestellt. Die ausführliche Bewertung hinsichtlich der einzelnen Kriterien ist im Anhang 1.6 dokumentiert.

Zielerreichung

Der über Grüne Angebote zu erzielende Förderungseffekt hängt direkt von der Kundenakzeptanz und insbesondere der Nachfrage nach den Angeboten ab. Jedoch lassen sich weder die Höhe der Nachfrage (gemessen in der Teilnehmerquote und der durchschnittlich bezogenen Strommenge pro Kunde) noch der Zeitpunkt, wann diese einsetzen wird, mit hinreichender Sicherheit prognostizieren. **Die Zielerreichung mittels Grüner Angebote ist daher sehr unsicher.**

Effizienz

Besonders Low-Cost-Tarife nutzen gezielt regenerative Energieträger und Technologien mit verhältnismäßig niedrigen Stromgestehungskosten, um Grünen Strom auch in größeren Mengen zu für die Kunden akzeptablen Preisen anzubieten. Hier ist eine gute Effizienz hinsichtlich der mit dem Förderziel verbundenen Systemkosten gegeben. Bei den anderen Angebotsformen stehen gegenwärtig Photovoltaikanlagen im Vordergrund, deren Stromgestehungskosten ein Vielfaches über denen anderer Technologien liegen. Hier verursacht der Beitrag regenerativen Stroms in der Stromversorgung erhebliche zusätzliche Kosten. Hinsichtlich der projektbezogenen Effizienz, d.h. der Fähigkeit eines

Instruments, gezielt die jeweils kosteneffizientesten Projekte einer Technologieklasse zu fördern, sind gegenwärtig noch keine empirischen Daten verfügbar.

Marktkonformität

Weil es sich bei den Grünen Angeboten um freiwillige Maßnahmen der Unternehmen handelt, sind diese **in hohem Maße wettbewerbsneutral**. Da Grüne Angebote zudem nicht den bestehenden Ordnungsrahmen beeinflussen (können), beeinträchtigen sie auch nicht die Planungssicherheit der Investoren.

Umsetzbarkeit

Der Einsatz Grüner Angebote erfordert keinerlei nennenswerte Unterstützung oder Genehmigung durch staatliche Stellen. Die Implementierbarkeit ist aus staatlicher Sicht daher unproblematisch, Regulierungsbedarf besteht ebenfalls nicht.

Flexibilität/Geförderte Energieträger

Grüne Angebote lassen sich in ihrer Ausgestaltung flexibel veränderten Rahmenbedingungen anpassen. Hinsichtlich der über Grüne Angebote primär geförderten Energieträger lassen sich wenig allgemeingültige Aussagen ableiten, da die Unternehmen in der Ausgestaltung ihrer Angebote völlig frei sind. Auf Basis der empirischen Ergebnisse lässt sich jedoch für First-Class-Tarife, Spenden- und Beteiligungsmodelle eine starke Präsenz von Photovoltaik-basierten Angeboten erkennen. Bei den Low-Cost-Tarifen spielen je nach Ausgestaltung des Programms Wasserkraft, Windkraft und Biomasse bzw. auch nicht-regenerative (Kraft-Wärme-Kopplungs-)Anlagen eine wichtige Rolle.

Generell ist jedoch zu hinterfragen, ob es sich bei den Grünen Angeboten tatsächlich um ein umweltpolitisches Instrument handelt, wie dies von den anbietenden Unternehmen und auch in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur oft dargestellt wird. Dieser Punkt hängt entscheidend von dem Kriterium der Zusätzlichkeit ab. Grüne Angebote können dann als freiwilliges Instrument der Unternehmen für den Umweltschutz aufgefasst werden, wenn mit ihnen tatsächlich ein über die gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten eines Unternehmens hinausgehendes Engagement verknüpft ist. Werden aber bereits bestehende Anlagen als Grüne Angebote nur neu vermarktet, so führt dies nicht zu einer zusätzlichen Umweltentlastung bzw. Förderung der Nutzung regenerativer Ener-

gieträger. Allerdings ist auch dem Argument Rechnung zu tragen, dass die Energieversorgungsunternehmen durch solche Angebote Erfahrungen sammeln können, die den Unternehmen bei späteren Grünen Angeboten auf der Basis von tatsächlichen Kapazitätserweiterungen zu Gute kommen.

6. Ökonomische Instrumente: Preis- bzw. Mengenregelungen

Ökonomische Instrumente zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung lassen sich in Abhängigkeit ihres primären Wirkungsziels in preisgesteuerte und mengengesteuerte Instrumente unterscheiden.

Unter **Preisinstrumenten** sollen die Mechanismen verstanden werden, die auf eine Beeinflussung der Preise zielen, die für die regenerativ erzeugten Strommengen (ggf. im Verhältnis zu den Preisen für Strom aus konventionellen Quellen) erlöst werden können. Welche Menge regenerativen Stroms angeboten wird, hängt von den wirtschaftlichen Entscheidungen der individuellen Anbieter (Investoren) erneuerbarer Erzeugungstechnologien ab und lässt sich ex-ante nicht eindeutig determinieren.

Im Gegensatz zu den preisgesteuerten Instrumenten wird bei den **mengengesteuerten Instrumenten** eine angestrebte Menge regenerativer Stromerzeugung (Kapazität) vorgegeben. Diese wird an eine Verpflichtung ausgesuchter Marktteilnehmer geknüpft. Die freie Variable bei den Mengelösungen ist der Preis für erneuerbare Stromerzeugung. Aufgrund der Zwangsnachfrage wird sich ein Preis für die erneuerbare Stromerzeugung bilden, der ausreicht, um Anbieter (Investoren) zu einem Angebot in Höhe der Zwangsnachfrage zu bewegen. Ex-ante ist dieser Preis nicht bestimmbar.

Unter der Annahme perfekter Märkte, insbesondere bei vollkommener Information, führen beide Ansätze zu dem gleichen Ergebnis. Aufgrund der real existierenden Unsicherheit ist jedoch bei den preisgesteuerten Instrumenten nicht gewährleistet, ob eine gewünschte Menge regenerativer Stromerzeugung erreicht wird. Bei mengengesteuerten Instrumenten lassen sich die zur Mengenerfüllung erforderlichen Preise nur abschätzen. In beiden Fällen sind **trial-and-error** Prozesse notwendig, um sich den Zielgrößen zu nähern bzw. diese an geänderte Rahmenbedingungen anzupassen.

6.1 Abgrenzung der ökonomischen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung

Aufgrund ihrer besonderen Bedeutung in der gegenwärtigen politischen Diskussion wird die Untersuchung im Folgenden fokussiert auf

- die Besteuerung von Energieträgern,
- die Regelung der Einspeisungsvergütung (preissteuerndes Instrument) sowie
- die Quotenregelung (mengensteuernd).

Im Folgenden wird auf die **Wirkungsweise der ökonomischen Instrumente** eingegangen:

Energiesteuer

Ziel einer Energiesteuer sollte es sein, die durch die Energienutzung verursachten externen Kosten zu internalisieren, die Preise für umweltbeeinträchtigende Energien zu verteuern und somit die Nachfrage nach umweltbeeinträchtigenden Energien zu senken. In der Bundesrepublik wurde dies im Rahmen der ökologischen Steuerreform umgesetzt. Elektrischer Strom unterliegt seit 1. Januar 2000 gemäß dem Stromsteuergesetz (StromStG) einer Verbrauchssteuer von 2,5 Pf/kWh bzw. 0,5 Pf/kWh für das produzierende Gewerbe. Der Regelsteuersatz wird sich ab dem Jahr 2001 (3 Pf/kWh) jährlich um 0,5 Pf/kWh auf 4 Pf/kWh ab dem Jahr 2003 erhöhen.²²

Zu einem Instrument zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung wird die Energiesteuer erst dann, wenn eine Steuerbefreiung bzw. Rückerstattung für regenerativ erzeugten Strom gewährt wird. Dies ist im gegenwärtigen StromStG jedoch nur für die Erzeugung zum Eigenverbrauch vorgesehen. Eine allgemeine Steuerbefreiung ist aufgrund von **Bedenken hinsichtlich der Kompatibilität mit EU-Recht** noch nicht umgesetzt worden.

Einspeisungsvergütung

Das am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG - sieht feste, nach Technologien differenzierte Vergütungssätze (Pf/kWh) vor. Netzbetreiber müssen den Strom entsprechend den festgelegten Einspeisungsvergütungen entlohnen. Übertragungsnetzbetreiber haben die Pflicht, den von

22 Die ermäßigten Steuersätze erhöhen sich analog.

Netzbetreibern auf nachgelagerten, unteren Spannungsebenen aufgenommenen und vergüteten regenerativen Strom von diesen aufzunehmen und in gleicher Höhe zu vergüten. Da die Einspeisungsvergütungen oberhalb des Marktpreises (auf den entsprechenden Netzebenen) für Strom liegen, erwachsen den Übertragungsnetzbetreibern Mehrkosten. Diese Mehrkosten können auf die Netznutzungsentgelte, d.h. auf alle Endverbraucher, aufgeschlagen werden. Mittels eines bundesweiten Kostenausgleichs werden die regionalen Unterschiede in der Höhe der Einspeisung berücksichtigt.

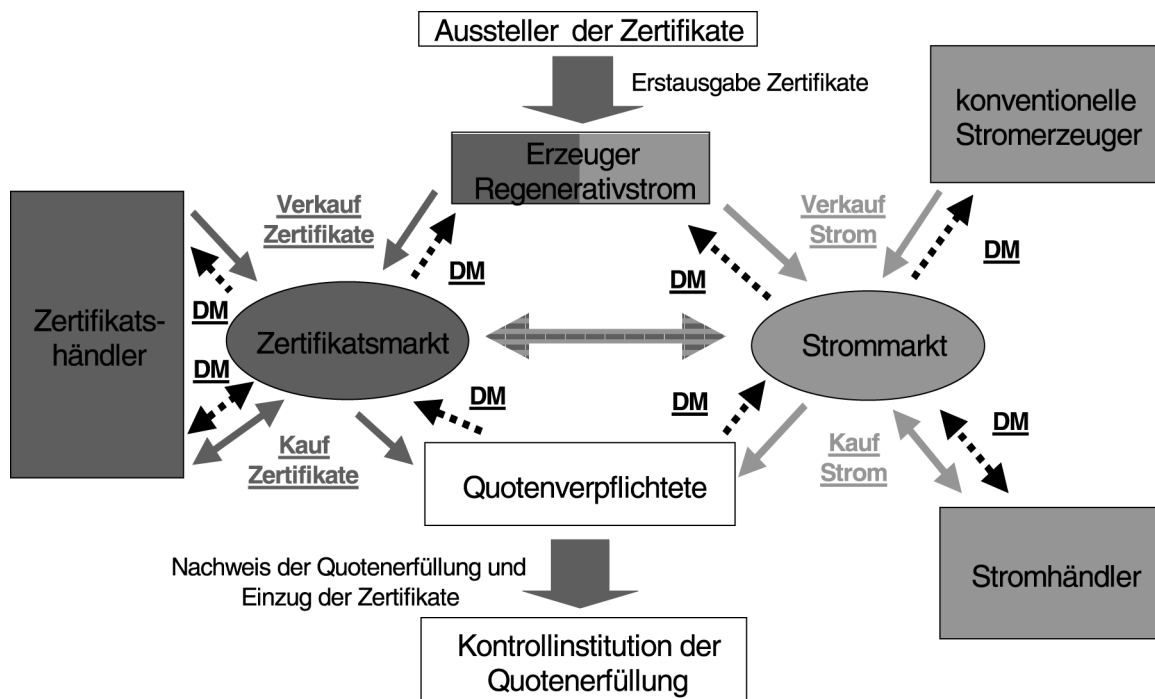
Quotenregelung

Im Rahmen einer Quotenregelung wird eine bestimmte Gruppe von Akteuren (Endverbraucher, Verkäufer/Händler/Lieferanten, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilungsnetzbetreiber oder Stromerzeuger) verpflichtet, einen bestimmten Mindestanteil Strom aus erneuerbaren Energien (Quote) innerhalb einer festgelegten Periode zu kaufen, zu verkaufen, aufzunehmen oder zu erzeugen (Mengenverpflichtung). Der Nachweis, dass die Mengenverpflichtung erfüllt ist, ist durch den Besitz von Zertifikaten an einem bestimmten Stichtag zu erbringen. Die zu fördernde Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird zertifiziert. Das Zertifikat verbrieft den besonderen Umweltbeitrag (Vermeidung von Umweltschäden), der mit der erneuerbaren Erzeugung verbunden ist. Zertifizierung sowie Einhaltung der Quotenverpflichtung sind zu kontrollieren, und ggf. sind Sanktionen bei Nichterfüllung der Verpflichtung zu verhängen. Mit dem Zertifikat wird also quasi der positive Umweltbeitrag vom physikalischen Strom abgetrennt. Dieser zertifizierte Umweltbeitrag kann nun selbst zur Handelsware werden.

Ein zu fördernder, zertifizierter regenerativer Stromerzeuger erzielt Erlöse auf zwei Märkten (Abb. 17): Erstens auf dem Strommarkt aus dem Verkauf von kWh in Konkurrenz zu allen anderen Stromerzeugern. Der für die regenerative kWh erzielbare Erlös bestimmt sich nach der stromwirtschaftlichen Wertigkeit der gelieferten Energie, hängt also insbesondere von der Einspeisungscharakteristik ab (Erlös aus Stromeigenschaft der erzeugten kWh). Zweitens auf dem Zertifikatsmarkt durch Verkauf der Zertifikate in Konkurrenz zu allen zu fördernden regenerativen Stromerzeugern an die Quotenverpflichteten (Erlös aus positivem Umweltbeitrag der erzeugten kWh). Der Zertifikatspreis bestimmt die Förderhöhe der regenerativen Stromerzeugung. Ein Anbieter von Strom aus regenerativen Quellen, die unter die Quotenregelung fallen, erzielt gerade Gesamtkostendeckung, wenn die Summe der Erlöse aus Stromverkauf und Zertifikatsverkauf seinen Erzeugungskosten entspricht. Er wird Stromerzeugungskapazität auf regenerativer Basis nur aufbauen, wenn der erwartete Erlös

aus dem Zertifikatsverkauf den Teil seiner erwarteten Erzeugungskosten deckt oder überschreitet, der nicht durch die erwarteten Erlöse aus dem Stromverkauf abgedeckt ist. Dividiert man den durch den Stromverkauf nicht gedeckten Erzeugungskostenanteil durch die Summe der erhaltenen Zertifikate, erhält man den Angebotspreis²³ des potenziellen Regenerativstromerzeugers auf dem Zertifikatsmarkt.

Abb. 17: Schematische Darstellung der Wirkungsweise einer Quotenregelung



Quelle: EWI 2000a

Abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Kernelemente der Quotenregelung - Quotenhöhe, begünstigte Technologien, Quotenverpflichtete, Sanktionen, Zertifikatshandel - kann die Bewertung des Instrumentes unterschiedlich ausfallen, im Folgenden werden daher nur die Charakteristika des Grundmodells untersucht.

²³ Der Angebotspreis ist die langfristige Preisuntergrenze des Zertifikatsgebots. Liegt der erwartete Marktpreis für Zertifikate unterhalb dieses Angebotspreises eines potenziellen Regenerativstromerzeugers, wird dieser keine regenerative Stromerzeugungskapazität aufbauen.

