

# DISSERTATION

## Räumliche Implikationen von Regenerativ - Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems

der Fakultät Raumplanung der Universität Dortmund  
zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften  
vorgelegt  
von  
Dipl. - Ing. Jörg Fromme

Vorsitzender der Promotionskommission  
Prof. Dr. - Ing. Hans - Peter Tietz

Promotionskommission

Gutachter: Prof. Dr. - Ing. Hans - Peter Tietz

Gutachter: Prof. Dr. - Ing. Ekhart Hahn

Prüfer: Dr. rer. pol. Hermann Bömer



Tag der Disputation: 28. September 2004  
Dortmund im Februar 2005



## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter am Fachgebiet „Ver- und Entsorgungssysteme“ der Fakultät Raumplanung, Universität Dortmund.

Für seine wertvollen Anregungen während der Themenfindung und die konstruktiv-kritische Betreuung insbesondere im Anfangsstadium meiner Arbeit danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Ekhart Hahn.

Für die entgegenkommende und hilfreiche Unterstützung im weiteren Fortgang des Arbeitsprozesses danke ich besonders Herrn Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Tietz.

Mein Dank gilt außerdem Herrn Dr. rer. Pol. Hermann Bömer für die Übernahme der Prüferfunktion.

Allen Kolleginnen und Kollegen des Fachgebietes „Ver- und Entsorgungssysteme“ danke ich für das vielfältige Entgegenkommen und die sehr angenehme Arbeitsatmosphäre.

Insbesondere möchte ich außerdem meiner Schwester Dagmar Fromme und Karl-Heinz Rusche für die selbstlose organisatorische und persönliche Unterstützung in der aufreibenden Endphase der Arbeit danken.

Dortmund, im Februar 2005

Jörg Fromme



## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	1
1 Erläuterung des Forschungsgegenstands und des Forschungszieles .....	2
1.1 Forschungsgegenstand .....	2
1.2 Forschungsziel und Forschungsleitfragen .....	5
2 Ansatz und Methodik einer vergleichenden raumbezogenen Analyse von Energiesystemen und Systemkonzepten .....	6
2.1 Der Begriff des Raumes und der Raumwirksamkeit.....	7
2.2 Zum Begriff des Stromversorgungssystems – Systemgrenzen und Systemelemente.....	15
2.3 Regenerativ-Energieszenarien und Energiestatistiken als Basis für raumbezogene Analysen von Stromversorgungssystemen .....	19
2.3.1 Regenerativ-Energieszenarien als Ausgangspunkt für die raumbezogene Analyse von energiepolitischen Zukunftsvisionen .....	20
2.3.2 Die verfügbare Datenbasis für die raumbezogene Bestands- und Szenarienanalyse des Stromversorgungssystems der Bundesrepublik Deutschland .....	24
2.4 Übersicht über den Aufbau und Ablauf der Analyse.....	27
3 Der Kraftwerks- und Energieträgermix der Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland in der Bestandsanalyse und in ausgewählten Klimaschutz-Szenarien .....	29
3.1 Bestandsanalyse.....	30
3.1.1 Die Stromnachfrage .....	30
3.1.2 Kraftwerksbestand und Stromerzeugung .....	32
3.1.3 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung .....	37
3.2 Zukunfts-Energiesystem 2050 .....	40
3.2.1 Entwicklung der Stromnachfrage .....	40
3.2.2 Entwicklung des Kraftwerksbestands und des Stromerzeugungsmix .....	45
3.2.3 Entwicklung des Brennstoffbedarfs zur Stromerzeugung.....	48
3.2.4 Zusammenfassende Auswertung der Szenarioergebnisse im Hinblick auf die Auswahl von Szenarien und sachlichen Schwerpunkten für die raumbezogene Analyse .....	50
4 Rauminanspruchnahme durch energietechnische Infrastruktur – technologieorientierte Einzelbetrachtung für ausgewählte Stromversorgungssysteme.....	53
4.1 Stromerzeugung aus Kernenergie .....	53
4.1.1 Überblick über das Gesamt-System .....	54
4.1.2 Uranförderung und Uranerzaufbereitung .....	58
4.1.3 Konversion .....	65
4.1.4 Anreicherung.....	67
4.1.5 Brennelementherstellung .....	69
4.1.6 Stromerzeugung in Kernkraftwerken .....	71
4.1.7 Wiederaufarbeitung und Entsorgung .....	73
4.1.8 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Stromerzeugung durch Kernspaltung.....	76

---

4.2	Stromerzeugung aus Braunkohle .....	79
4.2.1	Überblick über das technische Gesamt-System der Braunkohle-Verstromung .....	79
4.2.2	Bereitstellung von Braunkohle als Brennstoff zur Stromerzeugung .....	80
4.2.3	Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken.....	84
4.2.4	Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Braunkohleverstromung .....	86
4.3	Stromerzeugung aus Steinkohle.....	87
4.3.1	Überblick über das technische Gesamt-System der Steinkohle-Verstromung.....	87
4.3.2	Steinkohleförderung und –aufbereitung.....	88
4.3.3	Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken .....	91
4.3.4	Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Steinkohleverstromung .....	93
4.4	Stromerzeugung aus Erdgas .....	95
4.4.1	Überblick über das technische Gesamt-System der Erdgasverstromung.....	95
4.4.2	Erdgasgewinnung .....	97
4.4.3	Erdgasaufbereitung.....	103
4.4.4	Erdgastransport und -verteilung.....	104
4.4.5	Erdgas-Untertage-Speicher .....	108
4.4.6	Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken .....	110
4.4.7	Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Erdgasverstromung insgesamt.....	114
4.5	Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen .....	118
4.5.1	Überblick über das technische Gesamt-System der Verstromung von biogenen Brennstoffen.....	120
4.5.2	Bereitstellung von biogenen Brennstoffen .....	135
4.5.3	Stromerzeugung in Biomasse-Kraftwerken .....	141
4.5.4	Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Stromerzeugung aus Bioenergieträgern.....	151
4.6	Stromerzeugung aus Windenergie .....	153
4.6.1	Stand der Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland .....	153
4.6.2	Der Ausbau der Windenergienutzung in den Regenerativ-Energie-Szenarien des IER und des DLR/WI.....	154
4.6.3	Potenziale zum Ausbau der Onshore-Windenergie-Anlagenkapazitäten .....	155
4.6.4	Qualität und Quantität der Flächeninanspruchnahme durch die Onshore-Windenergienutzung .....	161
4.6.5	Ausbau der Offshore-Windenergienutzung .....	165
4.6.6	Qualität und Quantität der Flächeninanspruchnahme durch Offshore-Windparks.....	167
4.7	Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie .....	170
4.7.1	Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Bundesrepublik Deutschland.....	171
4.7.2	Grosstechnische Stromerzeugung aus Solarenergie in einstrahlungsreichen Regionen zum Import in die Bundesrepublik Deutschland.....	176
4.8	Stromerzeugung aus Geothermie.....	181
4.8.1	Technologie-Varianten einer Stromerzeugung aus Geothermie .....	181

---

4.8.2	Technische Standortpotenziale und Nutzungsrestriktionen .....	183
4.8.3	Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Stromerzeugung aus Geothermie .....	186
5	Zur Raumbedeutsamkeit einer Umgestaltung der Stromversorgung durch Nutzung eines hohen Anteils regenerativer Energien.....	188
5.1	Raumstruktur und Raumannsprüche des derzeitigen Stromversorgungssystems .....	188
5.1.1	Raumstruktur und Raumannsprüche der Brennstoffbereitstellung.....	188
5.1.2	Raumstruktur und Raumannsprüche der Stromerzeugung .....	193
5.1.3	Raumstruktur und Raumannsprüche der Stromübertragung und -verteilung .....	199
5.1.4	Raumstruktur des Gesamtsystems der derzeitigen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland .....	200
5.2	Raumbezogene Wirkungspotenziale einer langfristigen Umgestaltung des Energiesystems.....	206
5.2.1	Gewinnung und Bereitstellung der Basis-Rohstoffe für das Stromversorgungssystem sowie der Einsatzbrennstoffe für die Stromerzeugung.....	206
5.2.2	Überkapazitäten und Kraftwerksauslastung in Abhängigkeit vom Erzeugungsmix und elektrolytischer Wasserstoffproduktion aus regenerativ erzeugtem Strom .....	212
5.2.3	Raumbezogene Belastungs- und Entlastungspotenziale durch Ersatz und Zubau von Stromerzeugungskapazitäten .....	214
5.2.4	Abhängigkeit von siedlungsstrukturellen Voraussetzungen beim Zubau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen .....	221
5.2.5	Ausbau der Netzbetriebsmittel aufgrund vermehrter Leistungstransport-Anforderungen .....	223
5.3	Einschätzung zukünftiger Aufgaben der Raumplanung im Spannungsfeld zwischen Energiepolitik und nachhaltiger Raumentwicklung .....	230
6	Verzeichnisse.....	234
6.1	Literaturverzeichnis .....	234
6.2	Tabellenverzeichnis .....	264
6.3	Abbildungsverzeichnis .....	268
6.4	Abkürzungsverzeichnis .....	270





## Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit Szenarien zum langfristigen Aufbau einer regenerativen Stromversorgung für die Bundesrepublik Deutschland. Betrachtet werden die räumlichen Implikationen einer Umgestaltung des Versorgungssystems, die mit dem Rückbau bestehender und dem Ausbau neuer Versorgungsinfrastrukturen aus heutiger Sicht voraussichtlich verbunden wären. In die Betrachtung einbezogen werden die Teilsysteme der Brennstoffbereitstellung, der Stromerzeugung sowie in Ansätzen auch des Stromtransports.

Als wesentlicher Indikator zur Einschätzung der Raumwirkungspotenziale der betrachteten energiepolitischen Konzepte dient die Qualität und der Umfang der Flächeninanspruchnahme durch die jeweiligen Infrastruktursysteme. Als Datenbasis für die Analyse werden Regenerativ-Energie-Szenarien genutzt, die im Auftrag der Enquete-Kommission „nachhaltige Energieversorgung im Zeichen von Liberalisierung und Globalisierung“ des deutschen Bundestages sowie im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellt und im Jahre 2002 veröffentlicht worden sind.

Auf der Basis einer Bestandsaufnahme des derzeitigen Systems der Stromversorgung wird ein Mengengerüst erstellt, mit dem das Gesamtsystem der derzeitigen Stromversorgung in seinen wesentlichen Infrastrukturelementen quantitativ beschrieben werden kann. Dieses Datengerüst wird durch eine Auswertung der publizierten Szenarioergebnisse für das Szenario-Zieljahr in vergleichbarer Struktur aufbereitet und der Bestandsaufnahme gegenübergestellt. Anhand dieses Mengengerüsts werden Technologieoptionen zur Stromerzeugung identifiziert, die entweder während des Szenario-Zeitraums in größerem Umfang substituiert oder die neu in das Versorgungssystem integriert werden müssen. Diese ausgewählten Subsysteme – jeweils bestehend aus Technologien zur Bereitstellung von Einsatzenergien und zur Stromerzeugung - werden im Hinblick auf die Art und den Umfang ihrer Flächeninanspruchnahme beschrieben und dann dem jeweiligen Energienutzen, den das Subsystem zu liefern in der Lage ist, gegenübergestellt. Die Einzelanalysen der Subsysteme werden dann zusammengefasst zu einer Gesamteinschätzung der Raumwirkungspotenziale des Stromversorgungssystems bzw. seiner Umgestaltung, wie sie in den aktuellen Regenerativ-Energie-Szenarien beschrieben wird.

In einer abschließenden Betrachtung werden neuartige Planungsprobleme und -aufgaben erörtert, die sich im Zusammenhang mit der Implementierung der aktuellen energiepolitischen Leitbilder, Ziele und Konzepte ergeben oder ergeben könnten. Es zeigt sich, dass die Energiepolitik sowie deren Formulierung, Ausgestaltung und Umsetzung eine Fülle von neuen Fragen auch für die Raumplanung sowohl in ihrer Funktion als Wissenschaft als auch auf der Ebene der Politikberatung und der Planungspraxis implizieren, die bisher erst in Ansätzen erkannt und wahrgenommen werden. Es zeigt sich in diesem Zusammenhang allerdings auch, dass offenbar auf Bundesebene planungsrechtliche Kompetenzen definiert bzw. neu etabliert werden und neue Instrumente sowohl für die raumbezogene Analyse als auch für die Umsetzung der Politikkonzepte erarbeitet werden müssten. Die vorliegende Arbeit liefert eine Diskussionsgrundlage und einen technologieorientierten Quereinstieg für die Raumplanung in diese Debatte.

# 1 Erläuterung des Forschungsgegenstands und des Forschungszieles

## 1.1 Forschungsgegenstand

Energieszenarien sind seit den 70er Jahren ein wichtiges Element der energiewissenschaftlichen, energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Auseinandersetzung mit Zukunftsfragen im Bereich der Energieversorgung. Solche Szenarien werden i.d.R. von Technikern und Ökonomen oder Systemwissenschaftlern erstellt und weiterentwickelt. Aufgrund dieser fachwissenschaftlichen Vorprägung sowie aufgrund bestimmter, methodisch schwer zu integrierender raumwissenschaftlicher Ansätze und Problemstellungen oder aufgrund eines eingeschränkten Erkenntnisinteresses werden räumliche Implikationen energiepolitischer Visionen bislang nur sehr am Rande thematisiert. Diese Beschränkung gilt sowohl für die Wissenschaftler, die im Auftrag von Regierungen oder Großunternehmen aus der Versorgungswirtschaft Energieszenarien entwickeln als auch für die Auftraggeber selbst, die sich von der systematischen Darlegung von denkbaren Zukunftsentwicklungen eine Verbesserung ihrer Entscheidungsgrundlagen versprechen.

Auf der anderen Seite war bisher der Zusammenhang zwischen der Energieversorgung und der Raumentwicklung auch für Raumplaner nur selten ein Gegenstand systematischer wissenschaftlicher Untersuchungen. Erst durch die breitere Thematisierung des globalen Klimaschutzes und der Etablierung der Nachhaltigkeit als Leitbild, die oft mit globalen Umweltproblemen wie dem anthropogenen Treibhauseffekt in Zusammenhang gebracht wird, rücken energiepolitische Themen, wenn auch nur vereinzelt, in den Blickpunkt der raumplanerischen Fachdiskussion.

Eine zentrale Aufgabe der Raumplanung ist die „Gestaltung von Standortqualität“ (Moser 1985, zit. n. Ricca/Voigt 1998). Auch übergeordnete Zusammenhänge und Problemstellungen betrachtet die Raumplanung daher in erster Linie aus der stand-„örtlichen“ Perspektive.

Die Leitvorstellung der nachhaltigen Raumentwicklung lenkt die Aufmerksamkeit auf globale Umwelt Risiken wie z.B. die Gefahren des Klimawandels. Aus der standörtlichen Perspektive betrachtet ergibt sich auch im Zusammenhang mit der Klimaproblematik für die Raumplanung zunächst die Aufgabe, Beeinträchtigungen und Gefährdungen der Standortqualität abzumildern oder abzuwenden. So sind z.B. Hochwasserschutzmaßnahmen zu treffen, um entsprechende Folgewirkungen der Klimaveränderungen einzudämmen. Gleichzeitig erfordert das Leitbild der nachhaltigen Raumentwicklung dem Vorsorgeprinzip entsprechend aber weitergehende Maßnahmen, die an der Ursache des anthropogenen Treibhauseffektes ansetzen müssen.

Die steuernden Eingriffe der Raumplanung in die Raumentwicklung konzentrieren sich qua rechtlicher Kompetenzzuweisung auf die gebiets- und flächenbezogene Ordnung der Bodennutzung. Sie berühren das „Wo“, nicht aber das „Was“ menschlicher Aktivitäten (vgl. dazu u.a. Frenz 2000). Klimagasemissionen können zwar an ihrem Ursprung einem Standort zugeordnet werden, sind in ihrer Wirkung jedoch global. Insoweit besteht also zunächst offenbar eine Diskrepanz zwischen dem umfassenden Gestaltungsanspruch, der in der Leitvorstellung der nachhaltigen Raumentwicklung zum Ausdruck kommt, und der tatsächlichen fachlichen und formalen, rechtlich-administrativen Gestaltungskompetenz der Raumplanung.

Anders als in der Raumplanung ist die Klimaschutzproblematik in der Energiepolitik und der „Energiewissenschaft“ schon seit längerem ein zentrales Thema, auch wenn nach wie vor die sichere und „bezahlbare“ Energieversorgung als wichtigste Aufgabe der Energiewirtschaft angesehen wird. In der Diskussion um eine zukunftsfähige Entwicklung im Energiesektor steht die Frage, wie die Energiewirtschaft ihre Versorgungsaufgabe auf lange Sicht aufrecht erhalten und dabei die Klimagasemissionen auf ein tolerierbares Maß zurückführen kann, an erster Stelle.

In der Fachdiskussion weitgehend unstrittig ist, dass sich die Energieversorgung angesichts dieser Herausforderung und vor dem Hintergrund begrenzter fossiler Rohstoffvorräte langfristig verstärkt auf die Nutzung erneuerbarer Energien stützen muss. Deren verstärkte Nutzung stößt jedoch auf vielerlei Hemmnisse. Ein wesentliches Problem sind die zurzeit noch hohen „Stückkosten“ pro Nutzeneinheit der regenerativen Energieversorgung, die aus Verbrauchersicht nur über reduzierte Nachfragemengen kompensiert werden können, solange nicht technologische Fortschritte und eine breite Markteinführung die Produktions- und Bereitstellungskosten auf Seiten der regenerativen Energieversorgung merklich gesenkt haben oder sich das Kostenniveau der konventionellen Energieversorgung aufgrund staatlicher Eingriffe und/oder aufgrund von Rohstoffverknappung angeglichen hat. Befürchtet wird weiterhin, daß die „Naturenergien“ die gewohnte Versorgungssicherheit und –qualität, die als ein wesentlicher Wohlstandsgarant angesehen werden muss, nicht liefern können.

Zudem können erneuerbare Energien ihre spezifischen Vorteile (schadstofffreier oder -armer Betrieb, kein Betriebsverbrauch endlicher Ressourcen) vor allem dann ausschöpfen, wenn die Energiewandlungsketten ausgehend vom regenerativen Energiedargebot bis zur Bereitstellung von Nutzenergie möglichst kurz gehalten werden. Dies begünstigt eine relative räumliche Nähe zwischen den Standorten technischer Anlagen zur Energiewandlung und den Standorten der Energienachfrage.

Regenerative Energien unterscheiden sich darüber hinaus von konventionellen Energieträgern (fossile Brennstoffe, Kernenergie) durch ihre um ein vielfaches geringere Energiedichte. Aufgrund der damit in ursächlichem Zusammenhang stehenden hohen Flächenbeanspruchung ist die Bedarfsdeckung aus regenerativen Energien mit standortbezogenen Restriktionen verbunden. So demonstriert die technisch und ökonomisch am weitesten fortgeschrittene Windenergienutzung mittlerweile, daß der Versuch, sich den energiewirtschaftlichen Anforderungen nach dem Prinzip der economy of scale anzunähern, bestehende Standortkonflikte und Akzeptanzprobleme tendenziell eher verschärft, anstatt diese aus der Welt zu schaffen.

In Anbetracht der Dimensionen und der besonderen Standortanforderungen regenerativer Energien wird die Frage der energie- und klimaschutzpolitischen Strategien und Leitbilder in Teilaspekten zu einer Frage der „Standortqualität“, mit der sich die Raumplanung auseinandersetzen muß. Allerdings befaßt sie sich bislang weniger strategisch-konzeptionell mit Energiefragen, sondern hauptsächlich mit der Absicht der Abwehr von akuten Beeinträchtigungen aus standörtlicher Sicht.

Diese Arbeit will eine Grundlage schaffen für eine fundierte Diskussion der Stellung der Raumplanung im Spannungsfeld zwischen aktiver Risikovorsorge im Sinne einer vorbeugenden Ursachenbekämpfung und reaktiver Abwehr von Beeinträchtigungen der Standortqualität in Bezug auf die Entwicklung im Energiesektor. Zentraler Gegenstand der Untersuchung ist daher die Raumbeanspruchung durch

Energiesysteme unter der Prämisse einer zukunftsfähigen Gestaltung der Energiewirtschaft, für die eine weitgehende Einbeziehung erneuerbarer Energien als notwendig vorausgesetzt wird.

Stellvertretend für den gesamten Energiesektor steht die Stromversorgung im Zentrum der Arbeit.

Dies hat mehrere Gründe:

1. Die Raumbedeutsamkeit vieler Infrastruktureinrichtungen zur Stromversorgung ist offenkundig, Standort- und Trassenplanungen haben vielfach mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen. Dies gilt gleichermaßen für etablierte wie auch für neue Technologien (vgl. etwa die Kernenergie- und die Windenergienutzung zur Stromerzeugung).
2. Durch den technischen Fortschritt in den verschiedensten Konsum- und Wirtschaftsbereichen werden ständig neue Stromanwendungen erschlossen. Der Anteil und die Menge der Energiedienstleistungen, die über die Stromversorgung erbracht werden, nimmt ständig zu. Auch der Strombedarf steigt daher tendenziell, soweit es nicht gelingt, die steigende Nachfrage nach Energiedienstleistungen durch steigende Effizienz bei den Stromanwendungen zu kompensieren.
3. Durch neue energie- und umweltpolitische Anforderungen, durch den anstehenden Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark sowie durch die Änderung des energierechtlichen Ordnungsrahmens im Zuge der Liberalisierung ist eine Umbruchsituation im Stromsektor entstanden, die neue Weichenstellungen sowohl erfordert als auch möglich erscheinen lässt.
4. Vor diesem Hintergrund und auf die zahlreichen energiepolitischen Konfliktpunkte der Vergangenheit beschäftigen sich eine Vielzahl wissenschaftlicher und politischer Publikationen mit dem Stromsektor und seiner zukünftigen Entwicklung, so daß auf eine Fülle von zum großen Teil sehr aktuellem Material zurückgegriffen werden kann.
5. Die Datenlage über die bestehende Infrastrukturausstattung der Stromversorgung ist vergleichsweise gut, wenn auch durch den zunehmenden Wettbewerb im Strommarkt in den letzten Jahren die traditionell durch private Wirtschaftsverbände beherrschte Elektrizitätswirtschaftliche Statistik stark eingeschränkt worden ist.

## 1.2 Forschungsziel und Forschungsleitfragen

Das Forschungsvorhaben setzt sich mit zwei hauptsächlichen Forschungsleitfragen auseinander.

Zunächst soll auf der Basis von aktuellen Energieszenarien systematisch erforscht werden, wie sich ein Stromversorgungssystem, das

- bestehende Potenziale zur Verminderung des Primärenergie- und Strombedarfs ausschöpft
- fossile Energieträger nur noch in einem klimaverträglichen Umfang einsetzt und
- den Restenergiebedarf aus erneuerbaren Energien deckt

in seinen räumlichen Dimensionen von dem heute etablierten System unterscheidet.

Im zweiten Schritt soll diskutiert werden, wie und in welchem Ausmaß ein weitgehender Umbau des Stromversorgungssystems, wie er in aktuellen Langfrist-Klimaschutzszenarien seinen Ausdruck findet, in die Raumentwicklung insgesamt eingreift und „Standortqualität“ beeinflussen kann. Dabei soll letztendlich auch erkennbar werden, ob und in welcher Hinsicht sich durch die politische Umsetzung solcher Visionen neue Aufgaben für die Raumplanung ergeben würden.

## **2 Ansatz und Methodik einer vergleichenden raumbezogenen Analyse von Energiesystemen und Systemkonzepten**

Energiesysteme lassen sich aus technischer und ökonomischer Sicht in ihren wichtigsten Merkmalen nahezu vollständig mit Hilfe von quantitativen Größen beschreiben. Dies gilt auch für viele der unerwünschten Umweltwirkungen, die beim Betrieb von energietechnischen Anlagen auftreten. Daher bedienen sich alle gebräuchlichen energietechnischen, energiewirtschaftlichen und umweltbezogenen Modelle mathematischer Formalisierungen. Dies kann nur deshalb gelingen, weil diese Modelle von allen Aspekten, die keiner mathematischen Formulierung zugänglich sind, weitgehend abstrahieren. Dies ist für die Fragestellungen, für die diese Modelle üblicherweise entwickelt werden (i.d.R. Vergleiche verschiedener Systemvarianten untereinander bzw. Vergleiche antizipierter Systementwicklungen mit dem Status-Quo in Bezug auf Kosten, Energieverbräuche, Luftschadstoff- bzw. Klimagasemissionen), nicht nur förderlich sondern auch notwendig.

Im Bereich der Bewertung von Technikalternativen stoßen allerdings quantitative Methoden dann an ihre Grenzen, wenn Vergleichskriterien herangezogen werden sollen, deren Merkmalsausprägungen entweder nicht eindeutig skalierbar sind oder bei denen die Messgrößen sich nicht sinnvoll mathematisch miteinander verknüpfen lassen (so stehen z.B. beim Vergleich von fossilen Wärmekraftwerken mit Wasserkraftwerken die verschiedensten Beeinträchtigungen von Fließgewässern den luftgetragenen Schadstoffemissionen gegenüber oder sind visuelle Aspekte der Wirkung von technischen Anlagen auf das Landschaftsbild in die Analyse zu integrieren). Es hat sich im energiewissenschaftlichen Sprachgebrauch mittlerweile eingebürgert, solche Aspekte zusammenfassend als „lokale (Umwelt)-Effekte“ zu bezeichnen, um sie von den i.d.R. im Zentrum der Betrachtung stehenden globalen Effekten (Klimaveränderungen, Rohstoffverknappung) abzugrenzen.

Gerade diese lokalen (und u.U. auch regionalen) Effekte sind exakt der Gegenstand, auf den es bei der Raumanalyse ankommen soll. Kennzeichnend für Raumwirkungen ist deren Vielfalt und Komplexität. Bei weitem nicht alle für eine raumbezogene Analyse relevanten Aspekte sind in exakten Größen messbar und über quantifizierbare Kriterien und Indikatoren zu beschreiben. Dies gilt auch für die raumbezogene Analyse von Energiesystemen. Das bedeutet, dass für diese Aufgabenstellung eine Mischform aus quantitativen und qualitativen Methoden gefunden werden muss, um dem Analysegegenstand gerecht zu werden.

Die Art der Wirkungsfaktoren und Wirkungskategorien, die unter dem Stichwort Raumwirkung zusammengefasst sind und die Problemsicht der Energiewissenschaft bringen es mit sich, dass auch die einschlägige Fachliteratur (einschließlich der Energiestatistik) nur sehr spärliche Informationen enthält, die für die räumliche Analyse verwertbar wären. So fehlen in Statistiken, Energiemodellen, Prognosen und Szenarien weitgehend räumliche Differenzierungen, Standortfragen werden kaum thematisiert und nur sehr selten systematisch untersucht (vgl. stellvertretend die systematische Untersuchung der Standortkriterien für Großkraftwerke bei Friedrich 1979 und Volwahren 1979). Dies hat sich erst in neuerer Zeit in gewisser Hinsicht und in dem Masse geändert, wie regenerative Energien ins Blickfeld der Energiewissenschaft gerückt sind. Ausgelöst durch die Standortgebundenheit und den eher kleintechnischen Maßstab regenerativer Energiesysteme wurden auf der Ebene der Potenzialstudien ver-

stärkt regional differenzierende Ansätze verfolgt (vgl. z.B. Kaltschmitt/Wiese 1993, Unger et al. 1994, Krewitt/Nitsch 2002, Nitsch et al. 2004). Die räumliche Differenzierung beschränkt sich allerdings entweder nach wie vor auf das „Notwendige“, und dient lediglich zur Bilanzierung des Energieangebots, das innerhalb eines bestimmten Untersuchungsgebiets verfügbar ist oder es werden Analysen lokaler Effekte weitgehend auf lokale Umweltaspekte beschränkt (vgl. z.B. Nitsch et al. 2004). Als eine weitere Quelle für raumbezogene Daten stehen Ökobilanzen und Prozesskettenanalysen zur Verfügung, die auf der Ebene von Anlagentechnologien u.a. auch die Flächeninanspruchnahme von Energiesystemen untersuchen (vgl. ETH 1996 und GEMIS 2003).

Wenn für Szenarien, die die langfristige Entwicklung von Stromversorgungssystemen beschreiben bzw. für Stromversorgungssysteme selbst räumliche Implikationen analysiert werden sollen, stellt sich die Frage, welche räumlichen Implikationen gemeint sind und mit welchen Methoden diese adäquat zu erfassen sind. Daher soll im Folgenden zunächst der Raumbegriff, der diesen Betrachtungen zugrunde liegt, und die Methoden für die Analyse räumlicher Implikationen erläutert werden.

Weiterhin soll geklärt werden, wie im Rahmen dieser Arbeit Stromversorgungssysteme definiert werden und aus welchen für die Analyse räumlicher Implikationen wesentlichen Elementen sie bestehen.

Schließlich sollen in diesem Kapitel Energieszenarien im allgemeinen als Analysegegenstand eingeführt werden und des weiteren die Auswahl der zu analysierenden Regenerativ-Energie-Szenarien benannt und begründet werden.

## **2.1 Der Begriff des Raumes und der Raumwirksamkeit**

Der Terminus „räumliche Implikation“ wurde für den Titel dieser Arbeit ausgewählt, weil er auf die Ambivalenz des Raumbegriffs bei isolierter Betrachtung und in Relation zu anderen Phänomenen hinweist. Auf der begrifflichen Ebene stellt die Raumwirkung ein verbindendes Element dar zwischen dem Raum und allem, was durch Raum beeinflusst wird oder was selbst Raum beeinflusst. Räumliche Implikationen können auch als Wechselwirkungen bezeichnet werden zwischen etwas, das zum Raum in einem äußerlichen Verhältnis steht und dem Raum selbst. Es hat sich eingebürgert, im Planerjargon von „Raumwirkungen“ zu sprechen, ohne dass jeweils immer klar definiert werden würde, was mit diesem Begriff im Einzelfall eigentlich gemeint ist, wenn nicht die Aufzählung von Einzelphänomenen als Ersatz für eine klare Begriffsdefinition gelten soll. Der Begriff der Raumwirkung ist mindestens ebenso schillernd wie der Raumbegriff. Er setzt voraus, dass der Raum als solcher in der Lage ist, eine Wirkung zu entfalten oder zu empfangen. Grundsätzlich stellt sich dabei die Frage, ob Raumwirkungen Wirkungen bezeichnen, die von außen auf den Raum treffen oder ob Raumwirkungen Wirkungen sind, die der Raum auf Objekte außerhalb seiner selbst ausübt. Raum ist also entweder als ein Wirkfaktor mit Wirkungsrichtung nach außen oder sein Zustand als Ergebnis einer Wirkung von äußerlichen Eingriffen auf ihn selbst zu betrachten. Beiden Interpretationsmöglichkeiten folgend müsste es etwas geben, was sich als „Nicht-Raum“ bezeichnen liesse.

Jeglicher Versuch, die genannten Begriffe mit Inhalt zu füllen, führt schnell zu der Frage nach der Definition des Raumbegriffs. Denn spätestens in dem Augenblick, in dem es darauf ankommt, Raumwirkungen zu beschreiben, führt eine fehlende begriffliche Klarheit zu Abgrenzungsproblemen. Eine Erläuterung dieses Begriffs in dem Begriffsverständnis, das dieser Arbeit zugrunde gelegt werden soll,

erscheint auch aufgrund der verwirrenden Vielfalt der in den Raumwissenschaften und der Raumplanung verwendeten Raumbegriffe angebracht.

Im alltagssprachlichen Verständnis ist der Raum ein Objekt mit einer materiellen Substanz. Räume haben Grenzen und können betreten oder gestaltet werden, können voll oder leer sein. Diesem Begriffsverständnis folgt normalerweise auch die planerische Alltagssprache, wenn beispielsweise von Raumnutzungen die Rede ist. Im eher philosophisch geprägten Begriffsverständnis dagegen hat der Raum als solcher keine physische Substanz. Nach Leibniz ist Raum ein „System von Lagerrelationen materieller Objekte“ (Leibniz zit. n. Blotevogel 1995).

In Erweiterung der obigen Fragestellung nach dem Bedeutungsgehalt des Begriffs Raumwirkung führt der Raumbegriff im Leibniz'schen Sinne dazu,

- dass Raumwirkungen entweder als Einwirkungen auf die Lagerrelationen materieller Objekte betrachtet werden müssen (also Raumwirkungen verstanden als relative Lageänderungen von Objekten, die durch äußere Wirkkräfte hervorgerufen werden) oder
- dass Raumwirkungen unmittelbar erst durch diese Lagerrelationen entstehen, also die Einwirkung im übertragenen Sinne gleichsam „außerhalb des Raums“ auftritt (wenn man von möglichen rückkoppelnden Wirkungen auf den Raum absieht).

In Anwendung des Leibniz'schen Raumbegriffs müsste daher zunächst definiert werden, wie und auf was Lagerrelationen materieller Objekte potenziell einwirken oder durch was auf sie potenziell eingewirkt wird. Es wäre also grundsätzlich zu unterscheiden zwischen einem Subjekt, das Wirkungen auslöst und einem Objekt, das von Wirkungen betroffen ist. Da materielle Objekte, zwischen denen keine Lagerrelationen bestehen, ebensowenig vorstellbar sind, wie immaterielle Objekte oder materielle „Nicht-Objekte“, können nur die materiellen Objekte selbst, deren relative Lage Raum bildet, entweder Auslöser oder Betroffene von Raumwirkungen – also Betroffene von Wirkungen der Lagerrelationen zwischen ihnen auf sie selbst oder Auslöser von Wirkungen ihrer selbst auf die Lagerrelationen zwischen ihnen - sein.

Da auch Menschen zu den raumbildenden materiellen Objekten gezählt werden müssen, wären zunächst sie diejenigen, die entweder als Auslöser oder als Betroffene von Raumwirkungen in Frage kommen. Sie verändern durch ihre Aktivitäten permanent die relative Lage von Objekten und wirken damit nach obiger Definition des Raumbegriffs zugleich auf den Raum, sowie sie auch Veränderungen bewirken, die sie sowohl selbst betreffen können als auch die Objekte, deren Lagerrelationen verändert worden sind, sie entfalten also durch die Veränderung des Raumes eine dem Raum äußerliche Wirkung.

Diese Interpretationen setzen voraus, dass aus der Perspektive eines tatsächlichen oder potenziellen Nutzers, Eigentümers oder Besitzers die Lagerrelationen zwischen Objekten einen direkten Einfluss auf ihren Gebrauchswert oder auf ihren ideellen Wert ausüben. Da die Objekte und deren Lageveränderung die Wirkung dieser Veränderung nur über die (menschliche) Wahrnehmung und gefiltert über menschliche Wertmaßstäbe erfahren, ergibt sich dadurch ein innerer Zusammenhang zwischen subjektivem und objektivem Raumbegriff.



Zu unterscheiden wäre weiterhin zwischen Wirkungen, die durch die Lagerrelationen selbst hervorgerufen werden von solchen Wirkungen, die entweder unabhängig davon auftreten oder von den Lagerrelationen nur marginal beeinflusst werden können. Diese Unterscheidung ist schon deshalb notwendig, weil offensichtlich nicht jede beliebige Wirkung durch Veränderung von „Lagerrelationen materieller Objekte“ hervorgerufen bzw. vermieden werden kann, auch wenn die Wirkung mit den betreffenden Objekten und deren Nutzung unmittelbar in einem ursächlichen Zusammenhang steht (z.B. werden Treibhausgas-Emissionen und indirekt deren Wirkung zwar durch die Veränderung der relativen Lage eines Kraftfahrzeugs zu beliebigen Objekten am Start- bzw. Zielort einer Fahrt ausgelöst, aber nur dann, wenn für den Fahrzeugantrieb fossile Treibstoffe eingesetzt werden).

Mit Bezug zur geographischen Betrachtungsebene (chorisches Raumkonzept) kann Raum vor dem Hintergrund eines dem Leibniz'schen Raumbegriff nahe verwandten Begriffsverständnisses auch als „zwei- oder dreidimensionaler metrischer Ordnungsrahmen erdoberflächlich lokalisierbarer Objekte“ aufgefasst werden (vgl. Blotevogel 1995). Dieser Raumbegriff orientiert sich stark an naturwissenschaftlichen Denkansätzen.

Die Vorstellung des Raums als „metrischer Ordnungsrahmen erdoberflächlich lokalisierbarer Objekte“ scheint mit der Vorstellung einer möglichen Raumwirkung dem ersten Anschein nach nur schwer vereinbar zu sein. Denn die Anwendung des Begriffs der Raumwirkung auf diesen Raumbegriff führt zu der Konsequenz, dass der metrische Ordnungsrahmen selbst als Gegenstand oder als Auslöser von Einwirkungen zu betrachten wäre. Diese Vorstellung ist zwar nicht völlig abwegig, scheint aber mit einem landläufigen Begriffsverständnis von Raumwirkung kaum vereinbar zu sein. Allerdings verweist dieser Gedanke wiederum auf ein stark subjektiv geprägtes Raumverständnis. Denn der „metrische Ordnungsrahmen“ hat keine materielle Substanz; dieser Auffassung nach entspricht der Raum einem Raster, das uns in die Lage versetzt, unsere räumliche Wahrnehmung einem metrischen Ordnungsprinzip zu unterwerfen. Eine Veränderung des Ordnungsrahmens selbst ist gleichzusetzen mit einer Veränderung der Wahrnehmung, die unabhängig von Veränderungen im physischen Sinne den „erdoberflächlich lokalisierbaren Objekten“ allein durch eine Änderung des Betrachtungs-Maßstabs eine andere Wertung zu geben vermag (groß oder klein, weit entfernt oder nahebei). Die Raumwirkung entsteht in diesem Fall in erster Linie subjektiv durch die veränderte Perspektive des (teilnehmenden) Beobachters und wird auch nur für diesen erfahrbar.

In der raumplanerisch-planungsjuristischen Fachsprache wird, wie oben bereits angedeutet, der Raumbegriff weit weniger abstrakt sondern sehr viel pragmatischer behandelt. Nach David wird der Begriff „Raumwirksamkeit“ als Synonym zu Begriffen wie „Raumbedeutsamkeit“ oder „Raumrelevanz“ verwandt (vgl. David 1982). Um den Begriff der Raumwirksamkeit aus dieser fachsprachlichen Sicht weiter mit Inhalt zu füllen, soll zunächst hilfswiese auf das Raumordnungsgesetz Bezug genommen werden.

Der Begriff der „raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen“ wird in § 3 Nr. 6 ROG wie folgt definiert:

„Im Sinne dieses Gesetzes sind (...) raumbedeutsame Planungen und Maßnahmen: Planungen einschließlich der Raumordnungspläne, Vorhaben und sonstige Maßnahmen, durch die Raum in An-

spruch genommen oder die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebietes beeinflusst wird, einschließlich des Einsatzes der hierfür vorgesehenen öffentlichen Finanzmittel.“

Raumbedeutsam (oder raumwirksam) sind somit Planungen und Maßnahmen, die entweder

- Raum beanspruchen und/oder
- die Raumentwicklung beeinflussen.

Mit der Auffassung des Raums als „System von Lagerrelationen materieller Objekte“ lässt sich auch der Begriff der „Raumbeanspruchung“ nicht ohne weiteres in Einklang bringen. Beansprucht durch menschliche Nutzung werden zwar die Objekte selber, nicht jedoch ihre Lagerrelationen zueinander. Allerdings werden Lagerrelationen durch menschliche Beanspruchung der Objekte unter Umständen beeinflusst. Raumbeeinflussung in diesem Sinne bedeutet Veränderung der Lagerrelationen von Objekten. Diese jedoch können – wie bereits dargelegt - einen erheblichen Einfluss auf den Nutzwert der Objekte selbst ausüben und teilweise sogar die zweckentsprechende Nutzung erst ermöglichen oder sie umgekehrt verhindern.

Besser geeignet für die Interpretation des Begriffs der Raumbeanspruchung ist die Verknüpfung mit dem Begriff des Raums als „metrischer Ordnungsrahmen erdoberflächlich lokalisierbarer Objekte“. Im Zuge der Raumbeanspruchung wird der Ordnungsrahmen durch Objekte ausgefüllt (Behälterraum) und in wenigstens einer Facette seiner Inanspruchnahme messbar. Der Bezug zur Erdoberfläche, auf der die Objekte lokalisiert sind, verweist auf die Verwandtschaft zwischen Raum und Fläche und zwischen Raumbeanspruchung und Flächeninanspruchnahme.

Auch der Begriff der Flächeninanspruchnahme ist jedoch bei näherer Betrachtung ein außerordentlich schillernder. Auch hier zeigen sich die definitorischen Schwierigkeiten spätestens bei dem Versuch, die Inanspruchnahme von Erdoberfläche durch menschliche Nutzung einer Analyse zugänglich zu machen, die wissenschaftlichen Ansprüchen genügt. Diese Anforderung muss z.B. bei der Einbeziehung der Flächeninanspruchnahme als Kriterium im Rahmen von Ökobilanzen erfüllt werden. Für Ökobilanzen wurde daher eine Methodik entwickelt, die die Berücksichtigung der Flächeninanspruchnahme auch in quantitativer Hinsicht erlaubt. Allerdings unterscheiden sich Ökobilanzen in ihrer Zielsetzung erheblich von dem hier verfolgten Ansatz. Anders als in Ökobilanzen sollen hier keine Wirkungen analysiert werden sondern allenfalls Wirkungspotenziale und Wirkfaktoren. Auch fehlt hier die Orientierung auf die ökologischen Wirkungen der Flächeninanspruchnahme, die das ausschließliche Erkenntnisinteresse bei Ökobilanzen darstellen. Zwar sollen in dieser Arbeit die ökologischen Wirkungspotenziale von Flächeninanspruchnahmen nicht ausgeblendet werden. Sie erhalten aber keinen höheren Stellenwert als andersgeartete potenzielle Wirkungen wie z.B. auf die Verfügbarkeit und die Wertigkeit von Grund und Boden im Einfluss bestimmter technischer Infrastrukturen.

Im folgenden werden in Anlehnung an die Methodik, die im Rahmen des Schweizer Ecoinvent-Projektes entwickelt und angewandt wurde (vgl. ETH 1996), Probleme und Lösungsansätze für die vergleichende Erfassung der Flächeninanspruchnahme menschlicher Aktivitäten dargestellt und im Hinblick auf die Verwendbarkeit im Rahmen dieser Arbeit diskutiert. Zunächst wäre jede Art von Nutzung eigentlich als Flächeninanspruchnahme zu werten. Bei unvoreingenommener Betrachtung könnte also bereits ein Spaziergang durch eine Landschaft ebenso als Flächeninanspruchnahme gelten, wie bei-

spielsweise der Erwerb von Nutzungsrechten an Grundstücken und die anschließende Räumung und Abgrabung zum Zweck der Rohstoffgewinnung. Beide Arten der Flächeninanspruchnahme unterscheiden sich aber so fundamental voneinander, dass es wenig hilfreich erscheint, sie mit einem gemeinsamen Begriff zu belegen.

Dies könnte aber dennoch sinnvoll sein, wenn es gelänge, die relevanten Unterschiede meßbar zu machen, um sie für einen Vergleich und eine Bewertung nach objektiven Kriterien erschließen zu können. Für eine solche Messung fehlt allerdings ein brauchbarer Maßstab. Der metrische zwei- oder dreidiimensionale Ordnungsrahmen, der sich in Anlehnung an den obigen Raumbegriff zur Messung der Inanspruchnahme von Flächen durch erdoberflächlich lokalisierbare Objekte anzubieten scheint, führt nur wenig weiter. Bereits das oben angeführte Beispiel des Spaziergängers führt zu der Frage, wieviel Fläche denn eigentlich ein Spaziergänger mit seinem Spaziergang in Anspruch genommen hat. Würde etwa die zurückgelegte Wegstrecke gemessen und mit der Hüftbreite des Fußgängers multipliziert, würde das Meßergebnis lediglich eine Aussage über die Flächengröße des in Anspruch genommenen Fußweges erlauben, nicht aber als Maß für die Flächeninanspruchnahme durch den Spaziergänger taugen. Denn dieser kann die Wegstrecke einmal am Tag oder einmal im Jahr zurücklegen. Ebenso können außer ihm beliebig viele andere Fußgänger den gleichen Weg benutzen.

Einfacher sind Messungen der Fläche möglich, die durch ortsfeste Einrichtungen in Anspruch genommen werden. Immobilien haben ebenso wie ortsfest installierte technische Einrichtungen die Eigenschaft, ständig auf der Fläche präsent zu sein, solange sie gebraucht werden. Es handelt sich also um eine stationäre Flächeninanspruchnahme. Ein Austausch der jeweiligen baulichen oder technischen Anlage durch eine jeweils andere, die den gleichen Zweck erfüllt oder die Verlagerung der jeweiligen Anlage an einen anderen Ort ändert nichts an dem Umfang der Flächeninanspruchnahme und ihrem stationären Charakter. Wichtig ist nur, das Maß der in Anspruch genommenen Fläche einem klar definierten Nutzen gegenüber zu stellen, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Auf diese Weise läßt sich dann beispielsweise das Ausmaß der für die Wohnnutzung in Anspruch genommenen Fläche als „m<sup>2</sup> Wohn- bzw. Siedlungsfläche pro Wohneinheit“ oder „pro Bewohner“ bestimmen.

Ebenso könnte im Beispiel des Fußgängers verfahren werden. Die Fläche des Fußweges entsprechend der zurückgelegten Wegstrecke wird zur Personenzahl und der Zeitdauer der Inanspruchnahme in Beziehung gesetzt, so dass eine Meßgröße in der Form „m<sup>2</sup>/Person/Tag“ zur Anwendung kommt. Diese Vorgehensweise hat aber den gravierenden Nachteil, dass aufgrund des unterschiedlichen Maßstabs die Vergleichbarkeit zwischen der Flächeninanspruchnahmedauer im Beispiel des Fußgängers zur Flächeninanspruchnahme für die Wohnnutzung nicht mehr ohne weiteres gegeben ist. Während die Flächeninanspruchnahmedauer durch den Fußgänger eine Flußgröße darstellt, handelt es sich bei der Flächeninanspruchnahme durch die Wohnnutzung um eine Bestandsgröße (vgl. ETH 1996). Deshalb lassen sich diese beiden Größen nicht miteinander verrechnen. Es ist demnach nicht möglich, anhand der obigen Meßgrößen festzustellen, ob ein Fußgänger, der eine große Wohnfläche beansprucht, jedoch nur kurze Wege zurücklegt, mehr oder weniger Fläche beansprucht, als ein Autofahrer mit kleiner Wohnfläche und langen Fahrstrecken.

Die Flächeninanspruchnahmen, die Flußgrößen darstellen, können im Gegensatz zu den stationären Inanspruchnahmen als instationär bezeichnet werden. Instationäre Flächeninanspruchnahmen unter-

scheiden sich von stationären grundsätzlich dadurch, dass sie anders als stationäre Flächeninanspruchnahmen keine fest umrissene Fläche an einem Standort dauerhaft in Anspruch nehmen. Dies liegt darin begründet, weil sich bedingt durch den Charakter der Inanspruchnahme der angestrebte Nutzen nur durch Fortbewegung, also durch permanente Standortverlagerung erzielen lässt. Es findet also in gewissem Sinne ein „Verbrauch“ des Nutzens der in Anspruch genommenen Fläche statt, der zur Fortbewegung zwingt.

Um stationäre und instationäre Flächeninanspruchnahmen miteinander vergleichen zu können, kann auch die stationäre Nutzung als Flächeninanspruchnahme in Form einer Flächenbelegung mit Bauwerken und sonstigen ortsfest installierten Anlagen wie eine Flussgröße gemessen werden, indem der gesamte Lebenszyklus des jeweiligen Objektes, das die Fläche belegt, in die Betrachtung einbezogen wird. Jedes Gebäude durchläuft eine Errichtungs- Nutzungs- und Abbruchphase, so dass der Nutzen, der aus dem Gebäude gezogen werden kann, zeitlich befristet ist. Deshalb kann, ebenso wie im Beispiel der Flächeninanspruchnahme des Fußgängers gezeigt, der Nutzung des Wohngebäudes (bzw. des Wohngrundstücks) eine zeitliche Befristung unterstellt werden, so dass sich eine Beziehung in der Form „m<sup>2</sup> Wohnfläche pro Einwohner und Jahr“ ergibt. Die Einbeziehung der Zeitdauer trägt dem Umstand Rechnung, dass insgesamt die Flächeninanspruchnahme länger dauert als die Nutzung der Wohnung, da vor dem Einzug das Haus gebaut und nach Ablauf der technischen bzw. wirtschaftlichen Nutzungsdauer abgerissen werden muss, bevor das Grundstück für eine Folgenutzung wieder zur Verfügung steht (vgl. ETH 1996).

Diese Vorgehensweise löst das Vergleichbarkeitsproblem aber nicht wirklich, da oftmals die tatsächliche Nutzung von Immobilien oder ortsfest installierten Anlagen länger dauert als die übliche technische oder wirtschaftliche Lebensdauer und z.B. Gebäude ständig während der Nutzungsphase erneuert und über mehrere Zyklen ständig genutzt werden, so dass die Vergleichbarkeit zwischen Flächeninanspruchnahmen, die bezogen auf einen Standort grundsätzlich befristeter Natur sind und demnach ständig ihren Standort verlagern müssen, mit stationären Flächeninanspruchnahmen auf diese Weise nicht hergestellt werden kann.

Etwas einfacher gestaltet sich dieser Vergleich zwischen Fluss- und Bestandsgrößen, wenn der Nutzen, der jeweils aus einer stationären und instationären Flächeninanspruchnahme gezogen wird, miteinander verknüpft ist, wenn also die instationäre Flächeninanspruchnahme Produkte hervorbringt, die die stationäre Flächeninanspruchnahme als Vorprodukte benötigt, um ihrerseits ein für den Endverbrauch bestimmtes Produkt herzustellen. Voraussetzung ist weiter, dass der Nutzen des Vor- und des Endproduktes jeweils meß- und skalierbar ist. In dem Fall kann die pro Zeiteinheit in Anspruch genommene Fläche für die Erzeugung des Vorprodukts auf das Endprodukt, für das ebenfalls eine in der gleichen Zeiteinheit hergestellte Produktionsmenge angegeben werden kann, bezogen werden, und mit der gemeinsamen Einheit „Fläche pro Nutzen des Endprodukts pro Zeiteinheit“ verrechnet werden, obwohl für die Herstellung des Endprodukts eine Immobilie, also eine ortsfest installierte Fabrik auf einem Fabrikgelände in Anspruch genommen wird, während das Vorprodukt, also z.B. ein beliebiger, auf der jeweiligen Fläche in nur endlicher Menge verfügbarer Rohstoff, durch instationäre Flächeninanspruchnahme gewonnen wird.

Da diese Voraussetzungen für Flächeninanspruchnahmen im Energiebereich durchweg gegeben sind, lassen sich Flächeninanspruchnahmen in ihrer metrischen Größe auf die geschilderte Weise rechnerisch ermitteln und aufeinander beziehen. Den bisherigen Überlegungen nach zu urteilen scheint es also zu genügen, die Flächeninanspruchnahme und damit auch die Raumbeanspruchung dadurch zu erfassen, dass lediglich die Größe der jeweils beanspruchten Erdoberfläche gemessen und dann einem durch die Flächeninanspruchnahme zu erzielenden Nutzen pro Zeiteinheit gegenüber gestellt wird. Allerdings werden dadurch einige wichtige Aspekte der Raumbeanspruchung und der Raumbeflussung außer Acht gelassen. Zunächst einmal ist die Lage der Flächen, die in Anspruch genommen werden, in Relation zu anderen Objekten auf diese Weise nicht berücksichtigt. Es ist jedoch bei gleicher mengenmäßigen Flächeninanspruchnahme die Raumbeflussung beispielsweise durch eine technische Anlage, die Luftschadstoffe oder Lärm emittiert, mit Standort in einem Kurgebiet oder in unmittelbarer Nähe zu einem solchen anders zu bewerten als die Raumbeflussung durch dieselbe Anlage in einem Industriegebiet. Daher können Untersuchungen zur Raumbeflussung durch Flächeninanspruchnahmen streng genommen nur standortbezogen in einer Einzelfallbetrachtung durchgeführt werden. Dies ist ja aus diesem Grunde auch im Rahmen von Raumordnungs-, Genehmigungs- und Planfeststellungsverfahren so vorgesehen.

Andererseits soll hier nach Möglichkeiten gesucht werden, auch losgelöst von konkreten örtlichen Situationen Raumwirkungspotenziale technischer Entwicklungsperspektiven zu beleuchten. Dazu muß der Einfluß örtlich konkreter Lagebeziehungen, die im Einzelfall u.a. Gegenstand der Prüfung der Raumwirkung wären, erfasst werden durch generalisierende Betrachtungen über die Randbedingungen und Zwänge bzw. die wirtschaftlichen Präferenzen für die Standortwahl von den technischen Einrichtungen, deren Raumwirkungspotenzial untersucht werden soll. Lassen sich solche Standortkriterien nicht klar definieren, kann davon ausgegangen werden, dass die betreffende Nutzung im Wege von Planungs- und Genehmigungsverfahren an Standorte gedrängt wird, wo Lagebeziehungen zu anderen Objekten nicht in entscheidendem Maße zu unerwünschten Wirkungen führen.

Ein weiterer Aspekt, der nicht durch die metrische Größe der in Anspruch genommenen Flächen erfasst werden kann, ist die Art und Intensität der Flächeninanspruchnahme. Unterschiede in dieser Hinsicht können die Vergleichbarkeit zwischen Flächeninanspruchnahmen erheblich erschweren. Daher müssen auch hierfür wenigstens grobe Abstufungen in der Art der Flächeninanspruchnahme gefunden werden, die dieses Problem minimieren. Miteinander verglichen werden können dann nur Flächeninanspruchnahmen der gleichen Kategorie. Zu den hier als relevant erachteten Kriterien für die Kategorisierung der Art der Flächeninanspruchnahme zählt vor allem die Zugänglichkeit der in Anspruch genommenen Flächen für Dritte, die an der Flächeninanspruchnahme, die analysiert werden soll, nicht partizipieren. Die geringste Zugänglichkeit ist dann gegeben, wenn die in Anspruch genommene Fläche als Betriebsgelände von den benachbarten Flächen abgegrenzt ist. Eine weniger restriktive Beanspruchung liegt vor, wenn bestimmte Nutzungen Dritter ausgeschlossen oder eingeschränkt sind. Eine weitere wichtige Art der Flächeninanspruchnahme ist die indirekte Einwirkung auf benachbarte Nutzungen durch Lärm, Sichtbeziehungen und Verschattungen etc. Diese Art der Flächeninanspruchnahme entzieht sich losgelöst vom Einzelfall einer Quantifizierung. Sie kann daher nur qualitativ in ihrer generellen Ausprägung als Charakteristikum, das einer bestimmten Nutzungsart generell zu Eigen ist, beschrieben werden.

Zusammenfassend können folgende raumrelevante Wirkfaktoren anthropogener Flächennutzungen benannt werden, die im Rahmen dieser Arbeit betrachtet werden:

- Flächeninanspruchnahme nach metrischer Flächengröße und nach Zugänglichkeit der in Anspruch genommenen Flächen für Dritte,
- Potenzielle indirekte Wirkungen der Flächeninanspruchnahme nach Art und Intensität auf benachbarte Nutzungen,
- Lagebeziehungen zu den übrigen Flächennutzungen/Objekten (zwingende Standortvoraussetzungen oder Standortauswahlkriterien bei zukünftigen Flächennutzungen),
- Anzahl, Verteilung und Dichte der Raum beanspruchenden Nutzungen.

## 2.2 Zum Begriff des Stromversorgungssystems – Systemgrenzen und Systemelemente

Ein System ist definiert als ein integriertes Ganzes bestehend aus einer Menge von Einzelementen, die untereinander in Beziehung stehen und nach bestimmten Regeln interagieren (vgl. POLIS 2003). Der Systembegriff ist anwendbar sowohl auf technische Gebilde und Strukturen als auch auf gesellschaftliche Phänomene.

In dieser Arbeit soll das technische System der Stromversorgung, also das Stromversorgungssystem, im Vordergrund der Betrachtungen stehen. Das Stromversorgungssystem ist ein Subsystem des Energiesystems, und zwar begrifflich gedeutet in Anlehnung an den üblicherweise in Energieszenarien verwendeten Energiesystembegriff.

Vom Energiesystem bzw. Stromversorgungssystem muß der Energiesektor bzw. der Stromversorgungssektor begrifflich unterschieden werden. Der Begriff „Energiesektor“ bezeichnet hier in erster Linie in Abgrenzung zu fachübergreifenden politischen Ansätzen (vor allem der Raumordnungs-, Regional- oder Stadtentwicklungspolitik) ein sektorales Politikfeld.

Eine Betrachtung des Energiesektors muß „das gesamte, sich aus Angebots- und Nachfrageseite zusammensetzende System verschiedener Akteure umfassen: die Förderung, Umwandlung, Transport und Bereitstellung von Energie durchführende Energiewirtschaft; die Hersteller und Anbieter von Techniken und Verfahren zur Energieumwandlung sowie von energieverbrauchenden Geräten und Anlagen; Handwerk und andere Dienstleister als Anbieter von energiebezogenen Dienstleistungen sowie die privaten und gewerblichen Energienutzer“ (vgl. Kopfmüller et al. 2000, ebenso Prognos 1998).

In Abgrenzung zum Begriff des Energiesektors bezeichnet der Begriff „Energiesystem“ die Gesamtheit der technischen Infrastruktureinrichtungen sowie der Energierohstoffe und der nicht-stofflichen Energiequellen, die zur Bereitstellung aller Energiedienstleistungen einer räumlichen Einheit (der Weltwirtschaft, einer Volkswirtschaft, einer Region, einer Gemeinde, eines Einzelverbrauchers) eingesetzt werden (vgl. auch Forum für Zukunftsenergien 1997; ebenso ETH 1995).

Unter dem Begriff „Energiesystem“ kann außerdem auch die Gesamtheit aller technischen Einrichtungen und Vorkehrungen zur Bereitstellung von Energie bezogen auf eine bestimmte Energiedienstleistung (z.B. Schaffung eines behaglichen Innenraumklimas) oder eine bestimmte Energieform verstanden werden. Beide Definitionen werden in der Literatur gleichermaßen verwendet, wobei sich der jeweilige Bedeutungsgehalt aus dem Kontext der Begriffsverwendung ergibt (vgl. z.B. Forum für Zukunftsenergien). In letzterem Sinne lässt sich auch das Stromversorgungssystem als Teilelement des Energiesystems betrachten, das jedoch in gewisser Hinsicht auch als eigenständiges System betrachtet wird.

Zur Eingrenzung des Umfangs und aus Gründen der Datenverfügbarkeit sollen im Rahmen dieser Arbeit aber nur solche Systemelemente betrachtet werden, die durch das Mass ihrer Raumbeanspruchung von der räumliche Planung unmittelbar wahrgenommen werden (also entweder als eigene Nutzungskategorie aus dem Bereich der Versorgungswirtschaft oder als raumbedeutsame Nebenanlage im Zusammenhang mit einer Nutzung außerhalb der Versorgungswirtschaft).

Von dem Begriffspaar „Energiesektor“ und „Energiesystem“ soll hier der Bereich der energiepolitischen Instrumente, Maßnahmen und Strategien abgegrenzt werden. In diesem Sinne sind Maßnahmen zur gezielten Veränderung der politischen Rahmenbedingungen für den Energiesektor (Steuern, Abgaben, ordnungsrechtliche Verfügungen etc.) möglicher Bestandteil von Strategien, mit denen der Aufbau wünschenswerter zukünftiger Energiesysteme angestrebt wird (vgl. Forum für Zukunftsenergien 1997, S. 18).

Stromversorgungssysteme werden im Rahmen dieser Arbeit anhand ihrer physischen Elemente analysiert und strukturiert. Konstituierende Elemente von Energiesystemen allgemein sind Anlagen und Aktivitäten. Als „Anlagen“ werden alle ortsfest installierten technischen Einrichtungen bezeichnet, soweit diese dem Energiesystem zugeordnet werden können, während mit dem Begriff „Aktivität“ eine Landnutzung angesprochen wird, die ohne ortsfeste Anlagen auskommt (also z.B. die energiewirtschaftliche Gewinnung von Bodenschätzen bzw. energiewirtschaftlich motivierte land- und forstwirtschaftliche Bodennutzungen). Als Elemente des Energiesystems werden alle Anlagen und Aktivitäten angesehen, deren wesentlicher Zweck in der Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und dem Transport von Energieträgern bzw. Energieströmen liegt.

Als Anlagen werden in dieser Arbeit betriebliche Einheiten bezeichnet, die für sich genommen jeweils ein System bezogen auf eine bestimmte durch die betriebliche Einheit abgegrenzte Versorgungsaufgabe bilden. So werden z.B. Kraftwerke, die auf der betrieblichen Ebene als Stromerzeugungssystem bezeichnet werden können, aus Systemkomponenten wie Dampferzeuger, Turbine oder Generator etc. zusammengesetzt und bilden im Sinne dieser Arbeit als Ganzes eine Anlage, die ihrerseits wiederum ein Element des Systems der Stromversorgung darstellt.

Stromversorgungssysteme lassen sich in die Subsysteme Brennstoff- bzw. Primärenergiebereitstellung, Stromerzeugung, Stromtransport und Stromverteilung unterteilen. Diese Untergliederung ist deshalb sinnvoll, weil jedes Teilsystem aus spezifischen Infrastrukturelementen (Umwandlungsanlagen, Speicher, Netze) besteht, eigene Abnahmestrukturen herausgebildet hat und i.d.R. gleichzeitig durch eigene Subsektoren oder Sparten der Versorgungswirtschaft unterhalten wird (so z.B. die Elektrizitätswirtschaft, die Gaswirtschaft oder die Kohlenwirtschaft). Zudem lassen sich auch Systeme, die stark durch regenerative Energienutzung geprägt sind, nach diesem Muster untergliedern.

Systeme zur Stromversorgung können nicht völlig isoliert analysiert werden. Einerseits sind sie in wesentlichem Umfang über die Nachfrage nach Brennstoffen mit dem System der Brennstoffversorgung und andererseits über die Kraft-Wärme-Kopplung mit Systemen zur Wärmebereitstellung verknüpft. Diese Querverbindungen und die Wechselwirkungen des Stromversorgungssystems mit dem jeweils benachbarten Systeme müssen beachtet und in die Analyse einbezogen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird diese Anforderung für den Bereich der Brennstoffbereitstellung uneingeschränkt erfüllt. Die Grenze zu dem Sub-Energiesystem „Wärmeversorgung“ bleibt jedoch unscharf, eine Trennung zwischen Wirkungen des Stromversorgungssystems von Wirkungen der Wärmeversorgung wird im Rahmen dieser Arbeit bezogen auf Kraft-Wärme-Kopplungssysteme nicht vollzogen. Insofern wird eine gewisse Ungenauigkeit der Ergebnisse in Kauf genommen. Dies scheint angesichts der ohnehin nur unvollständigen Quantifizierbarkeit der raumbezogenen Wirkungspotenziale von Energiesystemen vertretbar. Zwar stehen Methoden zur Allokation von Umweltwirkungen bzw. von Umweltwirkfaktoren



aus dem Instrumentarium der Ökobilanz zur Verfügung. Allerdings erfordert die Anwendung dieser Methodik nicht nur eindeutig definierte quantitative Größen sondern auch die Definition einer Referenz-Wärmeversorgung, für die wiederum die Wirkungen bzw. das Wirkungspotenziale gleicher Kategorie quantitativ erfasst und beschrieben werden müsste. Zudem – und hierin liegt die Hauptschwierigkeit – müsste dieser Arbeitsschritt bezogen auf die Wärmeversorgung nicht nur für den Bestand sondern auch für Zukunftsenergiesysteme entsprechend der untersuchten Szenarien bezogen auf das Zieljahr vollzogen werden, wozu die publizierten Szenario-Beschreibungen noch weitaus weniger Basis-Daten liefern, als für die Stromversorgung.

Auf regenerative Energien gestützte Systeme zur Stromerzeugung benötigen aufgrund ihrer potenziell hohen Beiträge fluktuierender Energien ein Back-up-System, um die gewünschte Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können. Die Gestaltung von Back-up-Systemen hängt vom Gesamtkonzept des Energiesystems ab. Dieses kann entweder aus fossil oder nuklear befeuerten Großkraftwerken oder seinerseits zu einem großen Teil aus Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien - eventuell ergänzt um dezentrale fossil-befeuerte Anlagen - bestehen. Auch hier hängen die Ergebnisse vergleichender Analysen von der Strukturierung des Gesamtsystems ab, in das die einzelnen Anlagenarten integriert sind.

Im Rahmen von Öko-Bilanzen werden Energiesysteme nicht nur bezogen auf ihre Betriebsphase sondern über ihren gesamten „Lebenszyklus“ bilanziert. Öko-Bilanzen werden deshalb auch als „Life-Cycle-Analysis“ (LCA) bezeichnet (vgl. ETH 1996). Der „Lebenszyklus“ eines Produkts oder eines technischen Systems umfasst neben der Betriebs- oder Nutzungsphase außerdem auch die Herstellung und die Entsorgung bzw. den Prozess der Wiederverwertung. Erst mit dieser Erweiterung des Analyserahmens ist die Möglichkeit eröffnet, brennstoffbasierte Systeme (z.B. Kohlekraftwerke) mit Systemen, die ohne eine Brennstoffnutzung auskommen (z.B. Photovoltaik-Anlagen), in Bezug auf ihren spezifischen Ressourceninanspruchnahme (z.B. nicht erneuerbare Rohstoffe oder auch Fläche) und ihre Umweltwirkungen miteinander zu vergleichen. Die indirekten Aufwendungen sind bei nicht-brennstoffgeführten regenerativen Energieanlagen bezogen auf den Energieoutput im Vergleich zu konventionellen Energieanlagen besonders hoch (vgl. Kaltschmitt/Wiese 1997). Die Bereitstellung von Energie, Stoffen und technischen Einrichtungen, die erforderlich ist, um Energieanlagen herzustellen oder zu entsorgen, kann ebenso raumwirksam sein, wie die energietechnische Infrastruktur selber und kann deshalb bei der vergleichenden Analyse von Energiesystemen nicht von vornherein vernachlässigt werden.

Um dem Anspruch der Vollständigkeit zu genügen, wäre es im Rahmen dieser Arbeit deshalb eigentlich erforderlich, analog zu der Vorgehensweise bei Öko-Bilanzen auch die Raumwirkungspotenziale, die durch die Herstellung und Entsorgung technischer Anlagen bestehen, in die Analyse mit einzubeziehen. Da aber im Rahmen dieser Arbeit vor allem auch langfristige Entwicklungsperspektiven betrachtet werden sollen und Prognosen bzw. Szenarien zur Entwicklung der Technologien zur Gewinnung und Herstellung von Basisrohstoffen und technischen Anlagen mit den dann außerdem auch benötigten Daten zur Flächeninanspruchnahme nicht vorliegen und auch im Rahmen dieser Arbeit nicht generiert werden können, wird aufgrund der ohnehin schon sehr hohen Komplexität des Ge-

genstands jedoch darauf weitgehend verzichtet und an geeigneter Stelle lediglich auf entsprechende Zusammenhänge und Literaturquellen verwiesen.

Im Zentrum der Analyse steht somit die energietechnische Infrastruktur, die unmittelbar zur Stromversorgung bzw. zur Primärenergiebereitstellung in Verbindung mit der Stromerzeugung dient. Damit bleibt „graue Energie“ ebenso wie „graue Infrastruktur“ unberücksichtigt, die zur Herstellung von Anlagen des Stromversorgungssystems benötigt wird. Betrachtet werden z.B. ausschließlich direkte Flächeninanspruchnahmen von Infrastrukturen der Stromversorgung einschließlich der Flächeninanspruchnahmen für die Bereitstellung der Primärenergien, die zum Betrieb der Anlagen erforderlich sind. Flächen für die Produktion der Anlagen oder für die Bereitstellung von Baumaterialien zur Errichtung der Anlagen werden nicht bilanziert.

Um die Funktionfähigkeit eines Energiesystems gewährleisten zu können, sind, wie bereits angedeutet, vielfältige Transportdienstleistungen zu erbringen. Für einen erheblichen Anteil dieser Transporte werden Einrichtungen des öffentlichen Verkehrssektors genutzt, die ihrerseits raumbedeutsam sind, die jedoch nicht direkt dem Energiesystem zugeordnet werden können<sup>1</sup>. Eine Allokation der Nutzens der Verkehrsinfrastruktur ist vor allem dann problematisch, wenn Einrichtungen der allgemeinen Verkehrsinfrastruktur betroffen sind und der Anteil des Stromversorgungssystems am Bedarf für den Aufbau dieser Infrastruktureinrichtungen ermittelt werden soll. Hinweise können allenfalls in der Bestandsanalyse über die Mengenanteile transportierter Güter gegeben werden. Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung der Güterverkehrsleistungen sind jedoch mit grossen Unsicherheiten behaftet und überschreiten daher die Grenze des Machbaren im Rahmen dieser Arbeit.

Zusätzlich fallen in der Betriebsphase von energietechnischen Anlagen ebenso wie in der Folge von sonstigen Flächennutzungen, die der Sphäre der Energiewirtschaft zuzuordnen sind, Reststoffe an, die nicht vollständig durch die Verursacher selbst entsorgt werden können, sondern in einer relevanten Größenordnung in den Verantwortungsbereich der öffentlichen Entsorgung übergeben werden müssen. Auch die Einrichtungen der öffentlichen Entsorgungsinfrastruktur sind nicht dem Energiesystem zuzuordnen, obwohl sie von diesem mitgenutzt werden. Da sich die einzelnen Typen energietechnischer Anlagen und Aktivitäten sowohl hinsichtlich des Reststoffaufkommens als auch hinsichtlich der durch sie induzierten Transportleistungen erheblich unterscheiden und die in diesem Zusammenhang indirekt induzierte Raumwirkung nicht ohne weiteres vernachlässigt werden kann, müsste unter dem Gesichtspunkt der Vollständigkeit die räumliche Analyse der Energiesysteme diese Faktoren in adäquater Weise mitberücksichtigen. Auch hier gilt, dass allenfalls Mengenanteile des Energiesystems an den insgesamt durch die Abfall- und Abwasserwirtschaft zu entsorgenden Stoffen abgeschätzt werden können, dies allerdings höchstens im Rahmen der Bestandsaufnahme, nicht jedoch für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems. Daher wird auch dieser Aspekt im Rahmen der vorliegenden Arbeit eher qualitativ beschreibend behandelt.

---

<sup>1</sup> So hatte z.B. die Energiewirtschaft einen erheblichen Einfluss auf den Ausbau der Wasserstrassen zur Nutzung für den Kohletransport mit Binnenschiffen ab dem 19. Jahrhundert im Ruhrgebiet.

Alle untersuchungsrelevanten Elemente des Stromversorgungssystems beziehen sich auf die Bundesrepublik Deutschland als zu versorgende räumliche Einheit. Dabei wird nur die Nachfrage zugrunde gelegt, die innerhalb der Grenzen der Bundesrepublik Deutschland entsteht. Versorgungsseitig wird das Energiesystem (allerdings mengenmäßig bezogen auf die Deckung dieser Nachfrage) jedoch in seiner gesamten geographischen Ausdehnung analysiert, so daß auch internationale Bezüge von Energieträgern als Bestandteil des Gesamtsystems betrachtet werden, soweit die importierten Energieträger zur inländischen Bedarfsdeckung genutzt werden.

Datengrundlage für die Beschreibung des heutigen Energiesystems ist je nach Datenverfügbarkeit die Zeitspanne von 1996 bis 2000.

Neben dem derzeitigen Energiesystem, das als Ausgangsbasis für die räumliche Analyse des Stromversorgungssystems dient, werden Varianten eines nicht-nuklearen und regenerativen Energiesystems erfasst, für die Energieszenarien bezogen auf das Zieljahr 2050 vorliegen, die eine 80 % Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf der Basis von 1990 voraussetzen (vgl. Enquete 2002 und DLR/WI 2002).

### **2.3 Regenerativ-Energieszenarien und Energiestatistiken als Basis für raumbezogene Analysen von Stromversorgungssystemen**

Szenarien sind Zukunftsprojektionen, die sich von Prognosen dadurch unterscheiden, dass sie nicht den Anspruch erheben, mit einer möglichst hohen Treffsicherheit die tatsächliche Zukunftsentwicklung vorherzusagen. Vielmehr beschreiben sie mögliche Zukunftspfade in Abhängigkeit von gesellschaftlichen, ökonomischen, technologischen und politischen Randbedingungen, deren modellhaft die Zukunftsentwicklung antizipierende Formulierung vom Erkenntnisinteresse des Auftraggebers abhängen. Wie eingangs bereits dargelegt, blenden Auftraggeber und Ersteller von Energieszenarien üblicherweise aus methodischen Gründen oder eben aus mangelndem Erkenntnisinteresse raumbezogene Fragestellungen weitgehend aus. Dennoch bieten Energieszenarien dadurch, dass sie anhand von Eckdaten zur Entwicklung des Energiesystems denkbare und politisch gewollte Zukunftsvisionen skizzieren, die Möglichkeit, in Bezug auf die räumlichen Implikationen, die mit ihrer Umsetzung verbunden wären, weitergehende Schlussfolgerungen zu ziehen.

Szenarien beschreiben mögliche Energiezukünfte immer auf der Basis einer modellhaften Analyse des heutigen Energiesystems, die der Zweckbestimmung des jeweiligen Szenarios angepasst ist. Dies dient einerseits dazu, zeitliche Entwicklungsperspektiven schrittweise nachvollziehbar darstellen zu können und soll es andererseits ermöglichen, den erreichten Zustand im Zieljahr mit der heute vorgefundenen Ausgangssituation zu vergleichen. Auf dieser Basis können z.B. Investitionen abgeschätzt werden, die erforderlich sind, um innerhalb des gewählten Zeitrahmens einen gewünschten Zustand erreichen zu können. Auch im Rahmen dieser Arbeit soll eine raumbezogene Analyse des derzeitigen Energiesystems die Basis für die Abschätzung der Veränderungen sein, die sich aus raumanalytischer Sicht aus der Verwirklichung der Szenarien ergeben würden. Dazu muss die nötige Informations- und Datenbasis bereitgestellt werden.

Im Folgenden werden sowohl die Auswahl der Szenarien erläutert, die Basis für die weitere Analyse sein sollen sowie die Vorgaben dargelegt, die für die Szenarioergebnisse prägend waren, als auch die Datenbasis für die raumbezogene Analyse des Stromversorgungssystems beschrieben.

### **2.3.1 Regenerativ-Energieszenarien als Ausgangspunkt für die raumbezogene Analyse von energiepolitischen Zukunftsvisionen**

Energieszenarien sind ein wichtiges und häufig genutztes Beratungs- und Analyseinstrument im Bereich von Energiewirtschaft und Energiepolitik. In der Geschichte der Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland wurden zur Klärung von Grundsatzfragen wiederholt Enquete-Kommissionen eingerichtet, die mit Unterstützung durch externe Sachverständige die Szenario-Methodik dazu genutzt haben, langfristige Entwicklungsperspektiven des Energiesystems wissenschaftlich zu beleuchten (vgl. Enquete 1980, Enquete 1994 und Enquete 2002). Seit Ende der 80er Jahre waren es vor allem Klimaschutzaspekte, die zum Hauptuntersuchungsgegenstand energiepolitischer Szenarioanalysen wurden.

Klimaschutz-Szenarien gehören zum Typus der Zielszenarien, die dadurch charakterisiert sind, dass als Randbedingung für die Konzeption von Entwicklungspfaden ein bestimmtes politisches Ziel vorgegeben ist, das durch den im Szenario aufgezeigten Weg innerhalb eines festgelegten Zeitrahmes erreicht werden muss. Der Zweck der Szenarienanalyse besteht darin, zu überprüfen, ob und unter welchen Voraussetzungen dies gelingen kann.

Die aktuellen Klimaschutz- bzw. Nachhaltigkeits-Szenarien orientieren sich an langfristigen Klimagas-Reduktionszielen und haben speziell die Aufgabe, zu prüfen, mit welchem zukünftigen Mix von technischen Anlagen und Primärenergien die vorgegebenen Klimagasreduktionen möglich wären. Als zusätzliche Randbedingung für die spätere vergleichende Bewertung der skizzierten Entwicklungen werden in der Regel auch die Kosten der Energieversorgung betrachtet, die sich beim Einsatz der aufgezeigten technischen Lösungsvarianten voraussichtlich einstellen würden. Aufgabe der Szenarioersteller ist es, dafür zu sorgen, dass die entwickelten Zukunftsentwürfe in sich schlüssig, widerspruchsfrei und zudem so konzipiert sind, dass sie nach heutigem technischen Sachverstand und unter realistischen Annahmen über den technischen Fortschritt innerhalb des vorgegebenen Zeitrahmens als realisierbar einzustufen sind.

Eine besondere Bedeutung für die neuere Klimaschutz- und energiepolitische Diskussion hatten die Szenarien, die im Jahre 2002 im Auftrag der Enquete-Kommission „nachhaltige Energieversorgung im Zeichen von Liberalisierung und Globalisierung“ veröffentlicht worden sind. Eine Arbeitsgemeinschaft der energiewissenschaftlichen Institute Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) und Wuppertal Institut (WI) war im Jahr 2000 von der Enquete-Kommission beauftragt worden, Szenarien zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland zu erstellen und dabei drei unterschiedliche Wege aufzuzeigen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 zu senken (vgl. Enquete 2002).

Die Ausdifferenzierung auf unterschiedliche Szenario-Grundtypen war dadurch zustande gekommen, dass innerhalb der Enquete-Kommission zwischen den Vertretern der Fraktionen keine Einigung über die inhaltliche Ausgestaltung des Begriffs der „nachhaltigen Energieversorgung“ erzielt werden konnte. Während die Fraktion aus SPD und Bündnis 90/die Grünen die ökologische Nachhaltigkeit als wesentliches leitbildprägendes Element in den Vordergrund gestellt hatte und zudem die Risiken der Kernenergienutzung als unvereinbar mit dem Leitbild der „nachhaltigen Energieversorgung“ definierte,

waren die Oppositionsparteien CDU/CSU und FDP der Auffassung, dass bei der Ausfüllung des Begriffs der „nachhaltigen Energieversorgung“ ein Gleichgewicht zwischen den drei Säulen der Nachhaltigkeit hergestellt werden müsse, und sahen darüber hinaus die Risiken der Kernenergienutzung als beherrschbar und akzeptabel an. Auf Grund der Unvereinbarkeit der Positionen wurde beschlossen, für die Erstellung der Nachhaltigkeits-Szenarien zwar ein gemeinsames Klimaschutz-Reduktionsziel, nicht jedoch die technologische Ausgestaltung einheitlich vorzugeben, sondern entsprechende Vorgaben auf drei Pfade auszudifferenzieren und zudem zwei konkurrierende Gutachter (nämlich das IER auf der einen Seite und das WI auf der anderen Seite) - koordiniert durch die Prognos AG - parallel mit der Erstellung der Szenarien bei jeweils gleichlautenden Vorgaben zu beauftragen.

Dies führte dazu, dass die Gutachter in gegenseitiger Modellkonkurrenz trotz gleichlautender Arbeitsaufträge durchaus unterschiedliche Ergebnisse hervorbrachten, die eine breite Basis für die Diskussion energiepolitischer Visionen und Konzepte darstellen. Das IER nutzte ein Optimierungsmodell, bei dem unter der Annahme einer vollständigen Voraussicht die Kosten der Energiebereitstellung als Optimierungsziel dienen. Dadurch wurden in den Modellrechnungen jeweils nur die Technologien berücksichtigt, die je nach Entscheidungssituation in Anhängigkeit z.B. von den jeweiligen Energiepreisrelationen bzw. in Abhängigkeit vom jeweiligen Stand der Technologieentwicklung die kostengünstigsten waren. Dabei wurde der Entscheidungsspielraum durch politische Vorgaben eingeschränkt, so wie sie dem Modell extern vorgegeben worden waren. Die räumliche Auflösung des Modells war für Deutschland auf zwei Regionen beschränkt (Ost- und Westdeutschland), so dass ein konkreter Ortsbezug nicht hergestellt werden konnte. Dadurch konnten z.B. Stromtransportkosten nicht entsprechend der tatsächlichen Transportdistanzen berücksichtigt sondern nur in Form eines Briefmarkentarifs angerechnet werden (vgl. IER 2002 und Fahl 2004).

Im Unterschied zum IER nutzte das Wuppertal Institut ein Simulationsmodell. Die Marktanteile der einzelnen Technologien wurden nicht wie beim Optimierungsmodell durch das Modell selbst errechnet sondern modellextern vorgegeben, wodurch eine expertengestützte Anpassung der Entwicklungspfade möglich war. Bei der Generierung der Politikpfade spielten u.a. auch Annahmen über Hemmnisse gegenüber der Einführung bzw. Verbreitung bestimmter Technologien und über die Möglichkeiten eine Rolle, diese zu überwinden. Auch eine Annäherung an das kostenmäßige Optimum war durch eine iterative Modellanwendung möglich. Der Modellansatz wurde gewählt, um eine politiknahe Zukunftsbetrachtung durchführen zu können (vgl. WI 2002).

Entsprechend den Vorgaben der Enquete-Kommission sah eine der drei Szenarien-Konzepte vor, das Klimaschutzziel vor allem durch Effizienzsteigerungen bei der Umwandlung fossiler Energieträger sowie durch den zusätzlichen Einsatz von End-of-Pipe-Technologien zur Abtrennung und unschädlichen langfristigen Deponierung von Klimagasen zu erreichen (Szenario Umwandlungseffizienz). Im Szenario „REG/REN-Offensive (RRO)“ sollte eine Kombination aus verstärkten Effizienz-Anstrengungen und einem forcierten Einsatz erneuerbarer Energien zum gleichen Ziel führen. Vorgegeben wurde für diesen Szenariotyp, dass bis zum Jahre 2050 mindestens ein Anteil in Höhe von 50 % des Nettostromverbrauchs durch den Einsatz erneuerbarer Energien gedeckt werden sollte. Dazu wurde die Möglichkeit eröffnet, bezogen auf das Zieljahr 2050 einen Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von bis zu 20 % durch Strom-Importe aus regenerativer Energieerzeugung zu decken (vgl. Tabelle 1).

Den beiden genannten Szenariotypen war außerdem gemeinsam, dass vorgabegemäß die Kernenergievereinbarung zwischen der Bundesregierung und der Elektrizitätswirtschaft vom 14. Juni 2000 vollständig umgesetzt werden sollte. Schließlich wurde noch die Erstellung eines Szenarios in Auftrag gegeben, bei dem im Gegensatz zu den beiden anderen Szenarien der Zubau neuer Kernkraftwerke ab 2010 zulässig sein sollte und bei dem die Klimaschutz-Technologien nicht politisch vorgegeben werden sollten sondern von der Energiewirtschaft autonom nach ökonomischen Effizienzkriterien ausgewählt werden konnten (Szenario Fossil-nuklearer Energiemix).

**Tabelle 1: Energiepolitische Vorgaben der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ für die Szenarientwicklung (RRO-Szenario)**

	Zeitpunkte	Szenario REG/REN-Offensive (RRO)
THG-Reduktionspfad (Mindestveränderung gegenüber 1990)	2010	- 21 % (THG)
	2020	- 35 % (THG)
	2030	- 50 % (THG)
	2040	- 65 % (THG)
	2050	- 80 % (THG)
REG-Ausbau (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010	> 12,5 % (EU-Ziel)
	2020	> 20 %
	2030	> 30 %
	2040	> 40 %
	2050	> 50 %
Ausbau KWK (Anteil am Nettostromverbrauch)	2010	keine Vorgabe
	2020	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe
Nutzung heimischer Steinkohle (in PJ)	2010	> 300
	2020	keine Vorgabe
	2030	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe
Nutzung heimischer Braunkohle (in PJ)	2010	> 500
	2020	> 200
	2030	keine Vorgabe
	2040	keine Vorgabe
	2050	keine Vorgabe
Import von REG-Strom (Anteil am Bruttostromverbrauch)	2010	kein Potenzial
	2020	mind. wie Ref., bis zu 5 %
	2030	mind. wie Ref., bis zu 10 %
	2040	mind. wie Ref., bis zu 15 %
	2050	mind. wie Ref., bis zu 20 %

Quelle: Enquete 2002

Zusätzlich hatte die Enquete-Kommission „nachhaltige Energieversorgung“ die Prognos AG mit der Erstellung eines sogenannten „Referenzszenarios“ beauftragt. Für dieses Referenzszenario wurde auftragsgemäß eine Status-Quo-Prognose, die bereits 1999 gemeinsam von den Forschungsinstituten Prognos und EWI im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellt worden war und die den Zeit-

raum bis 2020 abgedeckt hatte (vgl. Prognos/EWI 2000), für die Zeit bis 2050 fortgeschrieben. Der Konzeption des Referenzszenarios lag die Vorgabe zugrunde, dass die bis 2002 bereits beschlossenen nationalen energiepolitischen Maßnahmen fortgesetzt und internationale Klimaschutzverpflichtungen eingehalten, darüber hinaus aber keine weiteren Klimaschutzmaßnahmen ergriffen werden (vgl. Enquete 2002 und Prognos 2002). Dieses Szenario sollte für einen Politikvergleich mit langfristigem Analysehorizont vor allem unter volkswirtschaftlichen Kostenaspekten eingesetzt werden können.

Die vier Szenario-Grundtypen wurden jeweils durch Varianten ergänzt, die entweder andere Technologie-Datensätze zur Grundlage hatten oder bei denen die Zielstellung im Hinblick auf den Zeitpunkt, zu dem die Zielvorgabe erreicht werden sollte, verändert oder inhaltlich variiert wurde. Für die Variante „solare Vollversorgung“ des RRO-Szenarios (im Folgenden Szenario RRO 2 genannt) galt nicht allein die 80 %ige Klimagasreduktion als Zielvorgabe, sondern darüber hinaus die Maßgabe, bis zum Jahr 2050 eine vollständige Umstellung der deutschen Energieversorgung auf regenerative Energien zu erreichen. Im Vergleich zum Szenario RRO (vgl. Tabelle 1) wurde in der Variante RRO 2 außerdem der zulässige Anteil des REG-Stromimports am Nettostromverbrauch erhöht (RRO 2: 2020: 10%, 2030: 20 %, 2040: 30%, 2050: 30%). Zusätzlich wurde noch die Möglichkeit eröffnet, Wasserstoff zu importieren (vgl. Prognos 2002). Dieses Szenario wurde ausschließlich vom IER erstellt.

Parallel zur Arbeit der Enquete-Kommission hatte das Umweltbundesamt im Jahre 2001 eine Arbeitsgemeinschaft aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Stuttgart, Institut für technische Thermodynamik und dem Wuppertal Institut beauftragt, ein weiteres Szenarien-Set (bestehend aus einem Status-Quo-Szenario, einem Effizienz-Szenario und einem Nachhaltigkeits-Szenario) zu erstellen, das zum Teil auf sehr ähnlichen Grundlagen beruht und ähnliche Zielvorgaben beinhaltet, wie die Szenarien der Enquete-Kommission. Das Nachhaltigkeitsszenario (im Folgenden „UBA-NH“ genannt) entspricht in den Haupt-Zielsetzungen für den Bereich Klimaschutz, für den Kernenergieausstieg, für die forcierte Effizienz und die regenerative Energienutzung weitgehend den RRO-Szenarien der Enquete-Kommission. Auch wurden dieselben Grunddaten zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung verwendet, um die Vergleichbarkeit zu den Szenarien der Enquete-Kommission zu gewährleisten (vgl. DLR/WI 2002). Der Unterschied zu dem Auftrag der Enquete-Kommission bestand lediglich darin, dass den Gutachtern im Rahmen der Zielvorgaben grössere Freiheiten bei der Ausgestaltung der Technologie-Pfade gelassen wurden.

Das UBA-NH-Szenario war ein weiterer Schritt in einer Reihe von Langfrist-Klimaschutz-Szenarien, die aufeinander aufbauen und die das DLR zusammen mit unterschiedlichen Projektpartnern seit Anfang der 90er Jahre entwickelt hatte. Der besondere Schwerpunkt der DLR-Szenarien lag bei der Analyse der Potenziale für die Systemintegration fluktuierender Stromerzeugung durch Optimierung des Kraftwerksparks und durch Lastmanagement. Eine wichtige Rolle spielte dabei die geographische Verteilung fluktuierender Netzeinspeisungen und eine gezielte Durchmischung von Technologien bzw. Primärenergieströmen unter Berücksichtigung von Importen regenerativer Energien über große Entfernungen zum Ausgleich unterschiedlicher Leistungsgänge fluktuierender Stromerzeugungen (vgl. Langniß 1998, Nitsch/Trieb 2000, Nitsch 2002 b, Nitsch et al. 2004).

Als Basis für die Beschreibung möglicher langfristiger Entwicklungen des Stromversorgungssystems dienen im Rahmen der vorliegenden Arbeit die klimaschutzorientierten Regenerativ-Energieszenarien

RRO und RRO 2 (Enquete 2002). Ergänzt wird diese Analysebasis durch das im Auftrag des Umweltbundesamtes entwickelte Nachhaltigkeits-Szenario UBA-NH, zu dem der Ergebnisbericht im gleichen Jahr vorgelegt wurde (DLR/WI 2002).

Folgende Merkmale prägen wesentlich die Ausgestaltung dieser Szenarien im Stromsektor:

- Der Verzicht auf Kernenergienutzung zur Stromerzeugung,
- Eine reduzierte Stromnachfrage durch die verstärkte Nutzung von Effizienz-Potenzialen bei der Stromanwendung,
- Die Wasserstoffgewinnung aus regenerativ erzeugtem Strom und zum Teil auch die Rückverstromung von Wasserstoff,
- Der Import von Strom aus regenerativer Erzeugung und zum Teil auch von Wasserstoff,
- Eine großräumige Vernetzung bei weitgehend dezentraler Erzeugung.

### **2.3.2 Die verfügbare Datenbasis für die raumbezogene Bestands- und Szenarienanalyse des Stromversorgungssystems der Bundesrepublik Deutschland**

Ausgangspunkt der Raumanalyse ist die technisch-funktionale Beschreibung der für die Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland relevanten technischen Subsysteme. Dazu gehören die Brennstoffbereitstellung mit den Elementen Gewinnung, Aufbereitung, Transport und Lagerung, die Stromerzeugung sowie – soweit in Abhängigkeit von der Datenverfügbarkeit möglich – auch der Stromtransport und die Stromverteilung.

Zusätzlich ist als weiteres gliederndes Element der unterschiedliche Zustand dieses Systems in der zeitlichen Entwicklung von Interesse. Zum einen soll das derzeitige Stromversorgungssystem der Bundesrepublik Deutschland analysiert werden. Daneben werden auf der Basis von Energieszenarien energiepolitisch motivierte Visionen einer Stromversorgung im Jahre 2050 betrachtet. Ein Referenzszenario wird in die Analyse nicht mit einbezogen. Diese Arbeit beschränkt sich darauf, potenzielle raumbedeutsame Entwicklungen im Vergleich mit der derzeitigen Situation aufzuzeigen.

Die zu beschreibenden Elemente von Energiesystemen sind technische Optionen zur Stromerzeugung, die in Anpassung an die Energiestatistik und an die übliche Gliederung innerhalb von Energieszenarien nach Einsatzenergien kategorisiert sind. Innerhalb dieser Grobstruktur sind aber jeweils eine große Anzahl unterschiedlicher Umwandlungstechnologien und zum Teil auch unterschiedliche Subtypen von Energieträgern zusammengefasst, die jeweils zur Stromerzeugung eingesetzt werden bzw. eingesetzt werden können (z.B. Biogas-BHKW, Holzgas-GuD-Kraftwerk und Biomasse-Dampfturbinenkraftwerk in der Kategorie Biomasse/Biogas). Deshalb müssen für die wichtigsten Technologien Stellvertreter definiert und typisiert werden. In den Dokumentationen zu den Szenarien finden sich vereinzelt Hinweise zu Referenzkraftwerken mit zusätzlichen Angaben zu einigen technischen Daten (z.B. Nutzungsgrade). Weitere Informationen zum Stand der Kraftwerkstechnik oder zu erwarteten technologischen Entwicklungen finden sich in der Fachliteratur.

Zur Systemanalyse sind dementsprechend drei Arbeitsschritte erforderlich:



- Typisierung der Anlagen und Aktivitäten,
- Ermittlung von beschreibenden Daten für jeden Anlagen- und Aktivitätstyp,
- Erstellung eines Mengengerüsts für alle Anlagen- und Aktivitätstypen auf der Ebene des jeweiligen Gesamtsystems.

Die Typisierung der Anlagen und Aktivitäten dient einerseits dazu, ein möglichst vollständiges Abbild des jeweiligen Energiesystems zu erhalten und andererseits dazu, die Ermittlung der raumrelevanten Daten zu vereinfachen, indem die Gesamt-Bilanz anhand anlagen- bzw. aktivitätsspezifischer Kenn-daten errechnet wird. Die Typisierung bezieht sich auf

- die energiewirtschaftliche Funktion der Anlage (z.B. Rohstoffgewinnung),
- die Anlagenkapazität,
- raumrelevante anlagentechnische Merkmale (z.B. Tagebau oder Tiefbau),
- die gehandhabten Energie-Rohstoffe bzw. Umwandlungsprodukte oder gewonnene Energieformen (Input- und Output-Energieträger).

Für die Raumanalyse von Stromversorgungssystemen werden die folgenden Daten benötigt:

- Anzahl, Kapazitätsstruktur und räumliche Standortverteilung von Kraftwerken und sonstigen technischen Einrichtungen, die für die Brennstoffbereitstellung benötigt werden,
- Grundstücksflächenbedarf für typische technische Anlagen aus dem Bereich der Stromerzeugung und der Brennstoffbereitstellung (Kraftwerke, Heizkraftwerke, regenerative Stromerzeuger, Aufbereitungsanlagen etc.),
- Daten zur sonstigen Flächeninanspruchnahme für technische Einrichtungen zur Stromerzeugung oder zur Brennstoffbereitstellung außerhalb von Betriebsgrundstücken (z.B. Abstandsflächen zwischen Windenergieanlagen bei der Anlagenaufstellung in Windparks),
- Daten zur Flächeninanspruchnahme des Bergbaus auf Energierohstoffe, soweit diese für die Stromerzeugung eingesetzt werden,
- Daten zum Transportaufkommen, zur Transportkapazität und zur Transportfrequenz zur Kraftwerksver- und entsorgung.

Die näher zu betrachtenden Technologien zur Stromerzeugung werden unter Relevanzgesichtspunkten danach ausgewählt, ob durch die Umgestaltung des Stromversorgungssystems, wie sie in den Szenarien beschrieben wird, eine wesentliche Änderung bzgl. des Einsatzes dieser Technologien konzipiert ist. Demnach sind solche Technologielinien auf der Ebene der Anlagen- bzw. Aktivitätstypen zu analysieren, für die eine der folgenden Voraussetzungen gilt:

- Die Stromerzeugungstechnologie wird innerhalb des Szenariozeitraums vollständig oder zu einem erheblichen Teil durch andere Technologien ersetzt. Standorte, die vorher für diese Technologien in Anspruch genommen wurden, werden für andere Nutzungen frei.

- Die Stromerzeugungstechnologie wird innerhalb des Szenariozeitraums neu eingeführt oder es wird deren Einsatz erheblich ausgeweitet. Es werden zusätzliche Flächen auf eine möglicherweise neue Art und mit einer anderen Intensität beansprucht.

Systemelemente, die weitgehend unverändert bleiben, müssen nicht räumlich analysiert werden.

Für die Analyse der räumlichen Implikationen von Energieszenarien besteht methodisch das grundsätzliche Problem, das die Datenstruktur bei der Szenarienentwicklung für eine Zielrichtung entwickelt wurde, die nicht mit dem Ziel dieser Arbeit übereinstimmt. Auch in der Energiestatistik finden sich nicht immer die Daten, die aus raumanalytischer Sicht von Interesse sind. Demnach müssen entweder weitere Informationsquellen erschlossen oder die Daten durch eigene Annahmen ergänzt werden.

Die ausgewählten Regenerativ-Energieszenarien berücksichtigen als Analyse- und Prognosegrößen im Stromsektor lediglich die Kraftwerksstruktur gegliedert nach Einsatzenergien zur Stromerzeugung, die Stromerzeugung selber sowie den Energieeinsatz zur Stromerzeugung in jeweils gleicher Gliederung. Diese Datenbasis genügt, um die resultierenden Klimagas-Emissionen bzw. die Investitions- und Stromgestehungskosten zu ermitteln. Weitergehende Daten zur räumlichen Verteilung, zur Größenstruktur und zur eingesetzten Kraftwerkstechnik der Stromerzeuger fehlen bzw. sind zwar bei der Szenarienerstellung in die Modellrechnungen eingeflossen oder durch diese generiert worden, jedoch nicht publiziert und damit nicht allgemein zugänglich.

Eine Übersicht über Energieflüsse innerhalb des Gesamtsystems liefern Energieverbrauchsstatistiken und Energiebilanzen. Für die Bundesrepublik Deutschland werden solche Energiebilanzen regelmäßig von der „Arbeitsgemeinschaft der Energiebilanzen“ (AGEB) veröffentlicht, eines Zusammenschlusses von Verbänden der Energiewirtschaft unter Federführung eines wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituts. Die Bilanzen sind jeweils in eine Primärenergiebilanz, eine Umwandlungsbilanz und eine Endenergiebilanz gegliedert. Sie beinhalten Stoff- und Energiemengen-Daten, die innerhalb der jeweiligen Bilanzierungsebene nach Energieträgern und auf der Ebene der Umwandlungs- und Endenergiebilanz nach Verbrauchsgruppen differenziert sind. Aufgrund des erheblichen Aufwandes benötigt allerdings die Zusammenstellung und Auswertung der Daten, die hauptsächlich von den unterschiedlichen Fachverbänden geliefert werden, einen erheblichen zeitlichen Vorlauf, so dass aktuelle Daten nur als sogenannte „Auswertungstabellen“ verfügbar sind. Diese Zusammenstellungen enthalten nur hoch aggregierte Daten, die eine fein strukturierte Analyse kaum zulassen. Zum Teil veröffentlichten die Bundesländer eigene Bilanzen, die allerdings weder flächendeckend vorliegen, noch einer einheitlichen Systematik folgen und für unterschiedliche Stichjahre veröffentlicht wurden.

Zusätzlich kann auf Statistiken der Fach-Verbände der Energiewirtschaft zurückgegriffen werden. Für Anlagen großer Kapazität wie z.B. für Groß-Kraftwerke liegen recht detaillierte Anlagen-Statistiken vor. Allerdings besteht die Tendenz, im Zuge der zunehmenden Privatisierung der öffentlichen Versorgungswirtschaft (vor allem Liberalisierung der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft in Deutschland seit 1998) anlagenbezogene Daten nicht mehr in der bisher gewohnten Weise zu veröffentlichen. So wurde die Betriebsmittelstatistik und die Unternehmensstatistik der VdEW seit Erscheinen der Jahrbücher 1996 (Betriebsmittel, vgl. VdEW 1996) und 1998 (Leistung und Arbeit, vgl. VdEW 1998) nicht mehr

veröffentlicht. Aus diesem Grund ist es nicht möglich, für alle Teilsysteme Daten mit dem gleichen Detaillierungsgrad und mit der gewünschten Aktualität zusammenzustellen.