7. Diskussion von Preis- bzw. Mengenregelung anhand des Kriterienrasters

Wesentliche Ergebnisse der Analyse mittels des Kriterienrasters werden im Folgenden diskutiert. Eine vom EWI aus seiner Perspektive vorgenommene vollständige Bewertung der einzelnen Förderinstrumente wird beispielhaft in den Anhängen 1.7-1.9 dokumentiert.

Zielerreichung

Die Erreichung eines einmal festgelegten Ausbauzieles ist bei der **Quote** als mengensteuerndem Instrument gesichert, unter der Voraussetzung, dass die Nichterfüllung der Quotenverpflichtung effektiv sanktioniert wird. Dagegen hängt bei der **Energiesteuer** und bei der **Einspeisungsregelung** die realisierte regenerative Erzeugung von der Reaktion der Investoren und Energienachfrager auf die gesetzten Preissignale ab. Allerdings müssen politisch festgelegte Ausbauziele nicht unbedingt die umwelt- und klimapolitisch langfristig optimalen Ziele widerspiegeln. Hier ist eher ein Suchprozess anzunehmen, so dass die punktgenaue Erreichung des festgesetzten Zieles zu relativieren ist.

Bei der Geschwindigkeit der Zielerreichung ist von Bedeutung, dass für die **Quotenregelung** ggf. die Schaffung neuer Institutionen, z.B. Kontrollbehörden, Zertifikatsbörse u.a., erforderlich wird und somit ein erheblicher administrativer Aufwand anzunehmen ist. Dies galt in gewissem Umfang ebenso für die Implementierungsdauer eines funktionsfähigen bundesweiten Ausgleichsmechanismus unter den Netzbetreibern bei der **Einspeisungsregelung** des EEG.

Effizienz

Generell ist zu sagen, dass bei einem Fördersystem mit einem hohen Grad an Wettbewerb zwischen den Erzeugungstechnologien eine hohe Effizienz resultiert. Dies bedeutet aber in der Praxis, dass marktfernere Technologien, z.B. Photovoltaik, unter einem solchen System vom Markt verdrängt werden. Da jedoch der kurzfristig effizienteste Erzeugungsmix nicht mit dem längerfristigen Optimum übereinstimmen muss, kann es sinnvoll sein, ein diversifiziertes Erzeugungsportfolio zu sichern, um langfristig vielversprechende Entwicklungspfade offen zu halten.

Die Effizienz der Zielerreichung ist bei der **Energiesteuer** hoch, da regenerative und konventionelle Energieträger bei "richtigen" Steuersätzen ohne Wettbewerbsverzerrung miteinander konkurrieren. Bei der **Quotenregelung** ist die Effizienz ebenfalls hoch aufgrund des permanenten Wettbewerbs auf dem Strom- und Zertifikatsmarkt. Dem stehen jedoch insbesondere zu Beginn der Implementierung hohe Transaktionskosten gegenüber, die mit steigendem Zertifikatsvolumen später sinken können. Die Effizienz der **Einspeisungsregelung** ist geringer, da kein Wettbewerb zwischen den verschiedenen Erzeugungstechnologien vorhanden ist.

Marktkonformität/Wettbewerbsneutrale Finanzierung

Die Marktkonformität ist bei der **Steuer** als genuin marktwirtschaftlichem Instrument gegeben. Die **Quotenregelung** geht mit der Einführung von Zertifikatsmärkten ebenfalls konform mit Marktprinzipien. Bei der **Einspeisungsregelung** kann den potenziell wettbewerbsverzerrenden regionalen Unterschieden durch einen nationalen Ausgleichsmechanismus Rechnung getragen werden. Sowohl bei der Einspeisung als auch bei der Quote besteht ein Anreiz für Lieferanten zur Überwälzung der Kosten auf Nachfrager mit geringer Preiselastizität.

Umsetzbarkeit

Mit der **Stromsteuer** und der **Einspeisungsregelung** sind zwei der untersuchten Instrumente bereits umgesetzt worden (mittels StromStG und EEG), die Umsetzbarkeit ist also offensichtlich gegeben. Die ursprünglich vorgesehene Steuerbefreiung für regenerativ erzeugten Strom wurde jedoch auf Grund von Bedenken hinsichtlich der Konformität mit EU-Recht zunächst fallengelassen.

Das **EEG** mit seinen definierten Einspeisungstarifen impliziert dabei ein hohes Maß an Planungssicherheit für Investoren. Allerdings bestehen hier Bedenken bezüglich der **Kompatibilität mit EU-Recht**. Da aus dem EU-Ausland importierter Regenerativstrom nicht in den Genuss der erhöhten Einspeisungsvergütungen kommt, kann eine **Beeinträchtigung des freien Handels im Binnenmarkt** unterstellt werden, solange im Ausland keine vergleichbaren Regelungen getroffen werden.

Bei der **Quotenregelung** ist die Implementierbarkeit ebenfalls unproblematisch, und mit der Zulassung ausländischer Zertifikate wäre sie vermutlich binnenmarktkonform ausgestaltbar. Um Wettbewerbsverzerrungen im EU-weiten

Handel mit Regenerativstrom zu vermeiden, müssen aber auch bei der Quotenregelung die flankierenden Förderbedingungen für regenerative Stromerzeugung harmonisiert werden.

Ebenso wird zurzeit auf EU-Ebene geprüft, **ob die Einspeisungsregelung eine staatliche Beihilfe** darstellt. Staatliche Beihilfen müssen bei der EU notifiziert werden und degressiv sowie zeitlich befristet sein. Der Ausgang des Verfahrens ist gegenwärtig noch offen.^{24,25} Allerdings verwendet die EU-Kommission eine sehr weite Definition von staatlichen Beihilfen, unter die sowohl eine Steuerbefreiung für regenerativ erzeugten Strom als auch eine erhöhte Einspeisevergütung und vermutlich auch eine Quotenregelung fallen würden.²⁶

Flexibilität

Flexibilität ist bei der Steuer eingeschränkt gegeben. So ist eine dynamische Anpassung der Steuersätze an veränderte Rahmenbedingungen möglich, eine Differenzierung der Steuersätze, z.B. regional oder nach Technologien, hingegen problematisch. Dies ist bei der Einspeisungsregelung durch nach Technologien differenzierte Einspeisungsvergütungen möglich und auch so im EEG umgesetzt. Die Quotenregelung kann über Wertigkeitsfaktoren (z.B. unter Berücksichtigung von Treibhausgasminderungspotenzialen) oder über nach Technologien differenzierte Teilquoten flexibel ausgestaltet werden.

24 Vor dem Europäischen Gerichtshof ist ein Verfahren anhängig, das sich mit dem StrEG von 1998 befasst (Aktenzeichen C-379/98). In seinem Schlussantrag vom 26.10.2000 vertritt der Generalanwalt die Auffassung, dass keine staatliche Beihilfe vorliegt, da die Einspeisevergütung nicht aus staatlichen Mitteln finanziert wird (EuGH 2000). In der Vergangenheit ist der Gerichtshof in seiner Rechtsprechung meist den Anträgen des Generalanwaltes gefolgt.

25 Nach Redaktionsschluss hat der EuGH am 13.03.2001 das Urteil zu o.g. Verfahren gefällt. Danach ist das StrEG von 1998 weder eine staatliche Beihilfe noch verstößt es gegen die innergemeinschaftliche Warenverkehrsfreiheit.

26 Seit 1.1.2001 gilt ein neuer Gemeinschaftsrahmen für Umweltbeihilfen, in dem Kriterien für die Vereinbarkeit von Investitions- und Betriebsbeihilfen für Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien mit EU-Recht festgelegt sind.

8. Instrumentenbündel/Wechselwirkung zwischen Instrumenten

Instrumentenbündel zur Förderung regenerativer Stromerzeugung sind Kombinationen von Förderinstrumenten, mit denen ein gegebenes Ziel - oder mehrere Ziele - bestmöglich erreicht werden sollen. Als Ziele können Klimagasreduktionen, eine Steigerung des Anteils regenerativer Stromerzeugung, aber auch z.B. Technologieförderung, Exportförderung oder Mittelstandsförderung in Betracht kommen. Die Bündelung von Instrumenten kann erforderlich sein, wenn ein Instrument alleine auch nach einer möglichen Modifikation das gegebene Ziel - oder die gegebenen, unter Umständen konträren Ziele - nicht, nur partiell oder nur ineffizient erreichen kann.

In der energiepolitischen Praxis werden oft eine Vielzahl von Instrumenten sowohl hoheitlicher als auch freiwilliger Natur zu Instrumentenbündeln kombiniert, um ein gegebenes Zielspektrum abzudecken. Daher ist es von hoher Bedeutung, sich über die Wechselwirkungen der einzelnen Instrumente eines Bündels untereinander im Klaren zu sein. Darunter sind insbesondere positive Kombinationswirkungen, Verstärkungseffekte und Synergien, aber auch gegenseitige Wirkungshemmung, Neutralisierung oder kontraproduktive Nebeneffekte zu verstehen.

Aussagen darüber, wie zwei oder mehr Instrumente in einem Bündel als Ganzes wirken, sind jedoch zurzeit nur sehr eingeschränkt möglich. Dies liegt daran, dass die genannten Wechselwirkungen bislang kaum systematisch untersucht worden sind.

Exemplarisch wird die Problematik hier anhand der Wechselwirkungen zwischen dem EEG mit seinem Produzenten-zentrierten Ansatz und "Grünen Angeboten", die auf der Nachfrageseite beim Endkunden ansetzen, umrissen. Analoge Fragestellungen ergeben sich, wenn man die Stromsteuer oder die Mengenregelung nach dem Quotenmodell auf ihre Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten untersucht.

Es ist insbesondere die Frage zu stellen, ob die Einspeisevergütung nach dem EEG bereits zu einer Deckung der Stromgestehungskosten ausreicht. In diesem Fall wäre bei gleichzeitigen Erlösen aus Grünen Angeboten eine unerwünschte Doppelförderung gegeben. Es würde in diesem Fall durch die Abnehmer von Grünem Strom kein zusätzlicher positiver Umwelteffekt ausgelöst, was die Akzeptanz der Grünen Angebote bei den Kunden massiv untergraben würde.

Diese Frage der Abgrenzung von Grünen Angeboten vom EEG spielt auch bei der aktuellen Diskussion um die **Zertifizierung** von Grünem Strom eine wichtige Rolle (Öko-Institut 1999; TAZ 26.10.2000). Hier geht es vor allem darum sicherzustellen, dass durch Grüne Angebote nicht bloß Strom aus dem EEG "herausgekauft", sondern ein zusätzlicher Umwelteffekt erzielt wird, indem mit dem Grünen Angebot Anlagen gefördert werden, für die trotz der hohen Vergütungssätze des EEG noch ein paar Pfennige pro kWh zur Rentabilität fehlen. Der Vergütungspflicht nach dem EEG soll also Vorrang eingeräumt werden vor den freiwilligen Beiträgen der Öko-Stromkunden. Begründet wird dies mit dem Verursacherprinzip bzw. mit der gesamtgesellschaftlichen Verantwortung für eine umweltfreundliche Stromerzeugung.

Eine wichtige Frage ist auch, welchen Einfluss die unterschiedliche Förderhöhe verschiedener Anlagentypen nach dem EEG auf die Technologiezusammensetzung Grüner Angebote besitzt. Schließlich wäre zu untersuchen, ob die durch das EEG verursachten Mehrkosten auf Seiten der Verbraucher zu einer sinkenden Bereitschaft führen, Grüne Angebote zu beziehen.

9. Untersuchungsbedarf

Auf der Grundlage der Analyse von energiepolitischen Strategien, Maßnahmen und Instrumenten zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen, sowie vor dem Hintergrund des Zieles, den Anteil regenerativen Stromes bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln, wird folgender Untersuchungsbedarf gesehen:

Einfluss der europäischen Integration und der Liberalisierung der Energiemärkte auf die Handlungsmöglichkeiten des nationalen Gesetzgebers in der Energiepolitik

In den letzten Jahren sind durch die Europäische Union zahlreiche Regelwerke in Kraft gesetzt worden, die erheblichen Einfluss auf die Energiepolitik der EU als Ganzes und auch der Mitgliedsstaaten haben. Ein wesentlicher Impuls für die Umgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist von den Binnenmarktrichtlinien ausgegangen, die primär auf eine Liberalisierung im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger (Strom, Gas) ausgerichtet sind und in Deutschland u.a. eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes not-

wendig gemacht haben. In der Tendenz zeichnet sich ab, dass die durch die Union eingeführten, im Entwurf vorliegenden²⁷ oder angestrebten Regelwerke²⁸ zu einer **Verlagerung von energiepolitischen Gestaltungsmöglichkeiten von den nationalen Gremien zu den europäischen Institutionen** und zu einer **Einschränkung der Handlungsmöglichkeiten des nationalen Gesetzgebers** geführt haben bzw. führen werden. Festzustellen ist zudem, dass zunehmend Unsicherheiten darüber entstehen, welche nationalen energiepolitischen Vorhaben mit europäischen Vorhaben und Intentionen konform gehen und welche möglicherweise im Widerspruch dazu stehen.

Darum erscheint es notwendig zu analysieren, welche der **Instrumente, Maßnahmen und Strategien**

- allein durch nationale Gremien, insbesondere durch das Parlament, umgesetzt werden können;
- intensive Mitwirkung der nationalen Politik bei der Ausgestaltung der Gesetzgebung auf europäischer Ebene notwendig machen;
- europäische Regelungen berühren und in ihrer Konformität damit umstritten sind.

Wechselwirkungen zwischen umweltpolitischen Instrumenten zur Förderung der Nutzung und der Integration regenerativer Energieträger in den liberalisierten Strommarkt

Eine wesentliche Aufgabe der Energiepolitik ist es, zur Erreichung der politisch definierten Zielsetzungen effektive und angemessene Instrumentenbündel zu komponieren und zu implementieren. Hierbei werden sowohl hoheitliche als auch freiwillige Instrumente eingesetzt. Neben dem Stromsteuergesetz und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, die kürzlich in Kraft getreten sind, werden ergänzend oder alternativ auch andere Ansätze diskutiert. Darunter befinden sich Ausschreibungsmodelle, "Grüne Angebote" oder Quotenregelungen zur Erreichung branchenweiter Mengenziele in Verbindung mit einem Zertifikatehandel.

27 Zum Beispiel die Richtlinie zur "Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen" (KOM(97) 30 endg.) oder die Richtlinie zur "Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt" (KOM(2000) 279 endg.)

28 Zum Beispiel im "Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union" (KOM(2000) 87 endg.)

Die verschiedenen Instrumente müssen sich im Hinblick auf ihre Förderwirkung sinnvoll ergänzen. Die **Identifikation und Analyse der Wechselwirkungen zwischen diesen Instrumenten** und der "**Kombinationswirkungen**" **von Instrumentenbündeln** ist daher eine wichtige Aufgabe. Dabei geht es z.B. um die Fragen, wie die "**Technologiezusammensetzung**" regenerativer Stromerzeugung beeinflusst wird, inwieweit eine **Doppelförderung** besteht, oder ob Anreize zu einer verstärkten **Ausschöpfung technischer und wirtschaftlicher Effizienzsteigerungspotenziale** bestehen. Zu untersuchen ist in diesem Zusammenhang auch, wie eine **Zertifizierung** mit dem Ziel der Erhöhung des Marktanteils von Angeboten, die zu einer Umweltentlastung führen, zu gestalten wäre.

VIII. Prioritärer Untersuchungsbedarf

Aus dem in dieser Studie herausgearbeiteten Spektrum untersuchungsbedürftiger Fragestellungen verdienen nach Einschätzung des TAB eine Reihe von Themen besondere Aufmerksamkeit, da sie einerseits für die Realisierung des Zieles einer nachhaltigen Energieversorgung zentrale Bedeutung besitzen, andererseits erhebliche Forschungslücken in diesen Feldern zu konstatieren sind. Prioritärer Untersuchungsbedarf wird auf folgenden Feldern gesehen:

- Querschnittsaspekte für Energieeinsparung
- strukturelle Veränderungen im Energiesektor: technisch-wirtschaftliche Fragestellungen
- "neue" regenerative Technologien
- Rahmenbedingungen und Instrumente

Die Reihenfolge der Nennung bezieht sich auf die Kapitelabfolge in diesem Bericht und soll keine zusätzliche Wertung enthalten.

Querschnittsaspekte für Energieeinsparung

Die wachsende Internet Economy und ihre Auswirkungen auf den Energieverbrauch

E-Commerce und die **Internet Economy** insgesamt erleben derzeit ein explosives Wachstum. Die Auswirkungen auf Lebens- und Arbeitsweisen werden tiefgreifend sein. Politik und Wirtschaft sehen sich vor große strategische Herausforderungen gestellt.

Vielfach wird die Auffassung vertreten, dass die Internet Economy per Saldo große Effizienzgewinne und damit erhebliche Reduktionen bei Energieverbrauch und Umweltbelastung in vielen Bereichen und Wirtschaftssektoren ermöglichen wird. Diese Auffassung ist aber nicht unumstritten, insbesondere weil eine Reihe von indirekten und "rebound"-Effekten existieren, die gegenwärtig noch nicht hinreichend verstanden werden. Es erscheint daher notwendig, **die mit der sich ausbreitenden Internet Economy potenziell verbundenen Effizienzgewinne und Energieeinsparungen in ausgewählten Bereichen näher zu analysieren.**

Motivations- und Entscheidungsforschung

Jüngere Erkenntnisse der Motivations- und Entscheidungsanalysen zeigen, dass die konventionellen Konzepte der energiewirtschaftlichen Forschung zu den Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten zu mechanistisch sind und **wichtige individual- und sozialpsychologische Faktoren (Motivation, Sozialprestige, Bequemlichkeit, Unternehmenskulturen, Verwaltungsabläufe) nicht hinreichend berücksichtigt** werden. Diese Forschungsrichtungen müssten daher stärker genutzt und speziell für die Belange einer Stromspar-Strategie bzw. einer kombinierten Effizienz/Suffizienz-Strategie angewandt werden.

Strukturelle Veränderungen im Energiesektor: Technisch-wirtschaftliche Fragestellungen

Technische Fragestellungen und FuE-Erfordernisse bei einer verstärkten Netzintegration von Elektrizität aus regenerativen, insbesondere dargebotsabhängigen Energieträgern und bei der Einführung neuer Versorgungsstrukturen

Die heutige Struktur des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems ist über einen langen Zeitraum gewachsen, wobei die Entwicklung sowohl durch wirtschaftliche und technische Optimierungen wie auch durch energiepolitische Vorgaben geprägt ist. Wichtige Parameter des Erzeugungssystems (z.B. seine Zuverlässigkeit) hängen u.a. von den stochastischen Eigenschaften aller Erzeugungsanlagen und deren Korrelation untereinander, von der geographischen Verteilung der Anlagen sowie von den Eigenschaften der elektrischen Last ab. Die durch komplexe Veränderungen der Erzeugungsstruktur, etwa durch eine deutliche Erhöhung des Anteils dargebotsabhängiger Energieträger an der Stromerzeugung oder durch eine Verlagerung nennenswerter Anteile der Stromeinspeisung aus der Übertragungs- in die Verteilungsebene, entstehenden Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung können nicht durch pauschale Betrachtungen im Vorhinein bestimmt werden.

Die Frage, welche Konsequenzen große, vergleichsweise kurzfristige Änderungen der Erzeugungsstruktur auf die technische Funktionsfähigkeit und die Qualität der Elektrizitätsversorgung haben werden, wurde bislang nur in Ansätzen diskutiert. Darum erscheint es notwendig, **unternehmensübergreifende Untersuchungen zur Versorgungszuverlässigkeit für realistische Entwicklungsszenarien der Erzeugungsstruktur durchzuführen, in die neue Erkenntnisse**

und Methoden zur Verbesserung der Einsatzbedingungen regenerativer Erzeugungsanlagen, etwa verbesserte Prognosemodelle und Möglichkeiten der zentralen Leistungs-Überwachung, einfließen sollten. Zudem ist zu untersuchen, welche technischen Lösungen für eventuell entstehende Probleme bereits zur Verfügung stehen bzw. noch zu entwickeln sind und welcher **wirtschaftliche Mehraufwand** mit ihrer Einführung verbunden wäre.

Strategische Auswirkungen der Begrenztheit von fossilen Ressourcen im Zusammenhang mit einer Nutzungskonkurrenz beim Primärenergieträger Erdgas

Über den Zeithorizont kommender Strukturbrüche bei der Versorgung mit fossilen Energieträgern wird intensiv diskutiert. Die hier deutlich variierenden Aussagen sind u.a. auf das Zustandekommen und die Interpretation der Ressourcen- und Reservenstatistiken zurückzuführen. Dabei wird bezüglich der Verfügbarkeit von Erdgas von mehreren Jahrzehnten ausgegangen. Auch bei konstantem Erdgasverbrauch werden sich in dieser Zeit im europäischen Erdgasmarkt voraussichtlich die Lieferabhängigkeiten verändern (z.B. zunehmende Abhängigkeit von russischem Erdgas). Tatsächlich ist jedoch von einer **signifikanten Zunahme des Verbrauches an Erdgas** auszugehen. Seit Beginn der Liberalisierung der europäischen Strommärkte ist Erdgas zunehmend der Energieträger der Wahl beim Zubau konventioneller Anlagen in der stationären Stromversorgung und wird auch für Erdgasfahrzeuge eingesetzt. Zudem würde auch für eine wichtige alternative Technologie, die Brennstoffzelle, der benötigte Wasserstoff vorerst aus fossilen Energieträgern gewonnen werden müssen. Sofern die Brennstoffzellen-Technologie verstärkt im Markt präsent sein würde, wäre also zumindest kurz- und mittelfristig auch hier von einem verstärkten Einsatz von Erdgas auszugehen.

Angesichts dieser Nutzungskonkurrenz verschiedener Marktsegmente erscheint es notwendig zu untersuchen, **ob sich aus nationaler Sicht, in Abhängigkeit von der Preis- und Förderpolitik der Förderländer, schwerwiegende und folgenreiche Engpässe bei der Erdgasversorgung ergeben könnten.**

Mögliche Auswirkungen der Förderung von nicht-konventionellem Erdgas in Form von Methanhydraten

Methanhydrate (eine Anlagerungsverbindung aus Methan und Wasser) kommen vor allem offshore vor den Küsten der Kontinente und auf dem Festland in Permafrostregionen vor. Diese Ressourcen betragen ein Vielfaches der bekannten

konventionellen Erdgasvorkommen. Es stehen jedoch derzeit keine marktfähigen Techniken zur Förderung von Methanhydraten zur Verfügung.

Wegen des gewaltigen Potenzials und der erwartbaren Auswirkungen sollte untersucht werden, **welche Konsequenzen eine weitreichende Förderung von Methanhydraten etwa auf veränderte Konstellationen von Sedimenten an Kontinentalplatten, auf Ökosysteme mit Permafrostboden oder auf das Klima durch eine eventuelle zusätzliche Freisetzung von Methan (als Treibhausgas) haben würde.**

"Neue" regenerative Technologien

Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland

Vorliegende Energie-Szenarien dürften aus heutiger Sicht den wahrscheinlichen zukünftigen Beitrag der Windenergie eher unterschätzen. Als ein Grund hierfür wird angegeben, dass entsprechende Prognosen noch keine Beiträge von Offshore-Anlagen enthalten. Sollten Offshore-Potenziale (und Wind-Importpotenziale) erschlossen werden, sind etwa 40-50 TWh/a Windstromerzeugung im Jahre 2020 nicht unwahrscheinlich. Man wird davon ausgehen können, dass die gesetzliche Förderung der Nutzung von Windkraft zu einem Zubau von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich an Nord- und Ostsee führen wird.

In Anbetracht der gesellschaftlichen Verantwortung für die wertvollen Küsten-Ökosysteme **erscheint eine Untersuchung der technischen Probleme und möglichen ökologischen Folgen eines umfangreichen Zubaus von Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland als dringend erforderlich.**

Technische Potenziale, ökonomische Bedingungen und ökologische Folgen des Hot-Dry-Rock-(HDR-)Verfahrens zur Stromerzeugung

Mit Hilfe des sog. Hot-Dry-Rock-(HDR-)Verfahrens sollen in Zukunft geologische Wärmequellen in bis zu 7.000 m Tiefe erschlossen werden. Damit würde man auch in Deutschland an vielen Stellen, vor allem auf der Schwäbischen Alb und im Oberrheingraben, relativ gute Bedingungen für eine geothermische Stromerzeugung vorfinden. Der geothermischen Stromerzeugung wird im Rahmen einer zu forcierenden REG-Zubaustrategie vor allem auch deshalb besondere Bedeutung beigemessen, weil diese heimische Energiequelle in der Lage wäre, kontinuierlich Strom zu liefern ("Regenerative Grundlastkraftwerke").

Hier ist allerdings noch besonderer Entwicklungsbedarf vorhanden. Beim HDR-Verfahren werden in Deutschland Stromgestehungskosten von 15-20 Pf/kWh erwartet. Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wären nach diesem Verfahren arbeitende Anlagen wirtschaftlich betreibbar. Mit dem Bau solcher Anlagen kann daher gerechnet werden.

Angesichts der potenziellen umwelt- und energiepolitischen Bedeutung dieser Technologie und der noch bestehenden Unsicherheiten vor allem über deren technische Potenziale, ökonomische Chancen und ökologische Folgen sollten vor allem folgende Punkte näher analysiert werden:

- die **technischen Potenziale** dieser Technologie vor allem in Deutschland,
- die bisherigen **Ergebnisse laufender Machbarkeitsstudien und Pilotprojekte**,
- die mögliche **zukünftige Rolle der HDR-Technologie in einer REG-Zubaustrategie** (unter Berücksichtigung der zeitlichen Angebotsstruktur),
- die **ökonomischen Bedingungen und Aussichten** der HDR-Technologie in Deutschland (Kosten; ökonomische Ausbaupotenziale; Exportpotenziale),
- mögliche **Spin-off-Effekte**,
- mögliche **ökologische Folgen** des Einsatzes dieser Technologie.

Rahmenbedingungen und Instrumente

Einfluss der europäischen Integration und der Liberalisierung der Energiemärkte auf die Handlungsmöglichkeiten des nationalen Gesetzgebers in der Energiepolitik

In den letzten Jahren sind durch die Europäische Union zahlreiche Regelwerke in Kraft gesetzt worden, die erheblichen Einfluss auf die Energiepolitik der EU als Ganzes und auch auf die der Mitgliederstaaten haben. Ein wesentlicher Impuls für die Umgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist von der Binnenmarktrichtlinie ausgegangen, die primär auf einen stärkeren Wettbewerb und eine Liberalisierung im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger (Strom, Gas) ausgerichtet ist und in Deutschland u.a. eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes notwendig machte.

In der Tendenz zeichnet sich ab, dass die durch die Europäische Union eingeführten, im Entwurf vorliegenden oder angestrebten Regelwerke zu einer **Verlagerung von energiepolitischen Gestaltungsmöglichkeiten von den nationalen Gremien zu den europäischen Institutionen** und zu einer **Ein-**

schränkung der Handlungsmöglichkeiten des nationalen Gesetzgebers geführt haben bzw. führen werden. Festzustellen ist zudem, dass zunehmend Unsicherheiten darüber entstehen, welche nationalen energiepolitischen Vorhaben mit europäischen Vorhaben und Intentionen konform gehen und welche möglicherweise im Widerspruch dazu stehen.

Darum erscheint es notwendig zu analysieren, welche **der Instrumente, Maßnahmen und Strategien**, die derzeit insbesondere im Zusammenhang mit dem Ziel einer nachhaltigeren Energieversorgung diskutiert werden,

- allein durch nationale Gremien, insbesondere durch das Parlament, umgesetzt werden können;
- intensive Mitwirkung der nationalen Politik bei der Ausgestaltung der Regelsetzung auf europäischer Ebene notwendig machen;
- europäische Regelungen berühren und in ihrer Konformität damit umstritten sind.

Wechselwirkungen zwischen verschiedenen umweltpolitischen Instrumenten zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt

Die angestrebte wesentliche Erhöhung des Marktanteils von Strom aus erneuerbaren Energieträgern erfordert den Einsatz sowohl "**hoheitlicher**" als auch "**freiwilliger**" Förderinstrumente. Neben dem kürzlich in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetz gibt es weitere Ansätze wie etwa "Grüne Tarife" von Energieversorgungsunternehmen (Mischung aus regenerativem und KWK-Strom), Ausschreibungsmodelle oder "Grüne Angebote" spezieller Ökostromanbieter. Darüber hinaus sind in Verbindung mit einem Zertifikatehandel zur Erreichung branchenweiter Mengenziele Mengenregelungen in der Diskussion.

Die verschiedenen Instrumente müssen sich im Hinblick auf die gewünschte Förderwirkung sinnvoll ergänzen. Die **Identifikation und Analyse der Wechselwirkungen zwischen diesen Instrumenten** und der "**Kombinationswirkungen**" von **Instrumentenbündeln** ist daher eine wichtige Aufgabe. Dabei geht es z.B. um die Frage, wie die "**Technologiezusammensetzung**" regenerativer Stromerzeugung beeinflusst wird, oder um die Möglichkeit einer verstärkten **Ausschöpfung technischer und wirtschaftlicher Effizienzsteigerungspotenziale**. Zu untersuchen ist in diesem Zusammenhang auch, wie eine **Zertifizierung** mit dem Ziel der Erhöhung des Marktanteils von Angeboten, die zu einer Umweltentlastung führen, zu gestalten wäre.