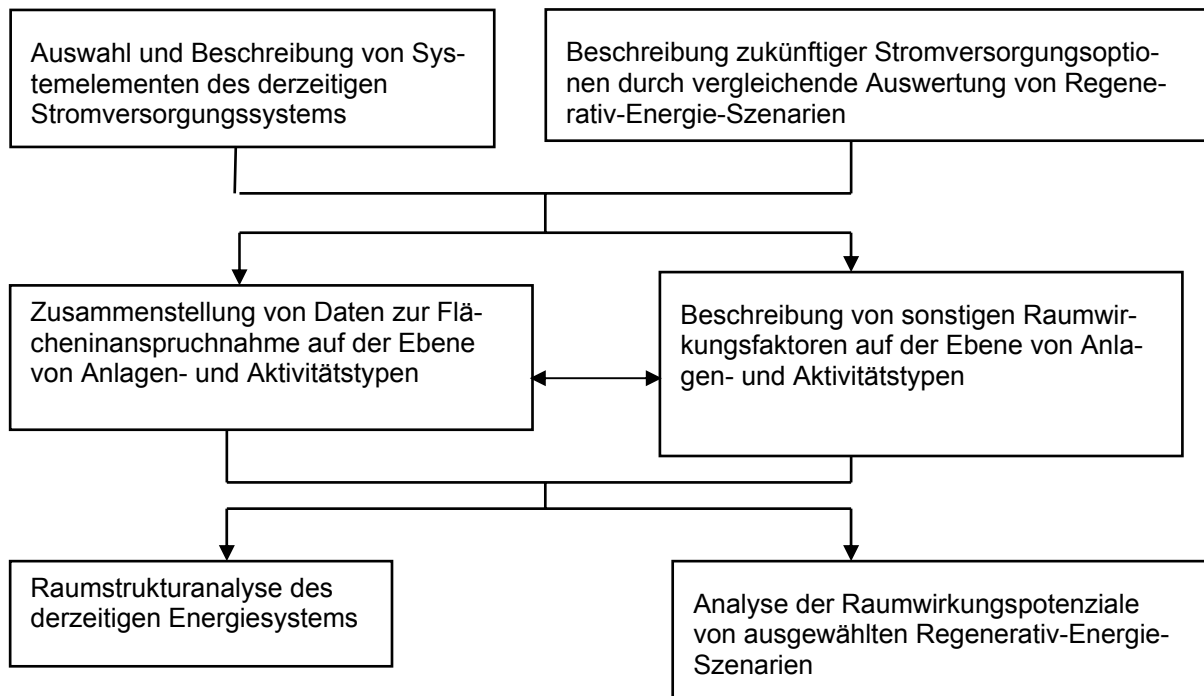
## 2.4 Übersicht über den Aufbau und Ablauf der Analyse

Im Folgenden wird zunächst der Ablauf der raumbezogenen Analyse des Stromversorgungssystems überblicksartig dargestellt (vgl. Abbildung 1).

Grundsätzlich werden drei Betrachtungsebenen unterschieden. Das System der Stromversorgung für die Bundesrepublik Deutschland in seiner Gesamtheit bildet die oberste Strukturebene. Die zweite Ebene wird durch eine vertikale Gliederung der obersten Ebene gebildet, indem geordnet nach Primärenergien jeweils die Prozesskette der Stromerzeugung von der Primärenergiegewinnung bis zur Stromeinspeisung ins Netz ab Kraftwerksausgang als eine Einheit zusammengefasst ist. Die dritte Ebene schließlich wird jeweils durch die einzelnen Elemente der Primärenergiebereitstellungskette und durch die Stromerzeugung gebildet.

Die Analyse beginnt mit einer Zusammenstellung von Strukturdaten über den Kraftwerkspark und den Primärenergieeinsatz zur Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Derselbe Schritt wird für ausgewählte Regenerativ-Energie-Szenarien anhand einer Auswertung veröffentlichter Szenario-Dokumentationen vollzogen. Damit wird jeweils ein Überblick über die Gesamtkapazität, die Auslastung der Stromerzeuger und über den Primärenergie- bzw. Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung gegeben (vgl. Kapitel 2.4).

**Abbildung 1: Ablaufschema für die Raumanalyse von Energiesystemen**



Im Rahmen einer Einzelbetrachtung von Stromversorgungsoptionen geordnet nach der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergien werden für die einzelnen Prozessschritte zur Primärenergie- bzw. Brennstoffbereitstellung und zur Stromerzeugung Daten zur Flächeninanspruchnahme und qualitative Beschreibungen sonstiger Raumwirkungsfaktoren wie z.B. Standortrestriktionen für die Errich-

tung von Anlagen oder potenzielle Beeinträchtigungen der Nutzungen im Standortumfeld der jeweiligen Anlagen durch anlagentypische Effekte (wie z.B. die Bodensenkung beim Steinkohlenbergbau) zusammengestellt. Weiterhin wird, soweit entsprechende Daten verfügbar sind, die Struktur der Anlagentechnologien und Kapazitäten zur Stromerzeugung dargestellt.

In einer Flächenbilanz werden die Einzeldaten zur Flächeninanspruchnahme für alle betrachteten Elemente auf der zweiten Strukturebene nach Primärenergien bzw. zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffen (also z.B. für die Stromerzeugung aus Erdgas im derzeitigen Stromversorgungssystem) jeweils zu einer fiktiven Gesamt-Flächengröße aggregiert.

Die Flächenbilanz soll einen quantitativen und in Teilen auch qualitativen Vergleich der Flächeninanspruchnahme der verfügbaren Optionen zur Stromerzeugung ermöglichen. Bei der Darstellung der Ergebnisse der Flächenbilanzierung werden wesentliche Unterschiede in der Art der Flächeninanspruchnahme dargestellt (vgl. Kapitel 4).

Die Ergebnisse der Analysen auf der Ebene der Anlagen und Aktivitäten und der Einsatzenergien zur Stromerzeugung werden schließlich zusammengefasst und zu einer Raumstrukturanalyse des gesamten Stromversorgungssystems in seiner derzeitigen Ausprägung verdichtet. Auf dieser Basis werden dann die raumbezogenen Wirkungspotenziale einer langfristigen Umgestaltung des Stromversorgungssystems auf der Basis ausgewählter Regenerativ-Energie-Szenarien beschrieben (vgl. Kapitel 5).

### **3 Der Kraftwerks- und Energieträgermix der Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland in der Bestandsanalyse und in ausgewählten Klimaschutz-Szenarien**

Das folgende Kapitel stellt das Stromversorgungssystem der Bundesrepublik Deutschland in seinen Haupt-Strukturmerkmalen dar. Diese Darstellung bezieht sich einerseits auf den aktuellen Bestand und andererseits auf mögliche künftige Systemkonzepte, wie sie in den ausgewählten Regenerativ-Energieszenarien bezogen auf einen möglichen Ausbauzustand im Jahre 2050 beschrieben sind.

Wie in der Statistik der Elektrizitätswirtschaft üblich sind auch bei der Ergebnis-Präsentation in den jeweiligen Szenario-Dokumentationen sämtliche Daten nach Primärenergien bzw. Brennstoffen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, strukturiert. Diese Struktur wird auch für diese Arbeit übernommen.

Im Sinne der Zielsetzung der Arbeit konzentriert sich die Zusammenstellung der Systemdaten auf die raumrelevanten Aspekte der Stromversorgung. Aus diesem Grunde steht die technische Infrastrukturausstattung (Kraftwerke und Netze) einerseits sowie die Rohstoffbasis des Versorgungssystems (Energierohstoffe und Brennstoffe) bzw. die Ausschöpfung nicht stofflich gebundener regenerativer Energiepotenziale andererseits im Vordergrund der Betrachtungen. Zusätzlich ist die Stromnachfrage eine wichtige Basisgröße für die Charakterisierung von Stromversorgungssystemen, da der Stromverbrauch den infrastrukturellen Aufwand und den Ressourcenverbrauch des Gesamtsystems in entscheidendem Maße bestimmt. Dies gilt in besonderem Maße für Systeme mit einem hohen Anteil regenerativer Stromerzeugung, da sowohl die regenerativen Erzeugungspotenziale begrenzt sind als auch der spezifische Infrastrukturaufwand für die regenerative Strombereitstellung zum Teil erheblich ist. Nur vor dem Hintergrund des jeweils zu deckenden Strombedarfs können Stromversorgungssysteme sinnvoll miteinander verglichen werden.

Zu den genannten Themenfeldern liefern die Szenarien Modellergebnisse. Die aus raumanalytischer Sicht zusätzlich interessante Wirkung der durch die Szenarien beschriebene Entwicklung des Stromversorgungssystems auf den Bedarf an Übertragungs- Transport- und Verteilungsnetzkapazitäten ist entweder von vornherein nicht unmittelbar Gegenstand der Energiesystemmodelle oder wird zumindest in den öffentlich zugänglichen Ergebnisberichten zu den Klimaschutz-Szenarien nicht dokumentiert, da der Netzausbau selbst nicht unmittelbar klimawirksam ist und in Folge dessen nicht als unmittelbar bedeutsam im Sinne der Zielsetzung der Szenarienerstellung angesehen wurde. Da die Szenarien keine Zukunftsprojektionen für die Entwicklung der Stromnetze enthalten, werden sie für die Systembeschreibung an dieser Stelle zunächst noch ausgeklammert.

Als wichtige, die jeweiligen Systeme kennzeichnenden Größen werden daher Kraftwerkskapazitäten, die jeweilige Jahres-Nettostromerzeugung und die jährlichen Stromverbrauchsmengen dargestellt. Letztere sind – die Verfügbarkeit entsprechender Daten vorausgesetzt - weiter untergliedert nach Endenergie-Stromverbräuchen, Verbräuchen im Umwandlungssektor sowie Netzverlusten.

Die Systembeschreibung dient dazu, ein Mengengerüst für die weitere Raumanalyse auf der Ebene der Stromerzeugung gegliedert nach Einsatzenergien bereitzustellen (vgl. Kapitel 4). Dadurch werden zusätzlich Unterschiede zwischen dem derzeitigen Versorgungssystem einerseits und den in den

Szenarien beschriebenen Regenerativ-Energiesystemen andererseits hinsichtlich des Primärenergie-mix herausgestellt, womit die Basis für die Auswahl von Schwerpunkten für die weitere Bearbeitung geschaffen wird.

Das vorliegende Kapitel gliedert sich in eine Bestandsanalyse und eine Szenarienbeschreibung bei jeweils gleicher Binnenstruktur. Es werden die Ergebnisse ausgewählter aktueller Klimaschutz-Szenarien - soweit diese sich an den oben genannten Zielsetzungen orientieren - parallel dargestellt, um die Bandbreite der möglichen Entwicklungen des Energiesystems unter diesen Prämissen erfassen zu können.

### **3.1 Bestandsanalyse**

Das Basisjahr für das THG-Reduktionsziel, das den aktuellen langfristigen Klimaschutz-Szenarien zugrunde liegt, ist das Jahr 1990, auf den Klimagasausstoß dieses Basisjahres bezieht sich das Klimagas-Reduktionsziel. Statistische Daten zur Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft liegen bis zum Jahr 2000 vor, so dass die Zeitspanne von 1990 bis 2000 als Referenzzeitraum für die Beschreibung des derzeitigen Energiesystems als gut geeignet erscheint. Außerdem wurden mit Bezug auf das Jahr 1990 wurden nicht nur erstmals für die Bundesrepublik Deutschland nationale Klimaschutzziele formuliert sondern auch auf der Basis der Empfehlungen der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ erste Maßnahmen im Bereich der Klimaschutzpolitik eingeleitet (vgl. Enquete 1992).

Im Folgenden wird zunächst die Entwicklung des Stromversorgungssystems der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 1990 bis 2000 im Hinblick auf o.g., aus raumanalytischer Sicht relevante, elektrizitätswirtschaftliche Grundparameter beschrieben. Der Zustand, den das Stromversorgungssystem im Jahr 2000 erreicht hat, soll als Basis für den Vergleich mit der durch die Klimaschutzzszenarien entworfenen langfristigen Entwicklung dienen und wird daher in der Darstellung hervorgehoben.

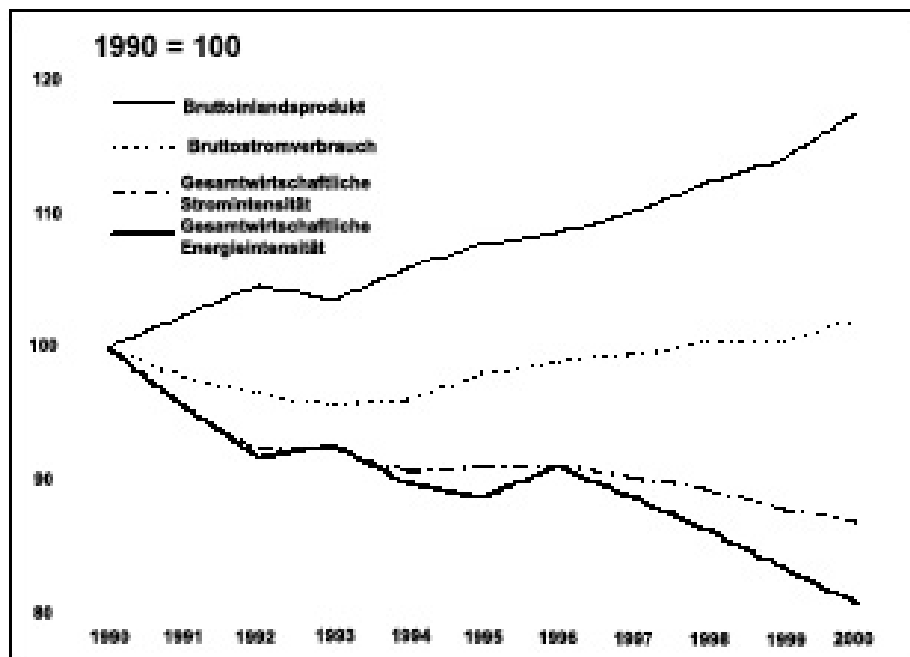
#### **3.1.1 Die Stromnachfrage**

Die Stromnachfrage ist im Wesentlichen durch politische, kulturelle, demographische, wirtschaftliche und technische Einflüsse bestimmt. Zu Analyse Zwecken wird die Nachfrageentwicklung üblicherweise zu den wichtigsten Einflußparametern in Beziehung gesetzt, um auf diese Weise den Stromverbrauch verschiedener Staaten zu einem bestimmten Zeitpunkt oder die Stromverbräuche einer Volkswirtschaft in der zeitlichen Entwicklung vergleichen zu können. Für übersektorale Analysen auf der nationalen Ebene eignet sich insbesondere das gesamtwirtschaftliche Wachstum als Vergleichsgröße, um die Entwicklung der Stromnachfrage zu bewerten. Eine wichtige Kenngröße dafür ist die gesamtwirtschaftliche Stromintensität (Bruttostromverbrauch/BIP).

In den 90er Jahren hat es bereits eine deutliche Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch gegeben. Dies trifft auch auf die Stromnachfrage zu. Wie Abbildung 2 zeigt, ist in dem Zeitraum von 1990 bis 2000 die gesamtwirtschaftliche Stromintensität um gut 11 % zurückgegangen; der Bruttostromverbrauch ist also deutlich weniger gestiegen als das Bruttoinlandsprodukt. Der Kurvenverlauf zeigt auch, dass im Vergleich dazu die gesamtwirtschaftliche Energieintensität (Primärenergieverbrauch/BIP) insbesondere seit der zweiten Hälfte der 90er Jahre noch stärker gesunken. Dies belegt die zunehmende relative Bedeutung der Elektrizität im Verhältnis zu den übrigen Energieformen.

Dieser Bedeutungszuwachs wird vor allem durch den steigenden Verbrauchsanteil neuer, stromspezifischer Energieanwendungen verursacht (z.B. IuK).

**Abbildung 2 Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, des Bruttostromverbrauchs sowie der gesamtwirtschaftlichen Strom- und Energieintensität in Deutschland 1990 - 2000**

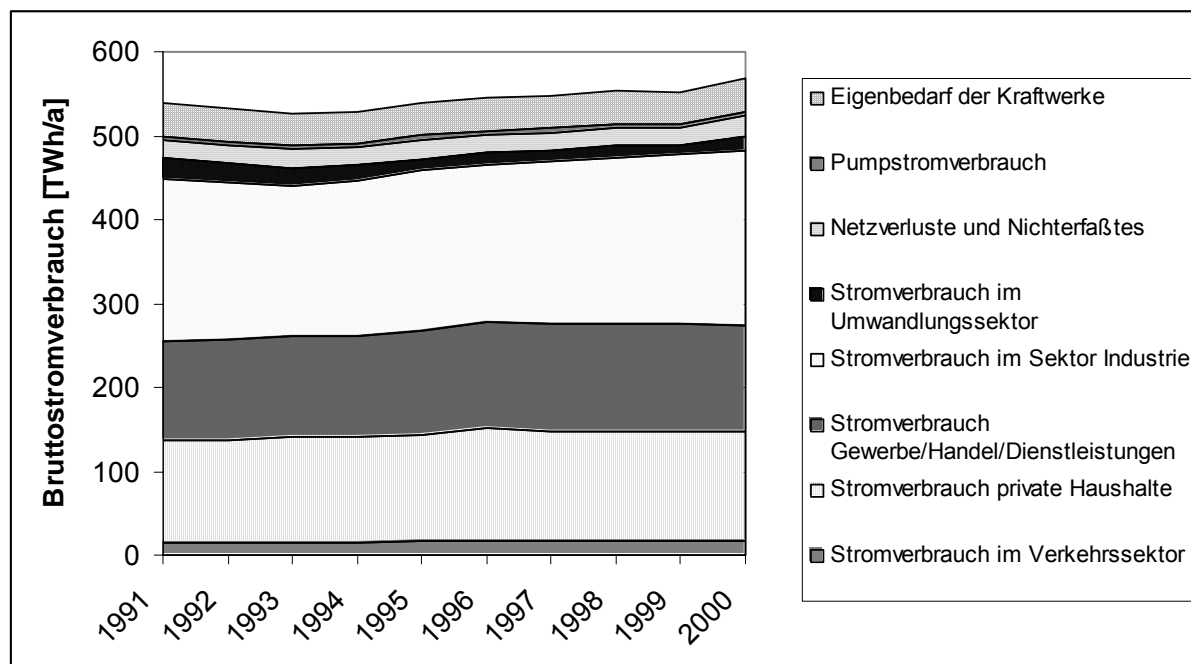


Quelle: DIW 2001

Das im Verhältnis zum Rückgang der Stromintensität überproportionale Wirtschaftswachstum bewirkt, dass - abgesehen von dem deutlich erkennbaren „Vereinigungsknick“ zu Beginn der 90er Jahre - ab etwa 1993 der Bruttostromverbrauch absolut wieder steigt und im Jahre 2000 in etwa auf dem Niveau des Jahres 1990 liegt.

Innerhalb der Verbrauchssektoren ist eine geringfügige Verschiebung des Industrieanteils am Endenergieverbrauch Strom zugunsten der privaten Haushalte und des Sektors „Gewerbe/Handel/Dienstleistungen“ festzustellen (vgl. Abbildung 3). Die Anteile der Netzverluste, des Pumpstromverbrauchs und des Kraftwerks-Eigenbedarfs am gesamten Bruttostromverbrauch betragen konstant etwa 4,5, 1 % bzw. 7 %.

**Abbildung 3: Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2000**



Quelle: VdEW 2002; BMWi/VWEW 2002

### 3.1.2 Kraftwerksbestand und Stromerzeugung

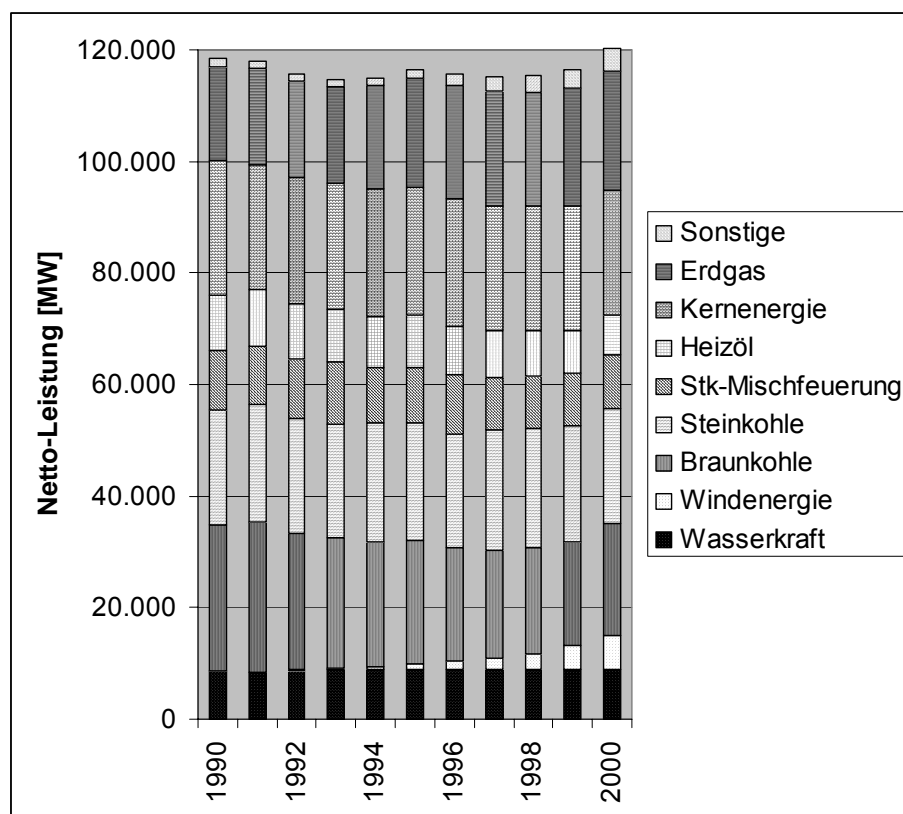
Die Gesamtkapazität des derzeitigen Kraftwerksparks wird von Wärmekraftwerken dominiert, die mit fossilen und nuklearen Brennstoffen betrieben werden. Der Kapazitätsanteil dieser Anlagen betrug im Jahre 2000 insgesamt immerhin 85 % und bildete somit die Basis für die deutsche Stromversorgung.

Allerdings wurde die Gesamt-Kapazität der fossilen Wärmekraftwerke innerhalb der 90er Jahre deutlich reduziert, was sich auch auf den Kapazitätsanteil dieser Kraftwerke auswirkte. Während im Jahre 1990 fossile Wärmekraftwerke bezogen auf die installierte Bruttoleistung noch gut 70 % des Kraftwerksbestandes bildeten, verringerte sich dieser Anteil im Verlauf der 90er Jahre immerhin um 4 Prozent-Punkte bis auf zwei Drittel der installierten Leistung im Jahre 2000. Auch der Kernkraftwerks-Bestand verringerte sich, konnte aber durch Leistungserhöhungen bei den verbliebenden Kraftwerken weitgehend kompensiert werden.

Diese Strukturveränderung war u.a. bedingt durch den Ersatz bzw. durch den Rückbau des alten Braunkohle- und Kernkraftwerksbestands der ehemaligen DDR zu Beginn der 90er Jahre und andererseits durch den Zubau regenerativer Kapazitäten (vgl. Abbildung 5), die aber erst gegen Ende der 90er Jahre durch den starken Zuwachs der Windenergieanlagen einen spürbaren strukturellen Einfluss auf den Kraftwerkspark hatten. Der Ausbau der Windenergienutzung beeinflusste die mengenmäßige Entwicklung der Gesamtkapazität im Verlauf 90er Jahre jedoch nur unwesentlich. Die Netto-Engpaßleistung des deutschen Kraftwerksparks stieg in dem Zeitraum von 1990 bis 2000 nur um insgesamt etwa 1,5 % (vgl. Abbildung 4).



Abbildung 4: Entwicklung des Kraftwerkskapazitäten nach Einsatzenergien 1990 bis 2000

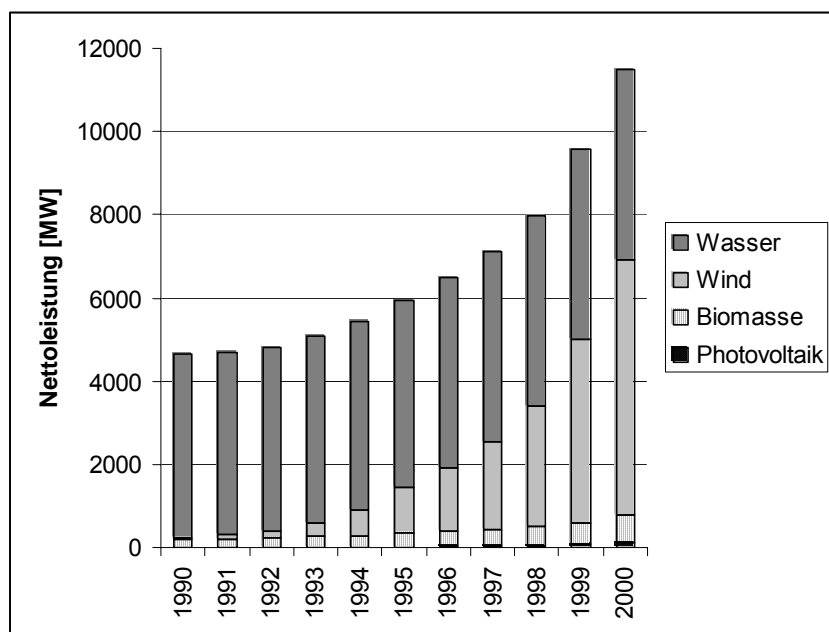


Quelle: BMWi/VWEW 2002, VIK 2002

Die regenerativen Stromerzeuger haben in Bezug auf die installierte Leistung in den 90er Jahren ein steiles Wachstum erfahren. Die Photovoltaik hatte auf diese Gesamtentwicklung trotz für sich genommen hoher Zuwachsraten bisher kaum einen Einfluß. Auch die mit Biomassebrennstoffen befeuerten Kraftwerkskapazitäten erreichen im Vergleich mit der regenerativen Wasserkraft und den Windkraftanlagen immer noch geringe Anteile. Der in der Summe steile Anstieg der regenerativen Kapazitäten im Zeitraum 1990 bis 2000 wird fast ausschließlich von der überproportionalen Zunahme der Windenergieleistung verursacht (vgl. Abbildung 5).

Tabelle 2 zeigt die Netto-Gesamtkapazität der im Jahre 2000 installierten Anlagen zur Stromerzeugung (allgemeine Versorgung, DBAG und industrielle Kraftwirtschaft). Die Zusammenstellung verdeutlicht den mit knapp unter 10 % noch geringen Anteil der regenerativen Stromerzeuger an der Gesamtkapazität des Kraftwerkspark des Jahres 2000. Den größten Kapazitäts-Anteil unter den Regenerativen hatte im Jahr 2000 erstmals die Windenergie vor der regenerativen Wasserkraft (Lauf- und Speicherkraftwerke mit natürlichem Zulauf). Der Anteil stark fluktuierender Stromerzeuger (Wind und Photovoltaik) an der installierten Gesamtkapazität lag bei 5,2 %.

**Abbildung 5: Entwicklung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2000**



Quelle: Quaschnig 2003/Staiß 2001

**Tabelle 2: Nettoleistung im Kraftwerkspark in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	GW	%
Pumpspeicher	4,3	3,7
Wasserkraft (natürl. Zulauf)	4,7	4,0
Windenergie	6,1	5,1
PV	0,1	0,1
Biomasse/-gas/Müll	1,4	1,2
Steinkohle	30,1	25,4
Braunkohle	20,1	16,9
Sonstige Brennstoffe	0,7	0,6
Erdgas/Öl/sonstige Gase	29,7	25,1
Kernenergie	21,3	18,0
Summe	118,5	100,0

Quelle: BMWi/VWEW 2002, Meller et al. 2001, Staiß 2001, Enquete 2002, Fahl 2002, Quaschnig 2003

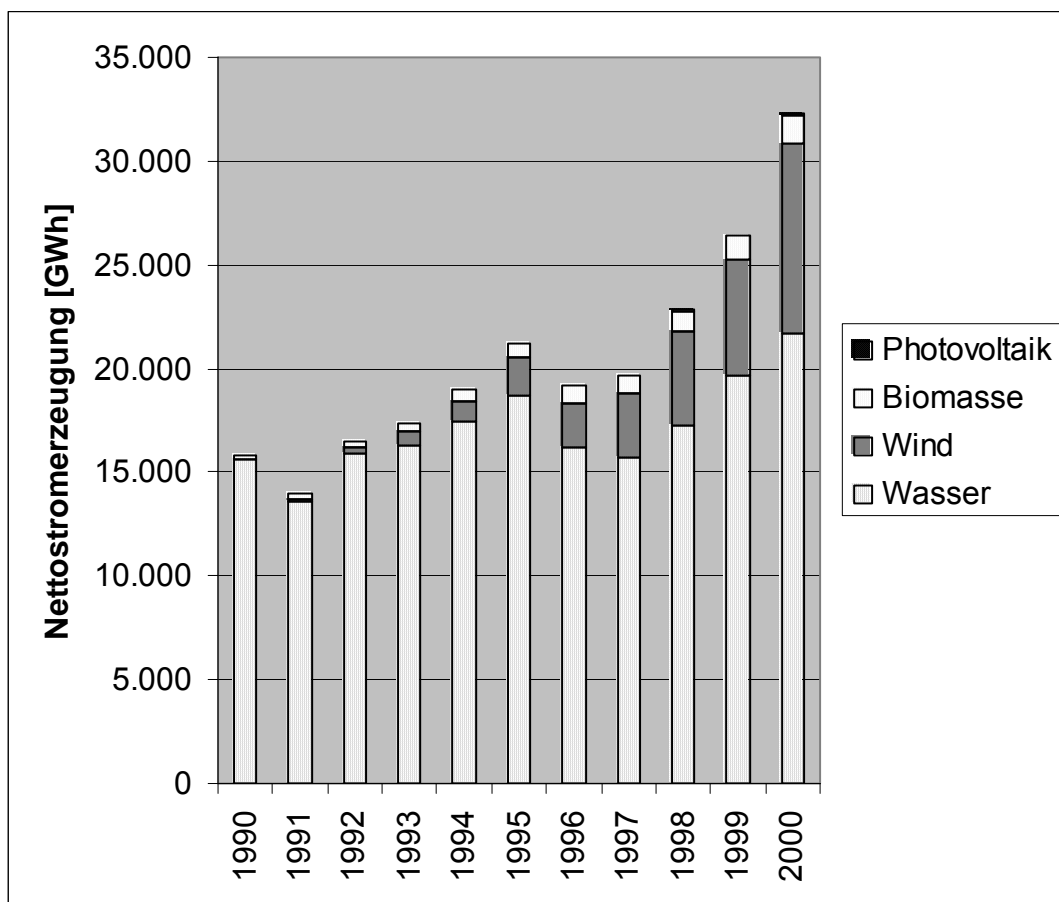
Die Auslastung der Kraftwerke lag im Jahre 1990 bei durchschnittlich 4.200 und im Jahre 2000 bei durchschnittlich 4.500 Volllaststunden. Im Verlauf dieser Zeitspanne wurde vor allem die Auslastung der für den Grundlastbetrieb vorgesehenen Braunkohle- und Kernkraftwerke erhöht. Die sich dadurch ergebende Tendenz zur insgesamt höheren Auslastung des Kraftwerksparks konnte durch den Zuwachs der Windenergiekapazitäten, die aufgrund des schwankenden Windenergie-Dargebots nur mit geringer Auslastung Strom erzeugen können, nicht kompensiert sondern nur geringfügig gebremst werden.

Bedingt durch die hohe Auslastung beherrschten in den 90er Jahren die fossilen und nuklearen Wärmekraftwerke die Stromerzeugung ebenso, wie dies in Bezug auf die Struktur des Kraftwerksparks der Fall war. Auch bei der Stromerzeugung ergaben sich allerdings im Verlauf der 90er Jahre geringe Verschiebungen. Der Anteil fossiler Netto-Stromerzeugung ging von 65 % im Jahre 1990 auf 60 % im

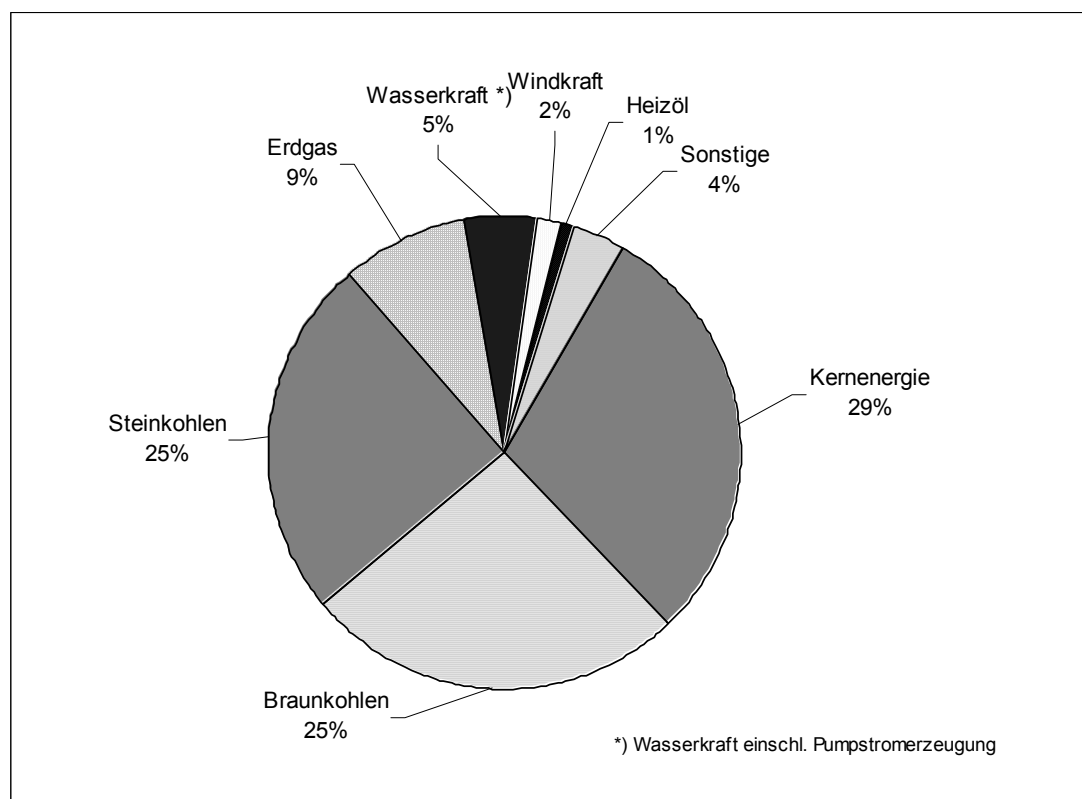
Jahre 2000 und der Anteil der Netto-Stromerzeugung in fossil-nuklearen Wärmekraftwerken von 93 % auf 90 % zurück.

Der Anteil der CO<sub>2</sub>-intensiven Kohlestromerzeugung verringerte sich von 56 % im Jahre 1990 auf 50 % im Jahre 2000, während der Anteil der Erdgasverstromung im gleichen Zeitraum von 7 % auf 9 % anstieg. Innerhalb der 90er Jahre hat auch der regenerative Stromerzeugungs-Anteil von knapp 3 % auf etwas mehr als 5 % zugenommen. Die Windenergie hatte auf die regenerative Stromerzeugung einen wachsenden Einfluß, blieb aber auch im Jahr 2000 noch immer deutlich hinter der Stromerzeugung aus regenerativer Wasserkraft (Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke mit natürlichem Zulauf) zurück (vgl. Abbildung 6).

**Abbildung 6: Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2000**

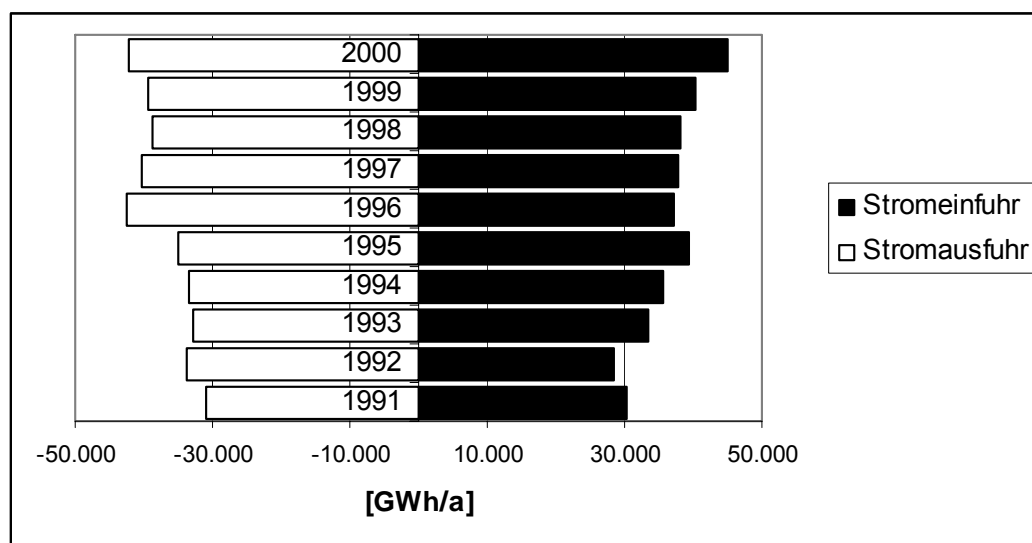


Quelle: Quaschnig 2003

**Abbildung 7: Struktur der Bruttostromerzeugung nach Einsatzenergien in Deutschland 2000**

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2002, Staiß 2001, Böhmer 2003

Die Bundesrepublik Deutschland war in den 90er Jahren von Stromimporten weitgehend unabhängig. Zwar entsprach der mittlere jährliche Stromimport in Höhe von 37 TWh/a innerhalb dieses Zeitraums einem Anteil von etwa 7 % des jährlichen Bruttostromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland. Gleichzeitig wurden aber jeweils Strommengen in der gleichen Größenordnung exportiert, so dass sich in allen Jahren per Saldo eine in etwa ausgeglichene Stromaußenhandelsbilanz ergab (vgl. Abbildung 8). Für den Gesamt-Zeitraum von 1991 bis 2000 lässt sich in der Summe sogar ein kleiner Exportüberschuss in Höhe von 2,6 TWh errechnen.

**Abbildung 8: Stromim- und -exporte in der Bundesrepublik Deutschland 1991 - 2000**

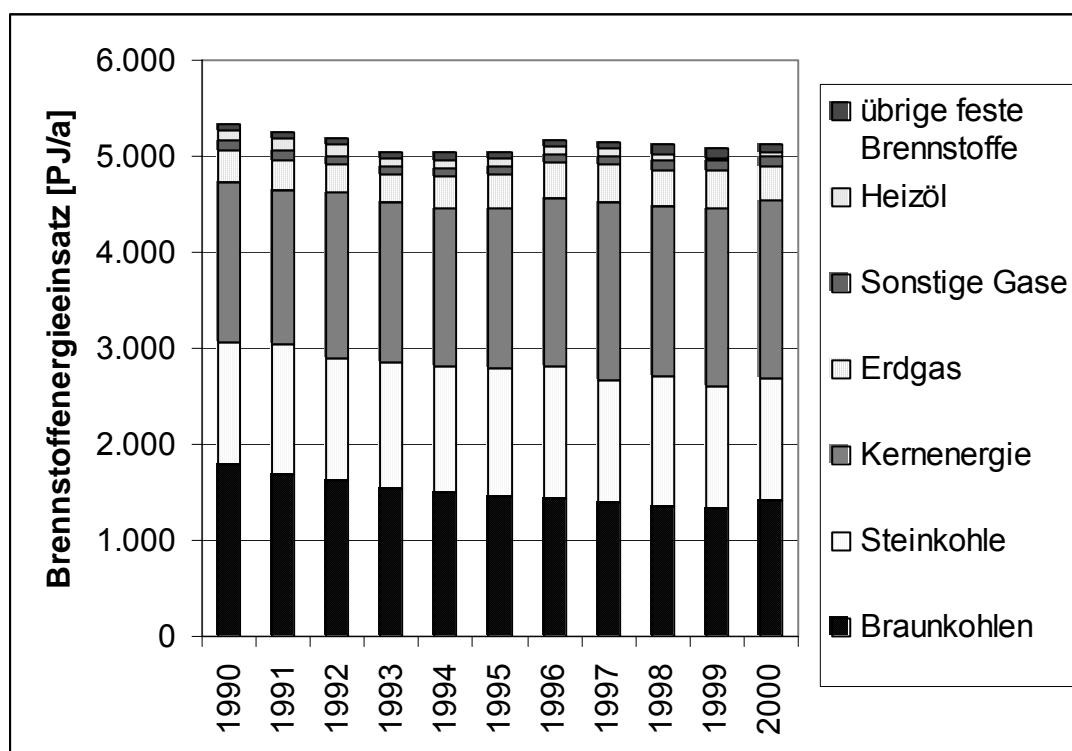
Quelle: BMWi/VWEW 2002

### 3.1.3 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung

Wie bereits gezeigt wurde, wird der derzeitige deutsche Kraftwerkspark sowohl kapazitätsseitig als auch in Bezug auf die Stromerzeugung von Wärmekraftwerken dominiert. Wärmekraftwerke benötigen für ihren Betrieb Brennstoffe, deren Bereitstellung in erheblichem Maße raumwirksam sein kann. Der Brennstoffbedarf eines Kraftwerks hängt außer von der zu erzeugenden Strommenge auch von der Gesamteffizienz der Umwandlung der Brennstoffenergie in Strom ab. Der Kennwert, der diese Gesamtumwandlungseffizienz beschreibt, ist der Nutzungsgrad. Soweit die Netto-Stromerzeugung als Endprodukt des Kraftwerksprozesses betrachtet wird, ist dementsprechend der Netto-Nutzungsgrad die relevante Kenngröße, die zur Anwendung kommt.

Insgesamt war insbesondere der für die Stromerzeugung benötigte fossile Brennstoffenergiebedarf beträchtlich und beeinflusste je nach Art des Brennstoffs den Primärenergieverbrauch und den Rohstoffbedarf der Bundesrepublik Deutschland nicht unerheblich. Die Auswertung der verfügbaren statistischen Daten zum Brennstoffenergieeinsatz thermischer Kraftwerke einerseits und zur erzeugten Netto-Strommenge andererseits ergibt jedoch, dass der durchschnittliche Netto-Nutzungsgrad der deutschen fossilen Wärmekraftwerke, der im Jahre 1990 noch bei 34 % lag, bis zum Jahr 2000 vor allem durch den Ersatz älterer Kraftwerke in den neuen Bundesländern durch moderne Anlagen insgesamt auf 37 % erhöht werden konnte.

**Abbildung 9: Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in Wärmekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 1995 – 2000 nach Brennstoffenergie<sup>2</sup>**

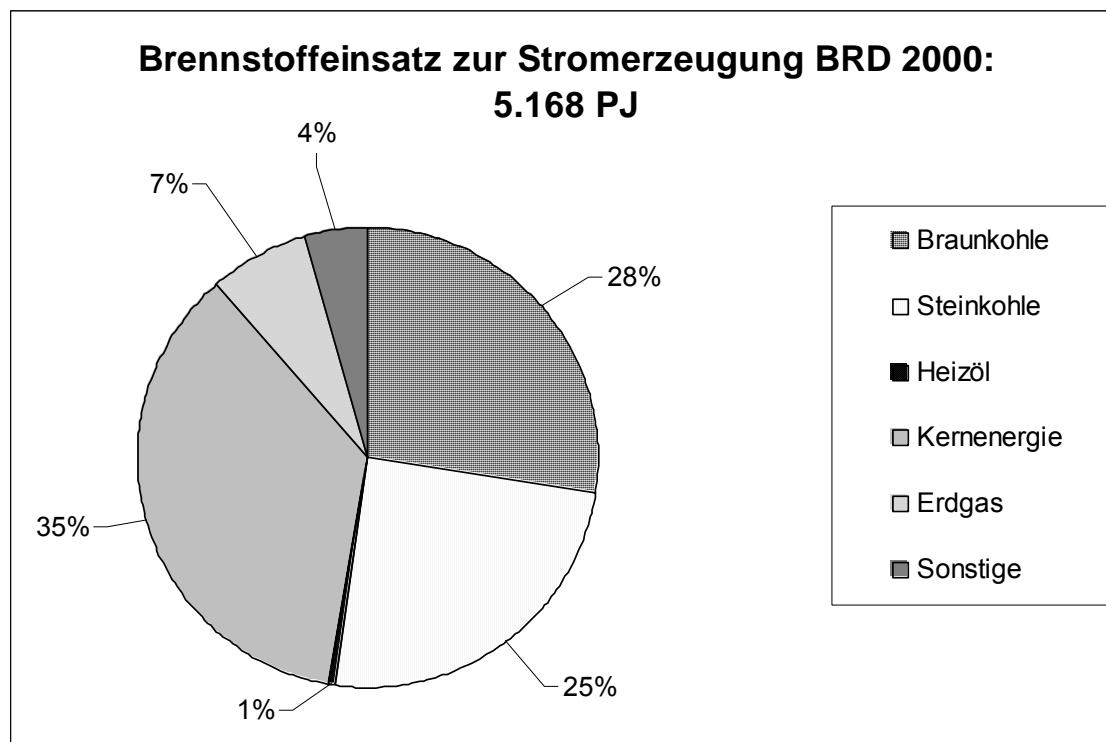


Quelle: VdEW 2002

<sup>2</sup> Bewertung nach Heizwert, bei Kernbrennstoffen nach Wirkungsgradmethode

Aufgrund der Verbesserung der Umwandlungseffizienz des Kraftwerksparks ging der gesamte Brennstoffenergieeinsatz für die Stromerzeugung von 1990 bis 2000 um etwa 3 % zurück, während die Bruttostromerzeugung im gleichen Zeitraum um etwa 4 % zunahm.

**Abbildung 10: Anteile der Energieträger am Brennstoffenergieeinsatz in Wärmekraftwerken der Bundesrepublik Deutschland 2000 (Kernenergie berechnet nach der Wirkungsgadmethode)**



BMWi/VWEW 2002

Im Jahre 2000 dominierte die Kernenergie mit 35 % den Brennstoffeinsatz in Wärmekraftwerken gefolgt von Braunkohle mit 28 % (beides Energieträger, die zur Grundlastversorgung eingesetzt werden). Auch die Steinkohle trug mit einem Viertel zum gesamten Brennstoffenergieeinsatz der Stromerzeugung bei. Bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch aller Verbraucher in der Bundesrepublik Deutschland betrug der Anteil des Brennstoffenergieverbrauchs der Wärmekraftwerke im Jahr 2000 immerhin 36 %. Gering war der Verbrauchsanteil der Kraftwerke bezogen auf den Mineralöl-Primärenergieverbrauch (unter 1 %) und bezogen auf den Erdgasverbrauch (etwa 12 %). Dagegen lag der Anteil der Stromversorgung am Steinkohleenergieverbrauch bei 66 % und am Braunkohleenergieverbrauch bei immerhin 93 %. Kernbrennstoffe wurden in der Bundesrepublik Deutschland ausschließlich in Wärmekraftwerken eingesetzt.

Bezogen auf die natürlichen Brennstoffmengenanteile dominiert im Jahr 2000 mit 173 Mio. t eindeutig die Braunkohle den Brennstoffverbrauch der Stromerzeugung. Die Masse der zur Stromerzeugung eingesetzten Steinkohle betrug mit 43 Mio. t nur etwa ein Viertel der Masse der zur Stromversorgung eingesetzten Braunkohle, obwohl die auf der Basis dieser Brennstoffe erzeugten Strommengen in etwa gleich waren. Aufgrund des spezifisch hohen Energiegehalts ist die Masse der Kernbrennstoffe im Verhältnis zur Masse der anderen festen Brennstoffe, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, mit etwa 4.000 tU verschwindend gering, was in der Geschichte der Stromversorgung der Bundesre-

publik Deutschland einer der wesentlichen Gründe für die energiewirtschaftliche Attraktivität der Kernenergienutzung zur Stromerzeugung dargestellt hat (vgl. Tabelle 4).

**Tabelle 3: Primärenergiemix Bundesrepublik Deutschland 2000 (errechnet nach der Wirkungsgradmethode)**

	Verbrauch		Gewinnung im Inland		Importanteil
	PJ	%	PJ	%	%
Steinkohlen	1.920	13,6	1.011	27,6	47,3
Braunkohlen	1.542	10,9	1.527	41,7	1,0
Mineralöle	5.478	38,7	114	3,1	97,9
Naturgase	2.992	21,1	662	18,1	77,9
Wasserkraft/Windkraft	108	0,8	106	2,9	2,7
Kernenergie	1.849	13,1	0	0,0	100,0
Sonstige Energieträger <sup>1)</sup>	275	1,9	243	6,6	11,7
<b>Gesamt</b>	<b>14.164</b>	<b>100,0</b>	<b>3.663</b>	<b>100,0</b>	<b>74,1</b>

<sup>1)</sup> Müll, Klärschlamm, Brennholz

Quelle: Meller et al. 2001

Gasförmige sind mit festen Brennstoffen bzgl. der üblichen Heizwertangaben nicht direkt vergleichbar. Bei einer Norm-Dichte von Erdgas in Höhe von 0,75 kg/Nm<sup>3</sup> (vgl. GEMIS 2003 für Erdgas H) ergibt sich rechnerisch ein Massenbedarf in Höhe von 8,5 Mio. t zzgl. 3,5 Mio. t für sonstige Gase. Dies ist im Verhältnis zum Kohle-Massenbedarf ein sehr geringer Wert. Vergleicht man allerdings umgekehrt den volumetrischen Energiegehalt des Erdgases (hier Erdgas H) in Höhe von etwa 36 MJ/Nm<sup>3</sup> mit dem volumetrischen Energiegehalt beispielsweise von leichtem Heizöl in Höhe von etwa 36.000 MJ/m<sup>3</sup> (bezogen auf eine Heizöl-Temperatur von 15 °C), wird deutlich, dass die Erdgasversorgung für Transport- und Lagerung einen besonders hohen Energie- und Materialaufwand erfordert (vgl. Kapitel 4).

Im Verhältnis zu den fossilen Brennstoffmengen sind die bisher zur Stromerzeugung genutzten Biomasse-Brennstoffe trotz vergleichsweise schlechter Brennstoffausnutzung der Biomasse-Stromerzeuger mengenmäßig gering. So wurden im Jahr 2000 z.B. etwa 3,2 Mio. t Holz (das entspricht ca. 51 PJ/a) zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt (vgl. IE 2002). Nimmt man für die Müllverbrennung einen durchschnittlichen Umwandlungsnutzungsgrad von 15 % an (vgl. Leible et al. 2003), so wurde im Jahr 2000 für die Stromerzeugung in Müllverbrennungsanlagen (insgesamt etwa 1,8 TWh) eine Brennstoffenergie aus Müll in Höhe von etwa 43 PJ eingesetzt. 1999 wurden etwa 9,7 Mio. t Hausmüll, Sperrmüll und hausmüllähnliche Gewerbeabfälle in MVA verbrannt (vgl. Leible et al. 2003).

**Tabelle 4: Brennstoffverbrauch und Bruttostromerzeugung in Wärmekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

Energieträger	Brutto- Stromer- zeugung	Brennstoffverbrauch			Heizwert	mittlerer Brutto- Nutzungs- grad
		natürliche Mengen	Energie- menge			
		GWh	tU	Mio.t SKE		
Kernenergie <sup>1)</sup>	169.606	4.000	63,217	1.853	-	33,0
		Mio.t		PJ	MJ/kg	%
Braunkohle <sup>2)</sup>	148.332	172,9	48,666	1.426	8,3	37,4
Steinkohle	143.164	43,3	43,328	1.270	29,3	40,6
Heizöl <sup>3)</sup>	3.613	0,9	1,255	37	42,0	35,4
	GWh	Mrd. m <sup>3</sup>		PJ	MJ/m <sup>3</sup>	%
Erdgas	49.144	11,3	12,201	358	31,7	49,5
sonstige gasförmige Brennstoffe	12.262	3,5	3,842	113	31,7	39,2
	GWh	-		PJ	-	-
übrige <sup>4)</sup>	12.367	-	3,822	112	-	-

<sup>1)</sup> Für Kernenergie wurde der Brennstoffenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode berechnet

<sup>2)</sup> Rohbraunkohle, Hartbraunkohle, Braunkohlenbrikettantrieb

<sup>3)</sup> Heizöle und Dieselkraftstoff

<sup>4)</sup> Müll, Windenergie, Photovoltaik, Biomassebrennstoffe, Ölschiefer, Abhitze, bezogener Dampf

Quelle: BMWi/VWEW 2002, ATW 2003

## 3.2 Zukunfts-Energiesystem 2050

### 3.2.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Von besonderer Bedeutung für die Ausgestaltung der Klimaschutz- bzw. Nachhaltigkeitsszenarien sind die jeweils getroffenen Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs. Wie bereits in Kapitel 2.3 dargelegt, ist die Steigerung der Energieeffizienz ein wesentliches Element der Energiepolitik in Bezug auf die angestrebte Verminderung der Klimagasemissionen. Je nach Ausgestaltung der Szenarien erfüllen Investitionen in die Effizienz der Stromanwendungstechniken denselben Zweck, wie Investitionen in neue emissionsarme Kraftwerke. Sollen entsprechende Bemühungen für sich genommen bereits zu einer Verminderung der Klimagasemissionen führen, ist die technische Effizienz der Stromanwendungen so weit zu steigern, dass die dadurch erreichten Stromeinsparungen sogar eine steigende Nachfrage nach Elektrizitätsdienstleistungen überkompensieren können und somit insgesamt zu einem verminderten Stromverbrauch führen.

Zusätzlich zu beachten ist bei Langfrist-Szenarien, die vor allem auf den Ausbau regenerativer Energien als Option zur Verminderung von Klimagas-Emissionen in den Mittelpunkt stellen, dass auf der anderen Seite die Produktion von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom zu einem erhöhten Stromverbrauch führen kann. Insofern ist bei einem Vergleich der Szenarien zusätzlich zu unterscheiden, ob das nationale Stromaufkommen als Endenergie oder im Umwandlungssektor zur Wasserstoffproduktion verbraucht wird.

Allen hier betrachteten Klimaschutz- bzw. Nachhaltigkeits-Szenarien ist gemeinsam, dass die Annahmen zur Entwicklung des gesamtwirtschaftlichen Wachstums gegenüber der prognostizierten Trendentwicklung unverändert bleiben. Diese Trendentwicklung wurde, wie bereits in Kapitel 2.3 dargelegt, in Rahmen eines Referenzszenarios prognostiziert. Dazu war eine Energieprognose, die die Prognos



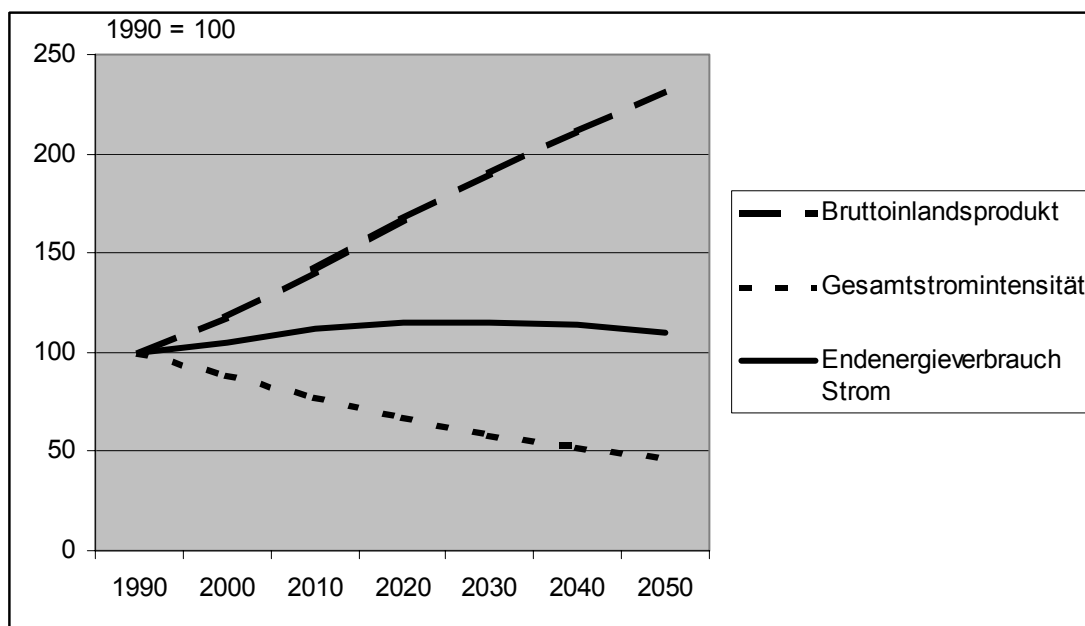
AG in Zusammenarbeit mit dem EWI 1999 im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellt hatte und die den Zeithorizont bis zum Jahre 2020 abdeckte, bis zum Jahre 2050 fortgeschrieben worden.

Den Klimaschutzszenarien liegt in Anlehnung an das Referenzszenario die Annahme zugrunde, dass das Wirtschaftswachstum in der Bundesrepublik Deutschland - gerechnet über den Zeitraum von 60 Jahren, auf den sich das THG-Reduktionsziel bezieht – durchschnittlich 1,4 % pro Jahr erreicht, so dass das Bruttoinlandsprodukt des Jahres 2050 dasjenige des Jahres 1990 um den Faktor 2,3 übersteigt. Da jedes Wirtschaftswachstum zwangsläufig mit einer Steigerung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen einhergeht, sind alle Anstrengungen zur Reduktion des Energieverbrauchs ausschließlich durch eine diesen Anstieg überkompensierende Steigerung der technischen Energieeffizienz erreichbar.

Schon in der prognostizierten Referenzentwicklung setzt sich der Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Stromintensität trendgemäß fort (vgl. Abbildung 2, Kapitel 3.1.1), so dass trotz des prognostizierten stetigen Wirtschaftswachstums pro Jahr der Endenergieverbrauch Strom mit 505 TWh im Jahre 2050 nur etwa 9 % höher liegt als im Jahr 1990 und den Endenergieverbrauch des Jahres 2000 nur um knapp 5 % übersteigt (vgl. Abbildung 11). Diese Entwicklung setzt eine Verringerung der gesamtwirtschaftlichen Stromintensität um mehr als 50 % über einen Zeitraum von 60 Jahren voraus.

In den hier betrachteten Klimaschutz-Szenarien werden in Bezug auf die langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs stark unterschiedliche Annahmen getroffen. Alle diese Regenerativ-Energieszenarien gehen jedoch für den gesamten Prognosezeitraum bis 2050 von einem signifikanten Rückgang des Stromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2000 aus, der sich innerhalb einer Bandbreite von 10 bis 21 % bewegt.

**Abbildung 11: Endenergieverbrauch Strom, Wirtschaftswachstum und Stromintensität im Referenzenergie-Szenario der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“**



Quelle: Prognos 2002

Im Referenzszenario wird eine Entwicklung skizziert, die von dem heutigen Set an Maßnahmen im Bereich der Klimaschutz- Energie- und Technologiepolitik ausgeht und die Wirkung einer Fortsetzung dieser Politik auf der Basis der jeweiligen prognostizierten demographischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklung beschreibt, die auch den Klimaschutzenszenarien zugrunde liegt (vgl. Abbildung 11). Die Gegenüberstellung mit der Referenzentwicklung macht deutlich, welche im Vergleich mit der heutigen Energiepolitik starken zusätzlichen Eingriffe in den Klimaschutzenszenarien vorausgesetzt werden müssen, um eine Verringerung der Stromnachfrage in dem anvisierten Umfang zu erreichen. In Tabelle 5 sind die unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den einzelnen Szenarien bezogen auf das Zieljahr 2050 dargestellt. Für alle Verbrauchssektoren außer für den Verkehrssektor wird für die Szenarien ein starker Rückgang unterstellt. Die größte Verbrauchsminderung betrifft die privaten Haushalte. Verglichen mit den Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung innerhalb des Szenariozeitraums (Rückgang von 81,5 Mio. Einwohnern im Jahre 2000 auf 67,8 Mio. Einwohner im Jahre 2050) reduziert sich der einwohnerspezifische Stromverbrauch der privaten Haushalte in den Regenerativ-Energie-Szenarien im gleichen Zeitraum von heute durchschnittlich 1.609 kWh/EW auf einen Verbrauch zwischen 717 und 1.397 kWh/EW im Jahre 2050. Die Stromintensität der Gesamtwirtschaft fällt ausgehend von einem Endenergieverbrauch Strom in Höhe von 126 MWh/DM BIP<sub>1995</sub> im Jahre 2000 auf einen Wert zwischen 51 und 57 MWh/DM BIP<sub>1995</sub> im Jahre 2050.

**Tabelle 5: Endenergieverbrauch Strom nach Verbrauchssektoren in aktuellen regenerativ-nuklearen Energieszenarien (Bundesrepublik Deutschland 2050)**

	2000	2050				
	Bestand	REF	IER RRO 1	IER RRO 2	WI RRO 1	UBA NH
	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Industrie	209	229	155	128	184	184
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	127	145	138	148	114	108
Private Haushalte	131	93	79	95	50	49
Verkehr	16	39	63	64	32	42
Endenergieverbrauch Strom gesamt	483	505	434	435	380	383

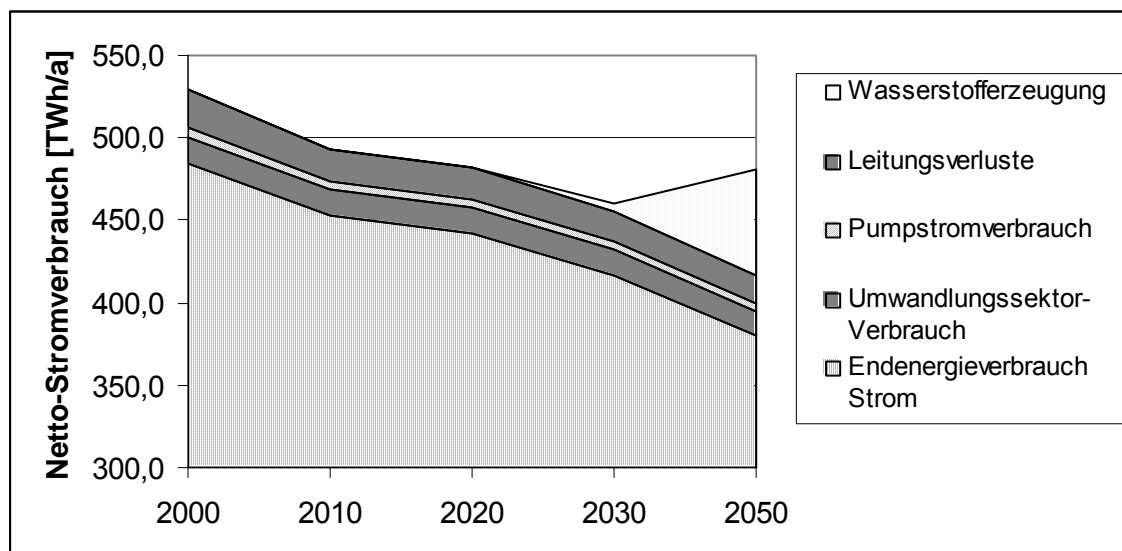
Quelle: IER 2002, Wuppertal Institut 2002, DLR/WI 2002

Die Klimagas-Emissionen lassen sich in dem angestrebten Umfang nur dann reduzieren, wenn es gelingt, die Nutzung fossiler Brennstoffe weitestgehend zu vermeiden. In Regenerativ-Energie-Szenarien wird dies nicht nur durch Energieeinsparung sondern auch durch den massiven Einsatz regenerativer Energien erreicht. Um fossile Brennstoffe in möglichst großem Umfang durch regenerative Energien ersetzen zu können, müssen die bestehenden Regenerativ-Energie-Potenziale weitestgehend ausgeschöpft werden. Die bezogen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland mengenmäßig größten Potenziale – nämlich solare Strahlungsenergie und Windenergie - sind nur dargebotsabhängig verfügbar und zu einem großen Teil nur zur direkten Stromerzeugung nutzbar. Die Aufnahmekapazität des Stromnetzes für dargebotsabhängige fluktuierende Leistungen ist jedoch begrenzt. Diese Grenze lässt sich ausweiten, indem ein Teil der fluktuierenden Stromerzeugung per Elektroyse in Wasserstoff umgewandelt wird. Der so erzeugte Wasserstoff kann entweder seinerseits wieder zur Stromproduktion eingesetzt werden und dabei zur Stabilisierung der Stromversorgung beitragen, weil Wasserstoff problemlos speicherbar ist und die Stromerzeugung aus Wasserstoff - z.B. in Brennstoffzellen-Kraftwerken - der jeweiligen Netzlast weitgehend angepaßt werden kann, oder steht für mobile

Anwendungen als Kraftstoff zur Verfügung. Der Verkehrssektor ist eine für das gesamte Energiesystem aus Klimaschutzgründen wichtige Nutzungsoption für regenerativ erzeugten Wasserstoff, weil die Potenziale zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus regenerativen Energien innerhalb der Bundesrepublik Deutschland vergleichsweise gering sind (vgl. Nitsch et al. 2004) und nur mit einem verhältnismäßig hohen Aufwand erschlossen werden können.

In allen hier dargestellten Regenerativ-Energie-Szenarien ist die Wasserstoff-Produktion auf der Basis von regenerativ erzeugtem Strom vorgesehen. Ab dem Jahre 2030 gewinnt der Stromverbrauch für die Wasserelektrolyse einen zunehmenden Einfluss auf den gesamten Netto-Stromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Im RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts erreicht die Wasserstoffproduktion bereits im Jahre 2030 einen Anteil in Höhe von 1 % am gesamten Netto-Stromverbrauch (einschließlich Stromverbrauch für Leitungsverluste, Pumpstromverbrauch und sonstigen Stromverbrauch im Umwandlungssektor), der bis zum Jahre 2050 immerhin auf mehr als 13 % ansteigt. Verglichen mit dem Endenergieverbrauch Strom beträgt der Stromverbrauch für die Wasserstoffherzeugung im Jahre 2050 immerhin 17 %. Trotz des neuen Stromverbrauchers, der mit der Wasserstoffherzeugung in das Stromversorgungssystem eingeführt wurde, sinkt jedoch der gesamte Netto-Stromverbrauch im RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts bis zum Jahre 2050 gegenüber dem Jahre 2000 um fast 11 %, da der sehr starke Rückgang des Strom-Endenergieverbrauchs die Zunahme des Nettostromverbrauchs durch den Strombedarf zur Wasserstoffproduktion überkompensiert (vgl. Abbildung 12).

**Abbildung 12: Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario RRO des Wuppertal-Instituts**

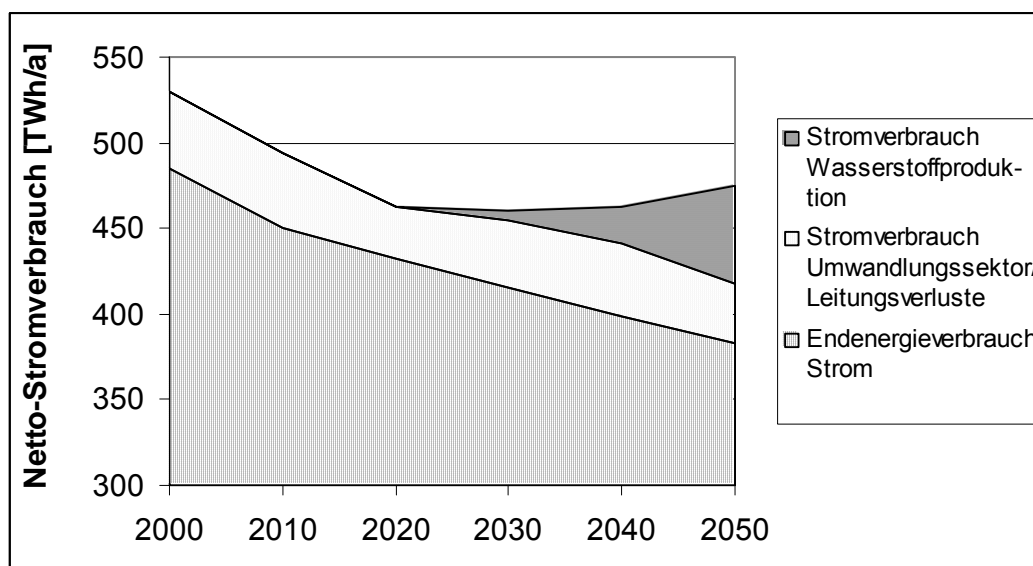


Quelle: WI 2002

Sehr ähnlich wie beim RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts entwickelt sich der Netto-Stromverbrauch im Szenario UBA-NH. In diesem Szenario sinkt der Verbrauch insgesamt sogar noch etwas stärker als im RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts, obwohl bedingt durch den Stromeinsatz für die Wasserstoffproduktion das Stromversorgungssystem einen zusätzlichen Bedarf decken muss, weil im UBA-NH-Szenario mit 57 TWh im Jahre 2050 etwas weniger Strom für die Wasserstoffproduktion verbraucht wird, als im RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts. Ebenso wie im RRO-Szenario des

Wuppertal-Instituts sorgt der gleichzeitig sehr starke Rückgang des Endenergieverbrauchs für eine Überkompensation dieses zusätzlichen Bedarfs (vgl. Abbildung 13).

**Abbildung 13: Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario UBA-NH des DLR und des Wuppertal-Instituts**

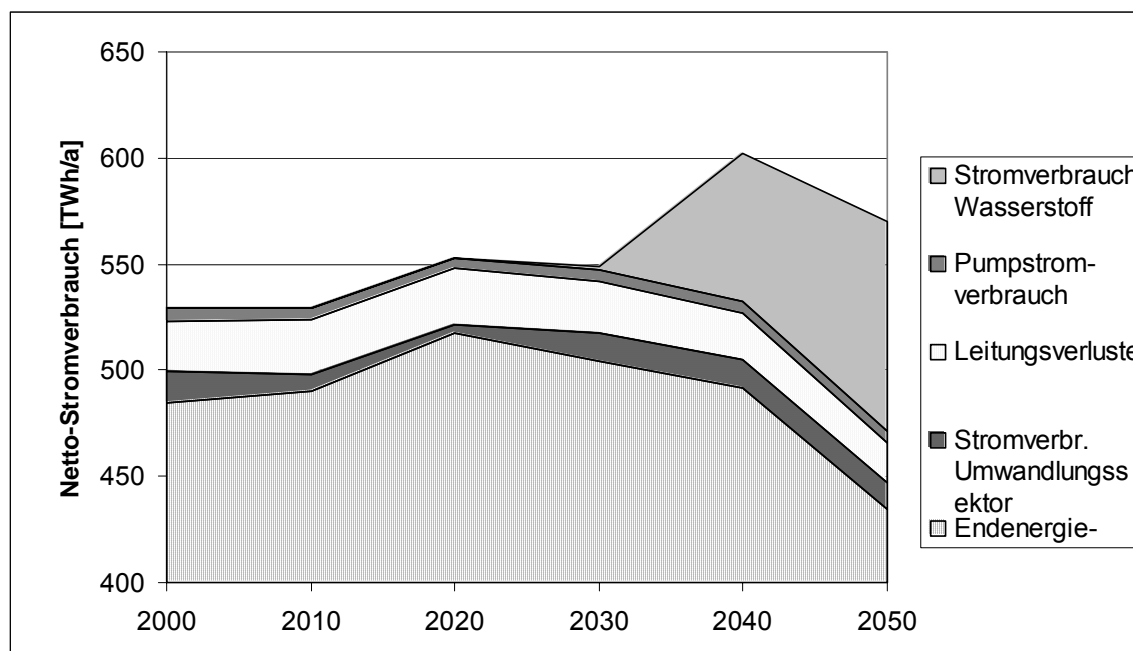


Quelle: DLR/WI 2002

Im Gegensatz zu den beiden oben dargestellten Entwicklungen steigt der Netto-Stromverbrauch in den Regenerativ-Energieszenarien des IER innerhalb des Betrachtungszeitraums um fast 8 % im Szenario RRO 1 und um 5 % im Szenario RRO 2, obwohl auch bei diesen Szenarien der Strom-Endenergieverbrauch im gleichen Zeitraum zurückgeht. Allerdings ist hier dieser Rückgang wesentlich weniger stark ausgeprägt als in den beiden anderen Szenarien. Zudem ist der Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion in beiden Regenerativ-Energieszenarien des IER deutlich höher als in dem Szenario des Wuppertal-Instituts und im UBA-NH-Szenario (vgl. Abbildung 14 und Abbildung 15).

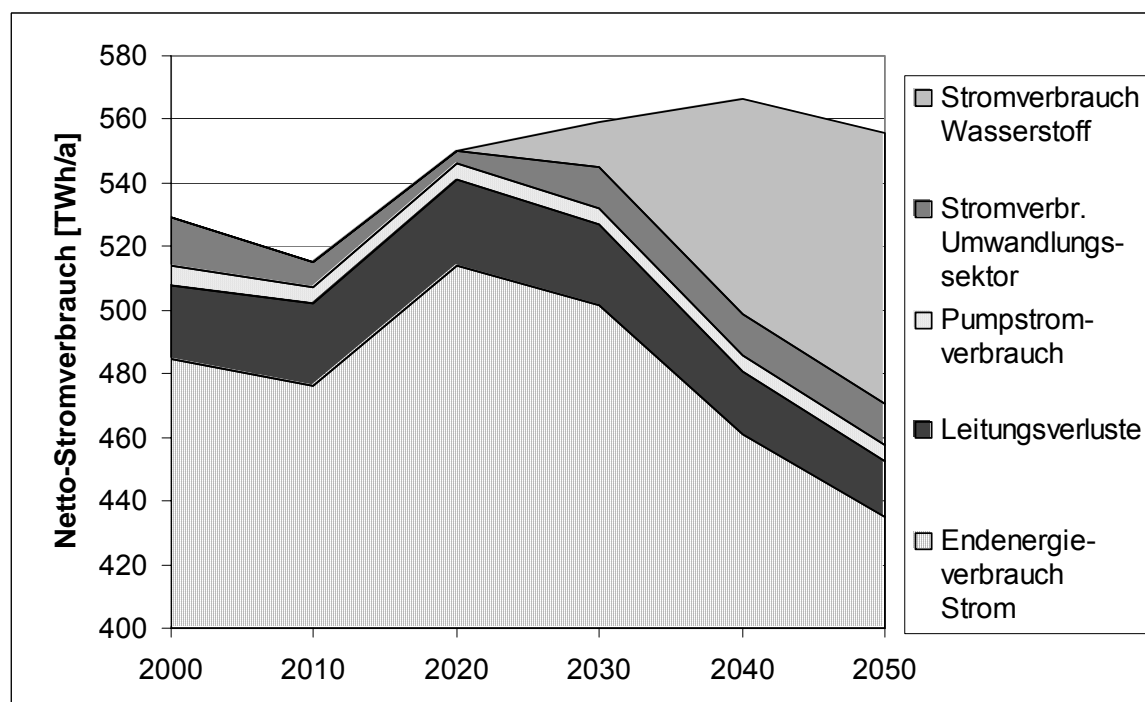
Dabei ist der Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion im Szenario RRO 2 sogar etwas geringer als im Szenario RRO 1, weil für das Szenario RRO 2 laut Vorgabe der Enquete-Kommission zusätzlich die Möglichkeit eingeräumt wurde, regenerativ erzeugten Wasserstoff zu importieren. Von dieser Möglichkeit wird ab dem Jahre 2030 zunehmend Gebrauch gemacht, wodurch die heimische Stromproduktion gegenüber dem RRO 1-Szenario etwas gedrosselt werden kann (vgl. IER 2002).

Abbildung 14: Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario RRO des IER



Quelle: IER 2002

Abbildung 15: Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario RRO 2 des IER



Quelle: IER 2002

### 3.2.2 Entwicklung des Kraftwerksbestands und des Stromerzeugungsmix

Bedingt durch die recht großen Abweichungen hinsichtlich des Netto-Stromverbrauchs, der durch die Stromerzeugung in den einzelnen Szenarien zu decken ist, entwickelt sich auch die Netzhöchstlast und damit die Gesamtkapazität des Kraftwerksparks in den einzelnen Regenerativ-Energie-Szenarien recht unterschiedlich. Während das UBA-NH-Szenario und vor allem das RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts mit einer vergleichsweise geringen Gesamtkapazität auskommen, nimmt diese in den

RRO-Szenarien des IER im Verhältnis zum derzeitigen Kraftwerksbestand deutlich stärker zu. Das Wuppertal-Institut greift zudem für das RRO-Szenario in stärkerem Maße, als dies im UBA-NH der Fall ist, einerseits auf regenerative Kraftwerkskapazitäten im Ausland und andererseits auf fossile Kraftwerke zurück, die dargebotsbedingt bzw. im Falle von Wärmekraftwerken aufgrund ihrer Steuerbarkeit weitaus besser auslastbar sind, so dass die gleiche Strommenge mit einer geringeren Kraftwerkskapazität bereitgestellt werden kann. Die durch den im Vergleich zu allen anderen Szenarien höheren absoluten und relativen Beitrag fossiler Stromerzeugung entstehenden höheren Klimagasemissionen bei der Stromerzeugung werden im RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts durch verstärkte Einsparungen im Verkehrssektor und im Wärmebereich kompensiert.

Im Gegensatz zu den anderen Regenerativ-Energie-Szenarien können im Szenario RRO 2 vorgabebedingt ausschließlich regenerative Stromerzeuger oder Stromerzeuger eingesetzt werden, die mit regenerativ erzeugten Sekundärbrennstoffen betrieben werden. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Leistungsabgabe, die für die meisten regenerativen Stromerzeuger kennzeichnend sind, ist die durchschnittliche Auslastung der im RRO 2-Szenario genutzten Stromerzeuger vergleichsweise gering, woraus sich bei einem gleichzeitig hohen Netto-Stromverbrauch eine im Vergleich zu den anderen Regenerativ-Energie-Szenarien überdurchschnittlich hohe Gesamtkapazität des Kraftwerksparks ergibt. Auch das RRO-1-Szenario des IER ist aufgrund des hohen Netto-Stromverbrauchs auf eine vergleichsweise hohe Kapazität des Kraftwerksparks angewiesen (vgl. Tabelle 6).

**Tabelle 6: Der Kraftwerkspark der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2050 im Vergleich der regenerativ-nicht-nuklearen Klimaschutz-Szenarien**

	IER RRO 1	IER RRO 2	WI RRO 1	UBA NH
	GW	GW	GW	GW
Pumpspeicher	4,5	4,5	4,5	4,5
Wasserkraft (natürlicher Zufluß)	6,2	6,8	5,8	5,2
Windenergie	58,3	58,3	35,0	42,5
PV	11,6	9,6	9,3	30,0
Geothermie	9,4	9,4	4,0	3,8
Biomasse/-gas/Müll	13,5	12,5	7,6	7,5
REG-Stromimportkapazität	24,1	37,9	19,2	14,8
Wasserstoff	17,0	48,6	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	1,2	2,8	9,5
Braunkohle	0,0	0,2	2,2	0,0
Erdgas/Öl/sonstige Gase	29,9	7,4	35,0	38,5
<b>Kraftwerke im Inland</b>	<b>150,5</b>	<b>158,5</b>	<b>106,3</b>	<b>141,4</b>
<b>Kraftwerke insgesamt</b>	<b>174,6</b>	<b>196,4</b>	<b>125,5</b>	<b>156,2</b>

Quelle: IER 2002, Fahl 2002, Wuppertal Institut 2002, DLR/WI 2002

Der Anteil der Importkapazitäten liegt bei den Regenerativ-Energie-Szenarien zwischen 9 % (UBA-Nachhaltigkeitsszenario) und 19 % (IER RRO 2). Der Kapazitätsanteil regenerativer Stromerzeugung erreicht zwischen 60 und 67 % (ohne Anrechnung von Wasserstoff-betriebenen Brennstoffzellen mit Wasserstoff auf regenerativer Basis).

**Tabelle 7: Veränderung der Kraftwerkskapazitäten 2000 – 2050 in den regenerativ orientierten Klimaschutzszenarien für die Enquete-Kommission und das UBA**

	Kapazitäts-Veränderungen 2000-2050							
	IER RRO 1		IER RRO 2		WI RRO 1		UBA NH	
	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
Pumpspeicher								
Wasserkraft (natürl. Zulauf)	1,5		2,1		1,1		0,5	
Windenergie	52,2		52,2		28,9		36,4	
PV	11,5		9,5		9,2		29,9	
Geothermie	9,4		9,4		4,0		3,8	
Biomasse/-gas/Müll	11,4		10,4		5,5		5,4	
Wasserstoff	17,0		48,6					
Steinkohle		-30,1		-28,9		-27,3		-20,7
Braunkohle		-20,1		-19,9		-17,8		-20,1
Erdgas/Öl/sonstige Gase	0,2			-22,3	5,3		8,8	
Kernenergie		-21,3		-21,3		-21,3		-21,3
REG-Stromimportkapazität	24,1		37,9		19,2		14,8	
Summe Inland	<b>103,3</b>	<b>-71,5</b>	<b>132,2</b>	<b>-92,4</b>	<b>54,0</b>	<b>-66,5</b>	<b>84,8</b>	<b>-62,0</b>
Gesamt	<b>127,4</b>	<b>-71,5</b>	<b>170,1</b>	<b>-92,4</b>	<b>73,2</b>	<b>-66,5</b>	<b>99,5</b>	<b>-62,0</b>

Quelle: IER 2002, Fahl 2002, Wuppertal Institut 2002, DLR/WI 2002

Gegenüber dem heutigen Kraftwerksbestand erreichen Kraftwerke mit Standort im Inland in allen hier dargestellten Szenarien den höchste Kapazitätzuwachs. Gegliedert nach Einsatzenergien wächst die Kapazität der Windenergieanlagen in allen hier vorgestellten regenerativ-nicht-nuklearen Klimaschutzszenarien bezogen auf den Zeitraum 2000 bis 2050 am stärksten und erreicht außerdem im Zieljahr 2050 den größten Anteil an der gesamten Kraftwerkskapazität. In den Szenarien des IER stehen an zweiter Stelle Anlagen zur Wasserstoffverstromung (RRO 1) bzw. außerhalb Deutschlands zu installierende Anlagen zur Bereitstellung von regenerativem Importstrom für den deutschen Bedarf (RRO 2). Im UBA-Szenario dagegen erreicht der Kapazitätzuwachs der Photovoltaik fast die Größenordnung des Zubaus an Windenergieanlagen.

Im RRO-Szenario des Wuppertal Instituts ist ebenso wie im UBA-NH-Szenario keine Verstromung von Wasserstoff vorgesehen. Es werden innerhalb des Betrachtungszeitraums ausschließlich erdgasbetriebene Brennstoffzellen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Allerdings werden diese Anlagen wärmeseitig gegen Ende des Szenario-Zeitraums zunehmend durch regenerativ gestützte Nahwärmekonzepte verdrängt (vgl. Prognos 2002). In den IER-Szenarien wird auch die Rückverstromung von Wasserstoff angenommen, der ganz (RRO 1) bzw. teilweise (RRO 2) in Deutschland aus fluktuierenden Energien gewonnen und im Sektor „Gewerbe, Handel Dienstleistungen“ sowie bei den privaten Haushalten in Brennstoffzellen zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird (vgl. IER 2002).

In den IER-Szenarien erreicht die Windstromerzeugung einen hohen Anteil im Erzeugungsmix, um dadurch die Vorgaben der Enquete-Kommission bzgl. der regenerativen Anteile möglichst kostengünstig erfüllen zu können, wie es dem gewählten Modellansatz einer an den Erzeugungskosten orientierten Optimierungsrechnung entspricht. Auch die Potenziale für eine Stromerzeugung aus Biomasse werden aus diesem Grunde weitgehend ausgeschöpft. Umgekehrt trägt aus dem gleichen Grund auch die Photovoltaik trotz sehr großer inländischer Erzeugungspotenziale nur zu einem gerin-

gen Anteil zur Stromerzeugung bei. Die vergleichsweise hohen Kosten einer Stromerzeugung aus Geothermie werden in Kauf genommen, um mit der Steuerbarkeit dieser Anlagen zur Stabilisierung der Stromversorgung beitragen zu können. Aus dem gleichen Grund ist auch der Anteil des Wasserstoffs an der Gesamt-Stromerzeugung vor allem im Szenario RRO 2 relativ hoch (vgl. Tabelle 8).

**Tabelle 8: Vergleich der Nettostromerzeugung und des Strommix in aktuellen regenerativ-nuklearen Energieszenarien (Bundesrepublik Deutschland 2050)**

	IER RRO 1	IER RRO 2	WI RRO 1	UBA NH
	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Wasserkraft	25,7	29,2	25,4	25,4
Windenergie	137,3	137,2	84,0	106,8
PV	11,0	9,1	9,1	29,5
Geothermie	41,3	41,3	28,0	26,3
Biomasse/-gas/Müll	59,1	58,8	37,0	35,5
REG-Stromimport	98,9	155,7	96,2	82,5
Wasserstoff	35,3	124,2	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	12,5	33,9
Braunkohle	0,0	0,0	14,4	0,0
Erdgas/Öl/sonstige Gase	161,6	0,0	173,9	135,4
<b>Summe Netto-Stromerzeugung</b>	<b>570,2</b>	<b>555,5</b>	<b>480,5</b>	<b>475,3</b>

Quelle: IER 2002, Wuppertal Institut 2002, DLR/WI 2002

### 3.2.3 Entwicklung des Brennstoffbedarfs zur Stromerzeugung

Durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung und durch die Substitution fossiler Brennstoffe verlagert sich der Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in den Regenerativ-Energie-Szenarien hin zu biogenen Brennstoffen bzw. hin zu Wasserstoff als Sekundärbrennstoff, der seinerseits aus regenerativen Energien gewonnen wird. Da die Bereitstellung solcher Brennstoffe unter Umständen ebenso wie die künftige Vermeidung der Aufwendungen für die Bereitstellung fossiler und nuklearer Brennstoffe raumbedeutsam sein kann, soll hier versucht werden, die jeweiligen Brennstoffenergiemengen und auf dieser Basis auch die natürlichen Mengen abzuschätzen, die den Szenarien entsprechend für die Stromerzeugung bezogen auf das Jahr 2050 angenommen worden sind, und mit dem derzeitigen Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung zu vergleichen.

Leider finden sich in den Dokumentationen zu den Regenerativ-Energie-Szenarien allenfalls Angaben zu den Brennstoffenergiemengen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, Daten zu den entsprechenden natürlichen Brennstoff-Mengen (Massen bzw. Volumina) fehlen jedoch gänzlich. Aufgrund der unverhältnismäßig großen Vielfalt möglicher Brennstoffarten und -qualitäten, die im Bereich der biogenen Brennstoffe zur Stromerzeugung potenziell geeignet wären, führt dies dazu, dass ohne grundlegende eigene Annahmen keine Aussagen zu den erforderlichen natürlichen Mengen biogener Brennstoffe möglich sind. Deshalb mussten die öffentlich zugänglich dokumentierten Szenario-Daten auf der Basis von Literatur-Recherchen zu fortschrittlichen Umwandlungstechnologien und zu Brennstoffarten und -bereitstellungsketten interpretiert und ergänzt werden. In Kapitel 4.5.1 sind die Überlegungen und Annahmen beschrieben, die zu der Erstellung des Brennstoffdatengerüsts geführt haben, das nachfolgend in Tabelle 9 und Tabelle 10 dargestellt ist.



**Tabelle 9: Brennstoffenergiebedarf für die Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland 2050 (ohne KWK-Wärmegutschrift)**

	IER	IER	WI	UBA
	RRO 1	RRO 2	RRO 1	NH
	PJ	PJ	PJ	PJ
Biomasse/Energiepflanzen/andere Brennstoffe	799	908	342	323
Biogas	76	74	70	67
Müll	150	150	45	58
Wasserstoff	254	894	0	0
Steinkohle	0	0	77	287
Braunkohle	0	0	122	0
Erdgas/sonstige Gase	935	0	1.084	829
Heizöl	0	0	19	39
<b>Summe Brennstoffbedarf für Stromerzeugung</b>	<b>2.214</b>	<b>1.972</b>	<b>1.716</b>	<b>1.603</b>

Quelle: IER 2002, Wuppertal Institut 2002, DLR/WI 2002, eigene Annahmen

Gegenüber dem Stromversorgungssystem des Jahres 2000 reduziert sich der Brennstoffenergieeinsatz für die Stromerzeugung um 57 % (IER RRO 1) bis zu 69 % (UBA-NH). Im Szenario RRO 2 werden vorgabegemäß keine fossilen und nuklearen Brennstoffe mehr benötigt, während Erdgas in allen drei anderen Regenerativ-Energie-Szenarien noch eine bedeutende Rolle für die Stromerzeugung spielt. Daneben fällt auf, dass der Brennstoffenergiebedarf für die Steinkohleverstromung im UBA-NH-Szenario fast noch genauso hoch ist, wie für die Biomasse-Verstromung.

In den Szenarien des IER übertrifft die jeweils im Jahre 2050 zur Verstromung eingesetzte natürliche Wasserstoffmenge die heute verstromten natürlichen Erdgasmengen bei Weitem, was entsprechende Konsequenzen für den Infrastrukturbedarf für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff hat. Ebenfalls in den Szenarien des IER übertrifft auch die erforderliche natürliche Menge fester Biomassebrennstoffe die heute zur Verstromung eingesetzten Streinkohlemassen. In keinem der dargestellten Regenerativ-Energie-Szenarien wird allerdings die durch die enormen Braunkohlemengen dominierte Gesamt-Masse fester Brennstoffe, die heute zur Stromerzeugung benötigt wird, auch nur annähernd erreicht. Aus diesem Grunde führt die Substitution der derzeitigen Stromerzeugung durch regenerative Energien unter der Perspektive der Brennstoffmengen in jedem Fall zu einer Entlastung.

**Tabelle 10: Entwicklung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen und Kernbrennstoffen zur Stromerzeugung in den Regenerativ-Energie-Szenarien 2000 – 2050**

		Brennstoff-einsatz 2000	Bedarfs-Veränderungen 2000-2050							
			IER RRO 1		IER RRO 2		WI RRO 1		UBA NH	
			Mehrbedarf	Minderbedarf	Mehrbedarf	Minderbedarf	Mehrbedarf	Minderbedarf	Mehrbedarf	Minderbedarf
Misch-Abfall	Mio.t	9,7	4,0		4,0			-5,6		-4,4
Biomasse	Mio.t	1,4	70,0		81,6		30,0		25,5	
Biogas	Mrd. m <sup>3</sup>	0,9	2,6		2,6		2,4		2,2	
Wasserstoff	Mrd. m <sup>3</sup>	0	23,5		82,8					
Erdgas	Mrd. m <sup>3</sup>	14,8	14,6			-14,8	15,7		8,5	
Kernbrennstoffe	tU	4.000		-4.000		-4.000		-4.000		-4.000
Braunkohle	Mio. t	172,9		-172,9		-172,9		-158,1		-172,9
Steinkohle	Mio. t	43,3		-43,3		-43,3		-40,7		-33,5
Heizöl/Diesel	Mio. t	0,9		-0,9		-0,9				

Quelle: BMWi/VWEW 2002, IER 2002, Wuppertal Institut 2002, DLR/WI 2002

### 3.2.4 Zusammenfassende Auswertung der Szenarioergebnisse im Hinblick auf die Auswahl von Szenarien und sachlichen Schwerpunkten für die raumbezogene Analyse

Das RRO-Szenario des Wuppertal Instituts und das UBA-NH-Szenario einerseits unterscheiden sich von den Szenarien des IER andererseits grundsätzlich durch die verschiedene Gewichtung nachfrageseitiger und angebotsseitiger Klimaschutzmaßnahmen. Während das Wuppertal Institut und das DLR in sehr starkem Maße Effizienzsteigerungen sowohl bei der Stromerzeugung, vor allem aber außerdem auch bei der Stromanwendung als Potenzial für den Klimaschutz und zur Substitution der Kernenergie begreifen, vertraut das IER in seinen Szenarien viel stärker auf den Ausbau eines klimaneutralen Kraftwerksparks.

Das RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts erfordert den geringsten infrastrukturellen Aufwand für den Umbau des Kraftwerksparks. Gründe dafür sind die sehr optimistischen Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs und zu den Steigerungsraten für die Umwandlungseffizienz im Kraftwerksbereich. Durch die stärkere Betonung der Energieeffizienz als Klimaschutzpolitisches Handlungsfeld verlagert sich der Aufwand für die Umgestaltung des Stromversorgungssystems von einem mengenmäßigen Ausbau der technischen Infrastruktur hin zu verstärkten Anstrengungen für Forschung und Entwicklung im Bereich der Kraftwerkstechnik und vor allem hin zu einer Steuerung der Stromnachfrage durch politische Maßnahmen.

Im Vergleich zum UBA-NH-Szenario, das von ähnlichen Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage und der Umwandlungseffizienz der Kraftwerke ausgeht, werden beim Szenario des Wuppertal Instituts außerdem auch bis zum Ende des Szenario-Zeitraums zu einem höheren Anteil weiterhin fossile Kraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt. Die sich dadurch zwangsläufig ergebenden höheren Klimagasemissionen im Stromsektor werden vor allem durch verstärkte Klimaschutz-Anstrengungen im Verkehrsbereich ausgeglichen.

Demgegenüber sind die Szenarien des IER von einer wesentlich größeren Skepsis in Bezug auf die Erreichbarkeit einer weitgehenden Dämpfung der zukünftigen Stromnachfrageentwicklung geprägt.

Daher sind die IER-Szenarien in viel stärkerem Maße angebotsorientiert, wodurch sie im Falle der Umsetzung in größerem Umfang raumbedeutsame Umstrukturierungen des Stromversorgungssystems verlangen würden.

Für einen Nachfragerückgang in dem in den Szenarien des Wuppertal Instituts und des DLR wird argumentiert, dass gerade Effizienzpotenziale zu den am ehesten auch unter betriebswirtschaftlich-rationalen Kalkül umsetzbaren Klimaschutzoptionen gehören (vgl. DLR/WI 2002). Demzufolge scheint die Annahme, trotz eines – wie vorausgesetzt - stetig steigendem Wirtschaftswachstums langfristig in größerem Umfang auch Verbrauchsminderungen realisieren zu können, eher realistisch zu sein, als die Nutzung großer Regenerativ-Energie-Potenziale vorauszusetzen. Allerdings ist zu bedenken, dass möglicherweise Erfolge im Bereich der technischen Stromanwendungs-Effizienz durch die Zunahme der Stromanwendungen in stärkerem Umfang kompensiert werden könnten, als die Szenarien des Wuppertal-Instituts und des DLR dies nahelegen.

Für die weitere Nutzung im Rahmen dieser Arbeit als Datenbasis für die Beschreibung von möglichen langfristigen Entwicklungen des Stromversorgungssystems können zunächst vor allem Szenarien als interessant angesehen werden, die einen höheren kapazitätsseitigen Infrastrukturausbau vorsehen, da die Umsetzung solcher Zukunftsentwürfe die meisten spezifisch raumplanerischen flankierenden Aktivitäten erforderlich machen würden und zudem die planerisch größten Konfliktpotenziale erwarten ließen.

Für die Einschätzung der Akzeptanz weitgehender Klimaschutzziele ist weiterhin zu beachten, dass möglicherweise in den Industrieländern zukünftig noch größere Klimagas-Emissionsminderungen für erforderlich und durchsetzbar gehalten werden könnten, wenn Klimaänderungen stärker als bisher wirksam werden und Klimaschutzforderungen zukünftig politisch stärker an Einfluss gewinnen sollten. Aus dieser Perspektive betrachtet bietet vor allem das RRO-2-Szenario durch die aus heutiger Sicht sehr weitgehende Zielstellung einer „solaren Vollversorgung“ innerhalb eines Umsetzungszeitraums von knapp 50 Jahren einen Spielraum für weitergehende politische Reaktionen auf eventuelle verstärkte Klimaschutzforderungen.

Die detailliertesten, auch durch Daten hinterfüllten Beschreibungen der Zukunftsentwürfe liegen für das UBA-NH-Szenario und das RRO 2 Szenario des IER vor. Da die beiden Szenarien sich zudem relativ deutlich hinsichtlich der Zielsetzung einerseits und in der Konzeption andererseits unterscheiden, werden sie hier für weitergehende raumbezogene Betrachtungen ausgewählt.

In Hinblick auf den Gegenstand für eine weitere vertiefte raumbezogene Analyse scheint es geboten, vor allem die Teile des technischen Systems der Stromversorgung unter dem Gesichtspunkt der Raumwirkungspotenziale in den Vordergrund zu rücken, die durch die Umgestaltung nach dem Muster der Regenerativ-Energie-Szenarien die stärksten Änderungen erfahren. In Tabelle 11 ist der Grad der Änderungen zusammenfassend qualitativ noch einmal dargestellt.

Durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung, den alle betrachteten Regenerativ-Energie-Szenarien voraussetzen, entfallen Aufwendungen für die Bereitstellung der Kernbrennelemente und die Stromerzeugung durch Kernenergie vollständig. Daraus können sich aus räumlicher Sicht Entlastungseffekte ergeben. Daher scheint es sinnvoll zu sein, das bestehende System der Kernenergienut-

zung in die weitere Analyse mit einzubeziehen. In ähnlichem Umfang gilt dies auch für die Stromerzeugung aus Braunkohle. Die Steinkohleverstromung wird im Szenario UBA-NH in stark verringertem Umfang weitergeführt, im Szenario RRO 2 des IER aber komplett zurückgefahren, so dass auch hier eine weitere Betrachtung möglicher Entlastungseffekte, die durch die Demontage des Systems der Steinkohleverstromung entstehen könnten, lohnenswert erscheint. Auch die Erdgasverstromung spielt zumindest als Übergangsenergieträger eine wichtige Rolle für die Regenerativ-Energie-Szenarien und sollte daher in die Analyse mit einbezogen werden.

**Tabelle 11: Übersicht über Änderungsintensität im Stromversorgungssystem durch langfristige Klimaschutzstrategie und Kernenergieausstieg**

	Brennstoffbereitstellung	Kraftwerksanlagen
Kernenergie	+++	+++
Steinkohle	++	++
Braunkohle	+++	+++
Heizöl	○	○
Erdgas	++	++
Wasserkraft	-	+
Windenergie	-	++
Solare Strahlungsenergie	-	+++
Geothermie	-	+++
Biomasse/Müll	+++	+++
REG-Stromimport	-	+++

+: relevante Änderung; ○: keine oder nur unwesentliche Änderung; -: kommt nicht vor

Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft gilt, dass sie in den Szenarien zwar ausgebaut werden soll. Dies geschieht aber aus Gründen der weitgehend ausgeschöpften Standort-Potenziale innerhalb Deutschlands vor allem durch Reaktivierung und Modernisierung des Anlagenbestands, so dass hier auf eine vertiefte Betrachtung der Wasserkraftnutzung verzichtet wird, auch wenn dadurch eventuell erforderliche Zubauten von Wasserkraftwerken in potenziellen zukünftigen Stromlieferländern ausgeblendet werden, da der Schwerpunkt der Analyse auf potenzielle Raumwirkungen gelegt werden soll, die innerhalb Deutschlands auftreten.

Für alle anderen regenerativen Energien, die sich zur Stromerzeugung eignen, gilt, dass sie in mehr oder weniger grossem Umfang erst neu in das System der Stromversorgung integriert werden müssen und dass ihre Raumwirkungen erst bei größerer Durchdringung des Gesamtsystems entfalten. Daher sind sie allesamt für eine weitere Analyse von Interesse.