Literatur

1. In Auftrag gegebene Gutachten

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1999a): Begrenztheit von Ressourcen fossiler Energieträger (Autoren: Barthel, F., Ehrhardt, R., Eickhoff, G., Hiller, K., Kelter, D., Rempel, H.). Hannover

CONSENTEC (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH) (2000): Mögliche technische Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung auf die Elektrizitätsversorgung in Deutschland (Autoren: Fritz, W., Linke, Chr.). Aachen

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik) (2000): Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger (Autoren: Nitsch, J., Trieb, F.). Stuttgart

EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) (2000a): Integration regenerativer Energieträger in den liberalisierten Strommarkt (Autor: Drillisch, J.). Köln

EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) (2000b): Erneuerbare-Energien-Gesetz und Quotenregelung als Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung (Autor: Drillisch, J.). Köln

IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart) (2000): Aufarbeitung und vergleichende Analyse bereits vorliegender Studien zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie. Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestages (Bearbeiter: Fahl, U., Zafiriou, A., Voß, A.). Stuttgart

IIP (Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Universität Karlsruhe (TH)) (1999): Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt (Autoren: Rentz, O., Wietschel, M., Enzensberger, N., Dreher, M.). Karlsruhe

IIP (Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Universität Karlsruhe (TH)) (2000): Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt - Ergänzungsgutachten (Autoren: Rentz, O., Wietschel, M., Enzensberger, N., Dreher, M.). Karlsruhe

ISSET (Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., GH Kassel) (2000): Elektrische Energieversorgung mit hohem Anteil dezentraler und regenerativer Stromerzeugung (Autoren: Ensslin, C., Hoppe-Kilpper, M.). Kassel

ISI (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) (1999): Analyse vorliegender Arbeiten zu Potenzialen und Strategien der Einsparung elektrischer Energie in Deutschland (Autoren: Jochem, E., Bradke, H., Mannsbart, W.). Karlsruhe

LBST (LB-Systemtechnik GmbH) (2000): Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und mögliche Versorgungseingpässe aus Europäischer Perspektive (Autoren: Schindler, J., Zittel, W.). Ottobrunn

2. Weitere Literatur

ALTNER, G., DÜRR, H.P., MICHELSEN, G., NITSCH, J. (1995): Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen. Bonn

BALLY, A. (1998): In the next 50 years we will find lots of more oil and gas. In: Explorer for American Association of Petroleum Geologist (AAPG), May 1998

BENNOUNA, A. (1999): Perspektiven der Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie in Marokko. In: Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G. (Hg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. AFES-PRESS Report Nr. 67

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1995): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1995. Hannover

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1999b): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998. Hannover

BINE (1998): Regenerative Energien in Deutschland. In: BINE-Projekt Info-Service Nr. 5, Bonn

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) (1994): Energieeinsparung und regenerative Energien. In: BMWi-Dokumentation Nr. 361, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn

BÖHRINGER, C., HOFFMANN, T., VÖGELE, S. (1999): Zu den Kosten eines Kernenergieausstiegs in Deutschland. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH, Mannheim

BRÖSAMLE, H. (1999): Solarthermische Kraftwerke - Standortlokalisierung und Potenzialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS. Dissertation, Universität Vechta und DLR Stuttgart

BROWN, R.L., CLARY, R. (1997): Word economic growth pushing LNG use. In: Oil & Gas Journal, Ausgabe 02. Juni, S. 60-65

BUND DER ENERGIEVERBRAUCHER (1999): Energie-Depesche, Nr. 2, Juni 1999

CAMPBELL, C.J. (1996): The Status of World Oil Depletion at the end of 1995. In: Energy Exploration and Exploitation, 14, 1, p. 63-81, Multi-Science Publish Comp. Ltd. Brentwood

CAMPBELL, C.J., LAHERRERE, J.H. (1996): The world's oil supply 1930-2050, Studie von Petroconsultants.

- CAMPBELL, C.J. (1997): Depletion patterns show change due for production of conventional oil. *Oil & Gas Journal* 95(53), S. 33-37
- CAMPBELL, C.J. (1998): The coming oil crisis. Studie im Auftrag von Petroconsultants
- CAMPBELL, C.J. (2000): Persönliche Mitteilung von Campbell an LBST im August 1999 und März 2000
- CORNOT-GANDOLPHE, S., CEDIGAZ (1995): Changes in World Gas Reserves and Resources. In: *Energy Exploration and Exploitation* 13(1), S. 3-16
- DIENHART, H. (1999): Versorgungskonzept für Stuttgart ohne Atomstrom. Gutachten im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/DIE GRÜNEN im Stuttgarter Gemeinderat, Stuttgart
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (1995): Teilprojekt 3: Primärenergie; Fossile Energieträger und regenerative Energiequellen. In: Diekmann, J., et al.: Abschlussbericht zum Projekt IKARUS, Berlin
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik) (2001): Persönliche Mitteilung vom 15. März (Dr. Nitsch, Dr. Trieb). Stuttgart
- DREHER, M., HOFFMANN, T., WIETSCHER, M., RENTZ, O. (1999): Grüne Angebote in Deutschland im internationalen Vergleich. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* 3/99
- DWTM (Danish Wind Turbine Manufacturers, Danish Wind Statistics): <http://www.windpower.dk>. Stand: 1999
- EDWARDS, J.D. (1997): Crude Oil and Alternate Energy Production Forecasts for the Twenty-First Century: The End of the Hydrocarbon Era. In: *AAPG Bull* 81(8), S. 1292-1315
- EDWIN, K.W. (1996): Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten. Grundsatzstudie der RWTH Aachen
- ELLIOT, R.N. (1995): *Energy Efficiency in Electric Motor Systems*. ACEEE, Washington D. C.
- ENQUETE-KOMMISSION (Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages) (1990): *Energie und Klima (Band 1 bis 10)*. Bonn
- ENQUETE-KOMMISSION (Enquete-Kommission "Schutz des Menschen und der Umwelt" des Deutschen Bundestages) (Hg.) (1994): *Die Industriegesellschaft gestalten*. Bonn
- ENQUETE-KOMMISSION (Enquete-Kommission "Schutz des Menschen und der Umwelt" des Deutschen Bundestages) (Hg.) (1995): *Band 3 - Energie, Studienprogramm, Teilbände I und II, sowie: Materialienband Szenarienergebnisse. Integrierte Gesamtstrategien der Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen (2005/2020)*, Bonn

- EUGH (Europäischer Gerichtshof) (2000): Schlussanträge des Generalanwalts Francis G. Jacobs vom 26. Oktober 2000 Rechtssache C-379/98, PreussenElektra AG gegen Schleswig AG. <http://www.curia.eu.int>. Stand: 22. November 2000
- FAHL, U., BLESL, M., HERRMANN, D., KEMFERT, C., REMME, U., SPECHT, H., VOß, A. (1999): Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
- FAZ (2000): Windkraftwerke - und was ist mit dem Vogelschutz?. In: Ausgabe vom 25. September
- FISCHEDICK, M., LANGNIß, O., NITSCH, J. (2000): Nach dem Ausstieg: Zukunftskurs Erneuerbare Energien. Stuttgart/Leipzig
- GRUBB, M., MAYER, N. (1993): Wind energy resources - Systems and regional strategies. In: Johansson, T.B., Kelly, H. et al. (Hg.): Renewable energy sources for fuels and electricity. Washington
- GRÜNWALD, R., KNOLL, M., MCCULLOUGH, A., MARSH, G. (1999): Telematic Applications for Sustainable Energy Management. Berlin
- GRUPPE ENERGIE 2010 (1995): Zukünftige Energiepolitik. Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen (Autoren: Altner, G., Dürr, H.-P., Michelsen, G., Nitsch, J.). Bonn
- GRUPPE ENERGIE 2010 (1998): Zukünftige Energiepolitik Phase II - Handlungsprogramm (Autoren: Altner, G., Dürr, H.-P., Michelsen, G., Nitsch, J.). Bonn
- HARTMANN, H., STREHLER, A. (1995): Die Stellung der Biomasse - Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern. Bericht für das BML (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten), Münster
- HÄUSLER, M. (1999): Energietransport über Land und See mit Gleichstrom. In: Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G. (Hg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. AFES-PRESS Report Nr. 67
- HENNICKE, P., FISCHEDICK, M. (1998): Kurzfristiger Kernenergieausstieg und Klimaschutz - Anmerkungen und Hintergründe. Kurzstudie im Auftrag der Redaktion GLOBUS (Westdeutscher Rundfunk), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal
- HORN, M., ZIESING, H.-J. (1997): Ausstieg aus der Kernenergie: Wirtschaftliche Auswirkungen aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens. Studie im Auftrag der Hamburgischen Elektrizitätswerke AG, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin
- HOSTER, F. (1998): Impact of a nuclear phase-out in Germany: results from a simulation model of the European Power Systems. In: Energy Policy 26(6), S. 507 ff.
- IEA (International Energy Agency) (1999): Key World Energy Statistics. Paris

- ISSET (Institut für Solare Energietechnik, Universität Kassel) (1999):
http://reisi.iset.uni-kassel.de/reisi_de.html
- IVANHOE, L.F. (1995): Future world oil supplies: There is a finite limit. In: World Oil, Oktober 1995, S. 77-88
- JAKUBKE, H.D., JESCHKEIT, H. (Hg.) (1987): Brockhaus abc Chemie. Leipzig
- JOCHEM, E., LANDWEHR, M. (1997): Strategies to Promote Energy Efficient Motor Systems. Lisbon
- KALTSCHMITT, M., FISCHEDICK, M. (1995): Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund. Heidelberg
- KALTSCHMITT, M., WIESE, A. (Hg.) (1995): Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin u.a.O.
- KALTSCHMITT, M., WIESE, A. (1997): Regenerative Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 2. Auflage, Berlin/Heidelberg
- KEHSE, U. (2000): Mysterium am Meeresgrund. In: bild der wissenschaft, Heft 6, S. 12-17
- KHALIMOV (1993): Classification of oil reserves and resources in the former Soviet Union. In: AAPG bull 77/9, S. 1636
- KLAIB, H., STAIB, F. (Hg.) (1992): Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum. 2 Bände, Heidelberg/Berlin
- KLEEMANN, M., MELIB, M. (1993): Regenerative Energiequellen. Berlin u.a.O.
- KNÜPPEL, H. (1989): Umweltpolitische Instrumente: Analyse der Bewertungskriterien und Aspekte einer Bewertung. Baden-Baden
- LANGNIB, O., NITSCH, J., LUTHER, J., WIEMKEN, E. (1997): Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Studie von DLR Stuttgart und Fraunhofer Institut ISE Freiburg
- LBD-BERATUNGSGESELLSCHAFT MBH in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut e.V (1999): Gutachten über die Wirtschaftlichkeit der HEW-Kernkraftwerke. Gutachten im Auftrag der Umweltbehörde der Freien und Hansestadt Hamburg, Hamburg
- MACDONALD, G. (1990): The long-term impacts of increasing atmospheric carbon dioxide levels. In: MacDonald, G.: Methane as a future resource, Annual Review of Energy 15, Cambridge (Mass.), S. 53-83
- MARKARD, J. (1998): Green Pricing: Welchen Beitrag können freiwillige Zahlungen von Stromkunden zur Förderung regenerativer Energien leisten? Öko-Institut, Freiburg
- MARKEWITZ, P., MARTINSEN, D. (1999): Kernenergie und zielorientierte CO₂-Minderungsstrategie. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49(1/2), S. 60 ff.
- MEYER-ABICH, K.M., SCHEFOLD, E. (1986): Die Grenzen der Atomwirtschaft. Mit einer Einleitung von C.F. v. Weizsäcker, München
- NITSCH, J., LUTHER, J. (1990): Energieversorgung der Zukunft. Heidelberg/Berlin

- ODELL, P.R. (1997a): Mehr Öl als nötig. In: 50 Jahre Erdölinformationsdienst. Jubiläumsschrift EID, Hamburg, S. 20-28
- ODELL, P.R. (1997b): Oil reserves: much more than meets the eye. In: Petroleum Economist 64(11), London, S. 29-31
- ODIN (1999): Ministerium für Auswärtige Angelegenheiten Norwegens, Minifakten über Norwegen, 18. Energie. <http://odin.dep.no>
- ÖKO-INSTITUT (1996): Das Energiewende Szenario - Ausstieg aus der Atomenergie, Einstieg in Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung (Autoren: Fritsche, U.R., Cames, M., Loose, W., Lücking, G., Timpe, Ch.). Berlin
- ÖKO-INSTITUT (1999): Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für "Grünen Strom" (Autoren: Fritsche, U.R., Timpe, Ch., Matthes, F.C., Roos, W., Seifried, D.). Darmstadt
- ÖKO-INSTITUT (2000): Energiewende 2020 - Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft (Autoren: Matthes, F.Ch., Cames, M.). Berlin
- PFAFFENBERGER, W., GERDEY, H.-J. (1998): Zur Bedeutung der Kernenergie für die Volkswirtschaft und die Umwelt - Zur Abschätzung der Kosten eines Ausstiegs. Untersuchung im Auftrag der VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.), Bremer Energie-Institut, Bremen
- POETZSCH, S. (1998): Aspekte der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen. Diplomarbeit an der TU Berlin, Institut für Energietechnik
- PONTENAGEL, I. (1995): Das Potenzial erneuerbarer Energien in der Europäischen Union. Berlin
- PROGNOS (1998): Möglichkeiten der Marktanzreizförderung für erneuerbare Energien auf Bundesebene unter Berücksichtigung veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Studie im Auftrag des BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft), Bonn
- PROGNOS/EWI (Prognos AG/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) (1998): Trendskeizze - Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Basel
- PROGNOS/EWI (Prognos AG/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des BMWi. Berlin, Basel
- QUASCHNING, V. (1999): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Habilitationsschrift, TU Berlin
- RENN, O., ALBRECHT, G., KOTTE, U., PETERS, H.-P., STEGELMANN, H.-U. (1985): Sozialverträgliche Energiepolitik. München
- ROMM, J., ROSENFELD, A., HERRMANN, S. (1999): The Internet Economy and Global Warming. Veröffentlichung des Center for Energy and Climate Solutions. <http://www.cool-companies.com/ecom/index.cfm>. Version 1.0, Stand: 11/2000

RWI, IFO (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, ifo Institut für Wirtschaftsforschung e.V.) (1996): Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien (Autoren: Hillebrand, B., Wackerbauer, J., Behring, K., Karl, H.-D. et al.). In: Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, Heft 19, Essen

SCHADE, D., WEIMER-JEHLE, W. (1999): Kernenergieausstieg und Klimaschutz in Baden-Württemberg. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart

SCHAUMANN, P., LÄGE, E., RÜFFLER, W., MOLT, S., FAHL, U., DIEKMANN, J., ZIESING, H.-J. (1994): Integrierte Gesamtstrategien der Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen (2005/2020). Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Stuttgart, Berlin

SCHMITT, D. (1999): Kosten eines Kernenergieausstiegs in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49(1/2), S. 6 ff.

SCHOLLNBERGER, W. (1998): Gedanken über die Kohlenwasserstoffreserven der Erde. Wie lange können sie noch vorhalten? In: Zemann, J. (Hg.): Energievorräte und mineralische Rohstoffe: Wie lange noch? Österreichische Akademie der Wissenschaften. Schriftenreihe der Erdwissenschaftlichen Kommissionen Nr. 12, S. 75-126

SCHOLZ, L. (1980): Anforderungen an Energiepolitik und Energiewirtschaft aus internationaler und gesamtwirtschaftlicher Sicht. In: Ifo-Schnelldienst 17-18, S. 10 ff.