## **4 Rauminanspruchnahme durch energietechnische Infrastruktur – technologieorientierte Einzelbetrachtung für ausgewählte Stromversorgungssysteme**

Im Folgenden werden die verschiedenen Optionen des heutigen sowie Optionen potenzieller zukünftiger regenerativer Stromversorgungssysteme für die Stromerzeugung unter raumanalytischen Gesichtspunkten näher betrachtet. Brennstoffbasierte Subsysteme werden jeweils in den Teilelementen Brennstoffbereitstellung und Stromerzeugung dargestellt, während für Erzeugungsoptionen, die auf Basis von Primärenergieströmen arbeiten (vor allem Windenergie und solare Strahlungsenergie) lediglich der Stromerzeuger selbst beschrieben wird. Bei der Beschreibung der Stromerzeugung aus Geothermie wird die Förderung der Erdwärme in die Systembetrachtung mit einbezogen. Den Beschreibungen der raumrelevanten Merkmale der brennstoffbasierten Systeme ist jeweils ein kurzer Überblick über das gesamte Subsystem vorangestellt, in dem auch bezogen auf den Einsatz zur Stromerzeugung der jeweilige Brennstoffbedarf für die einzelnen Stufen der Bereitstellungskette quantifiziert wird. Des Weiteren werden Literaturdaten zur prognostizierten technischen Weiterentwicklung bezogen auf den Betrachtungszeitraum ausgewertet und mit Daten zur Flächeninanspruchnahme verknüpft, so weit die entsprechende Technologie innerhalb der Regenerativ-Energie-Szenarien für die zukünftige Stromerzeugung von Bedeutung ist.

Wie bereits dargelegt, werden in diesem Kapitel auch Stromerzeugungsoptionen betrachtet, die zwar im aktuellen Versorgungssystem eine wichtige Bedeutung haben, in den Regenerativ-Energie-Szenarien aus Klimaschutz- und umweltpolitischen Gründen oder – wie im Falle der Kernenergie - zur Vermeidung spezieller Gefährdungspotenziale substituiert werden sollen. Dabei wird kein Umweltvergleich zwischen diesen Optionen durchgeführt. Stattdessen soll lediglich verdeutlicht werden, welche Ausgangssituation in räumlicher Hinsicht für die Weiterentwicklung bzw. Umgestaltung des derzeitigen Stromversorgungssystems besteht und welche zusätzlichen Belastungen einerseits und welche Entlastungen andererseits durch die langfristige Umgestaltung des Systems in räumlicher Hinsicht hervorgerufen werden können.

### **4.1 Stromerzeugung aus Kernenergie**

Den folgenden Ausführungen liegt die Annahme zugrunde, dass die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Stromversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 (vgl. Vereinbarung 2000) umgesetzt wird und das Atomgesetz in dieser Hinsicht in seiner derzeit gültigen Fassung weiterhin Bestand hat. Daher werden technische Weiterentwicklungen für die Kernenergienutzung zur Strom- und oder Wärmeerzeugung, so weit diese den Neubau von Anlagen betreffen, nicht in die Betrachtung einbezogen. Insoweit dienen die folgenden Überlegungen lediglich dazu, die derzeitigen Raumwirkungspotenziale des Gesamtsystems der Kernenergieverstromung zu analysieren. Dies schließt die Wirkungen ein, die von einem Weiterbetrieb in dem Umfang, wie ihn die Vereinbarung zulässt, sowie von der ordnungsgemäßen Beendigung der Kernenergienutzung während des Szenariozeitraums potenziell ausgehen.

### 4.1.1 Überblick über das Gesamt-System

In Deutschland befanden sich bis zur Stilllegung des KKW Stade im Jahre 2003 insgesamt 19 Kernkraftwerkblöcke im Leistungsbetrieb, von denen dreizehn zum Typ der Druckwasserreaktoren (DWR) und sechs zum Typ der Siedewasserreaktoren (SWR) zählen. Die durchschnittliche Netto-Leistung aller deutscher Kernkraftwerksblöcke betrug etwa 1.120 MW. Damit zählen die Kernkraftwerke bezogen auf die Blockleistung derzeit zu den mit Abstand größten Stromerzeugern im Kraftwerkspark der Bundesrepublik Deutschland. Alle Anlagen werden im Grundlastbereich betrieben, obwohl die Druckwasserreaktoren der jüngsten Baureihe auch für den Lastfolgebetrieb ausgelegt sind (vgl. Tabelle 12).

Gemäß Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 wird die Gesamtnutzungsdauer der Kernkraftwerke auf Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren begrenzt (vgl. Vereinbarung 2000). Für die Restnutzungsdauer der Anlagen wird gerechnet ab dem 01.01.2000 eine Stromerzeugung in Höhe von insgesamt 2.516 TWh (davon 1.815 TWh für die Druckwasserreaktoren und 701 TWh für die Siedewasserreaktoren) zugelassen. Dies ergibt bezogen auf die gesamte Betriebsdauer von 32 Jahren eine Stromerzeugung in Höhe von 5.032 TWh (davon 3.617 TWh in DWR und 1.415 TWh in SWR) bzw. einer durchschnittlichen Jahresstromerzeugung in Höhe von 157 TWh (davon 113 TWh/a in DWR und 44 TWh/a in SWR).

**Tabelle 12: Kernkraftwerke in Deutschland 2000**

Anlagentyp	Anzahl Anlagen	elektrische Netto-Leistung	Jahres-Durchschnitt 1998 - 2000	
			Stromerzeugung	Volllaststunden
		MW	GWh/a	h/a
DWR	13	14.912	112.421	7.539
SWR	6	6.371	45.764	7.183
Summe	19	21.283	158.185	7.432

Quelle: Jahrbuch Atomwirtschaft 2001

Zum Betrieb von Kernkraftwerken werden Brennelemente benötigt, die ebenso wie die für die Brennelementproduktion erforderlichen Rohstoffe bereitgestellt werden müssen. Zudem entstehen bei der Stromerzeugung Abfälle, die entweder durch Ablagerung entsorgt oder in den Brennstoffkreislauf zur Wiederaufbereitung zurückgeführt werden. In Abbildung 16 ist die Prozesskette der Stromerzeugung aus Kernspaltung im Überblick dargestellt.

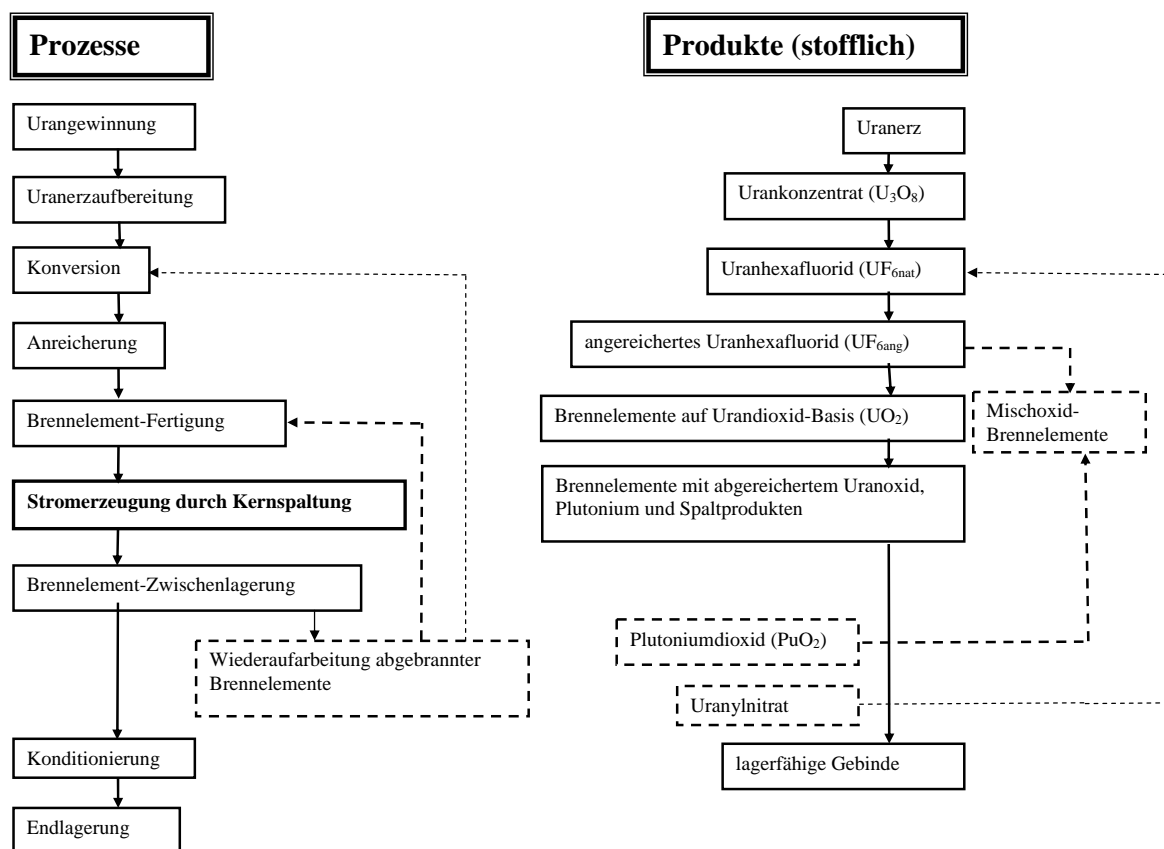
Als Kernbrennstoffe für Leichtwasserreaktoren kommen sowohl angereichertes Urandioxid als auch Mischoxid (Mischung aus Urandioxid und Plutoniumdioxid) in Frage. In der Bundesrepublik Deutschland sind insgesamt zehn Druckwasserreaktorblöcke und zwei Siedewasserreaktorblöcke für den Betrieb mit MOX-Brennelementen zugelassen (vgl. atw 1998 und Philippczyk et al. 2001).

Uran wird auf dem Weltmarkt sowohl durch Bergbau als auch aus Sekundärquellen (Lagerbestände, Kernwaffenuran, recycliertes Uran aus der Wiederaufarbeitung) bereitgestellt. In den vergangenen Jahren betrug der Anteil primärer Uranquellen an der Brennstoffversorgung weltweit etwa 50 bis 60 %

(im Jahr 2000 56 %, vgl. atw 2003). Mittel- bis langfristig sollen die sekundären Quellen an Bedeutung verlieren (vgl. BGR 2003). Ab den Jahren 2006/2007 wird voraussichtlich der Anteil primärer Quellen durch Steigerung der Uranproduktion in bestehenden Bergwerken bzw. durch die Erschließung neuer Minen erhöht werden müssen (vgl. Max/Kwasny 2001). Im Folgenden soll ausschließlich auf die bergmännische Urangewinnung Bezug genommen werden, da raumrelevante Informationen zu Sekundärquellen nicht verfügbar sind.

Der Bedarf an Natururan beeinflusst in erheblichem Maße die Stoffströme in den der Stromerzeugung vor- und nachgelagerten Prozessstufen. Er hängt im Wesentlichen von Betriebsparametern der Kernkraftwerke selbst sowie von der Qualität der Brennstoffe bzw. der Brennelemente ab, die auch bei konstantem Anlagenbestand im Verlauf des Anlagenbetriebs zum Teil erheblichen Veränderungen unterworfen sein können. Als wichtigste Parameter sind zu nennen: der elektrische Netto-Nutzungsgrad, die Arbeitsausnutzung und die elektrische Nettokapazität der Kernkraftwerke, der Abbrand der Brennelemente und der Anteil wieder aufgearbeiteten Urans bzw. von MOX-Brennelementen sowie der Anreicherungsgrad des Brennstoffs in Verbindung mit der Abreicherungskonzentration im Urananreicherungsprozeß. Diese Faktoren wirken sich zum Teil gegenläufig auf den Brennstoffbedarf aus. Die Daten über Vergangenheitsentwicklung dieser Einflussparameter sind in der Literatur nicht vollständig verfügbar und zum Teil widersprüchlich.

**Abbildung 16: Prozesskette der Kernenergienutzung zur Stromerzeugung**



Quelle: eigene Darstellung

Vollständige und konsistente Daten zu den Stoffströmen entlang der Prozesskette der Brennstoffbereitstellung, Wiederaufarbeitung und Entsorgung liefert die Öko-Inventarstudie des Ecoinvent-Projek-

tes (vgl. ETH 1996). Die dort publizierten Daten beziehen sich allerdings auf den technischen Stand der Jahre um 1990. Außerdem basiert die Modellierung der Prozesse, die der Stromerzeugung nachgeordnet sind, auf dem schweizerischen Entsorgungskonzept (Stand: 1995) und sind daher nur begrenzt auf die deutsche Situation übertragbar. Die Ermittlung des bezogen auf die Netto-Stromerzeugung spezifischen Natururanbedarfs beruht auf der Annahme, dass kein wieder aufgearbeitetes Uran für die Brennelement-Produktion eingesetzt wird. In Tabelle 13 sind die Eingangsdaten zusammengestellt, die im Rahmen des Ecoinvent-Projektes für die Berechnung der Brennstoffbereitstellung genutzt wurden.

Werden die genannten spezifischen Bedarfsdaten der einzelnen Stufen der Brennstoffbereitstellungskette auf die Jahres-Nettostromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke des Jahres 2000 bezogen (vgl. Tabelle 13) ergibt sich - gerechnet ab Bergwerk - ein Gesamt-Uranbedarf in Höhe von 4.213 tU und eine entsprechende Nachfrage für die Zwischenstufen der Brennstoffbereitstellung. Verglichen mit aktuellen veröffentlichten statistischen Angaben der NEA/IAEO zum Uranbezug der deutschen Kernkraftwerksbetreiber in Höhe von 3.350 tU (vgl. atw 2003) liegt der gemäß Ecoinvent-Projekt berechnete Wert um etwa 26 % höher. Diese Differenz muss jedoch nicht zwangsläufig dahingehend interpretiert werden, dass der berechnete Bedarf zu hoch liegt. Die NEA/IAEO-Daten beziehen sich nämlich nur auf den Handel mit Uran, nicht jedoch auf den Jahresverbrauch in den einzelnen Staaten (vgl. NEA/IAEO 2000). So ist z.B. die Nutzung von Lagerbeständen in der Statistik nicht erfasst.

**Tabelle 13: Zusammenstellung der Basisdaten für die Berechnung des spezifischen Natururanbedarfs für deutsche Kernkraftwerke im Rahmen des Ecoinvent-Projektes (Stand: 1990)**

	Einheit	DWR	SWR
Mittlerer Netto-Nutzungsgrad KKW	%	31	31
Mittlerer Abbrand	MW <sub>d,th</sub> /kgU	42,5	40
Anreicherungskonzentration der Nachlade-Brennelemente	%	3,7	3,4
Abreicherungskonzentration der Tails	%	0,28	0,28
Konversion: Uran-Masseverluste	%	0,1	
Aufbereitung: Uran-Masseverluste	%	4,8	

Quelle: ETH 1996

Im Zeitraum von 1990 bis 2000 ist die installierte Kernkraftwerks-Brutto-Leistung durch nachträgliche technische Verbesserungen von 21,7 auf 22,37 GW gestiegen (vgl. Philippczyk et al. 2001). Gleichzeitig wurden Maßnahmen ergriffen, den Nutzungsgrad der Stromerzeugung zu erhöhen. Nach Hoffmeyer et al. 1996 betrug beispielsweise der Nutzungsgrad des Druckwasserreaktors Isar-2 Mitte der 90er Jahre bereits 34 %. Der Berechnung dieses Nutzungsgrades liegt ein Abbrand in Höhe von 46 MWd/kgSM zugrunde.

Generell versuchen Kraftwerksbetreiber in Zusammenarbeit mit Brennelemente-Herstellern, den Abbrand und damit die Gesamt-Effizienz der Stromerzeugung zu erhöhen, soweit dadurch die Stromgestehungskosten reduziert werden können (vgl. Beer et al. 1999). Nach Angaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit lag der mittlere Entladeabbrand der Brennelemente bezogen auf alle deutschen Leistungsreaktoren (Druckwasser- und Siedewasserreaktoren) in



der Zeit vor 1997 bei etwa 40 GWd/tSM, während für die Jahre 1997 bis 2001 eine Steigerung auf 45 GWd/tSM unterstellt wird (vgl. BMU 2003).

Parallel zur Erhöhung des mittleren Abbrandes wurden (und werden) Anstrengungen unternommen, den Anreicherungsgrad des eingesetzten Urandioxids zu steigern. Angestrebt werden Anreicherungsgrade in der Größenordnung von bis zu 5 %. Für viele Kernkraftwerke liegen bereits Genehmigungen für den Einsatz von Brennelementen mit einer Anfangsanreicherung von bis zu 4,6 % vor.

Unter der Annahme, dass die übrigen Kernkraftwerke Brennstoff mit einer Anfangsanreicherung verwenden, wie sie im Ecoinvent-Projekt angegeben werden (vgl. Tabelle 13), ergibt sich leistungsgewichtet eine durchschnittliche Anreicherungskonzentration der Brennstoffe für alle Kernkraftwerke in Höhe von 4 %. Bei Annahme eines durchschnittlichen Nettonutzungsgrad der Stromerzeugung in Höhe von 34 % bezogen auf den technischen Zustand der Kernkraftwerke im Jahre 2000 und gegenüber den Basiswerten des Ecoinvent-Projekts unveränderten Abreicherungskonzentrationen der Tails sowie unveränderten Masseverlusten bei der Konversion und der Uranerzaufbereitung ergibt sich für das Jahr 2000 ein Natururanbedarf für alle deutschen Kernkraftwerke in Höhe von insgesamt 4.007 t/U (vgl. Tabelle 14).

**Tabelle 14: Bedarfsdaten für die Brennstoffbereitstellung bezogen auf die Jahresstromerzeugung des deutschen Kernkraftwerksparks 2000**

		DWR	SWR	Gesamt
Uranmine (Output)	tU/a	2.823	1.185	4.007
Uranerzaufbereitung (Output)	tU/a	2.687	1.128	3.815
Konversion (Output)	tU/a	2.684	1.127	3.811
Anreicherung (Trennarbeitskapazität)	tUTA/a	1.709	715	2.424
Brennelemente-Herstellung	tU/a	307	130	438

Quelle: eigene Berechnung; Datenquelle: BMU 2003, Philippczyk et al. 2001, Hoffmeyer 1996; Berechnungsgang nach: ETH 1996

Die verbleibende Differenz zwischen diesen Rechenwerten und den statistischen Daten zum Uranhandel gemäß NEA/IAEA kann einerseits auf den Einsatz von MOX-Brennelementen (bzw. anderer Sekundärquellen) und andererseits auf den Rückgriff der Kernkraftwerksbetreiber auf Lagerbestände zurückgeführt werden.

Für die Gestaltung der Brennstoffentsorgung gibt das „Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren“ (Atomgesetz, AtG) den Rechtsrahmen vor. Seit der neunten Novelle vom 21. August 2002 ist gemäß § 9a Abs. 1 nach Ablauf einer Übergangsfrist am 01. Juli 2005, bis zu der bestrahlte Kernbrennstoffe an die Betreiber von Wiederaufarbeitungsanlagen abgegeben werden dürfen, die direkte Endlagerung der einzig zulässige Entsorgungsweg. Nach altem Recht war auch die Wiederaufarbeitung zugelassen und bis 1994 sogar als vorrangig zu behandeln.

Seit den 70er Jahren bestehen Verträge zur Nutzung von Wiederaufarbeitungskapazitäten für abgebrannte Brennelemente aus deutschen Kernkraftwerken zwischen den Kernkraftwerksbetreibern und den Betreibern von Wiederaufarbeitungsanlagen im Ausland. Insgesamt wurden seit Beginn der kommerziellen Kernenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum 31.12.2001 abge-

brannte Brennelemente mit einem Brennstoffinventar in Höhe von insgesamt 4.704 tSM nach La Hague und in Höhe von 681 tSM nach Sellafield verbracht (vgl. BMU 2003). Diese vertraglichen Verpflichtungen zugrunde gelegt ergibt sich eine Gesamt-Brennstoffmenge in Höhe von 6.877 tSM, die innerhalb der Gesamtlaufzeit der deutschen Kernkraftwerke in die Wiederaufarbeitung gelangt sind bzw. gelangen werden. Bezogen auf 32 Betriebsjahre bedeutet dies, dass im Durchschnitt 215 tSM/a aus Brennelementen deutscher Kernkraftwerke einer Wiederaufarbeitung zugeführt werden.

Dem Entsorgungskonzept der Bundesregierung entsprechend sind die Abfälle in die Kategorien „wärmeentwickelnde Abfälle“ einerseits und „Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung“ andererseits eingeteilt. Aus der Wärmeentwicklung und der Strahlung der Abfälle resultieren besondere Anforderungen an das Wirtsgestein bei einer Ablagerung in geologischen Formationen, die das Endlagerkonzept für alle radioaktiven Abfälle gleichermaßen vorsieht. Die wärmeentwickelnden Abfälle stammen fast ausschließlich aus der Elektrizitätswirtschaft. Sie enthalten etwa 99 % der Radioaktivität, stellen jedoch nur 10 % des Gesamtvolumens dar. Die wärmeentwickelnden Abfälle bestehen zum größten Teil aus langlebigen Radionukliden (vor allem abgebrannte Brennelemente und Abfälle aus der Wiederaufarbeitung). Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung sind alle übrigen schwach- bis mittelaktiven Abfälle und stammen z.B. aus dem Betrieb und der Stilllegung von Kernkraftwerken sowie aus der Forschung oder z.B. auch aus medizinischen und industriellen Anwendungen.

Bis Ende 2000 sind in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt 8.400 m<sup>3</sup> wärmeentwickelnde Abfälle und 76.000 m<sup>3</sup> Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung angefallen. Der Kategorie der wärmeentwickelnden Abfälle werden konditionierte bestrahlte Brennelemente aus Leichtwasserreaktoren mit einem Behältervolumen in Höhe von 6.412 m<sup>3</sup> und konditionierte hochaktive Wiederaufarbeitungsabfälle mit einem Behältervolumen in Höhe von 84 m<sup>3</sup> zugerechnet. Die restliche Menge stammt aus stillgelegten kerntechnischen Anlagen sowie aus Forschungsreaktoren. Innerhalb der Kategorie der Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung stammen 23.000 m<sup>3</sup> aus der Elektrizitätswirtschaft. Einer Prognose des „Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlager“ (AkEnd) entsprechend werden bis zum Jahre 2040 insgesamt 24.000 m<sup>3</sup> wärmeentwickelnde und 297.000 m<sup>3</sup> Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung anfallen (vgl. AkEnd 2002). Der Prognose liegt die Annahme zugrunde, dass bis 2040 alle Kernkraftwerke zurückgebaut sind, wenn die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der Elektrizitätswirtschaft vom 14. Juni 2000 umgesetzt wird.

#### **4.1.2 Uranförderung und Uranerzaufbereitung**

Die Abbau- und Gewinnungsmethoden beeinflussen wesentlich die Förderkosten und sind ihrerseits abhängig von den geologischen Lagerstättenparametern. Es werden vier Verfahren unterschieden:

- Tagebau
- Tiefbau
- Lösungsbergbau (ISL) und
- Gewinnung als Beiprodukt.

Der Anteil der Tagebaugewinnung schwankte in den letzten zehn Jahren zwischen 28 und 40, der Tiefbau-Anteil zwischen 31 und 51 %. Der Anteil des Lösungsbergbaus und der Beiproduktgewinnung

lag jeweils in einer Größenordnung von etwa 15 % (BGR 2003). Der Lösungsbergbau wird als Gewinnungsverfahren vor allem in den GUS-Staaten und den USA angewandt, wo der überwiegende Anteil der Produktion mittlerweile aus In-Situ-Laugung stammt (vgl. Akin et al. 1996b).

Im Jahre 2000 wurde in 21 Ländern Uran gefördert. Dabei hatten die 10 Förderländer Australien, Kanada, Kasachstan, Namibia, Niger, Russland, Südafrika, Ukraine, USA und Usbekistan gemeinsam einen Produktionsanteil von 90 % (vgl. atw 2003). Die Urangewinnung in europäischen Ländern ist seit Beginn der 90er Jahre mit der Einstellung der Förderung in der ehemaligen DDR stark zurückgegangen und hat ihren früheren hohen Anteil an der weltweiten Uranversorgung weitgehend verloren. Im Zeitraum von 1946 bis 1992 hatten die europäischen Länder insgesamt einen Anteil in Höhe von 30 % an der kumulierten weltweiten Gesamtförderung. Dabei lag der Schwerpunkt mit 14 % in der ehemaligen DDR; die restliche europäische Produktion entfiel auf osteuropäische Länder und Frankreich (vgl. Diehl 1995).

Die Anteile der Uranförderländer an der Versorgung deutscher Kernkraftwerke bezogen auf den Zeitraum von 1999 bis 2003 zeigt Abbildung 17.

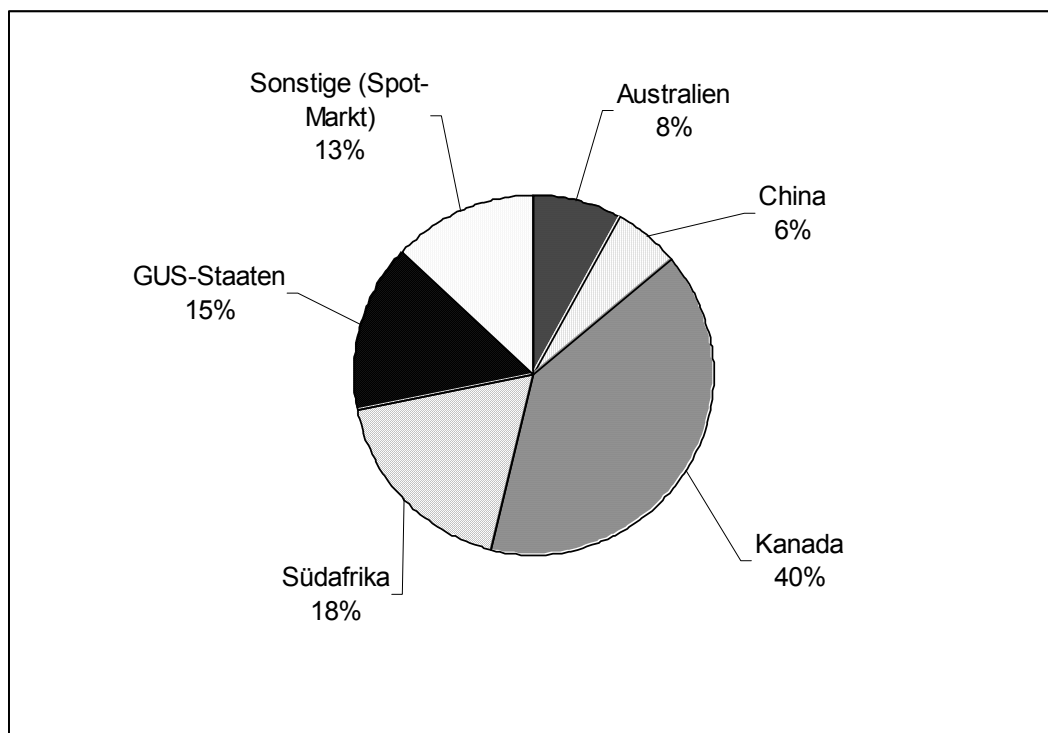
Für die Beschreibung der Urangewinnung unter dem Gesichtspunkt der Flächeninanspruchnahme sind im Wesentlichen folgende Flächennutzungen zu unterscheiden:

- Abbauflächen
- Flächen für Infrastruktur
- Haldenflächen
- durch den Bergbau indirekt beeinflusste Flächen im Umfeld des Bergwerks.

Hinzu kommen noch die Flächennutzungen für die Uranerz-Aufbereitung, die verfahrenstechnisch und meist auch räumlich in unmittelbarem Zusammenhang mit der Gewinnung steht. Die Aufbereitung des Uranerzes dient dazu, das Uran mittels chemischer Prozesse von dem tauben Muttergestein zu trennen. Die Uranerzaufbereitung entfällt als Verfahrensschritt beim Lösungsbergbau, da dort kein Erz gefördert werden muss, wodurch auch der Flächenbedarf und die spezifischen Umweltbelastungen der Erzaufbereitung bei diesem Gewinnungsverfahren nicht zum Tragen kommen.

Für die Beschreibung der raumbezogenen Wirkungspotenziale sind neben der Bergbautätigkeit auch vorbereitende Maßnahmen und Altlastenprobleme bzw. Sanierungsmöglichkeiten und –restriktionen zu beachten. Aufgrund der Vielfalt der Abbaubedingungen und der Abbautechniken ist die Ableitung von Kenndaten zur Flächeninanspruchnahme und von verallgemeinerungsfähigen Aussagen zu raumbezogenen Wirkungspotenzialen der Urangewinnung im Rahmen dieser Arbeit nur mit Einschränkungen möglich.

**Abbildung 17: Anteile von Uranförderländern an der Versorgung deutscher Kernkraftwerke für die Jahre 1999 - 2003**



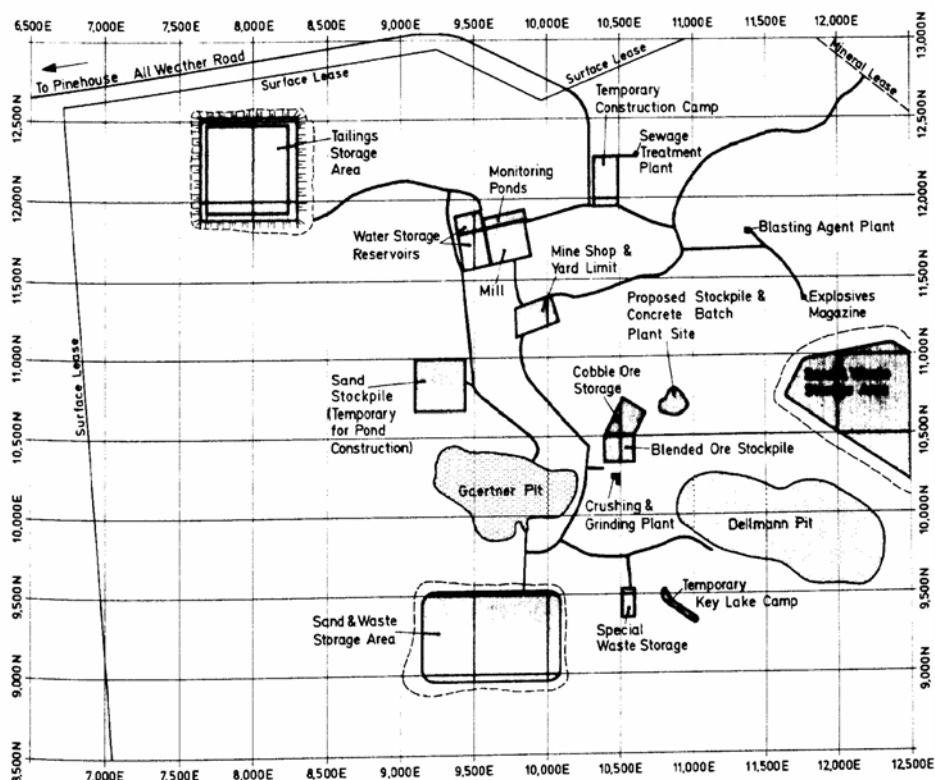
Quelle: Bundesregierung 2001

Ein Vergleich der Nutzungsdaten zwischen Tagebau- und Tiefbaubergwerken anhand von Beispielprojekten zeigt erwartungsgemäß, dass der Tagebau relativ bezogen auf die Fördermasse deutlich größere Flächen in Anspruch nimmt als der Tiefbau. Raumbezogene Daten zur Flächeninanspruchnahme des Lösungsbergbaus und der Beiproduktgewinnung liegen in einem verwertbaren Umfang nicht vor.

Im Ecoinvent-Projekt wurde als eine Referenzfläche für die Urangewinnung im Tagebaubetrieb die Key Lake Mine in Saskatchewan, Kanada ausgewählt. Die Fläche beinhaltet die eigentlichen Minen, die Misch-Erz- und die Abraumhalden sowie zugehörige Gebäudekomplexe (ETH 1996, vgl. Abbildung 18).

Die so abgegrenzte Gesamtfläche der Key Lake Mine, die unmittelbar der Urangewinnung zugeordnet werden kann, beträgt nach Angaben in ETH 1996 ca. 11 km<sup>2</sup>. Während der 16-jährigen Betriebszeit sollten nach Berechnungen der Bergwerksbetreiber auf dieser Fläche bis Ende 1999 insgesamt 74.000 tU gewonnen werden können. Dies ergibt eine durchschnittliche Jahresförderung in Höhe von 4.625 tU. Diese Fördermenge entspricht in der Größenordnung in etwa dem gesamten jährlichen Uranbedarf der Kernkraftwerke der Bundesrepublik Deutschland zu Beginn der 90er Jahre (ohne Einrechnung einer Bedarfsreduzierung durch den Einsatz von recyceltem Uran).

Abbildung 18: Lageplan des Werksgeländes der Tagebauminer Key Lake, Saskatchewan, Kanada



Quelle: Young et al. 1982

Die eigentliche von den Minenbetreibern in Anspruch genommene Grundstücksfläche ist erheblich größer als die überbaute bzw. die für die Bergbauaktivitäten unmittelbar genutzte Fläche. Leider fehlen hierzu für die Key Lake Mine entsprechende Referenz-Daten. Das US-amerikanische Energieministerium hat 1981 Flächenbedarfswerte für eine andere Referenzmine veröffentlicht, wonach der Anteil der überbauten bzw. für die Abbautätigkeit unmittelbar in Anspruch genommenen Grundstücksfläche bei etwa 31 % liegt (vgl. ETH 1996). Als Referenzgröße wird im Ecoinvent-Projekt eine Flächeninanspruchnahmedauer für die Urangewinnung im Tagebau bezogen auf die Gesamtzeit der Flächenbelegung inklusive Bau und Rückbau der Anlagen in Höhe von  $4 \text{ m}^2 \cdot \text{a} / \text{kgU}$  angenommen. Dabei wurde nur die überbaute bzw. die unmittelbar für die Bergbauaktivitäten in Anspruch genommene Fläche berücksichtigt. Bei Umrechnung auf die gesamte Grundstücksfläche, die während der Belegung durch den Bergbau für Dritte nicht zugänglich ist, ergibt sich eine Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von  $12,9 \text{ m}^2 \cdot \text{a} / \text{kgU}$  (vgl. Tabelle 15).

**Tabelle 15: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme der Urangewinnung im Tagebau aus dem Ecoinvent-Projekt**

					Referenzwert Ecoinvent '96	hier genutzter Rechenwert
Bezeichnung der Mine		Key Lake	k.A.	k.A.		
geographische Lage der Mine		Kanada (Nord-Saskatchewan)	USA	USA		
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	k.A.	k.A.	22		
beanspruchte Fläche (nur Betriebsgebäude, Abbaufäche und Halden)	ha	1.115	120	7		
Gesamtproduktion während Betriebszeit	tU	74.000	16.000	153		
massenspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die kumulierte Gesamtförderung und die für Betriebsgebäude, Abbaufächen und Halden beanspruchte Fläche	m <sup>2</sup> /kgU	0,15	0,08	0,45		
massenspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die kumulierte Gesamtförderung und die Grundstücksfläche	m <sup>2</sup> /kgU	k.A.	k.A.	1,46		
Zeitdauer der Bauphase vor Förderbeginn	a	3	k.A.	k.A.		
Betriebszeit	a	16	20	20		
Zeitdauer der Rückbauphase	a	2	2	2		
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch den Bergbau	a	21	22	22		
Renaturierungszeit nach Rückbau und Rückgabe des Geländes	a	50	50	50		
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf Gesamtzeit der Belegung durch den Bergbaubetrieb und die für Betriebsgebäude, Abbaufächen und Halden beanspruchte Fläche	m <sup>2</sup> *a/kgU	3,2	1,7	9,9	4	
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf Gesamtzeit der Belegung durch den Bergbaubetrieb und die Grundstücksfläche	m <sup>2</sup> *a/kgU	k.A.	k.A.	32,0	k.A.	<b>12,9</b>

Quelle: ETH 1996

Bei der Urangewinnung im Tiefbau werden über Tage unmittelbar Flächen für Erz- und Abraumhalden, diverse Betriebseinrichtungen und Zufahrtsstrassen in Anspruch genommen. Auf der Basis der Auswertung der Daten für so abgegrenzte Flächen verschiedener Tiefbauprojekte wird im Ecoinvent-Projekt mit einer zeitlich gewichteten durchschnittlichen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 0,1 m<sup>2</sup>\*a/kgU gerechnet. Die Datenlage zu den von den Bergbaubetrieben in Anspruch genommenen Grundstücksflächen ist vergleichsweise unsicher. Projektdaten zu einem US-amerikanischen Minengebiet bestehend aus mehreren Einzelminen lassen auf einen Anteil der überbauten Flächen an der Grundstücksfläche in Höhe von nur 2 % schließen (vgl. ETH 1996). Auf dieser Basis lässt sich eine Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von 4,3 m<sup>2</sup>\*a/kgU errechnen (vgl. Tabelle 16)

Die der Urangewinnung im Tage- oder Tiefbau als weiterer Bearbeitungsschritt innerhalb der Brennstoff-Bereitstellungskette folgende Uranerzaufbereitung hat für die Beurteilung der Raumwirkungen und der Flächeninanspruchnahme der Kernbrennstoffbereitstellung eine besondere Bedeutung. Die Aufbereitungsanlagen befinden sich in der Regel auf dem Gelände der Uranminen, um weite Transportwege zu vermeiden, und sind daher bei der Ermittlung der grundstücksbezogenen Flächenkennwerte für den Tage- bzw. Tiefbau bereits berücksichtigt (vgl. Tabelle 16). Die Flächen werden für die Aufbereitungsanlage, die Deponierung von Produktionsrückständen (Schlämme), für Wasserreservoir, für die Abwasserbehandlungsanlage und für Strassen benötigt. Die Teiche werden durch einen Damm abgeschlossen, der im Fall der Aufbereitungsanlage auf der Mine „Ambrosia Lake“ etwa 20 m hoch ist.

**Tabelle 16: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme der Urangewinnung im Tiefbau aus dem Ecoinvent-Projekt**

				Referenzwert Ecoinvent '96	hier genutzter Rechenwert
Bezeichnung der Mine		k.A.	Ambrosia Lake Mine		
geographische Lage der Mine		USA	Newmexiko, USA		
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	k.A.	1.300		
beanspruchte Fläche (nur Betriebsgebäude, Abbaufäche und Halden)	ha	20	30		
Gesamtproduktion während Betriebszeit	tU	22.000	39.000		
massenspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die kumulierte Gesamtförderung und die für Betriebsgebäude, Abbaufächen und Halden	m <sup>2</sup> /kgU	0,009	0,008		
massenspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die kumulierte Gesamtförderung und die Grundstücksfläche	m <sup>2</sup> /kgU	k.A.	0,333		
Zeitdauer der Bauphase vor Förderbeginn	a	1	k.A.		
Betriebszeit	a	7	20		
Zeitdauer der Rückbauphase	a	1	k.A.		
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch den Bergbau	a	9	20		
Renaturierungszeit nach Rückbau und Rückgabe des Geländes	a	50	50		
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf Gesamtzeit der Belegung durch den Bergbaubetrieb und die für Betriebsgebäude, Abbaufächen und Halden beanspruchte Fläche	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,08	0,15	0,1	
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf Gesamtzeit der Belegung durch den Bergbaubetrieb und die Grundstücksfläche	m <sup>2</sup> *a/kgU	k.A.	6,67		<b>4,3</b>

Quelle: ETH 1996

Für die Radonbelastung durch Schlammteiche ist mit einer sehr langen Halbwertszeit zu rechnen. Daher sind die Stoffe, die auf diesen Flächen abgelagert sind, über einen langen Zeitraum gegenüber der Umwelt abzuschirmen. Nach Diehl 1995 stabilisiert sich die Strahlung der Schlämme nach 1 Mio. Jahren auf dem 33-fachen Pegel von unbelastetem Material. In ETH 1996 werden für die Rückführung der belasteten Flächen in den Ausgangszustand 80.000 Jahre angenommen. Aus diesen langen Zeiträumen der Gefährdung ergeben sich unter der Voraussetzung, dass auch der Zeitraum der Regenerationsphase in die Berechnung mit einbezogen wird, extrem hohe spezifische Flächeninanspruchnahmedauern, auch wenn die Überdeckungsflächen der Schlammteiche selbst gemessen an der Stromerzeugung aus Kernenergie nicht übermäßig groß sind.

Ein 1.000 MW Kernkraftwerk mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren und einer durchschnittlichen Auslastung von 80 % benötigt rund 40 ha Land für die Langzeitlagerung von Aufbereitungsrückständen in Schlammteichen (vgl. ETH 1996). Wird die Zeitdauer der Gefährdung, die von der Schlammteichfläche ausgeht, mit 80.000 Jahren bemessen, ergibt sich gemäß ETH 1996 eine Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von 3.900 m<sup>2</sup>a/kgU bezogen auf die Phase der Regeneration der Fläche nach Beendigung der Nutzungs- und Rückbauphase (vgl. Tabelle 17).

**Tabelle 17: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme der Uranerzaufbereitung aus dem Ecoinvent-Projekt**

		Key Lake	Highland Uranium	k.A.	k.A.	Referenzwert Eco-invent '96
Bezeichnung der Mine		Key Lake	Highland Uranium	k.A.	k.A.	
geographische Lage der Mine		Kanada (Nord-Saskatchewan)	USA	USA	USA	
beanspruchte Fläche (Aufbereitungsanlage, Schlammteiche, Wasserreservoirs, Abwasserbehandlungsanlage und Strassen)	ha	220	110	k.A.	150	
davon Fläche für Schlammteiche	ha	53	100	k.A.	100	
Gesamtproduktion während Betriebszeit	tU	71.000	18.000	k.A.	7400	
massenspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die Gesamt-Anlagenfläche und die kumulierte Gesamtproduktion	m <sup>2</sup> /kgU	0,03	0,06	k.A.	0,20	
massenspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die Schlammteich-Fläche und die kumulierte Gesamtproduktion	m <sup>2</sup> /kgU	0,01	0,06	0,07	0,14	
Zeitdauer der Bauphase vor Betriebsbeginn	a	2	2	2	5	
Betriebszeit	a	16	20	20	15	
Zeitdauer der Rückbauphase	a	2	2	2	2	
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch die Anlage	a	20	24	24	22	
Renaturierungszeit nach Rückbau und Rückgabe des Geländes	a	80.000	80.000	80.000	80.000	
Flächeninanspruchnahme bezogen auf Gesamtzeit der Belegung durch den Bergbaubetrieb	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,6	1,5		4,5	1
Flächeninanspruchnahme bezogen auf Renaturierungszeit	m <sup>2</sup> *a/kgU	597	4.444	5.520	10.811	3900

Quelle: ETH 1996

Zu den Umweltwirkungen des Uran-Tagebaus am Beispiel der weltgrößten Mine Rössing in Namibia finden sich Hinweise bei Packeiser 1996. Der Autor weist darauf hin, dass die durch die zur Lockerung des Deckgebirges und des Erzes durchgeführten Sprengungen freigesetzten radioaktiven Zerfallsprodukte mit dem Wind über Hunderte von Kilometern transportiert werden (vgl. Packeiser 1996).

Für den Tagebau in der Key-Lake-Grube mussten vor Beginn der Konstruktionsphase sieben Seen mit einem Gesamtwassergehalt von 28 Mio m<sup>3</sup> Wasser und zusätzlich eine Grundwassermenge in Höhe von 25 Mio. m<sup>3</sup> abgepumpt werden (vgl. Young et al. 1982).

Im Zuge der Vorbereitung der Sanierung der ehemaligen Urangewinnungs- und Aufbereitungsanlagen und der angrenzenden Gebiete in der ehemaligen DDR wurden 34 Gebiete mit einer Fläche von insgesamt 250 km<sup>2</sup> als Verdachtsfläche für erhöhte Radioaktivität definiert und untersucht. Es wurden 165 Mio. t Aufbereitungsrückstände in industriellen Absetzanlagen identifiziert (vgl. Wismut 2002).

Zusammenfassend lassen sich folgende umweltbezogene Wirkungspotenziale der Urangewinnung und –aufbereitung feststellen:

- Absenkung des Grundwasserspiegels, zum Teil zusätzlich das Abpumpen von Oberflächengewässern,
- radioaktive Auswürfe aus Wetterschächten und in Staubabwehungen von Halden und Betriebsflächen,
- Devastierung von Wald-, Wiesen- und Ackerflächen,



- Landschaftsbildbeeinträchtigung und radioaktive sowie chemische Kontaminationen durch Halden und Absetzanlagen,
- Dauerhafte Entwertung für eine Nachnutzung der Flächen durch Kontamination, die von Absetzanlagen der Uranerzaufbereitung belegt sind,
- Grundwassergefährdungen durch potenzielle radioaktive und toxische Stoffeinträge vor allem durch Lösungsbergbau (vgl. Akin et al. 1996b).

Von Bedeutung ist dabei, dass, wie im Falle der Sanierungsarbeiten der Wismut GmbH festgestellt werden musste, bestimmte Auswirkungen bergbaulicher Maßnahmen nicht renaturierbar sind, wie beispielsweise eine vollständige untertägige Rückführung des Bergbauhalden-Materials oder die vollständige Wiederherstellung der ursprünglich land- und forstwirtschaftlich genutzten Flächen.

Allerdings kann die Einhaltung von Umweltstandards bei Planung und Durchführung bergbaulicher Maßnahmen dazu führen, dass Umweltbelastungen und Gesundheitsgefährdungen durch optimierte Verfahren der Urangewinnung und –aufbereitung verringert werden, wie dies die neuere Umweltgesetzgebung und das Bergrecht in Kanada vorsehen (vgl. Akin et al. 1996a).

Aus Sicht der Raumentwicklung zeigt der Uranbergbau, soweit er in sehr peripher gelegenen und strukturschwachen Regionen durchgeführt wird, wirtschafts- und sozialstrukturelle Wirkungen, die insgesamt für Bergbauprojekte typisch sind. Zunächst führt der Bergbau zu einem Boom und oft auch zu einer allerdings nur temporär wirksamen Siedlungsentwicklung. Oft werden auch nur reine Arbeitersiedlungen ohne regionale Ausstrahlung und Verflechtung errichtet, wie das Beispiel Namibia mit der „Arbeiterstadt Arandis“ zeigt (vgl. Packeiser 1996). Nach Ausbeutung der Lagerstätten erlischt auch der Entwicklungsimpuls und hinterlässt Strukturprobleme. So wurde der Bergbau-Stadt Uranium City durch Stilllegung der ehemaligen Uran-Erzgrube „Beaverlodge“ im Norden von Saskatchewan (Kanada) die Existenzgrundlage entzogen. Für die Uran-Gewinnung in den Bergwerken Rabbit Lake, Key Lake und Cluff Lake im nördlichen Saskatchewan musste zunächst eine Verkehrserschließung hergestellt werden. Die Bevölkerungsdichte lag noch Anfang der 80er Jahre bei 0,1 Einwohner/km<sup>2</sup> (vgl. Young et al. 1982).

### 4.1.3 Konversion

Konversionsanlagen finden sich in allen Staaten, die an der Urangewinnung beteiligt sind bzw. waren und/oder in größerem Umfang Kernkraftwerke betreiben. Allerdings ist der gesamte weltweite Anlagenbestand vergleichsweise klein. Aufgrund der hohen Energiedichte von Kernbrennstoffen und ihrer Vorprodukte bestehen trotz der erforderlichen Sicherheitsvorkehrungen und der Einstufung als Gefahrgut keine nennenswerten Transportwiderstände, so dass ein Weltmarkt für Konversionsleistungen besteht. In der ersten Hälfte der 90er Jahre nutzten deutsche Kernkraftwerksbetreiber Konversionsanlagen in Frankreich (ca. 30 %), Großbritannien und Kanada (jeweils ca. 25 %) sowie zu jeweils 10 % Anlagen in den GUS und den USA (vgl. Hoffmeyer et al. 1996).

Die Kapazität der Konversionsanlagen streut in einer Bandbreite von unter 100 bis hin zu 20.000 tU/a. Die größten Anlagen werden in Frankreich, den USA und Russland betrieben (vgl. Tabelle 18). In Frankreich sind die Konversionsanlagen Bestandteil eines großen räumlich zusammenhängenden

Industriekomplexes bestehend aus Anlagen zur Bereitstellung von Kernbrennstoffen und Kernkraftwerken.

**Tabelle 18: Urankonzentrat-UF<sub>6</sub>-Konversionskapazitäten weltweit 2000**

Land	Betreiber	Anlagenbezeichnung/Standort	Kapazität tU/a
Russland	Minatom	Ekaterinburg	4.000
		Angarsk	20.000
Kanada	Cameco	Port Hope, Ontario	10.500
USA	Honeywell	Metropolis, Illinois	14.000
Frankreich	Comurhex	Pierrelatte 1	14.000
		Pierrelatte 2	350
Großbritannien	BNFL	Springfields, Lancashire	6.000
China	CNNC	Lanzhou	400
Iran	AEOI	Isfahan	193
Brasilien	IPEN	Sao Paulo	90

Quelle: WISE 2004

Anders als bei der Flächeninanspruchnahme für Bergbauaktivitäten kann das Betriebsgelände und die baulichen Einrichtungen von stationären Anlagen wie z.B. einer Konversionsanlage prinzipiell nach Ablauf der wirtschaftlich-technischen Nutzungsdauer durch Austausch der Anlage oder von Anlagenteilen langfristig weitergenutzt werden. Die in Anspruch genommenen Flächen werden also anders als im Falle einer bergbaulichen Flächeninanspruchnahme durch die bestimmungsgemäße betriebliche Nutzung nicht für eine gleichartige Folgenutzung entwertet. Im Falle von kerntechnischen Einrichtungen hängt der Zeitaufwand für den Rückbau der Anlagen von den radioaktiven bzw. toxischen Belastungen der Grundstücksflächen, der Gebäude und der Anlagen ab. Für Konversionsanlagen wird im Eco-Inventprojekt eine Zeitspanne für den Rückbau von drei Jahren angegeben. Insgesamt ergibt sich gemäß ETH 1996 auf Basis der überbauten und versiegelten Grundstücksflächenanteile eine Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von  $0,04 \text{ m}^2/\text{kgU/a}$ . Bezogen auf die gesamte Grundstücksfläche lässt sich auf der Basis der in ETH 1996 angegebenen Daten zu Referenzanlagen ein Kennwert in Höhe von  $0,56 \text{ m}^2/\text{kgU/a}$  ermitteln (vgl. Tabelle 19).

Bei der Umwandlung von Urankonzentrat in Uranhexafluorid in Konversionsanlagen entstehen Uran-Massenverluste in einer Größenordnung von 0,1 %. Dies entspricht einem Masseverlust in Höhe von  $0,025 \text{ kgU}$  pro  $\text{GWh}_{\text{el}}$  Nettostromerzeugung in einem deutschen Kernkraftwerk. Diese Menge Uran verbleibt in der Abluft, dem Abwasser und in festen Produktionsrückständen der Konversionsanlage. Radioaktive Schlämme entstehen in der Größenordnung von  $0,85 \text{ kg/kgU}_{\text{Output}}$  und müssen nach vorheriger Trocknung, die meist auf dem Betriebsgelände erfolgt, zur Zwischenlagerung in speziellen Sammelstellen bzw. zur Endlagerung abtransportiert werden (vgl. ETH 1996).

Uranhexafluorid wird im Ferntransport per Schiff und im Binnentransport hauptsächlich per LKW befördert. Für die Lagerung und den Transport von Uranhexafluorid sind aufgrund des Gefährdungspotenzials durch die Bildung giftiger Dämpfe bei Kontakt des Stoffes mit Luftfeuchtigkeit Spezialbehälter erforderlich. Zum Transport müssen diese Behälter zusätzlich mit stoßabsorbierenden und wärmeisolierenden Außenverpackungen versehen werden. Gemäß Transportdatenerhebung des Bundesamtes für Strahlenschutz wurden 1986 in der Bundesrepublik Deutschland im Zusammenhang mit der Kern-

brennstoffbereitstellung insgesamt 525 Transporte mit natürlichem Uran in Form von Erz, Urankonzentrat oder Uranhexafluorid durchgeführt (vgl. Schwarz 1997).

**Tabelle 19: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Konversionsanlagen**

		Metropolis	Sequoyah	k.A.	Referenzwert Eco-invent '96	hier genutzter Rechenwert
Bezeichnung der Anlage						
Standort der Anlage		USA	USA	USA		
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	360	470	k.A.		
davon überbaute Fläche	ha	40	30	27		
max. Anlagenkapazität	tU/a	12.700	9.070	5.000		
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	tU	480.000	320.000	100.000		
Zeitdauer der Bauphase vor Betriebsbeginn	a	3	3	3		
Betriebszeit	a	54	40	20		
Zeitdauer der Rückbauphase	a	3	3	3		
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch die Anlage	a	60	46	26		
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf das Betriebsgelände und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,45	0,68	k.A.		<b>0,56</b>
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf die überbaute Grundstücksfläche und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,05	0,04	0,07	0,04	

Quelle: ETH 1996

#### 4.1.4 Anreicherung

Der Markt für Anreicherungsdienstleistungen ist international. Der Transport von angereicherterem Uranhexafluorid ist zwar aufwändiger als der Transport von Uranhexafluorid mit natürlichem Uran-235-Gehalt. Trotzdem sind die Transportkosten aufgrund der hohen Energiedichte im Verhältnis zu den Gesamtkosten der Stromerzeugung aus Kernenergie immer noch gering. Die Transportmittel unterscheiden sich nicht, wobei die Transportkapazität aufgrund der geringeren zulässigen Transportgutmasse pro Behälter bei angereicherterem UF<sub>6</sub> etwas geringer ist.

Die Kapazität der Anreicherungsanlagen reicht weltweit von 5 bis 11.000 tUTA/a. Die größten Anlagen befinden sich in den USA und in Frankreich (vgl. Tabelle 20).

Bis Anfang der 80er Jahre war die USA zunächst der einzige Lieferant für den Bedarf der westlichen Verbraucherländer. Seitdem wurden in Erwartung eines starken Wachstums der Kernenergienutzung zur Stromerzeugung in Frankreich, Großbritannien, Deutschland und den Niederlanden neue Kapazitäten aufgebaut. In der ersten Hälfte der 90er Jahre wurden 6 % des angereicherten Uranhexafluorids (UF<sub>6</sub>), das als Ausgangsprodukt für die Herstellung von Brennelementen bezogen auf den Bedarf deutscher Kernkraftwerke benötigt wird, in Frankreich hergestellt, 14 % in den USA, 21 % in Russland und 59 % in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien (vgl. ETH 1996).

Nach Angaben mit Stand 1990 werden in deutschen Kernkraftwerken 83 % der eingesetzten Kernbrennelemente mit dem Zentrifugenverfahren und lediglich 17 % mit der Gasdiffusionstechnik angereichert (vgl. Hoffmeyer et al. 1996). Der Zentrifugentechnologie werden größere technische Entwicklungspotenziale sowie aufgrund hoher technischer Reife und breiter internationaler Erfahrungen bessere Marktdurchsetzungschancen zugesprochen. Zudem können Zentrifugenanlagen neben Natururan auch andere Uranquellen wie z.B. aufgearbeitete Brennelemente verarbeiten (vgl. ETH 1996).

**Tabelle 20: Anreicherungs-kapazitäten weltweit 2004**

Land	Verfahren	Betreiber	Anlagenbezeichnung/ Standort	Kapazität tUTA/a
China	Gasdiffusion	CNNC	Lanzhou	900
	Zentrifuge		Hanzhong	500
Frankreich	Gasdiffusion	Eurodif	Tricastin	10.800
USA	Gasdiffusion	USEC	Paducah, Kentucky	11.300
			Portsmouth, Ohio	7.400
Deutschland	Zentrifuge	Urenco	Gronau	1.463
Niederlande			Almelo	1.950
Großbritannien			Capenhurst	2.438
Japan	Zentrifuge	JNC	Ningyo Toge	200
		JNFL	Rokkasko-mura	1.050
Pakistan	Zentrifuge	PAEC	Kahuta	5
Russland	Zentrifuge	Minatom	UEIE, Novouralsk	7.000
			SKhK, Seversk	4.000
			ECP, Zelenogorsk	3.000
			AEKhK, Angarsk	1.000

Quelle: WISE 2004

Die Fa. Urenco Deutschland GmbH betreibt seit 1985 in Gronau eine Gaszentrifugenanlage. Der Standort Gronau wurde in den 70er Jahren im Hinblick auf den Endausbauzustand für eine Kapazität von 5.000 t<sub>UTA</sub>/a Trennarbeit ausgelegt, zunächst jedoch in einer ersten Stufe auf zunächst nur 400 t<sub>UTA</sub>/a ausgebaut. Der Ausbaustand der Anlage im Jahre 1998 entspricht einer Anlagenkapazität in Höhe von 1.000 t<sub>UTA</sub>/a. Derzeit erfolgt eine Kapazitätserhöhung auf 1.800 t<sub>UTA</sub>/a, die voraussichtlich 2004 abgeschlossen werden soll. Ein Genehmigungsverfahren für den weiteren Ausbau auf 4.500 t<sub>UTA</sub>/a Trennarbeit ist im Gange. Im angestrebten Endausbaustand wird die Anlage in Gronau somit den Gesamtbedarf deutscher Kernkraftwerke in Höhe von etwa 2.400 t<sub>UTA</sub>/a bei weitem überschreiten.

Bei einer Anreicherung auf 4 % U-235 wurden im Jahre 2002 aus 2.475 tU in Form von Uranhexafluorid eine Masse von 275 tU/a angereichertes UF<sub>6</sub> produziert (vgl. Urenco 2003). Bei dem Produktionsprozess entstehen große Mengen abgereichertes Uranhexafluorid, die zwischengelagert und entweder einer weiteren Verwendung zugeführt oder entsorgt werden müssen.

Die Zwischenlagerung von abgereichertem Uranhexafluorid erfolgt bei der Anlage in Gronau auf dem Betriebsgelände. Dort besteht eine Lagerkapazität für 50.000 t Urandioxid, deren Nutzung allerdings voraussetzt, dass das UF<sub>6</sub> vor der Einlagerung zunächst in externen Anlagen in das chemisch stabilere Urandioxid umgewandelt werden muß (vgl. Urenco 2003). Das abgereicherte Uran wird nach Russland sowie nach Frankreich, Großbritannien und in andere EU-Länder geliefert.

Tabelle 21 zeigt anhand von Beispieldaten die spezifische Flächeninanspruchnahme für die Urananreicherung. Laut Ecoinvent-Projekt beträgt die Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf die überbaute und versiegelte Grundstücksfläche 0,25 m<sup>2</sup>a/kgU (vgl. ETH 1996). Bezogen auf die gesamte Grundstücksfläche beträgt die Flächeninanspruchnahmedauer - berechnet auf der Basis des überbauten Grundstücksflächenanteils der Referenzanlage in Gronau - 0,9 m<sup>2</sup>a/kgU.

**Tabelle 21: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Anreicherungsanlagen**

				Referenzwert Eco-invent '96	hier genutzter Rechenwert	
Verfahren		Diffusion		Zentrifuge		
Bezeichnung der Anlage		EURODIF	USEC	Urenco	k.A.	
Standort der Anlage		Frankreich	USA	BRD	USA	
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	k.A.	k.A.	78	k.A.	
davon überbaute Fläche	ha	275	120	19	120	
Anlagenkapazität	tUTA/a	10.800	9.000	4500*	8.000	
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	tUTA	320.000	270.000	50.000	160.000	
Zeitdauer der Bauphase vor Betriebsbeginn	a	7	6	4	7	
Betriebszeit	a	30	30	30	20	
Zeitdauer der Rückbauphase	a	3	3	1	3	
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch die Anlage	a	40	39	35	30	
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf das Betriebsgelände und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	k.A.	k.A.	0,55	k.A.	<b>0,90</b>
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf die überbaute Grundstücksfläche und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,34	0,17	0,13	0,23	0,25

Quelle: ETH 1996, Urenco 2003

#### 4.1.5 Brennelementherstellung

Anlagen zur Brennelement-Fertigung werden bevorzugt in Ländern errichtet, in denen aus Kernenergie Strom erzeugt wird. Mehr als ein Viertel der Gesamtkapazität in Höhe von 13.400 t/U weltweit befindet sich in Europa. Daran haben Frankreich und Belgien, in denen auch die meisten Kernkraftwerke betrieben werden, den größten Anteil. Die Kapazität der zurzeit nur noch einzigen deutschen Anlage mit Standort in Lingen übersteigt mit 650 tU/a den Gesamtbedarf deutscher Kernkraftwerke um den Faktor 1,5.

Die Kapazitäten zur Herstellung von Mischoxid-Brennelementen betragen weltweit etwa 400 tSM/a. Davon sind insgesamt etwas mehr als die Hälfte in den europäischen Ländern Großbritannien (128 tSM/a), Frankreich (40 tSM/a) und Belgien (37 tSM/a) angesiedelt (vgl. WISE 2004).

Das Betriebsgelände der in ETH 1996 als Referenzanlage ausgewählten Columbia-Brennelementfabrik ist nach Angabe der Autoren nur zu einem Anteil von 5 % überbaut. Diese geringe Ausnutzung der Grundstücksfläche ist sicher nicht als repräsentativ für diesen Anlagentyp anzusehen. Allerdings besteht ein nicht unbeträchtliches Gefährdungspotenzial durch den Anlagenbetrieb, was der Störfall in der japanischen Anlage Tokai-Mura zeigt (vgl. WISE 2004), so dass gewisse Mindestabstände der Anlagen zur jeweiligen Grundstücksgrenze durchaus wünschenswert sein können. Im Ecoinventprojekt wird eine Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf den überbauten und versiegelten Grundstücksflächenanteil in Höhe von 0,24 m<sup>2</sup>a/kgU angegeben (vgl. ETH 1996). In Ermangelung besserer Daten wird in dieser Arbeit mit einer Grundstücksausnutzung von nur 5 % gerechnet und auf Basis der Referenzwerte in ETH 1996 eine grundstücksbezogene Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von 2,77 m<sup>2</sup>a/kgU ermittelt (vgl. Tabelle 23).

**Tabelle 22: Kapazitäten zur Herstellung von Uran-Brennelementen für LWR weltweit 2000**

Land	Betreiber	Anlagenbezeichnung/Standort	Kapazität tU/a
Belgien	FBFC	Dessel	750
Frankreich	FBFC	Romans-sur-Isère	820
	SICN	Veurey-Voroise	150
Deutschland	ANF	Lingen	650
Großbritannien	BNFL	Springfields, Lancashire	330
Schweden	BNFL/Westinghouse Atom	Västeras	600
Spanien	ENUSA	Juzbado	300
Russland	JSC TVEL	Elektrostal	1.020
		Novosibirsk	1.000
Kasachstan	Ulba Metallurgical	Kamenogorsk	2.000
Indien	Nuclear Fuel Complex	Hyderabad	25
Süd-Korea	KNFC	Taejon	400
Japan	Japan Nuclear Fuel Co	Yokosuka City	750
	Mitsubishi Nuclear Fuel	Tokai-Mura	440
	Nuclear Fuels Industries	Kumatori	284
Tokai-Mura		200	
China	CNNC	Yibin	100
USA	Framatome ANP	Lynchburg, Virginia	400
		Richland, Washington	700
	Westinghouse	Columbia, S.-Carolina	1.150
	Global Nuclear Fuel	Wilmington, N.-Carolina	1.200
Brasilien	FEC	Resende	100

Quelle: WISE 2004

**Tabelle 23: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Anlagen zur Brennelemente-Fertigung**

		Referenzwert Eco-invent '96	hier genutzter Rechenwert
Bezeichnung der Anlage		Columbia	k.A.
Standort der Anlage		USA	USA
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	470	k.A.
davon überbaute Fläche	ha	24	3
Anlagenkapazität	tU/a	1.200	900
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	tU	36.000	18.000
Zeitdauer der Bauphase vor Betriebsbeginn	a	3	3
Betriebszeit	a	30	20
Zeitdauer der Rückbauphase	a	3	3
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch die Anlage	a	36	26
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf das Betriebsgelände und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	4,7	k.A.
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf die überbaute Grundstücksfläche und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,24	0,04
			0,24
			<b>2,77</b>

Quelle: ETH 1996

#### 4.1.6 Stromerzeugung in Kernkraftwerken

Wie eingangs bereits dargestellt, wurden in Deutschland im Jahre 2000 insgesamt 19 Kernkraftwerksblöcke im kommerziellen Leistungsbetrieb eingesetzt. Von diesen 19 Kraftwerksblöcken waren insgesamt 10 Blöcke jeweils paarweise an fünf Standorten aufgestellt, so dass in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt an 14 Kraftwerksstandorten Strom erzeugt wurde. Alle Doppelblockanlagen erreichten Netto-Kapazitäten von jeweils mehr als 2.000 MW, während die Netto-Leistungen der Einzelblockanlagen zwischen 340 und 1.370 MW betragen.

Die Versorgungsunternehmen bevorzugten den Bau von Mehrblockanlagen in der Hoffnung, dadurch die Probleme bei der Standortsuche und im meist sehr aufwändigen Genehmigungsverfahren so weit wie möglich begrenzen zu können. War erst einmal ein Kraftwerk gebaut, schien eine spätere Kapazitätserweiterung am gleichen Standort leichter durchsetzbar als der Bau eines neuen Kraftwerks an einem neuen Standort. Andererseits war auch dem Kapazitäts-Größenwachstum der Kraftwerksstandorte Grenzen gesetzt. Bei der Konzentration von sehr großen Leistungen an einem Standort wäre die Bereitstellung von Kühlwasser in ausreichender Menge problematisch gewesen, da bei einer hohen Leistungskonzentration die bei Durchlauf- oder selbst bei Naßkühlung unakzeptabel hohen Belastungen des Vorfluters nur durch eine sehr kostspielige und die Kraftwerkseffizienz beeinträchtigende Trockenkühlung hätte vermieden werden können. Obwohl das technische Prinzip der Trockenkühlung schon längst erprobt war, blieb das bisher einzige deutsche Kernkraftwerk mit Trockenkühlung der THTR in Hamm/Üntrop. Kraftwerksstandorte mit mehr als zwei Blöcken pro Standort wurden außerdem aufgrund der dann zu hohen Jod-131-Emissionen als nicht genehmigungsfähig angesehen (vgl. Danzmann/Kellermann 1976).

Wichtig für die Standortwahl der deutschen Kernkraftwerke waren neben der Gewährleistung einer ausreichenden Kühlkapazität vor allem auch Sicherheits- bzw. Strahlenschutzaspekte. Brennstofftransportkosten spielten dagegen aufgrund geringer Transportmassen und –volumina keine Rolle. Wie in den „Bewertungsdaten für Kernkraftwerksstandorte“ ausgeführt, die von der damaligen Bundesregierung im Jahre 1975 publiziert worden waren und sowohl für eine planerische Standortvorauswahl genutzt werden sollten als auch in atomrechtlichen Genehmigungsverfahren eine Rolle spielten, wurden Standorte mit einer möglichst geringen Bevölkerungsdichte im räumlichen Umfeld der Anlagen bevorzugt ( $\leq 83$  Einwohner/km<sup>2</sup> im unmittelbaren Umkreis der Anlage innerhalb eines Radius von 2 km bzw.  $\leq 372$  Einwohner/km<sup>2</sup> in einem äußeren Kreisring, der durch einen Abstandsbereich zwischen 10 und 20 km definiert war, vgl. Bewertungsdaten 1975). Andererseits war es aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht wichtig, zur Minimierung der Stromtransportkosten Kraftwerke so dicht wie möglich an Verbrauchsschwerpunkte heran zu bauen. Dieser Zielkonflikt wurde zum Teil durch die Ansiedlung großer industrieller Verbraucher in der unmittelbaren Nachbarschaft von Kernkraftwerken gelöst (z.B. beim Kernkraftwerk Stade). Auch wurde versucht, Kraftwerksstandorte zu finden, die einerseits im unmittelbaren Standortumfeld dünn besiedelt waren, andererseits aber trotzdem in möglichst geringer Entfernung zu Großstädten oder Ballungsräumen lagen.

Die durchschnittliche wirtschaftliche Nutzungsdauer von Kernkraftwerken wird allgemein mit 40 Jahren angegeben (vgl. z.B. ETH 1996). Zurzeit ist in der Bundesrepublik Deutschland die Betriebsdauer per Gesetz auf 32 Jahre begrenzt. Für den Bau und den Rückbau von Kernkraftwerken muss aus Sicher-

heitsgründen im Vergleich zu anderen Wärmekraftwerken besonders viel Zeit aufgewendet werden. Für die Berechnung der Flächeninanspruchnahme ist es bei Kernkraftwerken aus diesem Grund sinnvoll, die Flächeninanspruchnahmedauer zu berücksichtigen und dabei insbesondere auch die Zeitdauer der Flächenbelegung nach Stilllegung der Anlage in die Rechnung einzubeziehen.

Bei dem mittlerweile stillgelegten SWR Würzgassen betrug die Bauzeit 4 Jahre (vgl. Vennemann 1969, BMU 2001). Ein ebenso langer Zeitraum wurde für den Bau des Kernkraftwerkes Stade benötigt (vgl. E.ON 2002). Die IKARUS-Datenbank nennt für Konvoi-Anlagen (Druckwasserreaktoren der 4. Generation) eine Bauzeit von 56 bis 58 Monaten (entspricht 4,7 bis 4,8 Jahre, vgl. Wehowsky et al. 1994).

Für den Umgang mit kerntechnischen Anlagen nach der Stilllegung kommen in der Bundesrepublik Deutschland zwei folgenden Vorgehensweisen in Betracht:

1. Unmittelbarer Abbau: Bei dieser Option wird eine kerntechnische Anlage unmittelbar nach der endgültigen Abschaltung abgebaut. Für den Rückbau eines großen Leistungsreaktors wird ein Zeitraum von etwa 10 Jahren benötigt (vgl. BFS 2004 und Wehowsky et al. 1994)
2. Sicherer Einschluss: Bei dieser Option wird eine kerntechnische Anlage nach der endgültigen Abschaltung zunächst entleert und dann in einen praktisch wartungsfreien Zustand überführt, in dem sie für eine bestimmte Zeit (z.B. 30 bis z.T. über 100 Jahre) verbleibt, um anschließend abgebaut zu werden (vgl. BMU 2003 und BFS 2004).

Als Konzept für die Behandlung stillgelegter Kernkraftwerke wird, wie die Beispiele Würzgassen und Stade zeigen, in jüngerer Zeit offenbar der unmittelbare Abbau bevorzugt, da in diesem Fall das Betriebspersonal mit seinem spezifischen Fachwissen und den Detailkenntnissen der Anlage auch für den Abbau eingesetzt werden kann (vgl. E.ON 2002). Ältere kerntechnische Einrichtungen wurden aber nach ihrer Stilllegung oft auch in den sicheren Einschluß gebracht (z.B. die Kernkraftwerke Lingen A und Gundremmingen A) so dass einige Anlagen, die bereits in den 70er Jahren außer Betrieb genommen wurden, immer noch nicht demontiert worden sind (vgl. Philippczyk et al. 2001 und BMU 2003).

Angaben zur Bandbreite der Flächeninanspruchnahme deutscher Kernkraftwerke, die auf der Basis von Erfahrungswerten der Firma Siemens/KWU zusammengestellt wurden, finden sich ebenfalls bei Wehowsky et al 1994. Das Kernkraftwerk Unterweser beansprucht mit 55 ha absolut gesehen die größte Fläche. Bei einer Netto-Engpaßleistung in Höhe von 1.345 MW<sub>el</sub> entspricht dies einer spezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 409 m<sup>2</sup>/MW<sub>elNetto</sub>. Ursprünglich war am Standort Unterweser eine Mehrblockanlage geplant, das Kraftwerksgelände wurde dementsprechend großzügig dimensioniert. Tatsächlich gebaut wurde aber nur eine Monoblock-Anlage, so dass innerhalb des Betriebsgeländes erhebliche Flächenreserven verfügbar sind. Das deutsche Kernkraftwerk mit der zurzeit absolut und relativ geringsten Flächeninanspruchnahme ist der Siedewasserreaktor Krümmel (9 ha und 71 m<sup>2</sup>/MW<sub>elNetto</sub>) (vgl. Wehowsky et al. 1994).

In Tabelle 24 sind beispielhaft Flächendaten zu zwei weiteren Monoblock- und außerdem zu zwei Duoblock-Anlagen zusammengestellt. Die beiden Monoblockanlagen beanspruchen erwartungsgemäß die spezifisch größeren Flächen. Während die Flächengröße des Betriebsgeländes bei den Monoblockanlagen etwa 173 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> beträgt, benötigen die beiden Duoblockanlagen im Schnitt nur ein



Grundstück mit einer Fläche von durchschnittlich  $112 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$ . Der Durchschnitt der beanspruchten Grundstücksflächen über alle vier Anlagen beträgt  $142 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$ .

Wird neben der Betriebszeit die Bau- und Rückbauzeit berücksichtigt und die während des so ermittelten Gesamtzeitraums beanspruchte Fläche auf die installierte Netto-Leistung bezogen, lässt sich eine Flächeninanspruchnahmedauer für die betrachteten Kernkraftwerke in Höhe von durchschnittlich  $204 \text{ m}^2\text{a}/\text{MW}_{\text{el}}$  berechnen.

**Tabelle 24: Flächeninanspruchnahme durch Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland anhand von Beispielanlagen**

						Mittelwert
Bezeichnung/Standort der Anlage		Isar 2	Grafenrheinfeld	Biblis A und B	Gundremmingen B und C	
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	25	21,2	23,1	32,6	
Anlagenkapazität	MW	1.400	1.275	2.407	2.572	
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	TWh <sub>el</sub>	350	315	478	592	
Zeitdauer der Bauphase vor Betriebsbeginn	a	4	4	4	4	
Betriebszeit	a	32	32	32	32	
Zeitdauer der Rückbauphase	a	10	10	10	10	
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch die Anlage	a	46	46	46	46	
Flächeninanspruchnahme bezogen auf das Betriebsgelände und die Anlagenkapazität	$\text{m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$	179	166	96	127	142
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf das Betriebsgelände und die Anlagenkapazität	$\text{m}^2\text{a}/\text{MW}_{\text{el}}$	257	239	138	182	204
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf das Betriebsgelände und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	$\text{m}^2\text{a}/\text{MWh}_{\text{el}}$	0,033	0,031	0,022	0,025	0,028

Quelle (Flächen- und Kapazitätsdaten): atw, verschiedene Jahrgänge

#### 4.1.7 Wiederaufarbeitung und Entsorgung

Wie bereits eingangs dargestellt, war bis zur Novelle des Atomgesetzes im Jahre 1994 die Wiederaufarbeitung der zu bevorzugende Entsorgungsweg für abgebrannte Brennelemente aus deutschen Kernkraftwerken. Seit Inkrafttreten der jüngsten Atomrechtsnovelle ist dagegen die direkte Endlagerung zwingend vorgeschrieben.

Das aktuelle Entsorgungskonzept der Bundesregierung sieht vor, ausgehend von einer sogenannten „weißen Deutschlandkarte“ ein ergebnisoffenes Standortsuchverfahren für Endlager durchzuführen, um spätestens ab 2030 ein Endlager betriebsbereit zu haben. Dort sollen alle radioaktiven Abfälle gemeinsam abgelagert werden. Vorgesehen ist eine permanente statt einer rückholbaren Endlagerung. Die laufenden Erkundungsarbeiten, mit denen die Eignungshöflichkeit des Salzstocks Gorleben festgestellt werden sollte, wurden unterbrochen, um zunächst grundsätzliche konzeptionelle und sicherheitstechnische Fragen klären zu können.

Um Transporte für abgebrannte Brennelemente so weit wie möglich zu vermeiden, wurden bzw. werden Zwischenlager an den Kraftwerksstandorten errichtet, die Transportbehälterlager in Gorleben und

Ahaus sind als Reserve vorgesehen (vgl. BMU 2003). Die Zwischenlager müssen zum Teil auch nach Stilllegung der Kernkraftwerke noch weitergenutzt werden, da die Strahlung und Wärmeentwicklung der Brennelemente vor der Konditionierung für die Endlagerung zunächst abklingen müssen. Der Betrieb der Zwischenlager ist genehmigungsrechtlich bis 2043 begrenzt (vgl. AkEnd 2002).

Das ursprüngliche Entsorgungskonzept, das Anfang der 70er Jahre von der Bundesregierung zusammen mit der Elektrizitätswirtschaft entwickelt worden war, in der Bundesrepublik Deutschland eigene Wiederaufarbeitungskapazitäten als Bestandteil eines nuklearen Entsorgungszentrums zu schaffen, konnte aufgrund politischer Widerstände nicht durchgesetzt werden. Bereits im Jahre 1976 wurden drei zunächst in Betracht gezogene niedersächsische Standorte für eine integrierte Wiederaufarbeitung und Endlagerung in Salzstöcken seitens der Bundesregierung lange vor Abschluß der Erkundungsarbeiten aufgegeben, da die Planungen vor Ort auf erheblichen Widerstand gestossen waren (vgl. Thomauske 2004). Das parallel auf Basis eines Standortvorschlags der niedersächsischen Landesregierung für eine Fläche über dem Salzstock Gorleben konzipierte nukleare Entsorgungszentrum sollte neben der Wiederaufarbeitung und dem Endlager eine Brennelementlagerung, eine Uranverarbeitungsanlage, eine Plutonium-Brennelement-Herstellung und eine Konditionierungsanlage für die Endlagerung radioaktiver Abfälle umfassen. Die Gesamtanlage war für die Verarbeitung einer Brennelement-Kapazität ausgelegt, die etwa dem 3,2-fachen Jahresoutput des heutigen bundesdeutschen Kernkraftwerksparks entspricht. Für den Anlagenkomplex mit einer Gesamtfläche von 12 km<sup>2</sup> war eine Planungs- und Bauzeit von insgesamt achtzehn Jahren vorgesehen. Die Standortwahl im Landkreis Lüchow-Dannenberg wurde vor allem mit Sicherheits-Vorteilen begründet, die aus der geringen Bevölkerungsdichte abgeleitet wurden. Auch strukturpolitische Gründe wurden genannt, für den Betrieb der Anlage sollten 3.000 bis 4.000 Mitarbeiter beschäftigt werden (vgl. DWK 1977).

Das Konzept des nuklearen Entsorgungszentrums wurde nach 1979 durch das Konzept der sogenannten „integrierten Entsorgung“ abgelöst. Dazu sollte am Standort Gorleben die Erkundung der Standorteignung für ein nationales Endlager für hochradioaktive und wärmeentwickelnde Abfälle aufgenommen werden, während parallel dazu bundesweit nach einem separaten Standort für den Bau einer Wiederaufarbeitungsanlage gesucht wurde. Für schwachradioaktive Abfälle war die separate Endlagerung in dem ehemaligen Salzbergwerk Schacht Konrad vorgesehen.

Nachdem zunächst einige Standortalternativen geprüft worden waren, fiel für den Bau einer Wiederaufarbeitungsanlage die Wahl auf den Standort Wackersdorf, wo kurz zuvor wegen Erschöpfung der Lagerstätten der Braunkohlentagebau aufgegeben worden war und regionale Strukturprobleme festzustellen waren (vgl. Linse et al. 1988). Trotz des Versprechens, mit dem Bau der Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf neue wirtschaftliche Impulse zu schaffen, scheiterte auch dieser Plan zunächst am Widerstand der Bevölkerung, wurde dann aber auch betreiberseitig aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen heraus nicht weiter verfolgt (vgl. Straßburg 1989).

Die Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf war als Demonstrationsanlage konzipiert und daher mit einer anfänglichen Jahreskapazität in Höhe von 350 tSM vergleichsweise klein dimensioniert, sollte allerdings auf bis zu 500 tU/a erweitert werden können. Die Flächeninanspruchnahme für die geplante Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf sollte 120 ha für das gesamte Betriebsgelände betragen (vgl. atw 1985). Ähnlich wie im Falle der Kernkraftwerke hat auch für die Wiederaufarbeitung die Pha-

se vor Betriebsbeginn und nach Stilllegung der Anlage einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtdauer der Flächeninanspruchnahme. Im Ecoinvent-Projekt wird bei einer betrieblichen Nutzungsdauer in Höhe von 30 bis 40 Jahren eine Phase des sicheren Einschusses nach Stilllegung der Anlage mit einer Zeitdauer von nochmals 30 Jahren angenommen. Die Zeitdauer der Bauphase wird mit 5 bis 10 Jahren angegeben. Basierend auf diesen und weiteren Daten aus dem Ecoinvent-Projekt wird hier mit einem grundstücksbezogenen Kennwert in Höhe von 3,2 m<sup>2</sup>a/kgU gerechnet (vgl. Tabelle 25).

**Tabelle 25: Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Wiederaufarbeitungsanlagen**

		Referenzwert Ecoinvent '96	hier genutzter Rechenwert
Bezeichnung der Anlage		THORP GB	DOE USA
Standort der Anlage			WAW BRD
beanspruchte Fläche (Betriebsgelände)	ha	100	k.A.
davon überbaute Fläche	ha	50	110
Anlagenkapazität	tU/a	1.200	2.000
Gesamtproduktion während der Betriebszeit	tU	36.000	60.000
Zeitdauer der Bauphase vor Betriebsbeginn	a	10	4
Betriebszeit	a	30	30
Zeitdauer der Rückbauphase	a	30	34
Gesamtzeit der Flächenbelegung durch die Anlage	a	70	68
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf das Betriebsgelände und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	1,9	k.A.
Flächeninanspruchnahmedauer bezogen auf die überbaute Grundstücksfläche und die Gesamtzeit der Belegung durch die Anlage	m <sup>2</sup> *a/kgU	0,97	1,25
			k.A.
			1,40
			<b>3,22</b>

Quelle: ETH 1996, verändert nach Angaben aus atw 1985 bzgl. Flächeninanspruchnahme

Auch bei der Endlagerung spielt die Zeitdauer der Flächeninanspruchnahme eine wesentliche Rolle. Gesicherte Anlagen- und Projektdaten für die Endlagerung für wärmeentwickelnde hochradioaktive Abfälle liegen nicht vor, da bisher weder in der Bundesrepublik Deutschland noch international ein Endlager betriebsbereit ist oder eine genehmigte Projektplanung vorliegt. Im Folgenden sollen die verfügbaren Informationen am Beispiel der bereits durchgeführten Planungen und Maßnahmen für das Erkundungsbergwerk Gorleben zusammengestellt werden, das nach Plänen der Bundesregierung bis zum Regierungswechsel im Jahre 1998 als Endlagerstandort für wärmeentwickelnde hochradioaktive Abfälle ausgebaut werden sollte.

Für die Erkundung des potenziellen Endlagerstandortes in Gorleben wurden erste bergrechtliche Betriebspläne 1977 eingereicht. Die ersten Erkundungsbohrungen zur Untersuchung des Deckgebirges wurden 1979 aufgenommen. Die übertägige Erkundung des Salzstockes Gorleben konnte Ende 1982 weitgehend abgeschlossen werden (vgl. Kind 1983). Innerhalb eines Zeitraums von 11 Jahren wurden ab 1985 Schächte abgeteuft. Im Jahre 1998 wurde dann die Errichtung des untertägigen Infrastrukturbereichs abgeschlossen (vgl. Thomauske 2004). Weitere noch zu vollziehende Schritte auf dem Weg

zu einem betriebsbereiten Endlager am Standort Gorleben wären der Abschluß der untertägigen Erkundung, das Genehmigungsverfahren und die Errichtung des Endlagers selbst.

Mit Stand 1998 hatte das Bundesamt für Strahlenschutz den voraussichtlichen Zeitpunkt für die planmäßige Inbetriebnahme des Endlagers Gorleben für das Jahr 2013 (vgl. Bröskamp et al. 2004) bzw. 2015 (vgl. Thomauske 2004) angegeben. Unter der Voraussetzung, dass die Erkundung der Eignungshöflichkeit ohne Unterbrechung wie geplant hätte fortgesetzt werden können und dann für den ausgewählten Standort zu einem positiven Ergebnis führen würde, würde das Verfahren von der Antragstellung bis zur Fertigstellung des Endlagers 36 bis 38 Jahre dauern.

Zeitangaben über die Gesamtdauer des Einlagerungsbetriebs und die anschließende Versiegelung für ein Endlager am Standort Gorleben oder an einem anderen Standort in Deutschland bezogen auf die Art und Menge des gemäß Endlagerkonzept der Bundesregierung einzulagernden wärmeentwickelnden Abfalls sind nicht verfügbar. In ETH 1996 werden Daten für das Schweizerische Entsorgungskonzept der 90er Jahre zusammengestellt. Dort waren getrennte Lager für schwach- und kurzlebige mittelaktive Abfälle einerseits und für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle andererseits vorgesehen. Bezogen auf ein Endlager für hochaktive und langlebige mittelaktive Abfälle mit einem Gesamtvolumen von  $11.100 \text{ m}^3$  wird eine Zeitdauer für den Bau des Endlagers in Höhe von 26 Jahren, für den Einlagerungsbetrieb von 50 Jahren und ein Zeitraum für die Versiegelung in Höhe von weiteren 5 Jahren angegeben. Die Betriebsfläche für die übertägigen Einrichtungen des Bergwerks ist mit 4 ha angegeben. Bezogen auf eine einzulagernde Menge von  $11.100 \text{ m}^3$  hochradioaktiven sowie langlebigen mittelaktiven Abfällen und einer Gesamtdauer aus Bau-, Betriebs- und Versiegelungszeit in Höhe von insgesamt 81 Jahren ergibt sich eine Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von  $292 \text{ m}^2\text{a}/\text{m}^3$  Abfall. Für die übrigen schwachaktiven und nicht langlebigen mittelaktiven Abfälle wird zusätzlich mit einer Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von  $10,8 \text{ m}^2\text{a}/\text{m}^3$  Abfall gerechnet (vgl. ETH 1996).

#### **4.1.8 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Stromerzeugung durch Kernspaltung**

Insgesamt ist die räumliche Organisation der Stromerzeugung aus Kernenergie durch die extrem hohe Energiedichte der Kernbrennstoffe geprägt. Diese Brennstoffeigenschaft ermöglicht eine hohe räumliche Konzentration der Kapazitäten kerntechnischer Einrichtungen. Zudem ist die Standortwahl der technischen Infrastruktur von Roh- bzw. Brennstofftransportkosten beinahe vollkommen unabhängig.

Durch die Kernenergienutzung ist eine Anpassung an fast jede beliebige Bedarfsentwicklung problemlos möglich. Aufgrund des hohen Investitionskostenanteils an den Stromgestehungskosten werden allerdings bevorzugt große Kernkraftwerkseinheiten gebaut und mit Volllast betrieben, wodurch Stromversorgungssysteme mit hohem Kernenergieanteil indirekt hohe Stromverbräuche begünstigen. Bedingt durch die hohe räumliche Konzentration der Stromerzeugung in Kernkraftwerken ist die Stromerzeugung aus Kernenergie insbesondere auch zur Deckung einer räumlich hoch konzentrierten Nachfrage geeignet.

Ein weiteres Kennzeichen der Strombereitstellung aus Kernenergie ist die vergleichsweise sehr lange Bereitstellungs- und Entsorgungskette mit zahlreichen Kettengliedern und Rückkopplungsmöglichkei-

ten. Bis auf die Stromerzeugung selbst sind die Standorte der Infrastrukturen geographisch global bzw. international verteilt. Deutschland ist - abgesehen von den Altlasten des Wismut-Bergbaus - trotz seines hohen Kernenergieanteils an der heimischen Stromversorgung einem Großteil der belastenden Raumwirkungen insbesondere im Bereich der Brennstoffbereitstellung für die Deckung des laufenden Bedarfs nicht ausgesetzt. Diese Belastungen entstehen u.a. durch den weiträumigen Transport radioaktiver Zerfallsprodukte über den Luftpfad bzw. durch Beeinträchtigungen von Grund- und Oberflächengewässern als Folge von Sumpfungmaßnahmen ausgehend insbesondere von Tagebaubetrieben, sowie durch radioaktive Emissionen auf dem Luft- und Wasserpfad entlang der gesamten Kernenergie-Bereitstellungs- und Nutzungskette. In Bergbauregionen wird teilweise zusätzlich auch die Siedlungsentwicklung durch Ansiedlung von Arbeitskräften und sozialer Infrastruktur zu Beginn der Bergbautätigkeit sowie durch Rückgang der Beschäftigung, der Bevölkerung bzw. der Kaufkraft nach Stilllegung der Minen zyklisch beeinflusst.

Wichtig für die räumlichen Charakterisierung der technischen Infrastruktur der Strombereitstellung aus Kernenergie sind auch die hohen und sehr langfristigen Gefährdungspotenziale, die durch den Betrieb von technischen Anlagen zur Brennstoffbereitstellung, zur Stromerzeugung, zur Wiederaufarbeitung oder zur Entsorgung sowie von den zahlreichen toxischen und radioaktiven Rückständen aus der Brennstoffbereitstellung, der Stromerzeugung sowie von stillgelegter kerntechnischer Infrastruktur ausgehen. Dies führt zu der Notwendigkeit, einerseits bei der Standortwahl für kerntechnische Anlagen in besonderem Masse Sicherheitsaspekte zu berücksichtigen und andererseits Reststoffe über einen sehr langen Zeitraum wirksam von der Umwelt zu isolieren. Grundsätzlich sind die in Anspruch genommenen Flächen mindestens während der Bau-, Betriebs- und Rückbauphase aus Sicherheitsgründen einer etwaigen Sekundärnutzung durch betriebsfremde Personen vollständig entzogen.

Die Standortwahl für Kernkraftwerke in eher dünn besiedelten Gebieten führt dazu, dass Agglomerationsvorteile durch Auskopplung von Fernwärme zur Siedlungswärmeversorgung anders als bei Wärmekraftwerken, die mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben werden, kaum oder nur eingeschränkt nutzbar sind. Andererseits waren Kernkraftwerke in der Vergangenheit oft Kristallisationspunkte für die Ansiedlung von energieintensiven Industrien, wobei aber zumindest in der Bundesrepublik Deutschland Kernkraftwerke nur vereinzelt auch Prozessdampf oder Prozesswärme an Industriebetriebe geliefert haben, vermutlich um die Stromausbeute durch Wärmeauskopplung nicht zu beeinträchtigen.

Soweit die Entsorgung radioaktiver Abfälle nicht durch untertägige Ablagerung erfolgen kann, müssen oberirdische Lagerflächen über einen unüberschaubar langen Zeitraum in Anspruch genommen werden. Auch der Rückbau von kerntechnischen Anlagen ist zum Teil aus Sicherheitsgründen sehr aufwändig und erhöht dadurch die Flächeninanspruchnahmedauern. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die nach Stilllegung im sicheren Einschluß verbleiben, bis die Radioaktivität so weit abgeklungen ist, dass ein weitgehend gefahrloser Rückbau möglich ist.

Bei stetiger Fortführung der Kernenergienutzung führen lange Planungs- Bau-, Regenerations- und Rückbauphasen zu zeitlichen Überlagerungen in Bezug auf die Dauer der Flächeninanspruchnahme auch für die nacheinander betriebenen Anlagen und dadurch zu einem Kumulationseffekt in Bezug auf die Quantität des Flächenentzugs. In Tabelle 26 ist die Flächeninanspruchnahme der Strombereitstel-

lung aus Kernspaltung in Bezug auf die durchschnittliche Jahres-Stromerzeugung innerhalb der gesetzlich vorgegebenen 32 Betriebsjahre der Kernkraftwerke der Bundesrepublik Deutschland dargestellt. Etwas mehr als 80 % der Fläche wird durch die Brennstoffbereitstellung in Anspruch genommen. Den größten Anteil an der gesamten Flächeninanspruchnahme hat der Bergbau mit weitem Abstand gefolgt von den Kernkraftwerken. Nur etwa mehr als ein Fünftel der in Anspruch genommenen Fläche liegt innerhalb der Bundesrepublik Deutschland.

**Tabelle 26: Flächeninanspruchnahme für die Stromerzeugung aus Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland - bezogen auf die durchschnittliche Jahresstromerzeugung auf Basis von 32 Betriebsjahren laut Vereinbarung vom Juni 2000**

	Flächeninanspruchnahme bezogen auf die durchschnittliche Jahresstromerzeugung während 32 Betriebsjahren					davon im Inland
	m <sup>2</sup> /kgU/a	m <sup>2</sup> /kg <sub>U<sub>235</sub></sub> /a	m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup> /a	m <sup>2</sup> /GWh <sub>e</sub> /a	km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>
Uranbergbau und Uranerzaufbereitung *)	7,99			203,7	32,0	
Konversion	0,56			13,6	2,1	
Anreicherung		0,90		13,8	2,2	2,2
Brennelemente-Herstellung	2,77			7,7	1,2	1,2
<b>Brennelementbereitstellung gesamt</b>	<b>11,33</b>	<b>0,90</b>		<b>238,9</b>	<b>37,6</b>	<b>3,4</b>
Kernkraftwerke				27,9	4,4	4,4
Wiederaufarbeitung				9,0	1,4	
Endlager			302,7	13,2	2,1	2,1
<b>Strombereitstellung gesamt</b>				<b>288,9</b>	<b>45,4</b>	<b>9,8</b>

\*) ohne Berücksichtigung des Renaturierungszeitraums für Schlammteiche

Quelle: ETH 1996, Jahrbuch der Atomwirtschaft 2001, Vereinbarung 2000, eigene Berechnungen

Nicht berücksichtigt ist bei oben stehender Berechnung die sehr lange Inanspruchnahmedauer der Flächen für die Absetzteiche der Uranerzaufbereitung. Werden hier 80.000 Jahre für die Rekultivierung dieser Flächen eingerechnet (vgl. ETH 1996), ergibt sich insgesamt rechnerisch eine Flächeninanspruchnahmedauer in Höhe von mehr als 12.000 km<sup>2</sup>a bezogen auf die derzeitige Jahresstromerzeugung aus Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland.

Umstritten ist, inwieweit die stetigen radioaktiven Emissionen kleiner Dosis im Zusammenspiel mit einzelnen Freisetzungen großer Mengen im Zuge von Atomwaffentests oder Störfällen kerntechnischer Anlagen langfristig allmählich dazu führen, dass die Hintergrundbelastung mit Radioaktivität ein Niveau erreicht, das für die menschliche Gesundheit und das menschliche Erbgut als gefährlich einzustufen ist, da aufgrund der langen Halbwertszeiten die Radioaktivität zum Teil nur sehr langsam abklingt und daher die Belastung stetig zunimmt (vgl. Rabl/Dreicer 1999). Diese Art der Folgewirkung energietechnischer Systeme ist aufgrund der weiträumigen Verteilung der Belastung kaum noch Standorten von technischen Anlagen räumlich zuzuordnen, so dass die Umweltbelastung mit radioaktiven und toxischen Stoffen und Strahlungen ähnlich wie die anthropogene Klimabeeinflussung zum Teil auch als ein globales Problem mit lokaler Ursache zu betrachten ist.

## 4.2 Stromerzeugung aus Braunkohle

### 4.2.1 Überblick über das technische Gesamt-System der Braunkohle-Verstromung

Die Prozesskette für die Bereitstellung von Strom aus Braunkohlekraftwerken ist vergleichsweise einfach strukturiert. Im Tagebau wird Rohbraunkohle abgebaut, die über Güterzüge oder Bandtransportsysteme direkt zu den Kraftwerken transportiert wird, um auf dem Betriebsgelände des Kraftwerks getrocknet und gemahlen zu werden, bevor sie in den Dampfkesseln der Kraftwerke verfeuert wird. Wie bei Steinkohlekraftwerken entstehen als Reststoffe bei der Verbrennung von Braunkohle in Braunkohlenkraftwerken Abgase, Abwässer, Asche und Gips aus der Rauchgasentschwefelung. Die Asche aus der Braunkohleverbrennung in Kraftwerken wird meist zusammen mit REA-Abwasser, das zur Aschebefeuchtung verwendet wird, und zusätzlich mit Fehlchargen des REA-Gipses als Stabilat in den Tagebaugruben deponiert. Ein beträchtlicher Teil der Reststoffe der Braunkohlenverstromung wird einer Verwertung zugeführt (vgl. Rentz et al. 2002).

Die Gesamt-Bruttokapazität aller deutscher Braunkohlenkraftwerke beträgt 22 GW. Der Schwerpunkt bei der Größenverteilung der Kraftwerksanlagen liegt heute eindeutig bei Kraftwerken mit einer Bruttoleistung von mehr als 2.000 MW (vgl. Tabelle 27). Das größte Braunkohlekraftwerk, das zurzeit in der Bundesrepublik Deutschland in Betrieb ist, hat eine Gesamt-Bruttolistung von über 3.800 MW.

**Tabelle 27: Struktur der Braunkohlekraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2003 nach Anzahl und Brutto-Leistung der Kraftwerke**

	Anzahl	elektrische Leistung	
		kumuliert	durchschnittlich
		MW	MW
1 - 10	5	34	7
über 10 - 50	12	333	28
über 50 - 150	8	708	89
über 150 - 300	4	742	186
über 300 - 500	1	387	387
über 500 - 1.000	1	980	980
über 1.000	8	19.164	2.396
<b>Gesamt</b>	<b>39</b>	<b>22.348</b>	<b>573</b>

Quelle: DEBRIV 2004

Da Braunkohlekraftwerke meist aus mehreren Blöcken bestehen, ist die Leistung der Gesamtanlagen bezogen auf einen Anlagenstandort i. d. R. erheblich höher als die jeweilige Blockleistung. Im Durchschnitt bestehen die Braunkohlenkraftwerke aus 2,1 Blöcken. Vor allem ältere große Anlagen sind modulartig aus mehreren Blöcken mit jeweils vergleichsweise kleiner Blockleistung aufgebaut (z.B. Kraftwerk Frimmersdorf mit 14 Blöcken bei einer durchschnittlichen Blockleistung von 170 MW). Die durchschnittliche Blockleistung aller Braunkohlenkraftwerke im Jahre 2003 betrug 274 MW<sub>el</sub>. Die Leistung der Kraftwerksblöcke lag im Jahre 2000 zwischen 5 und 680 MW (vgl. Tabelle 28). Die zurzeit größte Blockleistung erreicht mit 950 MW der neue Block K des Braunkohlenkraftwerks Niederaußern.

**Tabelle 28: Struktur der Braunkohlekraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2000 nach Anzahl und Brutto-Leistung der Kraftwerksblöcke**

	Anzahl	elektrische Leistung	
		kumuliert	durchschnittlich
		MW	MW
1 - 10	7	38	5
über 10 - 50	12	288	24
über 50 - 150	21	2.365	113
über 150 - 300	8	1.581	198
über 300 - 500	22	8.848	402
über 500 - 1.000	11	8.123	738
über 1.000	0	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>81</b>	<b>21.243</b>	<b>262</b>

Quelle: BMWi/VWEW 2002

Die durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke betrug im Jahre 2000 bezogen auf die Nennleistung immerhin 6.800 h/a, ein überwiegender Teil der Kraftwerke wird für die Grundlaststromerzeugung eingesetzt.

Der Brennstoffbedarf der Kraftwerke hängt außer von der Kraftwerksleistung und der Auslastung der Kraftwerke vor allem vom elektrischen Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung ab. Zur Stromerzeugung wurden im Jahre 2000 etwa 173 Mio. Tonnen Braunkohlenbrennstoffe verfeuert (vgl. Kapitel 3.1.3). Bei einem durchschnittlichen Heizwert für den Brennstoffmix des Jahres 2000 aus Rohbraunkohle, Hartbraunkohle und Braunkohlenbrikettabrieb in Höhe von 8,25 GJ/t (vgl. BMWi/VWEW 2002) entspricht dies einer Brennstoffenergiemenge in Höhe von 1.426 PJ. Aus dieser Brennstoffenergie wurde im Jahre 2000 insgesamt eine Brutto-Strommenge in Höhe von 148,3 TWh erzeugt. Der durchschnittliche Netto-Wirkungsgrad für mit Braunkohle betriebene Kondensationskraftwerke in Deutschland betrug demnach 36 %, mit dem heutigen Stand der Kraftwerkstechnik sind Wirkungsgrade in Höhe von 43 bis 45 % erreichbar (vgl. Rentz et al. 2002).