SCHÖN, M., WALZ, R., BLAZEJCZAK, J., EDLER, D. (1994): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Emissionsminderungsstrategien. Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Karlsruhe/Berlin

SELZER, H. (1990): Windenergie. Studie A.2.2a für die Enquete Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages in "Energie und Klima", Band 3 - Erneuerbare Energien, Bonn

SEMKE, S., MARKEWITZ, P. (1998): Kosten und Potenziale regenerativer Energien in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48(11), S. 713-717

SHELL (1994): Der internationale Handel mit Rohöl und Mineralölproduktion. In: Shell Briefing Service Nr. 2, Hamburg

SIGURDSSON, E. (1999): Power Production in Iceland - Possible Feeding into the European Power Market. In: Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G. (Hg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. AFES-PRESS Report Nr. 67

- STEIN, G., STROBEL, B. (Hg.) (1997): Politiksznarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Band 1: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 5, Jülich
- STEINBERGER-WILMS, R. (1993): Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen im Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze. Aachen
- TAZ (tageszeitung) (2000): Einigung bei Stromsiegeln. In: Nr. 6280, 26. Oktober, S. 8
- TENZER, H. (1999): Strom und Wärme aus der Tiefe - Auf dem Weg zu neuen Kraftwerken. Reutlinger Solartage
- UBA (Umweltbundesamt) (1999a): Jahresbericht 1998. Berlin
- UBA (Umweltbundesamt) (1999b): Klimaschutz durch Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten. UBA-Texte 5/99. Berlin
- VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (1999): Auswertung der Green Pricing-Umfrage. Frankfurt a.M.
- VDI (Hg.) (1994): VDI-GET Jahrbuch 1994. Düsseldorf
- VDI-NACHRICHTEN (1999): PC im "Schlafzustand" sollen nur noch halb soviel Strom fressen. In: Nr. 21, 28. Mai, S. 37
- VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.) (1998): Statistik der Energiewirtschaft. Essen
- VOIGTLÄNDER, P., GATTINGER, M. (1999): Potenziale der Wasserkraft. In: Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G. (Hg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, AFES-PRESS Report Nr. 67
- VOß, A., FRIEDRICH, R., KALTSCHMITT, M. (1986): Folgen eines Kernenergieverzichts. Eine kritische Analyse vorliegender Ausstiegsuntersuchungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 36(12), S. 925 ff.
- WEC (World Energy Council) (1995): Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond. Joint IIASA, Luxemburg/London
- WEIZSÄCKER, E.U. von, LOVINS, A.B., LOVINS, L.H. (1997): Faktor Vier. Doppelter Wohlstand - halbiertes Naturverbrauch. Bericht an den CLUB OF ROME. München
- WELLER, T. (1998): Green Pricing: kundenorientierte Angebote der Elektrizitätswirtschaft. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), S. 58-70
- WELSCH, H., HOSTER, F. (1994): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Emissionsminderungsstrategien. Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Energiewirtschaftliches Institut, Köln

WIESE, A., ALBIGER, J. (1994): Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg. Teilbericht 19: Windenergienutzung. Arbeitsbericht für die Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart

WIESNER, G. (1988): Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland - Vergleich von zehn aktuellen Studien. In: Ifo-Schnelldienst Nr. 8, S. 5 ff.

WIND (1999): Windstärke 10. Studie zum weltweiten Ausbau der Windenergie. European Wind Assoc., Forum for Energy and Development, Greenpeace International

WORLD ATLAS (1998): World Atlas and Industry Guide 1998-1999. In: International Journal on Hydropower & Dams, Sutton (UK)

Anhang

1. Ergänzende Informationen aus den Gutachten

- 1.1 Charakterisierung der ausgewählten Energieprojektionen
- 1.2 Wesentliche Rahmenbedingungen der ausgewählten Energieprojektionen
- 1.3 Zusammenstellung der Hemmnisse einer Ausschöpfung von REN-Potenzialen
- 1.4 Zusammenstellung von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln
- 1.5 Literaturoauswertung "technischer Potenziale" fester Reststoffe und Energiepflanzen sowie der anaeroben Behandlung feuchter Reststoffe
- 1.6 Einordnung Grüner Angebote in das Kriterienraster
- 1.7 Bewertung einer Besteuerung primärer und sekundärer Energieträger durch EWI
- 1.8 Bewertung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch das EWI
- 1.9 Bewertung einer Quotenregelung durch das EWI

Anhang 1.1: Charakterisierung der ausgewählten Energieprojektionen

<i>Studien</i>	<i>Jahr</i>	<i>Zeithorizonte</i>	<i>Annahmen zur Nutzung der Kernenergie</i>	<i>Hinweise und Besonderheiten</i>
1) Enquete-Kommission (EK) des 12. Deutschen Bundestages "Schutz der Erdatmosphäre" - Referenz-Szenario - Minderungsziel-Szenario R1 - Minderungsziel-Szenario R2	1995	1990-2020	weitere Nutzung " Ausstieg 2005	Energie- und CO ₂ -Reduktions-Szenarien und ihre quantitativen Wirkungen und Veränderungen (Strategien zur Minderung energiebedingter Treibhausgasemissionen)
2) Gruppe Energie 2010 - Referenz-Szenario - Zielwert I 2010 (ZI) - Zielwert II 2010 (ZII)	1995	1990-2010	unverändert Varianten Varianten	Zielwertbestimmungen; konsequente REN/REG-Strategie als Grundlage für Diskussion über Nutzung der Kernenergie
3) Öko-Institut - Referenz-Szenario - Energiewende-Szenario (EW)	1996	1992/95-2020	weitere Nutzung Ausstieg 2000	Analyse des sofortigen Atomausstiegs (Stromerzeugung; aus Gasen, KWK, REG und Kohlen), REN, REG, KWK-Förder., Energiesteuer etc., "Stromeinsparinfrastruktur", "Verkehrswende"
4) RWI/Ifo - Referenz-Szenario - IMA-Szenario - (daneben: Enquete-Szenario)	1996	1990-2010	weitere Nutzung (Leistungssteigerung) Ausstieg 2000	Austausch von Niederdruckturbinenläufern Enquete-Szenario: Schwerpunkt ist KWK
5) Stein/Strobel, Politikszenerarien I - ohne Maßn.-Szenario (OM) - mit Maßn.-Szenario (MM) - mit weiter. Maßn.-Szen.	1997	1990-2005	weitere Nutzung " "	Analyse der CO ₂ -Minderungspotenziale bis 2005, Empfehlungen für zusätzliche Maßnahmen
6) Prognos/EWI - Trends-kizze (T) - Energieprognose	1998 1999	1995-2020	Nutzung: 40 Jahre	Prognose der Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt

Quelle: ISI 1999 (modifiziert)

Anhang 1.2: Wesentliche Rahmenbedingungen der ausgewählten Energieprojektionen

Studien	Bevölkerung	BIP, Strom (%)/a	Energie- bzw. Strom- preise	CO ₂ - Reduktion	Sonderaspekte
1) Enquete-Kommission (EK) des 12. Dt. Bundestages "Schutz der Erdatmosphäre" - Referenz-Szenario - Minderungsziel-Szen. R1 - Minderungsziel-Szen. R2	2020: 79,1 Mio. (36,1 M. Haush.)	2005/90 siehe 1. 1.: 2,5 2.: 2,3	moderater Anstieg bis 2020, aber konstante Strompreise (Rückgang bis 2005), bei "Klimasteuer" würde in etwa 1. Str.: 0,6, 0,4, 0,3 wieder der frühere Stand bei 2. Str.: 0,5, 0,3, 0,2 Strom erreicht	2005/90 -8 % -22 % -22 %	Mengenvorgaben für die Nutzung von Kohle. Mode-rate Energiesteuer bei and. Reduktionsszenarien. R2: Ausstieg aus Kernenergie 2005
2) Gruppe Energie 2010 - Referenz-Szenario - Zielwert I 2010 (Z I) - Zielwert II 2010 (Z II)	2010: 80 Mio. siehe 1) EK	Siehe 1) EK Str.: 0,6, 0,4, 0,3	gemeinsame Analyseraster	-10 % -27 % -39 %	Energiesteuer (Diskurs). Ges. Mehrkosten (o. REG): 236 Mrd. DM 398 Mrd. DM
3) Öko-Institut - Referenz-Szen. (Prognos 95) - Energiewende-Szenario (EW)	2005 82,1	2020/1995: 2,2 , Str. 0,9 2,2, Strom: -0,9	jährl. Veränderung der realen Strompreise: Industrie, Haush-/Kleiniv.: + 0,4 %/a (beide Szenarien; vgl. Prognos 1995)	2020/90 -1 % -20 %	Keine Energiesteuer. Energiewende: sofortiger Ausstieg aus Kernenergie
4) RWI/Ifo - Referenz-Szenario - IMA-Szenario (daneben: Enquete-Szen.)	2000 83,3	2010 84,2 (41 M. Haush.)	Mineralöl- und Erdgassteuersätze real unverändert; Strompreise (Tarifabn.): Haush. 2010: 35Pf/kWh Kleiniv. 2010: 30Pf/kWh Ind. (Sond.): 10Pf/kWh	2010/1990: -7 %	Energiesteuer (IMA); Alle Maßnahmen: Gesamtkosten: 33,4 Mrd. DM (netto: 17,4 Mrd. DM)
5) Stein/Strobel, Politiksznarien - Ohne Maßnahmen-Szenario - Mit Maßnahmen-Szenario - Mit weit. Maßn.-Szen.	2000 Prognos (1995) 82,3 (Haush. 2005: 37,4 Mio.)	2005 Prognos (1995) Strom 1,0, 0,7, 0,1	Preise orientieren sich an Prognos (1995): Rohöl kein realer Anstieg Strom: ABL (Abn. bis 2010) NBL: 2000-2020 Realkonstanz	CO ₂ -Emissionen (en.bed. 90-05) -2,4 % -14,0 % -26,4 %	kein eigenes Energiesteuermodell; siehe hierzu RWI/Ifo
6) Prognos/EWI - Trendsckizze (1998) - Progn. 99: liegt nicht vor	2020/97:-1,6 %/a (2020: 80,8 M. , 39,1 M. Haush.)	2010/97: 2 Strom 0,8 2020/97: 1,9 Strom 0,7	Strompreis in Zukunft für Haushalte u. Industrie geringer	95/05 -0,6 % -11 %	Basis: Koalitionsvereinbarung, 2020: Strom ca. 30 % teurer (Abgaben)

Quelle: ISI 1999

Anhang 1.3: Zusammenstellung der Hemmnisse einer Ausschöpfung von REN-Potenzialen (aus: ISI 1999)

Für die einzelnen Zielgruppen und -bereiche:

1. Raumheizung und Warmwasser in allen Verbrauchsbereichen,
2. Prozesswärme in Industrie und Kleinverbrauch,
3. Elektrische Geräte in Haushalten,
4. Kraft und Licht in Industrie und Kleinverbrauch sowie
5. Straßenverkehr und übriger Verkehr

lassen sich Hemmnisse einer Ausschöpfung von REN-Technologien zuordnen (fette Schreibweise: hohe Bedeutung; Quellen: Altner et al. 1995 und Gruber 1993):

Energiepreise und Gestehungskosten

- geringes allgemeines Energiepreisniveau (**alle**)
- Unsicherheit über künftige Energiepreisentwicklung (1, 2)
- inkonsistentes System von Subventionen und Besteuerung (5)

Finanzierung

- keine angepassten Finanzierungsformen (z.T. 1, 2, 4)
- Investitionsprioritäten im Zusammenhang mit Energiekostenanteilen (2, 4)
- Forderung nach kurzen Amortisationszeiten, Pay-Back Gap (**1-4**)
- Finanzierungsengpässe, Kapitalmangel (**1, 2, 4**)
- unbekanntes wirtschaftliches Risiko für Investoren (2, 4)
- Investor-Nutz-Widerspruch (**1**)
- getrennte Investitions- und Betriebshaushalte in öff. Haushalten u.ä. (**1, 4**)
- Brennstoffkosten, Mietnebenkosten versus Kapitaldienst (**1**)

Informationsdefizite und Kenntnismängel

- ungenügende Kenntnisse der potenziellen Investoren über Einsatzmöglichkeiten, konkrete Einsatzbedingungen, Leistungsfähigkeit, Kosten, Risiken (**alle**)
- Unkenntnis über Förderungs- und Finanzierungsmöglichkeiten bei kleinen und mittleren Unternehmen, Kommunen und Privaten (1, 2, 4)

- wenig Erfahrungen/Kenntnisse: Hersteller/Installateure/Architekten (1, 2, 4)

Motivation

- mangelndes Bewusstsein hinsichtlich Energie- und Umweltfragen (1-5)
- unzureichende Berücksichtigung wirtschafts-, technologie-, beschäftigungs- und struktureller Vorteile (1-5)

Rechtliche Hemmnisse

- Energiewirtschaftsgesetz (2, evtl. 3, 4); ab 1998 neu
- Stromwirtschaftliche Zusammenarbeit, Verstromungsgesetz, (mengende-
gressive Tarife) (3, 4)
- Baurecht: keine Privilegierung im Außenbereich; Bebauungspläne (1, 4)
- Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (1, 2, 4)
- Handwerksordnung (1, 4)
- Schornsteinfegergesetz (1)

Organisation

- Organisation vieler unterschiedlicher Gewerke kompliziert (1, evtl. 2, 4)
- unzureichende Kompetenzen der für Energiefragen zuständigen Personen in Kommunen und Betrieben (1, 2, 4)

Anhang 1.4: Zusammenstellung von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln (Stein/Strobel 1997)

Im Folgenden werden die wichtigsten **Maßnahmen** und **Maßnahmenbündel** der beiden Szenarien ("Mit Maßnahmen", "Mit weiteren Maßnahmen") des FZ Jülich **für die Sektoren Industrie und Kleinverbraucher** zusammengestellt (jeweils bis Mitte 1996 realisiert oder vorgesehen/in Betracht gezogen):

- **Ordnungsrecht:** WärmeschutzVO, HeizungsanlagenVO, Novellierung der Kleinf FeuerungsanlagenVO; in Betracht gezogen: WärmenutzungsVO, ElektroanwendungenVO, Novellierung WärmeschutzVO betr. Industrie und Kleinverbraucher, Gebäudevermietungs- und VerkaufsVO, GrundsteuerVO
- **Preispolitik:** Steuerbegünstigung für KWK; in Betracht gezogen: Neuverhandlung der Verbändevereinbarung, Grüner Strom
- **Subventionen:** ERP-Einsparprogramm, Investitionsprogramm zur Verminderung der Umweltbelastungen, KfW-Umweltprogramm, DtA-Umweltprogramm, Umweltschutzbürgschafts-Programm; in Betracht gezogen: Förderung eines zweiten Kapitalmarkts, Verbesserung der Kreditprogramme ERP, DtA und KfW
- **FuE-Maßnahmen:** 4. Programm Energieforschung und -technologie, Umwelttechnik und neue physikalische Techniken, Bauforschungsprogramm; in Betracht gezogen: FuE in Energieforschung, Materialien, physikalische und chemische Technologien, Bauforschung
- **Informations-, Beratungs- und Fortbildungsmaßnahmen:** Förderung der Energiesparberatung in KMU, Förderung von Umweltschutz und Energieberatung in KMU, Orientierungsberatung, Verbesserung Aus- und Fortbildung (Architekten, Ingenieure, Techniker und Handwerker), Verbesserung der beruflichen Bildung; in Betracht gezogen: Information und Motivierung von Industrie und Kleinverbrauch, stärkere Normierung und Forcierung des EG-Umwelt-Audits, Energiekennzahlen für Gebäude, optimiertes Beratungsangebot mit Bundes-Energie-Agentur, bundesweites Impulsprogramm
- **Selbstverpflichtungsmaßnahmen:** Erklärung der deutschen Industrie, Erklärungen BGW, VKU, MWV; in Betracht gezogen: Erklärung des ZVEI und VDMA zu Elektroanwendungen, erweiterte Zielerklärungen (Ziel ab 1995) von BDI, BGW, VKU und MWV sowie VIK
- **Sonstige Maßnahmen:** Landes- und Städteaktivitäten; in Betracht gezogen: Förderung von Information über Contracting, intensivierete Landes- und

Städteaktivitäten, d.h. auch - soweit sinnvoll - die Substitution von Strom durch Erdgas sowie die Nutzung erneuerbarer Energien

Das "Mit weiteren Maßnahmen-Szenario" sieht auch ein **Maßnahmenbündel zur Reduktion der CO₂-Emissionen** vor. Darin enthalten sind z.B. neben der Novellierung der WärmeschutzVO die ElektroanwendungsVO, GebäudevermietungsVO, GrundsteuerVO, Angebot von Grünem Strom, neue Verbändevereinbarung (BDI, VDEW, VIK, VEA), verbesserte Kreditprogramme (ERP, DtA, KfW), gezieltes Fortbildungsprogramm, Initialberatungen und Informationen über Energieagenturen, Unterstützung zweiter Kapitalmarkt, Contracting-Förderung, verbesserte Ziele der Selbstverpflichtungen, verstärkte Forschung und Entwicklung, bewusste Beschaffungsprogramme von Großunternehmen, zusätzliche Länder- und Kommunalprogramme.