Braunkohlenkraftwerke werden in der Bundesrepublik Deutschland in größerem Umfang auch zur Fernwärmeversorgung eingesetzt. Dabei dominieren Großkraftwerke, die im Entnahme-Kondensationsbetrieb gefahren werden, die Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken auf Braunkohlenbasis. Diese Anlagen erreichen im Kondensationsbetrieb hohe elektrische Wirkungsgrade (z.B. Kraftwerk Schwarze Pumpe mit einem Netto-Wirkungsgrad in Höhe von 40 % und Kraftwerk Lippendorf mit einem Netto-Wirkungsgrad in Höhe von 42 %, vgl. AGFW 2000).

#### **4.2.2 Bereitstellung von Braunkohle als Brennstoff zur Stromerzeugung**

Braunkohle wird in der Bundesrepublik Deutschland ausschließlich im Tagebau gewonnen. Die in deutschen Kraftwerken verfeuerte Braunkohle stammt fast ausschließlich aus kraftwerksnahen Tagebaubetrieben.

Das größte Braunkohlenrevier ist das rheinische Revier mit einem massebezogenen Anteil an der Jahres-Gesamtförderung der letzten 10 Jahre in der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von 53 %. Die drei größten Reviere, das rheinische Revier, das Lausitzer und das mitteldeutsche Revier, erreichten zusammen einen Förderanteil in Höhe von 98 % (vgl. DEBRIV 2004).



Der Braunkohlentagebau ist durch eine besonders umfangreiche und intensive Flächeninanspruchnahme gekennzeichnet. Durch den Tagebau kommt es zu einer Zerstörung des gewachsenen Bodenprofils sowie zu weiträumigen Grundwasserveränderungen und damit verbunden zu einer Zerstörung der ursprünglichen Ökosysteme. Der Eisensulfidgehalt des Abraums führt in Verbindung mit Luft-Sauerstoff zu einer Versauerung sowohl von Böden als auch von Grund- und Oberflächengewässern. Durch den Abbau entstehen aufgrund der Masseverluste Tagebau-Restlöcher, die nach Auskohlung der Lagerstätten allmählich geflutet werden müssen. Über Kippenflächen können Säurebildner in die Flutungswässer gelangen, so dass die entstehenden Restseen oft biologisch tot und weder für eine fischerei- noch wasserwirtschaftliche Nutzung geeignet sind (vgl. Peine 1998). Vielfach sind die Randböschungen der Restseen durch Rutschungen geotechnisch gefährdet, so dass aus Sicherheitsgründen zum Teil langfristig ein Pumpbetrieb aufrecht erhalten werden muss, um den Wasserstand im Tagebausee unter einem vorgegebenen Niveau zu regulieren (vgl. Slaby/Drebenstedt 2003). Die durch die Versauerung beeinflussten Bodenverhältnisse in den Bergbaufolgelandschaften sind für die meisten mitteleuropäischen Baumarten als feindlich zu betrachten und behindern das Wachstum der Baumwurzeln. Untersuchungen haben ergeben, dass sich die Eigenschaften der Kippenböden auch über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten nur langsam denen der gewachsenen Böden annähern (vgl. Hüttl/Gerwin 2003). Fließgewässer, deren Verlauf durch den Abbau berührt sind, müssen verlegt werden. So wurde im rheinischen Revier das Bett der Erft mehrfach den Tagebauerfordernissen durch Verlegung angepasst (vgl. Dewitz 1984). Durch Sumpfungsmaßnahmen entstehen Grundwasserabsenkungen, die sich auf Gebiete erstrecken, die weit über die eigentlichen Abbauflächen hinausgehen. Im Niederlausitzer Braunkohlenrevier war beispielsweise mit maximal 2.100 km<sup>2</sup> eine an die Größe des Saarlandes heranreichende Fläche von der Grundwasserabsenkung betroffen (vgl. Hüttl/Gerwin 2003). Bergbaubedingte Umsiedlungen zerstören gewachsene Siedlungsstrukturen (vgl. Masuhr et al. 1992 und Friedrich/Krewitt 1997).

Aufgrund des vorherrschenden kontinuierlichen Abbaufahrens, bei dem während des laufenden Abbaubetriebs ständig bereits ausgekohlte Flächen wieder mit Abraum überdeckt und anschließend rekultiviert werden, sind für die quantitative Bestimmung der Flächeninanspruchnahme mehrere Berechnungsmethoden auf der Grundlage unterschiedlicher Definitionen der Inanspruchnahme in räumlicher und zeitlicher Hinsicht möglich. Diese Methoden können durchaus zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen bei der Quantifizierung der in Anspruch genommenen Flächengröße führen.

**Tabelle 29: Berechnung der in Abbau stehenden Fläche für den Braunkohlentagebau in der Bundesrepublik Deutschland 2001**

Braunkohlerevier	Tonnage	Schüttdichte	Volumen- äquivalent	durchschn. Abbaumäch- tigkeit	Flächen- äquivalent
	1.000 t	t/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m	km <sup>2</sup>
Rheinland	94.349	1,3	72.576.154	35	2,074
Lausitz	57.503	1,3	44.233.077	11	4,021
Mitteldeutschland	19.215	1,3	14.780.769	11	1,344
Helmstedt	4.073	1,3	3.133.385	20	0,157
Hessen	165	1,3	127.000	10	0,013
Bayern	59	1,3	45.615	10	0,005
<b>Gesamt</b>	<b>175.365</b>		<b>134.896.000</b>		<b>7,612</b>

Quelle: Gwosdz/Röhling 2003

Nach Gwosdz/Röhling 2003 beträgt die Gesamtfläche, die durch den Braunkohlenbergbau im Jahre 2001 in Anspruch genommen wurde, 7,6 km<sup>2</sup>. Diese rechnerisch ermittelte Flächeninanspruchnahme bezieht sich ausschließlich auf eine anhand der Schüttdichte und der Abbaumächtigkeit errechnete so genannte „Verhiebfläche“ (lotrechte Projektion der Grundfläche des abgebauten Flözes auf die Erdoberfläche, vgl. Weyer 2001). Nicht einbezogen sind Böschungflächen, Kippenflächen und die eigentlichen Betriebsflächen wie Gebäudeflächen für Verwaltung, Lagerung, Werkstätten und Sozialgebäude sowie Montageflächen, Lagerplätze, Verkehrsflächen und Ver- und Entsorgungsflächen (vgl. Weyer 2001). Auch die Zeitdauer der Flächeninanspruchnahme bleibt unberücksichtigt.

Ganz andere Flächengrößen ergeben sich aus der Statistik, die von den Verbänden des Kohlenbergbaus herausgegeben wird. Die „Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.“ veröffentlicht regelmäßig Daten zur „Landinanspruchnahme“ durch den Braunkohlentagebau in der Bundesrepublik Deutschland. In dieser Statistik wird eine so genannte „Betriebsfläche“ ermittelt, die sich jeweils auf die Flächeninanspruchnahme während eines Kalenderjahres bezieht. Um diese Betriebsfläche zu berechnen, wird zunächst die gesamte bergbauliche Flächeninanspruchnahme seit Beginn des Braunkohlebergbaus aufsummiert – und zwar bezogen auf den gesamten Braunkohlenbergbau in der Bundesrepublik Deutschland, bezogen auf ein bestimmtes Revier oder bezogen auf ein bestimmtes Tagebauvorhaben. Dieser Gesamtfläche wird der Teil der bergbaulichen Fläche gegenübergestellt, der jeweils innerhalb des gleichen Gesamtzeitraums wieder nutzbar gemacht worden ist. Aus der Differenz zwischen der insgesamt beanspruchten und der wieder nutzbar gemachten Fläche ergibt sich die im jeweiligen Bezugsjahr aktuelle bergbaulich beanspruchte Fläche für den Abbau, den Abraum und die Kippe (vgl. Tabelle 30). Dieser Logik folgend beträgt die Gesamt-Fläche, die für den Braunkohlentagebau im Jahre 2001 in Anspruch genommen wurde, etwa 609 km<sup>2</sup>, wenn die Daten der Kohlenstatistik zugrunde gelegt werden.

**Tabelle 30: Durch den Braunkohlentagebau beanspruchte und wieder nutzbar gemachte Flächen in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 31.12.2001)**

	Landinanspruchnahme insgesamt (= 100 %)	Betriebsfläche (Abraum, Kohle, Kippe)		Wieder nutzbar gemachte Flächen insgesamt	
	ha	ha	%	ha	%
Rheinland	28.179	9.147	32,5	19.032	67,5
Helmstedt	2.602	1.156	44,4	1.446	55,6
Hessen	3.458	73	2,1	3.385	97,9
Bayern	1.803	5	0,3	1.798	99,7
Lausitz	79.998	33.897	42,4	46.101	57,6
Mitteldeutschland	47.483	16.583	34,9	30.900	65,1
<b>BRD insgesamt</b>	<b>163.523</b>	<b>60.861</b>	<b>37,2</b>	<b>102.662</b>	<b>62,8</b>

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2001

Die „Betriebsfläche“ gemäß Kohlenstatistik ist damit immerhin 80mal so groß, wie die reine „Verhiebfläche“ nach den Berechnungen von Gwosdz/Röhling 2003. Der enorme Unterschied in den dargestellten Ansätzen zur Flächenberechnung resultiert nicht in erster Linie aus einer unterschiedlichen Abgrenzung der Nutzungsarten sondern vor allem auf der Tatsache, dass in der Statistik der Kohlenwirtschaft im Unterschied zum Ansatz von Gwosdz/Röhling 2003 die Zeitdauer der Flächeninanspruchnahme indirekt berücksichtigt wird. In der Berechnung der „Betriebsfläche“ gemäß Kohlen-

statistik sind Mehrfachzählungen enthalten, weil sowohl die Abbaufäche zum Zeitpunkt der vorbereitenden Maßnahmen wie Aufschluß, Rodung und Abraum bis zum Flöz, der Braunkohlegewinnung selbst als auch die selbe Fläche als ausgekohlte Abbaufäche im Zustand nach der Verkipfung gezählt wird, die so lange noch als „Betriebsfläche“ gilt, bis sie wieder für eine Folgenutzung verfügbar gemacht worden ist. Bis zu dem Zeitpunkt der Flächenrückgabe ist das Gelände betriebsfremden Personen nicht zugänglich, die in Anspruch genommenen Flächen sind eingezäunt.

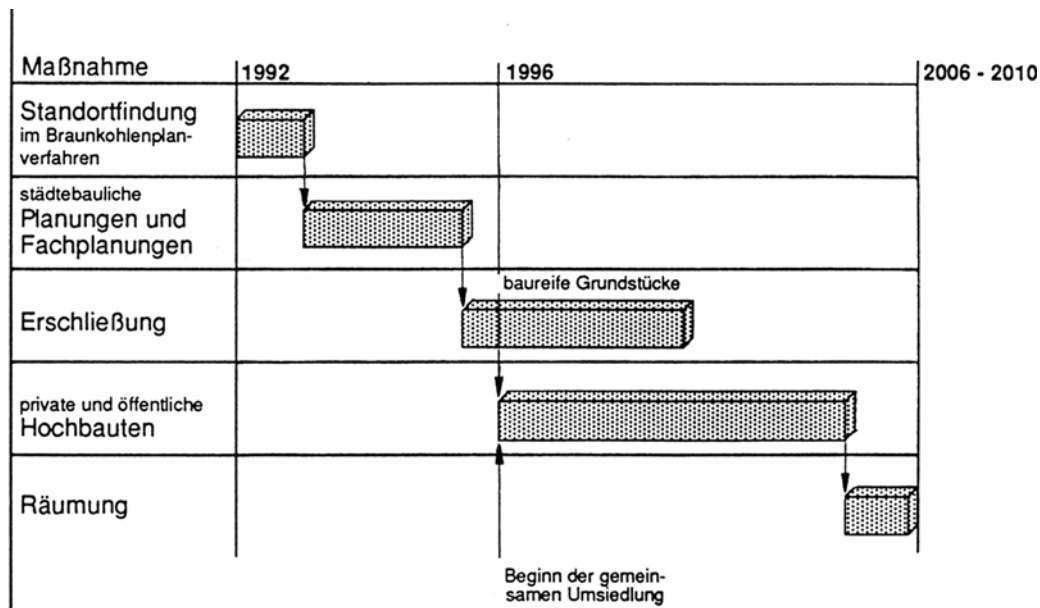
Aus dem Braunkohlenplan zum Tagebauvorhaben Garzweiler II (textliche Darstellung und Erläuterungsbericht) geht hervor, dass im Verlauf des Abbauprozesses im Bereich des Tagebaus Garzweiler II über einen Zeitraum von 40 Jahren „eine offene Grube mit einer Größe zwischen 20 km<sup>2</sup> und 25 km<sup>2</sup> von Ost nach West wandert“ (vgl. Bezirksregierung Köln 1994). Diese Beschreibung illustriert besonders gut die Art und Dynamik der Flächeninanspruchnahme durch den Tagebau, wie sie auch durch die Flächenstatistik zum Ausdruck gebracht werden.

Die durchschnittlich geringe Flözmächtigkeit führt im Lausitzer Revier zu einem Abbaufortschritt in der Größenordnung von 350 bis 700 m bezogen auf die aktive Strossenlänge des jeweiligen Tagebaus (vgl. Abresch et al. 2000). Im Vergleich dazu beträgt der Abbaufortschritt im rheinischen Revier aufgrund insgesamt größerer Flözmächtigkeit nur 250 bis 300 m pro Jahr (vgl. Kleinebeckel 1986). Dadurch ergibt sich für das Lausitzer Revier eine deutlich höhere Beanspruchung an jeweils aktiver Abbaufäche.

Aus den vorstehenden Erläuterungen ergibt sich, dass die Berechnung der Flächeninanspruchnahme auch von der Definition der Begriffe „Landinanspruchnahme“ und „Wieder nutzbar machen“ abhängt. Obwohl die Begriffe „Landinanspruchnahme“ und „wieder nutzbar gemachte Fläche“ in den statistischen Veröffentlichungen der Kohlenwirtschaft nicht definiert werden, ergibt sich aus dem Kontext der Begriffsverwendung, dass mit diesem Begriffspaar die Verfügungsgewalt der Bergbauberechtigten über die für den Tagebau benötigte Fläche räumlich und zeitlich umrissen ist.

In dieser Betrachtung aber nicht berücksichtigt sind offenbar Betriebsflächen für Gebäude, Verkehrsanlagen sowie möglicherweise ebenfalls nicht Flächen für die betrieblichen Ver- und Entsorgungseinrichtungen des Braunkohlenbergbaus. Nicht berücksichtigt wird außerdem die Vorbereitungszeit vor Beginn der Maßnahmen. So werden spätestens mit Inkrafttreten des Braunkohleplans bestehende Flächennutzungen im Bereich des Tagebauvorhabens auf dem Wege der Veränderungssperre festgeschrieben. Des Weiteren ergibt sich durch den vorzeitigen Beginn von Sumpfungmaßnahmen einerseits und die langfristige Vorbereitung ggf. erforderlicher Umsiedlungen ein zeitlicher Vorlauf, der zusätzliche Restriktionen in Bezug auf die Flächenverfügbarkeit mit sich bringt und durch den vorab bereits Flächen außerhalb des Bergbaugeländes in Anspruch genommen werden müssen. So müssen im Falle einer gemeinschaftlichen Umsiedlung von Dörfern bzw. von im Zusammenhang bebauten Ortteilen rechtzeitig neue Wohngebiete erschlossen und bebaut werden, während die Bewohner noch in ihrer bisherigen Siedlung wohnen bleiben (vgl. Abbildung 19). Da jedoch die Intensität der Flächeninanspruchnahme, die sich durch eine Veränderungssperre ergibt, nicht mit der Intensität der Flächeninanspruchnahme während der aktiven Abbauphase vergleichbar ist und der Umfang von Umsiedlungsmaßnahmen jeweils vom konkreten Einzelfall abhängt, müssen diese Aspekte bei einer Quantifizierung unberücksichtigt bleiben.

**Abbildung 19: Zeitplan für die gemeinsame Umsiedlung dreier Dörfer im Bereich des Braunkohlentagebaus Garzweiler II**



Quelle: Rheinbraun 1992

Zusammenfassend kann aus den vorgenannten Daten die spezifische Flächeninanspruchnahme für den Braunkohlentagebau ermittelt werden. Innerhalb des Jahres 2001 sind insgesamt etwa 175 Mio. t Rohbraunkohle gefördert worden. Bei einem durchschnittlichen Heizwert in Höhe von 9,1 GJ/t ergibt sich eine Rohbraunkohle-Jahres-Förderleistung in Höhe von insgesamt 445 TWh/a. In Bezug auf die „Betriebsfläche“ gemäß Kohlenstatistik ergibt sich eine durchschnittliche Jahresenergiespezifische Flächeninanspruchnahme durch die Braunkohlenförderung in Höhe von 1.368 m<sup>2</sup>/GWh<sub>Hu</sub>/a.

**Tabelle 31: Förderleistung und energiespezifische Flächeninanspruchnahme durch den Braunkohlentagebau 2001 nach Revieren**

	Betriebsfläche	Fördermasse	Heizwert Hu	jährlich gewonnene Brennstoffenergiemenge		energiespezifische Flächeninanspruchnahme
	ha	1.000 t	GJ/t	TJ/a	GWh <sub>Hu</sub> /a	m <sup>2</sup> /GWh <sub>Hu</sub> /a
Rheinland	9.147	94.349	9,0	849.138	235.872	388
Helmstedt	1.156	4.073	10,8	43.789	12.164	950
Hessen	73	165	9,1	1.503	417	1.744
Bayern	5	30	9,1	272	76	661
Lausitz	33.897	57.503	8,7	500.273	138.965	2.439
Mitteldeutschland	16.583	19.215	10,8	206.560	57.378	2.890
BRD insgesamt	60.861	175.335	9,1	1.601.535	444.871	1.368

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2001; DEBRIV 2003, UBA 2004

### 4.2.3 Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken

Grundsätzlich werden Braunkohlekraftwerke in Grubennähe gebaut, da der geringe Heizwert der Rohbraunkohle einen wirtschaftlichen Transport über größere Distanzen nicht erlaubt. Die größten Kraftwerke mit der höchsten Gesamt-Leistung sind im rheinischen Braunkohlenrevier installiert. Die großen Braunkohlekraftwerke wurden alle im unmittelbaren Randbereich der Tagebaue errichtet und sind auf die Förderleistung der Bergbaubetriebe angepasst (vgl. Ewers/Renzenbrink 2003).

**Tabelle 32: Brutto-Leistung und Brutto-Stromerzeugung in Braunkohlenkraftwerken aufgeteilt nach Revieren 2003**

Revier	Brutto-Leistung	Stromerzeugung
	MW	TWh
Rheinland	11.494	79,4
Helmstedt	387	3,0
Hessen	38	0,1
Bayern	112	0,6
Lausitz	6.894	51,7
Mitteldeutschland	3.423	24,2
<b>Summe</b>	<b>22.348</b>	<b>159,0</b>

Quelle: DEBRIV 2004

Die grubennahen Kraftwerke decken ihren Kühlwasserbedarf weitgehend aus dem Sumpfungswasser der benachbarten Braunkohlentagebaue, wobei zum Teil eine Zusatzwasserversorgung aus benachbarten Fließgewässern erforderlich ist.

**Tabelle 33: Flächeninanspruchnahme durch Betriebsgrundstücke von Braunkohlenkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000**

	Brutto-Block-Leistung	Flächeninanspruchnahme	
		spezifisch	absolut
	MW	m <sup>2</sup> /MW	km <sup>2</sup>
1 - 10	38	300	0,01
über 10 - 50	288	300	0,09
über 50 - 150	2.365	300	0,71
über 150 - 300	1.581	300	0,47
über 300 - 500	8.848	300	2,65
über 500 - 1.000	8.123	150	1,22
<b>Gesamt</b>	<b>21.243</b>	<b>243</b>	<b>5,2</b>

Quelle: ETH 1996, BMWi/VWEW 2002

Die Flächeninanspruchnahme von Kohlekraftwerken hängt u.a. von der Größe des kraftwerkseigenen Kohlelagers, der Anlagenleistung, der Blockgröße, vom angewandten Kühlprinzip und von der eingesetzten Umwelttechnik ab. Bei Braunkohlenkraftwerken besteht aufgrund unterschiedlicher Brennstoffeigenschaften im Vergleich zum Steinkohlenkraftwerk ein höherer Flächenbedarf für das Kesselhaus, der allerdings meistens dadurch kompensiert wird, dass bei Braunkohlenkraftwerken aufgrund der Grubennähe der Kraftwerksstandorte auf eine Kohlelagerung auf dem Kraftwerksgelände verzichtet werden kann. Differenzierte Flächenkenndaten, die alle Einflußparameter berücksichtigen, liegen nicht vor. Im Durchschnitt nehmen Braunkohlenkraftwerke mit einer Leistungsgröße von 100 MW<sub>el</sub> für das Betriebsgrundstück eine Fläche von 300 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> ein, während ein Braunkohlenkraftwerk mit einer Leistung von 500 MW<sub>el</sub> ein Betriebsgrundstück mit einer Fläche von 150 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> benötigt (vgl. ETH 1996). Anhand dieser Daten lässt sich eine Gesamt-Flächeninanspruchnahme für Braunkohlenkraftwerke in Höhe von 5,2 km<sup>2</sup> bezogen auf den Kraftwerksbestand der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000 errechnen (vgl. Tabelle 33).

#### 4.2.4 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Braunkohleverstromung

Die Stromerzeugung aus Braunkohle gehört ebenso wie die Stromerzeugung aus Kernenergie zu den Großtechnologien des Stromversorgungssystems. Im Unterschied zur Kernenergieverstromung ist nicht nur die Stromerzeugung aus Braunkohle räumlich hoch konzentriert. Auch das Gesamtsystem der Braunkohle-Strombereitstellung aus Rohstoffgewinnung, Brennstoffbereitstellung und Stromerzeugung erreicht ein hohes Maß an räumlicher Integration, was in den Revieren des deutschen Braunkohlenbergbaus seinen sichtbaren Ausdruck findet.

Die Flächeninanspruchnahme der Strombereitstellung aus Braunkohle wird sowohl quantitativ als auch qualitativ durch den Braunkohlentagebau geprägt. Nur knapp 1 % der Gesamtfläche beanspruchen die Kraftwerke. Indirekt üben diese über den Nutzungsgrad der Kohleumwandlung allerdings einen nicht unerheblichen Einfluss auf das Maß der Flächenbeanspruchung aus. Aufgrund des großen Kohle-Massenbedarfs, der zum Teil geringen Mächtigkeiten und grossen Teufen der Flöze sowie aufgrund der langen Zeitdauer ist die Beanspruchung für den Tagebau mit insgesamt 600 km<sup>2</sup> bezogen auf das Jahr 2000 vergleichsweise hoch (vgl. Tabelle 34). Die Einflüsse gehen jedoch in ihrer räumlichen Ausdehnung zum Teil deutlich über die unmittelbaren bergbaulichen Betriebsflächen hinaus. So beträgt allein die durch Sumpfungmaßnahmen indirekt beeinflusste Fläche des Lausitzer Bergbaus etwa 2.100 km<sup>2</sup> und übersteigt somit die direkt in diesem Revier beanspruchte Fläche um den Faktor 6 (s.o.).

Insgesamt übertreffen die Intensität und die nachhaltige Wirkung des Eingriffs durch den Tagebau die der meisten anderen anthropogenen Flächennutzungen. Betroffen sind der Städtebau, die Siedlungsentwicklung sowie Natur, Landschaft, Wasserhaushalt und Böden. Insofern dominiert die Brennstoffbereitstellung auch in qualitativer Hinsicht die potenzielle und tatsächliche Raumwirkung der Stromerzeugung aus Braunkohle.

**Tabelle 34: Flächeninanspruchnahme durch die Braunkohlenverstromung in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	spezifisch		absolut
	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	km <sup>2</sup>
Braunkohleförderung	4,29	29.930	600
Braunkohlestromerzeugung	0,04	257	5
Braunkohlestrombereitstellung	4,32	30.187	605

Quelle: ETH 1996, BMWi/WWEW 2002, DEBRIV 2003

## 4.3 Stromerzeugung aus Steinkohle

### 4.3.1 Überblick über das technische Gesamt-System der Steinkohle-Verstromung

Im Jahre 2000 betrug die Gesamt-Brutto-Leistung aller Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 30,1 GW (einschl. Steinkohlen-Mischfeuerung). In diesen Kraftwerken wurden brutto 143 TWh Strom erzeugt. Zur Stromerzeugung wurde eine Brennstoffenergie in Höhe von 1.270 PJ eingesetzt. Der durchschnittliche Brutto-Nutzungsgrad der Steinkohlenkraftwerke betrug demnach 41 %. Der elektrische Eigenverbrauch lag im Jahre 2000 bei durchschnittlich 7 % (vgl. BMWi/VWEW 2002). Nach dem derzeitigen Stand der Technik sind für Steinkohlen-Kondensationskraftwerke elektrische Brutto-Wirkungsgrade in Höhe von 45 bis 47 % erreichbar (AGFW 2000).

Für die Brennstoffversorgung der Kraftwerke wird je nach Lagebeziehung zwischen Bergwerk und Kraftwerk eine entsprechende Transport- und Umschlags-Infrastruktur benötigt. Anders als bei der Braunkohle erlaubt der vergleichsweise hohe Heizwert der Steinkohle Brennstoff-Transporte auch über große Distanzen, soweit Größenvorteile in Bezug auf die Transportkapazitäten und deren Auslastung genutzt werden können. Zurzeit werden 42 % der Steinkohlemengen, die in deutschen Kraftwerken verfeuert werden, importiert. Der Transport erfolgt zum Teil per Bahn, zum größten Teil aber per Schiff. Die deutschen, belgischen und niederländischen Seehäfen sind wichtige Umschlagplätze für den Kohlenimport.

Die mit der Verstromung verbundene stoffliche Umwandlung bedingt eine vergleichsweise grosse Menge an Reststoffen, die – soweit sie nicht über das Abgas als luftgetragene Schadstoffe in der Atmosphäre verteilt werden - in flüssiger oder fester Form anfallen und entweder zur Verwertung anstehen oder deponiert werden müssen. Derzeit werden in der Bundesrepublik Deutschland 99 % dieser Reststoffe auf dem Kraftwerksgelände zwischengelagert und anschließend zur Verwertung an Dritte weitergegeben (vgl. Rentz et al. 2002), so dass mit Ausnahme der verkehrlichen Belastungen Raumbeanspruchungen außerhalb der Kraftwerksgelände, die durch die Reststoffentsorgung entstehen, vernachlässigt werden können.

Die Kapazitätsstruktur der Kraftwerke mit Steinkohlen- und Steinkohlenmischfeuerung wird beherrscht von Großanlagen. Im Jahre 1998 war fast 90 % der Nettoleistung in Kraftwerken mit mehr als 200 MW Nettoleistung pro Kraftwerk installiert. Zwei Drittel der Kraftwerke erreichte eine Nettoleistung von mehr als 100 MW. Die durchschnittliche Nettoleistung betrug 320 MW (vgl. Tabelle 35).

**Tabelle 35: Struktur der Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung mit Steinkohlen- und Steinkohlenmischfeuerung in der Bundesrepublik Deutschland 1998 nach Anzahl und Netto-Leistung der Kraftwerke**

	Anzahl	elektrische Leistung	
		kumuliert	durchschnittlich
		MW	MW
unter 1	1	1	1
1 - 10	3	14	0
über 10 - 20	4	62	16
über 20 - 50	3	89	0
über 50 - 100	16	1.229	77
über 100 - 200	10	1.528	153
über 200 - 500	28	8.930	319
über 500 - 1.000	13	8.505	654
über 1.000	4	5.890	1.473
<b>Gesamt</b>	<b>82</b>	<b>26.248</b>	<b>320</b>

Im Durchschnitt bestand jedes Steinkohlenkraftwerk der öffentlichen Stromversorgung aus 2,2 Kraftwerksblöcken. In insgesamt 186 Kraftwerksblöcken war im Jahre 2000 eine Brutto-Leistung von 28,9 GW installiert. Die durchschnittliche Blockleistung betrug brutto 155 MW<sub>el</sub> (vgl. Tabelle 36).

**Tabelle 36: Anzahl und Bruttoleistung von Kraftwerksblöcken der öffentlichen Stromversorgung auf Basis von Steinkohlen- und Steinkohlen-Mischfeuerung in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

Leistungsklassen	Anzahl	elektrische Brutto-Leistung	
		kumuliert	durchschnittlich
		MW <sub>el</sub>	MW <sub>el</sub>
1 - 10	16	77	5
über 10 - 50	61	1.697	28
über 50 - 150	57	5.796	102
über 150 - 300	20	4.423	221
über 300 - 500	17	6.484	381
über 500 - 1.000	15	10.391	693
<b>Gesamt</b>	<b>186</b>	<b>28.869</b>	<b>155</b>

Quelle: BMWi/VWEW 2002

### 4.3.2 Steinkohleförderung und –aufbereitung

In der Bundesrepublik gab es im Jahre 2000 noch insgesamt 12 aktive Steinkohlen-Bergwerke. Der Schwerpunkt der deutschen Steinkohleförderung lag im Ruhrgebiet. Dort waren 9 Bergwerke mit einer durchschnittlichen Förderkapazität in Höhe von 2,9 Mio. Jahrestonnen verwertbarer Förderung aktiv.

Die deutschen Steinkohlenbergwerke arbeiten aufgrund der vorherrschenden geologischen Bedingungen ausschließlich im Tiefbau. Die durchschnittliche Teufe beträgt 956 m bei einer Flözmächtigkeit von durchschnittlich 2 m. Der Bergeanteil an der Rohförderung beträgt durchschnittlich etwa 50 %. Sämtliche geförderte Rohkohle muss vor dem Verkauf bzw. dem Eigenverbrauch der Zechen aufbereitet werden (vgl. Weyer 2001).



**Tabelle 37: Steinkohlenbergwerke Bergwerke und Steinkohlen-Förderung in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Jahres- Förderung	Anzahl aktiver Bergwerke	durchschnitt- liche Kapazität
	1.000 t v.F./a		1.000 t v.F./a
Ruhrrevier	25.889	9	2.877
Saarrevier	5.737	2	2.868
Ibbenbürener Revier	1.684	1	1.684
Aachener Revier	0	0	-
Summe	33.309	12	2.776

Quelle: Meller et al. 2001

Aufgrund der hohen Kosten ist die deutsche Steinkohle ohne staatliche Subventionen nicht konkurrenzfähig. Bedingt durch den allmählichen Rückzug des Staates aus der Subventionierung des deutschen Steinkohlenbergbaus nimmt der Importanteil zu. Im Jahre 2000 bestanden nur noch etwa 58 % des deutschen Steinkohlenaufkommens aus heimischer Produktion. Die Haupt-Importländer für Kesselkohlen waren im Jahre 2000 mit Anteilen in Höhe von fast 30 % Polen, Südafrika (20 %) und Kolumbien (12 %, vgl. Tabelle 38).

Ein Anteil von etwa 72 % am Steinkohleabsatz in der Bundesrepublik Deutschland wird für den Kraftwerkseinsatz benötigt (vgl. VDKI 2002).

**Tabelle 38: Importe von Kraftwerkskohlen in die Bundesrepublik Deutschland und Importländer 2000**

	1.000 t	%
Polen	6.742	29,5
Südafrika	4.572	20,0
Lateinamerika	3.060	13,4
Tschechien/Slowakai	1.061	4,6
GUS	779	3,4
westeuropäische Länder	1.209	5,3
USA	424	1,9
Australien	302	1,3
Indonesien/VR China	178	0,8
Sonstige	4.549	19,9
Gesamt-Importe	22.876	100,0

Quelle: VdKI 2002

Der Steinkohlenbergbau ist mit zum Teil erheblichen und langfristig wirksamen Eingriffen in den Naturhaushalt sowie in die Landschafts- und Siedlungsstruktur verbunden. Beeinträchtigt werden

- Gewässersysteme durch Entnahme von Grundwasser und Einleitung von Grubenabwässern in Oberflächengewässer, durch Veränderung oder Verlegung der Fließrichtung von Bach- und Flussläufen sowie durch die Schiffbarmachung von Flüssen für den Kohletransport,
- Siedlungsgebiete durch Bodensenkungen sowie durch obertägige Flächeninanspruchnahme für die Kohleförderung und -aufbereitung, für Halden oder für den Auf- und Ausbau von Kohlelager, Umschlags- und Transporteinrichtungen wie z.B. Kanälen für den Schiffstransport im Ruhrgebiet,
- die Landwirtschaft durch Muldenbildung und Vernässung aufgrund von Bodensenkung,

- die Trinkwassergewinnung durch Beeinflussung der Grundwasserströme bzw. durch Störung der Tektonik und damit Beeinträchtigungen der Wasserqualität von Grundwasserwerken sowie Verringerung der Trinkwasservorräte durch Störungen der Zuflüsse zu Trinkwassertalsperren,
- der Hochwasserschutz durch die Gefährdung der Deichsicherheit in Folge von Bodensenkung,
- die Siedlungs-Entwässerung durch Beeinträchtigungen für den Auf- und Ausbau von Kanalsystemen durch Erdbewegungen (vgl. MURL 1985).

Die in Tabelle 39 zusammengestellten Daten zur Flächeninanspruchnahme zeigen, dass die innerhalb der Bundesrepublik Deutschland in Anspruch genommenen Bergbauflächen nur einen Flächenanteil von 9 % erreichen, während der Anteil der inländischen Produktion am gesamten Steinkohlenbedarf der deutschen Kraftwerke mehr als 58 % beträgt. Dies liegt einerseits an der unterdurchschnittlichen spezifischen Flächeninanspruchnahme deutscher Bergwerke im internationalen Vergleich sowie andererseits daran, dass untertägig in Anspruch genommene Flächen nicht in dieser Aufstellung enthalten sind und in Deutschland kein Tagebau auf Steinkohlelagerstätten betrieben wird. Die deutschen Bergwerke hatten zudem mit rund 3 Mio. Jahrestonnen verwertbarer Förderung (bezogen auf 1998) im internationalen Vergleich eine hohe betriebsspezifische Kapazität, wodurch pro Betrieb eine geringe spezifische Flächeninanspruchnahme erreicht werden konnte (vgl. Weyer 2001).

Die hier vorgenommene Flächenbilanzierung orientiert sich weitgehend an den Ergebnissen einer Studie zur Flächeninanspruchnahme durch den internationalen Steinkohlenbergbau, die im Auftrag der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im Jahre 2001 an der RWTH Aachen erstellt worden ist (vgl. Weyer 2001). Im Rahmen dieser Studie werden die durch den Bergbau in Anspruch genommenen Flächen nach Betriebsflächen, Verkippungsflächen und Abbauflächen differenziert. Betriebsflächen beinhalten in Anlehnung an die Systematik gemäß Weyer 2001 bebaute und unbebaute Flächen, die für allgemeine Zwecke im Rahmen des Bergbaubetriebes benötigt werden (z.B. für Ver- und Entsorgungseinrichtungen, Verkehrsflächen, Verwaltung, Sozialeinrichtungen, Lagerung, Transport etc.) sowie Flächen für Aufbereitungsanlagen. Verkippungsflächen dienen der Ablagerung nicht verwendbarer Bestandteile bergbaulich gewonnener Materialien (also z.B. Abraum- oder Bergehalden). Abbauflächen sind die Flächen, auf denen die bergbaulich zu gewinnende Kohle lagert zuzüglich der Fläche, die im Tagebau für Böschungen benötigt wird, um zur Kohle gelangen und gleichzeitig die Einsturzsicherheit der Grube gewährleisten zu können.

Durch Addition aller Teilflächen der genannten Flächenkategorien ergibt sich die direkte Flächeninanspruchnahme durch den Steinkohlenbergbau. Weyer berechnet in seiner Studie zusätzlich auch die untertägigen Abbauflächen von Tiefbaubetrieben und addiert diese mit den Betriebs- und Verkippungsflächen zu einer Gesamt-Kenngröße für die Flächeninanspruchnahme durch den Steinkohlen-Tiefbau. Fraglich ist allerdings, ob es sinnvoll ist, die Abbauflächen beim Tiefbau in gleicher Weise zu berücksichtigen wie beim Tagebau. Anders als im Tagebau ist bei Tiefbaubetrieben an der Erdoberfläche die Inanspruchnahme von Abbauflächen nur indirekt über Bodensenkungen bzw. deren Auswirkungen spürbar. Da diese jedoch nicht zwangsläufig dazu führen, dass bergbaufremde Flächen-

nutzungen beeinträchtigt bzw. verhindert werden, führt eine gemeinsame Bilanzierung der untertägigen Abbaufäche mit Betriebs- oder Verkipplungsflächen zu Verzerrungen. In Tabelle 39 sind vor dem Hintergrund dieser Überlegungen für den Tiefbau ausschließlich Betriebsflächen und Verkipplungsflächen bilanziert.

Analog zur Vorgehensweise beim Braunkohletagebau wurde hier in Anlehnung an ETH 1996 und abweichend von der Vorgehensweise bei Weyer 2001 außerdem die Zeitdauer der Flächeninanspruchnahme in die Bilanzierung einbezogen. Dazu wurde unterstellt, dass beim Tagebau der Abbau aufgrund der Notwendigkeit, das Deckgebirge abzutragen, bzw. Abraum auf abgeteufte Flächen zu verkippen, etappenweise voranschreitet und die Abbau- und Verkipplungsflächen jeweils mehrfach in unterschiedlicher Funktion belegt sind und daher durchschnittlich etwa zehn Jahre lang bergbaulich beansprucht werden, bevor die Renaturierungsphase beginnt, die ihrerseits weitere fünf Jahre dauert (vgl. ETH 1996). Dagegen werden die Betriebsflächen nahezu kontinuierlich in gleicher Größenordnung benötigt.

**Tabelle 39: Direkte Flächeninanspruchnahme durch Bergbau bezogen auf den Bedarf der Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Jahresförder- Kapazität	Flächeninanspruchnahme	
		ha	m <sup>2</sup> /t.v.F./a
	1.000 t.v.F./a		
Deckungsbeitrag durch Bergbau im Inland	25.343	397	0,16
Deckungsbeitrag durch Importe	17.985	3.627	2,02
- Importanteil Tagebau	6.665	2.259	3,4
- Importanteil Tiefbau	11.320	1.367	1,21
Kraftwerksbedarf gesamt	43.328	4.024	0,93

Quelle: Weyer 2001, ETH 1996, VdKI 2002

Für Polderflächen aufgrund von Bergsenkungen werden zusätzlich zu den oben genannten Flächengrößen 0,1 m<sup>2</sup>/t Rohkohle bzw. 0,22 m<sup>2</sup>/t.v.F. angenommen (vgl. ETH 1996). Bezogen auf die Jahresförderung des Ruhrreviers im Jahre 2000 entspricht dies einer jährlich neu entstehenden Polderfläche in der Größenordnung von 5 km<sup>2</sup>.

### 4.3.3 Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken

Um die Steinkohlenkraftwerke mit Brennstoffen zu versorgen, muss eine Transport- und Hafen-Infrastruktur vorgehalten werden, die insbesondere für den Umschlag und die Zwischenlagerung Flächen in Anspruch nimmt, die weder den Kraftwerken, dem Bergbau noch der allgemeinen Verkehrsinfrastruktur zugeordnet werden können. Dies gilt insbesondere für den Überseetransport, wo die Kohle sowohl im Hafen des Herkunftslandes als auch im Hafen des Importlandes umgeschlagen werden muss. In ETH 1996 wird für den Hafenbetrieb bezogen auf den Import aus Übersee eine Flächeninanspruchnahme in Höhe von 2 m<sup>2</sup>/a angegeben. Für die Bereitstellung der Steinkohle über Bahn, LKW und Binnenschiff wird eine Flächeninanspruchnahme für den Umschlag der Kohle in Höhe von 1 m<sup>2</sup>/a in Ansatz gebracht (vgl. ETH 1996). Obwohl die Herkunft und die Ableitung dieser Flächenkennwerte nicht dokumentiert sind, sollen sie hier mangels anderer Informations- und Datengrundlagen verwendet werden.

Der Anteil der Kraftwerks-Steinkohlen, die aus Übersee in die Bundesrepublik Deutschland importiert werden, lag im Jahre 2000 bei etwa 47 % (vgl. VdKI 2002). Für Kraftwerke, deren Standorte in unmittelbarem Umkreis von deutschen Steinkohlenbergwerken liegen, kann vorausgesetzt werden, dass sie ohne weitere infrastrukturelle Aufwendungen direkt ab Bergwerk versorgt werden. Der Anteil dieser Kraftwerke am Steinkohlenbedarf wird hier in Anlehnung an VdEW 1996 auf etwa ein Drittel geschätzt. Die übrige Steinkohlenversorgung wird mit dem Flächen-Kennwert aus dem Ecoinvent-Projekt für den Binnenland-Infrastrukturaufwand berechnet (s.o., vgl. ETH 1996). Aus den genannten Daten lässt sich bezogen auf die Steinkohlenversorgung der deutschen Kraftwerke im Jahre 2000 eine Flächeninanspruchnahme für den Hafenbetrieb und die Kohle-Zwischenlagerung in Höhe von insgesamt 39 km<sup>2</sup> errechnen (vgl. Tabelle 40).

**Tabelle 40: Flächeninanspruchnahme für den Steinkohlenumschlag in Häfen und Bahnanlagen bezogen auf den Steinkohlenbedarf der deutschen Kraftwerke 2000**

	1.000 t.v.F./a	km <sup>2</sup>
Importe aus Übersee	8.377	17
Bereitstellung über Binnenland-Transporte	34.951	22
Summe	43.328	39

Quelle: ETH 1996, VdKI 2002, BMWi/VWEW 2002

Die Standortwahl der Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland orientiert sich an der kostengünstigen Brennstoffversorgung, an den Möglichkeiten für eine effiziente Kraftwerkskühlung und bis zur Liberalisierung der europäischen Strommärkte zusätzlich auch an den Kosten für den Stromtransport, die durch eine möglichst große Nähe der Kraftwerksstandorte zu Verbrauchsschwerpunkten minimiert werden können. Eine kostengünstige Brennstoffversorgung lässt sich durch Standorte in der Nähe von Bergwerken, an Wasserstrassen oder an Seehäfen realisieren. Standorte an Fließgewässern bieten außerdem auch die Möglichkeit der Kühlwasserversorgung und werden daher vor allem dann bevorzugt, wenn sie zusätzlich auch noch in der Nähe zu Verbrauchsschwerpunkten liegen.

Für die Standortwahl ist desweiteren eine gute Strassen- und Schienenverkehrserschließung besonders wichtig. Diese wird nicht nur für die Brennstoffversorgung sondern auch für die Versorgung des Kraftwerks mit sonstigen Basismaterialien wie z.B. Kalkstein und Ammoniak oder mit Hilfsbrennstoffen sowie für die Entsorgung von Reststoffen benötigt. Pro Tonne Steinkohle, die in deutschen Steinkohlenkraftwerken verfeuert wird, fielen im Jahre 1999 immerhin durchschnittlich 0,18 t Reststoffe an (vgl. Rentz et al. 2002). Für das 500-MW-Steinkohlen-Kraftwerk Rostock werden im Jahresdurchschnitt immerhin 33 LKW und 1 bis 2 Eisenbahnwaggons pro Tag für den An- und Abtransport von Materialien am Kraftwerksstandort benötigt. Dieses Transportaufkommen umfasst nicht den Steinkohlenbrennstoff, der für das Kraftwerk Rostock zusätzlich auf dem Seewege angeliefert wird (vgl. Tabelle 41).

Für die Bestimmung der Grundstücksflächeninanspruchnahme von Steinkohlenkraftwerken konnte auf Daten aus dem Ecoinvent-Projekt und aus dem IKARUS-Datenbestand zurückgegriffen werden (vgl. ETH 1996 und Wehowsky et al. 1994). Da die Flächeninanspruchnahme wesentlich durch die Blockleistung beeinflusst wird, wurden den Block-Größenklassen anhand der genannten Literaturdaten leistungsspezifische Flächenkennwerte zugeordnet und mit den statistischen Daten zur Leistungs-klassenstruktur der Steinkohlenkraftwerke (vgl. BMWi/VWEW 2002) zugeordnet. Auf diese Weise

lässt sich eine Gesamt-Flächeninanspruchnahme der Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2000 in Höhe von 7,2 km<sup>2</sup> errechnen (vgl. Tabelle 42).

**Tabelle 41: Transportaufkommen für die Ver- und Entsorgung des Kraftwerks Rostock (509 MW<sub>el</sub> Netto)**

Massenströme	Transporteinheit pro Tag (240 Transporttage/a)	Transporteinheit pro Jahr	
		LKW (20 t)	Waggons (40 t)
Filterasche	14	3.375	
Kalksteinmehl	6	1.400	
Gips	10	2.300	
Grobasche	2	433	
Ammoniak	-		47
Kalk	-	150	
REA-Schlamm	1	204	
Heizöl EL	-		250
Summe	33	7.862	297

Quelle: Lahmeyer 1991

**Tabelle 42: Flächeninanspruchnahme durch Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Brutto-Block-Leistung	Flächeninanspruchnahme	
		spezifisch	absolut
	MW	m <sup>2</sup> /MW	km <sup>2</sup>
1 - 10	77	560	0,04
über 10 - 50	1.697	480	0,81
über 50 - 150	5.796	400	2,32
über 150 - 300	4.423	220	0,97
über 300 - 500	6.484	200	1,30
über 500 - 1.000	10.391	165	1,71
Gesamt	28.869	248	7,16

Quelle: ETH 1996, BMWi/VWEW 2002

#### 4.3.4 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Steinkohleverstromung

Die Flächeninanspruchnahme für die Steinkohlenverstromung wird dominiert durch den Bergbau. Auch die Infrastruktur für den Steinkohlenumschlag in Häfen und Terminals hat einen erheblichen Einfluss auf die Flächeninanspruchnahme. Deutlich mehr als die Hälfte der beanspruchten Flächen liegen im Ausland (vgl. Tabelle 43).

Alle in die Flächenbilanz aufgenommenen Teilflächen gehören zu Betriebsgrundstücken, die für Dritte nicht zugänglich sind. Zusätzlich entstehen über Tiefbaubetrieben Polderflächen, die bezogen auf den Jahresbrennstoffverbrauch der deutschen Steinkohlenkraftwerke des Jahres 2000 eine Größe von etwa 8 km<sup>2</sup> pro Jahr erreichen, wovon ein Anteil in Höhe von 5,6 km<sup>2</sup> innerhalb der Bundesrepublik Deutschland liegt. Da die bergbaubedingte Bodensenkung nicht rückgängig gemacht werden kann und die Polderflächen auch nach Stilllegung des jeweiligen Bergwerks dauerhaft entwässert werden müssen, wächst die beeinträchtigte Fläche bei Fortführung der Stromerzeugung auf Steinkohlebasis

stetig. Dadurch ist es nicht möglich, die Inanspruchnahme von Polderflächen mit den übrigen Flächen, die für die Steinkohlenverstromung beansprucht werden, zu verrechnen.

**Tabelle 43: Gesamt-Flächeninanspruchnahme durch die Steinkohlenverstromung bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Flächeninanspruchnahme insgesamt		davon im Ausland	
	spezifisch		absolut	
	$\text{m}^2/\text{MWh}_{\text{el}}/\text{a}$	$\text{m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$	$\text{km}^2$	$\text{km}^2$
Bergbau	0,30	1.336	40	36
Steinkohlen-Umschlag	0,29	1.295	39	18
Stromerzeugung	0,05	238	7	0
Summe	0,65	2.869	86	54

Quelle: ETH 1996, BMWi/VWEW 2002, VdKI 2002, Weyer 2001

Auch hinsichtlich sonstiger Raum- und Umweltwirkungen dominiert innerhalb der Prozesskette der Steinkohlenverstromung der Bergbau insbesondere auf Gewässersysteme, Landschaftsbild und Siedlungsstrukturen. Auch der erhebliche Transportinfrastrukturaufwand und die meist großen Kraftwerkseinheiten nehmen in erheblichem Umfang Einfluss auf die umgebende Landschaft und die lokale Umwelt. Zu nennen sind hier insbesondere Barrierewirkungen durch bandförmige Transport-Infrastruktur sowie Landschaftsbildbeeinträchtigungen durch weithin sichtbare Kesselhäuser und Kühltürme.

## 4.4 Stromerzeugung aus Erdgas

Im Unterschied zu Kernkraftwerken und zum größten Teil auch zu Kohlekraftwerken sind Stromerzeuger auf Erdgas-Basis auch für Regenerativ-Energie-Szenarien von großer Bedeutung und tragen in den Szenarien zum Teil über den gesamten Betrachtungszeitraum zunehmend zur Stromversorgung bei. Bei Erdgas-Kraftwerken kann daher der Schwerpunkt der Analyse nicht allein auf der Bestandsaufnahme liegen. Es muss verstärkt auch der zukünftige Einsatz von Erdgas-Technologien zur Stromerzeugung, wie er in den Szenarien beschrieben wird, berücksichtigt werden. Daher werden in den folgenden Kapiteln auch neuere technische Entwicklungen wie z.B. die Brennstoffzelle - aber auch erwartete Effizienzsteigerungen bei der Erdgas-Stromerzeugung - in die Analyse mit einbezogen.

### 4.4.1 Überblick über das technische Gesamt-System der Erdgasverstromung

In Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe kann Erdgas zur Stromerzeugung in sehr unterschiedlichen Typen von Kraftwerken mit sehr unterschiedlichen Leistungsgrößen eingesetzt werden. Folgende grundsätzliche Möglichkeiten der Stromerzeugung können unterschieden werden:

- Großkraftwerk im Kondensations-Betrieb,
- Heizkraftwerke mit Anschluss an die Fernwärmeversorgung,
- industrielle Heizkraftwerke für die gekoppelte Strom- und Prozesswärme- bzw. Dampfversorgung,
- BHKW für die Industrie, Gewerbe und Siedlungswärmeversorgung.

Differenziert nach Umwandlungstechnologien können Erdgas-Stromerzeuger als reine Dampfturbinenkraftwerke, als Gasturbinenkraftwerke, als Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) oder als Motorheizkraftwerke (BHKW oder MHKW) bzw. als Brennstoffzellen (BZ-BHKW) gebaut werden.

Zurzeit werden Erdgaskraftwerke hauptsächlich zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt oder beim Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung in Orientierung an der Wärmegrundlast gefahren. Für zukünftige Energiesysteme wird auch eine Einsatzmöglichkeit von großen GuD-Kraftwerken als Mittel- oder Grundlast-Kraftwerke im Kondensationsbetrieb gesehen (vgl. z.B. Nitsch et al. 2004).

Die überaus große Vielfalt der Technologien und Einsatzmöglichkeiten der Erdgasverstromung erschwert eine generalisierende Betrachtung. Leider erlaubt die Datenlage gerade bei Erdgaskraftwerken, bei denen im Vergleich mit den übrigen fossilen Stromerzeugern vermehrt Anlagen mit kleinen Kapazitäten eingesetzt werden, keine differenzierte Strukturierung des Anlagenbestands nach Kraftwerkstypen und Leistungsgrößen, da die Statistik der Elektrizitätswirtschaft BHKW und generell Anlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW ausklammert (vgl. BMWi/VWEW 2002 sowie VdEW 1996 und 1998).

Selbst über den Gesamt-Umfang des Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung bzw. der Stromerzeugung auf Erdgasbasis herrscht Unsicherheit. Die wenigen diesbezüglichen aktuellen Daten, die von der Elektrizitätswirtschaft veröffentlicht wurden, lassen auf einen durchschnittlichen Brutto-Nutzungsgrad

aller Erdgas-Stromerzeuger, die in der Bundesrepublik im Jahre 2000 betrieben wurden, in Höhe von 49,5 % schließen (vgl. BMWi/VWEW 2002 und Kapitel 3). Dieser Wert erscheint angesichts der Durchmischung von Alt- und Neuanlagen im Kraftwerksbestand und den verhältnismäßig wenigen hoch effizienten GuD-Anlagen, die bisher gebaut worden sind, außerordentlich hoch. In Ermangelung anderer Daten werden die in der Statistik angegebenen Erdgasmengen zur Stromerzeugung für diese Arbeit dennoch zugrunde gelegt.

Um den aktuellen technischen Stand der Erdgasverstromung und die erwartete technologische Entwicklung wenigstens grob darzustellen, sollen hier beispielhaft die elektrischen Wirkungsgrade und Leistungsgrößen einiger weniger typischer Anlagen zur Erdgasverstromung wiedergegeben werden (vgl. Tabelle 44). Die Daten zeigen, dass zukünftig vor allem Brennstoffzellen für Kraft-Wärme-Kopplung im kleinen Leistungsbereich und große GuD-Kraftwerke im Kondensationsbetrieb die größte Umwandlungs-Effizienz versprechen. Es kann angenommen werden, dass bis zum Jahr 2050 bei einem Mix aus erdgasbetriebenen Brennstoffzellen, mittleren GuD-Heizkraftwerken und großen GuD-Kondensationskraftwerken ein durchschnittlicher Nutzungsgrad bei der Erdgasverstromung von 60 % erreicht werden könnte. Im Szenario RRO1 des IER wird für das Jahr 2050 sogar ein durchschnittlicher Nutzungsgrad für die Erdgasverstromung in Höhe von 62 % zugrunde gelegt (vgl. IER 2002). Mit diesen Annahmen lässt sich ein Erdgasbedarf zur Stromerzeugung aus den Regenerativ-Energie-Szenarien in Höhe von 26 Mrd. m<sup>3</sup> (UBA-NH-Szenario), 31 Mrd m<sup>3</sup> (IER-RRO 1-Szenario) und bis zu 34 Mrd m<sup>3</sup> (WI-RRO-Szenario) errechnen. Damit steigt der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung bis 2050 gegenüber dem heutigen Wert um den Faktor 2,3 bis 3 an.

**Tabelle 44: Referenz-Kraftwerke für die heutige und zukünftige Erdgasverstromung**

	2000		2030	
	Kapazität	el.Wirkungsgrad	Kapazität	el.Wirkungsgrad
	MW <sub>el</sub>	%	MW <sub>el</sub>	%
GuD-Kondensations-Kraftwerk	650	57,5	800	62,5
GuD-Gegendruck-KWK	200	45	200	46,5
Motor-BHKW	1	38	1	42
SOFC-BHKW	-	-	2	56

Quelle: Enquete 2002, UBA 2004

Im Unterschied zu den Stromerzeugern, die entweder ohne Brennstoffe arbeiten oder mit festen Brennstoffen bzw. mit Kernbrennelementen betrieben werden, sind Erdgaskraftwerke zur Brennstoffversorgung auf den Anschluss an ein Leitungssystem angewiesen. Da Erdgaskraftwerke Transportsysteme in Anspruch nehmen, die ausschließlich der Energieversorgung dienen, ist die Transportinfrastruktur bei der Erdgasverstromung unmittelbarer Bestandteil des Versorgungssystems.

Für die Bereitstellung von Erdgas werden die Prozesse Erdgasförderung, Erdgasaufbereitung (bei Sauergasen), Erdgasspeicherung sowie Ferntransport und -verteilung unterschieden (vgl. ETH 1996). Je nach Erdgasbedarfs-Charakteristik unterscheidet sich auch der infrastrukturelle Aufwand für die Erdgasbereitstellung (Anschluss an das Ferntransportsystem oder an das Ortsgasnetz).

Da eine differenziertes Mengengerüst für die Kraftwerks-Struktur weder für den Anlagenbestand noch für die Szenarien verfügbar ist und auch im Rahmen dieser Arbeit, um den Aufwand in einem vertret-



baren Rahmen zu halten, nicht erstellt werden kann, wird auch bei der Ermittlung der Flächeninanspruchnahme für die Bereitstellung des Erdgases zur Stromerzeugung nicht nach Anlagentypen differenziert, obwohl - wie oben bereits angedeutet – der Bereitstellungsaufwand für Großkraftwerke erheblich geringer ist als für dezentrale Kleinanlagen, die aus dem Ortsgasnetz versorgt werden müssen. Dies erscheint auch deshalb geboten, weil statistische Daten zur Art und zum Umfang der technischen Infrastruktur der Ortsgasversorgung kaum und – soweit dies überhaupt der Fall ist - sehr wenig differenziert zur Verfügung stehen. Zudem ist die technische Infrastruktur der Ortsgasversorgung als kaum raumbedeutsam einzustufen, wenn von einigen wenigen exponierten Anlagen wie Ortsgasspeicher, die aber ihrerseits nur zu einem sehr geringen Anteil zur Versorgung von Kraftwerken beitragen dürften, abgesehen wird.

#### 4.4.2 Erdgasgewinnung

Zurzeit beträgt der Anteil der heimischen Erdgasförderung am Erdgasaufkommen in der Bundesrepublik etwa 22 %. Die Hauptimportländer sind die GUS-Staaten gefolgt von Norwegen und den Niederlanden (vgl. Tabelle 45).

**Tabelle 45: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Mrd m <sup>3</sup>	%
Inländische Förderung	21,6	22,0
Import aus den Niederlanden	17,7	18,0
Import aus Norwegen	19,6	19,9
Import aus GUS-Staaten	34,0	34,6
Import aus Großbritannien	3,0	3,0
Import aus Dänemark	2,5	2,5
Summe Aufkommen	98,4	100,0
Ausfuhr	3,5	
Gesamt Erdgasverbrauch	94,9	

Quelle: BGR 2001

Im Durchschnitt liegt die Förderkapazität der deutschen Erdgasfelder bei 150 Mio. m<sup>3</sup>/a. Die fünf größten deutschen Erdgasfelder erreichten im Jahre 2002 eine Jahresförderung von mehr als 1 Mrd. m<sup>3</sup>. Ein Erdgasfeld besteht aus mehreren Produktionsstellen (Sonden). In der Bundesrepublik Deutschland werden Felder mit bis zu etwa 90 Fördersonden betrieben (vgl. NLfB 2002).

Im internationalen Vergleich sind die deutschen Erdgasfelder eher klein. Das Erdgasfeld mit der zurzeit größten Förderkapazität weltweit liegt in West-Sibirien und erreicht eine jährliche Förderleistung von beinahe 200 Mrd m<sup>3</sup> (vgl. BGR 2003). Bei großen Onshore-Projekten werden bis zu einigen hundert Förderstellen zu einem Produktionsfeld zusammengefasst (vgl. ETH 1996).

Der räumliche Schwerpunkt des deutschen Erdgas-Bergbaus liegt in Norddeutschland zwischen den Flüssen Elbe und Weser und zwischen Weser und Ems. Dort werden die zurzeit höchsten Förderleistungen erzielt und befinden sich die Lagerstätten mit den größten Reserven. Einige kleinere Vorkommen gibt es in Nordrhein-Westfalen, in Thüringen und im bayerischen Alpenvorland.

**Tabelle 46: Erdgas-Förderung und Erdgas-Reserven in der Bundesrepublik Deutschland 2001**

	Förderung		Reserven am 1.1.2002			
	2000	2001	sicher	wahrscheinlich	gesamt	Anteil
Gebiet	1000 m <sup>3</sup> (Vn)	1000 m <sup>3</sup> (Vn)	G.m <sup>3</sup>	G.m <sup>3</sup>	G.m <sup>3</sup>	%
<b>Nordsee</b>	306.956	1.221.461	6,9	3,4	10,3	3,0
<b>Zwischen Elbe und Weser</b>	10.045.132	9.554.692	113,8	45,1	158,9	46,3
<b>Zwischen Weser und Ems</b>	10.792.696	10.287.422	131,5	38,8	170,3	49,7
<b>Westlich der Ems</b>	345.240	364.004	1,4	1,0	2,3	0,7
<b>Thüringer Becken</b>	53.070	51.899	0,2	0,0	0,2	0,1
<b>Niederrhein-Münsterland</b>	33.347	54.971	0,4	0,1	0,5	0,1
<b>Alpenvorland</b>	-	10.934	0,3	-	0,3	0,1
<b>Summe</b>	<b>21.576.441</b>	<b>21.545.384</b>	<b>254,5</b>	<b>88,4</b>	<b>342,9</b>	<b>100,0</b>

Quelle: NLfB 2002

Der Höhepunkt der Erdgasförderung scheint für die Bundesrepublik Deutschland mittlerweile bereits überschritten zu sein. Im Jahre 2001 wurden in Deutschland insgesamt 21,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas gefördert. Die deutschen Erdgasvorräte betragen im Jahre 2002 noch 342,9 Mrd. m<sup>3</sup>, so dass sich auf dieser Basis eine statische Reichweite von 16 Jahren errechnen lässt (vgl. NLfB 2002 und Tabelle 46). Die Entdeckung der letzten größeren Gasfelder in Deutschland liegt bereits zehn Jahre zurück, große Neufunde werden nicht mehr erwartet (vgl. NLfB 2003). Es wird prognostiziert, dass das gegenwärtige Niveau der Erdgasförderung in der Bundesrepublik Deutschland noch bis über 2010 hinaus gehalten werden kann und ab dann die Förderung zurückgeht. Für Erdgas wird demzufolge die Importabhängigkeit voraussichtlich von 79 % im Jahr 1999 über ca. 82 % im Jahr 2010 auf ca. 93 % im Jahr 2020 zunehmen (vgl. BGR 2003).

In den Szenarien, die das Wuppertal-Institut und das IER für die Enquete-Kommission „nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages erstellt haben, wird angenommen, dass im Jahre 2050 in der Bundesrepublik Deutschland nur noch etwa 100 PJ gewonnen werden (vgl. IER 2002 und WI 2002). Dies entspricht einer natürlichen Menge in Höhe von etwa 2,9 Mrd. m<sup>3</sup>. Bezogen auf den Erdgasbedarf des Jahres 2050 wird die Erdgas-Importquote in den Regenerativ-Energie-Szenarien demnach auf 96 bis 97 % ansteigen (vgl. IER 2002 und WI 2002). Da Erdgas aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte in gasförmigem Zustand nur über maximale Entfernungen von wenigen Tausend km transportiert werden kann, kommt für die europäische Versorgung über Erdgaspipelines nur ein entsprechend begrenzter Importradius in Frage. Zukünftig könnte daher der Import von Flüssigerdgas (LNG) an Bedeutung gewinnen, weil damit der wirtschaftliche Transportradius und damit gleichzeitig die Rohstoffbasis für den europäischen Markt erweitert werden könnte, falls es gelingt, die LNG-Produktionskosten so weit zu senken, dass die gegenüber Erdöl immer noch weit höheren Transportkosten kompensiert werden (vgl. Seeliger 2004, BGR 2003). Im Rahmen dieser Arbeit wird die LNG-Bereitstellungskette nicht weiter betrachtet, da hierzu nur sehr wenige raumrelevante Daten ermittelt werden konnten.

Auf Basis der eingeschränkten wirtschaftlichen Transportradien hat sich ein so genannter „europäischer“ Erdgasmarkt herausgebildet, der Westeuropa als expandierenden Hauptverbraucher und die GUS-Staaten sowie einige nordafrikanische Länder als Hauptproduzenten umfasst. Insgesamt beträgt die statische Reichweite der Reserven, die für den europäischen Markt per Pipeline-Transport zugänglich sind, trotz zum Teil gewaltiger Lagerstätten bezogen auf den derzeitigen Erdgasverbrauch nur 64 Jahre (Tabelle 47).

**Tabelle 47: Erdgasverbrauch, aktuelle Erdgasförderung sowie Reserven und statische Reichweiten im „europäischen“ Erdgasmarkt**

	Verbrauch	Förderung	Reserven	statische Reichweite
	G.m <sup>3</sup>	G.m <sup>3</sup>	T.m <sup>3</sup>	a
Europa	499	312,6	6,7	21,4
GUS	569	732	56,3	76,9
Afrika	62	123,2	11,8	95,8
Summe	1.131	1.168	74,8	64,1

Quelle: BGR 2003

Nach ETH 1996 stammten 1994 rund 20 % des für den Verbrauch der westeuropäischen Verbraucherländer geförderten Erdgases aus der Offshore-Förderung. Nach neueren Daten des BGR stammten 2001 nur 14 % der Förderung für den europäischen Markt aus Offshore-Feldern (vgl. Tabelle 48). In der Bundesrepublik Deutschland gibt es bisher nur ein Offshore-Feld, das erst 2001 seine Produktion aufgenommen hat und in der Nordsee im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) im so genannten „Entenschnabel“ liegt.

**Tabelle 48: Offshore-Anteil der Erdgasbereitstellung nach Förderregionen für den europäischen Erdgasmarkt 2001**

	Onshore		Offshore		"europäischer" Markt insgesamt	
	T.m <sup>3</sup>	%	T.m <sup>3</sup>	%	T.m <sup>3</sup>	%
Europa	2,5	37,3	4,2	62,7	6,7	9,0
GUS	51,8	92,0	4,5	8,0	56,3	75,3
Afrika	10,1	85,6	1,7	14,4	11,8	15,8
Summe	64,4	86,1	10,4	13,9	74,8	100,0

Quelle: BGR 2003

#### 4.4.2.1 Daten zur Flächeninanspruchnahme durch Erdgasförderung

Bei der Analyse der Flächeninanspruchnahme durch die Erdgasförderung muss zwischen Onshore- und Offshore-Feldern unterschieden werden. Diese beiden Arten der Erdgasförderung unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Anlagenstandorte, die in der Betriebsphase benötigt werden, was zu unterschiedlicher Bewertung der Flächeninanspruchnahme im Hinblick auf die Raum- und Umweltwirkungspotenziale führen kann. Zusätzlich zeigen sich ganz erhebliche Unterschiede in der Größe der beanspruchten Flächen.

Für die Onshore-Förderung ist ebenso wie für die Offshore-Förderung die Erschließung des Feldes, das sich üblicherweise unterirdisch über eine Fläche von mehreren Quadratkilometern erstreckt, über mehrere Bohrungen kennzeichnend. Für jede Produktionsbohrung wird eine Fördersonde installiert, für die ein eigener Sondenplatz eingerichtet werden muss. Möglich ist es aber auch, bei ungünstigen räumlichen Aufstellbedingungen mehrere Sonden auf einen Platz zusammenzuführen. Dazu kann die – allerdings erheblich kostenaufwendigere – Richtbohrtechnik angewandt werden, bei der der Bohrkopf gezielt unterirdisch aus der Vertikalen abgelenkt wird. Auf diese Weise können von einem Sondenplatz aus auch weit voneinander entfernte unterirdische Teile der Lagerstätte erreicht werden. Die Flächen am Sondenplatz werden für die Aufstellung des Bohrturms in der Explorations- und Produktionsvorbereitungsphase - bzw. für das Eruptionskreuz nach Abschluss der Bohrarbeiten -, für Reinigungs- bzw. Trocknungsprozesse, Sammel tanks für Flüssigkeiten, Leitungen und für die Eigenenergieerzeugung benötigt. Die Erdgas-Sammelleitungen, die das Erdgas von den Sonden eines Feldes zu einem zentralen Sammelplatz transportieren, werden üblicherweise oberirdisch oder unterirdisch in geringer Tiefe (0,50 m) verlegt (vgl. ETH 1996 und Rölleke 1989). Von der zentralen Sammelstelle aus verlaufen Erdgasverbindungsleitungen zu den Übergabestationen des überregionalen Transportnetzes (vgl. Rölleke 1989).

Die oberirdische Betriebsfläche eines Sondenplatzes beträgt ohne Anrechnung von Entsorgungsflächen zwischen 2.000 m<sup>2</sup> bezogen auf die durchschnittlichen Verhältnisse der Erdgasförderung in den Niederlanden (ETH 1996) und 8.000 m<sup>2</sup> für die Situation in Deutschland (vgl. Rölleke 1989) bei entsprechend unterschiedlichen durchschnittlichen Förderleistungen in den beiden Ländern. Die Betriebsdauer einer Produktionsbohrung beträgt 20 bis 25 Jahre. Nach Ausförderung der Bohrung wird diese verfüllt und der Förderplatz rekultiviert (vgl. Rölleke 1989).

Grundsätzlich sind die Flächen zwischen den Sammelleitungen und Sondenplätzen über einem Erdgasfeld für Nutzungen durch Dritte zugänglich. Allerdings müssen Sicherheitsabstände von Sondenplätzen und Feldleitungen zu Gebäuden und Siedlungen eingehalten werden, die sich je nach Gefährdungspotenzial bzw. der chemischer Zusammensetzung des Fördergases unterscheiden. Innerhalb dieser Abstandsflächen bestehen Nutzungseinschränkungen für Verkehrsanlagen und Bebauungen. Die Abstände betragen für Erdgasproduktionsbohrungen auf Süßgas 100 m bis zu Einzelbebauungen und 200 m bis zu geschlossenen Bebauungen und bei Sauergas in Abhängigkeit vom Schwefelgehalt bis zu 1,5 km zu jeglicher Bebauung. Zusätzlich müssen Schutzabstände von Sauergasleitungen zu Einzelbebauungen in Höhe von 50 m und zu geschlossenen Baugebieten in Höhe von 200 m eingehalten werden (vgl. Rölleke 1989).

Bei einem angenommenen durchschnittlichen Schutzabstand in Höhe von 200 m ab Produktionsbohrung ergibt sich eine mittlere Abstandsfläche in Höhe von 7,6 ha um jeden Sondenplatz. Betragen die Abstände zwischen den Sonden etwa 300 m (vgl. ETH 1996) und entspricht die durchschnittliche Länge der Sammelleitungen pro Sonde diesem Abstand, ergibt sich ein zusätzlicher Flächenbedarf für die Leitungen in einer Größenordnung von etwa 120 m<sup>2</sup> pro Sonde bei einem Leitungsdurchmesser von DN 400. Bei Sauergasleitungen kann zusätzlich noch eine Schutzabstandsfläche um die Leitungen von mindestens 3 ha pro Sondenplatz in Ansatz gebracht werden.

Die durchschnittliche Förderkapazität pro Sonde beträgt in der Bundesrepublik Deutschland etwa 40 Mio. m<sup>3</sup>/a (vgl. NLfB 2002). Daraus lässt sich bei einer Sondenbetriebsfläche von 8.000 m<sup>2</sup> eine auf das Rohgasvolumen bezogene spezifische Flächeninanspruchnahme in Höhe von 0,2 m<sup>2</sup>/1.000 m<sup>3</sup>/a ermitteln. Bei einem mittleren Heizwert für Rohgas ab Feld in Höhe von 34 MJ/Nm<sup>3</sup> ergibt sich eine auf die geförderte Brennstoffenergie bezogene Flächeninanspruchnahme in Höhe von etwa 20 m<sup>2</sup>/GWh<sub>HU</sub>/a. Analog dazu lässt sich eine spezifische Abstandsfläche um den Sondenplatz in etwa der zehnfachen Größenordnung im Verhältnis zur Betriebsfläche errechnen (s.o.).

Inwieweit sich die für die Bundesrepublik Deutschland recherchierten Daten auch auf ausländische Projekte übertragen lassen, konnte nicht ermittelt werden. Sie stimmen jedoch mit den Daten in ETH 1996 überein, die sich auf die Situation in den Niederlanden beziehen (s.o.). Bei der Onshore-Förderung in den GUS-Staaten ist die Flächeninanspruchnahme möglicherweise deutlich geringer, wenn Skaleneffekte größerer Förderleistungen sich auf die Flächeninanspruchnahme entsprechend auswirken. Die dortigen Bohrungen erreichen im Durchschnitt eine deutlich höhere Förderleistung, die in der Literatur mit etwa 2 Mio. m<sup>3</sup> pro Tag und Bohrung angegeben werden (vgl. Zittel 1993).

Noch schwieriger als für die Onshore-Förderung ist die Datenlage im Offshore-Bereich. Hier können Daten nur anhand von Literaturangaben zu Beispielprojekten ermittelt werden. Im Ecoinvent-Projekt wird lediglich die landseitige Flächeninanspruchnahme für die Montage der Bohrplattformen bilanziert, die jedoch nur von kurzer Dauer ist und daher hier nicht weiter betrachtet werden soll. Einige spärliche Projektdaten liegen für die norwegischen Förderplattform Troll A sowie die deutsche Plattform „Q4-C“ vor.

Besonders wichtig für eine effiziente und wirtschaftliche Offshore-Förderung ist die oben bereits angesprochene Möglichkeit, über Horizontalbohrungen von einem Punkt an der Erdoberfläche (bzw. am Meeresgrund) aus große unterirdische Flächen zu erreichen. Mit Hilfe dieser Technologie lassen sich auch bei Offshore-Bohrungen über verhältnismäßig kleine kompakte Förderstationen sehr großflächige Erdgasfelder erschließen. Das norwegische Erdgasfeld Troll mit nur einer Förder-Plattform ist die zurzeit größte Offshore-Produktion weltweit. Das Erdgasfeld Troll hat eine Flächenausdehnung von 700 km<sup>2</sup> und wird über insgesamt 39 Produktionsbohrungen erschlossen (vgl. Wieschke 2003). Die in Anspruch genommene Meeresbodenfläche für die Verankerung der Bohrtürme sowie für das Bohrloch beträgt jedoch insgesamt nur 16.600 m<sup>2</sup>. Auf der Plattform wird das Erdgas vorgetrocknet und über eine 65 km lange See-Pipeline bis zur Aufbereitungsanlage im norwegischen Kollsnes transportiert (Ruhrgas 2003). Dort wird auch der Strom für den Betrieb der Bohrplattform erzeugt und per Seekabel an die Bohrinsel weitergeleitet. Über einen Produktionszeitraum von insgesamt ca. 65 Jahren (Anonymus 1997) sollen die geschätzten ursprünglichen Reserven in Höhe von 1.300 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas (vgl. dazu auch BGR 2003) gefördert werden. Dies ergibt eine durchschnittliche Jahresförderung in Höhe von 20 Mrd. m<sup>3</sup>. Daraus lässt sich eine Flächeninanspruchnahme von in Höhe von 0,001 m<sup>2</sup>/1.000 m<sup>3</sup>/a bezogen auf das Rohgas ableiten. Die Stromversorgung der Plattform über ein Gasturbinen-Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von etwa 90 MW (vgl. Nestli et al. 2003) benötigt zusätzlich eine Fläche für das Betriebsgrundstück in Höhe von etwa 3.500 m<sup>2</sup>.

Eine wesentlich geringere Förderkapazität hat die Offshore-Plattform „Q4-C“ im Erdgasfeld „A6/B4“ in der deutschen Nordsee-AWZ. Die dort erschlossene Lagerstätte verfügt über ursprüngliche Reserven

in Höhe von 6 Mrd.  $\text{m}^3$ , die über einen Zeitraum von nur 16 Jahren gewonnen werden sollen. Aus diesen Daten lässt sich eine durchschnittliche jährliche Förderkapazität in Höhe von 375 Mio.  $\text{m}^3$  Fördergas ableiten. Die Grundfläche der Förderplattform, über die drei Bohrungen zusammengefasst werden, beträgt  $1.116 \text{ m}^2$  (vgl. Wintershall 2003). Daraus ergibt sich eine spezifische Flächeninanspruchnahme in Höhe von  $0,003 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  bezogen auf das Rohgas.

Gemittelt über alle beiden genannten Beispiel-Projekte lässt sich eine Flächeninanspruchnahme in Höhe von etwa  $0,002 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  errechnen. Dies entspricht bei einem Heizwert des Rohgases von  $34 \text{ MJ}/\text{m}^3$  einer auf die gewonnene Jahres-Brennstoffenergie bezogene Flächeninanspruchnahme in Höhe von nur  $0,09 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{H}_U}/\text{a}$ . Dies ist verglichen mit der Onshore-Förderung verschwindend gering.

Zusätzlich müssen noch die Energieaufwendungen bzw. -verluste für die Erdgasförderung berücksichtigt werden, für deren Ausgleich zusätzliche Gasvolumina zu fördern sind. Hierfür werden in Bauer/Schmittinger 1996 Anteile am geförderten Erdgas in einer Größenordnung von 0,96 % in den Niederlanden bis zu 3,4 % für die Erdgasproduktion in den GUS-Staaten angegeben, aus denen sich gewichtet nach den aktuellen Lieferanteilen der Herkunftsländer ein durchschnittlicher Verlust in Höhe von 2,1 % ergibt.

Wird außerdem angenommen, dass der Versorgungsbeitrag der Offshore-Förderung am deutschen Erdgasmarkt dem Anteil der Offshore-Reserven in Höhe von 14 % an den Gesamt-Reserven entspricht, die für den europäischen Markt verfügbar sind, und zukünftig dieser Betrag bzw. diese Relationen bei den Reserven in etwa konstant bleiben, so ergibt sich insgesamt für die Erdgasförderung eine Inanspruchnahme von Landflächen für Förderplätze in Höhe von  $0,2 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  bzw.  $20,2 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Fördergas}}/\text{a}$ , eine zusätzliche Inanspruchnahme von Abstandsflächen in Höhe von etwa  $2 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  oder  $200 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Fördergas}}/\text{a}$  sowie eine Meeres-Grundfläche in Höhe von  $0,0001 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  bzw.  $0,01 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Fördergas}}/\text{a}$ .

#### **4.4.2.2 Beschreibung der Raum- und Umweltwirkungen der Erdgasförderung**

Ähnlich wie beim Steinkohlenbergbau besteht bei der Erdgasförderung das Risiko der Bergsenkung. Allerdings ist der tatsächliche Senkungsumfang über den meisten Erdgasfeldern gering. Zudem muss nicht jede Fluidförderung messbare Senkungen an der Erdoberfläche hervorrufen. Bei den meisten Förderungen sind die entstehenden Gebirgsbewegungen nicht bemerkbar (vgl. Hejmanowski 1993). In einigen in der Literatur beschriebenen Fällen wurden unerwünschte Auswirkungen festgestellt, die aber meistens eher die Betreiber der Bergwerke selbst wirtschaftlich schädigten als dass bisher in größerem Umfang unbeteiligte Dritte von etwaigen Einwirkungen betroffen waren. So wird für das Ekofisk-Fördergebiet (1996 acht produzierende Öl- und Gasfelder) die jährliche Bodenabsenkung mit  $0,4 \text{ m}$  und kumuliert (Stand 1996) mit  $6 \text{ m}$  angegeben. So musste der Zentraltank von Ekofisk bereits mit einer Betonmauer gesichert werden. Für den zukünftigen Betrieb neuer Bohrungen auf diesem Feld werden alle neuen Installationen auf eine maximale Gesamtabenkung des Bodens - aufgrund der Reservoirkompaktion - von  $20 \text{ m}$  ausgelegt (vgl. Gäßler et al. 1996).

Eine gewisse Beeinträchtigung kann die Erdgas-Förderung durch Lärmemissionen hervorrufen, die vor allem während der Explorations- und Förderbohrungen und im Anlagenbetrieb bei Instandset-

zungsmaßnahmen vorübergehend auftreten, sowie durch den kontinuierlichen Einsatz von Anlagen zur Eigenenergieerzeugung in der Betriebsphase. Zusätzlich müssen die Sondenplätze aus Sicherheitsgründen nachts beleuchtet werden. Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes entstehen Offshore kontinuierlich bei Anlagen in Sichtweite von Küsten und bei der Onshore-Förderung in der Bohrphase durch den Bohrturm mit einer Höhe von etwa 50 m oder durch den ebenfalls vorübergehenden Einsatz von Aufwältigungsanlagen in der Betriebsphase der Fördersonde. Außerdem sind die meisten Erdgasförderbohrungen mit Anlagen zur Abfackelung überschüssigen Erdgases ausgestattet, das während des Bohrbetriebs, beim Produktionsbeginn eines neuen Feldes, bei Reparaturarbeiten, Unfällen oder bei Überlastung der Aufbereitungsanlagen anfällt (vgl. ETH 1996).

Ein schwerwiegenderes Problem ist die unerwünschte, aber unvermeidliche Beiförderung von Lagerstättenwasser. Diese nimmt mit zunehmender Entleerung der Erdgas-Lagerstätten zu und stellt sich als Entsorgungsproblem. Die Wasserförderung kann insbesondere zum Ende der Produktion bis zu über 90 % der Fördermenge betragen (vgl. Zittel 1993), liegt nach ETH 1996 im Durchschnitt jedoch nur  $0,01 \text{ l/m}^3$  Erdgas. Problematisch ist außerdem auch die zum Teil erhebliche chemische Belastung des geförderten Wassers. Auch Quecksilberbelastungen können je nach Wirtsgestein auftreten (vgl. ETH 1996) und zu erheblichen lokalen Umweltbelastungen führen. Solche Belastungen sind insbesondere aus der Erdgasproduktion der ehemaligen DDR in einem der größten Onshore-Erdgasfelder Europas in der Region Altmark bekannt geworden, wo die Altlasten-Sanierung voraussichtlich noch bis zum Jahre 2015 andauern wird (vgl. MLU 2003).

In mengenmäßig weitaus geringerem Umfang aber meist mit erheblich größeren Schadstoffkonzentrationen entstehen Schlämme und Abscheidungsrückstände der Lagerstättenwasserreinigung, die in Schlammgruben oder als Sonderabfall deponiert werden müssen. Bei der Offshore-Förderung werden Abwässer meist ins Meer eingeleitet.

#### **4.4.3 Erdgasaufbereitung**

Die Erdgasaufbereitung umfasst die Prozesse Entschwefelung, Trocknung und Konditionierung (Einstellung der Gaszusammensetzung). Nur so genannte Sauergase, die durch die Festlegung auf einen Schwefelwasserstoff-Gehalt in Höhe von mehr als 1 Vol-% vom Süßgas abgegrenzt werden, müssen entschwefelt werden. Sauergas wird dazu in meist zentral gelegene Entschwefelungsanlagen verbracht, die jeweils für mehrere Erdgasfelder arbeiten. Die meist wesentlich weniger aufwändigen Aufbereitungsschritte für Süßgas werden direkt an der Bohrung auf dem Förderplatz durchgeführt.

Der Sauergasanteil ist je nach geologischen Feldeigenschaften unterschiedlich und unterliegt daher auch innerhalb eines Landes oder einer Förderregion Schwankungen. Nach ETH 1996 beträgt er in den Erdgaslagerstätten der Bundesrepublik Deutschland 50 %. In Norddeutschland, wo die meisten deutschen Sauergaslagerstätten ausgebeutet werden, werden vier große Aufbereitungsanlagen jeweils in räumlicher Nähe zu Erdgasbohrungen betrieben.

Für die Importgase des Jahres 2000 wird auf der Basis von Angaben in ETH 1996 zum länderspezifischen Sauergasanteil an der jeweiligen Erdgasförderung eine Sauergasquote von insgesamt etwa 20 % bezogen auf das deutsche Erdgasaufkommen berechnet. In ETH 1996 wird außerdem eine spezifische Flächeninanspruchnahme für die Erdgasaufbereitung in Höhe von  $0,0001 \text{ m}^2/\text{m}^3/\text{a}$  angegeben.

Bezogen auf den gesamten deutschen Erdgasmix lässt sich daraus eine Flächeninanspruchnahme in Höhe von  $0,2 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  bzw. von  $2 \text{ m}^2/\text{GWh}/\text{a}$  ableiten.

#### **4.4.4 Erdgastransport und -verteilung**

Zur Prozesskette des Erdgastransports und der Erdgasverteilung gehören Transportleitungsnetze, Verdichterstationen, Bezirks- und Industrieregelsstationen, Verteilleitungsnetze, Ein- und Ausspeisestationen sowie Überleit- und Mischstationen (Ueberhorst 1984). Wie bereits oben erwähnt, sind nicht für alle diese Infrastruktureinrichtungen Mengen- und/oder Größendaten verfügbar, so dass hier nur zu den wichtigsten Netzbetriebsmitteln, nämlich zu Transportleitungen, Verdichterstationen und Speichern, raumrelevante Informationen zusammengestellt werden können.

Anders als bei der Erdgasförderung lässt sich die Transport- und Verteilungsinfrastruktur nicht abstrahiert von geographischen Gegebenheiten bilanzieren, da hier neben der Nachfrage in erster Linie die Transportentfernungen den Umfang des apparativen Aufwandes bestimmen.

Da das Erdgasaufkommen in der Bundesrepublik Deutschland überwiegend aus dem Import stammt, ist wie bei der Erdgasförderung nicht nur die innerdeutsche sondern auch die dem Import zurechenbare Erdgas-Infrastruktur in den Lieferländern von Interesse. Die heute und voraussichtlich vor allem auch zukünftig bedeutendsten Importländer sind die GUS-Staaten. Größere Transportdistanzen müssen außerdem für Importe aus norwegischen und britischen Offshore-Feldern überwunden werden. Aufgrund der zum Teil sehr hohen Transportentfernungen ist auch der Infrastrukturaufwand für die Erdgas-Anlieferung aus diesen Ländern naturgemäß besonders hoch. Nur aufgrund der spezifisch pro Leitungssystem extrem hohen Transportkapazitäten und der hohen Auslastung lässt sich dieser Aufwand ökonomisch und energetisch rechtfertigen.

Die Flächeninanspruchnahme für die Transportinfrastruktur in den Lieferländern lässt sich anhand der durchschnittlichen Transportkapazitäten, der Transportdistanzen und der je nach Importmenge erforderlichen Anzahl der Leitungssysteme errechnen. Für den Transport aus den GUS-Staaten kann über ein Leitungssystem mit einer Nennweite von 1.400 mm eine Erdgasmenge in Höhe von 26 Mrd.  $\text{m}^3$  pro Jahr über eine Distanz von 4.700 km geliefert werden (vgl. Steinmann 1999). Norwegisches Erdgas aus Offshore-Feldern wird z.B. über die See-Pipeline Europipe II importiert, die bei einem Durchmesser von 1.000 mm und einer Länge von 660 km eine Kapazität in Höhe von 24 Mrd  $\text{m}^3/\text{a}$  aufweist (vgl. Statoil 2004). Lieferungen aus Großbritannien können über ein ähnliches System über eine Transportdistanz von etwa 350 km erfolgen während für den Import aus den Niederlanden bei einer Entfernung von ca. 50 km bis zur deutschen Grenze für Onshore-Produktion bzw. 250 km für Offshore-Produktion und einer bezogen auf das Transportvolumen gewichteten Entfernung in Höhe von 96 km (vgl. Bauer/Schmittinger 1996) 900 mm-Leitungen mit einer Jahreskapazität in Höhe von 18 Mrd.  $\text{m}^3/\text{a}$  benötigt werden.

Zusätzlich ist noch von Bedeutung, dass für Ferntransport-Leitungen ab einer Nennweite von DN 500 jeweils ein Schutzstreifen mit einer Breite von 10 m eingerechnet werden muss, der nicht überbaut werden darf. Bei der Durchquerung von Wäldern müssen die für den Bau der Leitungen zu schlagenden Schneisen nach Beendigung der Bauarbeiten von Bewuchs freigehalten werden (vgl. ETH 1996 und DVGW-Regelwerk).



Auf der Basis der getroffenen Annahmen errechnet sich ein durchschnittlicher spezifischer Flächenbedarf für Transportleitungen mit einer Jahrestransportkapazität von einem Kubikmeter Erdgas bis zur deutschen Grenze in Höhe von  $0,8 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$ .

**Tabelle 49: Flächeninanspruchnahme für die Erdgas-Transportleitungen in den Lieferländern bezogen auf die Importvolumina für die Versorgung der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000**

	Jahres-Importmenge 2000	Jahres-Transport-Kapazität pro Leitung	Anzahl Leitungen	durchschnittliche Transport-Entfernung	Flächen-Inanspruchnahme durch Schutzstreifen	spezifische Flächeninanspruchnahme *)
	Mrd $\text{m}^3/\text{a}$	Mrd $\text{m}^3/\text{a}$		km	$\text{km}^2$	$\text{m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$
Import aus den Niederlanden	17,7	18	1,0	96	1,0	0,05
Import aus Norwegen	19,6	24	0,8	750	7,5	0,38
Import aus GUS-Staaten	34	26	1,3	4700	47,0	1,38
Import aus Großbritannien	3	24	0,1	350	3,5	1,17
Import aus Dänemark	2,5	18	0,1	300	3,0	1,20
Summe/Mittelwert	76,8				62,0	0,81

\*) bezogen auf das an der deutschen Grenze bereitgestellte Erdgasvolumen

Quelle: BGR 2003, Steinmann 1999, Statoil 2004, Bauer/Schmittinger 1996, eigene Annahmen

Der Gastransport wird über Kopfverdichterstationen und Onshore auf den Haupttransportstrecken aus wirtschaftlichen Gründen zusätzlich mit mehrfacher Zwischenverdichtung durchgeführt. Die Abstände zwischen den Transportverdichterstationen betragen üblicherweise zwischen 100 und 200 km (vgl. Fasold et al. 1994).

Die Kompressorstationen gewinnen die benötigte Antriebsenergie aus Erdgas, das dem Transportsystem entnommen wird. Außerdem treten neben den energetischen Transportverlusten stoffliche Verluste durch Leckagen und Undichtigkeiten im Transportsystem auf. Die Rechenwerte zur spezifischen Flächeninanspruchnahme für die Transportleitungen können daher nicht unmittelbar mit den Flächen-Kennwerten verglichen werden, die für die Erdgasförderung berechnet wurden und die sich auf Fördergas-Volumina beziehen, da zusätzliche Fördergas-mengen aufgebracht werden müssen, um Transportverluste ausgleichen und den Bedarf am Standort der Nachfrage in der gewünschten Höhe decken zu können.

Für den Eigenbedarf der Verdichterstationen kann pauschal ein Erdgasbedarf in Höhe von 2 % des Transportvolumens pro 1.000 km Transportentfernung angenommen werden, in den GUS-Staaten liegt der Erdgas-Eigenbedarf aufgrund geringerer Nutzungsgrade der eingesetzten Kompressoren bei 3 %. Der Flächenbedarf der Verdichterstationen kann im Verhältnis zur Gesamtfläche der Transportleitungen vernachlässigt werden.

Über die Leckage-Verluste finden sich sehr unterschiedliche Literaturangaben insbesondere in Bezug auf das Transportsystem in den GUS-Staaten. Im Ecoinvent-Projekt wird für Westeuropa mit Werten für Leckagen in Höhe von 0,01 % pro 1.000 Transportkilometer und für die GUS-Staaten mit Leckage-Verluste in Höhe von 1,5 % des produzierten Erdgases gerechnet (vgl. ETH 1996). Diese Verlustanteile werden umgerechnet in Fördergas-Volumina und dem Fördergasbedarf zugeschlagen. Auf diese Weise wird die spezifische Flächeninanspruchnahme pro Fördergasvolumen auf eine Flächeninanspruch-

spruchnahme pro Erdgasvolumen umgerechnet. Die Ergebnisse werden in der Gesamt-Flächenbilanz für die Strombereitstellung auf Erdgasbasis berücksichtigt (vgl. Tabelle 53).

Das innerdeutsche Gastransportsystem hat die Aufgabe, Erdgas vom Erzeuger bzw. vom Importeur zum Großkraftwerk oder zu den Übernahmestationen der regionalen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen zu transportieren. Weiterhin werden Transportkapazitäten für Transitaufgaben im Rahmen des internationalen Gashandels benötigt (vgl. Fasold et al. 1994).

Für das Jahr 2001 betrug die Netzlänge im deutschen Erdgas-Versorgungssystem insgesamt 370.000 km (vgl. Nowak/Schmitz 2003). In dieser Gesamtlänge sind sämtliche Netzebenen zusammengefasst. Analog zum Stromnetz ist die Verteilungsebene am dichtesten ausgebaut und verfügt über die größte Leitungslänge (vgl. Tabelle 50).

Die Differenzierung nach Ferntransportsystem einerseits und Verteilungsebene andererseits wird üblicherweise anhand einer Grenze in Bezug auf den Leitungsdurchmesser ab einer Nennweite von DN 600 und in Bezug auf den Leitungsdruck ab einem Betriebsdruck von 67,5 bar vorgenommen (vgl. Fasold et al. 1994). Leider fehlen nach Druckstufen differenzierte statistische Angaben zu den Leitungslängen in Nenndruck-Bereichen von mehr als 1 bar. Ebenso sind keine statistischen Daten verfügbar, die nach Nennweiten differenzieren. Hilfsweise wird hier auf die Statistik des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) zurückgegriffen, die bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland Daten zu Leitungslängen getrennt nach Betreibergesellschaften und Druckstufen ausweist (vgl. BGW 2002). Aufbauend auf dieser Datenbasis werden im Rahmen dieser Arbeit Leitungen mit einem Betriebsdruck von mehr als 1 bar, die von Ferngas-, Transport- und Erdgasfördergesellschaften betrieben werden, dem Transportnetz zugeordnet.

Sämtliche Leitungslängen, die dem Ortgasnetz zuzurechnen sind, sollen bei der Ermittlung der Flächeninanspruchnahme außer Acht gelassen werden, da davon ausgegangen werden kann, dass Ortsgasleitungen üblicherweise im Straßenraum verlegt sind und daher keine zusätzlichen Flächen belegen. Daher werden mangels genauerer Daten zusätzlich alle Leitungen ausgeklammert, die von Ortsgasunternehmen betrieben werden. Daraus ergibt sich bezogen auf das Jahr 2000 eine Gesamtlänge von 49.500 km für das innerdeutsche Transportnetz.

**Tabelle 50: Das Erdgasnetz der Bundesrepublik Deutschland nach Druckstufen, Betreibergesellschaften und Leitungslängen 2000**

	<b>Niederdruck</b> (bis 100 mbar)	<b>Mitteldruck</b> (über 100 mbar bis 1 bar)	<b>Hochdruck</b> (über 1 bar)	<b>insgesamt</b>
	km	km	km	km
OVU	126.024	128.256	47.964	302.244
Ferngasgesellschaften	0	10.711	44.142	54.853
Erdgasfördergesellschaften	0	0	5.291	5.291
<b>Insgesamt</b>	<b>126.024</b>	<b>138.967</b>	<b>97.397</b>	<b>362.388</b>

Quelle: BGW 2002

Separate statistische Angaben über Netzlängen und Transportvolumina für Transitnetze liegen ebenfalls nicht vor. Hilfsweise wird im Rahmen dieser Arbeit angenommen, dass etwa 5 % der Ferngaska-

pazitäten und 2 % der Transportleitungslängen Transitaufgaben erfüllen oder hauptsächlich für den Export eingesetzt werden und daher für die innerdeutsche Gasversorgung ohne Bedeutung sind.

Nach Abzug des geschätzten Anteils an Transit- bzw. Exportleitungen bleibt ein Leitungssystem mit einer Gesamtlänge von 48.500 km, das einerseits der Versorgung der Nachfrage innerhalb der Bundesrepublik Deutschland dient und andererseits als raumrelevant einzustufen ist. Dies entspricht bezogen auf den inländischen Erdgasverbrauch einer spezifischen Trassenlänge in Höhe von 0,0005 km pro 1.000 m<sup>3</sup>/a. Auf der Basis eines Schutzstreifens mit einer Breite von 8 m bei einem angenommenen Leitungsdurchmesser in Höhe von durchschnittlich 500 mm ergibt sich eine Gesamtflächeninanspruchnahme für das innerdeutsche Transport- und Grobverteilungsleitungssystem in Höhe von etwa 390 km<sup>2</sup>. Dies entspricht einer spezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 4,1 m<sup>2</sup>/1.000 m<sup>3</sup>/a. Der Erdgas-Eigenverbrauch für Transportverdichter und die Stoffverluste aufgrund von Leckagen betragen im Netz der Bundesrepublik Deutschland zusammengenommen weniger als 0,5 % (vgl. Bauer/Schmittinger 1996) und können daher vernachlässigt werden.

An den Haupttransportleitungen des bundesdeutschen Gasversorgungsnetzes sind etwa 35 Transportverdichter installiert (vgl. Ueberhorst 1994 und Fasold et al. 1989). Die Flächeninanspruchnahme durch die Transport-Verdichterstationen im innerdeutschen Ferngasnetz wird in Anlehnung an ETH 1996 bezogen auf Anlagen mit einer Kapazität zwischen 5 und 15 MW mit 100 m<sup>2</sup>/MW berechnet. Jede Verdichterstation besteht aus mehreren Maschineneinheiten, um über die Bereitstellung von Reserveeinheiten und Reservekapazitäten die Versorgungssicherheit erhöhen zu können. Dadurch ergibt sich eine gegenüber dem rechnerischen Leistungsbedarf erhöhte installierte Gesamtleistung der Stationen. Unter Einbeziehung weiterer Nebeneinrichtungen z.B. für die Erdgasfilterung, elektrische Energieversorgung etc. (vgl. Schupp et al. 1994) ergibt sich eine Flächeninanspruchnahme in Höhe von ca. 1,5 ha pro Transportverdichterstation. Demnach beanspruchen alle Transportverdichter zusammengenommen bezogen auf den Erdgasverbrauch des Jahres 2000 eine Fläche in Höhe von 0,005 m<sup>2</sup>/1.000 m<sup>3</sup>/a.

#### **4.4.4.1 Raum- und Umweltwirkungen des Erdgastransportes**

Umweltbelastungen treten durch den Anlagenbetrieb nur bei Leckagen auf, wenn Erdgas in die Atmosphäre entweichen kann, weil der hohe Methangehalt des Erdgases zu einer zusätzlichen Anreicherung und Konzentration von klimawirksamen Gasen beiträgt. In der Bauphase hängen die Beeinträchtigungen durch Lärm, durch Rodung und durch Abtrag der oberen Bodenschichten stark von der Qualität und Vorbelastung der in Anspruch genommenen Flächen ab. Es kommt daher darauf an, bei der Planung bewusst eine Trassenführung durch sensible Flächen und vor allem durch Waldgebiete zu vermeiden. Nach ETH 1996 beträgt der Waldanteil an den Erdgas-Leitungstrassen 15 % der Leitungslänge für Verteilleitungen. Dieser Anteil wird aber für Deutschland niedriger eingeschätzt, während er in den GUS-Staaten tendenziell höher sein dürfte.

Grundsätzlich werden durch Gasleitungen Flächen in ihrer Nutzungsverfügbarkeit eingeschränkt. Allerdings werden die Trassen im Rahmen von Planungsverfahren i.d.R. so gewählt, dass Nutzungskonflikte so weit wie möglich minimiert werden, was allerdings in dicht besiedelten Regionen, in denen

naturgemäß die höchste Nachfrage nach Erdgas herrscht, nicht in jedem Fall vollständig gelingen dürfte.

Es muss schließlich außerdem darauf hingewiesen werden, dass gerade das Erdgasnetz einen immensen Materialaufwand erfordert, der neben der hier betrachteten direkten Flächeninanspruchnahme indirekt Flächen für die Gewinnung und Weiterverarbeitung von Rohstoffen und die Produktion von Anlagenkomponenten (vor allem Rohre) benötigt.

#### 4.4.5 Erdgas-Untertage-Speicher

Die Erdgasspeicherung dient dem Ausgleich zwischen der im zeitlichen Verlauf weitgehend konstanten Erdgasproduktion bzw. -lieferung einerseits und den Nachfrageschwankungen andererseits, die vor allem durch den hohen Anteil des temperaturabhängigen Heizgasverbrauchs, der zurzeit etwa einen Anteil von 50 % am Gesamt-Erdgasverbrauch ausmacht, verursacht werden. Zum Ausgleich dieser Schwankungen werden hauptsächlich großvolumige Untertage-Erdgasspeicher (vgl. Sedlacek 2000) genutzt.

Untertagespeicher werden entweder als Kavernen- oder als Porenspeicher gebaut. Während Kavernenspeicher künstlich durch Aussolung von Salzstöcken erstellt werden müssen, nutzen Porenspeicher bereits vorhandene geologische Formationen zur Erdgasspeicherung. Hierfür bieten sich z.B. ausgeförderte Erdgaslagerstätten an.

Im Jahre 2001 wurden in der Bundesrepublik Deutschland 19 Kavernenspeicher mit einem durchschnittlichen Arbeitsgasvolumen in Höhe von etwa 320 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas und 23 Porenspeicher mit einem durchschnittlichen Arbeitsgasvolumen in Höhe von 565 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas betrieben. Die Hälfte des gesamten Arbeitsgasvolumens ist auf nur drei norddeutsche und einen süddeutschen Speicher konzentriert. Der europaweit größte Porenspeicher in Rheden bei Diepholz (Niedersachsen) hat ein maximales Arbeitsgasvolumen in Höhe von 4,2 Mrd. m<sup>3</sup>.

**Tabelle 51: Erdgas-Untertage-Speicher in der Bundesrepublik Deutschland 2001**

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen in Betrieb, Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	13	6,1	19,1
Maximale Entnahmerate/Tag, Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	201,7	236,2	437,9
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases, Tage <sup>1)</sup>	65	26	91
Anzahl der Speicher in Betrieb	23	19	42
Arbeitsgasvolumen in Planung oder Bau, Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	0,6	3,8	4,4
Anzahl der Speicher (in Planung oder Bau) <sup>2)</sup>	2	12	14
Summe Arbeitsgas, Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	13,6	9,9	23,5

1) rechnerischer Wert; in der Praxis fällt die Entnahmerate nach gewisser Zeit druckabhängig.

2) einschließlich Speichererweiterungen bestehender Betriebe.

Quelle: Sedlacek 2003

Die übertägigen anlagentechnischen Komponenten eines Untergrundspeichers ähneln denen eines Erdgasgewinnungsfeldes. Über Bohrungen wird das zu speichernde Gas in den Untergrund verpresst

und über Fördersonden dem Speicher wieder entnommen. Die baulich größten Bestandteile einer Speicheranlage sind die Verdichter, die die Aufgabe haben, das aus dem Transportsystem entnommene Gas auf den notwendigen Speicherdruck zu bringen, um es injizieren zu können. Zusätzlich werden Trocknungs- bzw. Absorptionsanlagen, Messeinrichtungen und eine Übernahme- bzw. Übergabestation benötigt, die den Speicher mit dem Transportnetz verbinden (vgl. Henneicke 2003 und Fasold et al. 1994).

Wie bei Erdgasgewinnungsfeldern, die aus einzelnen Sondenplätzen mit einem zentralen Sammelplatz bestehen, auf dem die übergeordnete Infrastruktur und die Netzanbindung angeordnet ist, werden auch Untertagespeicher meistens über mehrere Speichersondenplätze und eine zentrale Speicherstation erschlossen, die großflächig über dem unterirdischen Speicher-Hohlkörper verteilt sind. Zwischen den einzelnen Sondenplätzen verlaufen Sammelleitungen, die diese mit der zentralen Speicherstation verbinden. Wie auch bei den Erdgasgewinnungsfeldern können die Flächen zwischen den jeweils eingezäunten Betriebsgeländen von Dritten genutzt werden, mit der Einschränkung, dass auch hier wieder die im Zusammenhang mit der Erdgasgewinnung oben bereits erläuterten Schutzabstände für bauliche Maßnahmen eingehalten werden müssen. Ebenso wie bei der Erdgasgewinnung können für die übliche Betriebsfläche eines Sondenplatzes etwa 8.000 m<sup>2</sup> angesetzt werden (vgl. Rölleke 1989).

Über die Leistungsfähigkeit der Speichersonden konnten keine statistischen Daten ermittelt werden. Hin und wieder finden sich Hinweise zu Einzelprojekten in der Fachliteratur, allerdings meist ohne Angaben zum Flächenbedarf der Speicherbetriebe. Der Porenspeicher Berlin, dessen Kapazität mit einem maximalen Arbeitsgasvolumen in Höhe von 728 Mio m<sup>3</sup> etwa dem Durchschnitt entspricht, verfügt über 14 aktive Speichersonden (vgl. Burkowsky/Krekler 1999). Somit beträgt die mittlere Sondenkapazität des Speichers Berlin 52 Mio m<sup>3</sup>. Bei einer Flächeninanspruchnahme (nach Angaben von Rölleke 1989) in Höhe von 8.000 m<sup>2</sup> pro Sonde errechnet sich auf dieser Basis eine spezifische Flächeninanspruchnahme in Höhe von 0,15 m<sup>2</sup>/1.000 m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen. Dieser Kernwert kann jedoch allenfalls der Orientierung in Bezug auf die Größenordnung der Flächeninanspruchnahme dienen, da die Datenlage eine Verallgemeinerung kaum zulässt.

Auch für Speicherbohrungen besteht die Möglichkeit, unterirdisch von der Vertikalen bis hin zur Horizontalbohrung abzuweichen. Diese Option wird dann genutzt, wenn die dadurch entstehenden Vorteile die Mehrkosten überwiegen oder wenn übertägige Nutzungsrestriktionen die Flächenverfügbarkeit einschränken. Beim Speicher Rheden wurden alle 16 benötigten Bohrungen vom Gelände der zentralen Speicherstation aus durchgeführt, obwohl der Speicherkörper immerhin eine Ausdehnung von 6,2 km<sup>2</sup> hat. Dies war deshalb sinnvoll, weil die Lagerstätte eine sehr geringe vertikale Mächtigkeit aufweist, so dass das Speichervolumen günstiger über Horizontalbohrungen erschlossen werden konnte. Das Betriebsgelände der Speicherstation hat eine Fläche von 11,7 ha (vgl. Wölfer 2000), was einer Flächeninanspruchnahme pro Bohrung in Höhe von etwa 7.300 m<sup>2</sup> entspricht. Bezogen auf das maximale Arbeitsgasvolumen in Höhe von 4.200 Mio m<sup>3</sup> (NLfB 2003) beträgt die spezifische Flächeninanspruchnahme 0,028 m<sup>2</sup>/1.000 m<sup>3</sup>.

Obwohl der Speicher Rheden aufgrund seiner besonders sparsamen Flächennutzung und aufgrund seiner Größe nicht repräsentativ für den Durchschnitt aller Untertagespeicher sein dürfte, werden in

Ermangelung besserer Daten die dargelegten Verhältnisse beim Speicher Rheden als Basis für die Ermittlung eines Flächenkennwertes genutzt. Zusätzlich können analog zu dem Vorgehen bei der Onshore-Erdgasgewinnung Schutzabstandsflächen in einer Größenordnung von etwa durchschnittlich 100 m pro Speichersonde angenommen werden, wobei unterstellt wird, dass bei den meisten Speichern Freiräume zwischen den Sondenplätzen bestehen, da die Konzentration aller Bohrungen auf einem Betriebsgelände, wie dies beim Speicher Rheden der Fall ist, vermutlich eher die Ausnahme darstellen wird. Unter den beschriebenen Annahmen lässt sich eine zusätzliche Flächeninanspruchnahme für Schutzabstände in Höhe von  $0,1 \text{ m}^2/1.000 \text{ m}^3/\text{a}$  errechnen.

Das gesamte Arbeitsgasvolumen betrug in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2001 etwa 19,1 Mrd.  $\text{m}^3$ . Dies entsprach bezogen auf das Erdgasaufkommen des Jahres 2001 einer Arbeitsgasquote (Arbeitsgas/Jahresverbrauch) in Höhe von etwa 18 %. Es wird damit gerechnet, dass diese Relation im gesamten europäischen Erdgasmarkt zukünftig auf etwa 20 % ansteigen wird, um den durch die Liberalisierung des europäischen Marktes und durch die Ausweitung der Lieferradien bedingten Strukturveränderungen Rechnung tragen zu können. Die durch die absehbare Erschöpfung von regionalen Lagerstätten durch zunehmende Transportdistanzen erzwungenen wachsenden Transportaufwendungen lassen sich nur durch eine sehr gute Auslastung der Produktions- und Transportinfrastrukturen kompensieren. Es wird erwartet, dass im Sommer Erdgas-Überangebote zu saisonalen Preisschwankungen führen, die es im liberalisierten Erdgasmarkt für Gasversorgungsunternehmen zunehmend attraktiv erscheinen lassen, günstig im Sommer erworbene Überschussmengen für den Winter einzulagern und am Spotmarkt anzubieten (vgl. BGR 2003). Im europäischen Rahmen stehen einer Umsetzung solcher Strategien zurzeit noch infrastrukturelle Engpässe entgegen. In Anrechnung eines kurzfristig prognostizierten Bedarfszuwachses beträgt die Arbeitsgasquote heute europaweit erst 13 %, so dass weitere Investitionen in Erdgas-Großspeicher zu erwarten sind (vgl. Steinmann 2000).

Bezogen auf das geologische Potenzial bestehen in der Bundesrepublik Deutschland kaum Einschränkungen für die Ausweitung des Arbeitsgasvolumens. Geologische Standortbedingungen wirken hier kaum als Hemmnis. Insbesondere im norddeutschen Raum bieten sich in großem Umfang ausgeförderte Erdgaslagerstätten und Salzstöcke bzw. Aquifere zur Nutzung als Speicher an (Sedlacek 2000).

#### **4.4.6 Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken**

Wie eingangs bereits erwähnt, ist die Erdgasverstromung durch eine besonders grosse Vielfalt von Anlagentechnologien und Anlagengrößen gekennzeichnet. Auch die Nutzung und die Einsatzbedingungen für Erdgaskraftwerke sind aufgrund der technologischen Vielfalt und Flexibilität außerordentlich heterogen. Aufgrund dieser Vielfalt und aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit kann hier kein vollständiger oder repräsentativer Überblick über die Gesamtheit der Erdgasverstromung in Hinblick auf ihre räumlichen Dimensionen gegeben werden. Es können nur einige Anlagentypen beschrieben werden, für die aussagekräftige Daten recherchiert werden konnten.

Allgemein kann festgestellt werden, dass erdgasbefeuerte Kraftwerke im Hinblick auf die Raumbespruchung gegenüber Kohlekraftwerken den Vorteil bieten, dass sie grundsätzlich kompakter gebaut

werden können als Kraftwerke auf der Basis fester oder flüssiger Brennstoffe, da sie keine Flächen für die Lagerung und/oder Aufbereitung von Brennstoffen benötigen und weil außerdem die Nutzung von Erdgas als Brennstoff den Einsatz von wesentlich kompakteren Verbrennungs- und Umwandlungstechnologien erlaubt. Zudem entfallen Entaschungs-, Entschwefelungs- und Entstaubungsanlagen mit entsprechenden Lager-, Umschlags- und Transporteinrichtungen.

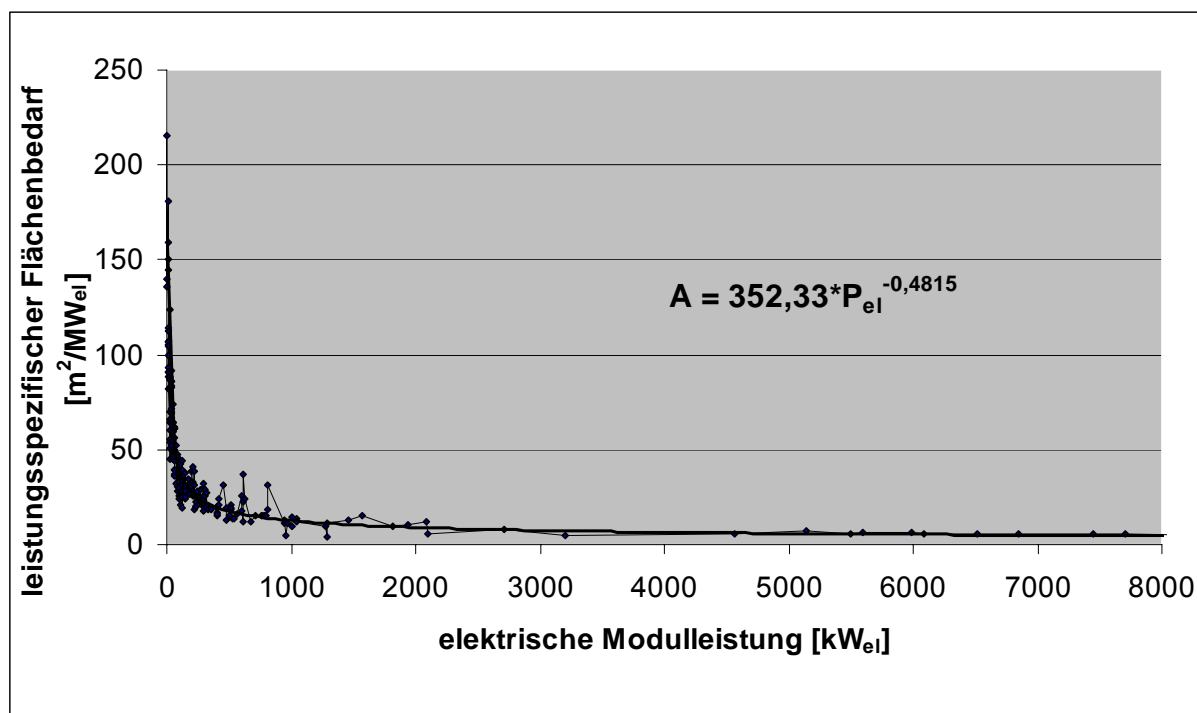
Bedingt durch die kleineren Abmessungen und die geringeren Luftschadstoffemissionen sind Erdgaskraftwerke auch in Hinblick auf die Standortwahl weitaus flexibler als Kohlekraftwerke. Allerdings ist die Möglichkeit eines Anschlusses an eine leistungsfähige Erdgasversorgung in der jeweils benötigten Kapazität unabdingbare Voraussetzung. Soweit diese Standortvoraussetzung erfüllt werden kann, lassen sich auch leistungsstarke Erdgaskraftwerke vergleichsweise problemlos in städtische Umgebungen integrieren. Verkehrsbelastungen durch Anlieferung von Brennstoffen oder durch die Entsorgung von Verbrennungsrückständen treten nicht auf.

Gasturbinen- und Gas- und Dampfturbinenkraftwerke kleiner Leistung arbeiten meistens mit Luftkühlung. GuD-Kondensationskraftwerke sind ebenso wie herkömmliche Dampfturbinenkraftwerke auf die Verfügbarkeit von Kühlwasser angewiesen. Wenn die mit der Errichtung von GuD-Kondensationskraftwerken i.d.R. angestrebten hohen elektrischen Wirkungsgrade erreicht werden sollen, werden Standorte zu bevorzugt, die eine Durchflusskühlung ermöglichen (vgl. Rentz et al. 2002).

Den zahlenmäßig größten Anteil an den Stromerzeugern auf Erdgasbasis, die zurzeit genutzt werden, haben die verbrennungsmotorisch betriebenen Blockheizkraftwerke (vgl. Blesl et al. 2001). Vor allem bei einer Umgestaltung der Stromversorgung im Sinne der Regenerativ-Energie-Szenarien würde der Anteil dezentraler Stromerzeuger – allerdings bei zukünftig veränderter Umwandlungstechnologie – noch erheblich zunehmen. Zurzeit sind BHKW-Module in einem Leistungsbereich von etwa  $5 \text{ kW}_{\text{el}}$  bis hin zu  $8 \text{ MW}_{\text{el}}$  am Markt verfügbar. Durch die Zusammenschaltung mehrerer Module können auch bedeutend größere Leistungseinheiten aufgebaut werden. Im unteren Leistungsbereich können BHKW in Kellern oder Nebenräumen von Gebäuden untergebracht werden, gesonderte Bauwerke oder gar eigene Betriebsgrundstücke werden nicht benötigt.

Die Abmessungen von BHKW variieren in Abhängigkeit von der Anlagenleistung, von der Anlagenkonfiguration und von den Aufstellungsbedingungen besonders stark. Daher fällt es schwer, für BHKW allgemeingültige Flächenkennwerte zu bestimmen. Andererseits ist die Datenbasis für die Ermittlung von Abmessungen der einzelnen BHKW-Module vergleichsweise gut. Die „Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch“ e.V. (ASUE) hat anhand von Herstellerangaben Datenblätter zu BHKW-Modulen veröffentlicht, die entsprechende Daten enthalten (vgl. ASUE 2001). Die Auswertung der Anlagengeometrien ergibt, dass mit zunehmender Anlagenleistung die Baugröße der Module stark unterproportional ansteigt. Dieser Degressionseffekt zeigt sich in der graphischen Darstellung, wenn die Modul-Aufstellfläche auf die elektrische Modulleistung bezogen aufgetragen wird. Die leistungsspezifische Modul-Aufstellfläche beträgt bei einer elektrischen Modulleistung von  $5 \text{ kW}_{\text{el}}$  etwa  $160 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  und fällt insbesondere bis zu einer Leistung in Höhe von  $1 \text{ MW}_{\text{el}}$  steil ab. Die derzeit am Markt verfügbaren größten BHKW mit einer Modulleistung in Höhe von  $8 \text{ MW}_{\text{el}}$  benötigen nur noch eine Aufstellfläche von etwa  $5 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  (vgl. Abbildung 20).

**Abbildung 20: Stellfläche von BHKW-Modulen bezogen auf die elektrische Modul-Leistung (Stand: 2001)**



Quelle: ASUE 2001

Köhler et al. 1996 zeigen anhand von zwei Praxisbeispielen die Aufstellungssituation von Blockheizkraftwerken größerer Leistungsklassen und ermitteln für diese Anlagen die leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die gesamte für die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung benötigte Installation unter Einbeziehung von Wartungsflächen. Ebenfalls berücksichtigt wird die Grundstücksfläche, die in einem der beiden Fälle ausschließlich der Energieversorgung dient, da der Betreiber als Energieversorgungsunternehmen für das betreffende BHKW ein eigenes Betriebsgrundstück in Anspruch nimmt.

Als Referenzbeispiel wird hier eine BHKW-Anlage der Isar-Amper-Werke mit Baujahr 1992 ausgewählt, die der Wärmeversorgung eines Wohngebiets sowie eines Gewerbegebiets über ein Fernwärmenetz dient. Die elektrische Leistung der vier BHKW-Module beträgt insgesamt 2,1 MW<sub>el</sub>, die thermische Gesamtleistung der BHKW liegt bei 3,2 MW. In der Heizzentrale sind neben den vier BHKW-Modulen zwei große Gaskessel, drei kleinere Elektrokessel, eine Gasübergabestation, ein Öllager, eine Pumpengruppe, ein Wartungsraum, ein Niederspannungs- und Mittelspannungsschaltanlage sowie eine Werkstatt mit Ersatzteillager untergebracht. Die Stellfläche der vier BHKW-Module beträgt insgesamt nur 42 m<sup>2</sup> (vgl. Köhler et al. 1996).

Unter Einrechnung von Wartungsflächen ergibt sich für eine solche Anlage ein Flächenbedarf in der Heizzentrale für die Aufstellung der 4 BHKW-Module in Höhe von insgesamt 127 m<sup>2</sup> (vgl. Hanusa 2003 und ASUE 2001). Dies entspräche einer leistungsspezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von etwa 60 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub>. Da aber neben den BHKW-Modulen noch eine Vielzahl weiterer technischer Einrichtungen in der Heizzentrale untergebracht sind, beansprucht das Heizzentralengebäude ohne Berücksichtigung des Warmwasserspeichers, der außerhalb des Gebäudes aufgestellt ist, eine Grundfläche von 480 m<sup>2</sup>. Die Grundstücksfläche beträgt insgesamt 1.568 m<sup>2</sup>. Unter Einrechnung der



gesamten Heizzentralen-Grundfläche ließe sich eine leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme in Höhe von  $229 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  errechnen. Dient die Grundstücksfläche als Bezugsmaßstab, ergibt sich ein mehr als dreimal so hoher Wert.

Vor allem die Frage, ob die unbebaute Grundstücksfläche als Flächeninanspruchnahme im Falle von BHKW-Anlagen der Stromerzeugung zugerechnet werden soll, lässt sich unabhängig vom jeweiligen Einzelfall nicht eindeutig beantworten. In dem hier ausgewählten Beispielfall dient das Grundstück ausschließlich der Energieversorgung, weil die Anlage von einem Energieversorgungsunternehmen zur Versorgung grundstücksexterner Verbraucher betrieben wird. Genauso gut könnte eine ähnliche Anlage aber auch von einem Industrie- oder größeren Gewerbebetrieb auf dem betriebseigenen Grundstück zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt werden. Mit einer GRZ in Höhe von knapp 0,3 ist die Grundstücksausnutzung in diesem Beispiel nicht besonders hoch, so dass auch eine geringere Grundstücksfläche für den gleichen Zweck oder eine intensivere Nutzung der gleichen Fläche denkbar wäre. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass in das Gebäude der Heizzentrale vergleichsweise großvolumige und schwere technische Anlagen und Anlagenkomponenten eingebracht bzw. nach der technischen Nutzungsdauer oder im Fall von Schäden vorzeitig ausgetauscht werden müssen. Dies erfordert Platz für die Anlieferung und Montage bzw. Demontage. Auch die Zugänglichkeit zu elektrotechnischen Einrichtungen wie z.B. den Traforäumen an der Rückseite des Heizzentralen-Gebäudes muss jederzeit gegeben sein. Zudem sind Schutzabstände für die Öllagerung einzuhalten. Ein weiterer Grund für die relativ großzügige Bemessung des Grundstücks können Lärmemissionen sein, die bei einer Anlage dieser Größenordnung nicht unerheblich sind und von daher je nach örtlicher Situation u.U. die Einhaltung bestimmter Mindest-Abstände zu Nachbargrundstücken sinnvoll erscheinen lässt. Außerdem kann es im Interesse des Anlagenbetreibers liegen, Flächenreserven für bauliche und anlagentechnische Erweiterungen vorzuhalten. Die genannten Gründe scheinen es zu rechtfertigen, Kennwerte für die Flächeninanspruchnahme auf die Grundstücksfläche zu beziehen.

Anders als BHKW-Anlagen, die vor allen für kleine Leistungsbereiche geeignet sind, werden Gasturbinenkraftwerke sowie Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) fast ausschließlich für den gewerblich-industriellen Bereich sowie für die öffentliche Stromversorgung eingesetzt. Gasturbinenkraftwerke für die Spitzenstromerzeugung haben typischerweise Leistungen im Bereich von 60 bis  $220 \text{ MW}_{\text{el}}$  und werden ohne Wärmeauskopplung betrieben. GuD-Anlagen für den Einsatz im Kondensationsbetrieb werden in einem Leistungsbereich von etwa 500 bis zu über  $1.000 \text{ MW}_{\text{el}}$  (z.B. Kraftwerk Lubmin) gebaut und zählen damit zu den Großkraftwerken. Allerdings sind auch mittlere und kleine Leistungseinheiten, die meistens in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, mit Leistungen von wenigen  $\text{MW}_{\text{el}}$  im Einsatz (z.B. Heizkraftwerk der Universität Stuttgart).

In Wehowsky 1994 werden einige Flächenkenndaten für Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke zusammengestellt. GuD-Kraftwerke benötigen demnach eine Grundstücksfläche in Höhe von  $65 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  für Anlagen mit  $200 \text{ MW}_{\text{el}}$  und in Höhe von  $30 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  für Anlagen mit  $600 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Der überbaute Grundstücksflächenanteil beträgt jeweils etwa 60 %. Gasturbinenkraftwerke im Leistungsspektrum von 60 bis  $200 \text{ MW}_{\text{el}}$  beanspruchen eine Grundstücksfläche von nur etwa  $30 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  (vgl. Wehowsky 1994).

Aus den getroffenen Annahmen und auf der Basis von Daten zur Gesamt-Leistung lässt sich eine Gesamtflächeninanspruchnahme durch die Erdgaskraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland ab-

schätzen. Dabei werden aufgrund der Datenlücken und Unsicherheiten bei der Bestimmung spezifischer Flächenkennwerte jeweils eine obere und untere Bandbreite und ein Mittelwert angegeben. Insgesamt zeigt sich, dass die absolute kumulierte Flächeninanspruchnahme für die Erdgaskraftwerke außerordentlich gering ist und zumindest durch den Umfang der beanspruchten Flächen allein keine erhebliche Raumwirkung ausgehen kann. Dies gilt auch dann, wenn angenommen wird, dass sich ein wesentlicher Teil der Anlagenstandorte auf Städte konzentriert (vgl. Tabelle 52).

Für die zukünftige Entwicklung der Erdgasverstromung kann mit einer starken Zunahme dezentraler Anlagen im Bereich der Erdgasverstromung gerechnet werden. In den Regenerativ-Szenarien werden neben großen GuD-Kraftwerken vor allem Brennstoffzellen und andere innovative Technologien mit hohem KWK-Anteil zum Einsatz kommen, die alle einen deutlich erhöhten Flächenbedarf gegenüber dem Durchschnitt heute üblicher Anlagen haben werden. Dies lässt sich aus der obigen Analyse der Flächeninanspruchnahme der heutigen BHKW entnehmen. Viele der neuen Anlagen werden als Sekundärnutzungen in bestehende Hauptnutzungen integriert werden können, und zwar sowohl innerhalb als auch außerhalb von Gebäuden und somit keine eigenen Betriebsgrundstücke benötigen. Größere Nutzungskonflikte sind deshalb voraussichtlich höchstens in sehr dicht besiedelten städtischen Lagen zu erwarten. Da weder der zukünftige Kraftwerksmix noch die jeweiligen Leistungsgrößen bekannt sind, kann der sich durch eine veränderte Struktur im Bereich der Erdgasverstromung ergebende Flächenbedarf nicht quantifiziert werden.

**Tabelle 52: Flächeninanspruchnahme von Erdgaskraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 2000 (ohne Berücksichtigung von Wärmegutschriften)**

			Erdgas-Kraftwerke Gesamt	BHKW	Gasturbinen-Kraftwerke/ GuD-Kraftwerke
Netto-Leistung	GW <sub>el</sub>		21	2	20
spezifische Flächeninanspruchnahme	oberer Wert	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	118	687	65
	Mittelwert	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	83	458	48
	unterer Wert	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	47	229	30
berechnete absolute Flächeninanspruchnahme	oberer Wert	km <sup>2</sup>	2,5	1,3	1,3
	Mittelwert	km <sup>2</sup>	1,8	0,8	0,9
	unterer Wert	km <sup>2</sup>	1,0	0,4	0,6

Quelle: Wehowsky 1994, BMWi/VWEW 2002, Blesl et al. 1999, Köhler et al. 1996, eigene Annahmen und Berechnungen

#### 4.4.7 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Erdgasverstromung insgesamt

In Tabelle 53 ist die Flächeninanspruchnahme für die Bereitstellung von Erdgas, soweit es für die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000 benötigt wurde, zusammengestellt.

Es lassen sich insgesamt drei Haupt-Nutzungskategorien unterscheiden, die die Art und Intensität der Flächeninanspruchnahme grob nach dem Kriterium der Nutzungseinschränkung charakterisieren. Die Flächen, die als Betriebsgelände abgegrenzt sind, sind für Dritte nicht zugänglich, jegliche Fremdnut-

zung ist ausgeschlossen. Diese Nutzungs-Kategorie beansprucht bezogen auf die Erdgasbereitstellung den geringsten Flächenanteil. Sie liegt etwa in der Größenordnung der Flächen, die insgesamt durch Erdgaskraftwerke beansprucht werden.

Einen wesentlich größeren Raum nehmen Abstandsflächen ein, die zwischen Förder- oder Sondenplätzen und Einzelbebauungen bzw. Siedlungen eingehalten werden müssen. Die Nutzung der Abstandsflächen ist nur insoweit eingeschränkt, dass auf diesen Flächen keine Gebäude oder Verkehrsanlagen errichtet werden dürfen. Landwirtschaftliche Nutzungen und Erholungsnutzungen sind hingegen möglich. Die tatsächliche Nutzbarkeit der Abstandsflächen hängt u.a. auch vom Flächenzuschnitt bzw. von der Anzahl und der räumlichen Verteilung der Sondenplätze über der Lagerstätte ab. Falls die Förder- oder Speicherbohrungen dicht nebeneinander liegen und zusätzlich Verbindungsleitungen oberirdisch geführt werden, ist der Gebrauchswert der außerbetrieblichen Flächen im Umfeld der Sondenplätze generell stark eingeschränkt. Auch die Schadstoffbelastung, das Verkehrsaufkommen und die Lärmemissionen, die von den Anlagen ausgehen, sind als Nutzungseinschränkungen zu werten. Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass durch die Erdgasinfrastruktur der landschaftliche Charakter durch industrielle Prägung beeinträchtigt ist, wodurch mindestens leichte Einschränkungen hinsichtlich der potenziellen Erholungsfunktion der betroffenen Räume zu erwarten sind.

Die Schutzstreifen über Onshore-Erdgas-Pipelines bilden eine weitere Flächenkategorie. Diese Flächen dürfen ebenso wie die Abstandsflächen zu den Sondenplätzen nicht überbaut werden. Zusätzlich sind auch Anpflanzungen mit einer potenziell größeren Durchwurzelungstiefe unzulässig, so dass der Grad der Nutzungseinschränkung zunächst höher ist, als bei Abstandsflächen. Allerdings bedingt der linienförmige Zuschnitt der in Anspruch genommenen Flächen und der Einfluss der räumlichen Planung auf den Trassenverlauf, dass die Nutzungseinschränkung im Allgemeinen als wenig konfliktträchtig anzusehen ist. Höher zu gewichten sind lediglich die Beeinträchtigungen von Waldflächen, die durch Pipeline-Trassen durchquert werden. Planerische Auflagen führen tendenziell zu einer Bündelung von linienhafter Infrastruktur, was eine Konzentration der Belastung in den vom Trassenverlauf betroffenen Gebieten hervorruft. In Teilen ergibt sich eine Parallelführung von Erdgasleitungen bzw. eine räumliche Konzentration von Erdgasinfrastruktur auch allein schon aus gaswirtschaftlichen Gründen, wenn z.B. die Akquisition neuer Gaskunden in größerem Umfang dazu führt, dass Transportkapazitäten nachträglich erweitert werden müssen. Insbesondere im liberalisierten Gasmarkt kann ein verstärkter Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu einem konzentrierten Ausbau von Übertragungskapazitäten entlang von Haupttransportrouten führen.

Die Beeinträchtigung von Meeresflächen durch die Erdgasförderung bzw. durch Erdgaspipelines ist allein schon aufgrund der geringen Flächenanteile von untergeordneter Bedeutung. Allerdings kann der Anteil der in Anspruch genommenen Meeresflächen künftig zunehmen, wenn Onshore-Lagerstätten zunehmend erschöpft sind. Generell zeigt die Diskussion um die Offshore-Windkraftnutzung, dass Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch den Bau und den Betrieb, im Falle der Offshore-Kohlenwasserstoffgewinnung zusätzlich auch durch die Entsorgung aus Sicht des Naturschutzes zumindest als kritisch angesehen wird. Auch Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch Anlagen in Sichtweite der Küsten führen zu Nutzungskonflikten (z.B. die niederländische Erdgasförderung in der Nordsee vor den westfriesischen Inseln oder entsprechende Projektplanungen für das niederländische

Wattenmeer). Allerdings ist die Flächeninanspruchnahme der Offshore-Erdgasförderung im Verhältnis zur Förderkapazität verhältnismäßig gering. Die hohen Förderkapazitäten einer wirtschaftlichen Offshore-Erdgasbohrung führen dazu, dass die Gesamtzahl der Standorte für Förderplattformen begrenzt ist.

**Tabelle 53: Zusammenstellung der Daten zur Flächeninanspruchnahme durch die Erdgasbereitstellung bezogen auf den Bedarf zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2000**

	Inland		Ausland		Insgesamt
	m <sup>2</sup> /1.000 m <sup>3</sup> /a	km <sup>2</sup>	m <sup>2</sup> /1.000 m <sup>3</sup> /a	km <sup>2</sup>	
Betriebsgelände Onshore-Förderung	0,20	0,5	0,20	1,7	2,2
Betriebsgelände von Entschwefelungsanlagen	0,02	0,2			0,2
Betriebsgelände Untertagespeicher	0,03	0,3			0,3
Betriebsgelände Transportverdichterstationen	0,01	0,1			0,1
Schutz-Abstandsflächen zu Erdgasgewinnung	1,98	4,9	1,98	17,4	22,4
Schutz-Abstandsflächen zu Speichersondenplätzen	0,10	1,2			1,2
Schutzstreifen über Onshore-Transportleitungen	4,08	46,0	0,96	10,8	56,8
Meeresflächen für Offshore-Erdgasgewinnung			0,00	0,0	0,0
Meeresflächen für Offshore-Transportleitungen			0,55	6,2	6,2
		53,2		36,2	89,4

Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Datenquellen siehe Text

In Tabelle 54 sind die insgesamt für die Erdgas-Strombereitstellung in Anspruch genommenen Flächen noch einmal ohne Rücksicht auf die unterschiedliche Qualität der Inanspruchnahme zusammengestellt und auf die erzeugte Strommenge bzw. die installierte Kraftwerksleistung bezogen, um sie quantitativ mit anderen Optionen der Stromerzeugung vergleichbar zu machen. Allerdings muss gerade bei einem Vergleich zur Interpretation der Daten die Qualität der jeweiligen Nutzung jeweils mit betrachtet werden, so dass diese Darstellung nur für eine erste grobe überblicksartige Einordnung verschiedener Stromversorgungsoptionen geeignet ist.

**Tabelle 54: Gesamt-Flächeninanspruchnahme der Erdgasverstromung in der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf das Jahr 2000**

	Flächeninanspruchnahme insgesamt		davon im Ausland	
	spezifisch		absolut	
	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>
Erdgasgewinnung/-aufbereitung	0,51	1.162	25	19
Erdgasspeicherung	0,03	69	1	0
Erdgastransport	1,28	2.952	63	17
Stromerzeugung	0,04	83	2	0
Summe	1,85	4.266	91	36

Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Datenquellen siehe Text

In den Regenerativ-Energie-Szenarien erhöht sich zum Teil die Stromerzeugung aus Erdgas deutlich. Auch der Erdgasverbrauch für die Erdgasverstromung nimmt in fast allen Szenarien zu. Dadurch, dass bis zum Jahre 2050 der deutsche Erdgasbedarf beinahe vollständig importiert werden muss, verlagert sich auch ein Teil der Flächeninanspruchnahme ins Ausland. Da der Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung in den Szenarien zwar steigt, der gesamte Erdgasverbrauch jedoch bis zum Jahre 2050 gegenüber dem heutigen Erdgasverbrauch zurückgeht, ergeben sich insgesamt reduzierte Infrastrukturaufwendungen für die Erdgasbereitstellung in den Szenarien. Allerdings erhöht sich rechne-

risch der Infrastrukturaufwand der Erdgasbereitstellung erheblich, der der Stromversorgung zuzuordnen ist.

## 4.5 Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen

In diesem Kapitel sollen die Raumwirkungspotenziale einer Strombereitstellung auf Basis biogener Brennstoffe analysiert und dargestellt werden. Für die Analyse ist sowohl die in den Klimaschutz-Szenarien angenommene Menge der technischen Anlagen und Aktivitäten - jeweils differenziert nach Art und Kapazität - von Interesse (Mengenaspekt) als auch das Raumwirkungspotenzial einzelner Bereitstellungssysteme entsprechend der heute und aller Voraussicht nach zukünftig verfügbaren Technologien zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen (Aspekt der potenziellen Wirkungsrichtung und –qualität einzelner Bereitstellungsoptionen).

Wie bereits in Kapitel 3.2.3 dargelegt, sind in den Dokumentationen zu den Klimaschutz-Szenarien, die im Auftrag der Enquete-Kommission einerseits und des Umweltbundesamtes andererseits erstellt und im Jahr 2002 veröffentlicht wurden, lediglich die Gesamtmengen der Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe sowie die entsprechenden Gesamt-Kraftwerks-Kapazitäten ausgewiesen. Daneben finden sich zum Teil außerdem Hinweise zu den eingesetzten biogenen Brennstoff-Energiemengen, nicht aber zu den entsprechenden natürlichen Brennstoff-Mengen. Aus diesem Grunde mussten die Szenarien im Hinblick auf das Brennstoffmengengerüst und die Brennstoffbereitstellung auf der Basis eigener Annahmen interpretiert und ergänzt werden

Die Strombereitstellung aus biogenen Brennstoffen ist im Vergleich zu den übrigen für die Stromerzeugung verfügbaren regenerativen Technologien durch einige Besonderheiten gekennzeichnet, die für die detaillierte Ausgestaltung von Energieszenarien ein breites Spektrum an Möglichkeiten eröffnen. Alle Stufen der Prozesskette sowohl für die Bereitstellung von Bioenergieträgern als auch für die Bereitstellung von Strom aus biogenen Brennstoffen können sehr unterschiedlich gestaltet werden. Bereits die Biomasse-Rohstoffquellen sind nicht nur geographisch extrem dispers verteilt, sondern auch zum Teil verschiedenen ökonomischen Subsystemen zuzuordnen. Zwar werden potenzielle Biomasse-Rohstoffe zum ganz überwiegenden Teil aus der Landwirtschaft gewonnen. Einen wichtigen Deckungsbeitrag können darüber hinaus auch die Forstwirtschaft, die Abfallwirtschaft sowie weitere Wirtschaftszweige und Branchen leisten, die Stoffe biogenen Ursprungs verarbeiten.

Bioenergie ist im Gegensatz zu den anderen regenerativen Energien stofflich gebunden. Daher sind Biomasse-Rohstoffe ebenso wie Bioenergieträger grundsätzlich transport- und lagerfähig. Aus diesem Grunde ist die Bereitstellung von Bioenergieträgern räumlich vom Standort der Stromerzeugung getrennt zu betrachten. Aus technischer Sicht spricht daher nichts dagegen, Biomasse-Rohstoffe oder Bioenergieträger zur Deckung des inländischen Bedarfs zu importieren, soweit der Transportenergieaufwand in einem ökonomisch und ökologisch akzeptablen Verhältnis zum Energienutzen des Gesamtsystems der Bioenergiebereitstellung steht. Ein Anreiz für den Import von Bioenergieträgern ist dann gegeben, wenn dadurch die Bereitstellungskosten verringert werden können und/oder die Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit sich durch die geographische Ausweitung der Rohstoffbasis insgesamt erhöht. Diese Vielfalt der Bereitstellungsoptionen erschwert im Rahmen der Analyse die geographische Abgrenzung und erweitert das Spektrum zukünftig denkbarer Biomasse-Szenarien erheblich.

Die stofflichen Eigenschaften der Biomasse, ihre Weiterverarbeitungstechnik und die auf der Basis von Biomasse-Rohstoffen herstellbaren Fertigprodukte sind ebenfalls sehr heterogen. Diese Heterogenität ist schließlich auch auf der Ebene der Nutzungsoptionen und –technologien anzutreffen, die sich zudem auf Grund von zum Teil noch längst nicht ausgeschöpften technischen Entwicklungspotenzialen und sich wandelnder gesellschaftlicher Anforderungen zukünftig noch erheblich verändern können.

Die für Biomasserohstoffe sehr breit gefächerten Nutzungsoptionen führen bei gleichzeitig – je nach geographischer Abgrenzung der Rohstoffbasis mehr oder weniger stark – eingeschränkter Mengenverfügbarkeit dazu, dass – insbesondere bei langen Betrachtungszeiträumen – Szenarien mit sehr unterschiedlichen Entwicklungspfaden für die Biomasse-Nutzungen denkbar sind, die sich zum Teil ergänzen können, zum großen Teil aber gegenseitig ausschließen. Diese Vielfalt möglicher Zukunftsentwürfe zeigt sich darin, dass Biomasse-Stoffströme an zahlreichen Verzweigungspunkten jeweils alternativ in einerseits stoffliche und andererseits energetische Nutzungs-Pfade ausdifferenziert werden können.

Gleichermaßen vielfältig sind aber die Optionen innerhalb des Energiesektors für die Herstellung von Bioenergieträgern bei gleicher Biomasse-Basis einerseits und die Nutzungsoptionen für gleiche Bioenergieträger andererseits. Innerhalb des Energiesektors konkurrieren vor allem die Bereitstellung von biogenen Brennstoffen und deren stationäre Nutzung für die (gekoppelte) Strom- und Wärmeerzeugung einerseits mit der Bereitstellung von Biokraftstoffen und deren Nutzung im Verkehrssektor andererseits. Für energiewirtschaftliche Potenzialanalysen muss die grundsätzliche Unvereinbarkeit von konkurrierenden Nutzungen innerhalb des Energiesektors vorausgesetzt werden, da die verfügbaren Rohstoffe ungeteilt z.B. nicht gleichermaßen für den Antrieb von Kraftfahrzeugen und den Antrieb von Verbrennungsmotoren zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden können. Durch die energiewirtschaftliche Nutzung von Brennstoffen werden diese letztlich in nicht mehr weiter nutzbare Energieformen (Anergie) überführt, so dass eine Kreislaufführung, wie sie im Bereich der stofflichen Nutzung in bestimmten Grenzen durch Produktrecycling möglich ist, im Energiebereich von vornherein ausgeschlossen werden kann.

Insgesamt gesehen hängt die Abschätzung der Biomasse- bzw. Bioenergie-Potenziale stark von gesellschaftlichen Entwicklungen und den jeweiligen politischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Wirtschaftssektoren ab, die als Rohstoffquelle für die Biomassebereitstellung in Frage kommen. Aus diesem Grunde besteht eine enge Verflechtung zwischen der Energiewirtschaft bzw. Energiepolitik auf der einen Seite und den übrigen Wirtschaftssektoren (einschließlich der Entsorgungswirtschaft) und sektoralen Politikfeldern auf der anderen Seite. Die meisten Energieszenarien blenden jedoch den Aspekt der stofflichen Nutzung und die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen stofflichen und energetischen Nutzungskonzepten bzw. die Wechselwirkungen, die sich aus politischen Vorgaben in unterschiedlichen Politikfeldern ergeben können, aus.

Die Lücken in der Energie-Szenarien-Darstellung, die die Publikationen der Enquete-Kommission (vgl. Enquete 2002) und des Umweltbundesamtes (vgl. DLR/WI 2002) im Bereich der Bioenergienutzung aufweisen, werden zum Teil durch die aktuelleren Studien von Nitsch et al. 2004 und von Fritsche et al. 2004 gefüllt, die sich beide als Ausgangspunkt für weitergehende Analysen auf das Nachhaltig-

keitsszenario beziehen, das von DLR und Wuppertal im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellt worden ist (vgl. DLR/WI 2002).

In diesen Studien werden anhand aktueller Daten Technologien der Biomasse-Stromerzeugung und Biomasse-Brennstoff-Potenziale sowie Potenziale für die Stromerzeugung auf Basis von Bioenergieträgern in ihrer Abhängigkeit von Rahmenbedingungen im Bereich der Abfallwirtschaft einerseits und der Land- und Forstwirtschaft andererseits beschrieben. Zudem werden technologische Entwicklungstendenzen im Bereich der Biomasse-Stromerzeugung für den Zeitraum bis 2050 (Nitsch et al. 2004) und Perspektiven der Effizienzsteigerung bei der Gewinnung und stofflichen Umwandlung von Biomasse zur Bereitstellung von Biomasse-Brennstoffen für den Zeithorizont bis 2030 abgeschätzt (Fritsche et al. 2004).

Die neueren Potenzial-Untersuchungen gehen grundsätzlich von einem Vorrang für die stoffliche vor der energetischen Biomasse-Nutzung aus, da die stofflich genutzte Biomasse nach Abschluss der stofflichen Nutzungsphase i.d.R. wiederum als biogene Reststoffe bzw. Abfälle für eine energetische Folgenutzung verfügbar gemacht werden kann (vgl. Fritsche et al. 2004). Dieser Vorrang der stofflichen Nutzung gilt gleichermaßen für Anbau-Biomasse (Energiepflanzen) wie für Reststoffe und Abfälle, so dass die energetische Nutzung immer das letzte Glied der Kette darstellt.

Beide Studien kommen in ihren Abschätzungen der nutzbaren Biomasse-Potenziale bzw. Bioenergieträger-Potenziale zum Teil zu deutlichen Korrekturen im Vergleich zu früheren Untersuchungen (vgl. z.B. Kaltschmitt/Wiese 1993). Auf der Basis der korrigierten Potenzialberechnungen und der Technologieanalysen stellen sie zusätzlich ausgehend vom UBA-Nachhaltigkeitsszenario neue Szenarien vor, und zwar einerseits speziell für den Bereich der energetischen Biomasse-Nutzung bezogen auf den Zeitraum bis 2030 (vgl. Fritsche et al. 2004) und andererseits für den gesamten Energiesektor mit Zeithorizont bis 2050 (vgl. Nitsch et al. 2004).

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden für die Ausdifferenzierung der beiden Szenarien des IER und des UBA, die hier als Gegenstand der Analysen dienen, trotzdem ältere Potenzialdaten genutzt, da diese auch Basis für die Erstellung der bereits im Jahre 2002 veröffentlichten Szenarien waren. Daten zu einigen als zukunftsweisend angesehenen Umwandlungs-Technologien werden jedoch hauptsächlich anhand der o.g. neueren Studien zusammengestellt und anhand von weiteren Literaturdaten zum technischen Entwicklungspotenzial der Stromerzeugung auf der Basis von Bioenergieträgern ergänzt.

#### **4.5.1 Überblick über das technische Gesamt-System der Verstromung von biogenen Brennstoffen**

Bioenergieträger sind für Energieversorgungssysteme, die sich weitgehend auf regenerative Energien stützen, gerade aufgrund ihrer stofflichen Energieträger-Eigenschaft von erheblicher Bedeutung. Dies liegt zum einen daran, dass durch die mit der Stromerzeugung entstehende Abwärme vielfältige Möglichkeiten der gekoppelten Energienutzung bestehen (Dampf, Wärme, Kälte), die nicht nur für die Siedlungs- und Gebäudewärmeversorgung interessant sind sondern - je nach Kraftwerkstechnologie bzw. Temperaturniveau - grundsätzlich auch für den industriellen Bedarf eingesetzt werden können, der aufgrund der hohen Anforderungen (z.B. hinsichtlich des Temperaturniveaus) aus heutiger Sicht



durch (nicht brennstoff-basierte) regenerative Energieströme kaum oder nur mit viel höherem Aufwand gedeckt werden könnte. Die Kraft-Wärme-Kopplung wird – soweit die ebenfalls sehr energieeffiziente Mitverbrennung von Biomasse in Kohle-Kraftwerken nur als Übergangstechnologie betrachtet wird – in der energiepolitischen Diskussion allgemein als Voraussetzung für eine effiziente und emissionsarme Biomasse-Nutzung gesehen (vgl. z.B. Nitsch et al. 2004).

Biomasse-Kraftwerke können zudem aufgrund der weitgehenden Steuerungsfähigkeit ihrer elektrischen Leistungsabgabe ebenso wie z.B. Wasserkraftwerke Dargebotsschwankungen der Stromerzeugung aus der Wind- und Solarenergienutzung ausgleichen und den Netzbetrieb stabilisieren. Zwar können sich bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen diesbezüglich aufgrund der betrieblichen Anforderungen einer zusätzlichen Wärmeauskopplung im Einzelfall - je nach Auslegung und Betriebsweise der jeweiligen Anlagen - auch Einschränkungen ergeben. Grundsätzlich ist aber die Bedeutung einer Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe für regenerative Energieszenarien höher, als der vergleichsweise geringe mengenmäßige Deckungsbeitrag an der Gesamtstromerzeugung, wie er in den meisten Regenerativ-Energieszenarien ausgewiesen ist, vermuten lässt.

Im UBA-NH-Szenario und im RRO-2-Szenario des IER sind Netto-Kapazitäten zur Biomasse-Stromerzeugung für das Jahr 2030 in einer Bandbreite von 5,7 bis 10,3 GW und für das Jahr 2050 in einer Bandbreite von 7,5 bis 12,5 GW (inkl. Müll-(Heiz)-Kraftwerken) vorgesehen (vgl. Tabelle 55).

**Tabelle 55: Netto-Leistung und Stromerzeugung in Biomasse-Kraftwerken in den Regenerativ-Szenarien der Enquete-Kommission und des UBA für die Jahre 2030 und 2050**

	2030			2050		
	elektrische Netto-Leistung	Netto-Stromerzeugung	Volllaststunden	elektrische Netto-Leistung	Netto-Stromerzeugung	Volllaststunden
	GW	TWh	h/a	GW	TWh	h/a
<b>IER RRO 2</b>	10,3	53	5.149	12,5	59,0	4.722
<b>UBA NH</b>	5,7	30	5.268	7,5	35,5	4.749

Quelle: IER 2002, DLR/WI 2002

Im Gegensatz zum heute noch sehr geringen Deckungsbeitrag der Biomasse an der Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland liegt der Anteil der Netto-Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen (inkl. Stromerzeugung aus Mischabfällen) an der gesamten Netto-Stromerzeugung (inkl. Import von Strom aus regenerativen Energien) in den beiden Szenarien im Bereich von 7,5 bzw. 10,5 % und entspricht damit etwa dem heutigen Deckungsbeitrag der gesamten regenerativen Stromerzeugung an der Stromnachfrage. Der Anteil der mit biogenen Brennstoffen bzw. mit Mischabfall befeuerten Kraftwerks-Kapazitäten an der gesamten innerhalb Deutschlands im Jahre 2050 installierten Netto-Leistung beträgt in den Regenerativ-Energie-Szenarien zwischen 5 und 6 %.

#### **4.5.1.1 Stand der Stromerzeugung aus Bioenergieträgern in der Bundesrepublik Deutschland**

Zurzeit werden Biomasse-Rohstoffe in der Bundesrepublik Deutschland immer noch hauptsächlich zur Wärmeerzeugung in kleinen dezentralen Feuerstätten und nur in geringem Umfang zur Stromerzeugung eingesetzt. Erst durch die vor einigen Jahren begonnene gezielte staatliche Förderung konnte

sich im kleinen Maßstab eine Biomasse-Stromversorgung etablieren. Die aktuelle kumulierte elektrische Anlagenleistung der Stromerzeuger, die auf der Basis von biogenen Brennstoffen betrieben werden, beträgt etwa 880 MW<sub>el</sub>. In den mit biogenen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken werden jährlich insgesamt etwa 5 TWh Strom erzeugt. Außerdem ist eine Leistung von insgesamt ca. 1 GW in zurzeit bundesweit etwa 60 Müllverbrennungsanlagen installiert. Sollen die Biomasse-Kraftwerkskapazitäten im Sinne der Klimaschutz-Szenarien ausgebaut werden, wären bis 2050 Stromerzeuger mit einer Leistung von etwa 5 bis 10 GW zusätzlich zu installieren, wenn unterstellt wird, dass die heutigen Müllverbrennungskapazitäten bis zum Jahre 2050 in ihrer Größenordnung weitgehend unverändert bleiben.

Im aktuellen Kraftwerksbestand der Bundesrepublik Deutschland können zwei Haupttechnologie-Linien zur Biomasse-Stromerzeugung identifiziert werden:

- klassische Dampferzeugung auf Basis von holzartigen Festbrennstoffen mit anschließender Entspannung in Dampfturbinen in einem Leistungsbereich von etwa 200 kW<sub>el</sub> bis zu 20 MW<sub>el</sub> und in Dampfmaschinen in einem Leistungsbereich von 100 kW<sub>el</sub> bis 2 MW<sub>el</sub>;
- Erzeugung von Biogas und deren Einsatz in Verbrennungsmotoranlagen in einem Leistungsbereich von 50 kW<sub>el</sub> bis zu 8 MW<sub>el</sub>.

Die Mitverbrennung von festen Biomasse-Brennstoffen in Braun- oder Steinkohle-Kraftwerken spielt demgegenüber eine noch vergleichsweise bescheidene Rolle (vgl. Rentz et al. 2002).

Auf Basis von Dampfkraft-Prozessen werden derzeit in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt 80 Kraftwerke und Heizkraftwerke unter Einsatz von festen Biomasse-Brennstoffen betrieben. Die durchschnittliche Anlagenkapazität innerhalb dieser Anlagenkategorie liegt bei etwa 5 MW<sub>el</sub> (vgl. Tabelle 56). Gestützt auf die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Verbindung mit der Biomasse-Verordnung steigt aktuell die Zahl der neu gebauten Anlagen. Im Bereich der Biomasse-Festbrennstoff-Verstromung ist eine Tendenz zur Errichtung größerer Anlagen bis hin zu einer Obergrenze von zurzeit 20 MW<sub>el</sub> zu erkennen. Dabei ist zu beachten, dass die Beschränkung der Anlagenleistung bei Biomasse-Stromerzeugern nicht auf technische Grenzen sondern ausschließlich auf die aktuellen Förderkonditionen zurückzuführen ist. Beispiele für biomasse-befeuerte Anlagen größerer Leistung finden sich im europäischen Ausland (vgl. Berger et al. 2003). Das zurzeit weltweit größte Biomasse-Kraftwerk wird mit einer elektrischen Leistung in Höhe von 240 MW in Pietarsaari, Finnland betrieben (vgl. Tekes 2002).

Biogas wird in kleinen Motorheizkraftwerken in einem Leistungsspektrum von 50 kW<sub>el</sub> bis etwa 8 MW<sub>el</sub> verstromt, wobei in der Hauptsache tierische Exkremente (Gülle und Festmist) zur Biogaserzeugung genutzt werden. Biogene Abfälle, Grasschnitt und neuerdings auch vermehrt Energiepflanzen werden als Kofermentate eingesetzt (vgl. Scheuermann et al. 2003 und Tabelle 56). Zusätzlich zu den dezentralen und meist eher kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden in der Bundesrepublik Deutschland vor allem in den neuen Bundesländern einige größere zentrale landwirtschaftliche Biogas-Gemeinschaftsanlagen und insgesamt 44 Bioabfallvergärungsanlagen im Einflussbereich der Entsorgungswirtschaft betrieben (Stand: 2002, vgl. Leible et al. 2003). Zusätzlich werden vereinzelt auch Großanlagen für die industrielle Abwasserentsorgung eingesetzt. Die zurzeit größte deutsche

Anlage dieser Kategorie dient der Abwasservergärung einer Kartoffelstärkefabrik in der Lüneburger Heide. Diese BHKW-Anlage liegt gemessen an der installierten elektrischen Leistung mit einer Gesamtkapazität in Höhe von 4 mal 2,1 MW<sub>el</sub> an der Spitze der zurzeit in der Bundesrepublik Deutschland betriebenen Biogas-Stromerzeuger (vgl. Müller 2002).

**Tabelle 56: mit biogenen Brennstoffen befeuerte Stromerzeuger in der Bundesrepublik Deutschland – Stand: Ende 2002**

	Anlagen-Anzahl	kumulierte elektrische Leistung	mittlere Anlagenkapazität	Jahres-Stromerzeugung	mittlere Auslastung
		MW	kW/Anlage	TWh/a	h/a
feste Biomasse-Brennstoffe	80	380	4.750	1,7	4.474
Biogas	1.700	185	109	1,1	6.000
Deponie- und Klärgas*)	974	292	300	1,9	6.370
Summe	2.754	857	311	4,7	5.449

\*) Stand: 2001

Quelle: Scheuermann et al. 2003; Nitsch et al. 2004; Schlomann et al. 2004

Auch Deponie- und Klärgasanlagen werden – etwa vergleichbar mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen - mit einer durchschnittlichen Kapazität von 300 kW<sub>el</sub> vorwiegend im unteren elektrischen Leistungsbereich betrieben.

#### 4.5.1.2 Verfeuerung fester Biomasse-Brennstoffe in Dampfkraft- und ORC-Anlagen

Bisher sind im Bereich der Verstromung fester Biomasse-Brennstoffe vor allem Dampfturbinen-Heizkraftwerke und Dampfmaschinen im Einsatz. Von allen Verfahren, die für eine Biomasse-Verstromung in Frage kommen, sind Dampfkraftprozesse im Allgemeinen und Dampfturbinen-Kraftwerke im Besonderen technisch am weitesten entwickelt (vgl. Heinrich/Jahraus 2000). Diese Anlagen werden mit Biomasse-Festbrennstoffen befeuert und zeichnen sich durch einen zuverlässigen und wartungsarmen Betrieb aus. Allerdings wurden bisher kaum Anstrengungen unternommen, diese Technologie speziell für den Biomasse-Einsatz zu optimieren (Scheuermann et al. 2003). Aufgrund brennstoffbedingt niedrigerer Dampfparameter (Druck und Temperatur) sind verglichen mit fossil befeuerten Dampfkraftwerken nur deutlich geringere Wirkungsgrade erreichbar. Der Vorteil von Dampfmaschinen liegt gegenüber Dampfturbinen-Anlagen in dem einfacheren apparativen Aufbau und den dadurch geringeren Investitionskosten und darin, dass vor allem kleine Leistungsbereiche bis zu wenigen MW<sub>el</sub> abgedeckt werden können.

Die Vorteile von ORC-Anlagen liegen in der Robustheit (hohe Lebensdauer und niedrige Instandhaltungskosten), dem sehr guten Teillastverhalten und in der Möglichkeit einer unbemannten vollautomatischen Betriebsweise. ORC-Anlagen können elektrische Leistungen von bis zu 1 MW<sub>el</sub> abdecken (vgl. Hammerschmidt 2002).

Bei den Heizkraftwerken und Kraftwerken, die in der Bundesrepublik Deutschland bis Ende 2002 auf der Basis fester Biomasse-Brennstoffe betrieben wurden, betrug der durchschnittliche Wirkungsgrad 16 %. Die Spannbreite lag zwischen 7 % bei Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von bis zu 0,5 MW bis hin zu 21 % bei Anlagen mit mehr als 5 MW elektrischer Leistung (vgl. Scheuermann et al.

2003). Generell stößt die Dampfturbinen-Technik im kleinen Leistungsbereich an wirtschaftlich-technische Grenzen. Erst für Anlagen mit größeren Leistungen etwa ab 20 MW kann bei der Nutzung fortschrittlicher Feuerungstechnik (z.B. Wirbelschichtfeuerung) ein elektrischer Wirkungsgrad von bis zu 30 % realisiert werden (vgl. Scheuermann et al. 2003). Noch höhere elektrische Gesamtwirkungsgrade in Höhe von bis zu 36 % brutto sind im Kondensationsbetrieb (ohne Wärmeauskopplung) bei Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung realisierbar, die allerdings erst in einem Leistungsbereich von mehr als 20 MW<sub>el</sub> wirtschaftlich sind (vgl. Berger et al. 2003).

Für die Entwicklung der technischen Effizienz durchschnittlicher Dampfturbinen-Anlagen wird erwartet, dass mittel- bis langfristig eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads von heute etwa 14 % auf 19 % bei kleinen Heizkraftwerken bzw. auf 32 % bei Kraftwerken mit einer Leistung von 20 MW<sub>el</sub> möglich ist (vgl. Nitsch et al. 2004). Für Gegendruck-Heizkraftwerke in der Leistungsklasse 10 MW<sub>el</sub> liegen Schätzungen vor, die ausgehend von einem elektrischen Wirkungsgrad in Höhe von heute 21 % mit einer Steigerung auf 24 % für den Zeitraum bis 2030 rechnen (vgl. Fahl 2004). ORC- und Dampfmotor-Heizkraftwerke könnten bis zum Jahre 2030 elektrische Wirkungsgrade in Höhe von 15 bzw. 17 % erreichen (vgl. Tabelle 57).

**Tabelle 57: Entwicklungsperspektiven für Dampfturbinen- Heizkraftwerke und -kraftwerke auf Basis einer biogenen Festbrennstoff-Feuerung**

		2000		2030		2050	
		$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$
Holz-Dampfmotor-Heizkraftwerk	0,8 MW <sub>el</sub>	12	80	17	83	k.A.	
Holz-ORC-Heizkraftwerk	0,8 MW <sub>el</sub>	11	81	15	84	k.A.	
Holz-Dampfturbinen-Heizkraftwerk	1,0 MW <sub>el</sub>	14	81	19	84	19	84
Holz-Dampfturbinen-Heizkraftwerk	5,0 MW <sub>el</sub>	14	81	19	84	19	84
Holz-Dampfturbinen-Heizkraftwerk	11,5 MW <sub>el</sub>	21	85	24	89	k.A.	
Holz-Dampfturbinen-Kraftwerk	20,0 MW <sub>el</sub>	27		32		32	

Quelle: Nitsch et al. 2004; Fahl 2004, UBA 2004

#### 4.5.1.3 Stromerzeugung mit Biogas-BHKW

Biogas-Motorheizkraftwerke sind bereits heute Stand der Technik und am Markt in einem Leistungsbereich von 5 kW<sub>el</sub> bis hin zu 8 MW<sub>el</sub> verfügbar, wobei Großanlagen oft als Mehr-Modul-Systeme ausgeführt sind. Biogas-BHKW-Module erreichen Herstellerangaben entsprechend vergleichsweise hohe elektrische Wirkungsgrade auch bei kleinen Leistungseinheiten von bereits über 25 % und bei großen Leistungen in Höhe von bis zu 38 % (Stand: 2000; vgl. ASUE 2001).

Obwohl die Motorentechnik bereits ein hohes technisches Niveau erreicht hat, bestehen weitere Potenziale zur Effizienzsteigerung. Für aktuelle Szenarien-Rechnungen werden elektrische Wirkungsgrade in Höhe von bis zu 37 % für kleine und von bis zu 42 % für große Anlagen angenommen (vgl. Tabelle 58).

**Tabelle 58: Entwicklungsperspektiven für Biogas- Motorheizkraftwerke**

		2000		2030		2050	
		$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$
Biogas-Motorheizkraftwerk	25 kW <sub>el</sub>	30	82	37	85	37	85
Biogas-Motorheizkraftwerk	100 kW <sub>el</sub>	31	85	37	86	37	86
Biogas-Motorheizkraftwerk	500 kW <sub>el</sub>	36	88	38	89	38	89
Biogas-Motorheizkraftwerk	1.000 kW <sub>el</sub>	37	86	42	84	k.A.	

Quelle: Nitsch et al. 2004; ASUE 2001; UBA 2004

Aufgrund der hohen Umwandlungswirkungsgrade bei der Stromerzeugung ist die Biogasverstromung durchaus energiewirtschaftlich attraktiv. Allerdings erfordert der Vergärungsprozess einen hohen Eigenenergiebedarf für den Betrieb von Pumpen und Rührwerken einerseits und für die Beheizung des Gärreaktors bzw. die Hygienisierung der Gärreste andererseits, so dass die Gesamteffizienz der Strombereitstellung eines Systems aus Biogasanlage und Motorheizkraftwerk unter Umständen deutlich geringer ist, als die hohen elektrischen Wirkungsgrade der Biogas-Motoren zunächst vermuten lassen. Zu beachten ist außerdem, dass bei heute üblichen Gärverfahren etwa 30 % der Biomasse unvergoren im Gärückstand verbleibt (vgl. Scheffer 2001).

#### 4.5.1.4 Stromerzeugung auf Basis von biogenem Synthesegas

Gestützt durch staatliche Anreize werden im Bereich von Industrie und Wissenschaft Anstrengungen unternommen, Systemtechnologien für die Verstromung von biogenen Brennstoffen zu entwickeln, die bereits in kleinen Leistungsbereichen bei hohen Stromkennzahlen und unter Einbeziehung der Brennstoffbereitstellung eine hohe Gesamt-Effizienz erreichen, flexible Einsatzmöglichkeiten versprechen und günstigere Stromgestehungskosten erwarten lassen. Als besonders zukunftsweisend wird die Vergasung von Holz- oder auch von halmgutartigen Biomasse-Rohstoffen angesehen, da das bei diesem Verfahren gewinnbare Produktgas ebenso wie Biogas in Motorheizkraftwerken kleiner Leistung bei hoher Gesamt-Brennstoffausnutzung eingesetzt werden kann. Bei gleicher elektrischer Leistung übersteigt die Stromkennzahl von Motorheizkraftwerken diejenige von Dampfkraftanlagen um den Faktor 1,5 bis 2,3 (vgl. Ising et al. 2002). Die Entwicklungsperspektiven für Holzgas-Verbrennungsmotoren sind denen für Biogas-Motoren vergleichbar (vgl. Tabelle 58).

Zusätzlich besteht die Option, nach vorgeschalteter Gasaufbereitung auch Gasturbinen-Kraftwerke mit nachgeschaltetem Abhitzeessel oder auch Brennstoffzellen mit Holzgas zu betreiben. Damit ergeben sich vielfältige Einsatzmöglichkeiten für diesen Brennstoff bei einem extrem breiten Spektrum an Anlagengrößen von 100 kW<sub>el</sub> bei Holzgas-BHKW bis hin zu mehreren hundert MW<sub>el</sub> im Falle von GuD-Kraftwerken. Damit ist es außerdem technisch möglich, im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb auf jeden beliebigen Bedarfsfall auch im Bereich der Wärmeversorgung sowohl im Niedertemperaturbereich für Wohn- und Gewerberaumheizung als auch im Bereich der Prozessdampfversorgung für den Industriesektor zu reagieren.

Die Holzvergasung ist zwar eine altbekannte Technologie, wurde jedoch bislang noch nicht im großtechnischen Maßstab eingesetzt und hat in Bezug auf Teerabscheidung und im Hinblick auf geforderte Reinheit des Produktgases noch mit Entwicklungsproblemen zu kämpfen. Mit einer breiteren Markteinführung von Biomasse- Vergasern in Kombination mit verschiedenen Stromerzeugungstech-

nologien (Verbrennungsmotoren, Gasturbinen und Brennstoffzellen) wird erst für den Zeitraum ab 2010 gerechnet. Insbesondere beim Einsatz in GuD-Kraftwerken und Brennstoffzellen werden hohe elektrische Nutzungsgrade erwartet. Die Stromkennzahlen liegen noch deutlich höher als bei motorischen Anlagen (vgl. Tabelle 59 und Tabelle 60), was sich zukünftig vor allem für den Einsatz im Niedertemperatur-Wärme-Bereich vorteilhaft auswirkt. Aus Biomasse-Heizkraftwerken ausgekoppelte Niedertemperatur-Wärme kann ausgehend von einer wirtschaftlichen Mindestgröße der Anlagen sinnvoll nur über Nah- und Fernwärmenetze verteilt werden. In Zukunft werden sich jedoch die Bedingungen für die Nah- und Fernwärmeversorgung tendenziell eher verschlechtern, da durch den verbesserten baulichen Wärmeschutz und möglicherweise auch aufgrund demographischer Entwicklungen die Nachfragedichte im Bereich der Gebäudewärme voraussichtlich zurückgehen wird. Unter diesen Umständen kann eine hohe Stromkennzahl zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen beitragen.

**Tabelle 59: Entwicklungsperspektiven für GuD-(Heiz-)Kraftwerke auf Basis von Holzgas**

		2010		2030		2050	
		$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$
Holzgas-GuD-HKW	7 MW <sub>el</sub>	42	92	44	92	44	92
Holzgas-GuD-HKW	50 MW <sub>el</sub>	43	91	45	90	k.A.	
Holzgas-GuD-KW	216 MW <sub>el</sub>	54		59		k.A.	

Quelle: Nitsch et al. 2004, UBA 2004

**Tabelle 60: Entwicklungsperspektiven für Holzgas-Brennstoffzellen**

	MW <sub>el</sub>	2020		2030	
		$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$
Holzgas-MCFC	0,3	50	80	52	78
Holzgas-SOFC	0,3	54	81	55	78

Quelle: UBA 2004

#### 4.5.1.5 Gesamt- Strom-Bereitstellungseffizienz und Bio-Energieträger-Aufwand für die Stromerzeugung in den Regenerativ-Energie-Szenarien

Der Brennstoff- und Rohstoffaufwand zur Stromerzeugung hängt einerseits vom Bioenergie-Brennstoff-Mix und andererseits von der technischen Gesamteffizienz der Strombereitstellung ab. Die Gesamteffizienz der Stromerzeugung wiederum variiert sehr stark in Abhängigkeit von der jeweiligen Anlagenkapazität und von der jeweils gewählten Kombination aus Bioenergiebereitstellungs- und Kraftwerkstechnologie. Zur Erstellung eines Mengengerüsts für die Biomasse-Rohstoffe und die Bioenergieträger, die zur Stromerzeugung in den ausgewählten Regenerativ-Energie-Szenarien im Zieljahr 2050 eingesetzt werden, werden daher nicht nur Prognosedaten zur technologischen Entwicklung der Kraftwerke sondern darüber hinaus auch Technologieprognosen zur Entwicklung der gesamten Prozesskette zur Stromerzeugung auf der Basis von Bioenergieträgern benötigt. Hinweise zum prognostizierten künftigen Brennstoffmix sind teilweise in den Szenarien-Dokumentationen enthalten. Prognosedaten zur Technologieentwicklung liefern die Studien von Nitsch et al. 2004 und von Fritsche et al. 2004 sowie die Technologie-Datenbank des Umweltbundesamtes (vgl. UBA 2004). Grob unter-

schieden werden können Strombereitstellungsketten auf der Basis von Biogas einerseits und auf der Basis von festen Biomasse-Rohstoffen andererseits.

Wie bereits erwähnt, muss auch für die stoffliche Umwandlung der Biomasse-Rohstoffe in Bioenergieträger, die sich für die Stromerzeugung eignen, zum Teil elektrische Energie aufgewandt werden, die die Gesamteffizienz der Strombereitstellung beeinflusst. Außerdem entstehen vor allem bei der Verarbeitung fester Biomasse-Rohstoffe zusätzlich stoffliche Verluste, die den spezifischen Rohstoffbedarf erhöhen und damit die Gesamt-Bereitstellungs-Effizienz des biogenen Stroms verringern.

Bei Biogasanlagen hängt der Stromverbrauch für den Betrieb von Pumpen und Rührwerken im wesentlichen vom eingesetzten Gärsubstrat und dem Volumen des Gärreaktors ab. Die Biogasproduktion benötigt Strom, der einem Anteil in Höhe von bis zu 9 % der in Biogas-BHKW bereitgestellten Strommenge entspricht. Je nach der gewählten Anlagen-Konfiguration aus BHKW-Leistung, Gärsubstrat-Mix und Größe der Biogasanlage soll der elektrische Nutzungsgrad der Gesamtanlage bei einem Leistungsspektrum zwischen 0,025 und 1 MW<sub>el</sub> bei Neuanlagen des Jahres 2030 nach Schätzungen des Umweltbundesamtes zwischen 26 und 40 % betragen (vgl. Tabelle 61).

**Tabelle 61: Beispieldaten für die prognostizierte Technologieentwicklung: Bereitstellung von Strom in Biogas-BHKW bezogen auf Neuanlagen im Jahr 2030**

Gärbehältervolumen	Biomasse-Rohstoff	BHKW-Leistung MW <sub>el</sub>	Nutzungsgrad des Kraftwerks und der Bereitstellungskette Strom		
			$\eta_{el}$ %	$\eta_{elBereitst}$ %	$\eta_{elGesamt}$ %
300 m <sup>3</sup>	Rinder-/Schweinegülle, Zuckerrüben-/Kartoffelblätter	0,025	29	91	26,3
300 m <sup>3</sup>		0,05	34	92	31,4
300 m <sup>3</sup>		0,1	37	93	34,4
1.500 m <sup>3</sup>		0,2	37	95	35,1
1.500 m <sup>3</sup>	Maissilage/Wintergerste	0,5	40	93	37,1
1.500 m <sup>3</sup>	Hühnerkot/Rindergülle/Zuckerrübenblätter	0,5	40	95	38,0
1.500 m <sup>3</sup>	Rinder-/Schweinegülle, Zuckerrüben-/Kartoffelblätter	1,0	42	95	40,1

Quelle: UBA 2004

Eine noch wesentlich größere Bandbreite zeigen technische Optionen der Strombereitstellung auf der Basis holzartiger Biomasse. Dies gilt auch für die bezogen auf das Jahr 2030 prognostizierte Bereitstellungseffizienz. Die bei vielen solcher Verstromungstechnologien vorgeschaltete Holz-Hackschnitzel-Produktion erfordert keine elektrische Hilfsenergie, bringt jedoch stoffliche Verluste mit sich, die nach Schätzungen in UBA 2004 zukünftig zu einem Bereitstellungsnutzungsgrad in Höhe von 99 % führen werden. Wesentlich energieintensiver werden trotz technologischer Verbesserungen auch zukünftig im Vergleich dazu die verschiedenen Verfahren der Holzvergasung sein. Der Hilfsstrombedarf addiert sich, so die Prognosen zur Technologieentwicklung bezogen auf Neuanlagen im Jahre 2030,

mit den stofflichen Verlusten bei der mechanischen Holzaufbereitung zu Bereitstellungsnutzungsgraden in Höhe von 70 bis 83 % (vgl. UBA 2004). Dies führt dazu, dass z.B. ein GuD-Heizkraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad in Höhe von nur 45 % in der Gesamtbilanz einer Holzgasbetriebenen Brennstoffzelle überlegen sein kann, obwohl für diese ein deutlich höherer elektrischer Nutzungsgrad prognostiziert wird (vgl. Tabelle 62).

**Tabelle 62: Beispieldaten für die prognostizierte Technologieentwicklung: Bereitstellung von Strom in Kraftwerken auf Basis von Bioenergieträgern aus festen Biomasse-Rohstoffen bezogen auf Neuanlagen im Jahr 2030**

Kraftwerk	Brennstoff/Vergasertyp	Kraftwerksleistung	Nutzungsgrad des Kraftwerks und der Bereitstellungskette Strom		
			$\eta_{el}$	$\eta_{elBereitst}$	$\eta_{elGesamt}$
		MW <sub>el</sub>	%	%	%
Holz-Dampfmotor-HKW	Holz-Hackschnitzel	0,8	17	99	16,8
Holz-ORC-HKW	Holz-Hackschnitzel	0,8	15	99	14,8
Holz-DT-HKW	Holz-Hackschnitzel	11,5	24	99	23,8
Holzgas-GM-BHKW	Holzgas (aZWS) *)	1,0	42	82	34,3
Holzgas-MCFC-BHKW	Holzgas (Wirbel-schicht-Dampfvergaser)	0,3	52	70	36,4
Holzgas-GuD-HKW	Holzgas (dZWS) **)	50	45	83	37,5
Holzgas-SOFC-BHKW	Holzgas (Wirbel-schicht-Dampfvergaser)	0,3	56	72	40,1

\*) aZWS = atmosphärisches Zirkulierende-Wirbelschicht-Vergasersystem

\*\*) dZWS = druckaufgeladenes Zirkulierende-Wirbelschicht-Vergasersystem

Quelle: UBA 2004

Die oben dargestellten technischen Verfahren zur stofflichen Umwandlung und zur Stromerzeugung zeigen nur eine Auswahl aus der Gesamt-Palette denkbarer Möglichkeiten der Stromerzeugung auf Basis von Bioenergieträgern. Obwohl auch durchaus andere Optionen bestehen oder andere technische Entwicklungen denkbar sind, lassen sich anhand dieser Daten Tendenzen aufzeigen und die Größenordnung des Biomasse-Bedarfs abschätzen, der sich für die in den Szenarien angenommene Stromerzeugung auf der Basis von Bioenergieträgern ergeben würde.

Auf der Basis der Prognose-Daten zur Bereitstellungs-Effizienz der Stromerzeugung wird im Folgenden der Bedarf an festen Biomasse-Rohstoffen, an Biogasen und an Misch-Abfällen ermittelt, der für die Stromerzeugung im Jahr 2050 gemäß RRO-2-Szenario des IER bzw. gemäß UBA-NH-Szenario entstehen würde.

Im Szenario RRO-2 des IER sollen im Jahr 2050 insgesamt 58,8 TWh Strom aus sogenannten „anderen Brennstoffen“ erzeugt werden (vgl. Fahl 2004). Die Datenstruktur des Stromerzeugungsmix in Fahl 2004 sowie in IER 2002 legt nahe, dass die Kategorie „andere Brennstoffe“ im Wesentlichen Brennstoffe biogenen Ursprungs und Misch-Abfälle umfasst. Im Endbericht des IER für die Enquete-Kommission finden sich Daten, anhand derer dieser Brennstoff-Mix weiter aufgeschlüsselt werden



kann. Demnach sollen 21,9 TWh Strom aus Biomasse-Reststoffen, 20,2 TWh aus Energiepflanzen und 6,5 TWh aus Biogasen erzeugt werden. Für die Stromerzeugung aus Misch-Abfällen in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden weitere 4,9 TWh Strom angegeben (vgl. IER 2002). Demnach verbleibt eine Rest-Stromerzeugung aus „anderen Brennstoffen“ in Höhe von 5,3 TWh, die anhand vorliegender Szenario-Daten nicht weiter aufgeschlüsselt werden kann (vgl. Tabelle 63).

Die Brennstoffenergie, die zur Stromerzeugung im Jahre 2050 aufgewandt werden muss, ist vom IER noch weniger detailliert dokumentiert als der Stromerzeugungsmix. Hier werden in der Kategorie „andere Brennstoffe“ nicht nur biogene Brennstoffe und Misch-Abfälle zusammengefasst sondern zusätzlich auch noch der geothermische Primärenergieeinsatz und der Wasserstoffbedarf für die Stromerzeugung, so dass selbst eine Differenzierung der Brennstoffenergiemengen nach biogenen Brennstoffen und Misch-Abfällen einerseits und Wasserstoff bzw. Geothermie andererseits nur auf der Basis zusätzlicher Annahmen möglich ist.

Die Gegenüberstellung der Nettostromerzeugung in Höhe von 224,3 TWh in der Rubrik „Andere Brennstoffe“ mit der Einsatzenergiemenge in Höhe von 2.120,7 PJ ergibt bezogen auf das Jahr 2050 im RRO-2-Szenario des IER einen durchschnittlichen Bereitstellungs-Nutzungsgrad in Höhe von 38 %. Wird angenommen, dass in der Szenariendokumentation für die Stromerzeugung aus Geothermie in Höhe von 41,3 TWh (vgl. IER 2002) nach dem Prinzip der Wirkungsgradmethode (vgl. A-GEB o.J.) ein rechnerischer Nutzungsgrad in Höhe von 100 % angesetzt worden ist, lässt sich für die verbleibende Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen, Mischabfällen und Wasserstoff in Höhe von insgesamt 183 TWh (vgl. Fahl 2004) ein durchschnittlicher Nutzungsgrad in Höhe von nur noch 33,4 % ermitteln. Wird weiter angenommen, dass in den IER-Szenarien für die Wasserstoff-Stromerzeugung in Höhe von 124,2 TWh (vgl. Fahl 2004) ein durchschnittlicher elektrischer Nutzungsgrad für das Jahr 2050 in Höhe von (nur) 50 % angesetzt wurde, ergibt sich aus den Brennstoffenergiedaten in Verbindung mit den Daten zur Stromerzeugung aus „anderen Brennstoffen“ für die verbleibende Biomasse- und Misch-Abfall-Verstromung ein Nutzungsgrad in Höhe von durchschnittlich weniger als 20 % (vgl. Tabelle 63).

Der Brennstoffenergieeinsatz für die Stromerzeugung aus Misch-Abfällen in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird im Endbericht des IER für die Enquete-Kommission bezogen auf das RRO-2-Szenario im Jahre 2050 mit 150,4 PJ angegeben. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Nutzungsgrad der Stromerzeugung in Höhe von 11,7 %. Dies bedeutet, dass die für die restliche Stromerzeugung auf der Basis von Bioenergieträgern und „anderen Brennstoffen“ ein durchschnittlicher Nutzungsgrad in Höhe von 20,7 % anzusetzen ist. Dieser Wert ist für die Stromerzeugung aus Biogasen, für die aus heutiger Sicht hauptsächlich Verbrennungsmotoren und längerfristig möglicherweise auch Gasturbinen oder Brennstoffzellen in Frage kommen, zu niedrig. Wird für den Brennstoffmix aus Biomasse-Reststoffen, Biomasse-Energiepflanzen und „anderen Brennstoffen“ pauschal ein Nutzungsgrad in Höhe von 20 % angenommen, verbleibt für die Stromerzeugung aus Biogasen ein Nutzungsgrad in Höhe von 31,5 %, wenn der in Tabelle 63 dargestellte Stromerzeugungsmix zugrunde gelegt wird. In Anlehnung an die oben dargelegten Prognosen zur Technologieentwicklung (vgl. Tabelle 61) lässt sich daraus der Schluss ziehen, dass im Szenario RRO-2 zur Verstromung von Biogasen vor allem BHKW kleiner Leistung im Bereich von bis zu 50 kW<sub>el</sub> zum Einsatz kommen, wie sie heute bevorzugt

in landwirtschaftlichen Betrieben eingesetzt werden. Neue Technologien wie z.B. die Brennstoffzelle finden zur Biogasverstromung keine Anwendung. Auch der heute zu beobachtende Trend hin zu größeren Biogasanlagen setzt sich nicht fort. Außerdem wird deutlich, dass sich der Einsatz von Misch-Abfällen zur Stromerzeugung gegenüber heute deutlich verstärkt, was darauf schließen lässt, dass die aktuell durch die Biomasse-Verordnung unterstützten abfallwirtschaftlichen Konzepte, biogene Abfallfraktionen zu separieren, um sie zu vergären, im RRO-2-Szenario des IER zukünftig eher eine untergeordnete Rolle spielen und verstärkt durch die Verbrennung von Misch-Abfällen in Müll-Heizkraftwerken ersetzt werden sollen.

Auch im Hinblick auf die Verstromung von Holz- oder halmgutartigen Biomasse-Rohstoffen können sich im RRO-2-Szenario neuere technische Entwicklungen offenbar am Markt nicht durchsetzen. Der durchschnittliche Nutzungsgrad in Höhe von 20 % lässt den Schluss zu, dass vor allem Dampfkraftanlagen auf Basis von Holzbrennstoffen die Biomasse-Verstromung dominieren. Auch hier werden eher kleine Anlagen im Bereich von weniger als 1 MW<sub>el</sub> im Falle von Dampfmaschinen oder von bis zu 10 MW<sub>el</sub> im Falle von Dampfturbinen-Heizkraftwerken zum Einsatz kommen (vgl. Tabelle 62).

**Tabelle 63: Basis-Annahmen zur Struktur der Stromerzeugung, des Kraftwerksparks und des Bioenergieträger-Einsatzes für die Stromerzeugung im RRO-2-Szenario des IER für das Jahr 2050**

	Kraftwerks-Leistung	Jahres-Strom-erzeugung	durchschnittliche Auslastung	durchschnittlicher Bereitstellungs-nutzungs-grad	Brennstoff-einsatz-energie
	GW <sub>el</sub>	TWh <sub>el</sub>	h/a	%	PJ
Biomasse-Reststoffe	4,4	21,9	5.000	20,0	394
Biomasse-Energiepflanzen	4,0	20,2	5.000	20,0	364
Biogase	1,3	6,5	5.000	31,5	74
Misch-Abfälle	1,6	4,9	3.000	11,7	150
Andere Brennstoffe	1,1	5,3	4.645	20,0	95
Bioenergie/Müll/Andere Brennstoffe	12,5	58,8	4.706	19,6	1.078

Quelle: IER 2002, UBA 2004, eigene Annahmen und Berechnungen

Für das UBA-NH-Szenario fehlen Angaben zu den zur Stromerzeugung eingesetzten Bioenergie-Brennstoffmengen. Ebenso lässt die Szenario-Dokumentation keine Rückschlüsse auf die Art der zur Verstromung eingesetzten Bioenergieträger zu. Dagegen finden sich in der Dokumentation zum RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts (vgl. WI 2002) Daten zur Aufteilung der erzeugten Strommengen nach festen Biomasse-Brennstoffen, Biogasen sowie nach Misch-Abfall als Ausgangsbrennstoff. Da die Daten zur Gesamt-Stromerzeugung sowie zur Gesamt-Kraftwerksleistung aus Bioenergie beim RRO-Szenario des Wuppertal Instituts in einer vergleichbaren Größenordnung wie beim UBA-NH-Szenario liegen, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Brennstoffmix vom RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts auf das UBA-NH-Szenario übertragen, um auf diese Weise ein Mengengerüst für die Bereitstellung und den Einsatz von Biomasse bzw. von Bioenergieträgern zu schaffen.

In den Dokumentationen zu dem RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts sind die Brennstoffenergie-mengen mit Wärmegutschriften für den jeweiligen Anteil der Strommengen verrechnet worden, der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Dadurch sind die angegebenen Brennstoffmengen nicht mit den

anderen Brennstoffmengendaten vergleichbar. Da auch für das RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts keine näheren Szenario-Daten zum Technologiemix bzw. zu den durchschnittlichen elektrischen Umwandlungsnutzungsgraden der Kraftwerke vorliegen, werden diese Datenlücken im Rahmen der vorliegenden Arbeit durch Literaturdaten zur Technologieentwicklung der Bioenergie-Verstromung (vgl. UBA 2004) ergänzt.

In Tabelle 64 sind die so ermittelten Annahmen und Eckdaten für die Interpretation der Bioenergie-Stromerzeugung im UBA-NH-Szenario bezogen auf das Zieljahr 2050 dargestellt. In Anlehnung an das RRO-Szenario des Wuppertal-Instituts dominieren Brennstoffe, die auf Basis von festen Biomasse-Rohstoffen gewonnen werden, mit einem Anteil in Höhe von 76 % die Bioenergie-Stromerzeugung. Dagegen spielen Biogase und Mischabfälle eine eher untergeordnete Rolle.

Da Angaben zum Technologiemix, zu den Nutzungsgraden der Stromerzeugung und zum Brennstoffenergieeinsatz fehlen, werden für die Ermittlung der biogenen Brennstoffenergiemengen durchschnittliche Bereitstellungsnutzungsgrade herangezogen, die den Prognosedaten des Umweltbundesamtes für das Jahr 2030 entsprechen (vgl. Tabelle 61 und Tabelle 62). Für die Verbrennung von Misch-Abfällen in Müll-Heizkraftwerken wird der Nutzungsgrad, der den IER-Szenarienrechnungen zugrunde lag, übernommen (vgl. Tabelle 63).

Die Berechnungen ergeben einen durchschnittlichen Bereitstellungsnutzungsgrad für den Stromerzeugungsmix aus biogenen Brennstoffen und Misch-Abfällen in Höhe von 28,6 %. Ohne Berücksichtigung der Müllverbrennung beträgt der Nutzungsgrad für biogene Brennstoffe 31 %. Dieser Wert repräsentiert eine Mischung aus fortschrittlichen Technologien auf der Basis von Synthesegas und eher konventionellen Kraftwerken (z.B. Biogas-Motorheizkraftwerke und Dampfkraftanlagen). Die Menge in Müllverbrennungsanlagen verstromten Misch-Abfälle ist gegenüber der heutigen Menge deutlich reduziert (vgl. Tabelle 64).

**Tabelle 64: Basis-Annahmen zur Struktur der Stromerzeugung, des Kraftwerksparks und des Bioenergieträger-Einsatzes für die Stromerzeugung im UBA-NH-Szenario für das Jahr 2050**

	Kraftwerks-Leistung	Jahres-Strom-erzeugung	durchschnitt-liche Aus-lastung	durchschnitt-licher Bereit-stellungs-nutzungsgrad	Brennstoff-einsatz-energie
	GW <sub>el</sub>	TWh <sub>el</sub>	h/a	%	PJ
Biomasse-Brennstoffe	5,5	27,1	4.889	30,2	323
Biogas	1,3	6,5	5.000	35,3	67
Misch-Abfälle	0,6	1,9	3.000	11,7	58
<b>Biomasse/-gas/Müll gesamt</b>	<b>7,5</b>	<b>35,5</b>	<b>4.749</b>	<b>28,6</b>	<b>448</b>

Quelle: DLR/WI 2002, WI 2002, Fritsche et al. 2004, eigene Annahmen und Berechnungen

#### 4.5.1.6 Bedarf und Gewinnung von Biomasse-Rohstoffen zur Stromerzeugung in den Regenerativ-Energie-Szenarien

Um die Raumwirkungspotenziale der Stromerzeugung aus biogenen Energieträgern einschätzen zu können, ist es wichtig, eine Vorstellung über die natürlichen Mengen und die Herkunft der für die

Stromerzeugung verbrauchten Biomasse-Rohstoffe bzw. Bioenergieträger zu entwickeln. Dazu müssen Annahmen über die genutzten Biomasse-Rohstoff-Arten und –qualitäten getroffen werden. Entscheidend für die Mengenbilanzierung ist dann außerdem der Heizwert der jeweiligen Biomasse-Rohstoffe bzw. der Bioenergieträger.

In Tabelle 65 sind Schätzwerte zum technischen Potenzial fester Biomasse-Brennstoffe zusammengestellt. Grob unterschieden werden können die Potenziale einerseits nach Brennstoff-Qualitäten in holz- und halmgutartige Brennstoffe und andererseits nach Herkunft der Biomasse-Rohstoffe in Reststoffe, Abfälle und Energiepflanzen.

Die Fraktion der halmgutartigen Reststoffe mit Eignung als Festbrennstoff repräsentiert das Stroh mit einem Brennstoffpotenzial in Höhe von 130 PJ/a. Holzartige Rest- und Abfallstoffe liefern mit insgesamt etwa 560 PJ/a das größte Brennstoffpotenzial. Auf landwirtschaftlichen Nutzflächen können als für die Festbrennstoff-Nutzung geeignete Energiepflanzen sowohl halmgutartige Kulturen wie z.B. Getreide als auch Holzgüter wie schnellwachsende Baumarten angebaut werden. Je nach angemessenem Anbau-Mix schwanken die Hektarerträge, so dass hier nur Bandbreiten angegeben werden können.

**Tabelle 65: Technische Biomasse-Festbrennstoff-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland**

biogene Festbrennstoffe	technische Brennstoffpotenziale		
	unterer Wert	Mittelwert	oberer Wert
	PJ/a	PJ/a	PJ/a
Stroh		130	
Waldrestholz		169	
Schwachholz		123	
Zuwachs		132	
Industrierestholz (energetisch nutzbarer Anteil)		57	
Landschaftspflegeholz		4	
Altholz		78	
Energiepflanzen (2 Mio. ha)	333	378	422

Quelle: Kaltschmitt 2003, Scheuermann et al. 2003

Halmgutartige Brennstoffe wie Stroh, Gräser oder Getreideganzpflanzen werden bisher in Deutschland nicht zur Stromerzeugung eingesetzt. Als Monobrennstoff sind Halmgüter deutlich schwerer zu handhaben als Holzbrennstoffe. Als Stand der Technik kann dagegen die Zufeuerung von Halmgütern in Kohlekraftwerken angesehen werden, wo die Probleme, die bei der alleinigen Halmgutverbrennung bestehen (Chlorkorrosion, Ascheerweichung), beherrschbar sind (vgl. Scheuermann et al. 2003). Erfahrungen mit der Verstromung von Halmgütern als Haupt- oder Monobrennstoff bestehen vor allem in skandinavischen Ländern. Der wesentliche Grund für die unterschiedliche Praxis in den Ländern sind die im Vergleich zu den deutschen Standards höheren Grenzwerte für Kohlenmonoxid-Emissionen z.B. in Dänemark (vgl. Berger et al. 2003). Zukünftig könnten Halmgüter vor allem auch für die Produktion von Synthesegas Bedeutung erlangen (vgl. Fritsche et al. 2004 und UBA 2004).

Die Ausgangsmaterialien für Biogase stammen nur zu einem geringen Teil aus dem Bereich der Abfall- und Abwasserwirtschaft. Diese Quellen könnten nach heutigen Erkenntnissen maximal 77 PJ/a der potenziellen Biogaserträge liefern. Auf der Basis von landwirtschaftlichen Reststoffen dagegen

könnten insgesamt maximal 209 PJ/a Biogas produziert werden. Werden die bereits oben angesetzten landwirtschaftliche Stilllegungsflächen von insgesamt 2 Mio. ha gezielt für den Anbau von Energiepflanzen genutzt, die sich zur Biogaserzeugung eignen (z.B. Silomais), lässt sich dadurch zusätzlich noch einmal eine Energiemenge in Höhe von 234 PJ/a als Biogas gewinnen (vgl. Tabelle 66).

Dabei ist zu beachten, dass der Anbau von holzartigen Energiepflanzen zur Produktion fester Brennstoffe in Konkurrenz zum Anbau von biogastauglichen Kulturen oder zum Anbau von Kulturen steht, die sich primär für die Gewinnung von Kraftstoffen in Form von Pflanzenölen oder Industrialkoholen eignen.

**Tabelle 66: Technische Biogas-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland**

	Brutto-Gaserträge		
	unterer Wert	Mittelwert	oberer Wert
	PJ/a	PJ/a	PJ/a
Landschaftspflegematerial (Feuchtgut, Gräser)	6	9	12
biogene Siedlungsabfälle		12	
biogene Gewerbe- und Industrieabfälle	6	9	12
Klärgas		20	
Deponiegas	15	18	21
Exkrememente aus der Tierhaltung		96	
Ernterückstände	65	89	113
Energiepflanzen (2 Mio. ha)		234	

Quelle: Kaltschmitt 2003, Scheuermann et al. 2003

Für Biogas kann vereinfacht mit einem einheitlichen Heizwert in Höhe von 21,6 MJ/m<sup>3</sup> gerechnet werden (vgl. Wilfert et al. 2003). Holzartige Biomasse-Rohstoffe unterscheiden sich in ihren Heizwerten vor allem aufgrund des unterschiedlichen Wassergehalts. Dementsprechend bestehen bezogen auf die Trockenmasse kaum Heizwertunterschiede zwischen den Holzarten. In Tabelle 67 sind neben dem Heizwert von Biogas die unterschiedlichen Heizwerte von holzartigen Biomasse-Rohstoffen bezogen auf die Frischmasse dargestellt. Holz aus Kurzumtriebsplantagen, das im Bereich der stationären Nutzung zur Stromerzeugung die Anbau-Biomasse repräsentiert, erreicht im Erntezustand bei einem Wassergehalt von 50 % nur einen Heizwert in Höhe von 8 MJ/kg<sub>FM</sub>. Auch Landschaftspflegeholz ist im erntefrischen Zustand bezogen auf die Brennstoffmasse vergleichsweise energiearm. Industrie-Restholz oder Altholz ist dagegen bereits weitgehend trocken und hat daher einen Heizwert in Höhe von etwa 13 - 14 MJ/kg<sub>FM</sub>. Innerhalb des Segments der holzartigen Biomasse-Nutzung beeinflusst daher der Anteil der Energiepflanzen am Biomasse-Rohstoff-Mix den Rohstoff-Massenbedarf erheblich.

**Tabelle 67: Heizwerte von Biogas und Biomasse-Rohstoffen bezogen auf die Frischmasse**

	MJ/m <sup>3</sup>	MJ/kg <sub>FM</sub>
Biogas	21,6	
Altholz		13,0
Industrie-Restholz		14,2
Wald-Restholz		12,3
Landschaftspflegeholz		9,2
Kurzumtriebsplantagen		8,0
Getreidepflanzen		14,3

Quelle: Scheuermann et al. 2003, Kaltschmitt/Reinhardt 1997, Kaltschmitt/Hartmann 2001

Im RRO-2-Szenario des IER ist der Anteil von Festbrennstoffen aus Energiepflanzen am biogenen Stromerzeugungsmix (ohne Mischabfälle, inkl. „andere Brennstoffe“) mit mehr als 37 % verhältnismäßig hoch. Damit wird das gesamte technische Potenzial für die Gewinnung von Festbrennstoffen aus Anbau-Biomasse ausgeschöpft, das sich ergibt, wenn die für die Energiepflanzenproduktion innerhalb der Bundesrepublik Deutschland verfügbare landwirtschaftliche Nutzfläche auf 2 Mio. ha begrenzt wird. Durch die Nutzung zur Festbrennstoffgewinnung stehen diese Flächen nicht mehr für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung, die sich für die Produktion von Biokraftstoffen oder von Biogasen eignen. Zum Ausgleich sind in den RRO-Szenarien des IER ab 2010 in größerem Umfang Importe von Biokraftstoffen vorgesehen. Bezogen auf das Jahr 2050 betragen die Netto-Importe von Biokraftstoffen im RRO-2-Szenario immerhin 886 PJ. Durch den verhältnismäßig hohen Anteil von Energiepflanzen ergibt sich ein hoher Massenverbrauch für die Produktion von biogenen Festbrennstoffen (vgl. Tabelle 68). Es ist deshalb davon auszugehen, dass im RRO-2-Szenario des IER Anbaubiomasse für die Biogasproduktion überhaupt nicht oder nur in geringfügigen Mengen verwendet wird.

**Tabelle 68: Verbrauch von Biogas und Biomasse-Rohstoffen zur Stromerzeugung gemäß Szenario RRO 2 für das Jahr 2050 in natürlichen Mengen**

	Brennstoff-einsatz-energie	mittlerer Heizwert		Biogas und Biomasse-Rohstoffe in natürlichen Mengen	
		PJ	GJ/t <sub>FM</sub>	MJ/m <sup>3</sup>	Mio. t <sub>FM</sub>
Biomasse-Reststoffe	394	13	21,6	30,3	3,4
Biomasse-Energiepflanzen	364	8		45,3	
Biogase	74				
Misch-Abfälle	150	11		13,7	
Andere Brennstoffe	95	13		7,3	
Bioenergie/Müll/Andere Brennstoffe	1.078			96,6	3,4

Quelle: IER 2002, eigene Annahmen

Für das UBA-NH-Szenario spielt der Einsatz biogener Kraftstoffe eine eher untergeordnete Rolle (vgl. DLR/WI 2002), so dass in dieser Hinsicht wenig Nutzungskonkurrenz für die Produktion von Energiepflanzen besteht. Da der Bedarf an Brennstoffenergie zur Stromerzeugung die preisgünstig verfügbaren technischen Reststoff-Potenziale für holzartige Biomasse (insbesondere Altholz und Industrie-Restholz) bei Weitem überschreitet und die Bereitstellungskosten für Waldrestholz nicht wesentlich unter denen für die Produktion von holzartiger Anbau-Biomasse liegen dürften, wird hier angenommen, dass der Anteil der Anbaubiomasse an der zur Stromerzeugung genutzten Festbrennstoffenergie etwa 20 % beträgt. Damit ergibt sich insgesamt ein Festbrennstoffmassen-Bedarf in Höhe von 32 Mio. t. Das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogasvolumen entspricht der Menge im Szenario RRO 2 des IER (vgl. Tabelle 63). Für die Biogasproduktion wird ein Energiepflanzenanteil in Höhe von 10 % angenommen.

Die Regenerativ-Energie-Szenarien implizieren ein nicht unerhebliches Biomasse-Aufkommen für den Einsatz zur Stromerzeugung im Vergleich zur heutigen Situation. Insgesamt beträgt heute der Verbrauch an Holz-Brennstoffen zur Stromversorgung etwa 3,5 Mio. t/a. Altholz dominiert mit einem Anteil von mehr als 85 % die derzeitige Holzbrennstoff-Nutzung zur Stromerzeugung (vgl. Scheuermann et al. 2003). Im Jahre 2050 würde gemäß UBA-NH-Szenario der heutige Festbrennstoff-Bedarf um den Faktor 7,7 und im RRO-2-Szenario um den Faktor 21,6 überschritten.

**Tabelle 69: Verbrauch von Biogas und Biomasse-Rohstoffen zur Stromerzeugung gemäß UBA-NH-Szenario für das Jahr 2050 in natürlichen Mengen**

	Brennstoff- einsatz- energie	mittlerer Heizwert		Biogas und Biomasse- Rohstoffe in natürlichen Mengen	
	PJ	GJ/t <sub>FM</sub>	MJ/m <sup>3</sup>	Mio. t <sub>FM</sub>	Mrd. m <sup>3</sup>
Biomasse-Brennstoffe	323	12,0	21,6	26,9	3,1
Biogas	67				
Misch-Abfälle	58	11,0		5,3	
Biomasse/-gas/Müll gesamt	448			32,2	3,1

#### 4.5.2 Bereitstellung von biogenen Brennstoffen

Eine Prozesskette für die Bereitstellung von Bioenergieträgern ist allgemein wie folgt aufgebaut:

- Gewinnung bzw. Sammlung von Biomasse-Rohstoffen,
- Rohstoffzwischenlagerung/Trocknung,
- Rohstoff-Aufbereitung zu biogenen Brennstoffen,
- Brennstoff-Lagerung.

Alle diese Teil-Prozesse können für sich genommen raumwirksam sein. Dies ist allein schon aufgrund der geringen Energie- und Lagerdichte der meisten Biomasse-Rohstoffe und biogenen Energieträger zu erwarten. Andererseits sind es gerade diese stofflichen Eigenschaften, die eine räumlich konzentrierte großtechnische Verarbeitung und Nutzung verhindern oder zumindest erschweren, so dass eher davon auszugehen ist, dass auch eine zukünftige intensive energetische Biomasse-Nutzung dezentral strukturiert sein wird und sich dementsprechend auf viele Infrastruktur-Elemente kleiner Kapazität verteilt, deren Standorte räumlich dispers angeordnet sind.