Anhang 1.5: Literaturlauswertung "technischer Potenziale" fester Reststoffe und Energiepflanzen sowie der anaeroben Behandlung feuchter Reststoffe (Zahlenwerte in PJ/a)

Quellen	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	gewählte Referenzwerte
Waldrestholz	124	142	142	128		120	74-128		120
Industrierestholz	18	40	67						
Bau-, Abbruch-Altholz, Sperrmüll, Landschaftspflege u.ä.	k.A.	59	4 (b)	110		50	55-74		100
Restholz, ges.	140	241	213	238	241	170	129-202	100-270	220
Reststroh (ca. 15-20% des Aufkommens)	70	104	108	k.A.	104	100	190-300	84-108	100
energetisch nutzbare feste Reststoffe, ges.	212	345	321	238	345	270	319-502	184-378	320
Energiepflanzen (d)									
- Fläche (Mio. ha)		4	2		4	1,5	2-5	2-4	
- Ertrag	30 (a)	840	380	k.A.	840	285	420-1050	430-840	285
energetisch nutzbare feste Biomasse, ges.	242	1185	701		1185	555	740-1550	614-1118	605
Anteil an PEV 1997 (%)	1,7	8,2	4,8		8,2	3,8	5,1-10,7	4,2-7,7	4,2
Tierhaltung (Landw. Biogas)	80	81				80		65-81	80
organischer Hausmüll, gewerbliche Abfälle, Grünschnitt u.ä.	k.A.	11			92	20 (c)		k.A.	10
Klärgas, ind. Abwasser	28	27			5	27		k.A.	25
Deponiegas (e)	22->5	16			15	22		k.A.	10
ges. energ. nutzbares Biogasaufkommen	130->113	135			112	149		65-81	125
Anteil an PEV 1997 (%)	0,9	0,9			0,8	1,0		0,4-0,6	0,9
Energetisch nutzbare Biomasse, ges.	372->355	1520			1297	704		679-1199	730
Anteil an PEV 1997 (%)	2,6	9,1			9,0	4,8		4,6-8,3	5,1

(1) DIW: IKARUS; Teilprojekt 3: Primärenergie - Fossile und erneuerbare Energien; Monographie des FZ Jülich, Band 15, 1995

(2) BMWi Dokumentation Nr. 361: Energieeinsparung und erneuerbare Energien, Bonn 1994

(3) Hartmann, H., Strehler, A.: Die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern aus ökologischer, ökonomischer und technischer Sicht. Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe", Landwirtschaftsverlag Münster 1995

(4) Wegener, G., Frühwald, A.: Das CO₂-Minderungspotenzial durch Holznutzung. Energiewirt. Tagesfragen 44 (1994), 7, S. 421-425

(5) Prognos: Möglichkeiten der Marktanreizförderung. Studie im Auftrag des BMWi, Bonn Dez. 1998

(6) Altner, G. et al.: Zukünftige Energiepolitik. Economica-Verlag Bonn 1995

(7) Wintzer, D. et al.: Technikfolgenabschätzung zum Thema Nachwachsende Rohstoffe. Schriftenreihe des BM für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, Landwirtschaftsverlag Münster 1993

(8) Semke, S., Markewitz, P.: Kosten und Potenziale in Deutschland. Energiewirt. Tagesfragen 48 (1998), Heft 11 (1998), S. 713-717 (siehe auch: BINE Projekt Info-Service Nr. 5/Sept. 1998)

(a) Potenzial für das Jahr 2020

(b) Altholz u.ä. nicht betrachtet

(c) aus Strom- und Wärmeerzeugung abgeleitet

(d) alternativ können Pflanzenöle oder Alkohole gewonnen werden; lt. (2) z.B. 92 PJ/a Ö oder 425 PJ/a Alkohol

(e) zeitlich begrenztes Potenzial (z.B. DIW: 22 PJ/a in 2005; 5 PJ/a in 2020)

Quelle: DLR 2000 (Bezug: unterer Heizwert)

Anhang 1.6: Einordnung Grüner Angebote in das Kriterienraster (Quelle: IIP 1999)

Klasse	Kriterium	Tarifmodelle		Beteiligungsmodelle	Spendenmodelle
		Low-Cost-Tarife	First-Class-Tarife		
Zielerreichung	Grad der Zielerreichung	Unsicher, da nachfrageabhängig. Mengemäßig bessere Resultate als Beteiligungs- und Spendenmodelle. Absoluter Förderungseffekt dennoch gering.	Unsicher, da nachfrageabhängig. Zeitverzögerung auch dadurch, dass oft zuerst die Anteile verkauft werden, bevor die betreffende Anlage errichtet wird.	Unsicher, da nachfrageabhängig. Absoluter Förderungseffekt ist gering.	Unsicher, da nachfrageabhängig. Absoluter Förderungseffekt ist gering.
	Geschwindigkeit der Zielerreichung	Unsicher, da nachfrageabhängig. Auch rückläufige Tendenzen in der Zukunft denkbar (da nicht notwendigerweise Neuanlagen errichtet werden).	Unsicher, da nachfrageabhängig. Zeitverzögerung auch dadurch, dass zuerst die Anteile verkauft werden, bevor die betreffende Anlage errichtet wird.	Unsicher, da nachfrageabhängig. Zeitverzögerung auch dadurch, dass zuerst die notwendigen Spendengelder eingeworben werden, bevor die betreffende Anlage errichtet wird.	Unsicher, da nachfrageabhängig. Zeitverzögerung auch dadurch, dass zuerst die notwendigen Spendengelder eingeworben werden, bevor die betreffende Anlage errichtet wird.
Effizienz	Statische Effizienz	Relativ gute statische Effizienz bei Low-Cost-Tarifen durch Fokussierung auf kostengünstige regenerative Energieerzeugungstechnologien. Effizienzsteigernder Wettbewerb zwischen den Anlagen/Anbietern hängt von der Markttransparenz ab (gegenwärtig noch gering). First-Class-Tarife s. Beteiligungsmodelle.	Relativ gute statische Effizienz bei Low-Cost-Tarifen durch Fokussierung auf kostengünstige regenerative Energieerzeugungstechnologien. Effizienzsteigernder Wettbewerb zwischen den Anlagen/Anbietern hängt von der Markttransparenz ab (gegenwärtig noch gering). First-Class-Tarife s. Beteiligungsmodelle.	Aufgrund der Fokussierung auf Photovoltaikanlagen geringe statische Effizienz (hohe Systemkosten).	Aufgrund der Fokussierung auf Photovoltaikanlagen geringe statische Effizienz (hohe Systemkosten).
	Dynamische Effizienz	Abhängig von Präferenzen und Preis-sensibilität der Kunden sowie der Markttransparenz. Gegenwärtig noch unklar.	Abhängig von Präferenzen und Preis-sensibilität der Kunden sowie der Markttransparenz. Gegenwärtig noch unklar.	Abhängig von Präferenzen und Preis-sensibilität der Kunden sowie der Markttransparenz. Gegenwärtig noch unklar.	Abhängig von Präferenzen und Preis-sensibilität der Kunden sowie der Markttransparenz. Gegenwärtig noch unklar.
	Transaktionskosten	Marketingmaßnahmen und Projektierungsaufwand bei den jeweiligen Unternehmen. Keine Kosten im öffentlichen Sektor.	Marketingmaßnahmen und Projektierungsaufwand bei den jeweiligen Unternehmen. Keine Kosten im öffentlichen Sektor.	Marketingmaßnahmen und Projektierungsaufwand bei den jeweiligen Unternehmen. Keine Kosten im öffentlichen Sektor.	Marketingmaßnahmen und Projektierungsaufwand bei den jeweiligen Unternehmen. Keine Kosten im öffentlichen Sektor.

Anhang 1.6: (Fortsetzung) Einordnung Grüner Angebote in das Kriterienraster

Klasse	Kriterium	Tarifmodelle		Beteiligungsmodelle	Spendenmodelle
		Low-Cost-Tarife	First-Class-Tarife		
Marktkonformität	Wettbewerbsneutralität	Wettbewerbsneutral, da der Erfolg der Unternehmen in erster Linie von unternehmensspezifischen Faktoren abhängt (Image, Glaubwürdigkeit, Transparenz des Angebots). Die Angebote sind zudem freiwillig, von einer möglichen Benachteiligung kann daher nicht gesprochen werden.		Wettbewerbsneutral, da der Erfolg der Unternehmen in erster Linie von unternehmensspezifischen Faktoren abhängt (Image, Glaubwürdigkeit, Transparenz des Angebots). Die Angebote sind zudem freiwillig, von einer möglichen Benachteiligung kann daher nicht gesprochen werden.	Wettbewerbsneutral, da der Erfolg der Unternehmen in erster Linie von unternehmensspezifischen Faktoren abhängt (Image, Glaubwürdigkeit, Transparenz des Angebots). Die Angebote sind zudem freiwillig, von einer möglichen Benachteiligung kann daher nicht gesprochen werden.
	Planungs- und Rechtssicherheit	Freiwillige Instrumente beeinflussen nicht den bestehenden Ordnungsrahmen. Tarifmodelle sind weitgehend unabhängig von regulativen Rahmenbedingungen.		Freiwillige Instrumente beeinflussen nicht den bestehenden Ordnungsrahmen. Die Kapitalrückflüsse von Projekten auf der Basis von Beteiligungsmo- delle hängen jedoch u.U. von bestehenden Rahmenbedingungen oder Instrumenten ab.	Freiwillige Instrumente beeinflussen nicht den bestehenden Ordnungsrahmen. Spendenmodelle sind weitgehend unabhängig von regulativen Rahmenbedingungen.
Umsetzbarkeit	Politische Implementierbarkeit	Nicht relevant (n.r.).		n.r.	n.r.
	Erfordernis von Über- gangsregelungen	Keine Notwendigkeit		Keine Notwendigkeit	Keine Notwendigkeit
	Regulierungsbedarf	Kein Regulierungsbedarf, Staat oder Verbände können die Entwicklung Grü- ner Angebote jedoch durch eine geeig- nete Zertifizierung unterstützen. Einheit- liche und anerkannte Zertifikate erhö- hen die Markttransparenz.		Kein Regulierungsbedarf	Kein Regulierungsbedarf
	Administrative Prakti- kabilität	n.r.		n.r.	n.r.

Anhang 1.6: (Fortsetzung) Einordnung Grüner Angebote in das Kriterienraster

Klasse	Kriterium	Tarifmodelle		Beteiligungsmodelle	Spendenmodelle
		Low-cost-Tarife	First-Class-Tarife		
Flexibilität	Spezifikationsmöglichkeiten	Beliebige Ausgestaltungsmöglichkeiten	Beliebige Ausgestaltungsmöglichkeiten	Beliebige Ausgestaltungsmöglichkeiten	Beliebige Ausgestaltungsmöglichkeiten
	Dynamische Anpassungsfähigkeit	Relativ hohe dynamische Flexibilität (unter Berücksichtigung der üblichen Vertragslaufzeiten von unter 1 Jahr).	Neuanlagen: Hoch, solange die Gesellschaftsverträge noch nicht unterschrieben sind. Laufende Projekte: Gering, da Investitionen im Vertrauen auf aktuelle Rahmenbedingungen getätigt werden. Kapital ist langfristig gebunden, die Finanzierungsbedingungen ebenfalls langfristig fixiert.	Neuanlagen: Hoch (siehe Beteiligungsmodelle). Bestehende Anlagen: Gering, jedoch nur bedingt problematisch, da diese Projekte nicht primär Kapitalrückflüsse als Zielgröße haben (Spendenprinzip).	
	Erweiterungsmöglichkeiten	Weitere Angebote wie "Grüne Wärme" lassen sich in das Konzept integrieren. Im Falle eines Zertifikatehandels für Grünen Strom ist eine Anbindung an einen CO ₂ -Zertifikatehandel denkbar.	Bedingt auf Einsparcontracting- oder Wärmeprojekte übertragbar.	Bedingt auf Wärmeprojekte übertragbar.	
Geförderte Energieträger und Technologien	Kombinationsmöglichkeiten	Weitgehend unabhängig von anderen umweltpolitischen Instrumenten, lässt sich gut an einen Zertifikatehandel anbinden. Die Nachfrage wird jedoch u.U. von anderen Instrumenten (Öko-steuer) beeinträchtigt.	Zunächst mit anderen Instrumenten frei kombinierbar. Andere Instrumente können sich jedoch auf die Kapitalrückflüsse der Projekte auswirken.	Unabhängig von anderen umweltpolitischen Instrumenten.	
	Rolle der regenerativen Energieträger und Technologien	In erster Linie Wind-, Wasserkraft-, sowie Biomasseanlagen.	In erster Linie Photovoltaikanlagen.	Die Art der geförderten Energieträger und Technologien hängen vom jeweiligen Projekt ab. Derzeit stehen Photovoltaikanlagen leicht im Vordergrund.	Die Art der geförderten Energieträger und Technologien hängen vom jeweiligen Projekt ab. Derzeit stehen Photovoltaikanlagen leicht im Vordergrund.
	Rolle nicht-regenerativer Technologien	Grüne Angebote bieten in den seltensten Fällen eine Stromversorgung in Echtzeit. Das System erfordert damit zusätzliche Back-up-Anlagen zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung (Wind- und Photovoltaikanlagen). Back-Up-Anlagen sind besonders dann relevant, wenn der (Voll-)Versorgungsaspekt in den Vordergrund rückt (Low-Cost-Tarife). Beteiligungs- und Spendenmodelle verfolgen jedoch in der Regel keinen konkreten Versorgungsauftrag.			