Wie bereits dargelegt, lassen sich biogene Brennstoffe ihrer Herkunft nach grob in Abfall- und Reststoffe einerseits und Anbau-Biomasse andererseits unterteilen. Für Biomasse-Rest- oder Abfallstoffe muss im Allgemeinen dann nicht in vollem Umfang eine gesonderte Bereitstellungsinfrastruktur aufgebaut werden, wenn ohnehin die Notwendigkeit besteht, die Stoffe zu sammeln und zu lagern, um sie einer Wiederverwertung oder einer Entsorgung zuführen zu können. In solchen Fällen können bestehende Einrichtungen zur Sammlung und Lagerung aus der Entsorgungs- bzw. Landwirtschaft für energiewirtschaftliche Zwecke mitgenutzt werden. Dies trifft grundsätzlich für alle Stoffe zu, die dem Abfallrecht unterliegen oder für die ein wirtschaftlicher Anreiz für eine Verwertung besteht. So wird z.B. Gülle als Düngemittel verwertet, unabhängig davon, ob ein Vergärungsprozeß vorgeschaltet ist oder nicht. Auch für Industrierestholz bestehen vielfältige stoffliche Verwertungsmöglichkeiten, so dass die Reststoffe i. d. R. zur Weiterverarbeitung an dem Betriebsstandort verbleiben, wo sie anfallen. Im Falle von Waldrestholz bzw. Schwachholz besteht weder eine stoffliche Verwertungskonkurrenz noch ein gesetzlicher Entsorgungszwang. Insofern sind Waldrest- und Schwachhölzer die einzigen Rest- und Abfallstoffe, für die unabhängig von der energiewirtschaftlichen Nutzung keine abfallwirtschaftliche oder sonstige gewerbliche Sammlungs- und Aufbereitungs-Infrastruktur besteht.

### 4.5.2.1 Gewinnung von Anbau-Biomasse

Der Energiepflanzenanbau beansprucht für die Bereitstellung und Nutzung biogener Brennstoffe zweifelsohne die größte Fläche. Die beanspruchte Flächengröße hängt wesentlich von den massebezogenen Hektar-Erträgen der Energiepflanzenproduktion und dem Heizwert der geernteten Pflanzen ab. Die Hektarerträge unterliegen auch innerhalb Deutschlands zum Teil beträchtlichen örtlichen und zeitlichen Schwankungen in Abhängigkeit von der Bodenqualität und den jeweiligen klimatischen Bedingungen. Auch unterschiedliche Anbaumethoden (z.B. Züchtungen, Schädlingsbekämpfung und Düngung) beeinflussen die Erträge.

Im Zusammenhang mit der Stromerzeugung soll hier ausschließlich die Gewinnung fester und gasförmiger Bioenergieträger betrachtet werden. Für die Erzeugung von Biogas eignen sich insbesondere Kulturen mit einer hohen Erntefeuchte. In Frage kommen sowohl Ernterückstände wie Zuckerrüben- und Kartoffelblätter als auch Ganzpflanzen wie Silomais und Getreide, wenn die Pflanzen nach der Ernte siliert werden. Die aus Energiepflanzen oder Ernte-Reststoffen erzielbaren Biogaserträge weisen eine erhebliche Bandbreite auf. Während aus Kartoffelblättern als Ernterückstand lediglich ein Biogasertrag in Höhe von durchschnittlich 29 GJ/(ha\*a) gewonnen werden kann, lässt sich durch den Silomaisanbau ein Hektarertrag von immerhin 162 GJ/(ha\*a) erzielen. Zudem schwanken die Hektarerträge bei gleichen Kulturen standortabhängig (vgl. Tabelle 70). Für die hier angesprochenen Energiepflanzen, die sich zur Biogaserzeugung eignen, sind die Schwankungen der Flächenerträge der Biomasse jedoch geringer, als die Schwankungen der Gaserträge aus der Biomasse, so dass aus unterschiedlichen Flächenpotenzialen für Energiepflanzen keine besonderen Standortpräferenzen innerhalb Deutschlands abgeleitet werden können.

**Tabelle 70: Energiepflanzen-Flächenerträge für die Biogas-Produktion**

	Flächen-Frischmasseertrag			Flächen-Biogas-Energieertrag		
	Min.	Mittel	Max.	Min.	Mittel	Max.
	t <sub>FM</sub> /(ha*a)	t <sub>FM</sub> /(ha*a)	t <sub>FM</sub> /(ha*a)	GJ/(ha*a)	GJ/(ha*a)	GJ/(ha*a)
Roggenganzpflanzen	13,0	14,0	15,0	50,1	53,9	57,8
Silomais	42,7	45,7	48,7	152,0	162,6	173,3
Wintergerste	9,5	10,8	12,2	36,4	41,6	46,8
Zuckerrübenblätter	12,8	35,8	58,9	18,3	51,2	84,2
Kartoffelblätter	4,8	8,7	12,7	15,8	28,7	41,5

Quelle: Wilfert et al. 2003

Im Bereich der festen Biomasse sollen hier nur holzartige Kulturen betrachtet werden. Zur Gewinnung solcher Biomasse eignen sich einerseits Kurzumtriebsplantagen, bei denen die gesamte Anbaufläche ausschließlich der Energiegewinnung zugerechnet werden muss und andererseits Wirtschaftswälder, wo lediglich Erntereste und Schwachhölzer für eine energetische Nutzung verfügbar sind. Während für traditionelle Ackerpflanzen für unterschiedliche Standorte in der Bundesrepublik Deutschland langjährige Ertragsstatistiken vorliegen (vgl. z.B. Statistische Ämter 2003), sind gesicherte Daten über den Flächenertrag von Kurzumtriebsplantagen bisher kaum verfügbar. Bisher wurden nur vereinzelt Anpflanzversuche mit geeigneten Baumarten wie Pappeln oder Weiden durchgeführt, deren Ergebnisse eine erhebliche Streubreite aufweisen. Nach Schätzungen liegen die Abweichungen vom Mittelwert durch (möglicherweise standortabhängige) Schwankungen der Flächenerträge bezogen auf die Trockenmasse in einer Größenordnung von etwa 50 % (vgl. Kaltschmitt/Reinhardt 1997). Dies führt zu



einer Bandbreite der Hektarerträge bezogen auf den Anbau von Pappeln in Kurzumtriebsplantagen in Höhe von 80 bis 241 GJ/(ha\*a). In einer neueren Veröffentlichung wird explizit auf Standortbedingungen als eine wesentliche Ursache für stark unterschiedliche Hektarerträge hingewiesen (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001). Für Waldrestholz sind keine Literaturdaten zur standörtlichen Differenzierung der Flächenerträge verfügbar, so dass hier nur ein Mittelwert angegeben werden kann. Der Flächenenergieertrag von Waldrestholz liegt etwa bei einem Zehntel des mittleren Flächenertrags von Kurzumtriebsplantagen (vgl. Tabelle 71).

**Tabelle 71: Energiepflanzen-Flächenerträge für die Festbrennstoff-Produktion**

	Flächen-Frischmasseertrag			Flächen-Energieertrag		
	Min.	Mittel	Max.	Min.	Mittel	Max.
	$t_{FM}/(ha*a)$	$t_{FM}/(ha*a)$	$t_{FM}/(ha*a)$	GJ/(ha*a)	GJ/(ha*a)	GJ/(ha*a)
Pappel (Kurzumtriebsplantage)	10,0	20,0	30,0	80,3	160,6	240,9
Waldrestholz		1,1			16,7	

Quelle: Hartmann/Kaltschmitt 2002, Kaltschmitt/Reinhardt 1997

Auf Basis der oben dargelegten Daten lässt sich errechnen, dass gemäß RRO-2-Szenario des IER im Jahre 2050 für den Energiepflanzenanbau zum Zwecke der Produktion von Biomasse-Festbrennstoffen eine landwirtschaftliche Nutzfläche von insgesamt etwa 2,3 Mio. ha in Anspruch genommen wird. Dies entspricht einem Anteil an der gesamten heutigen landwirtschaftlichen Nutzfläche der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von ca. 13 %. Im UBA-NH-Szenario wird den obigen Annahmen entsprechend eine landwirtschaftliche Fläche in Höhe von etwa 400.000 ha für die Produktion von holzartigen Festbrennstoffen aus Kurzumtriebsplantagen und zusätzlich für die Produktion von Biogas eine Fläche in Höhe von ca. 100.000 ha bei einem Anbaumix aus Silomais und Wintergerste in Anspruch genommen.

Im Jahr 2003 wurden auf insgesamt 335.000 ha Stilllegungsflächen Energiepflanzen angebaut. Dies entspricht einem Flächenanteil an der in der Bundesrepublik Deutschland derzeit insgesamt verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzfläche von weniger als 2 %. An den insgesamt für den Energiepflanzenanbau genutzten Flächen hatte der Rapsanbau einen Anteil von mehr als 97 %. Für den Anbau von Kulturen zur Biogaserzeugung wurden insgesamt nur 4.680 ha landwirtschaftliche Flächen genutzt. Für diesen Verwendungszweck wurde überwiegend Mais angebaut (vgl. Schütte 2004).

Der Energiepflanzenanbau wird oft unter Natur- und Landschaftsschutz-Aspekten diskutiert. Kritiker befürchten, dass großflächige Monokulturen entstehen, die u.a. auch zu einer Verringerung der Biodiversität führen könnten. Aus rein energiewirtschaftlicher Sicht sind Ertragssteigerungen das Ziel von Optimierungsmaßnahmen, die sich vor allem durch eine Intensivierung der Landwirtschaft erreichen lassen. Dagegen verringern sich die Hektar-Erträge bei der Umstellung auf extensive Anbaumethoden nach dem Vorbild des Öko-Landbaus. Daraus resultiert eine zusätzliche Vergößerung der Bandbreite der potenziellen Hektarerträge für Anbau-Biomasse.

Positiv zu werten ist der geringere Bedarf an Schädlingsbekämpfungsmitteln, da der Energiepflanzenanbau im Allgemeinen weniger empfindlich auf Fremdpflanzenbeimischungen reagiert. Kennzeichnend für Kurzumtriebsplantagen ist die geringe Schnittfrequenz. Daher bieten solche Kulturen einen

guten Schutz für Wildtiere und Nist- bzw. Rastplätze für Vögel. Im Vergleich zu anderen regionstypischen Kulturarten kann der hohe Aufwuchs jedoch störend auf das Landschaftsbild wirken (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001).

Wird der Bilanzraum auf die Bundesrepublik Deutschland eingegrenzt, werden insgesamt durch die Beanspruchung landwirtschaftlicher Flächen für den Energiepflanzenanbau im Sinne der Regenerativ-Energie-Szenarien weder deutlich spürbare Veränderung im Landschaftsbild hervorgerufen noch wesentliche zusätzliche Umweltbeeinträchtigungen, da die aus heutiger Sicht zukünftig wahrscheinlich verfügbaren landwirtschaftlichen Stilllegungsflächen (vgl. Nitsch et al. 2004 und Fritsche et al. 2004) genügen werden, um den Flächenbedarf für die Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen zu decken. Bei globaler Betrachtung entsteht jedoch ein Bedarf nach zusätzlichen landwirtschaftlichen Nutzflächen, da die Produktionsdefizite, die sich aus der Flächenstilllegung ergeben, durch Nahrungsmittel-Importe ausgeglichen werden. Unter der Voraussetzung, dass Stilllegungsflächen genügend Potenzial für die Energiepflanzenproduktion bieten, kann angenommen werden, dass nur solche Flächen für die Energiepflanzenproduktion in Anspruch genommen werden müssen, die zuvor bereits für Nahrungsmittelproduktion genutzt worden sind. Dies gilt wenigstens insoweit, als dass nicht innerhalb des Szenario-Zeitraums höhere Flächenansprüche für die Nahrungsmittelproduktion oder für die landwirtschaftliche Produktion im Non-Food-Bereich z.B. für energetische Zwecke außerhalb des Stromsektors bzw. für stoffliche Nutzungen geltend gemacht werden.

#### **4.5.2.2 Lagerung von Biomasse-Rohstoffen und Bioenergieträgern**

Kennzeichnend für die Nutzung von Anbau-Biomassen oder zur Nutzung von Ernterückständen aus der Land- bzw. Forstwirtschaft sind die saisonalen Schwankungen in der Verfügbarkeit aufgrund der Abhängigkeit vom Erntezeitpunkt und der Erntefrequenz. Anlagen zur Bereitstellung von Bioenergieträgern bzw. zur direkten Stromerzeugung aus Biomasse-Rohstoffen benötigen jedoch eine betrieblichen Erfordernissen entsprechende und zudem meist kontinuierliche Brennstoffzufuhr. Zudem werden Biomasse-Rohstoffe je nach Beschaffenheit und Anforderung der Konversionsanlage getrocknet, zerkleinert, von Störstoffen befreit oder durchmischt, um eine gleichmäßige Konsistenz herzustellen. Dadurch ergibt sich die Notwendigkeit, entsprechende Infrastruktur für die Lagerung und Konditionierung bereitzustellen.

Ein Flächenbedarf für Lagerung und Konditionierung, der räumlich weder den Standorten der Erfassung bzw. Sammlung noch der energetischen Verwertung zugeordnet werden kann, besteht für Waldrestholz, für Holz aus Kurzumtriebsplantagen, für Altholz und für strukturarme Bioabfälle (vgl. Leible et al. 2003). Dieser Infrastrukturbedarf besteht vor allem für die Brennstoffversorgung von größeren Konversionsanlagen, während für kleine Anlagenkapazitäten die Lagerung am Ort der Erfassung und/oder beim Kunden ausreichen dürfte.

Für die Bereitstellung von Altholz und von strukturarmen Bioabfällen werden von der Energiewirtschaft keine zusätzlichen Flächen in Anspruch genommen, da zur stofflichen Verwertung bzw. zur Entsorgung prinzipiell vergleichbare Bereitstellungsaufwendungen erforderlich wären, wie für die thermische Verwertung. Für die Bereitstellung von Waldrestholz wird die entsprechende Waldfläche sowie zusätzlich Lagerraum beim Brennstofflieferanten bzw. -händler und direkt bei der Konversionsanlage

benötigt. Ebenso muss für die Nutzung von Holz aus Kurzumtriebsplantagen außer der Anbaufläche zusätzlicher Lagerraum für eine zentrale Zwischenlagerung bei einem Brennstoffhändler in Ansatz gebracht werden, um eine kontinuierliche Brennstofflieferung und eine gleichbleibende Brennstoffqualität gewährleisten zu können.

Aufgrund der großen Vielfalt der Rohstoffe, der Bioenergieträger, der Konversionsanlagen und der möglichen Logistikkonzepte ist eine einheitliche und verallgemeinerungsfähige Quantifizierung der Raumbeanspruchung nicht möglich. Im Rahmen dieser Arbeit wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die Biomasse-Rohstoffe am Standort der Erfassung konditioniert und gelagert werden, um von dort aus direkt an den Standort der Konversionsanlage geliefert zu werden, so dass Lagerkapazitäten in geringem Umfang bei der Erfassung und ansonsten beim Kunden vorgehalten werden müssen.

### **4.5.2.3 Produktion von Biogas**

Biogasanlagen sind bezogen auf die Anlagen-Leistung bzw. bezogen auf die Energieerzeugung sehr flächenintensiv. Für landwirtschaftliche Einzelhof-Anlagen werden jedoch i.d.R. keine gesonderten Betriebsgrundstücke beansprucht. Die Anlagen werden auf dem landwirtschaftlichen Betriebsgelände aufgestellt, wo meist Reserve-Stellflächen verfügbar sind, die kaum konkurrierenden Nutzungsansprüchen ausgesetzt sind. Zudem besteht die Möglichkeit, Biogasanlagen bzw. Anlagenteile auf landwirtschaftlichen Hofflächen unterirdisch anzuordnen und befahrbar auszugestalten. Diese Bauweise wird traditionell für Güllelager in süddeutschen Betrieben angewandt (vgl. Köttner/Schnell 2003). Erst für große Gemeinschaftsanlagen oder für Anlagen im Betriebsbereich der Entsorgungswirtschaft werden eigene Betriebsgrundstücke benötigt.

Beim Betrieb einer Biogasanlage fallen Gärreste an, für die je nach durchschnittlicher Lagerdauer in ausreichendem Umfang Lagerkapazitäten am Standort der Biogasanlage vorgehalten werden müssen. Bei der Tierhaltung muss die anfallende Gülle unabhängig von der Nutzung als Gärsubstrat zwischengelagert werden, so dass entsprechende Lagervolumina ohnehin benötigt werden und nicht der Biogaserzeugung zuzurechnen sind. Zusätzliche Lagerkapazitäten für Gärreste sind am Anlagenstandort allerdings bei der Verwendung von betriebsfremden Kosubstraten oder einer Nutzung von Gärsubstraten, die nicht von Tierexkrementen stammen, erforderlich (vgl. Edelmann et al. 2001). Der dafür vorzuhaltenden landwirtschaftlichen Betriebsfläche stehen jedoch Infrastrukturaufwendungen im Bereich der Abfallwirtschaft gegenüber, die durch die Verwertung der Reststoffe als Gärsubstrat durch die Landwirtschaft vermieden werden.

Bei der Ko-Vergärung von Abfällen entstehen vor allem bei größeren Anlagen hygienische Probleme, die besondere Aufmerksamkeit bei Bau- und Betriebsgenehmigungen verlangen. An entsprechenden Befürchtungen der Anwohnerschaft sind zum Teil bereits größere Biogasprojekte gescheitert. Andererseits können landwirtschaftliche Biogasanlagen auch zur Entschärfung der Geruchsbelästigung beitragen, die durch die Gülleausbringung auf Felder entsteht. Dieser positive Nebeneffekt kann besonders für landwirtschaftlich geprägte und touristisch attraktive Regionen von Bedeutung sein (vgl. Jensen 2003).

Die Flächeninanspruchnahme zeigt entsprechend der sehr großen Vielfalt der eingesetzten Gärsubstrate, der Anlagenkapazitäten und der Gärverfahren eine große Bandbreite. Nach Angaben in UBA

2004 werden zwischen  $780 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{Biogas}}$  bei großen Fermentervolumen und bis zu  $5.200 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{Biogas}}$  für Feuchtgut-Vergärung (Mais- und Wintergersten-Silage) benötigt. Dies entspricht bezogen auf die durchschnittliche Jahres-Biogaserzeugung einer beanspruchten Fläche in Höhe von  $91 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Biogas}}/\text{a}$  bzw.  $606 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Biogas}}/\text{a}$  – berechnet auf der Basis von Jahres-Vollbenutzungsstunden der Biogasanlagen in Höhe von 6.500 und 8.500 h/a. Die Flächenangaben beziehen sich auf die Stellflächen für die benötigten Anlagenkomponenten, Abstandsflächen sind nicht eingerechnet. Ebenso sind keine Flächen für Gärrestelager berücksichtigt (vgl. Scholwin 2004).

#### 4.5.2.4 Produktion von Holzgas

Eine breite Markteinführung von Holzvergäsern, die den Ansprüchen für eine Verstromung als Monobrennstoff an die Reinheit des Produktgases entsprechen, ist bislang noch nicht gelungen. Zum Teil befinden sich die technischen Verfahren noch im Entwicklungsstadium. Jedoch sind Literaturdaten verfügbar, in denen Expertenschätzungen zu den Dimensionen zukünftiger serientauglicher Anlagen wiedergegeben sind (vgl. UBA 2004).

Festbett-Gleichstromvergaser eignen sich nur für die Holz-Vergasung in Anlagen mit thermischen Leistungen von unter 2 MW. Damit ist der Einsatzbereich solcher Vergaser auf die Versorgung von kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen beschränkt. Einsatzbrennstoffe sind stückige Hölzer, die auch aus Altholz-Sortimenten stammen können. Bei einer Anlage mit einer Holzgas-Leistung von 700 kW fallen etwa 110 t/a Holz-Asche an (vgl. UBA 2004), die bei Vergasung von unbelastetem Holz als Sekundärdünger vor allem für forstwirtschaftliche Flächen verwendet werden kann (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001), ansonsten jedoch entsorgt werden muss.

Wirbelschichtvergaser benötigen einen höheren apparativen Aufwand für Hilfseinrichtungen und Zusatzaggregate als Festbettvergaser. Daher werden nur Anlagen mit einer verhältnismäßig hohen thermischen Leistung in Betracht gezogen (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001). Für die Vergasung mit zirkulierender Wirbelschicht sind zunächst für kommerzielle Anlagen Leistungen in Höhe von 10 bis 15 MW Feuerungswärmeleistung vorgesehen (vgl. Ising et al. 2002). Langfristig sind bei Wirbelschichtvergäsern aber auch thermische Leistungen bis weit über 100 MW denkbar (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001). Der Vorteil von Wirbelschichtvergäsern ist der hohe Stoffumsatz bei kleinen Abmessungen. Eine bauliche Verkleinerung des Reaktors lässt sich zusätzlich durch Erhöhung des Vergasungsdrucks erreichen, wodurch gleichzeitig ein verdichtetes Gas produziert wird, wie es z.B. für den Einsatz in Gasturbinen gebraucht wird. Für die Vergasung eignen sich Holzhackschnitzel aus naturbelassenem und belastetem Holz (Altholz). Wirbelschichtvergaser benötigen zusätzlich zum Biomassebrennstoff ein geeignetes Bettmaterial (z.B. Quarzsand) und Stickstoff. Als Reststoffe fallen Aschen, Kondensate und Filterstäube an (vgl. Ising et al. 2002).

Holzvergaser-Anlagen zählen zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen nach 4. BImSchV. Bei der Nutzung von belastetem Altholz kommen erhöhte immissionsschutzrechtliche Anforderungen zum Tragen. Obwohl bisher wenig Erfahrungen mit diesem Anlagentypus vorliegen, ist davon auszugehen, dass als Standorte für Vergaseranlagen vor allem Industrie- und Gewerbegebiete oder der Außenbereich in Frage kommen.

Charakteristisch ist die turmartige bauliche Gestalt von Holzvergäsern. Eine Demonstrationsanlage im schwedischen Värnamo erreicht z.B. eine Bauhöhe von 40 m (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001). Die Literaturobwertung lässt auf eine leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme in einer Bandbreite zwischen  $194 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{Holzgas}}$  für Wirbelschichtvergaser mit einer Kapazität in Höhe von 10 bis  $60 \text{ MW}_{\text{Holzgas}}$  und bis zu  $550 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{Holzgas}}$  für Festbettvergaser mit einer Kapazität in Höhe von  $0,7 \text{ MW}_{\text{Holzgas}}$  schließen. Bei einer Auslastung der Anlagen in Höhe von 7.500 Vollbenutzungsstunden ergeben sich energiespezifische Flächeninanspruchnahmen in Höhe von  $26 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Holzgas}}/\text{a}$  bzw. von  $73 \text{ m}^2/\text{GWh}_{\text{Holzgas}}/\text{a}$ .

### 4.5.3 Stromerzeugung in Biomasse-Kraftwerken

Wie bereits mehrfach angedeutet, stehen für die Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen außerordentlich vielfältige Technologien zur Verfügung. Diese werden einerseits benötigt, um die sehr heterogenen Brennstoffarten und -qualitäten, die sich bei einer optimalen Nutzung der verfügbaren Biomasse-Potenziale ergeben, verarbeiten zu können und andererseits, um unterschiedlichen Standort- und Nutzungsanforderungen gerecht zu werden. Entsprechend der Systematik in Kapitel 4.5.1.5 und in Anlehnung an UBA 2004 werden hier folgende Kraftwerkstypen betrachtet:

- kleine Brennstoffzellen-BHKW (MCFC und SOFC) im Leistungsbereich von wenigen  $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ ,
- Stationäre Verbrennungsmotoren (motorische BHKW) zur Verstromung von Biogas und Holzgas im Leistungsbereich von  $0,025$  bis  $1 \text{ MW}_{\text{el}}$ ,
- kleine Dampfmotor- und ORC-Heizkraftwerke mit Holzfeuerung im Leistungsbereich von bis zu  $1 \text{ MW}_{\text{el}}$ ,
- Holz-Dampfturbinen-Heizkraftwerke kleiner und mittlerer Leistung mit bis zu  $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ ,
- kleine und mittlere Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerke für den Holzgasbetrieb im Leistungsbereich von bis zu  $50 \text{ MW}_{\text{el}}$ .

#### 4.5.3.1 Brennstoffzellen-BHKW auf Holzgasbasis

Brennstoffzellen-BHKW haben trotz anderslautender Ankündigungen verschiedener Hersteller bislang noch nicht die Serienreife erlangt bzw. werden allenfalls, wie die PEMFC, in Kleinserien gefertigt, so dass Aussagen über die räumlichen Dimensionen und die Raumwirkungspotenziale solcher Systeme nur auf der Basis von Projektstudien, Pilotanlagen und Technologie-Prognosen möglich sind. Bisher wurden Brennstoffzellenanlagen außerdem vor allem für den Erdgas- oder direkten Wasserstoffeinsatz, weniger jedoch für biogene Synthesegase konzipiert und erprobt.

Ebenso wie beim Erdgaseinsatz muss das biogene Produktgas vor der Nutzung in der Brennstoffzelle in einem internen oder externen Dampf-Reformer bzw. Shift-Reaktor in ein geeignetes Synthesegas bzw. in Wasserstoff umgewandelt werden. Anders als beim Erdgas ist zusätzlich eine vorgeschaltete Gasreinigung erforderlich, um Reaktionshemmungen zu vermeiden. Da die Anforderungen an die Gasreinheit bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen am geringsten sind, kommen für die Nutzung von Holzgas aus heutiger Sicht ausschließlich Schmelzkarbonat- (MCFC) und oxidkeramische (SOFC) Brennstoffzellensysteme in Frage. Bei diesen Anlagen kann die Gasreinigung innerhalb der Zelle er-

folgen, so dass keine externen Reformer benötigt werden. Dadurch wird der apparative Aufwand begrenzt (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001).

Der typische Leistungsbereich für MCFC liegt bei etwa 300 kW<sub>el</sub>, während von SOFC erwartet wird, dass sie einen Leistungsbereich von 1 kW<sub>el</sub> bis zu 10 MW<sub>el</sub> abdecken können (vgl. Krewitt et al. 2004). Für beide Brennstoffzellentypen existieren bisher Demonstrationsanlagen mit einer Leistung in Höhe von 250 kW<sub>el</sub> und für SOFC zusätzlich im Leistungsbereich von 1 kW<sub>el</sub>. Dementsprechend sind für diese Anlagentypen nur Literaturdaten verfügbar, die sich auf diese Anlagengrößen beziehen (vgl. UBA 2004). Langfristig sind jedoch aufgrund der Modularität des Zellstacks grundsätzlich beliebig große Leistungseinheiten denkbar (vgl. Krewitt et al. 2004). Wegen der hohen Qualitätsanforderungen, die Brennstoffzellen an das Inputgas stellen, können nur aufwändige Vergasungstechnologien eingesetzt werden, was aus ökonomischer Sicht eher größere Vergaserleistungen und damit auch größere Brennstoffzellen-Kapazitäten attraktiv erscheinen lässt.

Eine der Vorteile der Brennstoffzellentechnologie liegt darin, dass die Anlagen nur über wenige bewegliche Teile verfügen und daher im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen deutlich geringere Lärmemissionen verursachen. Durch die hohen Stromkennzahlen, die solche Anlagen erreichen, ist zudem der Wärmeausstoß im Verhältnis zur Stromerzeugung begrenzt. Eine 0,3 MW<sub>el</sub>-MCFC-Anlage erbringt – so die Prognosedaten für den technischen Stand im Jahre 2030 – eine Wärmeleistung in Höhe von nur 0,15 MW<sub>th</sub>. Dies kommt dem Trend in der Entwicklung einer tendenziell eher zunehmenden Stromnachfrage bei gleichzeitig abnehmender Wärmenachfrage der privaten Haushalte entgegen. Dadurch sind Brennstoffzellen prinzipiell besonders gut für den Einsatz in Wohngebäuden bzw. Wohnsiedlungen geeignet. Die Wärmeerzeugung eines 0,3-MW<sub>el</sub>-Brennstoffzellen-BHKW würde ausgehend von einem prognostizierten Baustandard des Jahres 2020 bei einer Bedarfsdeckung durch die Brennstoffzelle in Höhe von 80 % und einer Wärmebedarfsdichte in Höhe von 29 GWh/(km<sup>2</sup>\*a) beispielsweise für die Wärmeversorgung einer Wohnsiedlung mit einer Siedlungsfläche von 4 ha und etwa 70 Reihenhäusern ausreichen (vgl. AGFW 2000). Gleichzeitig kann bei einem durchschnittlichen Strombedarf in Höhe von 1,2 GWh/(km<sup>2</sup>\*a) im Szenario RRO-2 des IER bezogen auf das Jahr 2050 und Verteilungsverlusten auf der Niederspannungsebene in Höhe von ca. 5 % eine Fläche von etwa 70 ha durch Strom aus dem Brennstoffzellen-BHKW versorgt werden.

Die prinzipielle gute Eignung von Brennstoffzellen-BHKW für die Versorgung von Wohngebieten im Allgemeinen gilt jedoch im Besonderen nur mit Einschränkungen für Anlagen, die auf der Basis von Holz- oder Halmgutgas betrieben werden. Das Schwachgas mit seinem im Verhältnis zum Erdgas und auch zu Biogas sehr niedrigen Heizwert kann kaum sinnvoll über größere Entfernungen transportiert werden, da der Gastransport unverhältnismäßig viel teurer als der Brennstofftransport wäre. Daher ist davon auszugehen, dass Holzvergaser und Brennstoffzelle jeweils eine betriebliche Einheit bilden und auf einem gemeinsamen Betriebsgelände möglichst in räumlicher Nähe zum Standort des Wärmeverbrauchs untergebracht werden müssen. Wie bereits erwähnt dürfte allerdings eine Vergaseranlage mit einem Standort unmittelbar innerhalb eines Wohngebietes aufgrund von Störungen bzw. Beeinträchtigungen der Wohnnutzung, die von dem Anlagenbetrieb potenziell ausgehen könnten, kaum genehmigungsfähig sein.

Für eine Brennstoffzelle der Leistungsgröße  $0,3 \text{ MW}_{\text{el}}$  würde - die prognostizierte technischen Entwicklung vorausgesetzt - ein Holzvergaser mit einer Leistung in Höhe von etwa  $0,5 \text{ MW}_{\text{Holzgas}}$  benötigt. Für die Brennstoff-Versorgung einer solchen Anlage wäre eine Jahresmenge in Höhe von mehr als  $1.300 \text{ t}$  Holz hackschnitzel erforderlich. Üblich ist die Holz-Hackschnitzel-Lagerung bei kleinen Anlagenkapazitäten in Wechselcontainern mit einem Volumen von etwas über  $30 \text{ m}^3$ , was in etwa einem Brennstoffbedarf für drei Tage entspricht (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001 und Tabelle 72). Zur Brennstoffanlieferung würde etwa im Rhythmus von drei Tagen eine LKW-Ladung genügen. Ein zusätzliches Transportaufkommen entstünde für die Anlieferung von Vergaser-Hilfsstoffen und für die Entsorgung von Reststoffen.

**Tabelle 72: Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 300 kW-MCFC-Brennstoffzellen-BHKW bezogen auf das Jahr 2030**

<b>BZ-BHKW-Daten</b>		
elektrische Brutto-Leistung	$\text{MW}_{\text{el}}$	0,30
thermische Brutto-Leistung	$\text{MW}_{\text{th}}$	0,15
Jahres-Auslastung	h/a	6.000
Jahres-Brutto-Stromerzeugung	$\text{GWh}_{\text{el}}/\text{a}$	1,80
Jahres-Netto-Stromerzeugung	$\text{GWh}_{\text{el}}/\text{a}$	1,63
Jahres-Brutto-Wärmerzeugung	$\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$	0,90
Jahres-Netto-Wärmerzeugung	$\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$	0,90
<b>Holzvergaser-Anlagendaten</b>		
Leistungsbedarf Holzvergaser angepaßt an BZ-BHKW	$\text{MW}_{\text{Holzgas}}$	0,5
Jahres-Energieerzeugung Holzgas für BZ-BHKW	$\text{GWh}/\text{a}$	3,5
Jahresenergiebedarf Holz-Hackschnitzel gesamt	$\text{GWh}/\text{a}$	4,4
Holz-Hackschnitzel-Jahresmassenverbrauch ( $W = 30 \%$ )	t/a	1.305
Holz-Hackschnitzel-Massendurchsatz pro Stunde (bei Volllast)	t/h	0,17
Lagervolumen für einen Drei-Tages-Bedarf	$\text{m}^3$	32,8
<b>Holz-Hackschnitzel-Produktions-Anlagendaten (Hacker)</b>		
Leistungsbedarf Hacker angepaßt an Holzgas-BZ-BHKW	$\text{MW}_{\text{Hacker}}$	4,4
Jahres-Energieerzeugung Holz-Hackschnitzel	$\text{GWh}/\text{a}$	4,4
Jahresbedarf Holz-Trockenmasse	t/a	869

Quelle: UBA 2004, ergänzt durch eigene Annahmen und Berechnungen

Für den Betrieb der Holzvergasung sind auf dem Betriebsgelände Lagerflächen für die Holz-Hackschnitzel, für die Bunkerung der Asche und der Hilfsstoffe und ggf. Flächen für die Holzaufbereitung (Aussortierung von Störstoffen, hacken) vorzuhalten, wobei die Hackschnitzelproduktion in den meisten Fällen eher beim Brennstoffhändler, im Wald oder am Feldrand im Falle der Holz-Gewinnung durch Anbau von Kurzumtriebsplantagen erfolgen dürfte als am Standort der Konversionsanlage (vgl. Kaltschmitt/Hartmann 2001).

Der Gesamtflächenbedarf der Strombereitstellung auf der Basis von Holzgas-Brennstoffzellen-BHKW hängt ganz überwiegend von der Herkunft des Holzes ab. Prinzipiell besteht, wie bereits erwähnt, die Möglichkeit, Altholz, Resthölzer aus Industrie und Gewerbe bzw. aus Wäldern oder Holz aus Kurzumtriebsplantagen für die Holzgasproduktion zu verwenden. Für Brennstoffzellen mit einer Kapazität in Höhe von  $0,3 \text{ MW}_{\text{el}}$  wird eine Flächeninanspruchnahme von  $90 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  im Falle der MCFC und von  $170 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$  im Falle der SOFC angegeben (vgl. UBA 2004). Dies entspricht bei einer Anlagenaus-

lastung von 6.000 h/a einer energiespezifischen Flächeninanspruchnahme von 15 m<sup>2</sup>/GWh<sub>el</sub>/a bzw. von 28 m<sup>2</sup>/GWh<sub>el</sub>/a. Diese Flächen beziehen sich ausschließlich auf die Stellfläche des Brennstoffzellenaggregats zuzüglich der benötigten Montage- und Wartungsflächen. Da auf demselben Betriebsgrundstück außerdem auch der Holzvergaser aufgestellt werden muss und zusätzlich Lagerflächen bereitgestellt werden müssen, ergibt sich unter der Annahme einer GRZ von 0,3 eine Betriebsgrundstücksfläche in Höhe von etwa 770 m<sup>2</sup>. Beim Lieferanten muss zusätzlich ein Hacker für die Verarbeitung des Rohholzes zu Hackschnitzeln aufgestellt werden, der bezogen auf den Hackschnitzel-Bedarf des Holzgas-Brennstoffzellen-BHKW eine weitere Fläche in Höhe von 44 m<sup>2</sup> in Anspruch nimmt.

Wenn das Holz aus Kurzumtriebsplantagen gewonnen werden soll, wird bei durchschnittlichen Hektarerträgen zusätzlich eine landwirtschaftliche Nutzfläche von 100 ha in Anspruch genommen. Daraus lässt sich eine spezifische Flächeninanspruchnahme bezogen auf die elektrische Nettoleistung in Höhe von 370 ha/MW<sub>el</sub> und eine auf die Jahres-Netto-Stromerzeugung bezogene Flächeninanspruchnahme in Höhe von 616 m<sup>2</sup>/MWh<sub>el</sub>/a errechnen.

Stammt der Biomasse-Brennstoff aus Waldrestholz, muss eine entsprechende Waldfläche verfügbar sein, auf der jeweils nach der Holzernte Resthölzer in der benötigten Menge zurückbleiben und gesammelt werden können. Bei einem Flächenertrag in Höhe von 16,7 GJ/(ha\*a) würden für die Restholz-Ernte bei einem Jahres-Holzenergiebedarf in Höhe von 4,5 GWh/a insgesamt 964 ha Waldfläche benötigt. Diese Flächeninanspruchnahme kann anders als die Flächeninanspruchnahme für Anbau-Biomasse nicht unmittelbar mit der Inanspruchnahme von Betriebsflächen für die Konversionsanlagen verrechnet werden, da die Nutzung der Waldfläche für das Sammeln von Restholz andere Nutzungsoptionen für die gleiche Waldfläche nicht beeinträchtigt.

**Tabelle 73: Flächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch ein 300-kW-Holzgas-MCFC-Brennstoffzellen-BHKW (Stand der Technik: Prognose 2030)**

Flächeninanspruchnahme BZ-BHKW	m <sup>2</sup>		45	
Flächeninanspruchnahme Holzvergaser	m <sup>2</sup>		169	
Lagerflächenbedarf Holz hackschnitzel Wechselcontainer	m <sup>2</sup>		15	
Betriebsgrundstück Holzgas-BZ-BHKW (GRZ 0,3)	m <sup>2</sup>		766	
BHKW-Anteil Flächeninanspruchnahme Hacker	m <sup>2</sup>		44	
		Hektarertrag		
		min.	mittel	max.
Flächenbedarf Anbau KUP-Pappel	ha	200	100	67
netto-leistungsspez. Gesamt-Flächeninanspruchnahme	ha/MW <sub>el</sub>	739	370	246
nettostromspez. Gesamt-Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	1.231	616	411

UBA 2004, Kaltschmitt/Hartmann 2001, eigene Annahmen und Berechnungen

#### 4.5.3.2 Verbrennungsmotorische BHKW für den Biogas- und Holzgas-einsatz

Ebenso wie bei Brennstoffzellenanlagen erscheint es für Motor-BHKW, die mit Holz- oder Biogas betrieben werden, wenig sinnvoll, den Standort der Stromerzeugung räumlich vom Standort der Gasproduktion zu trennen, weil die erheblichen Anforderungen, die an die Gasqualität gestellt werden müssen, wenn Sondergase in das Erdgasnetz eingespeist werden sollen, nur mit unverhältnismäßig ho-



hem Aufwand erfüllt werden könnten. Durch diese Kopplung an die Gasproduktion wird die Standortwahl für BHKW entscheidend beeinflusst. Dies gilt vor allem für Biogas-BHKW.

Die Reststoff-Biomasse-Potenziale, die sich für die Biogaserzeugung eignen, kommen zu drei Vierteln aus der Landwirtschaft. Wenn die Potenziale des Energiepflanzenanbaus mit eingerechnet werden, beträgt der Anteil landwirtschaftlicher Gärsubstrate am Gesamt-Biogaspotenzial sogar 86 %. Daraus ergibt sich im Zusammenhang mit der geringen Transportwürdigkeit der sehr wasserhaltigen Biogas-Ausgangssubstrate bzw. der Gärreststoffe der Zwang, Biogasanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu landwirtschaftlichen Betrieben aufzustellen. Die durchschnittliche Transportentfernung für Gärsubstrate beträgt etwa 5 km (vgl. Schrum 2001). Für landwirtschaftliche Biogasanlagen werden maximale wirtschaftliche Transportradien für den Gülletransport von 10 km angegeben, für pflanzliche Rohstoffe ein Radius von maximal 3 km (vgl. Köttner/Schnell 2003).

Durch die Konzentration der Anlagenstandorte auf den ländlichen Raum ist gleichzeitig die Nachfrage nach der Abwärme der Biogas-Motorheizkraftwerke eingeschränkt. Vor allem bei Einzelhofanlagen kann die anfallende Überschusswärme, die nicht zur Aufrechterhaltung des Vergärungsprozesses in der Biogasanlage benötigt wird, mangels externer Nachfrage oft nur zur Deckung des betrieblichen Eigenbedarfs oder z.B. für Trocknungsprozesse genutzt werden.

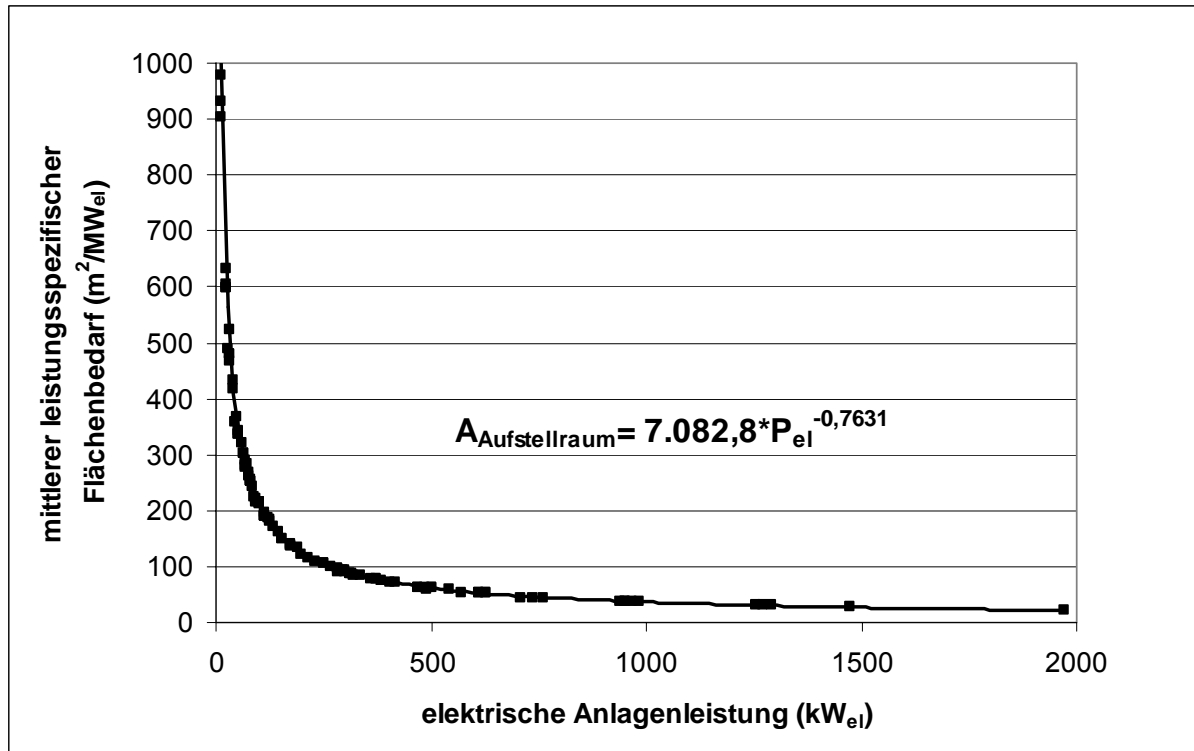
Bei landwirtschaftlich geprägten Biogasanlagen ergibt sich eine deutliche Abhängigkeit der Anlagengröße von der regionalen landwirtschaftlichen Betriebsgrößenstruktur. Landwirtschaftliche Großbetriebe finden sich vor allem im Nordosten der Bundesrepublik. Dort lassen sich vergleichsweise kurze Transportwege für Gärsubstrate und Gärreste realisieren, die auch den Betrieb großer landwirtschaftlichen Gemeinschafts-Biogasanlagen ermöglichen. Auch für Einzelhofanlagen sind dort wesentlich größere Anlageneinheiten als in Regionen mit kleinteiligeren landwirtschaftlichen Betriebsstrukturen wie z.B. in Bayern wirtschaftlich. In Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern beträgt zurzeit die durchschnittliche elektrische Leistung von Biogas-BHKW mehr als 400 kW und ist damit etwa viermal so hoch wie Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland (vgl. Wilfert et al. 2003).

Verbrennungsmotorische BHKW, die sich für den Einsatz von Biogas oder Holzgas eignen, stehen in einem weiten Leistungsbereich von einigen kW<sub>el</sub> bis zu mehreren MW<sub>el</sub> zur Verfügung. Wie bereits in Kapitel 4.4.6 erläutert, nimmt der leistungsspezifische Stellflächenbedarf von BHKW-Modulen mit zunehmender Anlagenleistung stark ab. Biogas- bzw. Holzgas-BHKW nehmen für die Anlagenaufstellung einschließlich einer Wartungs- und Montagefläche eine leistungsspezifische Fläche in Höhe von 210 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> bei einer Anlagenleistung von 100 kW<sub>el</sub> bis hin zu nur noch 36 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> bei einer Anlagenleistung in Höhe von 1 MW<sub>el</sub> in Anspruch. Dies entspricht einer energiespezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 35 m<sup>2</sup>/GWh<sub>el</sub>/a bzw. 6 m<sup>2</sup>/GWh<sub>el</sub>/a bei einer Auslastung des BHKW in Höhe von 6.000 Jahres-Vollbenutzungsstunden (vgl. Abbildung 21).

Für ein typisches landwirtschaftliches Biogas-BHKW auf Verbrennungsmotorbasis mit einer elektrischen Leistung von 100 kW, einem Fermenter-Volumen von 300 m<sup>3</sup> und einem Gärsubstrat-Mix aus Rinder- und Schweinegülle sowie aus Rückständen aus der Zuckerrüben- und Kartoffelernte kann eine Flächeninanspruchnahme für die Biogasanlage und das BHKW in Höhe von insgesamt etwa 430 m<sup>2</sup> angenommen werden. Dies entspricht bezogen auf einen prognostizierten technischen Stand des Jahres 2030 einer netto-leistungsspezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von

4.660 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> und bei einer Auslastung des BHKW in Höhe von 6.000 h/a einer auf die Jahres-Netto-Stromerzeugung bezogene spezifische Flächeninanspruchnahme in Höhe von 0,78 m<sup>2</sup>/MWh<sub>el</sub>/a.

**Abbildung 21: Leistungsspezifischer Flächenbedarf von Biogas-Anlagen nach Herstellerangaben mit Zuschlag für Abstandsflächen zur Bestimmung der Aufstellraum-Grundfläche nach Hanusa (Stand: 2000)**



Quelle: ASUE 2001; Hanusa 2003

**Tabelle 74: Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 100 kW-Biogas-Motor-BHKW mit einer landwirtschaftlichen Biogasanlage bezogen auf das Jahr 2030**

<b>Biogas-Motor-BHKW-Daten</b>		
elektrische Brutto-Leistung	MW <sub>el</sub>	0,1
thermische Brutto-Leistung	MW <sub>th</sub>	0,14
Jahres-Auslastung	h/a	6.000
Jahres-Brutto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a	0,60
Jahres-Netto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a	0,56
Jahres-Brutto-Wärmeerzeugung	GWh/a	0,83
Jahres-Netto-Wärmeerzeugung	GWh/a	0,66
<b>Biogasanlagen-Daten</b>		
Leistungsbedarf Biogasanlage angepaßt an BHKW	MW <sub>Biogas</sub>	0,32
Fermenter-Volumen	m <sup>3</sup>	300
Jahresenergieerzeugung Biogas	GWh/a	1,62
Jahresdurchsatz Schweinegülle	t/a	1.404
Jahresdurchsatz Zuckerrübenblätter	t/a	1.483
Jahresdurchsatz Rindergülle	t/a	2.151
Jahresdurchsatz Kartoffelblätter	t/a	563
<b>Viehbestand-Basis für Gülleproduktion</b>		
Rinder	GVE	239
Schweine	GVE	131
<b>Ackerflächen-Basis für die Produktion der Ernterückstände</b>		
Zuckerrüben-Ackerfläche	ha	25
Kartoffel-Ackerfläche	ha	44

Quelle: UBA 2004, Wilfert et al. 2003

In obigem Beispiel werden für die Biogasproduktion 239 Rinder-Großvieheinheiten (GVE) und 131 Schweine-GVE benötigt. Für die Bereitstellung der Ernterückstände müssen 25 ha für den Zuckerrübenanbau und 44 ha für den Kartoffelanbau bewirtschaftet werden (vgl. Tabelle 74). Bei dieser Flächengröße ergeben sich bereits Transportentfernungen für die pflanzlichen Gärsubstrate, die jenseits der oben genannten Grenze der Wirtschaftlichkeit liegen. Die aus dem Prozess auskoppelbare Jahres-Nettowärmeerzeugung beträgt 0,66 GWh pro Jahr. Bei Einspeisung in ein Nahwärmenetz könnten ausgehend von einem prognostizierten Baustandard des Jahres 2020 in einem Dorfkerngebiet etwa 27 Gebäude auf einer Siedlungsfläche von etwa 2,4 ha mit dieser Überschusswärme versorgt werden (vgl. AGFW 2000).

#### 4.5.3.3 Dampfkraftanlagen mit Holzfeuerung

Dampfkraftanlagen und insbesondere Dampfmaschinen bzw. ORC-Anlagen mit Auslegung als Heizkraftwerke erreichen nur vergleichsweise niedrige Stromkennzahlen, wodurch auch Anlagen kleiner Leistung hohe auskoppelbare Wärmemengen produzieren. So lassen sich z.B. aus einem Dampfmotor-HKW mit einer Leistung von 800 kW<sub>el</sub> pro Jahr 18,6 GWh Wärme auskoppeln (vgl. Tabelle 75). Diese Wärmemenge entspricht z.B. dem Jahreswärmebedarf einer Wohnsiedlung in 3-5-geschossiger Zeilenbauweise mit einer Siedlungsfläche von 42 ha und 290 Gebäuden im prognostizierten Baustandard des Jahres 2020 (vgl. AGFW 2000). Aus Sicht der Betreiber wird es oft zu aufwändig und nicht attraktiv sein, in einem solchen Umfang Wärmeabnehmer zu gewinnen und eine wärmetechnische Erschließung zu finanzieren, sofern das Biomasse-Heizkraftwerk nicht eine bestehende Fernwärmeerzeugung ersetzen bzw. ergänzen kann. Zudem reduziert sich durch die Wärmeauskopplung und

eine entsprechende Auslegung des Kraftwerks der Stromertrag. Die dadurch bedingten Mindereinnahmen lassen sich nur unter sehr günstigen Nachfrage- und Abnahmebedingungen durch Wärmeerlöse ausgleichen. Dies erschwert den breiten Einsatz insbesondere von kleinen Biomasse-Dampfkraftanlagen im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb außerhalb von Nischenanwendungen wie z.B. der Holzverarbeitenden Industrie, wo Heizkraftwerke auf der Basis von Resthölzern traditionell genutzt werden und eine aufwändige Brennstofflogistik entfallen kann.

Bei Dampfturbinenanlagen lässt sich durch eine Vergrößerung der Anlagenkapazität die Brennstoffausnutzung verbessern. Trotzdem erhöht sich mit zunehmender elektrischer Leistung der Brennstoffbedarf und damit aufgrund der geringen Biomasse-Dargebotskonzentration schnell auch das Einzugsgebiet für die Brennstoffbeschaffung, wodurch der Transportaufwand zunimmt und die Brennstoffkosten steigen. Die wirtschaftliche Obergrenze liegt bezogen auf die Dargebotsdichte der heimischen Biomasse-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland bei einer elektrischen Leistung von etwa 40-50 MW. Noch größere Anlagen lassen sich wirtschaftlich nur dann betreiben, wenn am Standort der Anlage zu überdurchschnittlich günstigen Transportkosten in ausreichendem Umfang Brennstoffe auch unter Einbeziehung größerer Transportradien bezogen werden können (vgl. Berger et al. 2003 und Rösch et al. 2001). Deshalb bevorzugen Investoren für größere Biomasse-Kraftwerke Anlagenstandorte an der Küste oder mit unmittelbarem Anschluss an eine Binnenwasserstrasse, um die kostengünstige Anlieferung von Hölzern per Schiff realisieren zu können (vgl. Scheuß 2003). Zur Optimierung der Brennstoff-Logistik bieten sich aufgrund der Trimodalität und der Verfügbarkeit von Umschlags- und Lagerkapazitäten Binnen- oder Seehafen-Standorte an (vgl. Gewiese 2003). Die kostengünstigste Möglichkeit für die Nutzung der Dampfkraft-Technologie zur Biomasse-Verstromung ist allerdings die Mitverbrennung von Holz- oder halmgutartigen Festbrennstoffen in Kohlekraftwerken. Bis zu einem Anteil in Höhe von 10 % der Leistung lassen Zufeuerungen sich ohne technische Veränderungen an den Feuerungsanlagen realisieren.

**Tabelle 75: Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 800 kW-Holz-Dampfmotor-HKW bezogen auf das Jahr 2030**

<b>Dampfmotor-HKW-Daten</b>		
elektrische Brutto-Leistung	MW <sub>el</sub>	0,8
thermische Brutto-Leistung	MW <sub>th</sub>	3,1
Jahres-Auslastung	h/a	6.000
Jahres-Brutto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a	4,8
Jahres-Netto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a	4,8
Jahres-Brutto-Wärmerzeugung	GWh <sub>th</sub> /a	18,6
Jahres-Netto-Wärmeerzeugung	GWh <sub>th</sub> /a	18,6
<b>Holz-Hackschnitzel-Produktions-Anlagendaten (Hacker)</b>		
Leistungsbedarf Hacker angepaßt an Dampfmotor-HKW	MW	28,2
Jahres-Energieerzeugung Holz-Hackschnitzel	GWh/a	28,2
Holz-Energie-Bedarf pro Jahr für die Hackschnitzel-Produktion	GWh/a	28,5
Jahresbedarf Holz-Trockenmasse	t/a	5.547

Quelle: UBA 2004

Die Flächeninanspruchnahme von Biomasse-Dampfkraftanlagen wird erheblich durch die Brennstofflagerung beeinflusst. Da die Schüttdichte von Holzbrennstoffen ebenso wie der Heizwert im Vergleich zu Kohle gering ist, benötigen die Kraftwerke trotz Anlagenleistungen, die im Verhältnis zur durch-

schnittlichen Kapazität fossil befeuerter Kraftwerke klein sind, viel Platz. Dampfmotor-Heizkraftwerke im Leistungsbereich bis zu 1 MW<sub>el</sub> benötigen eine Fläche von etwa 1.300 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub>, während ORC-HKW der gleichen Leistungsklasse mit einer Fläche in der Größe von 550 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> auskommen. Biomasse-Dampfturbinen-Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 20 MW<sub>el</sub> nehmen eine Fläche in Höhe von 1.000 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> in Anspruch (vgl. UBA 2004).

**Tabelle 76: Flächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch ein 800-kW-Holz-Dampfmotor-Heizkraftwerk auf Basis von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Stand der Technik: Prognose 2030)**

Flächeninanspruchnahme Dampfmotor-HKW (inkl. Holzlager)	m <sup>2</sup>		1.037	
Betriebsgrundstück Dampfmotor-HKW (GRZ 0,3)	m <sup>2</sup>		3.457	
HKW-Anteil Flächeninanspruchnahme Hacker	m <sup>2</sup>		282	
		Hektarertrag		
		min.	mittel	max.
Flächenbedarf Anbau KUP-Pappel	ha	1.278	639	426
leistungsspezif. Gesamt-Flächeninanspruchnahme	ha/MW <sub>el</sub>	1.598	799	533
stromspezif. Gesamt-Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	2.663	1.332	888

Quelle: UBA 2004, Kaltschnitt/Hartmann 2001; eigene Annahmen und Berechnungen

Wie bei den anderen Technologien, die Anbau-Biomasse als Brennstoffquelle nutzen, führt diese Art der Brennstoffversorgung zu einer extrem hohen Flächeninanspruchnahme. Bei Dampfkraftanlagen kleiner Leistung wird dies aufgrund der geringen Brennstoffausnutzung besonders deutlich. Für den Betrieb eines 800 kW Holz-Dampfmotor-Heizkraftwerks wird bei durchschnittlichen Flächenerträgen eine landwirtschaftliche Nutzfläche von 640 ha benötigt. Dies entspricht bei einer Auslastung des Heizkraftwerkes von 6.000 h/a einer spezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 1.332 m<sup>2</sup>/MWh/a (vgl. Tabelle 75).

#### 4.5.3.4 Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerke für den Holzgasbetrieb

Eine vielversprechende Möglichkeit scheint die Verstromung biogener Brennstoffe in Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerken zu sein. Als Brennstoff kommt Holzgas in Frage, das zuvor in einem atmosphärischen oder durckaufgeladenen Wirbelschicht-Vergaser erzeugt wurde. Bei der Nutzung der kostengünstigeren atmosphärischen Vergaser muss das Produktgas vor dem Einsatz in der Gasturbine verdichtet werden, wodurch der Systemnutzungsgrad der Kombination aus Vergaser und Kraftwerk reduziert wird. Holzgas-GuD-Heizkraftwerke kleiner Leistung werden mittlerweile in Schweden und Großbritannien in je einer Demonstrationsanlage mit elektrischen Leistungen in Höhe von 6 bzw. 8 MW<sub>el</sub> betrieben (vgl. Kaltschnitt/Hartmann 2001, UBA 2004 und Nitsch et al. 2004). Technisch sind aber auch elektrische Leistungen im Bereich von 50 oder mehr als 200 MW<sub>el</sub> denkbar, sobald auch Holzvergaser in einer entsprechend angepassten Leistungsgröße kommerziell verfügbar sind. GuD-Kraftwerke in einer Größenordnung von deutlich mehr als 50 MW<sub>el</sub> würden aber derartig große Brennstoffmengen verbrauchen, dass sie allenfalls an Küstenstandorten und bei kostengünstigem Brennstoffimport denkbar wären. Zudem wären solche Anlagen aufgrund besserer elektrischer Wirkungsgrade als reine Kondensationskraftwerke auszulegen (vgl. UBA 2004). Ein GuD-Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung in Höhe von 50 MW<sub>el</sub> würde bereits eine Jahres-Brennstoffmasse in Form von Holz-Hackschnitzeln von 166.000 t benötigen. Die auskoppelbare Jahres-Wärmemenge in Höhe von 233 GWh würde ausreichen, um entweder einen großen Industriebetrieb mit Prozesswärme oder

eine City-Bebauung hoher Dichte mit einer Fläche von etwa 150 ha mit Fernwärme bei einem für das Jahr 2020 prognostizierten Baustandard zu versorgen (vgl. AGFW 2000).

Wie generell beim Kraftwerksprozessen auf Holzgasbasis bilden Vergaser und Stromerzeuger eine betriebliche Einheit, um unwirtschaftliche und technisch aufwändige Gastransporte zu vermeiden. Für ein GuD-Heizkraftwerk der Leistungsgröße von 50 MW<sub>el</sub> wird eine Vergaserkapazität Prognosen für die technische Entwicklung bis zum Jahr 2030 in Höhe von etwa 90 MW<sub>Holzgas</sub> bei einer Auslastung des Holzvergaser in Höhe von 7.500 h/a benötigt. Auf dem Betriebsgelände müssen mindestens für den Kurzzeitbedarf Holz-Hackschnitzel gelagert werden. Für die Bevorratung des Brennstoffbedarfs für eine Woche wäre ein Lagervolumen in Höhe von etwa 14.000 m<sup>3</sup> erforderlich (vgl. Tabelle 77). Dafür kämen Silos mit einer üblichen Bauhöhe von 5 m und einer Grundfläche von etwa 3.000 m<sup>2</sup> in Frage.

Für das Jahr 2030 wird für GuD-Kraftwerke eine Flächeninanspruchnahme in Höhe von 50 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> prognostiziert, wobei hier nur die reine Kraftwerksfläche ohne Holzvergaser und ohne Brennstofflagerung eingerechnet ist. Für ein 50-MW-Heizkraftwerk ergibt sich eine Grundstücksfläche in Höhe von 2.500 m<sup>2</sup> (vgl. Wehowsky et al. 1994 und UBA 2004). Für die Holzvergasung ist bezogen auf die Gas-Versorgung eines 50-MW-GuD-Heizkraftwerkes auf einem gemeinsamen Betriebsgelände zusätzlich eine Fläche von 1,7 ha bereitzustellen. Um die Hilfs- und Brennstoffanlieferung und -lagerung sowie die Zwischenlagerung und Entsorgung der Reststoffe handhaben zu können, wird die Gesamt-Betriebsfläche einer solchen Anlage auf Basis einer GRZ von 0,4 zu etwa 5 ha errechnet. Sollte die Holzversorgung auf der Basis von Kurzumtriebsplantagen erfolgen, wäre zusätzlich bei einem mittleren landwirtschaftlichen Flächenertrag eine landwirtschaftliche Nutzfläche von 15.500 ha zu bewirtschaften.

**Tabelle 77: Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 50 MW-Holzgas-GuD-HKW bezogen auf das Jahr 2030**

<b>Holzgas-GuD-HKW-Daten</b>		
elektrische Brutto-Leistung	MW <sub>el</sub>	50
thermische Brutto-Leistung	MW <sub>th</sub>	50
Jahres-Auslastung	h/a	6.000
Jahres-Brutto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a	300
Jahres-Netto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a	260
Jahres-Brutto-Wärmerzeugung	GWh <sub>th</sub> /a	300
Jahres-Netto-Wärmeerzeugung	GWh <sub>th</sub> /a	233
<b>Holzvergaser-Anlagendaten</b>		
Leistungsbedarf Holzvergaser angepaßt an GuD	MW	89
Jahres-Energieerzeugung Holzgas	GWh/a	666
Jahresenergiebedarf Holz-Hackschnitzel	GWh/a	686
Holz-Hackschnitzel Jahres-Massenverbrauch	t/a	165.740
Holz-Hackschnitzel-Massendurchsatz pro Stunde (bei Vollauslastung)	t/h	22
Lagervolumen für einen Wochen-Bedarf	m <sup>3</sup>	13.956
<b>Holz-Hackschnitzel-Produktions-Anlagendaten (Hacker)</b>		
Leistungsbedarf Hacker angepaßt an GuD	MW	686
Jahres-Energieerzeugung Holz-Hackschnitzel	GWh/a	686
Holz-Energie-Bedarf pro Jahr	GWh/a	693
Jahresbedarf Holz-Trockenmasse	t <sub>TM</sub> /a	134.823

Quelle: UBA 2004, Kaltschmitt/Hartmann 2001, ergänzt durch eigene Annahmen und Berechnungen

**Tabelle 78: Flächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch ein 50-MW-Holzgas-GuD-Heizkraftwerk auf Basis von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Stand der Technik: Prognose 2030)**

Flächeninanspruchnahme Holzgas-GuD-HKW	m <sup>2</sup>		2.500	
Flächeninanspruchnahme Holzvergaser für 50 MW <sub>el</sub> GuD	m <sup>2</sup>		17.222	
Betriebsgrundstück Holzgas-GuD-HKW (GRZ 0,4)	m <sup>2</sup>		49.305	
Flächeninanspruchnahme Holz-Hacker für 50 MW <sub>el</sub> GuD	m <sup>2</sup>		6.860	
		Flächeninanspruchnahme bei Hektarertrag		
		min.	mittel	max.
Flächenbedarf Anbau KUP Pappel für 50 MW <sub>el</sub> GuD	ha	31.061	15.531	10.354
leistungsspezif. Gesamt-Flächeninanspruchnahme	ha/MW <sub>el</sub>	621	311	207
stromspezif. Gesamt-Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	1.035	518	345

Quelle: UBA 2004, Kaltschmitt/Hartmann 2001, eigene Annahmen und Berechnungen

#### 4.5.4 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Stromerzeugung aus Bioenergieträgern

Aufgrund der sehr heterogenen Brennstoffbasis und der vielfältigen anlagentechnischen Optionen für die Verstromung lässt sich keine einheitliche Größe für die Flächeninanspruchnahme angeben. Anhand der zugrunde gelegten Annahmen zum Anteil der Anbau-Biomasse am Brennstoffmix zur Stromerzeugung kann allerdings gezeigt werden, dass auch eine verhältnismäßig zurückhaltende Ausschöpfung der Energiepflanzen-Potenziale zu einer Flächeninanspruchnahme führt, die den Flächenbedarf aller anderen bisher betrachteten Optionen zur Stromerzeugung bei Weitem übersteigt. Wie dargelegt, führen die hier getroffenen Annahmen zu einer in Anspruch genommenen Flächengröße für die Strombereitstellung auf der Basis von Anbau-Biomasse im Jahr 2050 gemäß UBA-NH-Szenario von insgesamt 500.000 ha. Davon sind 400.000 ha für die Produktion von festen Biomasse-Brennstoffen vorgesehen. Auf dieser Fläche lässt sich durch Anbau von geeigneten schnellwachsenden Baumarten in Kurzumtriebsplantagen ein Brennstoff-Energiepotenzial in Höhe von 64,2 PJ/a erzeugen. Bei einem durchschnittlichen Systemnutzungsgrad der Festbrennstoff-Stromerzeugung in Höhe von 30,2 % ergibt sich eine Jahresstromerzeugung in Höhe von 5,3 TWh<sub>el</sub>/a. Dies entspricht einem Bedarfsdeckungsanteil bezogen auf den Endenergieverbrauch Strom im UBA-NH-Szenario bezogen auf das Zieljahr 2050 in Höhe von nur 1,4 %. Bei einer durchschnittlichen Auslastung der Biomasse-Kraftwerke von 5.000 h/a wird für diese Stromerzeugung eine Kraftwerkskapazität von 1,06 GW<sub>el</sub> benötigt. Auf der Basis dieser Daten lässt sich eine durchschnittliche Flächeninanspruchnahme für den Anbau von Energiepflanzen zur Stromerzeugung in Höhe von 377 ha/MW<sub>el</sub> errechnen. Bei der wesentlich schlechteren Brennstoff-Ausnutzung, die im Szenario RRO-2 des IER angenommen wird, ergibt sich sogar eine durchschnittliche leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme in Höhe von 575 ha/MW<sub>el</sub>.

Die Flächeninanspruchnahme für die landwirtschaftliche Biomasse-Produktion ist durch zwei Besonderheiten geprägt. Grundsätzlich nimmt die Landwirtschaft Flächen kontinuierlich und unteilbar in Anspruch, die jeweilige Anbaufläche kann innerhalb der Wachstumsperiode nicht schrittweise der Bedarfsentwicklung folgend genutzt werden. Die benötigte Flächengröße ist durch Anpassung an einen im Voraus zu bestimmenden Zielertrag als Ganzes und unteilbar vorgeprägt. Bedarfsanpassungen führen zu einer Umwidmung großer Flächen. Zu beachten ist außerdem, dass wechselnde Fruchtfol-

gen insgesamt eine noch erheblich größere landwirtschaftliche Fläche erfordern, als durch den Energiebedarf und den Flächenertrag beim Energiepflanzenanbau vorgegeben ist, da die Ackerfläche bei den heute üblichen Anbaumethoden im Wechsel für die Produktion verschiedener Feldfrüchte genutzt wird, falls nicht ausschließlich Kulturen mit einer Eignung als Biomassebasis für die Stromproduktion angebaut werden können.

Die Konsequenzen einer stärkeren Ausschöpfung der landwirtschaftlichen Flächenpotenziale für die Stromerzeugung lässt sich erahnen, wenn das Verhältnis zwischen Strom- und Leistungsbedarf pro ha Siedlungsfläche zur landwirtschaftlichen Flächeninanspruchnahme für den Anbau von Energiepflanzen betrachtet wird, wie sie bei einem Einsatz der Biomasse zur Verstromung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen benötigt werden würden. Einer verhältnismäßig kleinen zu versorgenden Siedlungsfläche steht eine um ein Vielfaches größere Anbaufläche gegenüber (vgl. Kapitel 4.5.3 und Abbildung 22). Hohe Transportkosten begünstigen eine räumlich benachbarte Zuordnung zwischen Anbaufläche und Konversionsanlage. Um die auszukoppelnde Wärme weiterverteilen zu können, müssen geeignete Standorte für die Konversionsanlagen in unmittelbarer Nähe zu Wohn- oder Gewerbegebieten mit einem entsprechenden Wärmebedarf gefunden werden. Andererseits bestehen Einschränkungen in der Standortwahl für Konversionsanlagen durch Luftschadstoff-, Geruchs- und hygienische Belastungen bzw. Gefährdungen oder durch die bauliche Gestalt der Anlagen (z.B. Holzvergaser). Größere Anbauflächen, die für Kurzumtriebsplantagen genutzt werden, verändern das Landschaftsbild. Es ist zu erwarten, dass es langfristig durch die Erhöhung des Anteils von Energiepflanzen am Brennstoffmix zur Stromerzeugung zumindest regional zu einer Veränderung der Raum- und Siedlungsstrukturen kommt.

**Abbildung 22: Flächenverhältnisse für die Brennstoffgewinnung, die Energieumwandlung und die Wärmeversorgung am Beispiel der Wärme-Auskopplung aus einem Holzgas-BHKW**



Quelle: eigene Darstellung und Berechnung auf Basis der Technologie-Daten aus UBA 2004 und der Wärmebedarfs-Daten für 2020 aus AGFW 2000



## 4.6 Stromerzeugung aus Windenergie

Die Windenergienutzung hat in der Bundesrepublik Deutschland aufgrund der jahrelangen intensiven Förderung mittlerweile einen beachtlichen Ausbaustand erreicht. Gemessen an den Anlagen-Kapazitäten, die in den hier betrachteten Regenerativ-Energie-Szenarien vorgesehen sind, ist der bisherige Windanlagenbau jedoch nur als ein erster Einstieg in die Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung anzusehen. Dennoch ist nach Einschätzung der Branche der Höhepunkt der Onshore-Aktivitäten in Bezug auf die Erschließung neuer Standorte bereits erreicht. Es wird erwartet, dass ab dem Jahre 2005 die jährliche Zubaukapazität an neuen Onshore-Standorten im Vergleich zu den Vorjahren kontinuierlich zurückgehen und in den Jahren 2010 bis 2014 ganz zum Stillstand gekommen sein wird (vgl. Molly/Enders 2002). Potenziale für die Installation zusätzlicher Kapazitäten werden vor allem im Bereich des Repowering und der Offshore-Windenergienutzung gesehen. Im Folgenden sollen die Ausbaupotenziale, die Standortanforderungen und die Flächeninanspruchnahme der Onshore- und Offshore-Windenergienutzung dargestellt werden.

### 4.6.1 Stand der Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland

Seit Beginn der systematischen Förderung zu Beginn der 90er Jahre konnte die Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland stetig ausgebaut werden. In dem Zeitraum von 1990 bis 2003 betrug die durchschnittliche jährliche Steigerungsrate in Bezug auf die jeweilige gesamte Anlagenleistung 61 % (vgl. Molly/Enders 2002). Am Ende des Jahres 2003 waren insgesamt 15.387 Windenergieanlagen mit einer Gesamtkapazität in Höhe von 14,6 GW installiert. Dies entspricht einer durchschnittlichen Anlagenkapazität in Höhe von 950 kW. Die durchschnittliche Anlagenauslastung betrug etwa 1.950 h/a. Am weitesten fortgeschritten ist der Ausbau der Windenergie-Kapazitäten im Küstenland Niedersachsen gefolgt von Schleswig-Holstein und den Binnenländern Nordrhein-Westfalen und Brandenburg (vgl. Tabelle 79).

**Tabelle 79: Stand des Windenergieausbaus in der Bundesrepublik Deutschland am 31.12.2003**

	Installierte Leistung am 31.12.2003	Anzahl Anlagen	potenzieller Jahres-Energie-Ertrag	Jahres-Volllaststunden	durchschnittliche Anlagen-Kapazität
	MW		GWh	h/a	MW/Anlage
Niedersachsen	3.922	3.982	7.982	2.035	0,985
Schleswig-Holstein	2.007	2.612	4.200	2.093	0,768
Nordrhein-Westfalen	1.822	2.125	3.859	2.118	0,858
Brandenburg	1.807	1.556	3.243	1.795	1,161
Sachsen-Anhalt	1.632	1.335	3.509	2.150	1,222
Mecklenburg-Vorpommern	927	1.042	1.534	1.654	0,890
Sachsen	615	644	1.122	1.825	0,955
Rheinland-Pfalz	602	634	1.271	2.112	0,949
Thüringen	427	392	645	1.512	1,088
Hessen	348	478	521	1.496	0,729
Baden-Württemberg	209	225	201	960	0,930
Bayern	189	230	224	1.184	0,823
Saarland	35	38	57	1.619	0,926
Bremen	35	38	51	1.453	0,924
Hamburg	32	56	46	1.429	0,575
Berlin	0	0	0	0	0,000
gesamte Bundesrepublik	14.609	15.387	28.465	1.948	0,949

Quelle: Enders 2004

#### 4.6.2 Der Ausbau der Windenergienutzung in den Regenerativ-Energie-Szenarien des IER und des DLR/WI

In den Dokumentationen zu den Regenerativ-Energie-Szenarien des DLR/WI und des IER sind jeweils lediglich Angaben zur Gesamtkapazität bzw. zur Gesamtstromerzeugung aus Windenergie zu finden, eine Differenzierung nach Onshore- und Offshore-Installationen fehlt jedoch. Für das RRO-2-Szenario ist aber dokumentiert, dass im Zieljahr 2050 etwa 8.900 Onshore-Windenergie-Anlagen in Betrieb sein sollen (vgl. Fahl 2004). Würde von der insgesamt für das Jahr 2050 vorgesehenen Kapazität in Höhe von 58,3 GW die Hälfte als Onshore-Anlage errichtet, würde sich daraus für den Onshore-Bereich eine durchschnittliche Anlagenkapazität in Höhe von 3,3 MW ergeben.

Zurzeit ist der Prototyp einer 4,5-MW-Anlage eines deutschen Herstellers realisiert, die für den Offshore-Einsatz konzipiert ist. Marktverfügbare Neuanlagen erreichen heute Leistungsgrößen von bis zu 2,5 MW, eine 3,2-MW-Onshore-Anlage befindet sich bereits in der Entwicklung (vgl. Kühn 2003). Daher scheint es aus technischer Sicht durchaus möglich, bis zum Jahre 2050 eine durchschnittliche Anlagenleistung von 3,3 MW in der Onshore-Aufstellung realisieren zu können. Dazu müssten bestehende kleinere Anlagen, deren technisch-wirtschaftliche Lebensdauer heute mit 20 Jahren angegeben wird, bis zum Jahre 2050 nach und nach vollständig durch Großanlagen ersetzt worden sein. Die Frage der politischen Durchsetzbarkeit eines solchen Ausbaukonzeptes war kein Ausschlußkriterium bei der Szenariengenerierung des IER für die Enquete-Kommission, so dass die Annahme, dass gemäß RRO-2-Szenario die Hälfte der Windenergieanlagen-Gesamtkapazität im Jahre 2050 aus Onshore-Anlagen mit der genannten Durchschnitts-Größe bestehen soll, durchaus mit den Intentionen der Autoren übereinstimmen könnte.

Für die verbleibende Offshore-Kapazität in derselben Gesamtgröße kann eine durchschnittliche Anlagenleistung in Höhe von 5 MW vorausgesetzt werden. Dies entspricht der in der einschlägigen Literatur diskutierten wirtschaftlichen Mindestgröße für den Offshore-Einsatz (vgl. Nitsch et al. 2004, Kühn 2002 u.a.). Aus Angaben zu den Leistungs- und Stromerzeugungspotenzialen der On- und Offshore-Windenergienutzung lässt sich schließen, dass das IER bei der Szenario-Erstellung bezogen auf den Vollausbau der Windenergienutzung mit mittleren Netto-Volleistungsstunden in Höhe von 1.700 h/a für den Onshore- und in Höhe von 3.000 h/a für den Offshore-Betrieb gerechnet hat (vgl. Fahl 2002). Daraus ergibt sich eine Aufteilung der Stromerzeugung auf die Onshore-Windenergieanlagen in Höhe von 50 TWh/a und auf die Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 88 TWh/a (vgl. Tabelle 80).

**Tabelle 80: Windenergie-Anlagen im RRO-2-Szenario des IER im Jahre 2050**

	Gesamtkapazität	Gesamt-Stromerzeugung	mittlere Auslastung	mittlere Anlagenkapazität	Anzahl Anlagen
	GW	TWh/a	h/a	MW	
Onshore	29,2	49,7	1.705	3,3	8.900
Offshore	29,2	87,5	3.000	5,0	5.830
<b>Gesamt</b>	<b>58,3</b>	<b>137,2</b>	<b>2.353</b>	<b>4,0</b>	<b>14.730</b>

Quelle: IER 2002, Fahl 2004, eigene Annahmen und Berechnungen

Im UBA-NH-Szenario wird für das Zieljahr 2050 eine Gesamt-Windenergie-Anlagenkapazität in Höhe von 42,5 GW angenommen. Die Gesamtstromerzeugung aus Windenergieanlagen wird mit 106,8 TWh angegeben. Auch für dieses Szenario wird hier davon ausgegangen, dass sich die Gesamtkapazität je zur Hälfte auf die Onshore- und Offshore-Installation aufteilt. Die Gegenüberstellung der Stromerzeugung mit der Anlagenkapazität ergibt eine im Vergleich zum RRO-2-Szenario höhere mittlere Auslastung der Windstromerzeugung. Da keine Daten zur mittleren Auslastung bezogen auf die Onshore- bzw. auf die Offshore- Windenergieanlagen vorliegen, werden hier eigene Annahmen getroffen. Die mittlere Anlagenkapazität entspricht den Daten zu Referenzanlagen für das Zieljahr 2050 in Nitsch et al. 2004 ( vgl. Tabelle 81).

**Tabelle 81: Windenergie-Anlagen im UBA-NH-Szenario im Jahre 2050**

	Gesamtkapazität	Gesamtstromerzeugung	mittlere Auslastung	mittlere Anlagenkapazität	Anzahl Anlagen
	GW	TWh/a	h/a	MW	
Onshore	21,3	38,3	1.800	3	7.100
Offshore	21,3	68,5	3.225	5	4.300
Gesamt	42,5	106,8	2.513	4	11.400

Quelle: DLR/WI 2002, eigene Annahmen und Berechnungen

### 4.6.3 Potenziale zum Ausbau der Onshore-Windenergie-Anlagenkapazitäten

Die Windenergienutzung ist aufgrund naturräumlicher Gegebenheiten (Windhöflichkeit) in der Wahl der Anlagen-Standorte stark eingeschränkt. Diese Einschränkung kann durch Planung nicht und durch technischen Fortschritt nur in begrenztem Maße kompensiert werden. Für großräumige Analysen der Standortgunst für die Windkraftnutzung wird als Orientierungsmaßstab die langjährige mittlere Windgeschwindigkeit herangezogen. Flächendeckend liegen – allerdings in grober Auflösung - bundesweit Daten für eine Höhe von 10 m über Grund vor (vgl. Tabelle 82).

Die Auswertung der Windgeschwindigkeitsdaten zeigt, dass auf fast 85 % der Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland die langjährige mittlere Windgeschwindigkeit weniger als 4 m/s beträgt und damit bereits aufgrund mangelnder Windhöflichkeit für eine effektive Windenergienutzung kaum in Frage kommt. Flächen, die eine jahresmittlere Windgeschwindigkeit von mehr als 4 m/s aufweisen, können als potenzielle Windenergiestandorte in Betracht gezogen werden. Der Flächenanteil der Windgeschwindigkeitsklassen ab 4 m/s liegt bundesweit bei nur 16 %. Der Anteil der drei Küstenländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern an dieser Flächenkategorie beträgt fast 70 %. In erster Näherung als gut geeignet können Flächen angesehen werden, die eine langjährige mittlere Windgeschwindigkeit ab 5 m/s in 10 m Höhe aufweisen. Der Flächenanteil, der den Windgeschwindigkeitsklassen ab 5 m/s zugerechnet werden kann, liegt bundesweit bei etwas über 2 %. Der Anteil der Küstenländer an dieser Flächenkategorie beträgt 75 %. Sehr gut geeignet sind i.d.R. Flächen mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von mehr als 6 m/s. Diese Flächenkategorie ist bundesweit mit einem Flächenanteil von nur 0,25 % repräsentiert. Flächen dieser Kategorie liegen ausnahmslos in den Küstenregionen der Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (vgl. Tabelle 82).

**Tabelle 82: Flächenanteile in den Bundesländern nach Windgeschwindigkeits-klassen bezogen auf 10 m über Grund (Bundesrepublik Deutschland = 100 %)**

	< 4 m/s	4 - < 5 m/s	5 - < 6 m/s	> 6 m/s	> 4 m/s
	%	%	%	%	%
Niedersachsen	8,61	3,66	0,93	0,06	4,65
Mecklenburg-Vorpommern	3,13	3,42	0,11	0,01	3,55
Schleswig-Holstein	1,95	1,87	0,40	0,19	2,45
Baden-Württemberg	8,47	1,37	0,18	0,00	1,54
Sachsen	4,42	0,52	0,20	0,00	0,72
Nordrhein-Westfalen	9,03	0,49	0,03	0,00	0,52
Bayern	19,29	0,41	0,07	0,00	0,48
Brandenburg	7,87	0,27	0,00	0,00	0,27
Rheinland-Pfalz	5,08	0,47	0,01	0,00	0,48
Hessen	5,56	0,32	0,03	0,00	0,36
Sachsen-Anhalt	5,64	0,08	0,02	0,00	0,09
Bremen	0,00	0,09	0,02	0,00	0,11
Hamburg	0,04	0,17	0,00	0,00	0,17
Thüringen	4,43	0,11	0,01	0,00	0,12
Saarland	0,68	0,04	0,00	0,00	0,04
Berlin	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00
gesamte Bundesrepublik	84,45	13,29	2,01	0,25	15,55

Quelle. Kaltschmitt/Wiese 1993

Nicht alle windhöffigen Flächen sind für die Aufstellung von Windenergieanlagen geeignet. Standortrestriktionen für die Windenergienutzung können sich einerseits durch die bestehende Nutzung windhöffiger Flächen oder von Flächen, die im Einwirkungsbereich von potenziellen Anlagenstandorten liegen, sowie andererseits durch planungsrechtliche Festsetzungen ergeben. Anhand bestimmter Ausschlusskriterien und anhand von Schutzabständen zwischen Anlagenstandort und zu schützender Nutzung lassen sich Ausschlussflächen definieren, die von Windenergienutzung freigehalten werden müssen.

Ausschlussflächen sind z.B.:

- Naturschutzgebiete,
- FFH-Gebiete,
- Vogelschutzgebiete,
- Waldgebiete,
- Wohngebiete,
- Verkehrsflächen,
- Flächen für den Abbau oberflächennaher Rohstoffe.

Schutzabstände müssen u.a. zu folgenden Nutzungen eingehalten werden:

- zu Siedlungsgebieten,
- zu Verkehrs- und Leitungstrassen,
- zu Waldgebieten,

- zu Sendeanlagen und Richtfunkstrecken,
- zu Nationalparks, Naturschutzgebieten, Feuchtgebieten gemäß RAMSAR-Konvention, Gebiete nach FFH-Richtlinie,

Für die Windenergienutzung potenziell geeignet sind also windhöfliche Flächen, deren aktuelle oder geplante Nutzung sie nicht als Ausschlussflächen qualifiziert und bei deren Abgrenzung ausreichende Schutzabstände zu empfindlichen Nutzungen berücksichtigt worden sind.

Einen Anhaltspunkt für die Einschätzung der räumlichen Verteilung von Anlagenstandorten bei der Umsetzung ambitionierter Ausbauziele bieten Potenzialstudien. Eine Reihe solcher Studien zur Onshore-Windenergienutzung sind z.T. in den 80er Jahren und zum Teil in der ersten Hälfte der 90er Jahre erstellt worden (vgl. zusammenfassend Nitsch/Trieb 2000). Die meiste Beachtung in der energiepolitischen Diskussion hat eine im Jahre 1993 von Kaltschmitt/Wiese veröffentlichte Potenzialstudie gefunden (vgl. Kaltschmitt/Wiese 1993). Sie ist auch Basis für die Szenario-Rechnungen des IER für die Enquete-Kommission „nachhaltige Energieversorgung“ des deutschen Bundestages gewesen. In dieser Studie wurden technische Potenziale der Windenergienutzung ermittelt.

Als eine wichtige Zielgröße für die Durchführung von Potenzialberechnungen kann das technische Erzeugungspotenzial angesehen werden. Als technisches Erzeugungspotenzial wird die Strommenge definiert, die von allen Anlagen, die bezogen auf ein bestimmtes Gebiet bei Vollausbau installiert werden könnten, innerhalb eines Kalenderjahres durchschnittlich erzeugt und ins Stromnetz eingespeist werden könnte (Kaltschmitt/Wiese 1993 und 1997). Im Rahmen der Potenzialermittlung werden alle die Flächen erfaßt, die in Bezug auf eine sinnvolle Windenergienutzung bestimmte meteorologische Standortvoraussetzungen erfüllen (hier eine langjährige mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von mindestens 4 m/s in einer Höhe von 10 m über Grund). Zusätzlich werden Ausschlussflächen und Abstandsflächen definiert, die dann von dem zuvor anhand des Merkmals der Windhöflichkeit ermittelten Flächenpotenzial in Abzug gebracht werden. Für die verbleibenden Potenzialflächen werden anhand von Referenzanlagen, deren Parameter an dem jeweils aktuellen Stand der Windenergie-Anlagentechnik orientiert sind, maximal mögliche Aufstellungszahlen ermittelt. Zur Berechnung der maximalen Aufstellungsdichten in potenziellen Windparks werden Mindestabstände zwischen den Einzelanlagen in Ansatz gebracht, wie sie bei der Planung von Windparks beachtet werden müssen, um gegenseitige Beeinträchtigungen der Einzelanlagen zu vermeiden. Anhand dieser Methode wurde in Kaltschmitt/Wiese 1993 für die Bundesrepublik Deutschland eine potenzielle Windenergie-Kapazität in Höhe von 62 GW ermittelt, die auf den ermittelten Potenzialflächen insgesamt installiert werden könnte. Dabei wurden ausschließlich Onshore-Potenzial-Flächen berücksichtigt.

Bezogen auf die potenziell ausbaubare Anlagen-Kapazität nach Kaltschmitt/Wiese 1993 sind etwa 88 % der technischen Potenziale der Windenergienutzung den drei Küstenländern Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein zuzuordnen. Obwohl immerhin die Hälfte der bisher installierten Anlagen (7.636 von insgesamt 15.387 Anlagen) mit fast der Hälfte der insgesamt bisher in Deutschland aufgebauten Kapazität ebenfalls in diesen Ländern aufgestellt worden ist, fällt auf die drei Küstenländer ein Anteil von immerhin noch 93 % des rechnerisch verbleibenden Zubaupotenzials (vgl. Tabelle 83).

**Tabelle 83: Technische Onshore-Windenergie-Leistungspotenziale und Potenzialausschöpfung nach Bundesländern**

	Installierte Leistung am 31.12.2003	Potenzielle Kapazität	Potenzialnutzung	Zubau-potenzial	
	GW	GW	%	GW	
Niedersachsen	3,9	23,0	17	<b>19,1</b>	} <b>93%</b>
Mecklenburg-Vorpommern	0,9	18,1	5	<b>17,2</b>	
Schleswig-Holstein	2,0	13,6	15	<b>11,6</b>	
Baden-Württemberg	0,2	1,9	11	1,7	
Sachsen	0,6	1,2	51	0,6	
Nordrhein-Westfalen	1,8	0,9	<b>202</b>	0,0	
Brandenburg	1,8	0,7	<b>258</b>	0,0	
Bayern	0,2	0,7	27	0,5	
Rheinland-Pfalz	0,6	0,6	100	0,0	
Hessen	0,3	0,5	70	0,2	
Sachsen-Anhalt	1,6	0,2	<b>816</b>	0,0	
Bremen	0,0	0,2	18	0,2	
Hamburg	0,0	0,2	16	0,2	
Thüringen	0,4	0,1	<b>427</b>	0,0	
Saarland	0,0	0,1	35	0,1	
Berlin	0,0	0,0	100	0,0	
gesamte Bundesrepublik	14,6	62,0	24	51,2	

Quelle: Kaltschmitt/Wiese 1993 und Enders 2004

Dies bedeutet, dass ein im Sinne ambitionierter Klimaschutzziele angestrebter massiver weiterer Ausbau der Onshore-Windenergienutzung in Annäherung an die errechneten technischen Ausbaupotenziale (vgl. z.B. im RRO-2-Szenario des IER) schwerpunktmäßig in den Küstenländern erfolgen müsste, obwohl dort zum Teil bereits eine verhältnismäßig hohe Aufstellichte erreicht worden ist (vgl. Tabelle 84).

Die Potenzialberechnungen von Kaltschmitt/Wiese 1993 unterschätzen teilweise die tatsächlichen Möglichkeiten des Windenergieausbaus vor allem in den Binnenländern. Dies kann zum Teil dadurch erklärt werden, dass der Stand der Anlagentechnik vom Anfang der 90er Jahre Basis für die Potenzialermittlung war und dass seitdem die Anlagentechnik erheblich weiterentwickelt werden konnte. Dies wirkte sich vor allem auf die durchschnittlich installierbare Anlagenkapazität aus. Waren Anfang der 90er Jahre noch Anlagen mit einer Leistung von wenigen 100 kW Stand der Technik, sind heute bereits Anlagen der Multi-Megawatt-Klasse marktverfügbar. Für die Potenzialstudie von Kaltschmitt/Wiese wurden drei Referenzanlagen mit einer Leistung von 80 kW, 300 kW und 1,2 MW definiert. Basis für die Potenzialermittlung war die Annahme, dass ein Mix aus Anlagen, die die drei durch die Referenzanlagen definierten Leistungsklassen repräsentieren, realisiert werden könnte. Generell ist mit Anlagen großer Leistung eine bessere Ausnutzung der Potenzialflächen möglich, als mit Anlagen kleiner Leistung. Aufgrund der Diskrepanz zwischen der seit Anfang der 90er Jahre tatsächlich durchschnittlich installierten Anlagenleistung und dem in der Potenzialstudie von Kaltschmitt/Wiese unterstellten Anlagenmix ergibt sich eine systematische Unterschätzung der technischen Leistungspotenziale.

**Tabelle 84: Flächenspezifische Leistung und Aufstellichte von Windenergieanlagen nach Bundesländern am 31.12.2002**

	Flächen- spezifische Kapazität	Anlagen- aufstellichte
	kW/km <sup>2</sup>	1/100 km <sup>2</sup>
Schleswig-Holstein	127,3	16,6
Bremen	86,8	9,4
Niedersachsen	82,4	8,4
Sachsen-Anhalt	79,8	6,5
Brandenburg	61,3	5,3
Nordrhein-Westfalen	53,5	5,4
Hamburg	42,6	7,4
Mecklenburg-Vorpommern	40,0	4,5
Sachsen	33,4	3,5
Rheinland-Pfalz	30,3	3,2
Thüringen	26,4	2,4
Hessen	16,5	1,6
Saarland	13,7	1,5
Baden-Württemberg	5,9	0,6
Bayern	2,7	0,3
Berlin	0,0	0,0
gesamte Bundesrepublik	79,7	4,1

Quelle: Enders 2003

Zudem hat in den letzten Jahren der Kapazitätszubau der Windenergieanlagen im Binnenland stärker zugenommen als an der Küste. Dies liegt unter anderem daran, dass die windhöufigsten vor allem im Küstennahbereich verfügbaren Potenzialflächen bereits in den Anfangsjahren der Windenergienutzung bebaut worden sind (vgl. DEWI 2001). Da durch technischen Fortschritt die Anlagenleistung im Laufe der Jahre stetig erhöht werden konnte, war der jährliche Kapazitätswachstum, der zunehmend auf küstenferneren Standorten realisiert werden musste, pro installierter Anlage erheblich höher als in den Anfangsjahren des Windenergieausbaus. Zudem wurde im Jahr 1996 eine Privilegierung für die Windenergieanlagen für den Außenbereich in das Planungsrecht aufgenommen, was den Ausbau auch in Gemeinden erleichtert hat, die bisher von dieser Entwicklung unberührt geblieben waren. In einigen Binnenländern wie z.B. in Nordrhein-Westfalen oder in Brandenburg ist zudem der Windenergieausbau auf Landesebene besonders erfolgreich politisch unterstützt worden.

Bei näherer Betrachtung zeigt sich aber außerdem, dass bereits auf der Ebene der Potenzialflächen-ermittlung erhebliche Unsicherheiten bestehen, die einen deutlich größeren Einfluss auf das Untersuchungsergebnis haben können, als Abweichungen bei den anlagentechnischen Basisannahmen. Dies lässt sich exemplarisch anhand des Vergleichs zweier Potenzialstudien belegen. Für Sachsen-Anhalt hat das Ministerium für Raumordnung, Landwirtschaft und Umwelt im Jahre 1997 eine eigene Potenzialstudie veröffentlicht, die zu extrem anderen Ergebnissen kommt, als die Studie von Kaltschmitt/Wiese aus dem Jahre 1993. Dort wird ein Kapazitätspotenzial ermittelt, das mit 12,6 GW installierbarer Leistung das in der Studie von Kaltschmitt/Wiese ermittelte Leistungspotenzial um den Faktor 60 und den bisher tatsächlich erreichten Ausbaustand in Sachsen-Anhalt immerhin noch um den Faktor 7,7 übertrifft. Nicht nur die pro Fläche installierbare Anlagenkapazität sondern insbesondere bereits die ermittelten Potenzialflächen unterscheiden sich bei beiden Studien in ihrer Größe

ganz erheblich. Zusätzlich wird in der Potenzialstudie des Landes Sachsen-Anhalt dann auch noch mit einem flächenspezifischen Leistungspotenzial in Höhe von 3,1 MW/km<sup>2</sup> gerechnet, während in der Studie von Kaltschmitt/Wiese dieser Potenzialwert nur 2,1 MW/km<sup>2</sup> beträgt (vgl. Tabelle 85).

**Tabelle 85: Vergleich der Potenzial-Berechnungen zur Onshore-Windenergienutzung in Sachsen-Anhalt**

		Kaltschmitt/Wiese 1993 **)	MRLU SA 1997 ***)
Potentialflächen mit 4 - < 5 m/s *)	[km <sup>2</sup> ]	80	1.979
Potentialflächen mit > 5 m/s	[km <sup>2</sup> ]	20	2.063
Installierbare Leistung insgesamt	[MW]	210	12.600
Technisches Erzeugungspotenzial insgesamt [GWh/a]		365	25.447

\*) bei MRLU SA 1997 ab 4,8 m/s n 30 m über Grund

\*\*) bei Kaltschmitt/Wiese 1993 Windgeschwindigkeiten in 10 m über Grund

\*\*\*) bei MRLU SA 1997 Windgeschwindigkeiten in 30 m über Grund und 1 MW-Anlagenleistung

Quelle: MRLU SA 1997 und Kaltschmitt/Wiese 1993

Leider ist es im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, die Unterschiede zwischen den beiden Studien zu erklären, da insbesondere für die Untersuchung von Kaltschmitt/Wiese die Basisannahmen und Flächennutzungs-Daten, die zur Ermittlung der Potenzialflächen geführt haben, nicht hinreichend genau dokumentiert sind. Der Vergleich zwischen den Ergebnissen der Potenzialberechnungen von Kaltschmitt/Wiese und dem tatsächlich mittlerweile in Sachsen-Anhalt und in anderen Bundesländern erreichten Ausbaustand zeigt aber, dass zumindest aus technischer Sicht im Binnenland erheblich höhere Leistungen installiert werden können, als rechnerisch in der Potenzialstudie von Kaltschmitt/Wiese ermittelt wurde.

Im Rahmen eines größeren Forschungsprojektes zur Analyse des „ökologischen Potenzials“ regenerativer Energien wurden für die Bundesländer Niedersachsen und Baden-Württemberg weitere Potenzialuntersuchungen zum Ausbau der Windenergienutzung durchgeführt (vgl. Krewitt/Nitsch 2002 und Nitsch et al. 2004), die ebenfalls mit den Ergebnissen der Potenzialstudie von Kaltschmitt/Wiese verglichen werden können. Im Rahmen dieser neueren Untersuchung wurden explizit naturschutzfachliche Bewertungs-Aspekte der Windenergienutzung in die Potenzialermittlung einbezogen, indem zusätzlich zu naturschutzrechtlichen Gebietsausweisungen und entsprechenden Abstandsflächen auch avifaunistisch wertvolle Bereiche für Brut- und Gastvögel, besondere Biotope, Fördergebiete für die Feuchtgrünlandlandentwicklung, Hauptgewässer des Fließgewässerschutzsystems sowie die reliefbedingte visuelle Sensitivität berücksichtigt wurden. Darüber hinaus wurde außerdem die heute genutzte Ackerfläche als Potenzialfläche für die Windenergienutzung ausgeschlossen (vgl. Nitsch et al. 2004). Auf der Basis dieser sehr restriktiven Ausschlußkriterien wurde ein im Vergleich zu den Ergebnissen der Potenzialstudie von Kaltschmitt/Wiese sehr viel kleineres Flächenpotenzial für die Aufstellung von Windenergieanlagen ermittelt. Während in der Studie von Kaltschmitt/Wiese ein Flächenpotenzial für Niedersachsen in Höhe von 8.770 km<sup>2</sup> festgestellt wurde, reduziert sich dieses Potenzial unter Berücksichtigung strenger ökologischer Ausschlußkriterien auf eine Gesamtfläche von nur noch 1.810 km<sup>2</sup>. Dadurch, dass in der neueren Studie aber aktuelle Anlagenkapazitäten in Ansatz gebracht wurden, ergibt sich ein Kapazitätspotenzial, das bei der Annahme einer durchschnittlichen Anlagen-



leistung in Höhe von 3 MW das Gesamt-Leistungspotenzial, das die Untersuchung von Kaltschmitt/Wiese auf der Basis einer erheblich kleineren Flächenpotenzials ergeben hat, trotzdem noch annähernd erreicht. Ähnliche Ergebnisse sind für das Land Baden-Württemberg erzielt worden (vgl. Tabelle 86).

**Tabelle 86: Vergleich zweier Studien zur Onshore-Windenergie-Potenzialermittlung für Baden-Württemberg und Niedersachsen**

		Kaltschmitt/ Wiese 1993	Krewitt/Nitsch 2002	
		0,08 – 1,5 MW/WEA	1,5 MW/WEA	3 MW/WEA
<b>Niedersachsen</b>				
Flächenpotenzial (> 4 m/s)	[km <sup>2</sup> ]	8.770	1.810	
Installierbare Leistung	GW	23,0	17,3	21,3
<b>Baden-Württemberg</b>				
Flächenpotenzial (> 4 m/s)	[km <sup>2</sup> ]	1.680	125	
Installierbare Leistung	GW	1,9	1,2	1,5

Quelle: Kaltschmitt/Wiese 1993 und Krewitt/Nitsch 2002

Insgesamt lässt sich aus den Potenzialstudien ableiten, dass bei einem weitgehenden Ausbau der Windenergienutzung, wie ihn die Regenerativ-Energie-Szenarien vorsehen, der größte Teil der Windpark-Flächen wahrscheinlich aufgrund der dort deutlich besseren Windverhältnisse in den Küstenregionen zusätzlich bereitgestellt bzw. im Zuge von Repowering-Maßnahmen intensiver als bisher genutzt werden würde. In den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern könnten langfristig, eine entsprechende planerische Flächenwidmung vorausgesetzt, noch in großem Umfang zusätzliche Potenzialflächen verfügbar gemacht werden, die auch durch einen Windenergieausbau, der dem RRO-2-Szenario des IER entspricht, noch längst nicht ausgeschöpft wären. Andererseits sind auch außerhalb der Küstenregionen offenbar noch beachtliche Windenergie-Potenziale ungenutzt, wie die jüngste Potenzial-Untersuchung für Baden-Württemberg belegt (vgl. Nitsch et al. 2004).