Anhang 1.7: Bewertung einer Besteuerung primärer und sekundärer Energieträger durch EWI

<i>Hauptkriterium</i>	<i>Unterkriterium</i>	<i>Element</i>	<i>Beurteilung</i>
Beschreibung des Wirkungsmechanismus			Belastung primärer und sekundärer Energieträger nach ihrem Energie-/CO ₂ -Gehalt (Steuerbefreiung oder Steuererstattung regenerativer Stromerzeugung)
Zielerreichung	Grad	Grad der Zielerreichung (Effektivität)	unsicher, abhängig von der Reaktion der Investoren und Energienachfrager
		Einfluss makroökonomischer Variablen (Schwankungen des Stromaufkommens)	bei Schwankungen des Stromaufkommens bleiben die (durch die Besteuerung/Steuerfreistellung) korrigierten Preisrelationen zwischen konventionellen und regenerativen Energieträgern unverändert
	Geschwindigkeit	instrumentenspezifische Implementierungsdauer	als Fortführung der ökologischen Steuerreform möglich
		Wirkungsverzögerung (time-lag)	abhängig von der Reaktion der Investoren und Energienachfrager
Effizienz	statische Effizienz		hoch, regenerative und konventionelle Energieträger konkurrieren bei "richtigen" Steuersätzen ohne Wettbewerbsverzerrung
	dynamische Effizienz		hoch, da permanenter Wettbewerb besteht
	Transaktionskosten		Suchkosten zur Ermittlung der "richtigen" Steuersätze, laufende Transaktionskosten gering
Marktkonformität	wettbewerbliche Finanzierung		durch die Korrektur der relativen Preisverhältnisse werden die Verursacher entsprechend ihrer durch den Energieverbrauch verursachten Umweltschäden belastet
	Zulassung von (internationalem) Handel mit regenerativem Strom		Handel mit regenerativem Strom möglich

Anhang 1.7: (Fortsetzung) Bewertung einer Besteuerung primärer und sekundärer Energieträger durch EWI

Umsetzbarkeit	politische Implementierung	Erforderlichkeit von Gesetzen o.ä.	Änderungen der entsprechenden Gesetze (MinöStG, StromStG etc.)
	Kompatibilität zu EU-Recht/Internationale Abkommen		ggf. handelsrechtliche Schwierigkeiten bei Steuerbefreiung für inländische regenerative Stromerzeugung
	Erfordernisse von Übergangsregelungen	Schaffung von Planungs-/Rechtssicherheit	Übergangsregelungen bei geringen Steuersätzen ohne zusätzliche flankierende Förderung notwendig
	Regulierungsbedarf	Implementierungserfordernisse	laufende Verwaltung im Rahmen der allg. Finanzverwaltung
		Kontrolle (Tatbestände, Häufigkeit)	revolvierende Kontrolle der Höhe der Steuersätze notwendig
		Sanktionen (Höhe)	entsprechend der momentanen Steuergesetzgebung
administrative Anforderungen	institutionelle Erfordernisse	innerhalb des bestehenden Rahmens implementierbar	
	Informationserfordernisse	Ermittlung der richtigen Steuersätze erfordert komplexe Informationen, ggf. schrittweise Ermittlung im <i>trial-and-error</i> -Prozess	
Flexibilität	Spezifikationsmöglichkeiten	Selektion bestimmter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien	nicht sinnvoll, über nach Technologien differenzierte Steuersätze (bzw. -erstattungen) möglich
		regionale Spezifizierung	nicht sinnvoll, regional differenzierte Steuersätze bzw. -erstattungen rechtlich problematisch
	Erweiterungsmöglichkeiten	erneuerbare Energien auf dem Wärmemarkt	aufgrund der Besteuerung der Primär-/Sekundärenergieträger berücksichtigt
		Energieeffizienzmaßnahmen	aufgrund der Besteuerung der Primär-/Sekundärenergieträger berücksichtigt
		CO ₂ -Zertifikatshandel	Kombination von Preis- und Mengelösung nicht praktikabel
	Kombinationsmöglichkeiten mit anderen umweltpolitischen Instrumenten		nicht sinnvoll
	dynamische Anpassungsfähigkeit an geänderte Rahmenbedingungen		Steuersätze können an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden

Quelle: EWI 2000a; n.a. = nicht abschätzbar/anwendbar

Anhang 1.8: Bewertung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch das EWI

<i>Hauptkriterium</i>	<i>Unterkriterium</i>	<i>Element</i>	<i>Beurteilung</i>
Beschreibung des Wirkungsmechanismus			Fixierung von garantierten Vergütungen für regenerative Stromeinspeisung
Zielerreichung (=Verdopplung des Anteils regenerativer Stromerzeugung am Stromverbrauch)	Grad	Grad der Zielerreichung (Effektivität)	nicht gesichert, abhängig von dem Niveau der Einspeisungsvergütungen, den Kosten regenerativer Erzeugung und den Reaktionen der Investoren
		Einfluss makroökonomischer Variablen (Schwankungen des Stromaufkommens)	Schwankungen des Stromaufkommens ohne Einfluss; Änderungen der regenerativen Erzeugungskosten (z.B. allgemeine Zinsniveauveränderungen) werden nicht automatisch berücksichtigt und beeinflussen Investitionsentscheidungen und Zielerreichung
	Geschwindigkeit	instrumentenspezifische Implementierungsdauer	EEG bereits als Gesetz implementiert, Implementierungsdauer des funktionsfähigen, bundesweiten Ausgleichsmechanismus eher lang
		Wirkungsverzögerung (time-lag)	unsicher, abhängig von der Reaktion der Investoren
Marktkonformität	Effizienz	statische Effizienz	gering, da kein Wettbewerb zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien vorhanden
		dynamische Effizienz	geringer Anreiz zu Kostensenkungen
		Transaktionskosten	hoheitliche Transaktionskosten gering, bundesweiter Ausgleichsmechanismus und Bestimmung der Mindestkaufanteile verursacht Transaktionskosten bei Übertragungsnetzbetreibern
	wettbewerbsneutrale Finanzierung		Eigenerzeuger werden nicht bei der Finanzierung berücksichtigt; Anreiz für Lieferanten zur Überwälzung der Kosten auf Nachfrager mit geringer Preiselastizität gegeben

Anhang 1.8: (Fortsetzung) Bewertung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch das EWI

Umsetzbarkeit	politische Implementierung	Erforderlichkeit von Gesetzen o.ä.	EEG bereits gesetzlich implementiert
	Kompatibilität zu EU-Recht/Internationale Abkommen		z.Zt. unklar, ggf. Schwierigkeiten aufgrund des erschwerten Handels mit regenerativem Strom; Einspeisungsvergütungen müssten auch ausländischen Einspeisern gezahlt werden
	Erfordernisse von Übergangsregelungen	Schaffung von Planungs-/Rechtssicherheit	n.a., da EEG bereits implementiert
	Regulierungsbedarf	Implementierungserfordernisse	n.a., da EEG bereits implementiert
		Kontrolle (Tatbestände, Häufigkeit)	staatliche Kontrollerfordernisse gering, regelmäßige Überprüfung der Höhe der Einspeisungsvergütung notwendig
		Sanktionen (Höhe)	gering
administrative Anforderungen	institutionelle Erfordernisse	gering, keine neuen Institutionen erforderlich	
	Informationserfordernisse	Kosten und Potenziale zur Ermittlung der Einspeisungsvergütungen; wachsend bei dem Ziel, Unter- und Überförderung zu verhindern; Informationserfordernisse für bundesweiten Belastungsausgleich erheblich	
Flexibilität	Spezifikationsmöglichkeiten	Selektion bestimmter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien	nur in Bezug auf Treibhausreduktionspotenzial sinnvoll, über nach Technologien differenzierte Einspeisungsvergütungen möglich
	Erweiterungsmöglichkeiten	erneuerbare Energien auf dem Wärmemarkt	über separates Gesetz oder Gesetzeserweiterung möglich, ohne dass Wettbewerb zwischen beiden Anwendungen geschaffen wird
		Energieeffizienzmaßnahmen	Integration nicht möglich
		CO ₂ -Zertifikatshandel	Integration sinnvoll nicht möglich
	Kombinationsmöglichkeiten mit anderen umweltpolitischen Instrumenten		eingeschränkt, Förderung freiwilliger Nachfrage nach regenerativem Strom kann Finanzierungsstruktur der Mehrkosten aus Pflichtkaufanteil beeinflussen
	dynamische Anpassungsfähigkeit an geänderte Rahmenbedingungen		Einspeisungsvergütungen können über Gesetzesänderungen angepasst werden

Quelle: EWI 2000b; n.a. = nicht abschätzbar

Anhang 1.9: Bewertung einer Quotenregelung durch das EWI

<i>Hauptkriterium</i>	<i>Unterkriterium</i>	<i>Element</i>	<i>Beurteilung</i>
Beschreibung des Wirkungsmechanismus			Fixierung minimaler, regenerativer Stromerzeugungsmenge
Zielerreichung (=Verdopplung des Anteils regenerativer Stromerzeugung am Stromverbrauch)	Grad	Grad der Zielerreichung (Effektivität)	gesichert
		Einfluss makroökonomischer Variablen (Schwankungen des Stromaufkommens)	bei prozentualer Bindung der Quotenverpflichtung an den Stromverbrauch kann trotz Zielerreichung die regenerative Erzeugung absolut schwanken, Änderungen der Kosten regenerativer Erzeugung (z.B. allg. Zinsniveauperänderungen) werden automatisch berücksichtigt
	Geschwindigkeit	instrumentenspezifische Implementierungsdauer	aufgrund des administrativen Aufwands in Deutschland eher lang (ggf. Schaffung neuer Institutionen, z.B. Kontrollbehörden, Zertifikatsbörse etc.)
Wirkungsverzögerung (time-lag)		abhängig von der Ausgestaltung des zeitlichen Verlaufs der Quotenhöhe	
Marktkonformität	Effizienz	statische Effizienz	hoch aufgrund des permanenten Wettbewerbes auf dem Strom- und Zertifikatsmarkt
		dynamische Effizienz	Anreiz zur Kostensenkung aufgrund des Wettbewerbes auf dem Strom- und Zertifikatsmarkt gegeben
		Transaktionskosten	zum Implementierungszeitraum hoch, später sinkend mit steigendem Zertifikatsvolumen
	wettbewerbsneutrale Finanzierung		Stromverbraucher als Quotenverpflichtete werden proportional zum Stromverbrauch belastet und haben Anreiz, Kosten zu minimieren; bei Lieferanten als Verpflichtete sind Eigenerzeuger als solche zu definieren, Anreiz für Lieferanten zur Überwälzung der Kosten auf Nachfrager mit geringer Preiselastizität gegeben

Anhang 1.9: (Fortsetzung) Bewertung einer Quotenregelung durch das EWI

Umsetzbarkeit	politische Implementierung	Erforderlichkeit von Gesetzen o.ä.	gesetzliche Fixierung notwendig
	Kompatibilität zu EU-Recht/Internationale Abkommen	Zulassung von (internationalem) Handel mit regenerativem Strom	ggf. bei Zulassung ausländischer Zertifikate z.Z. Kompatibilität zu vermuten
	Erfordernisse von Übergangsregelungen	Schaffung von Planungs-/Rechtssicherheit	in Abhängigkeit des Zertifikatspreises voraussichtlich notwendig
	Regulierungsbedarf	Implementierungserfordernisse	Festlegung der Kernelemente und Institutionen, die administrative Aufgaben übernehmen
		Kontrolle (Tatbestände, Häufigkeit)	ggf. hoch bei der Kontrolle der Quotenverpflichteten. Überprüfung der Kernelemente revolvierend notwendig
		Sanktionen (Höhe)	Sanktionen bei Nichterfüllung der Quotenverpflichtung erforderlich
	administrative Anforderungen	institutionelle Erfordernisse	über Eingliederung der administrativen Aufgaben in bestehende Institutionen vereinfachbar
Informationserfordernisse		zur Ermittlung der Quotenhöhe sind Kosten und Potenziale abzuschätzen	
Flexibilität	Spezifikationsmöglichkeiten	Selektion bestimmter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien	über Wertigkeitsfaktoren (unter Berücksichtigung von Treibhausminderungspotenzialen) oder über nach Technologien differenzierte Teilquoten möglich
	Erweiterungsmöglichkeiten	erneuerbare Energien auf dem Wärmemarkt	Zertifizierung von erneuerbaren Energien auf dem Wärmemarkt möglich, dadurch Wettbewerb der regenerativen Energien in beiden Bereichen möglich
		Energieeffizienzmaßnahmen	direkte Integration über aufwendige Zertifizierung der Schadstoffminderungspotenziale von Energieeffizienzmaßnahmen möglich
		CO ₂ -Zertifikatshandel	Integration über Zertifizierung von Treibhausgasreduktionen regenerativer Erzeugung möglich
	Kombinationsmöglichkeiten mit anderen umweltpolitischen Instrumenten		gegeben, Förderung freiwilliger Nachfrage nach regenerativem Strom kann Finanzierungsstruktur der Mehrkosten aus Quotenverpflichtung beeinflussen
dynamische Anpassungsfähigkeit an geänderte Rahmenbedingungen		Kernelemente der Quotenregelung können entsprechend angepasst werden	

Quelle: EWI 2000b; n.a. = nicht abschätzbar/anwendbar

2. Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Zusammenfassende Einordnung der Rahmenannahmen.....	21
Tab. 2:	Kostenwirkungen eines kurzfristigen Kernenergieverzichts (Ausstieg 2005) ohne Berücksichtigung von Emissionsanforderungen.....	25
Tab. 3:	Zunahme bei den CO ₂ -Emissionen der Ausstiegsvariante 2005 im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario (in Mio. t)	26
Tab. 4:	Kostenwirkungen eines kurzfristigen Kernenergieverzichts (Ausstieg 2005) unter Berücksichtigung von Klimaschutzzielen	27
Tab. 5:	Behandlung gesamtwirtschaftlicher Effekte	28
Tab. 6:	Stromverbrauch in den Sektoren Referenz- vs. Energiewende-Szenario.....	39
Tab. 7:	Regionale Verteilung von Reserven, Ressourcen und verbleibendem Potenzial an konventionellem Erdgas in Mrd. m ³	61
Tab. 8:	Jährliches globales Angebot und ungefähres technisches Potenzial regenerativer Energiequellen (Bezugswert: Globaler Endenergieverbrauch ¹⁾ 1997 = 1).....	81
Tab. 9:	Primärenergetisches "technisches Referenzpotenzial" der Nutzung regenerativer Energien innerhalb Deutschlands	84
Tab. 10:	Technische Potenziale für einen möglichen Import von Strom aus regenerativen Energieträgern ¹⁾	94
Tab. 11:	Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente.....	128
Tab. 12:	Bewertungskriterien umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger.....	132
Tab. 13:	Entwicklung der Angebotszahlen (absolute Häufigkeiten)	134

3. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Untersuchte Projektionen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland bis 2020	34
Abb. 2: Entwicklung des weltweiten Gesamtpotenzials (EUR) an konventionellem Erdöl und geschätzte BGR-Werte für Reserven und kumulierte Förderung	56
Abb. 3: Gesamtpotenzial konventionelles Erdöl nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppen Ende 1998.....	57
Abb. 4: Konventionelles Erdöl - Förderung 1900-1997, Prognosen 2000 bis 2050/2100	58
Abb. 5: Entwicklung des weltweiten Gesamtpotenzials an konventionellem Erdgas in Billionen m ³ und BGR-Schätzungen für Reserven und kumulierte Förderung	61
Abb. 6: Nordseeöl: Kumulierte Neufunde von konventionellem Erdöl in Abhängigkeit von der Anzahl der Probebohrungen	64
Abb. 7: Verteilung der weltweiten Erdölvorkommen nach der Feldgröße	65
Abb. 8: Entkopplung von Neufunden und kumulierter Fördermenge an konventionellem Erdöl.....	66
Abb. 9: Einflussgrößen des Erdölpreises	71
Abb. 10: Regenerative Primärenergiequellen und ihre Nutzung	77
Abb. 11: Beitrag einzelner erneuerbarer Energiequellen am primärenergetischen "technischen Referenzpotenzial" in Deutschland	86
Abb. 12: Leistungsfluktuationen einer Einzelanlage und von 40 Photovoltaik-Anlagen im 1.000-Dächer-Programm.....	92
Abb. 13: Struktur der deutschen Elektrizitätsversorgung	104
Abb. 14: Beispiele der Jahres- und Wochengänge einer windtechnischen, wassertechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland.....	113
Abb. 15: Umweltpolitische Instrumente zur Förderung regenerativer Energieträger.....	129
Abb. 16: Verschiedene Formen Grüner Angebote.....	133
Abb. 17: Schematische Darstellung der Wirkungsweise einer Quotenregelung	140
Abb. 18: Zusammenhang zwischen Reserven und Ressourcen.....	186

4. Abkürzungen

API	American Petroleum Institute
BHKW	Blockheizkraftwerke
EUR	Estimated Ultimate Recovery (vermutlich insgesamt gewinnbare Menge z.B. an Erdöl)
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Anlage
HDR	Hot Dry Rock Verfahren
IGU	International Gas Union
LPG	Liquid Natural Gas (Flüssiggase)
NGL	Natural Gas Liquids
PEV	Primärenergieverbrauch
SKE	Steinkohleeinheiten
toe	ton(s) of oil equivalent
USGS	United States Geological Survey
WEC	World Economic Council (Sitz: London)

Glossar

Barrel - Verkaufseinheit für Rohöl (1 Barrel = 159 Liter).

Depletion mid-point - Zeitpunkt, zu dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven (Summe aus bisheriger kumulierter Förderung und heutigen Reserven) z.B. an konventionellem Erdöl gefördert worden ist.

erneuerbare Energiequellen - s. regenerative Energiequellen.

erschließbares Potenzial - beschreibt den tatsächlich zu erwartenden Beitrag einer regenerativen Energie zur Energieversorgung. Das e.P. ist in der Regel zumindest zeitweise geringer als das wirtschaftliche Potenzial, weil letzteres im Allgemeinen nicht sofort, sondern nur innerhalb eines längeren Zeitraums aufgrund unterschiedlicher Restriktionen und Hemmnisse (u.a. begrenzte Herstellkapazitäten, Funktionsfähigkeit vorhandener, noch nicht abgeschriebener Konkurrenzsysteme, mangelnde Information, rechtliche und administrative Begrenzungen) vollständig erschließbar ist. Das e.P. kann im Einzelfall auch größer als das wirtschaftliche Potenzial sein, wenn etwa die betreffende erneuerbare Energie aufgrund administrativer oder sonstiger Maßnahmen subventioniert wird (z.B. 100.000-Dächer-Programm) (Kaltschmitt/Wiese 1995).

Estimated Ultimate Recovery (EUR) - ist das Gesamtpotenzial, welches sich auf die Summe der kumulierten Förderung, Reserven und Ressourcen bezieht.

Hot-Dry-Rock-Verfahren - bei diesem Verfahren der Nutzung von Erdwärme werden Gesteine in der Tiefe aufgebrochen und das Bohrloch mit Wasser gefüllt. Das Wasser gelangt durch eine andere Bohrung - mittlerweile erhitzt oder als Wasserdampf - wieder an die Erdoberfläche.

konventionelles Erdgas - umfasst freies Erdgas und Erdölgas.

konventionelles Erdöl - unter physikalischen Gesichtspunkten Erdöl mit einer Dichte von weniger als $0,934 \text{ g/cm}^3$ (oder größer 20°API). Hierzu zählen i.allg. auch die Natural Gas Liquids (NGL, Dichte $< 0,8 \text{ g/cm}^3$), die bei der Erdgasförderung z.B. als Kondensat oder Flüssiggase (LPG) gewonnen werden.

Least-Cost-Planning (LCP) - ist das Konzept, diejenige energiepolitische Strategie zu verfolgen, die zwischen den beiden Alternativen Kapazitätsausbau und Einsparinvestition die kostengünstigere Variante auswählt.

Methanhydrate - in fester Form auskristallisierte Anlagerungsverbindung aus Methan und Wasser. Methan und Wasser gehen dabei keine feste chemische Bindung ein, sondern das Methan lagert sich in der Gitterstruktur des Eises ein. Diese Verbindung ist jedoch nur unter bestimmten Temperatur- und Druckbedingungen stabil, die nur in großen Meerestiefen herrschen. Bei Abnahme von Druck und Zunahme der Temperatur - wie etwa bei einem Transport an die Wasseroberfläche - verflüchtigt sich das Methan.

Natural Gas Liquid - Bestandteile des Rohgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und vom Rohgas durch Abkühlung separiert werden können (Ethan, LPG (liquified petroleum gas), Pentan und - nicht genau definiert- Kondensat.

nicht-konventionelles Erdgas - umfasst Erdgas aus Lagerstätten, die nicht mit klassischen Fördertechniken ausgebeutet werden können. Dazu gehören Erdgas aus Kohleflözen, aus Aquiferen (in Grundwasser gelöstes Erdgas in Hohlräumen gespei-

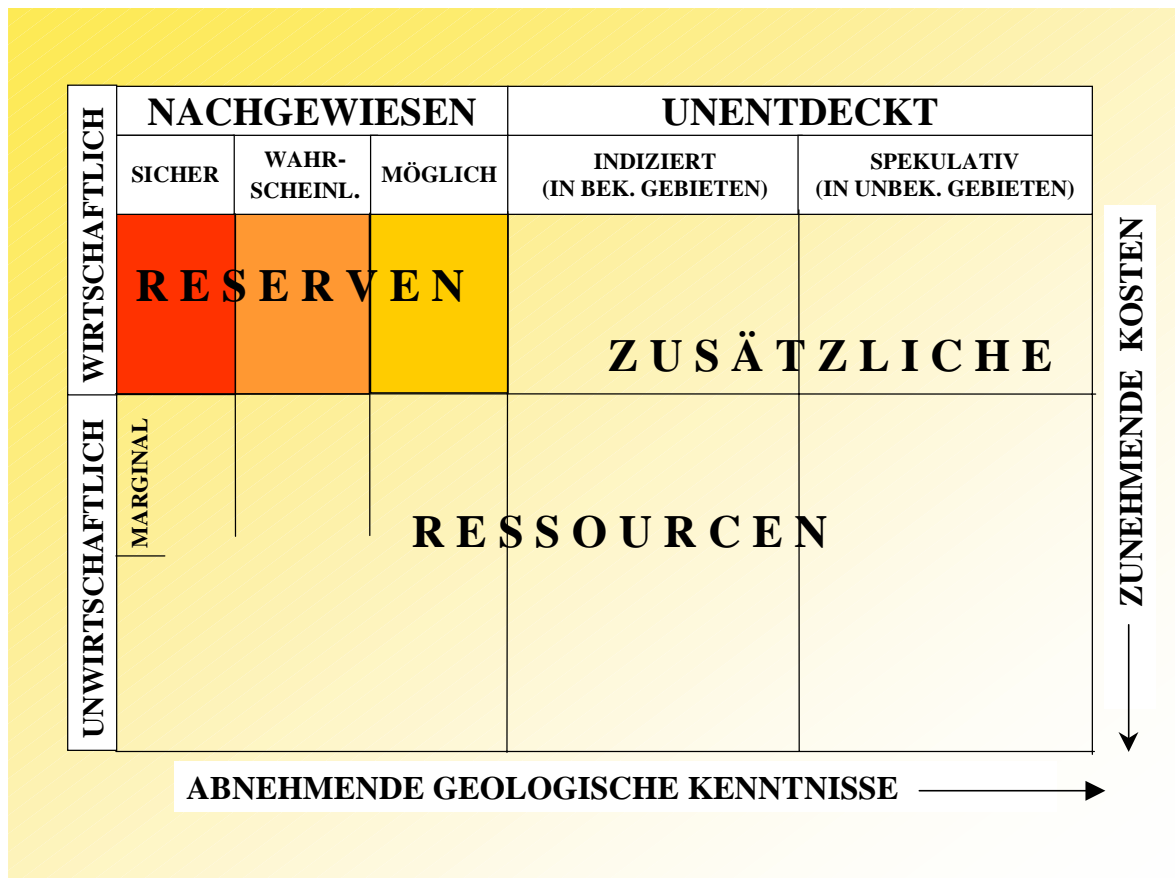
chert), aus dichten Speichergesteinen und in Form von Methangashydraten. Gelegentlich werden auch Vorkommen im Tiefenwasser und in Polargebieten hierzu gerechnet.

nicht-konventionelles Erdöl - umfasst Schweröl (Dichte 0,8-0,9 g/cm³), Schwerstöl (Dichte > 1,0 g/cm³), Ölsande, Ölschiefer und synthetisches Erdöl (aus Erdgas - gas to liquid - oder Kohle).

regenerative Energiequellen - Begriff wird uneinheitlich verwendet. Er umfasst Primärenergieträger, die nach menschlichem Ermessen als unerschöpflich angesehen werden können. Er subsumiert die eingestrahlte Sonnenenergie (u.a. verantwortlich für die Windenergie und Wasserkraft), Gezeitenenergie (Planetenbewegung) und geothermische Energie (Erdwärme). Zumeist wird auch die energetische Nutzung angebaute Pflanzen und von Abfällen aus Land- und Forstwirtschaft hinzugerechnet. Oft wird zwischen "konventionellen" (traditionelle Biomasse wie Brennholz, Pflanzenrückstände und Dung sowie größere Wasserkraftanlagen) und "neuen" erneuerbaren (Solar-, Windenergie, Geothermie, neue Biomasse, Meeres- und Kleinwasserkraftwerke) Energiequellen unterschieden.

Reichweite - Verhältnis aus nachgewiesenen, gewinnbaren Reserven und letzter Jahresförderung (statische Reichweite) bzw. unter Annahme eines bestimmten Zuwachses der Jahresförderung (dynamische Reichweite).

Abb. 18: Zusammenhang zwischen Reserven und Ressourcen



Quelle: BGR 1999a, S. 15

Reserven - diejenigen Mengen an Rohstoffen, die in einer Lagerstätte sicher nachgewiesen sind und mit heute bekannten Methoden wirtschaftlich gefördert werden können. Üblicherweise sind das beim konventionellen Erdöl zwischen 30 und 50 % und beim konventionellen Erdgas zwischen 60 und 90 % der ursprünglich in der Lagerstätte enthaltenen Mengen (BGR 1999a). Die Reserven sind der Teil der Gesamtressourcen, der mit einer vergleichsweise hohen Genauigkeit erfasst wird. Sie werden weiter differenziert entsprechend der Sicherheit des Nachweises nach sicheren, wahrscheinlichen und möglichen Reserven.

Ressourcen - diejenigen Mengen an Rohstoffen, die zwar nachgewiesen sind, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden können, sowie darüber hinaus solche Mengen an Rohstoffen, die aus geologischen Gründen erwartet werden können, wobei deren Nachweis noch aussteht (BGR 1999a). Berücksichtigt werden nur tatsächlich gewinnbare Mengen.

Spotmarkt - Spotmärkte sind regionale Märkte zum kurzfristigen Handel z.B. mit Rohöl und Mineralölprodukten. Dabei erfolgt der physische Handel von Erdöl und Erdölprodukten räumlich getrennt von der "Papierbörse". Der Handel an der Börse erfolgt durch kurzfristige Verträge. Ölpreise schwanken in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage. Durch Spotmärkte können zeitweise anfallende Überschüsse bzw. ein Mangel an einzelnen Rohölqualitäten oder Erdölprodukten ausgeglichen werden. Weltweit gibt es mehrere Spotmärkte sowohl zum physischen als auch zum Börsenhandel. Für Europa ist die Region um Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam (ARA-Raum) der wichtigste physische Umschlagplatz für Mineralöl. Gehandelt wird beispielsweise am IPE (International Petroleum Exchange) in London.

Suffizienz - Während bei Effizienz die Befriedigung gegebener Bedarfe mit dem geringsten Mitteleinsatz verfolgt wird, ist bei einer Suffizienz-Strategie die zentrale Frage: Wie viel ist genug? Dies zielt stärker auf die Veränderung von Verhaltensweisen und Konsummustern als auf technisch/wirtschaftliche Fragestellungen.

technisches Potenzial - beschreibt den Anteil regenerativer Energien am theoretischen Potenzial, welcher unter Berücksichtigung gegebener technischer Restriktionen (u.a. Wirkungsgrade einsetzbarer Technologien) nutzbar ist. Das t.P. ist hinsichtlich seiner Bezugsgröße noch weiter differenzierbar: z.B. technische Primärenergiepotenziale (z.B. auf die Moduloberfläche auftreffende Solarstrahlung), technische Sekundärenergiepotenziale (z.B. elektrische Energie am Kraftwerksausgang), technische Endenergiepotenziale (z.B. elektrische Energie beim Endverbraucher), technische Nutzenergiepotenziale (z.B. Energie der heißen Luft aus einem Haarfön). Die Bandbreite des t.P. wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst wie u.a. physikalisch-technische Zusammenhänge der Konversionsanlage, Gegebenheiten am konkreten Standort, ökologische Restriktionen, strukturelle Beschränkungen, Speicher- und Transportrestriktionen sowie Produktionskapazitäten (Kaltschmitt/Wiese 1995; Kleeemann/Meliß 1993).

technisches Referenzpotenzial - wird im vorliegenden Bericht für eine exemplarische, Umsetzungshemmnisse berücksichtigende Abschätzung des technischen Potenzials durch das DLR, Institut für Technische Thermodynamik, verwendet.

theoretisches Potenzial - darunter wird das gesamte physikalische Angebot der regenerativen Energiequellen innerhalb einer gegebenen Region zu einer bestimmten Zeit verstanden. Dazu gehören z.B. die von der Sonne auf die Erde eingestrahlte

Energie, die potenzielle Energie des in Flüssen etc. enthaltenen Wassers, die kinetische Energie des Windes oder die in Biomasse gespeicherte Energie. Seine Bandbreite resultiert aus den Schwankungen des primären Energieangebotes. Die Aussagekraft des theoretischen Potenzials ist deshalb begrenzt (Kaltschmitt/Wiese 1995).

wirtschaftliches Potenzial - beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, welcher wirtschaftlich genutzt werden kann. Neben den bereits beim technischen Potenzial benannten Parametern wird die Bandbreite des w.P. von der Vergleichbarkeit zu konkurrierenden Systemen beeinflusst. Die Wirtschaftlichkeit ist selbst eine relative Größe und damit von unterschiedlichen Parametern wie Zinssatz, Abschreibedauer und Eigenkapital abhängig. Die Höhe des w.P. ist darüber hinaus davon abhängig, aus welcher Sichtweise die Wirtschaftlichkeit bestimmt wird. Deshalb ist zwischen einem w.P. aus volks- und aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu unterscheiden (Kaltschmitt/Wiese 1995; VDI 1994).



Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag

Neue Schönhauser Str. 10 · 10178 Berlin
Telefon : 0 30 / 28 49 10
Telefax : 0 30 / 28 49 11 19
e-mail: buero@tab.fzk.de
Internet: www.tab.fzk.de