Zu beachten ist allerdings grundsätzlich, dass die Potenzialberechnungen keine Aussage zur politischen Durchsetzbarkeit der Potenzialerschließung erlauben, obwohl die Autoren von Potenzialstudien versuchen, Ausschluß- und Restriktionsflächen in die Bilanzierung einzubeziehen. Dies gilt um so mehr, als die politische Entscheidung über den Ausbau der Onshore-Windenergie sehr stark über die Flächenwidmung auf der Ebene der regionalen und insbesondere der gemeindlichen Planung beeinflusst wird.

#### 4.6.4 Qualität und Quantität der Flächeninanspruchnahme durch die Onshore-Windenergienutzung

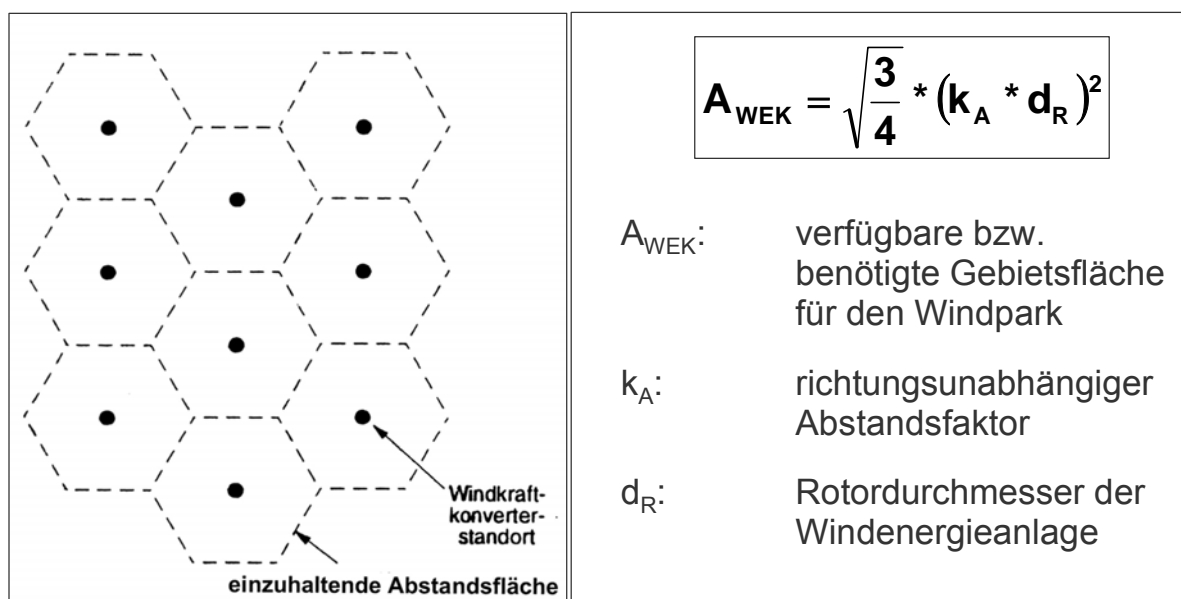
Die direkte Flächeninanspruchnahme durch Windenergieanlagen ist vergleichsweise gering. Nach WM BaWü 2001 werden für 900-kW-Anlagen etwa 160 m<sup>2</sup> Fundamentfläche und für 1,5-MW-Anlagen

200 m<sup>2</sup> Fundamentfläche benötigt. Bei sparsamer Aufstellung kann die Grundfläche für die Trafostation auf der Fundamentfläche platziert werden. Die für die Anlagenaufstellung benötigte Standfläche für Kräne und Transportfahrzeuge, die mit einer Schottertragschicht standfest aufgebaut sein sollte und während des Anlagenbetriebs für Wartungs- und Reperaturzwecke i. d. R. erhalten bleibt, beträgt etwa 600 m<sup>2</sup> (vgl. WM BaWü 2001). Aus diesen Daten ergibt sich eine direkte Flächeninanspruchnahme in Höhe von 844 m<sup>2</sup>/MW für eine 900 –kW-Anlage bzw. in Höhe von 533 m<sup>2</sup>/MW für eine 1,5-MW-Anlage. Auf der Basis von mittleren Jahres-Nennleistungsstunden von 1.900 h/a lässt sich aus den genannten Daten eine stromspezifische Flächeninanspruchnahme von 0,44 m<sup>2</sup>/MWh/a bzw. von 0,28 m<sup>2</sup>/MWh/a ableiten.

Um die verfügbaren Flächen möglichst effizient zu nutzen und um Erschließungs- und Investitionskosten zu sparen, wird die Aufstellung in Windparks gegenüber der Einzelaufstellung von Windenergieanlagen bevorzugt. Zwischen den einzelnen Windenergieanlagen eines Windparks sind bestimmte Mindest-Abstände einzuhalten, um zu vermeiden, dass sich die Anlagen den Wind gegenseitig wegnehmen und dass die Anlagen-Lebensdauer durch Zunahme der Turbulenz verkürzt wird. In Kaltschmitt/Wiese 1997 werden für Windparks Abstands-faktoren als ein Vielfaches des Rotordurchmessers bei definierter Hauptwindrichtung zwischen 8 und 10 und quer zur Hauptwindrichtung zwischen 4 und 5 sowie für Standorte ohne eindeutig vorherrschende Windrichtung in einer Bandbreite zwischen 6 und 15 – hier gleichermaßen bezogen auf alle Himmelsrichtungen - angegeben. Kaltschmitt/Streicher 2003 weisen jedoch darauf hin, dass „aufgrund der Begrenztheit der Flächen und aus wirtschaftlichen Erwägungen“ zum Teil auch deutlich geringere Abstands-faktoren bezogen auf die Hauptwindrichtung in Höhe von etwa 4 möglich sind. Aufgrund der wachsenden Größe der Windenergieanlagen und der zunehmenden Standortverknappung planen Windparkentwickler immer engere Abstände der Anlagen im Park untereinander. In NRW ist im Rahmen von Genehmigungsverfahren gutachterlich nachzuweisen, dass die Standsicherheit der Anlagen durch zunehmende Turbulenz-Beanspruchung im laufenden Betrieb nicht beeinträchtigt wird, wenn der Abstand zwischen zwei Anlagen im Bereich des 3 bis 5-fachen Rotordurchmessers liegt. Ein Abstand unterhalb von 3 Rotordurchmessern ist in NRW genehmigungsrechtlich nicht zulässig (WEA NRW 2002 und Seifert et al. 2003).

MRLU SA 1997 und BWE 2001 (mit Verweis auf DEWI 1993 und 1995) rechnen für großräumige Potenzialermittlungen übereinstimmend mit einem durchschnittlichen Abstands-faktor von 6. In Abbildung 23 ist der Berechnungsmodus dargestellt, der für Windparks ohne eindeutige Hauptwindrichtung zur Anwendung kommt, um die benötigte Windpark-Fläche in Abhängigkeit von dem Rotordurchmesser der Anlagen zu ermitteln.

Angesichts begrenzter Verfügbarkeit von geeigneten Windparkflächen drängt sich die Frage auf, welche Anlagenkapazitäten auf Eignungsflächen langfristig errichtet werden könnten. Bei gegebener Flächengröße hängt die Gesamtleistung des Windparks von Anzahl und der durchschnittlichen Kapazität der zu installierenden Einzelanlagen ab. Des Weiteren ist der einzuhaltende Mindestabstand zwischen den Einzelanlagen von Bedeutung, der wiederum von dem Rotordurchmesser und den speziellen Standortbedingungen (Topographie, Windverhältnisse) bestimmt wird.

**Abbildung 23: Windpark-Konfiguration bei Standorten ohne eindeutige Haupt-Windrichtung**

Quelle: Kaltschmitt/Wiese 1993

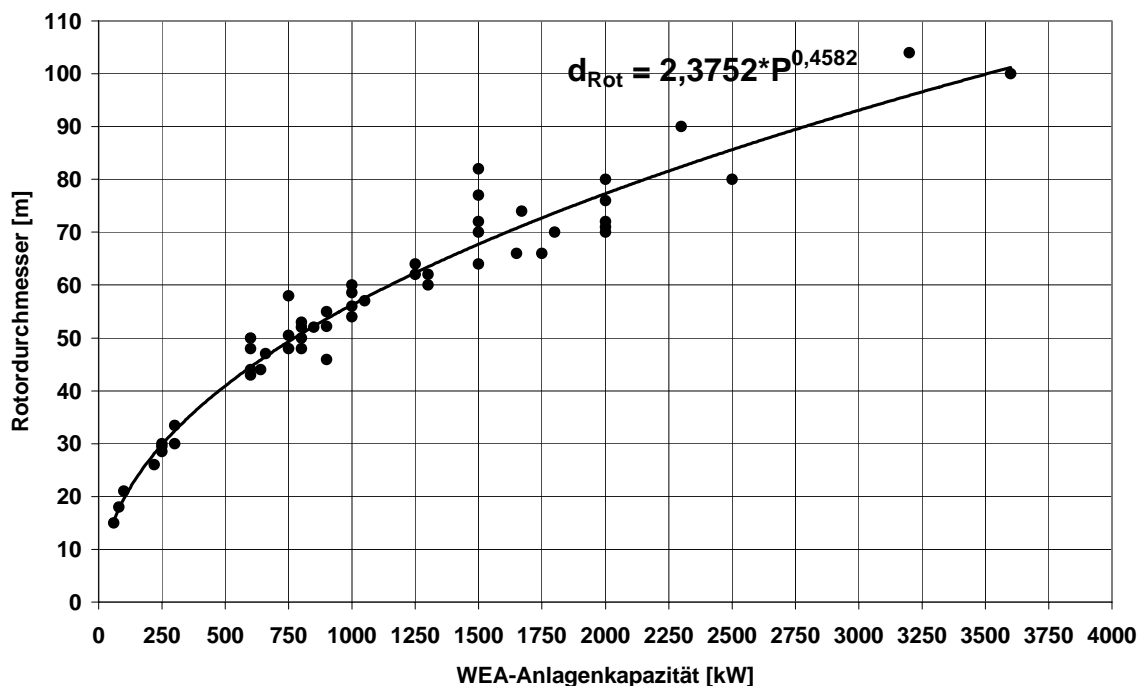
Generell nimmt mit zunehmender Anlagenkapazität auch der Rotordurchmesser zu. In Abbildung 24 ist der Rotordurchmesser einiger aktuell am Markt verfügbarer Anlagen über der Anlagenkapazität aufgetragen. Demnach steigt der Rotordurchmesser von etwa 40 m bei 500-kW-Anlagen auf 56 m bei 1-MW-Anlagen bis hin zu 77 m bei 2-MW-Anlagen an. Anlagen mit einer Kapazität von 2,5 MW und mehr werden derzeit erst vereinzelt angeboten, so dass über die Entwicklung der Anlagenparameter noch keine verlässlichen Angaben möglich sind. Derzeit verfügbare Anlagen deuten aber darauf hin, dass 3-MW-Anlagen mit Rotordurchmessern von mehr als 90 m üblich sein könnten (vgl. dazu auch Kühn 2002).

Bei einer Zunahme des Rotordurchmessers mit steigender Anlagankapazität in der in Abbildung 24 dargestellten Form und bei Abständen zwischen den Einzelanlagen in Höhe des sechsfachen Rotordurchmessers ergeben sich Windpark-Gesamtleistungen in Abhängigkeit von der Kapazität der Einzelanlagen, wie sie in Abbildung 25 beispielhaft für eine Windparkfläche mit einer Größe von einem Quadratkilometer dargestellt sind.

Mit zunehmender Kapazität der Einzelanlagen nimmt die Zahl der auf einer gegebenen Windparkfläche aufzustellenden Anlagen ab, während gleichzeitig die Windparkleistung zunimmt.

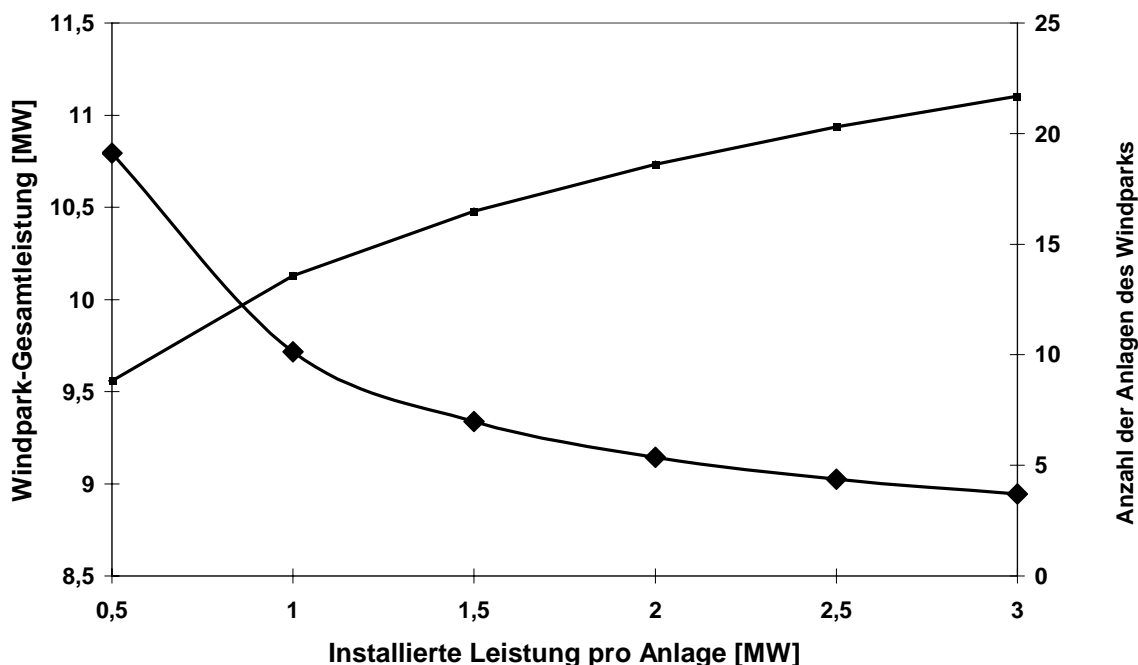
Das RRO-2- Szenario des IER sieht einen sehr weitgehenden Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland vor. Die Steigerung der Gesamt-Kapazität der Onshore-Windenergie-Anlagen von heute 14,6 GW auf etwa 29,2 GW im Jahre 2050 wird durch eine Erhöhung der spezifischen Anlagenleistung erreicht. Ende 2003 lag die durchschnittliche Kapazität der insgesamt rund 15.400 Windenergieanlagen in Deutschland bei 950 kW. Demgegenüber verringert sich die Anzahl der Onshore-Windenergie-Anlagen bis 2050 auf nur noch 8.900, während die durchschnittliche Leistung pro Anlage auf etwa 3,3 MW ansteigt.

Abbildung 24: Abhängigkeit des Rotordurchmessers von Windenergieanlagen von der Anlagen-Kapazität



Datenquelle: BWE 2002

Abbildung 25: Windpark-Gesamtleistung und Anlagenanzahl in Abhängigkeit von der WEA-Einzel-Kapazität bei einer vorgegebenen Windpark-Gesamtfläche von 1 km<sup>2</sup> und einem Abstandsfaktor in Höhe des 6-fachen Rotordurchmessers



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

Bei einem angenommenen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 97 m im Jahre 2050 und einem Abstand zwischen zwei Windenergieanlagen in Höhe von durchschnittlich 6 Rotordurchmessern ergäbe sich eine Windparkfläche von 29,5 ha pro Einzelanlage. Daraus resultiert eine Onshore-Windpark-Gesamtfläche in der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von 2.609 km<sup>2</sup>, wenn unterstellt wird, dass zukünftig alle Anlagen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit in Windparks aufgestellt werden.

Im UBA-NH-Szenario wird dagegen nur eine Windenergieanlagen-Gesamtkapazität in Höhe von 21,3 GW erreicht. Bei einer mittleren Anlagenkapazität in Höhe von 3 MW und einem Rotordurchmesser von 93 m ergäbe sich eine Windpark-Gesamtfläche von 1.914 km<sup>2</sup> bei einer Anlagenanzahl von insgesamt 7.100.

Werden für den derzeitigen Anlagenbestand dieselben Annahmen bzgl. der Aufstellung der Anlagen in Windparks zugrunde gelegt, ergibt sich rechnerisch bei einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 55 m eine Gesamt-Flächenbelegung in Höhe von 1.450 km<sup>2</sup>. Die Gesamtfläche, die nach Szenario RRO 2 für Onshore-Windparks bereitgestellt werden müsste, wäre also um den Faktor 1,8 und die im UBA-NH-Szenario beanspruchte Fläche um den Faktor 1,3 höher, als die durch den derzeitigen Bestand an Windenergieanlagen bzw. Windparks rechnerisch heute bereits belegte Fläche. Mit den beiden Ausbauszenarien ließe sich jedoch gegenüber der heutigen Situation die Anzahl der Anlagen - eine entsprechende Erhöhung der durchschnittlichen Anlagenleistung bis 2050 vorausgesetzt – sehr deutlich reduzieren während sich die Gesamt-Onshore-Windenergieleistung gleichzeitig um 50 % erhöhen bzw. verdoppeln würde (vgl. Tabelle 87).

**Tabelle 87: Onshore-Windenergie-Ausbau im RRO-2-Szenario**

		Anlagen-Bestand Ende 2003	IER-Szenario RRO 2 2050	UBA-NH-Szenario 2050
Installierte Gesamtleistung	[GW]	14,6	29,2	21,3
Anzahl WEA		15.387	8.900	7.100
Durchschnittliche WEA-Kapazität	[MW]	0,95	3,3	3,0
Gesamt-Windpark-Fläche *)	[km <sup>2</sup> ]	1.450	2.609	1.914

\*) berechnet auf Basis einer vollständigen Aufstellung der Anlagen in Windparks bei einem mittleren Abstand der Anlagen untereinander in Höhe des 6-fachen Rotordurchmessers  
Quelle: Enders 2003; IER 2002; DLR/WI 2002

Die außerordentlich große Fläche, die für Windparks benötigt wird, besteht zum größten Teil aus Abstandsflächen und ist anderen Nutzungen nicht vollständig entzogen. In den meisten Fällen ist auch weiterhin der landwirtschaftliche Betrieb ohne große Einschränkungen möglich. Die durch Windenergieanlagen unmittelbar beanspruchte Fläche beträgt für das RRO-2-Szenario des IER für das Jahr 2050 nur etwa 7 km<sup>2</sup> und für das UBA-NH-Szenario 5,7 km<sup>2</sup>.

#### 4.6.5 Ausbau der Offshore-Windenergienutzung

Wie im Falle der Onshore-Windenergienutzung hängt der Ausbau der Windenergieanlagen einerseits von der Windhöffigkeit und andererseits von der Flächenverfügbarkeit an geeigneten Standorten ab. Generell wird erwartet, dass im Offshore-Bereich aufgrund des stärkeren und gleichmäßigeren Windangebotes Energieerträge erreichbar sind, die pro installierte Leistung um den Faktor 2 höher liegen als an Land (vgl. DEWI 2002). Belastbare Daten zur Höhe und zur räumlichen Verteilung der langjährigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten bzw. der Jahres-Nennleistungsstunden sind jedoch nicht verfügbar, so dass bisher, anders als für die Onshore-Windenergienutzung, keine räumlich differenzierende Potenzialstudien für den Offshore-Bereich vorliegen. In einer Küstenentfernung von 10 km beträgt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 60 m Höhe etwa 8 m/s, während für Stand-

orte „im Norden“ etwa 9 m/s angegeben werden (vgl. Hau 2003). Nach einer Untersuchung des DEWI für einen Standort etwa 50 km nördlich der ostfriesischen Inseln, die auf der Grundlage von Messergebnissen von Feuerschiffen durchgeführt wurde, sind für Anlagen mit einer Nabenhöhe von 80 m und einer Leistung von 3,5 bzw. 5 MW äquivalente Vollaststunden von 4.000 bis 4.200 h/a für eine freistehende einzelne Windenergieanlage zu erwarten (vgl. DEWI 2002). Aufgrund der im Verhältnis zu den erzielbaren Erträgen sehr hohen Kosten für die Wartung der Anlagen, für die Gründung und die Netzanbindung sind möglichst große Anlagenleistungen sowie eine Aufstellung in Windparks unabdingbare Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Erfolg von Offshore-Windenergie-Projekten.

Zurzeit sind beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) Offshore-Windpark-Projekte mit einer Gesamtgröße von 60 GW beantragt (Dahlke 2002). Die geplanten Projekte erreichen Windpark-Leistungen von bis zu mehreren Gigawatt (vgl. z.B: Projekt GmbH 2003). Die Projekt-Antragslage gibt jedoch keinen zuverlässigen Hinweis auf den tatsächlichen Umfang langfristig realisierbarer Projekte, da auch konkurrierende Projektanträge für sich überschneidende Flächen vorliegen und weil nicht alle Projekte von vornherein als genehmigungsfähig oder wirtschaftlich eingestuft werden können.

Aus wirtschaftlich-technischer Sicht können als wesentliche Standortauswahlkriterien die Wassertiefe und die Küstenentfernung identifiziert werden, da diese die Fundamentkosten sowie die Netzanbindungskosten bestimmen. Eine Wassertiefe von bis zu 40 m wird als akzeptabel angesehen, denn für größere Wassertiefen stehen bislang keine wirtschaftlich akzeptablen Gründungsmöglichkeiten zur Verfügung (vgl. ISET 2001). In der deutschen Bucht werden bis zu einer Küstenentfernung von 70 km mittlere Wassertiefen von 25 – etwa 37 m erreicht. Bis zu einer Entfernung von 50 km beträgt die maximale Wassertiefe in der deutschen Nordsee 37 m (vgl. DEWI 2001), während die deutsche Ostsee insgesamt eine maximale Wassertiefe von nur 20 m erreicht (vgl. Hau 2003), so dass prinzipiell sehr große Meeresflächen als Suchraum für die Offshore-Windenergie-Ausbauplanung zur Verfügung stehen. Die Küstenentfernung beeinflusst stark die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Projektes, da die Stromübertragungskosten mit zunehmender Küstenentfernung vermutlich stärker ansteigen, als die Jahres-Nennleistungsstunden der Windenergieanlagen. Bei Entfernungen von 70 km können die Netzanbindungskosten die Anlagenkosten bereits um bis zu 15 % übersteigen (vgl. DEWI 2001), wodurch sich die Investitionskosten eines Offshore-Projektes gegenüber einem Onshore-Projekt gleicher Leistung drastisch verteuern würden.

Wie auch an Land beeinflussen konkurrierende Nutzungs- und Schutzansprüche den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung. Als Ausschlussflächen gelten (vgl. ISET 2001):

- Verkehrswege,
- Pipelines und Seekabel,
- Plattformen für die Offshore-Erdgas- und Erdölförderung,
- bestehende Naturschutzgebiete und geplante Schutzgebiete (Baltic Sea Protected Areas, Important Bird Areas, FFH-Gebiete, Marine Protected Areas),
- Militärische Nutzungszonen,

- Sand- und Kiesgewinnungsgebiete,
- Wassertiefen größer 40 m,
- Küstenentfernungen kleiner 20 km.

Erhebliche Unsicherheiten bestehen bzgl. des Umfangs und der räumlichen Verteilung verfügbarer „konfliktarmer“ Potenzialflächen. ISET 2001 errechnet „ausreichend konfliktarme“ Flächen von bis zu 3.200 km<sup>2</sup> bei einer Wassertiefe von maximal 40 m, auf denen laut ISET-Studie eine Gesamt-Anlagenkapazität in der Größenordnung von 15 bis maximal 19 GW möglich wäre. Diese Daten berücksichtigen pauschal geplante Schutzgebiete (z.B. IBA-Gebiete) sowie militärische Nutzungszonen. In Dänemark werden für den Naturschutz teilweise geringere Anforderungen gestellt (z.B. liegt Horns Rev in einem IBA-Gebiet). DEWI nimmt an, dass sich ein konfliktarmer großtechnischer Einsatz der Offshore-Windenergie-technologie langfristig auf relativ küstenferne Gebiete mit Entfernungen zur Küste von mehr als 30 km und auf Gebiete mit Wassertiefen bis zu 45 m konzentrieren wird und rechnet mit einem Ausbau der Offshore-Windkraft bis zum Jahre 2030 in einer Größenordnung von 26 GW (DEWI 2002). Nach Fahl 2002 sind im Bereich der deutschen Küstenmeere und in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) potenziell 30 GW Windenergie-Anlagenkapazitäten installierbar, die eine jährliche Strommenge von 90 TWh erzeugen können.

Die Haupt-Potenzialflächen liegen in der Nordsee-AWZ, da Windparks innerhalb der 12-Seemeilen-Zone mit Naturschutzbelangen und mit den Interessen des Tourismus an einer unverbauten Landschaft kollidieren und in der Ostsee die deutsche AWZ-Gesamtfläche erheblich kleiner ist als in der Nordsee. Dementsprechend konzentrieren sich auch die bisher vorliegenden Projekt-Anträge auf dieses Gebiet.

#### **4.6.6 Qualität und Quantität der Flächeninanspruchnahme durch Offshore-Windparks**

Der Flächenbedarf für die Offshore-Windenergienutzung wird im Wesentlichen durch die gegenseitige Beeinflussung der Anlagen bei Parkaufstellung (Windparkeffekte) bestimmt. Die geringere Turbulenz in der Windparkzuströmung führt bei Offshore-Windparks tendenziell zu einer relativen Verstärkung der Windparkeffekte, was bedeutet, dass die Windgeschwindigkeit im Inneren des Windparks zurückgeht (vgl. DEWI 2002). Deshalb müssen bei der Planung von Offshore-Windparks größere Abstände zwischen den Einzelanlagen eingehalten werden, wenn der gleiche Parkwirkungsgrad wie bei einer Aufstellung an Land erreicht werden soll (vgl. Hau 2003). Trotzdem wird in der Literatur zum Teil für die Flächenberechnung ebenso wie bei Onshore-Windparks ein Abstandsfaktor von 6 angesetzt. Bei einem Rotordurchmesser von 115 m für 5-MW-Windenergieanlagen und bei Windparkaufstellung ergibt sich bei Anwendung eines Abstandsfaktors von 6 ein Flächenbedarf von 42 ha/WEA (vgl. DEWI 2001). Buchholz geht auf der Basis ähnlicher Überlegungen von einem anlagenspezifischen Flächenbedarf in Höhe von 49 ha aus (vgl. Buchholz o.J.).

Die Auswertung von Veröffentlichungen zu den bislang vorliegenden Projektanträgen ergibt eine deutlich höhere Flächeninanspruchnahme. So soll der zurzeit größte beantragte Offshore-Windpark (Projektname „Sandbank 24“) aus insgesamt 981 Windenergieanlagen bestehen und bei einer Gesamt-

leistung von 4.905 MW eine Flächenausdehnung von 1.100 km<sup>2</sup> erreichen. Der mit 1,12 km<sup>2</sup>/MW sehr große leistungsspezifische Flächenbedarf entsteht jedoch offenbar durch die Anforderung, Schifffahrtstrassen freizuhalten, die durch das Projektgebiet führen (vgl. Projekt GmbH 2003). Diese Planungsvorgabe wiederum ist auf die extreme Projektgröße zurückzuführen und somit nicht ohne weiteres auf andere Projekte übertragbar. Die im Jahre 2002 (Stand: März 2002) insgesamt vorliegenden 29 Projekt-Anträge für die Nord- und Ostsee umfassten bei einem Voll-Ausbau 11.707 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 61 GW. Die beantragte Windparkfläche summierte sich zu einer Gesamtfläche von 12.350 km<sup>2</sup>. Dies entspricht einer mittleren leistungsspezifischen Flächeninanspruchnahme von 0,2 km<sup>2</sup>/MW, woraus bei einer durchschnittlichen Anlagenleistung in Höhe von 5,2 MW eine anlagenspezifische Fläche von 1,04 km<sup>2</sup> resultiert (vgl. Ahmels 2002). Dieses Ergebnis korrespondiert auch mit den oben zitierten Potenzialdaten in ISET 2001. Dort wird für ein Offshore-Flächenpotenzial von 3.200 km<sup>2</sup> eine installierbare Leistung in Höhe von 15 bis 19 GW angegeben. Dies entspricht einer leistungsspezifischen Flächeninanspruchnahme von 17 bis 21 ha/MW und einer anlagenspezifischen Flächeninanspruchnahme von 84 bis 107 ha bezogen auf eine Anlagenleistung von 5 MW. Bei Übertragung der oben zitierten Projekt-Antragsdaten auf die Regenerativ-Energie-Szenarien ergibt sich eine Gesamtflächeninanspruchnahme für das Jahr 2050 bezogen auf das Szenario RRO 2 des IER in Höhe von 5.830 km<sup>2</sup> und bezogen auf das UBA-NH-Szenario in Höhe von 4.230 km<sup>2</sup>.

Durch die Inanspruchnahme der Meeresflächen für die Aufstellung und den Betrieb von Windparks entstehen aufgrund der Besonderheiten der Nutzungsansprüche und Nutzungsbedingungen im marinen Bereich Restriktionen, die dazu führen, dass die Raumwirkungen der Offshore-Windenergienutzung mit denen einer Windparkaufstellung an Land kaum zu vergleichen sind. Da aus Sicherheitsgründen jeglicher Verkehr im Bereich der Windparkflächen ausgeschlossen werden muss, bilden Windparks Barrieren, deren Wirkung sich nicht nur unmittelbar auf den marinen Handelsverkehr sondern auch auf die Fischerei, das Militär, den Bergbau und unter Umständen sogar auf den Tourismus erstreckt. Anders als an Land ist somit die durch Windparks in Anspruch genommene Meeresfläche tatsächlich jeglicher Sekundärnutzung entzogen, soweit nicht neue Nutzungskonzepte entwickelt werden, die den besonderen Bedingungen angepasst sind. Buchholz regt u.a. die Nutzung von Windparkflächen für eine sogenannte „Sonderfischerei“ an, da durch das allgemeine Fangverbot in Windparks Rückzugsräume für Fischbestände entstehen könnten, die eine Befischung besonders attraktiv erscheinen lassen könnten (vgl. Buchholz o.J.). Wie sich dies jedoch mit den Sicherheitsbestimmungen für den Schiffsverkehr vereinbaren lassen soll, bleibt unklar. Ein weiterer Konzept-Vorschlag bezieht sich auf den Aufbau von geschlossenen Marikulturen, da die Behältersysteme Befestigungspunkte benötigen, für die sich die Fundamente der Windenergieanlagen eignen (vgl. Buchholz o.J.).

Der zusätzliche „indirekte“ Flächenbedarf für den Aufbau von Offshore-Logistik-Standorten an Land ist generell keine besondere Anforderung, die nur die Offshore-Windenergie betrifft. Eine den jeweiligen Anforderungen entsprechende Produktions- und Service-Infrastruktur muss generell für jede Option der Stromerzeugung aufgebaut bzw. aufrechterhalten werden. Allerdings übersteigt der Materialaufwand für die Herstellung der Anlagen den Materialaufwand herkömmlicher Kraftwerke gemessen an der Stromerzeugung über die gesamte Anlagenlebensdauer deutlich. Außerdem erfordern die besonderen baulichen Dimensionen der Anlagen und Anlagenkomponenten entsprechend angepasste in-



frastrukturelle Einrichtungen. Die Fertigung der Offshore-Anlagen wird voraussichtlich aufgrund der Transportbedingungen von Anlagen-Komponenten und den großen Massen vorgefertigter Rotoren, Türme, Fundamenten und Plattformen an Küstenstandorte gebunden sein. Aufgrund der oft schwierigen Wetterbedingungen auf See werden die Hersteller die Endmontage der Anlagen an Land bevorzugen. So plant z.B. ein Hersteller, von seinem zukünftigen Produktionsstandort im Cuxhavener Seehafen aus die fertigen Windräder stehend auf einem eigens dafür konstruierten Schiff zu den vorgesehenen Aufstellorten auf See transportieren lassen (vgl. Kautenburger 2002). Setzen sich solche Konzepte durch, erfordern die Produktionsstandorte eine direkte Anbindung an Häfen mit seeschiffstiefem Wasser. Um eine Bündelung der Hersteller mit Export-Aktivitäten und eine reibungslose Zulieferung zu ermöglichen, ist zudem die Anbindung an das europäische Binnenschiffahrts- Strassen- und Schienennetz und eine verkehrlich günstige Lage zu Offshore-Windpark-Flächen von Vorteil. Ein zusätzlicher hafennaher Flächenbedarf könnte für die Einrichtung von Erprobungs-Windparks an Referenzstandorten in Küstennähe entstehen.

Auch der zusätzliche Flächen- und Materialbedarf, der für die Netzanbindung der Offshore-Windparks entsteht, übersteigt den Aufwand für andere Optionen der Stromerzeugung deutlich, da die Entfernung, die zum nächsten Einspeisepunkt zu überbrücken ist, i .d. R. um ein Vielfaches höher sein wird, als sonst üblich. Gemessen an der Flächengröße der Windparks ist die Fläche, die für die Kabeltrassen voraussichtlich in Anspruch genommen wird, zu vernachlässigen. Allerdings entstehen bei der Querung der Trassen durch das Wattenmeer zusätzliche Konflikte mit den Belangen des Naturschutzes, die sich durch sorgfältige Planung und Trassenbündelung zwar minimieren lassen, kaum jedoch gänzlich zu vermeiden sein werden.

## 4.7 Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie

Um Strom mit Hilfe solarer Strahlungsenergie zu erzeugen, können zwei verschiedene technische Grundprinzipien zur Anwendung kommen, die jeweils grundsätzlich andere Standortvoraussetzungen erfordern und sehr unterschiedliche Erzeugungscharakteristiken aufweisen. Während die direkte Stromerzeugung mit Hilfe der Photovoltaik auch an Standorten mit vergleichsweise geringem Einstrahlungspotenzial und somit auch innerhalb der Bundesrepublik Deutschland möglich ist, erfordert die solarthermische Stromerzeugung Standorte in südlichen Ländern mit einer möglichst hohen jahresdurchschnittlichen Direkt-Strahlung. Die direkte Umwandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie durch den Einsatz von Photovoltaik-Anlagen ist zeitlich unmittelbar an den Sonnengang und die momentane Einstrahlungsleistung gebunden. Demgegenüber ermöglichen es solarthermische Anlagen prinzipiell, die Stromerzeugung an den Lastgang anzupassen.

In allen neueren Regenerativ-Energie-Szenarien mit einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont spielen beide Optionen der solaren Stromerzeugung eine Rolle. Im RRO-2-Szenario des IER allerdings werden die Potenziale der Photovoltaik innerhalb der Bundesrepublik Deutschland nur zu einem sehr bescheidenen Anteil genutzt. Bis zum Jahre 2050 sollen jährlich insgesamt 9,1 TWh in Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtkapazität in Höhe von 9,6 GW<sub>p</sub> erzeugt werden. Dies entspricht einem Anteil an der gesamten Stromerzeugung des Jahres 2050 von weniger als 2 % und einem Anteil an der Gesamt-Kraftwerkskapazität von knapp 5 %. Dieser geringe Stellenwert, den das IER der Photovoltaik in seinen Regenerativ-Energie-Szenarien eingeräumt hat, hängt mit den hohen Stromgestehungskosten der Photovoltaik zusammen, die derzeit auch die Kosten der anderen Optionen der regenerativen Stromerzeugung noch bei Weitem übersteigen. Gemessen an der in der Bundesrepublik Deutschland zum Ende des Jahres 2003 installierten Gesamtleistung von 400 MW<sub>p</sub> stellt allerdings auch der Ausbau auf 9,6 GW<sub>p</sub> eine nicht unbeträchtliche Steigerung dar. Im UBA-NH-Szenario beträgt die in Photovoltaikanlagen erzeugte Strommenge für das Jahr 2050 immerhin fast 30 TWh und erreicht damit einen Anteil von mehr als 6 % an der Gesamtstromerzeugung. Der Anteil der Photovoltaik an der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks beträgt bei einer Photovoltaik-Leistung in Höhe von 30 GW<sub>p</sub> sogar beinahe 20 %. Der damit dokumentierte höhere Stellenwert der Photovoltaik im Szenario des DLR und des WI ist einerseits das Ergebnis einer wesentlich optimistischeren Einschätzung der Kostenentwicklung der Photovoltaik in Relation zu anderen Optionen der Stromerzeugung innerhalb des Szenario-Zeitraums von immerhin knapp 5 Jahrzehnten. Andererseits entsprach es auch der Intention der Autoren, einen Stromerzeugungsmix zu konzipieren, mit dem auch bei einem hohem Anteil stark fluktuierender Stromerzeugung ein gleichmäßiges zeitliches Angebotsprofil und eine günstige räumliche Verteilung des Stromangebots in Deutschland erreicht werden kann und Erzeugungs-Überschüsse weitestgehend vermieden werden (vgl. DLR/WI 2002 und Nitsch/Trieb 2000). In diesem Mix sollte deshalb die Photovoltaik eine wichtige Rolle spielen, da diese im Verhältnis zur Windenergie eine zeitlich antikorrelierte Erzeugungscharakteristik aufweist und die technischen Potenziale der Photovoltaik räumlich deutlich anders verteilt sind bzw. Anlagenstandorte anders verteilt werden können als bei der Windenergie.

Eine noch wesentlich größere Bedeutung für die Stabilisierung des Gesamtsystems ist aber den solarthermischen Kraftwerke zugeordnet. Wegen ihrer hohen Auslastung und wegen der prinzipiellen

Steuerbarkeit ihrer Leistung eignen sich solarthermischer Kraftwerke besonders gut zur Stützung eines regenerativen Stromversorgungssystems. Im UBA-NH-Szenario tragen sie für das Zieljahr 2050 mit 62,5 TWh zur Stromerzeugung bei. Dies entspricht einem Anteil von immerhin 13 % an der Gesamt-Stromerzeugung des Jahres 2050. Der Kapazitätsanteil solarthermischer Kraftwerke beträgt bei einer Leistung von 11,4 GW aufgrund der mit 5.500 h/a hohen Auslastung der Anlagen dagegen nur 7 %. Für das RRO-2-Szenario des IER sind Daten zur Stromerzeugung und zur Kapazität solarthermischer Kraftwerke nicht sondern lediglich zum REG-Stromimport insgesamt dokumentiert (vgl. IER 2002).

Im Folgenden sollen die beiden prinzipiellen Möglichkeiten der photovoltaischen und der solarthermischen Stromerzeugung getrennt dargestellt werden.

#### **4.7.1 Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Bundesrepublik Deutschland**

Für die photovoltaische Stromerzeugung bestehen innerhalb der Bundesrepublik Deutschland sehr große technische Erzeugungspotenziale, obwohl die Einstrahlungsbedingungen verglichen mit südlichen Ländern eher bescheiden sind. Zwar lassen die Sonnenscheindauern nur eine verhältnismäßig geringe Auslastung der Anlagen-Nennleistungen zu: im RRO-2-Szenario z.B. wird für die Bundesrepublik Deutschland mit einer mittleren Jahres-Nennleistungsbetriebsdauer von 950 h/a gerechnet (vgl. IER 2002). Die regionalen Unterschiede in der Solarstrahlung sind aber mit Schwankungen um den Mittelwert von etwa 12 % bezogen auf die Globalstrahlung verhältnismäßig gering (vgl. EA NRW o.J.), so dass prinzipiell in jeder Region innerhalb der Bundesrepublik Deutschland Photovoltaikanlagen betrieben werden können. Einschränkungen ergeben sich eher aufgrund von ungünstigen topographischen Bedingungen, die im Einzelfall eine weitgehend unverschattete Installation der Anlagen verhindern.

Ein besonderes Kennzeichen der Photovoltaik ist ihre außerordentliche Einsatzflexibilität. Abgesehen von den vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten im Inselbetrieb ergibt sich aufgrund der Modularität der Systeme eine große Bandbreite in Bezug auf Anlagengrößen und Anlagenstandorte für den netzgekoppelten Einsatz. Da ein wesentlicher und zudem aufgrund seiner Abmessungen und exponierten Installation sichtbarer Bestandteil eines Photovoltaiksystems die Modulfläche ist, kann mit einiger Berechtigung nach Flächenpotenzialen unterschieden werden, wenn es darum geht, die räumlich differenzierten Möglichkeiten der Photovoltaiknutzung zu systematisieren. Grundsätzlich lassen sich gebäudegebundene und gebäudeungebundene Potenzialflächen unterscheiden (vgl. Unger et al. 1994).

Gebäudegebundene Potenzialflächen sind Dachflächen und Wandflächen. Dachflächen eignen sich am besten als Träger für die Installation von Photovoltaik-Anlagen, da sich dort am ehesten eine optimale Neigung und Orientierung der Modulfläche realisieren lässt. Fassadenflächen bringen Stromerträge, die um durchschnittlich etwa 21 % geringer sind als bei auf Dachflächen installierten Anlagen, wenn Verschmutzungen und Verschattungen eingerechnet werden (vgl. Quaschnig 2000) und sind nur dann interessant, wenn durch die Gebäudeintegration der Photovoltaikmodule Kosten für Fassadenelemente eingespart werden können.

Gebäudeungebundene Potenzialflächen sind:

- Landwirtschaftsflächen,
- der Bebauung untergeordnete Freiflächen innerhalb von Siedlungsgebieten,
- Verkehrsflächen (Böschungen, Lärmschutzwände),
- Sonstige Freiflächen (z.B. Abstandsflächen).

Die Nutzung von Freiflächen für die Aufstellung von Solaranlagen, die der Bebauung untergeordnet sind, schränkt den Gebrauchswert des jeweiligen Grundstücks stark ein und wird deshalb wahrscheinlich auch langfristig eher selten zur Anwendung kommen, zumal genügend Dachflächen zur Verfügung stehen, deren Potenzial vorrangig genutzt werden wird. Stillgelegte Landwirtschaftsflächen kommen zwar aus technischer Sicht prinzipiell als Aufstellflächen für Solaranlagen in Betracht, unterliegen aber vielfältigen konkurrierenden Nutzungsansprüchen. Das schließt auch Konkurrenzen innerhalb des Energiesektors ein, da landwirtschaftliche Stilllegungsflächen auch für den Anbau von Energiepflanzen genutzt werden können. Abstandsflächen eignen sich hingegen ebenso wie Böschungen und Lärmschutzwände ohne Einschränkungen immer dann, wenn Orientierung, Neigung und Verschattungssituation genügend solare Erträge ermöglichen.

In verschiedenen Potenzialstudien sind die potenziellen Eignungsflächen sowie die potenziellen Stromerträge einer Photovoltaiknutzung detailliert analysiert worden (vgl. u.a. Kaltschnitt/Wiese 1993, Nitsch/Trieb 2000, Quaschnig 2000 sowie für Nordrhein-Westfalen Unger et al. 1994). Obwohl die Grundannahmen und Analyse-Methoden der einzelnen Untersuchungen sich kaum voneinander unterscheiden, weichen die Ergebnisse doch zum Teil erheblich voneinander ab. Als Einflussparameter gelten im Wesentlichen die Größe der Potenzialflächen, die Flächenverfügbarkeit für die Photovoltaiknutzung, die solaren Einstrahlungsbedingungen und die Effizienz der Energieumwandlung in der Solaranlage. Die Schätzungen weisen für die Bundesrepublik Deutschland technische Leistungspotenziale in einer Bandbreite von 115 GW (vgl. Nitsch et al. 2004) bis hin zu 504 GW (Kaltschnitt/Wiese 1993) aus. Diesen Leistungspotenzialen entsprechen technische Erzeugungspotenziale in einer Bandbreite von 105 TWh/a bis hin zu 439 TWh/a.

Diese Erzeugungspotenziale entsprechen sehr hohen Anteilen an dem heutigen Nettostromverbrauch. Bezogen auf den in den Regenerativ-Energie-Szenarien unterstellten Endenergie-Stromverbrauch für das Zieljahr 2050 in Höhe von 383 TWh/a (UBA-NH-Szenario) bzw. von 435 TWh/a (IER RRO-2-Szenario) entspricht das von Quaschnig 2000 errechnete Erzeugungspotenzial der Photovoltaik rechnerisch einer Bedarfsdeckung in Höhe von 46 % bzw. von 40 %. Zur Interpretation dieser Potenzialwerte ist allerdings zu beachten, dass die Leistungsabgabe von Photovoltaikanlagen nicht steuerbar ist, so dass diese Bedarfsdeckung bestenfalls in der Jahresbilanz, nicht jedoch bezogen auf die momentane Lastsituation als gegeben vorausgesetzt werden kann. Mit steigender Durchdringung der photovoltaischen Stromerzeugung entstehen je nach aktuellem Angebots- Nachfrage-Verhältnis in zunehmendem Ausmaß entweder Überschüsse oder Deckungslücken, die durch Stromspeicherung bzw. durch Leistungsreserven anderer Stromerzeuger des Kraftwerksparks ausgeglichen werden müssen. Daher kann je nach Zusammensetzung des Gesamt-Erzeugungsmix ohne Stromspeicherung und Lastmanagement nur ein Bruchteil der technischen Erzeugungspotenziale auch tatsächlich genutzt werden. Die Photovoltaik ist daher eine technische Option der Stromerzeugung, die für Regenerativ-Energie-

Szenarien vor allem langfristig von Bedeutung ist, wenn auch die elektrolytische Wasserstoffherzeugung technisch-ökonomisch so weit entwickelt ist, dass sie eine energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen kann.

Aus den Ergebnissen von Potenzialstudien lassen sich mögliche räumliche Standortrestriktionen bzw. –schwerpunkte für Photovoltaikanlagen ableiten. Anhand einer Systemstudie, die Quaschnig im Jahr 2000 veröffentlicht hat, können die Grundannahmen, die zu der Ermittlung der Potenzialwerte führen, beispielhaft nachvollzogen werden. Die größten Flächenpotenziale für die Aufstellung von Photovoltaikanlagen bieten aus rein technischer Sicht Freiflächen außerhalb von Siedlungsgebieten. Nach Kaltschmitt/Wiese 1993 ist insgesamt eine Freifläche von 17.100 km<sup>2</sup> verfügbar, wenn stillzuliegende Getreideanbauflächen und Dauergrünlandflächen pauschal als geeignet betrachtet werden. Um Nutzungsrestriktionen durch negative Umweltauswirkungen, die aufgrund großflächiger Flächenversiegelungen zu erwarten wären, und aufgrund von Akzeptanzproblemen in die Potenzialberechnung einzubeziehen, schlägt Quaschnig vor, als Potenzialflächen nur Randflächen entlang von Feldwegen gelten zu lassen, da dort keine zusätzlichen Erschließungswege angelegt werden müssen und kommt so zu der Einschätzung, dass insgesamt eine Freifläche von 770 km<sup>2</sup> für die Aufstellung von Photovoltaik-Anlagen verfügbar wäre. Bei Einsatz von schattentoleranten Modulen und einer Modulaufstellung in aufgeständerten Reihen kann etwa 32,5 % dieser Freifläche für die Installation von Photovoltaik-Modulen verwendet werden, woraus eine nutzbare auf die Grundfläche projizierte Modulfläche von 250 km<sup>2</sup> resultiert. Ausgehend von einem mittleren Modulwirkungsgrad von 15 % lassen sich auf dieser Fläche Photovoltaik-Module mit einer Gesamtkapazität in Höhe von etwa 37,5 GW<sub>P</sub> (DC) installieren. Bei einer durchschnittlichen jährlichen Globalstrahlungssumme von 1.200 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) auf geneigten Flächen, bei durchschnittlichen Abschattungs- und Verschmutzungsverlusten in Höhe von 10 % und bei einem Systemnutzungsgrad in Höhe von 13,5 % ergibt sich eine potenzielle Jahresstromerzeugung von 36,5 TWh<sub>el</sub>/a (AC) (vgl. Tabelle 88). Anhand dieser Daten lässt sich bezogen auf die in Ansatz gebrachte Gesamt-Grundstücksfläche von 770 km<sup>2</sup> eine durchschnittlichen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 21,1 m<sup>2</sup>/MWh<sub>el</sub>/a errechnen.

Die größten gebäudegebundenen Flächenpotenziale bieten Dachflächen. Insgesamt bestanden nach Quaschnig 2000 in der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf das Jahr 1994 Dachflächen mit einer kumulierten Fläche von 2.345 km<sup>2</sup> auf Wohngebäuden und weitere Flächen von 2.000 km<sup>2</sup> auf Nicht-Wohngebäuden. Aufgrund von baulichen Restriktionen durch Dachaufbauten, Dachfenster oder aufgrund statischer Probleme sowie aufgrund von Abschattungen stehen davon nur insgesamt 1.304 km<sup>2</sup> für eine Solarenergienutzung zur Verfügung. Um diese Flächen konkurriert die Photovoltaik mit solarthermischen Anlagen. Laut Quaschnig wird langfristig nur ca. ein Drittel des gesamten solarenergetisch nutzbaren Dachflächenpotenzials für solarthermische Anwendungen beansprucht werden, so dass noch 864 km<sup>2</sup> Dachflächen für die Photovoltaiknutzung zur Verfügung stehen. Bei einem mittleren Modulwirkungsgrad von 15 % lassen sich auf dieser Fläche Photovoltaik-Module mit einer Gesamtkapazität in Höhe von etwa 130 GW<sub>P</sub> (DC) installieren. Bei einem durchschnittlichen jährlichen Systemnutzungsgrad von 13,5 % kann auf den photovoltaisch nutzbaren Dachflächen insgesamt eine Jahres-Strommenge in Höhe von 112,6 TWh<sub>el</sub>/a (AC) erzeugt werden (vgl. Tabelle 88).

Da das Dachflächenpotenzial direkt auf der Basis von Wohnflächen- und Nichtwohnflächenstatistiken ermittelt wurde, lassen sich anhand von Prognosen zur Wohnflächenentwicklung auch Tendenzen zur langfristigen Entwicklung des Dachflächenpotenzials ableiten. Für die Generierung der Szenarien, die im Auftrag der Enquete-Kommission „nachhaltige Energieversorgung“ erstellt worden sind, sind Prognosen zur Entwicklung der Wohn- und Nutzflächen in Wohn- und Nichtwohngebäuden erstellt worden. Demnach soll die Gesamtfläche trotz des prognostizierten starken Bevölkerungsrückgangs aufgrund der gleichzeitig starken Zunahme der Wirtschaftsleistung und des spezifischen Flächenbedarfs ausgehend von 3.308 Mio. m<sup>2</sup> im Jahre 2000 um 20 % auf 3.972 Mio. m<sup>2</sup> zunehmen (vgl. IER 2002). Insofern wird sich langfristig auch das Flächenpotenzial für die Photovoltaik erhöhen, wobei zusätzliche Impulse durch die „Solarisierung“ von Architektur und Städtebau zu erwarten sind.

Weitere Flächenpotenziale sind an Gebäudefassaden verfügbar. Hier reduzieren Verschattungen durch Nachbargebäude, Anbauten, Fenster- und Türflächen, ungünstige Orientierungen und Denkmalschutzaufgaben die Potenzialfläche. Als konkurrierende solare Nutzungsoptionen für Fassadenflächen grenzt die transparente Wärmedämmung das Flächenpotenzial für die Photovoltaik weiter ein. Insgesamt bleibt so eine Restfläche in Höhe von 200 km<sup>2</sup>, auf die durchschnittlich eine solare Einstrahlungsenergie in Höhe von 850 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) trifft. Bei einem Systemnutzungsgrad in Höhe von 13,5 % und bei Einrechnung von Abschattungs- und Verschmutzungsverlusten von 10 % ergibt sich eine potenzielle Jahresstromerzeugung in Höhe von 20,7 TWh<sub>el</sub>/a (AC) (vgl. Tabelle 88).

Die Flächenpotenziale, die entlang von Verkehrswegen erschlossen werden könnten, beziehen sich ausschließlich auf Trassen des überörtlichen Straßen- und Schienenverkehrs. Entlang geeigneter Streckenabschnitte sollen, so die Basisannahmen für die Potenzialberechnung, in senkrechter Aufstellung Module aus beidseitig aktiven Solarzellen montiert werden, die sich zu einem Flächenpotenzial in Höhe von 39 km<sup>2</sup> aufsummieren und eine Jahres-Strommenge von insgesamt knapp 6 TWh<sub>el</sub>/a (AC) erzeugen könnten (vgl. Tabelle 88).

**Tabelle 88: Technische Photovoltaik-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland**

	technisch nutzbare Fläche	Modul-Wirkungs-grad	System-nutzungs-grad	Elektrisches Leistungs-potenzial	potenzielle Jahres-Stromerzeugung
	km <sup>2</sup>	%	%	GW <sub>P</sub>	TWh <sub>el</sub> /a
Dachflächen	864	15	13,5	129,6	112,6
Fassadenflächen	200	15	13,5	30,0	20,7
Verkehrswege	39	15	13,5	5,9	5,7
Freiflächen	250	15	13,5	37,5	36,5
Summe	1.353			203,0	175,4

Quelle: Quaschnig 2000

Aufgrund des hohen Anteils gebäudegebundener Potenzialflächen (Fassaden- und Dachflächen sowie siedlungsnaher Freiflächen) ist das Stromerzeugungspotenzial der Photovoltaik in grober Näherung abhängig von der Einwohnerzahl bzw. der Einwohnerdichte in einer Region. Untersuchungen haben ergeben, dass bezogen auf die Gemeindegebietsfläche in Großstädten mit mehr als 200.000 Einwohnern siedlungs- und gebäudenaher Leistungspotenziale in einer Größenordnung von 2,4 MW<sub>P</sub>/km<sup>2</sup> bestehen, während Landgemeinden mit einer Bevölkerung von weniger als 10.000 Einwohnern nur

ein Leistungspotenzial in Höhe von  $0,1 \text{ MW}_P/\text{km}^2$  erreichen (vgl. Nitsch/Trieb 2000). Allerdings kann in ländlichen Regionen bei Bedarf dieses geringere Erzeugungspotenzial durch die Nutzung von Freiflächen außerhalb von Siedlungsgebieten für die Aufstellung von Photovoltaikanlagen ausgeglichen werden. Dadurch ergibt sich auch in Bezug auf die räumliche Verteilung der Anlagenstandorte und damit auch der Stromerzeugungs-Kapazitäten eine sehr hohe Flexibilität.

Die meisten Photovoltaik-Anlagen wurden in der Bundesrepublik Deutschland bisher nicht auf Freiflächen sondern auf Gebäudeflächen installiert. Dies lässt sich indirekt aus statistischen Daten, die die Verbände der Solarwirtschaft veröffentlicht haben, entnehmen. Demnach waren in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2001 insgesamt 50.000 Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtleistung in Höhe von  $195 \text{ MW}_P$  in Betrieb. Dies entspricht einer durchschnittlichen Anlagenleistung in Höhe von  $3,9 \text{ kW}_P$  und einer anlagen-durchschnittlichen Modulfläche von  $34 \text{ m}^2$  bei einer mittleren Flächeninanspruchnahme von  $9 \text{ m}^2/\text{kW}_P$  (vgl. Tabelle 89).

**Tabelle 89: Stand der Photovoltaik-Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland 2001**

Insgesamt bis 2001 installierte Leistung	$\text{MW}_P$	195
Anzahl der bis 2001 installierte Anlagen		50.000
durchschnittliche Anlagenleistung	$\text{kW}_P/\text{Anlage}$	3,9
durchschnittliche Modulfläche pro Anlage	$\text{m}^2$	34

Quelle: Arge Solarwirtschaft o.J.

Gleichzeitig zeichnet sich in den letzten Jahren ein Trend ab, auch in der Bundesrepublik Deutschland vermehrt Anlagen großer Leistung und darüber hinaus insbesondere auch große Freiflächenanlagen zu bauen. Die zurzeit größte Freiflächenanlage ist mit einer Leistung von  $4,5 \text{ MW}_P$  im bayerischen Hemau entstanden. Noch größere Projekte sind in Planung.

Große Photovoltaikanlagen erreichen unabhängig von ihrem Aufstellungsort Kostenvorteile durch Einsparungen beim Einkauf der Komponenten, durch eine spezifische Reduktion der Planungs- und Installationskosten, durch die Zentralisierung von Nebenanlagen wie Wechselrichter und schließlich durch günstigere Betriebs- und Verwaltungskosten (vgl. Gabler/Mohring 2002). Allerdings wird es nicht nur im Bestand schwerer, für die Installation von Großanlagen geeignete Dachflächen zu finden, für die alle Randbedingungen wie Tragfähigkeit des Zusatzgewichtes, Verschattungsfreiheit und lückenlose große Montageflächen gegeben sind. Große Dach- und Fassadenflächen finden sich am ehesten auf Industrie- und Gewerbebauten. Dort allerdings fehlt oft die Bereitschaft, entweder selbst in die Solartechnik zu investieren oder die Eignungsflächen Dritten zur Verfügung zu stellen und sich dazu auf lange vertragliche Bindungen einzulassen, die die Lebensdauer einer Solaranlage abdecken (Positionspapier 2003).

Auch haben sich bislang gebäudeintegrierte Anlagen, die eine Doppelfunktion erfüllen und von denen daher ebenfalls Kostenersparnisse erwartet werden, nicht durchgesetzt, weil standardisierte Verfahren zur Gebäudehüllenintegration fehlen und zudem viele Anlagen erst nachträglich auf Gebäudeflächen montiert werden, statt bereits in einem frühen Bauplanungsstadium berücksichtigt zu werden.

In Nitsch et al. 2004 wurden Kostendaten u.a. für Photovoltaikanlagen zusammengestellt. Demnach erreichten im Jahre 2000 kleine Photovoltaik-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von  $2 \text{ kW}_P$  Stromgestehungskosten in Höhe von 80 ct, während die Stromgestehungskosten einer  $500 \text{ kW}_P$ -An-

lage bei nur 53 ct lagen. Noch geringere Stromgestehungskosten lassen sich offenbar mit Freiflächen-Anlagen im Megawattbereich erzielen, da die Anlagen wegen der besseren Hinterlüftung der Module und der leichter zu optimierenden Aufstellung höhere Erträge bringen und weil sie aufgrund der weniger aufwändigen Wartung und wegen der zumindest längerfristig möglichen standardisierten Großserien-Fertigung der Komponenten niedrigere Investitions- und Betriebskosten als Dachanlagen beanspruchen. Daher orientieren sich auch Hersteller in ihrer Produktpolitik eher an Freiflächenanlagen, weil diese eher einen Massenmarkt bei standardisierter Industrie-Fertigung ermöglichen als die vergleichsweise sehr individuellen Anlagenkonfigurationen und Bauteile, wie sie für eine Gebäudeintegration nachgefragt werden (vgl. SFV 2004).

Auch Anleger, die über keine eigenen Gebäudeflächen verfügen, sind an der Errichtung von Freiflächenanlagen interessiert. Günstige Gewerbeflächenangebote, die durch die zahlreichen Industrie- und Militärbrachen in altindustriellen Regionen in Ostdeutschland oder in westdeutschen Altrevieren des Bergbaus entstehen, tragen zur Attraktivität der Freiflächenoption bei. Oft werden Brachflächen mit einer Nutzungsgeschichte in den Bereichen Militär, Industrie, Bergbau und Entsorgungswirtschaft beansprucht, für die andere ökonomisch attraktive Nachnutzungen schwer realisiert werden können.

Während gebäudegebundene Anlagen eine Sekundärnutzung darstellen, beanspruchen Freiflächenanlagen zusätzliche Flächen. Um Vandalismus und Diebstahl vorzubeugen, müssen Freiflächenanlagen auf einem eingezäunten und gesicherten Betriebsgelände untergebracht werden. Damit geht von den Anlagen nicht nur optisch sondern auch funktionell eine Barrierewirkung aus. Dies betrifft auch die Tierwelt, da die Zäune so gestaltet werden, dass sie undurchlässig für Wildtiere sind, um die Kabel gegen Wildverbiss zu schützen. Auch Sekundärnutzungen wie eine Beweidung werden dadurch erschwert oder verhindert. Eine Flächenversiegelung wird notwendig für den Wegebau, für die Trafostation, für Betonfundamente und für die Einzäunung. Aufgrund der hohen Gesamtkosten einer Freiflächenanlage müssen Verschattungen soweit wie möglich vermieden werden. Falls zu diesem Zweck keine ausreichenden Abstandsflächen in das Betriebsgelände integriert sind, ergeben sich Nutzungseinschränkungen für benachbarte Flächen. So muss z.B. dafür gesorgt werden, dass schattenspendende Vegetation zurückgestutzt bzw. gerodet wird und nachträgliche störende Nachbar-Bebauungen verhindert werden.

#### **4.7.2 Grosstechnische Stromerzeugung aus Solarenergie in einstrahlungsreichen Regionen zum Import in die Bundesrepublik Deutschland**

Als großtechnische Stromerzeugung soll hier nicht nur die Produktion der Kraftwerksanlagen in Großserie sondern auch die Stromerzeugung in - jedenfalls im Verhältnis zu den gewohnten Maßstäben der Photovoltaik-Nutzung in Deutschland - großen Kraftwerkseinheiten bezeichnet werden. Eine großtechnische Nutzung der Solarenergie wird für die einstrahlungsreichen Erdregionen gefordert, weil

- dort höhere solare Energieausbeuten im Verhältnis zur genutzten Sammlerfläche und damit auch bezogen auf den Materialeinsatz eines solaren Kraftwerks sowie bezogen auf die Investitionskosten möglich sind,
- dort in großem Umfang Flächen verfügbar sind, die extrem dünn besiedelt und für die aus heutiger Sicht keine konkurrierenden wirtschaftlichen Nutzungsoptionen erkennbar sind und



- weil dort ein höherer Anteil an direkter Strahlung vorherrscht und demzufolge Systeme genutzt werden können, die die Strahlung konzentrieren und dadurch so hohe Temperaturen erreichen, dass über die Solarwärme Dampf oder Heißluft erzeugt werden kann, mit dem konventionelle Wärmekraftwerke betrieben werden können.

Anhand von Standorteignungsuntersuchungen, die mit Hilfe von Satellitenaufnahmen und geographischen Informationssystemen durchgeführt worden sind, konnte am Beispiel von Marokko gezeigt werden, dass im Süden bzw. südlich von Europa in großem Umfang Flächen verfügbar wären, die sich als Standort für solare Großkraftwerke eignen würden. Gesucht wurden Flächen, die sehr gute Einstrahlungsbedingungen bieten und zusätzlich weder aufgrund der derzeitigen Nutzung (z.B. Wald, Landwirtschaft oder Siedlungen), aufgrund der Orographie, der Hochwasser- oder Erdbebengefahr noch auf Grund infrastruktureller Defizite (z.B. Anbindung an das Strassen- und Stromnetz) als Ausschlußflächen gelten müssen. Allein die in Marokko festgestellten Eignungsflächen würden, so das Ergebnis der Untersuchung, ausreichen, um den gesamten heutigen weltweiten Stromverbrauch ausschließlich mit Solarenergie zu decken (vgl. Trieb et al. 2002).

Für die großtechnische Stromerzeugung aus Solarenergie stehen aus heutiger Sicht drei Haupttechnologielinien zur Verfügung:

- die Photovoltaik,
- konzentrierende solarthermische Kraftwerke,
- Aufwindkraftwerke.

Photovoltaikanlagen sind aufgrund ihrer Modularität grundsätzlich beliebig skalierbar, ohne dass das technische Prinzip wesentlich verändert werden müsste. Als zusätzliche Komponenten werden bei Großanlagen allenfalls Transformatoren benötigt. Unterschiede zu deutschen Freiflächenanlagen ergeben sich vor allem durch die in südlichen Regionen weitaus besseren Einstrahlungsbedingungen. Zudem gelten bei sehr großen Anlagen die Kostenvorteile, die im Zusammenhang mit Freiflächenanlagen bereits dargelegt wurden, in noch stärkerem Maße, so dass längerfristig auch fortschrittliche Technologien mit besseren Nutzungsgraden eingesetzt werden könnten. Die erreichbaren Jahres-Nennleistungsstunden hängen direkt von der jährlichen solaren Einstrahlungsdauer ab und sind technisch kaum beeinflussbar. Sie bewegen sich je nach Standort in einer Bandbreite zwischen 1.600 und 2.000 h/a (vgl. Nitsch/Trieb 2000) bzw. zwischen 1.900 und 2.300 h/a (vgl. Langniß 1994). Aufgrund der in den südlichen Regionen sinnvollen flacheren Anstellung der Module können die Abstände zwischen den Panelreihen kleiner werden, ohne dass die Module sich gegenseitig verschatten, so dass die Flächenbeanspruchung der Gesamtanlage spezifisch kleiner wird. In Tabelle 90 ist der Flächenbedarf für ein 175 MW<sub>eIP</sub>-Kraftwerk in Abhängigkeit von den Einstrahlungsbedingungen, dem Systemwirkungsgrad und dem sogenannten Landnutzungsfaktor (Verhältnis zwischen der Modulfläche und der Gesamtfläche des Betriebsgeländes) angegeben. Bei einem für das Jahr 2020 prognostizierten Stand der Technik ergibt sich für Südspanien bzw. für Nordafrika eine im Verhältnis zu deutschen Freiflächenanlagen deutlich geringere spezifische Flächeninanspruchnahme. Die Gesamtfläche ist jedoch mit 2,5 km<sup>2</sup> für ein Kraftwerk dieser Kapazität beeindruckend groß.

**Tabelle 90: Flächeninanspruchnahme für Photovoltaik-Großkraftwerke in einstrahlungsreichen Regionen bezogen auf den prognostizierten Stand der Technik für das Jahr 2020**

		Südspanien	Nordafrika
Globalstrahlung auf horizontale Flächen	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.800	2.300
Globalstrahlung auf geneigte Modulfläche	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	2.048	2.415
Gesamt-Modulleistung	MW <sub>pel</sub> /Einheit	213	219
Systemleistung am Standort	MW <sub>el</sub> /Einheit	175	
Voll-Nennleistungsstunden	h/a	1.970	2.330
Netto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a/Einheit	345	408
Systemwirkungsgrad	%	14,0	13,6
Modulwirkungsgrad	%	17	
Gesamt-Modulfläche	km <sup>2</sup> /Einheit	1,25	1,29
Landnutzungsfaktor		0,5	
Gesamt-Grundfläche	km <sup>2</sup> /Einheit	<b>2,50</b>	<b>2,57</b>
leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	14.286	14.706
stromspezifische Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	7,25	6,31

Quelle: Langniß 1994

Für konzentrierende solarthermische Kraftwerke sind drei verschiedene Grundkonzepte entwickelt worden: Parabolinnenkraftwerke, Solarturmkraftwerke und Paraboloid-Kraftwerke. Paraboloid-Kraftwerke sind für kleine Leistungen und zur dezentralen Versorgung von netzfernen Dörfern und ländlichen Regionen konzipiert und werden daher hier nicht weiter betrachtet.

Da solarthermische Anlagen wie Wärmekraftwerke arbeiten, kann bei diesem Kraftwerkstyp auch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung zur Anwendung kommen. In südlichen Regionen könnte die ausgekoppelte Wärme vor allem zur Entsalzung von Meerwasser genutzt werden, falls die Küstenentfernung des Kraftwerksstandortes dies zulässt. Auch die Produktion von Fernkälte oder von industrieller Prozesswärme wird in der Literatur als Nutzungs-Option für den Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb genannt (vgl. Trieb et al. 2002 sowie Nitsch/Trieb 2000), wobei dazu in der Nähe des Kraftwerksstandortes eine entsprechende Nachfrage lokalisiert sein (bzw. werden) müsste. Solarthermische Kraftwerke sind wie andere Wärmekraftwerke auf Kühlung angewiesen, wobei die Durchlaufkühlung, für die beispielsweise in Marokko im Prinzip nur das Meerwasser in Frage käme, am energieeffizientesten ist, während die Trockenkühlung, die insbesondere an wasserarmen Standorten zur Anwendung kommen müsste, von allen Kühlprinzipien die Stromgestehungskosten am meisten belastet.

Durch die bei solarthermischen Kraftwerken gegebene indirekte Stromerzeugung über ein Wärmeträgermedium besteht die Möglichkeit der Energiespeicherung und der Steuerung der Leistungsabgabe, deren Umfang allerdings von der Speichergröße abhängt. Für den Betrieb solarthermischer Kraftwerke im Grundlastbereich werden sehr große Speicherkapazitäten benötigt. Zur Verbesserung der Lastanpassung und der Auslastung der Kraftwerke kann auch mit fossilen oder biogenen Brennstoffen bzw. mit Wasserstoff zugefeuert werden. Es wird erwartet, dass langfristig solarthermische Kraftwerke auch ohne Zufeuerung mit Hilfe entsprechender Speicher bis zu 5.500 Jahres-Nennleistungsbetriebsstunden erreichen können (vgl. Nitsch/Trieb 2000).

Parabolinnenkraftwerke konzentrieren die Strahlung in Spiegelrinnen auf ein Absorberrohr, in dem ein Wärmeträgermedium im Kreislauf geführt wird und das mit einer Dampfturbine verbunden ist. Seit

den 80er Jahren wurde in der kalifornischen Mojave-Wüste in Etappen neun Parabolrinnenkraftwerke gebaut, die sich zu einer Gesamtleistung von 354 MW<sub>el</sub> addieren. Aus diesem Grund liegen langjährige Betriebserfahrungen mit diesem Kraftwerkstyp bereits vor. Als sinnvolle Leistungsgröße wird in Nitsch et al. 2004 eine Bandbreite von 5 – 200 MW<sub>el</sub> angegeben. Größere Einheiten können durch die Kombination mehrerer standardisierter Module erreicht werden. Langniß hat modellhaft ein Parabolrinnenkraftwerk für Standorte in Südspanien und Nordafrika analysiert und rechnet mit einem Flächenbedarf für ein 300 MW<sub>el</sub>-Kraftwerk von 11,1 bzw. 6,4 km<sup>2</sup> (vgl. Tabelle 91).

**Tabelle 91: Flächeninanspruchnahme für Parabolrinnen-Kraftwerke in einstrahlungsreichen Regionen bezogen auf den prognostizierten Stand der Technik für das Jahr 2020**

		Südspanien	Nordafrika
Globalstrahlung auf horizontale Flächen	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.800	2.300
Direktstrahlung nachgeführt	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.900	2.500
Turbinen-Nennleistung	MW <sub>el</sub> /Einheit	300	
Voll-Nennleistungsstunden	h/a	3.600	3.600
Netto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a/Einheit	1.080	1.080
Jahresnutzungsgrad	%	13,2	14,0
Gesamt-Spiegelfläche	km <sup>2</sup> /Einheit	4,30	2,50
Gesamt-Grundfläche	km <sup>2</sup> /Einheit	<b>11,1</b>	<b>6,4</b>
leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	37.000	21.333
stromspezifische Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub> /a	10,28	5,93

Quelle: Langniß 1994

Solarturmkraftwerke existieren bisher nur als Demonstrationkraftwerke kleiner Leistung. Bei diesem Kraftwerkstyp wird die Solarstrahlung durch eine große Anzahl einzeln aufgestellter Spiegel (Heliostaten), in denen das Sonnenlicht reflektiert wird, auf die Spitze eines Turms gebündelt, an dem ein Receiver angebracht ist, in dem ein Wärmeträgermedium erhitzt wird. Die solare Wärme mit einer Temperatur von 600 – 800 °C wird anschließend einem Dampferzeuger zugeführt, der eine Turbine antreibt. Angestrebt werden Anlagenleistungen von bis zu 200 MW<sub>el</sub>. Ein in Spanien geplantes Demonstrationkraftwerk mit einer Leistung von 10 MW<sub>el</sub> soll aus 1.000 Heliostaten mit jeweils einer Sammlerfläche von 90 m<sup>2</sup> und einem Turm mit einer Bauhöhe von 90 m bestehen. Langniß hat auch diesen Kraftwerkstyp modellhaft anhand einiger Kenndaten beschrieben und die technische Entwicklung bis 2020 prognostiziert. Ein 200 MW<sub>el</sub>-Kraftwerk mit Standort in Südspanien und Nordafrika soll eine Gesamtfläche in Höhe von 9,4 bzw. 4,3 km<sup>2</sup> in Anspruch nehmen. Auch an diesem Beispiel zeigt sich wieder deutlich der Einfluss der solaren Einstrahlung auf den Flächenbedarf solcher Kraftwerke (vgl. Tabelle 92).

Aufwindkraftwerke arbeiten wie solarthermische Kraftwerke ebenfalls mit Wärme, allerdings auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau. Dadurch sind nur sehr geringe Jahresnutzungsgrade in Höhe von 2- 3 % erreichbar (vgl. Schiel/Schlaich 2001). Unter einem großflächigem Glasdach wird die Luft erwärmt und strömt durch einen in der Mitte angeordneten Kamin nach oben, wodurch ein meist als Vertikalachser ausgeführter Rotor angetrieben wird. Aufwindkraftwerke benötigen kein Kühlwasser und sind auch aufgrund ihres extrem hohen Flächenbedarfs vor allem für Wüstenstandorte geeignet. Ein geringer Wasserbedarf besteht allerdings für die Wärmespeicherung über Wasserschläuche, die unter dem Glasdach angebracht sind und in denen das Wasser zirkuliert, um einen kontinuierlichen

24-Stunden-Betrieb des Kraftwerkes zu ermöglichen. Die Kraftwerke sind für den Grundlastbetrieb geeignet und können eine jährliche Auslastung von 7.500 h/a erreichen. Als Vorteil dieses Kraftwerkskonzepts wird angegeben, dass die Technik unkompliziert ist und daher keine Investitionen in hochtechnologische Produktionsanlagen finanziert werden müssen und dass die benötigten Baumaterialien (Beton, Stahl und Glas) überall verfügbar sind. Weiterhin brauchen diese Kraftwerke keine Direktstrahlung sondern können auch bei ganz oder teilweise bedecktem Himmel arbeiten. Als Zielgröße wird eine Kapazität von 200 MW<sub>el</sub> angegeben. Dafür benötigt das Kraftwerk bei einer Kaminhöhe von 1.000 m eine kreisförmige Glasfläche mit einem Durchmesser von 7 km. Unter Einrechnung eines zusätzlichen Flächenbedarfs für Zufahrtsstrassen und Umrichter im Falle des Anschlusses an eine HGÜ-Ferntransportleitung benötigt das Kraftwerk eine Gesamtfläche von 48,6 km<sup>2</sup>. Dies entspricht einer leistungsbezogenen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 24 ha/MW<sub>el</sub> und einer stromspezifischen Flächeninanspruchnahme von 32,4 m<sup>2</sup>/MWh<sub>el</sub>/a.

**Tabelle 92: Flächeninanspruchnahme für Solarturm-Kraftwerke in einstrahlungsreichen Regionen bezogen auf den prognostizierten Stand der Technik für das Jahr 2020**

		Südspanien	Nordafrika
Globalstrahlung auf horizontale Flächen	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.800	2.300
Direktstrahlung nachgeführt	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.900	2.500
Turbinen-Nennleistung	MW <sub>el</sub> /Einheit	200	
Voll-Nennleistungsstunden	h/a	3.600	3.600
Netto-Stromerzeugung	GWh <sub>el</sub> /a/Einheit	720	720
Jahresnutzungsgrad	%	16,1	18,0
Gesamt-Spiegelfläche	km <sup>2</sup> /Einheit	2,35	1,67
Gesamt-Grundfläche	km <sup>2</sup> /Einheit	<b>9,4</b>	<b>4,3</b>
leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	47.000	21.350
stromspezifische Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	13,06	5,93

Quelle: Langniß 1994

## 4.8 Stromerzeugung aus Geothermie

Die Geothermie ist eine Energiequelle, die ganzjährig zur Verfügung steht und sich daher aus energiewirtschaftlicher Sicht gut zur Ergänzung fluktuierender und dargebotsabhängiger regenerativer Energiequellen eignet. Andererseits ist der Aufwand, der betrieben werden muss, um Erdwärme in ausreichender Menge und Temperatur zur Verfügung zu stellen, hoch, so dass gleichzeitig der ökonomische Zwang entsteht, die gewonnene Wärme möglichst ganzjährig voll auszunutzen. Die in Deutschland über Geothermie bereitzustellenden Temperaturniveaus erschweren eine sinnvolle Prozesswärmenutzung, so dass als Verbraucher Klimakälte-Nutzer, medizinische Anwender, Niedertemperatur-Wärme-Abnehmer oder Stromerzeuger in Frage kommen (vgl. Paul 2002).

### 4.8.1 Technologie-Varianten einer Stromerzeugung aus Geothermie

Da Erdwärme zur Stromerzeugung weltweit eingesetzt wird, bestehen vielfältige Erfahrungen und technische Möglichkeiten, die den jeweiligen geologischen Bedingungen an den Kraftwerksstandorten angepasst sind. Viele dieser Erfahrungen sind allerdings aufgrund der besonderen geologischen Standortgunst in den Hauptanwenderländern nicht auf deutsche Verhältnisse übertragbar.

Grundsätzlich werden Kraftwerke unterschieden, die als offene oder als geschlossene Systeme ausgestaltet sind. Bei offenen Systemen stellt das Thermalfluid selbst das Arbeitsmedium dar (z.B. in Prozessen mit direkter Dampfnutzung), während bei geschlossenen Systemen die Erdwärme auf ein anderes Medium übertragen wird. Offene Systeme erfordern entweder die Verfügbarkeit geothermischer Lagerstätten, die überhitzten Dampf oder Fluide mit hohem Dampfanteil, mit hohen Temperaturen bzw. mit hohen Mengenströmen liefern (vgl. Kaltschmitt/Streicher 2003).

Unter den geologischen Bedingungen, wie sie in der Bundesrepublik Deutschland vorherrschen, kommen ausschließlich Kraftwerke in Frage, die in der Lage sind, mit Thermalwässern auf vergleichsweise niedrigem Temperaturniveau zu arbeiten. Selbst durch Tiefbohrungen kann in Deutschland nur Wasser mit weniger als 250 °C gefördert werden. Deshalb sind nur Kraftwerkstechniken geeignet, bei denen die Wärme des Thermalwassers an ein Arbeitsmittel übertragen wird, das bereits bei niedrigen Temperaturen siedet (vgl. Köhler 2002). Für die Stromerzeugung aus Erdwärme stehen unter diesen Umständen aus heutiger Sicht hauptsächlich zwei Kraftwerkstechnologien zur Verfügung: die Organic-Rankine-Cycle-Technik (ORC) und die Kalina-Kreislauf-Technologie. Beide Verfahren können für Thermalwassertemperaturen ab 80 °C eingesetzt werden.

ORC-Kraftwerke sind abgesehen von der Art der Wärmeerzeugung und dem eingesetzten organischen Arbeitsfluid mit klassischen Dampfturbinen-Kraftwerken vergleichbar. Eine Tiefpumpe leitet das geförderte Thermalwasser über einen Vorwärmer in den Verdampfer, wo es Wärme an das Arbeitsmittel abgibt, bevor es über die Injektionsbohrung wieder in den Untergrund verpresst wird. Das Arbeitsmittel zirkuliert in einem geschlossenen Kreislauf und wird von einer Speisepumpe auf den nötigen Arbeitsdruck gebracht. Es durchläuft zunächst den Vorerwärmer und den Verdampfer, um dann in der Turbine entspannt zu werden. Als Arbeitsmittel werden anstelle von Wasser Kohlenwasserstoffe wie n-Pentan oder Isobutan eingesetzt. Bei einer Thermalwassertemperatur von 100 °C beträgt der Generator-Wirkungsgrad bei dem heutigen Stand der Technik 8 % und steigt bei einer Verdoppelung der Thermalwassertemperatur auf 13 % an. Allerdings ist der elektrische Eigenbedarf insbesondere

für den Betrieb der Tiefpumpe und die Reinjektion des Thermalwassers je nach geologischen Standortbedingungen recht hoch und kann bis zu 50 % der elektrischen Energieerzeugung betragen. Daher wird empfohlen, bei der Standortwahl für Geothermiekraftwerke aus ökonomischen Gründen eine Untergrenze für die verfügbare Thermalwassertemperatur von 100 °C zur Optimierung des elektrischen Wirkungsgrades, eine Druckdifferenz, die zum Zirkulieren des Thermalwassers durch das Gestein aufgewandt werden muss, von maximal 80 bar und eine Mindestfließrate von 50 m<sup>3</sup>/h zur Minimierung des elektrischen Eigenenergiebedarfs einzuhalten (vgl. Paschen et al. 2003). Andere Autoren fordern eine Mindesttemperatur von 120 °C (vgl. Kreuter/Gottlieb 2002). Auch das Kühlverfahren beeinflusst die Effizienz des Gesamtprozesses bzw. die Nettoleistung. Durch Frischwasserkühlung im Vergleich zur Luftkühlung kann sich diese um bis zu 70 % erhöhen (vgl. Köhler 2002).

Der Kalina Kreislauf arbeitet mit einem Zweistoff-Arbeitsmittel, einem Gemisch aus Ammoniak und Wasser. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in der geringeren Empfindlichkeit gegenüber Schwankungen der Thermalwassertemperatur, da die dadurch verursachten Leistungseinbußen im Vergleich zum ORC-Prozess durch eine Anpassung des Mischungsverhältnisses des im Kalina Kreislauf eingesetzten Zweistoff-Arbeitsmittels begrenzt werden können. Diese Flexibilität lässt sich auch bei der Wärmeauskopplung im Rahmen einer Fernwärmeversorgung dadurch nutzen, dass saisonal bedingte Schwankungen der Fernwärme-Vorlauftemperatur aufgefangen werden können, ohne dass dies zu Wirkungsgradverlusten im Kraftwerksprozess führen muss.

Generell können mit dem Kalina Kreislauf bei gleichem Wärmeeintrag höhere Netto-Leistungen als beim ORC-Prozess erzielt werden (vgl. Rüsseler 2002). Technische Schwierigkeiten, deren Ausmaß und deren Lösungsmöglichkeiten erst durch weitere Betriebserfahrungen erkundet werden können, bestehen offenbar aufgrund der Ammoniakzersetzung und im Hinblick auf die notwendige Ausschleusung der Zersetzungsprodukte (vgl. Köhler 2002). Kalina- Kraftwerke erreichen bei einer Thermalwassertemperatur von 80 °C Wirkungsgrade von 8,5 % und von etwa 12 % bei 160 °C. Kostensenkend wirkt sich aus, dass wegen der Verwandtschaft der Arbeitsfluide konventionelle Wasserdampfturbinen eingesetzt werden können. Von Nachteil sind die größeren baulichen Abmessungen, die aufgrund der geringeren Temperaturdifferenzen in den Wärmetauschern erforderlich sind (vgl. Kaltschmitt/Streicher 2003).

Für ORC-Anlagen mit Leistungen im Bereich von 0,5 bis 1,5 MW liegen seit den 80er Jahren Betriebserfahrungen vor (vgl. Köhler 2002). Allerdings wurden die bisher gebauten Anlagen jeweils für eine bestimmte Anwendung entworfen und an konkrete Standortbedingungen angepasst, Standardlösungen sind nicht marktverfügbar (vgl. Huenges et al. 2002). Auch der Kalina Cycle wurde erstmals Ende der 80er Jahre in einem Demonstrations-Kraftwerk mit Erdgasfeuerung und bis 2002 weltweit insgesamt in drei weiteren Anlagen erprobt (vgl. Rüsseler 2002). Erste Pilotprojekte für den Geothermieeinsatz wurden in den letzten 2 Jahren in Betrieb genommen, so dass die Kalina-Technologie noch am Anfang ihrer Entwicklung steht (vgl. Nitsch et al. 2004).

Aus Geothermie-Kraftwerken kann auch bei einer vollständigen Ausnutzung der Wärme und ohne Einbußen bei der elektrischen Leistung zur Stromerzeugung ausgehend von einer Thermalwassertemperatur in Höhe von 150 °C immer noch Wärme mit einem Temperaturniveau von 70 °C ausgekoppelt werden (vgl. Kaltschmitt et al. 2003). Dieses Temperaturniveau reicht für die Nahwärmever-

sorgung einer Niedrigenergiehaussiedlung aus, falls die Vorlauftemperaturen im Wärmenetz entsprechend angepasst werden können. Wo dies nicht der Fall ist, besteht technisch die Möglichkeit, entweder über den Einsatz einer Wärmepumpe das Temperaturniveau anzuheben oder mit Hilfe der Geothermie nur die Wärmegrundlast zu liefern und den Spitzenbedarf über externe Wärmequellen abzudecken. Ausgehend von dem heutigen Stand der Technik und den geothermischen Betriebsparametern in Deutschland können Geothermie-Kraftwerke einen elektrischen Leistungsbereich in einer Bandbreite von 0,1 bis 5 MW<sub>el</sub> abdecken (vgl. Paschen et al. 2003). Bei Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung ergibt sich zusätzlich eine ökonomische Beschränkung des Größenwachstums solcher Anlagen. Aufgrund der sehr geringen elektrischen Nutzungsgrade fallen noch in größerem Umfang Abwärmemengen an, als dies schon bei dampfbetriebenen Biomasse-Heizkraftwerken der Fall ist, für die Abnehmer gefunden werden müssen, da i. d. R. erst durch die Anrechnung von Wärmeerlösen einigermaßen günstige Stromgestehungskosten erreichbar sind. Andererseits wird angenommen, dass zukünftig durch den Bau größerer Anlagen deutliche Kostendegressionen erreicht werden könnten, wobei sich allerdings bei einer Erhöhung der Einheitsleistungen und gleichzeitigem KWK-Betrieb das Problem des Wärmeabsatzes noch weiter verschärfen würde (vgl. Nitsch et al. 2004).

#### **4.8.2 Technische Standortpotenziale und Nutzungsrestriktionen**

Wie bereits erwähnt, werden für die Stromerzeugung aus technisch-ökonomischen Gründen Mindesttemperaturen in Höhe von 100 bis 120 °C und Mindest-Fließraten von etwa 50 m<sup>3</sup>/h benötigt. Direkt unter der Erdoberfläche herrschen konstante Temperaturen, die in etwa der Jahresmitteltemperatur über der Erde entsprechen (7 – 11 °C). Mit zunehmender Tiefe zeigen sich je nach Standort stark unterschiedliche Temperaturgradienten in einer Bandbreite von 20 bis 40 K/km. Um geeignete Förder-Temperaturen zu erreichen, müssen demnach Mindest-Bohrtiefen zwischen 2.500 und 5.000 m kalkuliert werden. An einigen Standorten, über sogenannten Anomalien, lassen sich jedoch schon in 1.000 m Tiefe Temperaturen von 100 °C erreichen.

Die technische Bohrgrenze liegt momentan bei etwa 7.000 m (vgl. Paschen et al. 2003), so dass rein technisch betrachtet Erdwärme mit den gewünschten Temperaturen in der gesamten Bundesrepublik Deutschland flächendeckend erreichbar ist. Die Stromgestehungskosten werden jedoch sehr stark von den Bohrkosten beeinflusst, die wiederum mit der Bohrtiefe überproportional zunehmen. Daher besteht regional eine recht unterschiedliche Standortgunst für die geothermische Stromerzeugung. Allerdings liegen zurzeit Daten in hoher räumlicher Auflösung, die eine kleinräumig disaggregierte Potenzialermittlung zulassen würden, noch nicht vor.

Als Reservoirtypen können grundsätzlich Heißwasseraquifere, Störungszonen und kristalline Gesteine geeignet sein. Heißwasser- Aquifere sind hochdurchlässige Sediment-Gesteinsschichten, in denen sich Wasser ansammelt oder durch die Wasser geleitet wird. Solche Gesteinsschichten sind selten und machen nur einen Bruchteil der bohrtechnisch erreichbaren Gesteinsarten aus. Hydrothermale Ressourcen werden in Deutschland bereits seit längerem genutzt, allerdings bisher beinahe ausschließlich für die Wärmeversorgung oder für balneologische Zwecke. Ein erstes Pilotprojekt zur Stromerzeugung aus hydrothermalen Erdwärmequellen wurde im mecklenburg-vorpommerischen Neustadt-Glewe in Angriff genommen, wo eine bestehende geothermische Fernwärmeversorgung durch ein kleines ORC-Kraftwerk ergänzt worden ist (vgl. Menzel 2003). Unter wirtschaftlichen Ge-

sichtspunkten als günstig für die Nutzung der Reservoirs zur Stromerzeugung zu beurteilen sind die langjährigen Erfahrungen mit der Erschließung hydrothermalen Ressourcen sowie die meist verhältnismäßig geringe Tiefe der Thermalwasservorkommen. Allerdings besteht ein hohes Fündigkeitsrisiko, da die Thermalwassertemperaturen und die Durchlässigkeit des Gesteins nicht technisch beeinflusst und außerdem auch nicht sicher prognostiziert werden können. Heißwasser-Aquifere, die für eine geothermische Stromerzeugung grundsätzlich geeignet sind, befinden sich im norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken. Die Gesamtfläche, die diesem Reservoirtyp zuzuordnen ist und unter der die entsprechenden Potenziale vermutet werden, beträgt etwa 65.000 km<sup>2</sup> (vgl. Tabelle 93). Heißwasser-Aquifere erbringen aber nur etwa 1 % der insgesamt für die Stromerzeugung in Deutschland verfügbaren geothermischen technischen Potenziale, was etwa dem Fünffachen des derzeitigen Jahresstromverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland entspricht.

Kristalline Gesteine liegen tiefer als Sedimentgesteine. Aufgrund ihrer Tiefenlage weisen sie vergleichsweise hohe Temperaturen auf. Sie werden daher als tiefe trockene Gesteine (hot dry rock) bezeichnet. Die Durchlässigkeit der kristallinen Gesteine ist gering. Die geothermischen Reservoirs dieses Gesteinstyps müssen daher durch eine spezielle, neue und aufwändige Technik, dem sogenannten „Hot-Dry-Rock-Verfahren“, erschlossen werden. Dabei werden zwischen mehreren Bohrungen künstliche Risse geschaffen bzw. durch Aufweitung natürlicher Klüfte hergestellt. Durch diese Risse wird anschließend kühles Wasser verpresst, das beim Durchfließen der heißen Gesteinsschichten erwärmt wird und das dann über eine weitere Bohrung zu Tage gefördert werden kann. Dieses technische Verfahren ist zwar sehr aufwändig, ermöglicht aber andererseits die größte Unabhängigkeit von natürlichen Standortbedingungen. Ebenso besteht so gut wie kein Fündigkeitsrisiko, da die Bohrtiefe innerhalb eines von den geologischen und technischen Gegebenheiten vorgeprägten Rahmens frei gewählt werden kann und die Riss-Systeme künstlich geschaffen werden (vgl. Paschen et al. 2003). Die erforderlichen Mindest-Bohrtiefen liegen in einem Bereich zwischen 3.000 und 7.000 m, wobei die Tiefenangaben sich jeweils auf das „Top“, also die Oberfläche der jeweiligen Gesteinsschichten, beziehen. Die Gesamtpotenziale werden durch die jeweiligen Temperaturgradienten und die Mächtigkeit der Gesteinsschichten sowie durch die zurzeit technisch maximal erreichbare Bohrtiefe von 7.000 m bestimmt. Im französischen Teil des Oberrheingrabens wird in Soultz-sous-Forêts bei Straßburg seit 1997 an einem Geothermie-Pilotprojekt zur Wärmegewinnung nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren gearbeitet.

Für die Bundesrepublik Deutschland können drei Kristallingebiete abgegrenzt werden. Das Gebiet im Norddeutschen Becken erstreckt sich über eine Gesamtfläche von 63.000 km<sup>2</sup> und verfügt über ein geothermisches Stromerzeugungspotenzial in Höhe von 18.300 TWh. Im Oberrheingraben werden Reservoirs unter einer Fläche von 6.300 km<sup>2</sup> vermutet, denen ein technisches Stromerzeugungspotenzial in Höhe von 17.200 TWh zugerechnet wird. Auffällig ist hier die im Vergleich zum Kristallingebiet im norddeutschen Becken hohe räumliche Konzentration der Vorkommen. Das Vorkommen mit der bei Weitem größten räumlichen Ausdehnung nimmt eine Fläche von 137.000 km<sup>2</sup> ein und erstreckt sich von Mitteldeutschland bis nach Süddeutschland. Dies entspricht etwa einem Anteil in Höhe von 40 % an der gesamten Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland. Hier werden auch die



größten Stromerzeugungspotenziale in einem Gesamtumfang von 261.000 TWh vermutet (vgl. Tabelle 93).

Die als Reservoirtyp in der Literatur weiterhin genannten Störungen sind Bruchzonen bzw. Bruchflächen, die das hydraulische Leitvermögen des Gesteins erheblich erhöhen. Die Vorkommen von Störungszonen können nicht gebietsartig abgegrenzt werden sondern durchziehen das Gesamtgebiet der Bundesrepublik Deutschland. Bisher wurde dieser Reservoirtyp noch nicht für eine geothermische Nutzung erschlossen, jedoch stehen prinzipiell geeignete technische Verfahren wie die Richtbohrtechnik (gezieltes Ablenken der Bohrung aus der Vertikalen) zur Verfügung, die allerdings für diesen Anwendungszweck noch nicht erprobt wurden. Die erforderlichen Mindest-Bohrtiefen werden mit einer Bandbreite von 3.000 – 7.000 m angegeben (vgl. Paschen et al. 2003). Insgesamt liefern Störungen ein technisches Potenzial für die geothermische Stromerzeugung in Höhe von 12.500 TWh. Dies entspricht einem Anteil an dem gesamten geothermischen Stromerzeugungspotenzial der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von etwa 4 % (vgl. Tabelle 93).

**Tabelle 93: Räumliche Verteilung und Angebotsdichte der technischen Potenziale zur geothermischen Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland**

	Reservoirtyp	Fläche	elektrische Energie unter Berücksichtigung von Umwandlungswirkungsgraden	
			TWh	GWh/km <sup>2</sup>
		km <sup>2</sup>		
norddeutschen Becken	Kristallingestein	63.000	18.333	291
	Heißwassertaquifer	55.470	1.889	34
mittel- und süddeutsches Kristallengebiet Süddeutschen Molassebecken	Kristallingestein	137.000	261.111	1.906
	Heißwassertaquifer	3.780	167	44
Oberrheingraben	Kristallingestein	6.300	17.222	2.734
	Heißwassertaquifer	5.770	567	98
	Störungen	-	12.500	-
		271.320	311.789	1.149

Quelle: Paschen et al. 2003, (eigene Zusammenstellung und Auswertung)

Insgesamt entsprechen die geothermischen technischen Stromerzeugungspotenziale dem 600-fachen des heutigen Stromverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland. Da die Erdwärme durch eine etwaige Elektrizitätswirtschaftliche Nutzung um ein Vielfaches schneller verbraucht werden würde, als sie sich wieder neu bilden kann, bedeutet dies, dass das Gesamt-Potenzial nach 600 Jahren erschöpft wäre, wenn das gesamte Wärmereservoir gleichzeitig erschlossen und in vollem Umfang zur Stromerzeugung genutzt werden würde. Daher muss eine Erdwärmennutzung immer als „lokaler Abbau“ (vgl. Paschen et al. 2003) der gespeicherten Wärmeenergie betrachtet werden. Aufgrund der zum Teil sehr hohen räumlichen Konzentration der Potenziale lässt sich allerdings bei günstigen Standortbedingungen eine sehr langfristige Versorgung realisieren, da die Potenziale z.B. im größten räumlich zusammenhängenden Reservoir, dem mittel- und süddeutschen Kristallengebiet, eine durchschnittliche Stromerzeugung in Höhe von 1,9 TWh/km<sup>2</sup> ermöglichen. Bezogen auf die durchschnittliche gebietsbezogene Stromnachfrage in der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2000 in Höhe von 1,35 GWh/(km<sup>2</sup>\*a) (vgl. BMWi/VWEW 2002) liesse sich z.B. über dieser Gebietsfläche je nach Siedlungs- und Arbeitsplatzdichte eine Vollversorgung aus Geothermiestrom über mehrere hundert bis hin zu 1.000 Jahren realisieren. Die Fläche, unter der eine geothermische Stromerzeugung insgesamt theo-

retisch möglich wäre, entspricht einem Anteil an dem Gesamtgebiet der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von 76 %. Insgesamt beträgt die mittlere technische Potenzialdichte  $1,1 \text{ TWh}/(\text{km}^2)$ .

### **4.8.3 Flächeninanspruchnahme und räumliche Wirkungspotenziale der Stromerzeugung aus Geothermie**

Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung bestehen aus Bohrungen bzw. Sonden für die Förderung eines Geofluids oder von Dampf, zur Umwandlung der Erdwärme in Strom bzw. zur Bereitstellung nutzbarer Wärme sowie aus Bohrungen bzw. Sonden zur Reinjektion des abgekühlten Thermalwassers ins Erdreich. Belastungen für die Umwelt bzw. Beeinträchtigungen für benachbarte Nutzungen können beim Bau bzw. der Inbetriebnahme, beim Betrieb oder beim Rückbau der Anlage entstehen. Der Schwerpunkt der potenziellen unerwünschten Wirkungen von Geothermieanlagen liegt in der Explorations-, Bau- bzw. Rückbauphase, da während des Anlagenbetriebs weder in nennenswertem Umfang Materialtransporte anfallen noch Abgase an die Umgebung abgegeben werden, da die Anlagen ohne Verbrennungsprozesse arbeiten. In der Betriebsphase können allenfalls die hohen Abwärmemengen die lokale Umwelt beeinträchtigen, solange keine Wärmeabnehmer in dem benötigten Umfang gefunden werden können oder die Abwärme nicht in den Untergrund reinjiziert wird (vgl. Kaltschmitt/Streicher 2003). Während der Bohrungen, die etwa drei bis sechs Monate dauern (vgl. Kaltschmitt/Streicher 2003), können Lärm und Abgase sowie Transporte störend auf benachbarte Wohnsiedlungen und andere empfindliche Nutzungen einwirken. Diese Belästigungen können unter Umständen aufgrund der Dauer und Intensität das für Baustellen sonst übliche Maß überschreiten. Im Verhältnis zur Gesamtdauer der Nutzung sind diese Beeinträchtigungen jedoch zu vernachlässigen, zumal während des Anlagenbetriebs ähnliche Störungen ausbleiben. Der Bohrplatz kann - abgesehen von dem Bohrkopf selbst - nach Abschluss der Bohrarbeiten rekultiviert werden (vgl. Kaltschmitt/Streicher 2003). Rückstände belasten nicht die Umwelt und erfordern keine zusätzliche Entsorgungsinfrastruktur, da alle Stoffe in den Untergrund zurückverpresst werden können.

Ebenso wie bei der Förderung oder Speicherung von Kohlenwasserstoffen besteht auch bei Geothermie-Projekten die technische Möglichkeit abgelenkter Bohrungen. Dadurch ist es z.B. möglich, Injektions- und Förderbohrungen von einem gemeinsamen Bohrplatz aus durchzuführen, obwohl unterirdisch ein Mindestabstand zwischen den Bohrungen von 1 km erforderlich ist. Z.B. sollen für das geplante Geothermie-Kraftwerk Speyer von einem Bohrplatz aus insgesamt neun Bohrungen niedergebracht werden, um Kosten für die Bohrplatzeinrichtungen zu sparen und das Genehmigungsverfahren zu vereinfachen (vgl. Kaltschmitt et al. 2003). Beim Projekt Neustadt-Glewe dagegen beträgt die übertägige Entfernung zwischen Förder- und Injektionsbohrung etwa 1,2 km, so dass mit dem zusätzlich benötigten Kraftwerksgelände an drei Standorten Flächen in Anspruch genommen werden (vgl. Schnauß 2004). Von der Fördersonde zum Kraft- bzw. Heizkraftwerk und zur Injektionssonde müssen Thermalwasserleitungen verlegt werden, die dann eine zusätzliche Fläche beanspruchen, wenn mehrere Bohrplätze eingerichtet sind und/oder das Kraftwerk zusätzlich auf einem eigenen Betriebsgelände gebaut ist. Rogge 2003 rechnet mit einer Rohrlänge von 1.750 m für ein 1 MW ORC-Kraftwerk und zwei Bohrungen, die in einem Abstand von 1,5 km zueinander lokalisiert sind. Die Rohre können unterirdisch oder oberirdisch verlegt sein. Pro Bohr- bzw. Sondenplatz ist mit einer Flächeninanspruchnahme von  $2.400 \text{ m}^2$  zu rechnen (vgl. Schneider 2001).

Das Kraftwerk selbst beansprucht Flächen für die eigentlichen Anlagen bestehend aus Verdampfer, Erhitzer, Turbine und Generator, die bei kleinen Leistungen kompakt in einem Container unterzubringen sind. Zusätzlich werden Luft- oder Wasserkühler benötigt, die oftmals in ihren Abmessungen dem eigentlichen Kraftwerk entsprechen. Zusätzlich müssen als Nebeneinrichtungen Wasseraufbereitungsanlagen auf dem Betriebsgelände untergebracht werden. Das bei Wasserkühlung benötigte Kühlwasser kann aufgrund der verhältnismäßig kleinen geothermischen Leistung i. d. R. aus betriebseigenen Brunnen oder der allgemeinen Trinkwasserversorgung bezogen werden. Benötigt werden weitere Flächen für ein Pumpenhaus und für Verrieselungsbecken sowie eine elektrische Übergabestation, um den erzeugten Strom ins öffentliche Netz einspeisen zu können (vgl. Schnauß 2004).

In Tabelle 94 sind anhand eines aktuellen Projektbeispiels Flächendaten für eine Stromerzeugung aus einem Heißwasser-Aquifer zusammengestellt. Die Leistungsgröße liegt mit 4,8 MW<sub>el</sub> (Brutto) bereits an der Obergrenze heutiger Anlagen. Ausgehend von den Beispieldaten kann mit einer leistungsspezifischen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 1.900 m<sup>2</sup>/MW<sub>el</sub> und einer auf die Jahres-Nettostromerzeugung bezogenen Flächeninanspruchnahme in Höhe von 0,25 m<sup>2</sup>/MWh<sub>el</sub>/a gerechnet werden.

**Tabelle 94: Flächeninanspruchnahme durch die geothermische Stromerzeugung am Beispiel eines 4,8 MW<sub>el</sub>-Kalina Kreislauf-Kraftwerks**

Grundstücksfläche	m <sup>2</sup>	7.600
Gebäudefläche	m <sup>2</sup>	1.000
Temperatur Thermalwasser	°C	> 150
Bohrtiefe	m	2.750
Förderrate	m <sup>3</sup> /h	360
Wärmeleistung	MW <sub>th</sub>	34
Elektrische Nennleistung (Brutto)	MW <sub>el</sub>	4,8
Elektrische Nennleistung (Netto)	MW <sub>el</sub>	4,1
Volllaststunden	h/a	7.500
Jahres-Brutto-Stromerzeugung	MWh <sub>el</sub> /a	36.000
Jahres-Netto-Stromerzeugung	MWh <sub>el</sub> /a	30.750
leistungsbezogene Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	1.854
strombezogene Flächeninanspruchnahme	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	0,25

Quelle: HotRock 2004

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Standortbedingungen müssen für Geothermie-Kraftwerksprojekte jeweils auf den Einzelfall zugeschnittene technische Lösungen gefunden werden, so dass die genannten Beispieldaten keinen Anspruch auf Verallgemeinerbarkeit erheben können. Aufgrund der bisher noch sehr geringen Anzahl von realisierten Anlagen und entsprechend geringen Anzahl von publizierten Projektbeschreibungen konnten aber keine belastbareren Daten beschafft werden. Die Daten sind aber dennoch geeignet, um einen Eindruck über die Größenordnung der Raumbeanspruchung durch geothermische Kraftwerke vermitteln zu können.

## **5 Zur Raumbedeutsamkeit einer Umgestaltung der Stromversorgung durch Nutzung eines hohen Anteils regenerativer Energien**

### **5.1 Raumstruktur und Raumannsprüche des derzeitigen Stromversorgungssystems**

Das System der Stromversorgung in seinem heutigen Ausbauzustand hat sich über einen Zeitraum von mehr als 100 Jahren entwickelt. Da sich die zuverlässige und qualitätsvolle Versorgung mit Elektrizität bereits früh als eine unverzichtbare Grundlage für den ökonomischen und technischen Fortschritt herausstellte und da die Industrialisierung mit der Elektrifizierung eng verbunden war, ist die Raumwirkung der Industrialisierung im Allgemeinen nicht klar von den Wechselwirkungen zwischen Raumentwicklung und Ausbau der Stromversorgung im Besonderen zu trennen. Im Zuge der Industrialisierung veränderten Dörfer, Städte und Landschaften radikal ihr Erscheinungsbild, wozu neben der Elektrifizierung in zum Teil gleichem oder auch größerem Umfang der Bau großer Fabriken und Wohnsiedlungen sowie der Ausbau der Verkehrssysteme ihren Beitrag geleistet haben. Die technische Überformung der Siedlungen war umfassend, erstreckte sich über einen langen Zeitraum und war mit vielfältigen technischen Verbesserungen und Erleichterungen der Lebens- und Arbeitsbedingungen, jedoch in erheblichem Umfang auch mit neuen und bis dahin unvorstellbaren Umweltbelastungen verbunden.

#### **5.1.1 Raumstruktur und Raumannsprüche der Brennstoffbereitstellung**

Die deutsche Stromversorgung ist in ganz erheblichem Maße abhängig von fossilen und nuklearen Energierohstoffen. Unbeschadet der mittlerweile recht erfolgreichen Bemühungen um eine Fortentwicklung der regenerativen Stromerzeugung beherrschen noch immer Wärmekraftwerke auf Basis endlicher Rohstoffe die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland.

Die Brennstoff-Bereitstellungskette – bestehend aus Rohstoffgewinnung, Aufbereitung der Rohstoffe zu Brennstoffen sowie Transport und Lagerung von Roh- und Brennstoffen - beansprucht im Vergleich der Brennstoffarten untereinander Flächen in unterschiedlichem Ausmaß, auf unterschiedliche Weise und an verschiedenen Orten. Dennoch können zusammenfassend einige gemeinsame Merkmale beschrieben werden, die die Bereitstellung von fossilen und nuklearen Energierohstoffen und Brennstoffen kennzeichnen und die diese in Bezug auf ihre Raumbeanspruchung von anderen Raumnutzungen unterscheiden.

Insbesondere die Rohstoffgewinnung ist oft flächenintensiv und kann aufgrund der Art und Intensität des bergbaulichen Eingriffs fast durchgängig als raumbedeutsam eingestuft werden. Ein wesentliches gemeinsames Kennzeichen aller Bergbautätigkeit in räumlicher Hinsicht ist die Begrenztheit der Rohstoff-Vorkommen - bzw. die Begrenztheit der Gebiete, unter deren Erdoberfläche sich Rohstofflagerstätten befinden, die sich für den Abbau eignen. Der Bergbau ist somit grundsätzlich standortgebunden. Bei der Standortauswahl besteht ein Spielraum höchstens hinsichtlich der zeitlichen Reihenfolge der Ausbeutung einzelner Lagerstätten. Da gleichzeitig Energierohstoffe für die Volkswirtschaft von existentieller Bedeutung sind, solange sie nicht in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab substituiert werden können, wird der Rohstoffgewinnung allgemein ein Vorrang vor anderen Nutzungsansprü-

chen eingeräumt. Dies führt zur Verdrängung bestehender Nutzungen und zum Teil zu einer nachhaltigen Überformung gewachsener Raum- und Siedlungsstrukturen.

Entsprechend der ungleichmäßigen geographischen Verteilung der Lagerstätten konzentriert sich der Rohstoffabbau jeweils auf einige wenige geologisch besonders begünstigte Regionen. Lagerstätten und Bergbaubetriebe finden sich sowohl in peripheren als auch stärker besiedelten Gegenden. Ebenso sind es sowohl wirtschaftlich hoch entwickelte Staaten als auch Schwellen- oder Entwicklungsländer, die über Energie-Rohstoffvorkommen verfügen und Bergbau betreiben (vgl. BGR 2003).

Zum Teil ist die Siedlungs- und Wirtschaftsstruktur einer Region durch die bergbauliche Tätigkeit in ihrer jeweils aktuellen Ausprägung stark beeinflusst worden bzw. überhaupt erst entstanden. Der Einfluss des Bergbaus auf die regionale Entwicklung hängt ab von der Art, Größe, Zugänglichkeit und geographischen Lage des Rohstoffvorkommens. Insbesondere Lagerstätten in ursprünglich strukturschwachen und peripheren Räumen, deren Ausbeutung einen längeren Zeitraum und ein Mindestmaß an Arbeitskräften beansprucht, können die Siedlungsentwicklung in nennenswertem Umfang beeinflussen bzw. überhaupt erst größere menschliche Ansiedlungen entstehen lassen. Regionen, in denen in größerem Umfang Energierohstoffe vorkommen, die nicht durch andere Energieträger substituierbar sind oder für die zusätzlich ein Bedarf nach einer stofflichen Nutzung besteht, können aufgrund der dort besonders günstigen Rohstoffverfügbarkeit zusätzlich auch als Standorte für bergbaufremde Produktionsbetriebe aus dem Bereich der Weiterverarbeitung oder der Grundstoffindustrie interessant sein. In diesem Fall kann die Gewinnung von Energierohstoffen auch zur Bildung von Industrieclustern beitragen.

Ein entscheidender Faktor für die Art der räumlichen Prägung durch bergbauliche Tätigkeit ist die Transportwürdigkeit der gewonnenen Energierohstoffe. In Abhängigkeit vom Heizwert der Rohstoffe und dem sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Transportradius bevorzugen Weiterverarbeitungsbetriebe, große industrielle Endverbraucher oder Kraftwerke entweder Standorte in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Bergwerken oder nehmen Rohstofftransporte über größere Entfernungen in Kauf, falls dies die Produktionskosten nur unwesentlich beeinflusst.

Während der Steinkohlenbergbau nicht nur in Deutschland historisch außer mit der Elektrizitätswirtschaft eine raumwirtschaftliche Verflechtung mit der Eisen- und Stahlindustrie eingegangen ist, die insgesamt eine starke die Siedlungsentwicklung prägende Kraft entfaltete, beschränken sich die wirtschaftlichen Beziehungen des Braunkohlenbergbaus auf den engeren Bereich der Energierohstoff- und Elektrizitätswirtschaft, ohne dabei einen in einem vergleichbaren Maße dominierenden Einfluss auf die Region ausüben zu können.

Auch Erdgas wird vor allem energetisch genutzt, ist durch andere Energieträger substituierbar und zeigt vergleichsweise geringe Querbezüge zur raumwirtschaftlichen Entwicklung der Förderregionen innerhalb der Bundesrepublik Deutschland. Das gut ausgebaute interkontinentale Transportnetz erlaubt entlang der Haupttransportleitungen mit ihren hohen Transportkapazitäten den Zugang zu preisgünstigen Ferngasbezügen für Großabnehmer vor allem auch aus dem Erdgasimport, so dass trotz hoher spezifischer Kosten für den Erdgastransport Standortvorteile durch die Nähe zu den deutschen Erdgaslagerstätten von marginaler Bedeutung sind und bisher kaum zu konzentrierten bergbaufremden Industrieansiedlungen in den deutschen Förderregionen geführt haben. Im Unterschied zur Situa-

tion in Deutschland zählt die Erdöl- und Erdgasindustrie in Norwegen und in Russland zu den dominierenden Wirtschaftszweigen. In Norwegen trägt die Erdöl- und Erdgasindustrie beispielsweise mit einem Anteil von fast 50 % zum Export der Volkswirtschaft bei und ist zudem über die Zulieferindustrien zu einem wichtigen Wirtschaftsfaktor geworden. In diesen Ländern sorgt allein schon die Größe und Vielzahl der Erdgasfelder sowie die entsprechende Weiterverarbeitungs-, Transport- und Speicherinfrastruktur für die entsprechende raumprägende Wirkung.

Der Uranbergbau eignet sich kaum als Kristallisationspunkt für die Entwicklung einer Region. Uran wird ausschließlich energetisch oder militärisch genutzt. Dadurch ergeben sich wirtschaftliche Beziehungen nur zur Rohstoff- und Energiewirtschaft und zur Rüstungsindustrie. Die vernachlässigbar geringen Transportwiderstände für die Produkte des Uranbergbaus erlauben eine beinahe beliebig großräumig organisierte Logistik und entsprechende raumwirtschaftliche Verflechtungen. Die in Uranbergbau und –aufbereitung benötigten Arbeitsplätze können entweder aus der ortsansässigen Bevölkerung rekrutiert werden oder werden extern angeworben und in eigens gebauten Bergarbeitersiedlungen untergebracht, die je nach sozial- und wirtschaftsstruktureller Ausgangslage und Zeitdauer der Abbautätigkeit einen mehr oder weniger provisorischen Charakter haben.

Die deutschen Steinkohlelagerstätten und Bergbaubetriebe sind räumlich weitaus stärker konzentriert als die Braunkohle- und erst recht als die Erdgasvorkommen. Der Steinkohlenreviere befinden sich innerhalb von Agglomerationsräumen (Ruhrgebiet und Aachener Revier) oder verstädterten Räumen (Ibbenbürener Revier und Saarrevier). Auch das rheinische Braunkohlenrevier ist aufgrund seiner Nähe zu den Großstädten Köln und Aachen Teil eines Agglomerationsraumes, wenngleich die Bevölkerungsdichte und die Siedlungsstruktur eher ländlich geprägt sind. Für die ostdeutschen Braunkohlenreviere kann keine eindeutige Zuordnung zu Siedlungsstrukturtypen festgestellt werden. Gleiches gilt für die eher verstreut liegenden nord- und süddeutschen Erdgasfelder.

Die Raumansprüche des Bergbaus sind bezogen auf ein konkretes Abbaugelände zeitlich befristet, und zwar unabhängig davon, ob die Rohstoffgewinnung zur Befriedigung einer gleich bleibenden Nachfrage kontinuierlich weiter geführt werden muss oder nicht. Die bergbauliche Flächeninanspruchnahme ist dadurch gekennzeichnet, dass die beanspruchten Flächen nach Erschöpfung der Lagerstätten und Rekultivierung für bergbaufremde Folgenutzungen wieder verfügbar gemacht werden können.

Trotz der zeitlichen Befristung wirkt insbesondere der Kohlen-Bergbau aufgrund der zum Teil sehr langen Zeitdauer der Flächeninanspruchnahme in der menschlichen Wahrnehmung vor Ort oft wie eine Dauereinrichtung. Der Bergbau prägt zum Teil die Lebens- und Arbeitsbedingungen mehrerer Generationen. In einigen Regionen, in denen noch heute aktiver Bergbau betrieben wird, wurde mit der Rohstoffgewinnung bereits in vorindustrieller Zeit begonnen. Dies gilt in besonderem Maße für den deutschen Steinkohlenbergbau aufgrund der sehr großen räumlich zusammenhängenden Lagerstätten, aufgrund der langen Nutzungsdauer obertägiger Anlagen sowie durch eine nur langsame räumliche Verlagerung der Abbaufelder. Auch der Braunkohlentagebau beansprucht die Flächen über einen zum Teil sehr langen Zeitraum. Vom Beginn der Vorbereitungen für den Aufschluss bis zur vollständigen Flutung der Tagebau-Restlöcher vergehen immerhin bis zu 90 Jahre (z.B. beim Tagebauvorhaben Garzweiler II, vgl. Braunkohlenplan Garzweiler II 1995).

Auch nach Rekultivierung und Rückgabe der Flächen sind manche bergbauliche Einflüsse langfristig spürbar. Die Art und der der Veränderung der Kulturlandschaft, die sich in der Folge der Bergbautätigkeit ergibt, hängt sehr stark davon ab, wie und in welchem Umfang während des Abbaus Umwelt- und Naturschutzaspekte beachtet und nach Beendigung der bergbaulichen Nutzung Rekultivierungs- bzw. Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden. Folgenutzungen sind für alle ehemaligen Abbau- und Betriebsflächen bis auf die Tagebau-Restlöcher grundsätzlich frei planbar und bieten somit Chancen für die Regionalentwicklung.

Bergbaubedingte Folgeschäden durch unzureichende Umweltschutzmaßnahmen während des Abbaus oder durch unterlassene Rekultivierung sind vor allem in den Bergbaugebieten der ehemaligen DDR zu beobachten. Dies betrifft z.B. Altlasten durch Quecksilberbelastung als Folge der Erdgasförderung in der Altmark oder die schwerwiegenden Nachwirkungen des Uranbergbaus der Wismut.

In den ostdeutschen Revieren Lausitz und Mitteldeutschland bestanden bis zum Ende der 90er Jahre hohe Defizite bei Wiedernutzbarmachung der ausgekohlten Flächen. Inzwischen konnte der Sanierungsstand zwischen west- und ostdeutschen Revieren weitgehend angeglichen werden - gemessen an den jeweiligen Anteilen wieder nutzbar gemachter Flächen an den insgesamt durch den Tagebau beanspruchten Flächen. Durch den Sanierungsrückstand konnten sich die über einen langen Zeitraum zum Teil noch unverkippten Flächen naturwüchsig regenerieren, so dass aus Naturschutzsicht eine planmäßige Sanierung sogar zum Teil als schädlich angesehen wird (vgl. Abresch et al. 2000).

Besonders der Tiefbau hinterlässt auch nach Stilllegung der Bergwerke seine Spuren. Bergehalden prägen die Landschafts- und Stadtgestalt ebenso wie ehemalige Betriebsgelände mit zurückgelassenen technischen Altanlagen wie z.B. Fördertürme. Es bestehen Einschränkungen für Folgenutzungen von Haldenflächen und Betriebsgeländen aufgrund von Kontaminationen bzw. durch ungünstige Geländeformen oder durch eine instabile Untergrundbeschaffenheit. Dauerhafte Schäden entstehen durch Bergsenkungen, soweit Polderflächen in besiedelten Gebieten ständig entwässert werden müssen. In ehemaligen Kohle- oder Uran-Bergbaurevieren sind die Gewässersysteme zudem meist tief greifend und zum Teil dauerhaft gestört (z.B. durch Verlagerung von Flussbetten, Änderung von Fließrichtungen etc.). Bleibende siedlungsprägende Elemente im Gefolge des Steinkohlebergbaus sind z.B. durch den Ausbau der Fließgewässer für den Kohletransport sowie zusätzlich durch den Bau von Kanälen als Schifffahrtswege entstanden.

Der Tagebau hinterlässt aufgrund der Masseverluste zwangsläufig Restlöcher, die nach Einstellung der Sumpfungmaßnahmen geflutet werden. Von der seit Beginn der Bergbautätigkeit bis 2003 insgesamt nach Beendigung bzw. im Verlauf des Braunkohlentagebau bisher wieder zurückgegebenen ehemals bergbaulich beanspruchten Flächen sind 139 km<sup>2</sup> nach Entlassung aus dem Bergrecht in Wasserflächen umgewandelt worden. Dies entspricht einem Flächen-Anteil in Höhe von 13 % (vgl. Kohlenstatistik 2004). Im Endzustand werden die Restseen nach Beendigung des noch aktiven Tagebaus allein im Lausitzer Revier eine Gesamtfläche von 208 km<sup>2</sup> einnehmen.

Bei der Urangewinnung sind im Unterschied zum Kohlenbergbau zwar geringere Massenbewegung erforderlich, dafür aber erheblich schwerwiegendere Kontaminationen und ein dementsprechend hoher Sanierungsaufwand zu erwarten. Eine insgesamt sehr hohe Flächeninanspruchnahme entsteht durch Rückstände der Uranerzaufbereitung und deren langfristige Gefährdungspotenziale. Durch die

Kontamination der abgelagerten Reststoffe ergibt sich ein besonderer Sanierungsaufwand für bauliche und nicht bauliche Betriebseinrichtungen und -flächen. Durch Sanierungsdefizite oder lange Sanierungszeiträume summieren sich die in Anspruch genommenen Flächen, wenn der Uranbergbau zur kontinuierlichen Deckung einer laufenden Nachfrage nach Uranprodukten weitergeführt wird. Insgesamt bestehen insbesondere noch Unklarheiten über Möglichkeiten und Grenzen einer Sanierung und Nachnutzung von Schlammteichen (industrielle Absetzanlagen). Zwar ist die Uranerzaufbereitung durch Verfahren der In-Situ-Laugung vermeidbar, jedoch ist dieses Verfahren nur unter günstigen geologischen Voraussetzungen anwendbar.

Die Bereitstellung von Kernbrennstoffen erfordert neben der bergbaulichen Gewinnung und Aufbereitung von Uranerzen eine Reihe hoch technisierter Prozesse zur stofflichen Umwandlung bis hin zur Produktion von Brennelementen. Umweltrisiken und radioaktive Langzeitabfälle bestehen entlang der gesamten Brennstoffbereitstellungskette insbesondere z.B. durch abgereichertes Uranhexafluorid als Rückstand aus der Uran-Anreicherung.

**Tabelle 95: Zusammenstellung der Daten zur Flächeninanspruchnahme für die Bereitstellung von Brennstoffen zur Stromerzeugung - bezogen auf den Bedarf der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Brennstoffbedarf Stromerzeugung 2000 (natürliche Mengen)		Flächeninanspruchnahme			
			mengenspezifisch		absolut	
					insgesamt	im Inland
t/a	Mrd. m <sup>3</sup> /a	m <sup>2</sup> /t/a	m <sup>2</sup> /1.000 m <sup>3</sup> /a	km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>	
Braunkohle	172.882.000		3,5		600	600
Steinkohle	43.328.000		1,8		79	25
Erdgas		11,3		7,9	89	53
Kernbrennelemente *)	4.007		9.373		38	0
Summe					806	678

\*) Massenangaben bezogen auf den Natururanbedarf in tU

Bezogen auf die Flächen, die für die Brennstoffbereitstellung in Anspruch genommen werden, die aktuell zur Stromerzeugung in Wärmekraftwerken innerhalb der Bundesrepublik Deutschland genutzt werden, dominiert mit großem Abstand die Braunkohle. Da die Braunkohle ausschließlich innerhalb Deutschlands gefördert wird, liegt auch ein ganz überwiegender Teil der Flächen, die für die Brennstoffbereitstellung in Anspruch genommen werden, in der Bundesrepublik Deutschland. Bemerkenswert ist, dass bezogen auf die massenspezifische Flächeninanspruchnahme die Bereitstellungskette für Kernbrennelemente alle anderen Brennstoffe bei weitem übertrifft. Dies wirkt sich nur deshalb nicht auf die absolute Flächeninanspruchnahme aus, weil der Massenbedarf für die Kernenergieversorgung insgesamt so gering ist (vgl. Tabelle 95). Wird jedoch die Zeitdauer der Inanspruchnahme wie im Ecoinvent-Projekt für Schlammteiche aus der Uranerzaufbereitung mit 80.000 Jahren angenommen und weiterhin unterstellt, dass der Uranbergbau bis zur Erschöpfung der Lagerstätten in der bisherigen Form fortgeführt wird, nähert sich die kumulierte Flächeninanspruchnahme für die Bereitstellung von Kernbrennelementen derjenigen des Braunkohlenbergbaus im Verlauf der Nutzungsdauer immer weiter an, weil Bergbau-Altlastenflächen nicht für eine Folgenutzung zur Verfügung stehen und gleichzeitig kontinuierlich zusätzliche Abbau- und Betriebsflächen neu erschlossen und ausgebeutet werden müssen. In ähnlicher Weise könnte die Flächeninanspruchnahme des untertägigen Steinhoh-



lenbergbaus für die Aufhaltung von Bergematerial und für die Polderflächen, deren Menge ebenfalls mit fortschreitender Bergbautätigkeit immer mehr zunimmt, betrachtet werden.

### 5.1.2 Raumstruktur und Raumannsprüche der Stromerzeugung

In den Anfangszeiten der Elektrifizierung dienten mit Kohle befeuerte Wärmekraftwerke zunächst ausschließlich der städtischen Nahversorgung über Gleichstrom-Inselnetze, die erst nach Einführung der Hochspannungs-Drehstromübertragung allmählich regional und überregional mit Wasserkraftwerken zu einem Verbund zusammengeschaltet werden konnten. Mit zunehmendem Bedarf an Kraftwerksleistung waren für die Betreiber die hohen innerstädtischen Grundstückspreise nicht mehr akzeptabel, der Brennstofftransport nicht mehr wirtschaftlich. Zudem klagten Anwohner über Lärmbelastungen und Russimmissionen, so dass die damals neuen technischen Möglichkeiten einer Stromübertragung über größere Entfernungen genutzt wurden, um größere Kraftwerkseinheiten außerhalb der Städte zu errichten (vgl. Fischer 1992).

Im Verlauf der technischen Weiterentwicklung der Stromerzeugung stiegen die Blockgrößen stetig an, da durch dieses Wachstum erhebliche Kostendegressionen erreicht werden konnten. Demgegenüber blieb die Größe der Wasserkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland aufgrund naturräumlich vorgegebener Potenzialgrenzen weit hinter der Kapazitätsentwicklung der Wärmekraftwerke zurück.

Die Anzahl und Leistung regenerativer Stromerzeuger nahmen seit Anfang der 90er Jahre stetig zu. Auch fossil befeuerte dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gewannen aufgrund energiepolitischer Einflüsse auch außerhalb der klassischen Industriedampferzeugung an Bedeutung. Dadurch ergab sich eine breite Palette technischer Anlagen zur Stromerzeugung, die in ihrer Gesamtheit eine Mischung aus nuklear-fossiler Großkraftwerks-Technologie und neuerer dezentraler Kleinanlagen darstellt. Dennoch erbringen heute fossile und nukleare Wärmekraftwerke immer noch mit Abstand den größten Leistungsanteil im Kraftwerkspark. Im Jahr 2000 betrug der Anteil fossiler und nuklearer Wärmekraftwerke an der Netto-Leistung des gesamten Kraftwerksmix bei einer durchschnittlichen Kraftwerkskapazität von 380 MW immerhin noch 84 %, während der Anteil an der Anzahl der Anlagen bei nur etwa 0,5 % lag (vgl. Tabelle 96). In noch weit größerem Maße dominieren Großkraftwerke aufgrund ihrer bedeutend höheren Auslastung die Stromerzeugung.

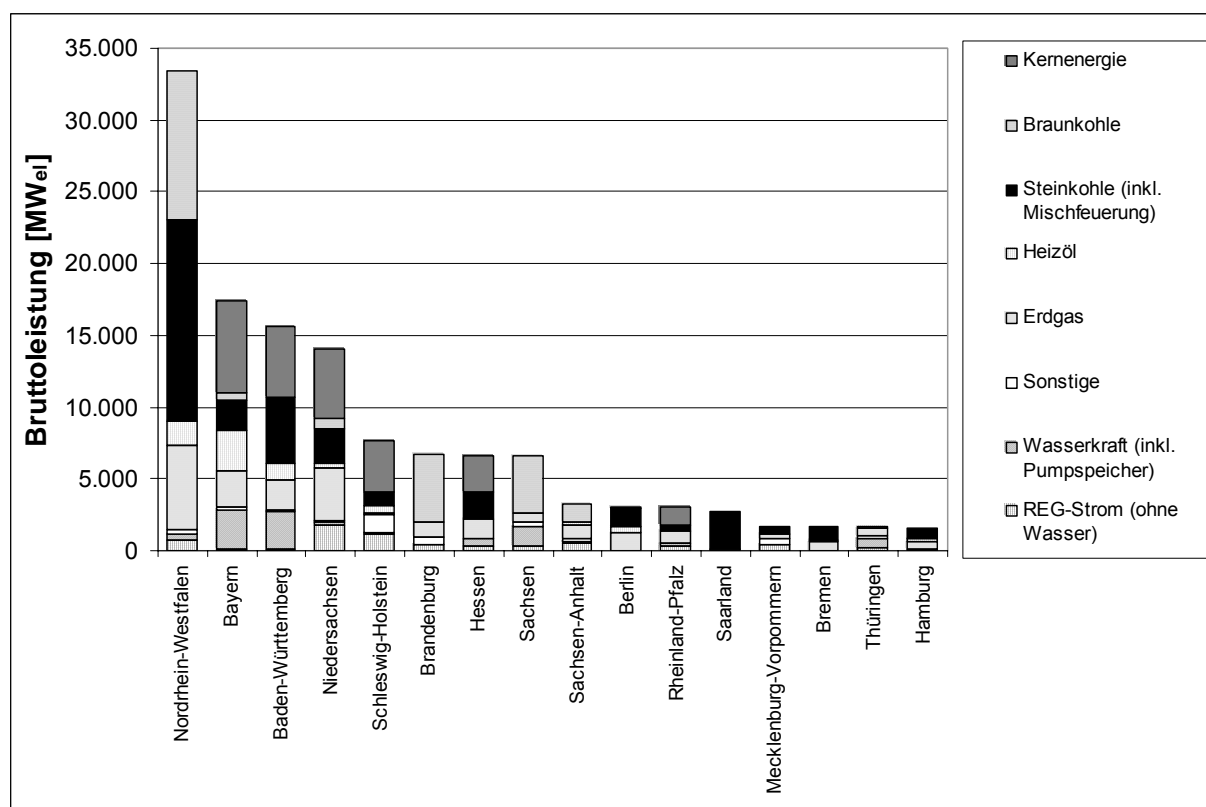
**Tabelle 96: Anzahl, Netto-Leistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeugungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	Kapazität (Netto)	Anzahl Anlagen	mittlere Anlagenkapazität
	GW		MW
<b>Anlagenmix nur REG-Strom, Müll und sonstige Brennstoffe</b>	17	46.700	0,4
<b>Anlagenmix gesamt (inkl. REG-Strom)</b>	119	51.960	2
<b>Anlagenmix ohne Photovoltaik</b>	118	22.960	5
<b>Anlagenmix ohne Photovoltaik und Wind</b>	112	13.560	8
<b>Anlagenmix ohne Photovoltaik, Wind und Wasserkraft</b>	103	7.860	13
<b>fossil befeuerte Stromerzeuger</b>	80	5.241	15
<b>fossile befeuerte Wärmekraftwerke (ohne BHKW)</b>	78	241	322
<b>fossile und nukleare Wärmekraftwerke (ohne BHKW)</b>	99	260	380

Quelle: BMWi/VWEW 2002; MELLER ET AL. 2001; Staiß 2001; Enquete 2002; Fahl 2002

Die Braunkohleverstromung ließ aus energieökonomischen Gründen keine weiten Distanzen für den Brennstofftransport zu, so dass der Bau von Braunkohlekraftwerke auf Braunkohlereviere konzentriert wurde. Auch Steinkohlekraftwerke wurden zunächst bevorzugt in Zechennähe errichtet. Der Schwerpunkt des Stromverbrauchs lag in der Blütezeit des deutschen Steinkohlenbergbaus zum großen Teil in den Revieren des Steinkohlenbergbaus und insbesondere in der Montanregion Ruhrgebiet, so dass dort nach und nach Groß-Kraftwerksstandorte konzentrierten. Ein Grund für die Kennzeichnung als „Energiland Nordrhein-Westfalen“ war der hohe Anteil dieses Bundeslandes an der gesamten deutschen Kohleförderung. Mit dieser Etikettierung war jedoch gleichzeitig die Konzentration der Stromerzeugung in Nordrhein-Westfalen angesprochen, die sich trotz des Rückgangs der Steinkohleförderung und der Schließung zahlreicher Zechen bis heute erhalten hat. Im Jahre 2000 war etwa 27 % der deutschen Kraftwerks-Brutto-Leistung (fossile und nukleare Wärmekraftwerke sowie Wasserkraftwerke) in Nordrhein-Westfalen installiert (vgl. Abbildung 26). Mehr als drei Viertel der Kraftwerksleistung Nordrhein-Westfalens stehen im rheinischen Braunkohlerevier und in den Steinkohlerevieren (vgl. VdEW 1996, ebenso Rentz et al. 2002).

**Abbildung 26: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer nach Einsatzenergien 2000 (alle Kapazitätsklassen, allgemeine Stromversorgung, DBAG, industrielle und sonstige Eigenerzeuger)**



Quelle: BMWi/VWEW 2002; Böhmer 2001

Zur Stützung der Stromversorgung der übrigen Agglomerationsräume in der Bundesrepublik Deutschland wurden - wie in den Steinkohlerevieren - an deren Rand zunächst ebenfalls hauptsächlich Steinkohlekraftwerke gebaut. Dazu eigneten sich vor allem Standorte an schiffbaren Flüssen oder an der Küste, um den Kohletransport so kostengünstig wie möglich realisieren zu können. Auch Erdgas- und

Ölkraftwerke konnten in der Nähe von Erdgaslagerstätten in Norddeutschland und den Niederlanden bzw. angeschlossen an große Erdölraffinerien auch im Binnenland Versorgungslücken schließen.

Vor dem Ausbau der Kernkraftwerke war damit der Kraftwerkspark in seiner Raumstruktur noch nicht optimal an die Siedlungsentwicklung angepasst. Lücken in der räumlichen Verteilung der Stromversorgung führten dazu, dass über das Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz Leistungstransporte in größerem Umfang erforderlich wurden, da zum Teil größere Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Lastschwerpunkten überwunden werden mussten. Dies ergab sich aus der Konzentration großer Erzeugungseinheiten im rheinischen Braunkohlerevier, deren Gesamt-Kapazität die regionale Netzlast deutlich überstieg und die dadurch revierferne Lastschwerpunkte mitversorgten (vgl. Mandel et al. o.J.)

Insgesamt führte der Ausbau der Kraftwerksstruktur in Wechselwirkung mit der Entwicklung des Bergbaus und der industriellen Entwicklung zu einer räumlichen Verteilung der Kraftwerksstandorte, die sich stark an den Schwerpunkten der Siedlungsentwicklung und der räumlichen Struktur der Industriestandorte orientierte. Im heutigen Kraftwerkspark kann insgesamt mehr als die Hälfte der Nettoleistung Agglomerationsräumen zugeordnet werden. In verdichteten Räumen ist immerhin noch knapp ein Drittel, im ländlichen Raum jedoch nur weniger als 15 % der gesamten Kraftwerksleistung installiert. Noch deutlicher ist diese Raumstruktur erkennbar, wenn ausschließlich fossil befeuerte Kraftwerke betrachtet werden. Weit mehr als zwei Drittel der auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe basierenden Wärmekraftwerksleistung konzentriert sich auf Agglomerationsräume, der Anteil des ländlichen Raums beträgt dagegen nur 10 %. Dies dokumentiert, dass die Stromversorgungsunternehmen aus ökonomischen Gründen bestrebt waren, großräumige Stromtransporte zu vermeiden und daher versuchten, die Erzeugungsstruktur an die Siedlungs- und Nachfragestrukturen so weit wie möglich räumlich anzupassen. Dazu eigneten sich insbesondere Steinkohle-, Erdgas- und Ölkraftwerke, während Wasserkraftwerke, die zwingend auf günstige naturräumliche Bedingungen angewiesen sind oder Kernkraftwerke, für die nur Standorte mit Sicherheitsabständen zu Flugrouten, Erdbebengebieten oder Siedlungsschwerpunkten in Frage kommen, nur mit vergleichsweise enger räumlicher Variationsbreite geplant werden können. Die statistischen Daten zeigen, dass Kernkraftwerksstandorte keinen Schwerpunkt in bestimmten Regionstypen haben und die siedlungsstrukturelle Zuordnung bei Wasserkraftwerken oder Braunkohlenkraftwerken erheblich schwächer ausgeprägt ist als bei Steinkohle-, Erdgas- und Ölkraftwerken (vgl. Tabelle 97).

Die gewählte räumliche Abstufung in Regionstypen lässt zwar das Grundmuster der räumlichen Verteilung deutlich hervortreten, ist dafür aber außerordentlich grob, so dass auf dieser Basis zunächst nur eine relative Verbrauchernähe der Stromerzeugung festgestellt werden kann. Da die Kraftwerksleistung insgesamt von Großkraftwerken beherrscht wird, die aufgrund ihrer Raum- und Umweltwirkungen nur eingeschränkt im unmittelbaren Siedlungszusammenhang gebaut werden können, ist zu erwarten, dass vor allem städtische Randlagen oder kleinere Gemeinden an Ballungsrändern als Kraftwerksstandorte durchsetzbar waren. Tabelle 98 zeigt jedoch, dass der räumliche Schwerpunkt der installierten Kraftwerksleistung in den Kernstädten der Agglomerationsräume liegt. Dort ist immerhin 45 % der gesamten fossil befeuerten Kraftwerksleistung installiert, wenn die Braunkohlenkraftwerke, die aufgrund des geringen Heizwertes der Braunkohle in der Nähe der Tagebaue errichtet



wohnern sind immerhin mehr als drei Viertel aller mittleren und großen Heizkraftwerke und zwei Drittel der gesamten elektrischen Netto-Leistung dieser Anlagenkategorie installiert. Dagegen befinden sich nur zwei Prozent dieser Anlagen in ländlichen Regionen (in ländlichen Kreisen innerhalb von verstärkten Räumen mit einer Bevölkerungsdichte zwischen 100 und 150 Einwohnern pro Quadratkilometer). Diese wenigen großen Anlagen erbringen allerdings fast 20 % der gesamten elektrischen Nettoleistung aller Heizkraftwerke. In der Kategorie der Heizkraftwerke mit mehr als 1.000 MW elektrischer Nettoleistung sind mit Braunkohle befeuerte Kondensationskraftwerkseinheiten erfasst, die Wärme in große Fernwärmenetze einspeisen (z.B. das Braunkohlekraftwerk Weisweiler, das an das Fernwärmenetz der Stadt Aachen angeschlossen ist).

**Tabelle 99: Anzahl und kumulierte Netto-Leistung nach Leistungsklassen und Standorten der Kraftwerke gegliedert nach Kreistypen (Stand: 1996; Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen)**

Kreistypen	<= 50 MW		> 50 <= 200 MW		> 200 <= 1.000 MW		> 1.000 MW	
	Leistung MWel	Anzahl	Leistung MWel	Anzahl	Leistung MWel	Anzahl	Leistung MWel	Anzahl
Kernstädte in Agglomerationsräumen	857	77	5.412	49	12.916	33	3.816	2
Hochverdichtete Kreise in Agglomerationsräumen	203	74	1.426	11	4.494	10	15.115	8
Verdichtete Kreise in Agglomerationsräumen	195	52	160	1	3.555	6	1.301	1
Ländliche Kreise in Agglomerationsräumen	185	29	270	2	2.684	5	1.260	1
Kernstädte in verstärkten Räumen	418	34	642	7	2.744	7	1.269	1
Verdichtete Kreise in verstärkten Räumen	551	179	1.127	13	4.100	9	6.286	4
Ländliche Kreise in verstärkten Räumen	502	129	1.082	10	5.096	10	7.193	4
Ländliche Kreise höherer Dichte	1.076	144	800	9	4.505	8	5.256	4
Ländliche Kreise geringerer Dichte	291	46	525	4	1.512	3	0	0

Quelle: Kraftwerksdaten nach VdEW 1996; Kreistypologie nach BBR 1999

Fast 80 % der Großkraftwerke mit einer elektrischen Nettoleistung zwischen 200 und 1.000 MW, die nicht nur zur Stromversorgung sondern darüber hinaus auch zur Fernwärmeversorgung beitragen, befinden sich in Städten mit mehr als 100.000 Einwohnern. Die Anlagen mit Standort in Großstädten erbringen drei Viertel der Nettoleistung aller Heizkraftwerke dieser Größenordnung (vgl. Tabelle 100).

**Tabelle 100: Anzahl und kumulierte Netto-Leistung nach Leistungsklassen und Standorten der Heizkraftwerke gegliedert nach Kreistypen (Stand: 1996; Heizkraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen)**

Kreistypen	alle HKW		<= 200 MW		> 200 <= 1.000 MW		> 1.000 MW	
	Leistung MWel	Anzahl	Leistung MWel	Anzahl	Leistung MWel	Anzahl	Leistung MWel	Anzahl
Kernstädte in Agglomerationsräumen	14.927	82	4.123	60	6.989	20	3.816	2
Hochverdichtete Kreise in Agglomerationsräumen	927	6	256	4	671	2	0	0
Verdichtete Kreise in Agglomerationsräumen	644	3	13	1	631	2	0	0
Ländliche Kreise in Agglomerationsräumen	630	1	0	0	630	1	0	0
Kernstädte in verstädterten Räumen	1.817	23	958	20	858	3	0	0
Verdichtete Kreise in verstädterten Räumen	323	9	323	9	0	0	0	0
Ländliche Kreise in verstädterten Räumen	4.874	3	62	1	0	0	4.812	2
Ländliche Kreise höherer Dichte	1.089	9	439	8	650	1	0	0
Ländliche Kreise geringerer Dichte	24	1	24	1	0	0	0	0

Quelle: Kraftwerksdaten nach VdEW 1996; Kreistypologie nach BBR 1999

Die Flächeninanspruchnahme der fossilen und nuklearen Wärmekraftwerke für die Stromerzeugung ist insgesamt vergleichsweise gering. Die größte leistungsspezifische Flächeninanspruchnahme ist für Kernkraftkraftwerke ausgewiesen, da hierbei auch der Flächenbedarf für die Entsorgungs- bzw. Verwertungskette bestehend aus Wiederaufarbeitung und Endlagerung einbezogen wurde, während die Reststoffentsorgung bei den anderen Kraftwerkstypen in der Flächenbilanz unberücksichtigt geblieben ist, weil entweder Reststoffe wie beim Erdgaskraftwerk nicht in einem nennenswerten Umfang anfallen, wie bei der Braunkohlekraftwerk im Tagebau verfüllt werden können oder, wie dies bei der Steinkohleverstromung der Fall ist, zum größten Teil außerhalb der Elektrizitätswirtschaft weiterverwendet werden können und damit den Bilanzraum des Stromversorgungssystems verlassen (vgl. Tabelle 101).

**Tabelle 101: Zusammenstellung der Daten zur Flächeninanspruchnahme für die Stromerzeugung in fossilen und nuklearen Kraftwerken<sup>1)</sup> - bezogen auf den Bedarf der Bundesrepublik Deutschland 2000**

	spezifisch		absolut
	m <sup>2</sup> /MW <sub>h<sub>el</sub></sub> /a	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	km <sup>2</sup>
Braunkohlekraftwerke	0,04	243	5
Steinkohlekraftwerke	0,05	238	7
Erdgaskraftwerke	0,03	61	1
Kernkraftwerke	0,04	316	7
Summe			21

<sup>1)</sup> Ohne Erdölkraftwerke

Insgesamt zeigt sich, dass aufgrund der starken Konzentration der Leistungen auf wenige große Erzeugungseinheiten die Flächeninanspruchnahme für die Stromerzeugung in Wärmekraftwerken begrenzt werden konnte. Erst dadurch und durch die räumliche Trennung zwischen den einzelnen Schritten der Brennstoffbereitstellung, der Stromerzeugung und der Entsorgung von festen und flüssigen Rückständen wurde es möglich, Kraftwerke innerhalb von Agglomerationsräumen und Großstädten zu bauen und zu betreiben, wo die Flächenverfügbarkeit eingeschränkt ist und ein starker Nutzungsdruck herrscht.

### **5.1.3 Raumstruktur und Raumansprüche der Stromübertragung und -verteilung**

Um in allen Regionen möglichst gleiche Versorgungsbedingungen herstellen zu können, war es nicht zuletzt auch aus raumordnerischer Sicht eine wichtige Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft, neben der Erzeugungsstruktur auch das Übertragungs- und Verteilungsnetz möglichst optimal an die Raum- und Siedlungsstruktur anzupassen. Da Freileitungssysteme erheblich weniger Kosten verursachen als Kabel, wurden und werden überall dort Freileitungen einer Verkabelung vorgezogen, wo dies aufgrund von Flächenverfügbarkeit und Grundstückskosten möglich und wirtschaftlich vertretbar ist. Dies führte dazu, dass vor allem in den Anfängen des Netzausbaus im ländlichen Raum sogar Niederspannungsnetze weitgehend als Freileitungssysteme ausgeführt wurden.

Das Übertragungsnetz hat die für elektrische Energieversorgung außerordentlich wichtige Funktion, Verteilungsnetze benachbarter Versorgungsgebiete miteinander zu verbinden und den Austausch von Leistungen zwischen den Versorgungsgebieten je nach Lastzustand und Kraftwerksverfügbarkeit zu ermöglichen. Der Aufbau und die zunehmende Vermaschung des Höchstspannungsnetzes waren die infrastrukturelle Basis für den Bau größerer Kraftwerksblöcke (vgl. Fischer 1992). Damit das Übertragungsnetz seine Aufgabe erfüllen konnte, wurden vor allem die großen zusammenhängenden Freiräume zwischen den Siedlungsschwerpunkten mit Höchstspannungsleitungen überzogen.

Vor dem Ausbau des Höchstspannungsnetzes war es notwendig, innerhalb der Versorgungsgebiete kleinere und peripher gelegene Siedlungsbereiche an das jeweilige regionale Verteilungssystem anzuschließen, so dass auch hierfür Freileitungsverbindungen entweder als Mittelspannungs- und später zunehmend als Hochspannungssysteme erstellt wurden. Im Endeffekt führte dies ähnlich wie der Ausbau des Strassen- und Schienennetzes zu einer nahezu flächendeckenden technischen Überformung der Landschaft. Das beherrschende Leitbild der räumlichen Planung war und ist die Bündelung der Trassen sowohl der Infrastruktursysteme als auch der Stromleitungssysteme untereinander. Diesem Anspruch konnte die Elektrizitätswirtschaft aber zum Teil aus technischen und zum Teil auch aus ökonomischen Gründen nicht in jedem Fall gerecht werden.

In der Bundesrepublik Deutschland betrug die Trassenlänge der Hoch- und Höchstspannungs-Freileitungssysteme 1998 insgesamt ca. 60.700 km. Innerhalb dieser Spannungsebenen war im Durchschnitt jede Trasse mit etwa zwei Stromkreisen belegt. In Ballungsräumen bzw. Ballungsrandzonen werden aufgrund der benötigten hohen Übertragungsleistungen bei geringer Flächenverfügbarkeit auch Mehrfachleitungen mit bis zu sechs Stromkreisen unterschiedlicher Spannungen auf einer ge-

meinsamen Trasse gebaut (vgl. Kießling et al. 2001). Dagegen sind Überlandleitungen meist als Einfach- oder Doppelleitungen ausgelegt.

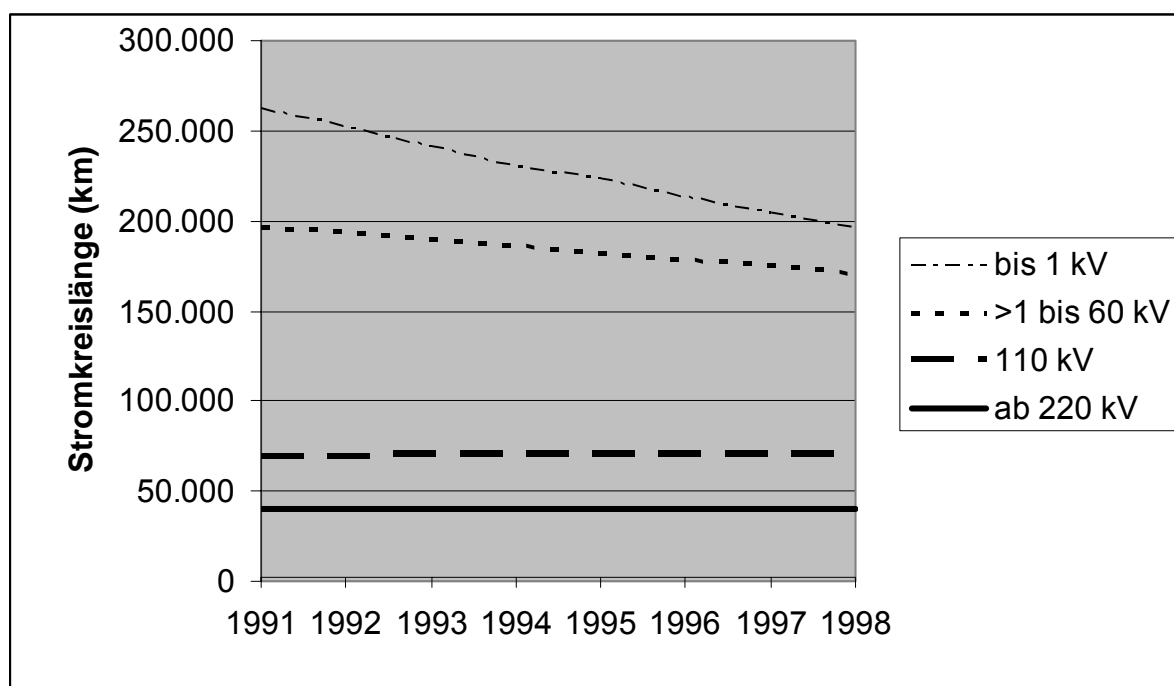
**Tabelle 102: Stromkreislänge und Trassenlänge von Freileitungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 1998)**

	gebaut für			
	380 kV	220 kV	110 kV	110 bis 380 kV
	km	km	km	km
Stromkreislänge insgesamt	25.007	19.853	67.723	112.583
Trassenlänge insgesamt	12.160	9.611	38.934	60.705
Stromkreise pro Trasse	2,1	2,1	1,7	1,9

Quelle: VdEW 1998

Innerhalb des Zeitraums von 1991 bis 1998 ist die Stromkreislänge der Freileitungen im Hoch- und Höchstspannungsbereich nahezu konstant geblieben, während die Stromkreislängen im Nieder- und Mittelspannungsbereich im gleichen Zeitraum deutlich reduziert wurden (vgl. Abbildung 27).

**Abbildung 27: Entwicklung der Stromkreislängen von Freileitungen in der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 1998**



Quelle: BMWi/VWEW 2002

#### 5.1.4 Raumstruktur des Gesamtsystems der derzeitigen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland

In Tabelle 103 sind – mit Ausnahme der Flächenbeanspruchung durch die Netzinfrastruktur - alle Flächen, die für die Strombereitstellung durch fossile und nukleare Wärmekraftwerke in Anspruch genommen werden, zusammengefasst. Dabei wurden auch die Flächen, die für die Brennstoffbereitstellung und für die Reststoffentsorgung benötigt werden, eingerechnet. Die Zusammenstellung zeigt, dass ein Anteil von 87 % der Flächen innerhalb der Bundesrepublik Deutschland in Anspruch genommen wird. Die Gesamtgröße der im Inland beanspruchten Flächen entspricht etwa einem Anteil



in Höhe von 0,2 % an der Gesamt-Gebietsfläche und einem Anteil in Höhe von 1,5 % an der Siedlungs- und Verkehrsfläche (inkl. Abbaufächen) der Bundesrepublik Deutschland. Dies zeigt, dass die Infrastruktur der Stromversorgung aufgrund der relativ hohen Energiedichte der eingesetzten Primärenergien und Brennstoffe räumlich hoch konzentriert ist und quantitativ gesehen einen nur geringen Anteil an der anthropogenen Überformung der Landschaft hat (wobei zu beachten ist, dass hier die Flächeninanspruchnahme für den Stromtransport nicht mit eingerechnet wurde).

**Tabelle 103: Gesamtflächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch fossile und nukleare Wärmekraftwerke inkl. Brennstoffbereitstellung und Reststoffentsorgung bezogen auf den Stromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000**

	Flächeninanspruchnahme insgesamt		davon im Inland	
	spezifisch		absolut	
	m <sup>2</sup> /MWh <sub>el</sub> /a	m <sup>2</sup> /MW <sub>el</sub>	km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>
Braunkohlenverstromung	4,32	30.187	605	605
Erdgasverstromung	1,85	4.245	91	55
Steinkohlenverstromung	0,65	2.869	86	32
Kernenergieverstromung	0,29	2.134	45	7
Summe			828	699

Quelle: diverse (vgl. Kapitel 4)

Die Raumstruktur des technischen Gesamtsystems der derzeitigen Stromversorgung und die Flächennutzungs- und Siedlungsstruktur der Bundesrepublik Deutschland sind in hohem Masse aneinander angepasst. In Abbildung 28 sind die Kraftwerksstandorte der öffentlichen Versorgung nach Netzeleistungen jeweils auf Gemeindeebene zusammengefasst dargestellt (Stand: 1996). Die Karte zeigt deutlich wichtige Siedlungsschwerpunkte der Bundesrepublik Deutschland und bildet damit die Präferenz der Kraftwerksbetreiber für eine Standortwahl in der Nähe zu Verbrauchsschwerpunkten ab, die zumindest vor der Liberalisierung der Strommärkte bestand, solange die wirtschaftliche Einheit zwischen Stromerzeugung, Transport, Verteilung und Handel noch unangetastet war. Insbesondere die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen sind deutlich als Schwerpunkte der Stromerzeugung zu erkennen. Auch der Ballungsraum Rhein-Ruhr wird in der Kartendarstellung hervorgehoben. Weniger deutlich sind der Stuttgarter Raum, die Doppelstadt Mannheim/Ludwigshafen sowie ostdeutsche Agglomerationen zu erkennen. Bezogen auf die Versorgung dieser Agglomerationsräume zeigt sich der Einfluss der Standortbedingungen großer Kernkraftwerke (Baden-Württemberg/Bayern) und Braunkohlenkraftwerkeinheiten (ostdeutsche Braunkohlenreviere), die nicht unmittelbar innerhalb von Siedlungsschwerpunkten sondern eher in kleinen Gemeinden gebaut wurden, wo die Konzentration der Kraftwerksleistung aufgrund der kleineren Gebietsflächen der jeweiligen Gemeinden in dem hier gewählten Kartenmaßstab nicht so deutlich hervortreten.

Durch das Prinzip, Kraftwerke möglichst im Umfeld von Verbrauchsschwerpunkten zu errichten, erhöht sich auch die Standort- und Trassendichte für Netzbetriebsmittel (Freileitungstrassen, Umspannwerke und Schaltanlagen) in den Ballungsrandzonen und in den Randbereichen großer Städte.

**Abbildung 28: Installierte Nettoleistung in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung aggregiert auf der Ebene der Gemeinden (Stand: 1996; Kraftwerke mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen)**



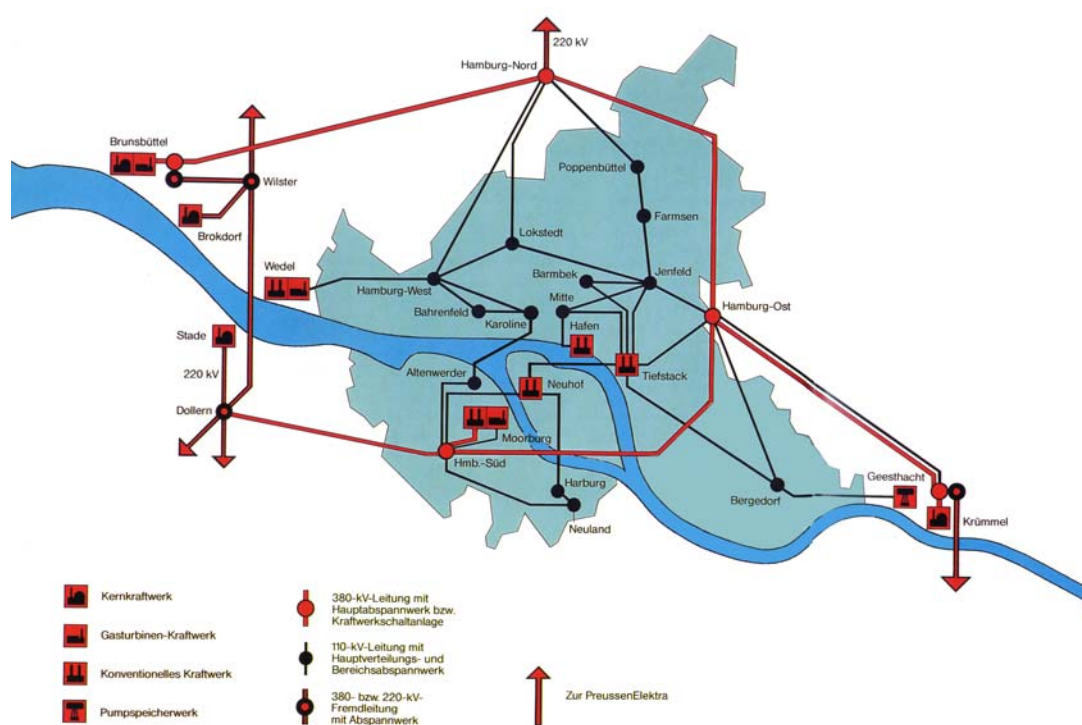
Quelle: Kraftwerksdaten nach VdEW 1996; Geodaten: BKG 2003

Am Beispiel Hamburg ist diese Versorgungsstruktur gut zu erkennen. In der Stadt Hamburg konzentriert sich aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und der Wirtschaftsstruktur die Stromnachfrage. Die Stadt übertrifft mit einer Lastdichte von  $2,6 \text{ MW/km}^2$  den Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland ( $0,21 \text{ MW/km}^2$ ) um den Faktor 12,4. Hamburg wird zu einem wesentlichen Teil aus dem

Umland mit Strom versorgt. Der Großraum Hamburg verfügt über einen gut ausgestatteten Kraftwerkspark mit - bis zur Stilllegung des Druckwasserreaktors Stade im Jahre 2003 - insgesamt vier Kernkraftwerken in einer Entfernung von bis zu 70 km um den Stadtkern (vgl. Abbildung 29).

Die Monatliche Höchstlast des Netzes betrug 1999 in Hamburg 1.961 MW. Dem stand eine installierte Netto-Kraftwerksleistung in Höhe von mehr als 6.000 MW im Großraum Hamburg gegenüber. Der Stromverbrauch innerhalb Hamburgs betrug 13,9 TWh während die Kraftwerke in und um Hamburg 31,5 TWh erzeugten. Diese Verhältnisse zwischen Stromverbrauch bzw. Höchstlast einerseits und Stromerzeugung und installierter Kraftwerksleistung andererseits zeigen, dass insbesondere die Kernkraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben wahrnehmen, die auch das Umland Hamburgs weiträumig mit abdecken. Trotzdem war bei der Standortentscheidung für die Kraftwerksbetreiber die räumliche Nähe zu Hamburg wichtig, da dadurch zumindest vor der Liberalisierung in erheblichem Umfang Stromtransportkosten eingespart werden konnten.

**Abbildung 29: Stromversorgung Hamburgs Anfang der 1990er Jahre**



Quelle: HEW 1994

Um das Stadtgebiet von Hamburg ist ein 380-kV-Ring gezogen, der vor allem von den Kernkraftwerken zur Abdeckung der Grundlast gespeist wird. Von Abspannwerken an Netzknotenpunkten führen 110-kV-Leitungen ins Hamburger Stadtgebiet, wo kleinere Mittellast-Heizkraftwerke und zusätzlich einige Spitzenlastkraftwerke zur Versorgung der Stadt beitragen. Auch das Pumpspeicherkraftwerk außerhalb des Stadtgebiets speist direkt in das 110-kV-Netz ein.

Die Stromkreislänge der Freileitungen im Netzgebiet der HEW betrug 1998 immerhin 1.314 km. Davon waren etwa 80 % der Hoch- und Höchstspannungsebene zuzuordnen. Der Verkabelungsgrad lag gemittelt über alle Spannungsebenen bei knapp 92 %. Im 110-kV-Netz betrug der Kabelanteil immer-

hin etwa ein Drittel. Die Höchstspannungsebene war dagegen komplett als Freileitungssystem mit einer durchschnittlichen Belegung von zwei Stromkreisen pro Trasse ausgeführt.

**Tabelle 104: Kraftwerke in Hamburg und im Hamburger Umland (Daten zur Stromerzeugung: 1996)**

	Anzahl Kraftwerke	Netto-Leistung	spezifische Netto-Leistung	Netto-Stromerzeugung	Auslastung
		MW	MW	GWh	h/a
<b>Kraftwerke im Hamburger Stadtgebiet</b>					
Steinkohle/Stk-Mischfeuerung	2	232	116	1.100	4.743
Heizöl	3	274	91	2	8
Erdgas	1	972	972	646	665
Alle Kraftwerke Stadtgebiet	6	1.478	246	1.748	1.183
davon KWK-Anlagen	5	1.326	265	1.748	1.318
<b>Kraftwerke im Hamburger Umland</b>					
Steinkohle/Stk-Mischfeuerung	1	251	251	1.119	4.459
Heizöl	2	378	189	2	6
Kernenergie	4	3.987	997	28.492	7.146
Pumpspeicher	1	120	120	127	1.056
Alle Kraftwerke Umland	8	4.736	592	29.740	6.279
davon KWK-Anlagen	2	881	441	6.101	6.925
<b>Alle Kraftwerke (Stadtgebiet und Umland)</b>	<b>14</b>	<b>6.214</b>	<b>444</b>	<b>31.488</b>	<b>5.067</b>

Quelle: VdEW 1996

**Tabelle 105: Freileitungen und Kabel im Netzgebiet der Hamburgischen Elektrizitätswerke AG (HEW); (Stand: 1998)**

Nennspannungen	Freileitungen		Kabel	Verkabelungsgrad
	Stromkreislänge	Trassenlänge		
kV	km	km	km	%
380	360	180	0	0,0
110	694	k.A.	338	32,8
25	0	0	110	100,0
10	21	k.A.	5.785	99,6
Höchst-, Hoch-, u. Mittelspannung	1.075	k.A.	6.233	85,3
Niederspannung	239	k.A.	8.142	97,1
Gesamtnetz	1.314	k.A.	14.375	91,6

Quelle: VdEW 1998

Zum Netzgebiet der HEW gehören auch die Höchstspannungsleitungs-Verbindungen zwischen dem KKW Brunsbüttel und der Hauptabspannwerk Hamburg-Nord, die Höchstspannungsverbindung zwischen dem Hauptabspannwerk Hamburg-Nord und dem Hauptabspannwerk Hamburg Ost sowie die Höchstspannungsverbindung vom KKW Krümmel zum Hauptabspannwerk Hamburg-Ost (vgl. Ewelt et al. 1974). Alle drei Trassen verlaufen zum größten Teil außerhalb des Hamburger Stadtgebietes. Bei einer durchgängigen Ausführung als Doppelsystem lässt sich eine verbleibende Trassenlänge im Höchstspannungsnetz, die innerhalb des Hamburger Stadtgebietes verläuft, von etwa 52 km schätzen. Wenn außerdem berücksichtigt wird, dass auch die 110-kV-Freileitungen zwischen dem Hauptabspannwerk Hamburg-Nord und den 110-kV-Netzstationen der HEW im nördlichen Hamburger Stadtgebiet sowie die Leitungen zwischen den Kraftwerken Krümmel bzw. Geesthacht und den 110-kV-Netzstationen im südöstlichen Hamburger Stadtgebiet bzw. dem Hauptabspannwerk Hamburg-Ost

ebenfalls zum Teil außerhalb Hamburgs verlaufen (vgl. Abbildung 29), lässt sich für das Stadtgebiet eine Freileitungsdichte auf der Hoch- und Höchstspannungsebene von durchschnittlich etwa 0,5 km Stromkreislänge pro km<sup>2</sup> Gebietsfläche ermitteln. Für die 380-kV-Freileitungen ergibt sich dann eine Dichte von etwa 70 Trassenmetern pro km<sup>2</sup> Gebietsfläche (vgl. VdEW 1998). Im Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland verteilen sich 60.700 km Trassenlänge bezogen auf das gesamte Hoch- und Höchstspannungsnetz auf 357.020 km<sup>2</sup>. Dies ergibt eine durchschnittliche Trassenlänge in Höhe von 17 Trassenmetern pro km<sup>2</sup> Gebietsfläche.

## **5.2 Raumbezogene Wirkungspotenziale einer langfristigen Umgestaltung des Energiesystems**

### **5.2.1 Gewinnung und Bereitstellung der Basis-Rohstoffe für das Stromversorgungssystem sowie der Einsatzbrennstoffe für die Stromerzeugung**

Durch den weitgehenden Verzicht auf die Nutzung fossiler und nuklearer Brennstoffe zur Stromerzeugung ergibt sich ein Entlastungseffekt für die Umwelt, die Siedlungsentwicklung und die Landschaft. Gleichzeitig werden zusätzliche und zum Teil neuartige Flächenansprüche für den Ausbau der Stromerzeugungstechnologien gestellt, die die fossilen und nuklearen Energien langfristig ersetzen sollen. Zum Teil können Altstandorte der Bergbaus oder der Elektrizitätswirtschaft weiter genutzt werden, zum Teil müssen aufgrund der völlig anderen Flächenansprüche neue Standorte erschlossen werden. Erste Ansätze für eine Nutzung von freigewordenen Flächen für regenerative Energien sind bereits heute erkennbar. An einigen Altbergbaustandorten vor allem des ostdeutschen Braunkohlentagebaus werden bereits Konzepte erstellt bzw. umgesetzt, Bergbaufolgelandschaften für die regenerative Stromerzeugung zu nutzen.

In den Regenerativ-Energie-Szenarien wird insbesondere ein Rückgang beim Abbau von Kohle und nuklearen Brennstoffen angenommen. Innerhalb der Grenzen der Bundesrepublik Deutschland betrifft dies vor allem die Infrastruktur für die Bereitstellung von Braunkohle als Einsatzbrennstoff zur Stromerzeugung. Der Braunkohletagebau ist noch nach Aufgabe der bestehenden Gruben räumlich wirksam aufgrund zum Teil langer Zeiträume der Rekultivierung und Revitalisierung. Dieser Zeitraum erstreckt sich noch bis zur Flutung von Restlöchern, die zum Teil erst 40 Jahre nach Beendigung der Bergbautätigkeit abgeschlossen sein wird. Vor allem jedoch entstehen keine weiteren Nutzungsansprüche für den Neuaufschluss von Tagebauflächen. Langfristig erhalten bleiben aufgrund der Beendigung des Braunkohlentagebaus Landschaftsräume vor allem im Rheinland sowie in Mitteldeutschland und in der Lausitz, die bei Fortführung der Braunkohle-Verstromung ansonsten allmählich durch den Braunkohle-Bergbau in Anspruch genommen worden wären.

Der durch die Aufgabe der Kernenergienutzung bewirkte Rückgang der Nachfrage nach Kernbrennstoffen führt nicht in gleichem Umfang zu einer verminderten Nachfrage nach Natururan, da bisher ein hier nicht quantifizierbarer Anteil des deutschen Uranbedarfs aus Sekundärquellen gedeckt worden ist bzw. während der Restlaufzeit der bestehenden Kernkraftwerke noch weiterhin auf dieser Basis versorgt werden wird. Trotzdem ist mit einem erheblichen Umwelt-Entlastungseffekt in Uranförderregionen bzw. in Ländern mit kerntechnischer Industrie zu rechnen, der vor allem durch ein vermindertes Aufkommen nuklearer Produktions- und Gewinnungsrückstände entsteht. Es ist denkbar, dass die bestehende Infrastruktur in Deutschland aus dem Bereich der Kernbrennstoff-Versorgung möglicherweise noch über den Zeitraum der Stilllegung der Kernkraftwerke hinaus weiter genutzt werden könnte, da Kernbrennstoffe international gehandelt werden und entsprechende innerhalb der Bundesrepublik Deutschland angesiedelte Fabriken (Urananreicherungsanlage Gronau und Brennelementefabrik in Lingen) bereits heute zum Teil für den ausländischen Bedarf produzieren und ihre Produktion in Zukunft auch ausschließlich auf die ausländische Nachfrage ausrichten könnten. Wahrscheinlicher wäre jedoch eine Standortverlagerung, da bisherige Standortvorteile entfallen.

Der Rückgang des Steinkohlebergbaus im Inland ist bereits seit mehreren Jahrzehnten im Gange und wird bisher nur durch staatliche Stützungsmaßnahmen soweit gedämpft, dass die betroffenen Regionen eine Chance erhalten, den notwendigen Erneuerungsprozess sozialverträglich zu gestalten. Dieser Prozess würde im Übrigen auch bei einer Entwicklung ähnlich verlaufen, die Energieszenarien entspräche, die mit einer zukünftig ungebremsten Steinkohle-Verstromung rechnen, da auch unter diesen Voraussetzungen davon auszugehen ist, dass langfristig in Deutschland keine Steinkohle mehr gefördert werden würde (vgl. Prognos 2002).

Windkraftanlagen, Solaranlagen und Geothermie-Anlagen benötigen keine Brennstoffe, aber einen gemessen an dem Energienutzen der Anlagen während der gesamten technischen Lebensdauer spezifisch höheren stofflichen Aufwand für die Anlagenherstellung als Wärmekraftwerke. Eine relevante Flächeninanspruchnahme, die unter Umständen raumbedeutsam sein kann, entsteht lediglich durch den Bedarf an Fabriken für die Anlagenproduktion und durch die Bau- bzw. Rohstoffgewinnung (z.B. Silizium oder Stahl) (vgl. Nitsch et al. 2004).

In Regenerativ-Energie-Szenarien bilden Bioenergieträger abgesehen von regenerativ erzeugtem Wasserstoff die einzige neuartige Brennstoffbasis für die Stromerzeugung. Die räumliche Verteilung der Flächen und Infrastrukturen für die Bereitstellung von Bioenergieträgern hängt vom zukünftigen Bioenergie-Brennstoff-Mix, vom Anteil an Import-Biomasse und von der räumlichen Verteilung des potenziellen Biomasse-Aufkommens ab. Alle hier betrachteten Szenarienrechnungen beruhen auf der Annahme, dass für die Stromerzeugung in Kraftwerken mit Standort in der Bundesrepublik Deutschland ausschließlich Roh-Biomasse und Bioenergieträger deutschen Ursprungs verwendet werden. Denkbar und heute zum Teil bereits üblich ist aber auch der Import von Bioenergieträgern, wodurch die Rohstoffbasis und damit der Spielraum für die regenerative Stromerzeugung erheblich erweitert werden würde. Durch die Wahrnehmung dieser Option würde im Übrigen auch die Raumstruktur der Stromerzeugung auf Basis von Bioenergieträgern beeinflusst. Für die räumliche Verteilung der Biomasse-Potenziale sind die Einflussfaktoren mit einiger Sicherheit zu bestimmen, weniger jedoch bezogen auf langfristige Betrachtungshorizonte die räumliche Verteilung der Potenziale als solche. Da das Aufkommen von Abfall-Biomasse weitgehend mit der Bevölkerungsdichte korreliert, konzentriert sich dieses eher auf städtische Räume, während Waldrestholz, Anbau-Biomasse und landwirtschaftliche Reststoffe vor allem im ländlichen Raum gewonnen werden können. In der Summe ist potenzialseitig eine räumlich weitgehend gleichmäßige Verteilung möglich.

Die Gesamt-Flächenbeanspruchung für die Bereitstellung von Bioenergieträgern kann allenfalls in einer Bandbreite angegeben werden, da die Vielfalt der Biomasse-Rohstoffe bzw. Bioenergieträger, die für den Einsatz zur Stromerzeugung in Frage kommen, außerordentlich hoch ist und durch die Regenerativ-Energie-Szenarien nicht näher eingegrenzt wird. Der entscheidende Faktor ist der Anteil der Anbau-Biomasse am Gesamt-Mix der Bioenergieträger, die für die Stromerzeugung eingesetzt werden. Da sowohl Bioenergie-Sub-Szenarien denkbar sind, die die Energiepflanzen-Potenziale ganz ausschöpfen als auch solche, bei denen ausschließlich Abfälle und Reststoffe genutzt werden, ist eine Flächeninanspruchnahme in sehr unterschiedlichen Größenordnungen denkbar. Wie in Kapitel 4.5.2.1 gezeigt wurde, kann die landwirtschaftliche Fläche, die zur Deckung des Brennstoffbedarfs von Biomasse-Kraftwerken im Jahre 2050 in Anspruch genommen wird, eine Größenordnung von 2,3 Mio. ha

bezogen auf das RRO-2-Szenario des IER annehmen, obwohl der Anteil der Stromerzeugung aus Anbaubiomasse an der Gesamtstromerzeugung im selben Jahr nur 3,6 % beträgt. Im Szenario UBA-NH ist die Biomasse-Brennstoffausnutzung den hier getroffenen Annahmen entsprechend deutlich besser, so dass auch die landwirtschaftliche Flächeninanspruchnahme pro erzeugte Strommenge geringer ist. Die Bereitstellung von Reststoffen beansprucht mit Ausnahme der Bereitstellung von Waldrestholz keine oder nur in einem vernachlässigbaren Umfang zusätzliche Flächen, weil eine entsprechende Infrastruktur für die Entsorgung oder Verwertung dieser Stoffe ohnehin benötigt werden würde.

Wie bereits erwähnt, erreicht regenerativ erzeugter Wasserstoff im RRO-2-Szenario des IER ab dem Jahre 2010 einen zunehmenden Anteil als Einsatzenergieträger zur Stromerzeugung. Bis zum Zieljahr 2050 wird die Erdgasverstromung in diesem Szenario durch Wasserstoff vollkommen verdrängt. Auch für Endenergieanwendungen verbleibt insgesamt nur noch ein Rest-Erdgas-Verbrauch in Höhe von 167 PJ. Im UBA-NH-Szenario dagegen spielt Erdgas bis zum Ende des Betrachtungszeitraums sowohl für die Stromerzeugung als auch als Endenergieträger eine wichtige Rolle. Der Primärenergieverbrauch beträgt auch im Jahr 2050 noch 2.450 PJ. Wasserstoff dagegen wird in einer Größenordnung von weniger als 230 PJ nicht wie im Szenario RRO 2 zur Stromerzeugung, sondern ausschließlich für Endenergieanwendungen genutzt.

Langfristig ersetzt jedoch in beiden Szenarien der Wasserstoff allmählich das Erdgas, wodurch entsprechende Infrastruktur-Anpassungen im Bereich der Produktion, des Transports und der Speicherung notwendig werden. In diesem Zusammenhang spielt es für die Umsetzung der energiepolitischen Konzepte, die durch die Regenerativ-Energie-Szenarien beschrieben werden, eine wichtige Rolle, ob und in welchem Umfang Investitionen in den Ausbau der Erdgasinfrastruktur auch für Wasserstoff genutzt werden können. Technisch ist dies möglich, da Anpassungen der Transport- und Speichersysteme sowie der erdgasverbrauchenden Anlagen- und Gerätetechnik über einen längeren Zeitraum allmählich erfolgen können. Innerhalb dieses Übergangszeitraums kann es zusätzlich aber auch notwendig sein, das Versorgungssystem in seiner räumlichen Struktur an neue Anforderungen anzupassen. Bei leitungsgebundenen Systemen beeinflussen die Lagebeziehungen zwischen den Standorten der Energieproduktion entweder in Form von Erdgas oder Wasserstoff einerseits und den Verbrauchsschwerpunkten andererseits durch die Richtung und den Umfang der jeweils zu bewältigenden Energie- und Volumenströme den Infrastrukturbedarf nach Art, räumlicher Verteilung und Kapazität ebenso wie die Auslastung bestehender Anlagen. Die Wirtschaftlichkeit der Gasversorgung hängt in ganz entscheidendem Masse von der Auslastung der Versorgungsinfrastrukturen ab. Zudem sind Investitionen in leistungsgebundene Versorgungssysteme nur dann wirtschaftlich, wenn sie über einen sehr langen Zeitraum abgeschrieben werden können. Dabei ist als Randbedingung zu beachten, dass Erdgasproduzenten und Händler Infrastrukturinvestitionen bei Abschluß von Erdgaslieferverträgen üblicherweise durch sogenannte „take or pay“-Klauseln absichern, die die Abnehmer langfristig an die kontrahierten Liefermengen binden.

In der Übergangsphase zur regenerativen Wasserstoffenergiewirtschaft nimmt der Erdgasbedarf des Energiesystems für den Antrieb von Kraftfahrzeugen und für die Stromerzeugung bei gleichzeitig stagnierendem Verbrauch für Niedertemperaturwärme insgesamt zu. Dementsprechend steigt im



RRO-2-Szenario des IER der Gesamt-Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahre 2000 zunächst um beinahe 10 % an, um dann bis zum Zieljahr 2050 auf 5 % des Ausgangswertes zurückzugehen. Im UBA-NH-Szenario erhöht sich der Erdgas-Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahre 2000 sogar um ca. 40 % und fällt dann im Zeitraum von 2030 bis 2050 auf knapp 80 % des Verbrauchs von 2000.

Aus beiden Szenarien resultiert in der Übergangsperiode bis 2020 bzw. 2030 ein zusätzlicher Infrastrukturbedarf für die Erdgasbereitstellung über die gesamte Bereitstellungskette von der Förderung bis zum Transport, der aber langfristig stark zurückgeht, falls nicht Ersatzenergieträger wie Wasserstoff oder in geringerem Umfang auch Biogas in das System eingespeist werden. Wie bereits in Kapitel 4.4.2 dargestellt, wird erwartet, dass die Erdgasgewinnung in Deutschland ab 2010 soweit zurückgefahren wird, dass der Erdgas-Importanteil bezogen auf den deutschen Bedarf im Jahre 2020 bereits mehr als 90 % beträgt. Eine ähnliche Entwicklung wird für den gesamten europäischen Erdgasmarkt vorausgesagt. Für die langfristige Erdgas-Versorgung des europäischen Marktes kommen aus wirtschaftlichen Gründen nur sehr große Felder (sog. „giants“ oder „super giants“)<sup>3</sup> in Frage, da nur durch die Nutzung von Skaleneffekten bei der Förderung die mit den größer werden Entfernungen stark steigenden Transportkosten kompensiert werden können (Rempel 2003). Die meisten dieser sehr großen Erdgasfelder liegen in den GUS-Staaten, einige aber auch in OPEC-Mitgliedsstaaten. Die Transportentfernungen zur deutschen Grenze betragen bis zu 5.000 km (vgl. Tabelle 106).

Ein hoher Material- und Kosten-Aufwand ist für den Leitungsbau vor allem für den Ferntransport von Erdgas aus den GUS-Staaten bis zur Einspeisung in das deutsche Ferntransportnetz erforderlich. Diese Infrastruktur, die in wesentlichen Teilen erst noch aufgebaut und in einem Zeitraum ab 2010 allmählich in vollem Umfang genutzt werden kann, wird im Zeitraum 2020 (bzw. 2030) bis 2050 zunehmend weniger ausgelastet, wenn unterstellt wird, dass sich eine ähnliche energiepolitische und energiewirtschaftliche Entwicklung wie in der Bundesrepublik Deutschland auch in den westeuropäischen Nachbarländern einstellt. Die Erdgasproduzenten in den zukünftigen Importländern werden jedoch den Ausbau der Versorgungsinfrastruktur nur unter den marktüblichen Bedingungen einer Absicherung ihrer Investitionen durch langfristige vertragliche Bindungen finanzieren.

In den hier betrachteten Regenerativ-Energie-Szenarien dient die Produktion von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom zum Ausgleich der Leistungsschwankungen durch fluktuierende Netzeinspeisung, zur Speicherung von Erzeugungsüberschüssen und im RRO-2-Szenario des IER außerdem auch der Sekundär-Energiebereitstellung für den Betrieb von Brennstoffzellen-Stromerzeugern. Ab 2030 wird ein Anteil an der dargebotsabhängigen Stromerzeugung in Höhe von 5 bzw. von ca. 14 TWh und im Jahr 2050 in Höhe von 57 bzw. 85 TWh zur Wasserstoffproduktion genutzt. Bei einem für das Jahr 2050 angenommenen Nutzungsgrad der Elektrolyse in Höhe von 75 % (vgl. Nitsch 2002 a) ergibt sich eine Wasserstoffproduktion in Deutschland aus regenerativem Strom in einer Größenordnung von 43 bzw. 64 TWh. Dieser Wasserstoff wird entweder direkt als Endenergie z.B. in flüssiger

---

<sup>3</sup> Giants sind definiert als Felder mit Reserven von mehr als 100 G.m<sup>3</sup>, Supergiants sind Felder mit Reserven von mehr als 1.000 G.m<sup>3</sup>.

Form zum Antrieb von Fahrzeugen oder gasförmig zur Rückverstromung vor allem in Brennstoffzellen-Anlagen eingesetzt.

**Tabelle 106: Wichtigste Erdgasfelder („supergiants“) im Europäischen Erdgasmarkt und Nahen Osten**

Land	Region	Feld	Entfernung deutsche Grenze km	Produktionsbeginn	Reserven		Förderung 1999 G.m <sup>3</sup>	Bemerkungen
					ursprünglich G.m <sup>3</sup>	1999 G.m <sup>3</sup>		
Niederlande		Groningen	ca. 10	1963	2.800	1.300	28,4	
Norwegen		Troll	ca. 1.000	1996	1.300	1.150	45	
Russland	West-Sibirien	Urengoy	ca. 5.000	1978	5.970	2.980	200	
		Jamburg		1986	4.280	3.170	176	
	Jamal-Halbinsel	Medweschje		1972	1.550	500	50	
		Bovanenکو	ca. 4.200		4.400			
		Zapoljamoje			2.630			
		Charasoveskoje			1.200			
		Leningradskoje			1.200			offshore Kara-See
	Wolga-Ural	Orenburg	ca. 3.500	1971	1.800	870	24,7	Sauergas+Kondensat
		Atrachan	ca. 3.500	1986	6.000 <sup>1)</sup>	5.950	8,7	Sauergas+Kondensat
	Barents-See	Stockman	ca. 3.000		2.150			offshore
Kasachstan		Kasachstanganak	ca. 3.500	1984	1.330	1.300	3,6	Sauergas+Kondensat
Turkmenistan		Dauletabad-Donmes	ca. 5.000	1982	1.060	700	12	
Algerien		Hassi R'Mel	ca. 2.800	1966	2.500		90	
Iran		Pars South <sup>2)</sup>	ca. 5.000		9.900			offshore
		Kangan			1.420			
		Marun			1.140			
Katar		North Field <sup>2)</sup>	ca. 5.000		10.800		20,1	offshore
Kuwait		Burgan	ca. 5.000		2.050			

<sup>1)</sup> davon 3.000 G.m<sup>3</sup> Kohlenwasserstoffe, außerdem H<sub>2</sub>S und CO<sub>2</sub>

<sup>2)</sup> Pars South und North Field sind der iranische bzw. Katar-Anteil am größten Erdgasfeld der Welt

Quelle: BGR 2003

Die Stromerzeugung aus Wasserstoff beträgt bezogen auf das Jahr 2050 im RRO-2-Szenario insgesamt 124 TWh. Bei einem angenommenen Nutzungsgrad von 60 % für die Wasserstoff-Verstromung ergibt sich im Jahr 2050 ein Wasserstoffbedarf für die Elektrizitätswirtschaft in Höhe von insgesamt 59 bzw. 200 TWh. Im Szenario RRO-2 muss demnach am Ende des Prognosezeitraums ca. zwei Drittel der für die Verstromung eingesetzten Wasserstoffmenge im Ausland erzeugt und nach Deutschland importiert werden. Daher ist es erforderlich, sowohl für den Wasserstoffimport als auch für den Transport, die Speicherung und die Verteilung von Wasserstoff, der in Deutschland produziert wird, die notwendige Infrastruktur bereit zu stellen.

Im RRO-2-Szenario wird der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung, der im Jahr 2000 etwa 100 TWh betrug, bis zum Jahr 2050 durch Wasserstoff nahezu vollständig verdrängt. Prinzipiell kann die bestehende Erdgas-Infrastruktur auch für gasförmigen Wasserstoff genutzt werden, soweit genügend Wasserstoff zur Verfügung steht, um den Erdgasbedarf zu substituieren. Bezogen auf den Brennstoffbedarf für die Stromerzeugung steigt jedoch der Infrastrukturbedarf allein schon aufgrund der größeren durch Wasserstoff im Jahre 2050 bereit zu stellenden Energiemenge (200 TWh) im Vergleich zu dem im Jahre 2000 durch Erdgas gedeckten Energiebedarf für die Stromerzeugung (100 TWh).

Im RRO-2-Szenario wird die Wasserstoff-Produktion ebenso wie die nachgeschaltete Wasserstoff-Infrastruktur schrittweise ausgebaut. Daher wäre es erforderlich, die bestehende Gasversorgung zunächst aufrecht zu erhalten, während eine Wasserstoff-Versorgung aufgebaut wird, da der Wasserstoff das Erdgas als Endenergie auch bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes nicht vollständig ersetzt (vgl. IER 2002).

Insbesondere für große Offshore-Windparks ist die Umwandlung des Stroms in Wasserstoff eine interessante Option, da bei vollständiger Nutzung zur Wasserstoffproduktion die entsprechenden Windkraft-Kapazitäten keinen Anschluss an das elektrische Netz benötigen. Dadurch könnten das Strom-Verbundnetz entlastet und ansonsten erforderliche Netz-Ausbaumaßnahmen vermieden werden. Stattdessen wäre es dann allerdings erforderlich, auf dem Meer eine Infrastruktur für die direkte Umwandlung von Strom in Wasserstoff und zum Abtransport an Land aufzubauen. Problematisch wäre dabei, dass in größerem Umfang zusätzliche Gas-Pipelines von den Offshore-Windparks zur Küste verlegt und an das Gas-Transportnetz auf dem Festland angeschlossen werden müssten. Dies wäre aufgrund der Vielzahl räumlich weit verteilter Windpark-Standorte und des ökologisch besonders sensiblen Küsten-Nahbereichs ebenso schwer zu realisieren, wie die Stromnetzanbindung per Seekabel. Anzustreben wäre im Falle des Pipeline-Transportes eine Bündelung des Gastransportes in einer gemeinsamen Trasse oder sogar in einer gemeinsamen Sammel-Pipeline. Dies würde aber eine Kooperation und Koordination der Planungen der einzelnen an der Projektierung beteiligten Konsortien erfordern. Eine mögliche Alternative wäre die Verflüssigung des Wasserstoffs Offshore und der Transport des verflüssigten Wasserstoffs per Schiff. Allerdings wäre diese Lösung mit weiteren Umwandlungsverlusten verbunden und erheblich kostenaufwändiger. Zudem sind Fragen der technischen Machbarkeit der Umladung des Flüssig-Wasserstoffs auf dem Meer sowie des Seetransports großer Flüssig-Wasserstoffmengen noch zu klären.

Bei ausschließlicher Nutzung von Offshore-Windstrom zur elektrolytischen Wasserstofferzeugung und bei 3.000 durchschnittlichen Netto-Vollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks ergäbe sich laut RRO 2-Szenario eine Windpark-Leistung in Höhe von insgesamt 4,7 GW (2030) und 28 GW (2050), die zur Wasserstoffproduktion genutzt werden würde. Bis 2020 sollen laut Szenario RRO 2 in Deutschland insgesamt bereits Windenergieanlagen mit einer Kapazität in Höhe von 28 GW und bis 2030 in Höhe von 49 GW installiert sein, wovon jeweils ein nicht näher spezifizierter Anteil auf Offshore-Kapazitäten entfällt (vgl. IER 2002).

Zwar bietet sich die Kombination der Offshore-Windenergienutzung mit der Wasserelektrolyse auf dem Meer als Lösung für die Probleme der Netzintegration großer fluktuierender elektrischer Leistungen an. Diese Art der räumlichen und funktionalen Zuordnung zwischen Stromerzeugern und Elektrolyseuren ist jedoch durch das Szenario nicht zwingend vorgegeben. Elektrolyseure können entweder zentral mit hoher Umwandlungskapazität in räumlicher Nähe zu großen Stromerzeugern wie z.B. Offshore-Windparks oder eher dezentral und angepaßt an Verbrauchsschwerpunkten (HKW und BHKW mit Nahwärmenetzen, Tankstellen, Industriebetriebe) angeordnet werden (vgl. Nitsch 2002 a). Ebenso wäre es vorstellbar, zentrale und landgestützte Elektrolyseeinheiten aufzubauen, die flexibel Dargebotsschwankungen im Gesamtnetz bzw. in regionalen Netzgebieten auffangen können. Solche Anlagen wären wie andere Verbraucher an die ihrer Kapazität entsprechende Netzebene angebunden. Welche Variante ökonomisch und unter dem Aspekt der Stromnetz-Stabilität am günstigsten wäre, müsste wie andere Fragen im Rahmen einer detaillierteren und räumlich differenzierten Systemanalyse ermittelt werden.

## 5.2.2 Überkapazitäten und Kraftwerksauslastung in Abhängigkeit vom Erzeugungsmix und elektrolytischer Wasserstoffproduktion aus regenerativ erzeugtem Strom

Da die Windenergie und die solare Strahlungsenergie, deren Dargebot aufgrund natürlicher Einflussfaktoren besonders stark schwankt, im Vergleich mit den anderen regenerativen Energien in Deutschland sehr hohe technische Strom-Erzeugungspotenziale aufweisen, erreichen sie in den Regenerativ-Energie-Szenarien einen hohen Kapazitätsanteil. Um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können, müssen den Windenergie- und Photovoltaikanlagen in ausreichendem Umfang steuerbare Kraftwerke zur Seite gestellt werden<sup>4</sup>. In der Summe kann dies je nach Ausgestaltung der Szenarioparameter zu einer hohen Überkapazität des Kraftwerksparks in Relation zur Stromnachfrage führen. In Abhängigkeit von der jeweils benötigten Reserve- und Regelleistung und dem Anteil fluktuierender Stromerzeuger geht die durchschnittliche Auslastung des gesamten Kraftwerksparks zurück.

In den betrachteten Regenerativ-Energie-Szenarien wird im Jahre 2050 eine Strommenge mit stark fluktuierender und dargebotsabhängiger Leistung in einer Bandbreite von 136 TWh (UBA-NH-Szenario) bis zu 146 TWh (IER RRO 2-Szenario) erzeugt. Das entspricht in der Summe jeweils einem Anteil in Höhe von 26 bis 28 % an der gesamten Netto-Strombereitstellung für die Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2050. Der insgesamt in Deutschland installierten Windenergie- und Photovoltaikleistung in Höhe von 68 GW (IER RRO 2) bzw. 72 GW (UBA-NH) steht ein Mix aus fossilen und sonstigen regenerativen Kraftwerken mit einer Gesamtkapazität (einschl. REG-Import-Kapazität) von 87 GW (UBA-NH) bzw. von bis zu 128 GW (IER RRO 2) gegenüber.

In den Regenerativ-Energie-Szenarien übertrifft im Jahre 2050 die gesamte installierte Kraftwerksleistung inkl. der Stromerzeuger für den REG-Strom-Import mit Standort im Ausland (in Höhe von 159 GW beim UBA-NH-Szenario bis zu 196 GW bei IER RRO-2-Szenario) diejenige des heutigen Kraftwerksparks um den Faktor 1,3 im UBA-NH-Szenario bzw. um den Faktor 1,7 im Szenario RRO 2 des IER. Diese Zunahme der Kraftwerksleistung wird notwendig, obwohl die Netto-Stromerzeugung im IER-RRO-2-Szenario im gleichen Zeitraum nur um 7 % ansteigt bzw. im UBA-NH-Szenario sogar um 9 % zurückgeht und der Endenergiebedarf Strom in allen Szenarien als rückläufig angenommen wird, und zwar um 9 % in den IER-Szenarien und um immerhin 20 % im UBA-NH-Szenario (vgl. Tabelle 107). Die durchschnittliche Auslastung des gesamten Kraftwerksparks sinkt dem überproportionalen Kapazitätswachstum entsprechend im IER-RRO-2-Szenario ausgehend von 4.500 Volllaststunden im Jahre 2000 auf nur noch 2.800 Volllaststunden im Jahre 2050 besonders stark. Ebenso tragen die steuerbaren Kraftwerke im Jahre 2000 mit 4.800, im Jahr 2050 jedoch nur noch mit 2.800 durchschnittlichen Jahres-Vollbenutzungsstunden zur Bedarfsdeckung bei. Die geringe Auslastung der steuerbaren Anlagen lässt vermuten, dass sie zu großen Teilen zu Reserve- und Regelungszwecken benötigt werden<sup>5</sup>. Das Verhältnis zwischen Kraftwerks-Gesamt-Kapazität zu der Netz-Höchstlast, das

---

<sup>4</sup> Steuerbare Kraftwerke sind - meist brennstoffbasierte - Stromerzeuger, deren Leistung an den momentanen Bedarf angepasst werden kann.

<sup>5</sup> Dabei ist zu beachten, dass im Szenario RRO 2 der KWK-Anteil an der in Deutschland insgesamt installierten steuerbaren Leistung bezogen auf das Jahr 2050 immerhin 85 % beträgt. Um für Regelungszwecke einsetzbar zu sein, müssten die KWK-

im Jahr 2000 noch bei 1,5 lag, steigt im Szenario RRO 2 bis zum Jahr 2050 auf einen Wert in der Größenordnung von etwa 2,8 an. Deutlich besser sind die Kraftwerke im UBA-NH-Szenario mit durchschnittlich 3.560 h/a ausgelastet (vgl. Tabelle 107).

**Tabelle 107: Lastdeckung und Kraftwerksauslastung in ausgewählten Langfrist-Klimaschutz-Szenarien (2050)**

	2000	2050		2000	2050		2000	2050	
		IER RRO 2	UBA-NH		IER RRO 2	UBA-NH		IER RRO 2	UBA-NH
	Kraftwerkskapazität (GW)			Stromerzeugung (TWh)			Vollbenutzungsstunden (h/a)		
REG Inland, stark fluktuierend	6	68	73	9	146	136	1.508	2.152	1.880
REG-Strom-Import	0	38	15	0	156	83	0	4.104	5.593
Wasserkraft Inland	9	11	10	26	29	25	2.865	2.581	2.605
steuerbare Kraftwerke Inland *)	103	79	59	498	224	231	4.817	2.844	3.902
<b>Summe</b>	<b>118</b>	<b>196</b>	<b>156</b>	<b>532</b>	<b>556</b>	<b>475</b>	<b>4.500</b>	<b>2.833</b>	<b>3.557</b>
	Netz-Höchstlast/ Kapazität (GW)			Netto-Stromverbrauch (TWh)			Jahresbenutzungsdauer (h/a)		
Elektrolyse	0	k.A.	k.A.	0	85	57	0	k.A.	k.A.
öffentliche Stromversorgung	77	70	62	478	435	383	6.217	k.A.	k.A.

Quelle: IER 2002, Förster 2004; DLR/WI 2002

Für die Einschätzung der Raumwirkung des überproportionalen Anstiegs der Kraftwerksleistung bis zum Zieljahr 2050 insbesondere des Szenarios RRO-2 ist wichtig, dass ein Anteil von beinahe einem Fünftel (37,9 GW) dieser Kapazitäten im Ausland aufgestellt ist und somit aus deutscher Perspektive nur indirekt über den Einfluss auf die Stromgestehungskosten und über die zusätzlich benötigten Stromtransportkapazitäten Raumwirkungen entfalten kann. Ein Teil der potenziellen Raumwirkungen der Stromerzeugung werden somit exportiert, während auf der anderen Seite der Ersatz fossiler und nuklearer Brennstoff-Importe, die zurzeit für die Befuerung der deutschen Kraftwerke benötigt werden, durch die Nutzung regenerativer Primär-Energieströme in Deutschland einer „territorialen Internalisierung“ von Raumwirkungen gleichkommt. Deutlich geringere Anteile als im Szenario RRO 2 erreichen die Import-Kapazitäten mit 9 % im UBA-NH-Szenario, so dass dort die Umstrukturierung des Kraftwerksparks in deutlich geringerem Umfang mit einer Verlagerung ins Ausland einhergeht.

Die Gesamtkapazität aller Stromerzeuger mit Standort in Deutschland in den betrachteten Szenarien liegt für das Zieljahr 2050 zwischen 141 und 158 GW und variiert damit nur noch um wenige Prozentpunkte (um +/- 5 %). Sie übersteigt die Kapazität des heutigen Kraftwerksparks aber immer noch um den Faktor 1,2 bis 1,3, so dass die raumbedeutsamen Effekte der Umstrukturierung je nach Kraftwerkstyp, Standortverteilung und Kraftwerksgröße unter Umständen beträchtlich sein können.

Anlagen hauptsächlich stromgeführt betrieben werden. Ergänzend können auch Wasserkraftwerke mit entsprechender Speicherkapazität zu Regelungszwecken eingesetzt werden. Dazu könnten zusätzliche Wasserkraftpotenziale in Norwegen und möglicherweise auch in den GUS-Ländern erschlossen werden.

Die Gesamtkapazität der Kraftwerke mit Standort innerhalb der Bundesrepublik Deutschland übersteigt die Netzhöchstlast um den Faktor 2,2 bis 2,3. Zu dieser überproportional hohen Kraftwerksleistung trägt aber bei, dass ein Anteil an der Nettostromerzeugung in Höhe von zunächst 2,5 bis 3 % im Jahre 2030 und dann von 12 bis 17 % im Jahre 2050 zur elektrolytischen Wasserstoffproduktion benötigt wird. Der Kapazitätsanteil der Kraftwerke, der dieser Stromerzeugung zuzurechnen ist, kann für das Szenario des IER nicht exakt beziffert werden, da nicht bekannt ist, welche Stromerzeuger dort mit welcher Auslastung für die Elektrolyse arbeiten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass für die Wasserstoffproduktion vor allem die fluktuierende Stromerzeugung eingesetzt werden würde. Wird die durchschnittliche Auslastung der Photovoltaik- und Windenergieanlagen des Szenarios RRO 2 im Jahre 2050 in Höhe von 2.150 h/a als Berechnungsbasis herangezogen, ergibt sich eine Anlagenleistung in Höhe von 39,5 GW, die rechnerisch der Wasserstoffherzeugung zuzuordnen ist. Die restliche Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland in Höhe von 119 GW, die direkt zur Deckung des Strom-Endenergiebedarfs genutzt wird, übersteigt die Jahreshöchstlast demzufolge nur noch um den Faktor 1,7 und liegt damit in der Größenordnung des heutigen Stromversorgungssystems in Deutschland. Die Kraftwerkskapazität, die für die Elektrolyse benötigt wird, ersetzt durch die Wasserstoffproduktion im Wesentlichen fossile Energie-Rohstoffquellen u.a. für den Einsatz im Verkehrssektor, die für den heutigen deutschen Bedarf nur zu einem geringen Teil in Deutschland verfügbar sind, zum größten Teil aber importiert werden müssen. In diesem Falle wird also die Energiebasis der Volkswirtschaft vom Energieträger-Import zur heimischen Produktion verlagert.

### **5.2.3 Raumbezogene Belastungs- und Entlastungspotenziale durch Ersatz und Zubau von Stromerzeugungskapazitäten**

Würde das Stromversorgungssystem den Regenerativ-Energie-Szenarien entsprechend umgestaltet werden, würden zunächst durch die Stilllegung und den Rückbau von fossilen und nuklearen Kraftwerken Flächen frei werden, die dann für eine Folgenutzung verfügbar wären.

Besonders stark ausgeprägt ist dieser Rückbau beim Szenario RRO 2 des IER, das sich fast ausschließlich auf regenerative Energie stützt. Innerhalb des Szenario-Zeitraums werden demnach mit Ausnahme einiger weniger Reserveanlagen sämtliche fossilen und nuklearen Kraftwerke stillgelegt, wodurch nach Rück- bzw. Umbau der Anlagen insgesamt mehrere hundert Kraftwerksstandorte mit einer Gesamtgrundstücksfläche in Höhe von etwa 20 km<sup>2</sup> einer anderweitigen Nutzung zugeführt werden können. Ein hoher Anteil von Kraftwerksgrundstücken, für die eine Folgenutzung gesucht werden würde, befindet sich innerhalb von Industrie-, Gewerbe- und Hafengebieten in städtischen Lagen.

Der Rückbau der Kernkraftwerke wird eine Aufgabe sein, die innerhalb des Szenario-Zeitraums zu bewältigen ist und vollständig voraussichtlich erst in den 40er Jahren abgeschlossen sein wird. Die nach Stilllegung der Kernkraftwerke verbleibenden radioaktiven Abfälle müssen am Standort zwischengelagert werden, bis die Wärmeentwicklung der abgebrannten Brennelemente so weit abgeklungen ist, dass sie für die Endlagerung konditioniert werden können. Bis zu diesem Zeitpunkt müssen entsprechende Endlagerkapazitäten bereitgestellt werden. Erst nach Abschluss der Rückbauphase werden die Kernkraftwerks-Standorte wieder uneingeschränkt für Folgenutzungen zur Verfügung stehen, soweit die Anlagen sich nicht im sicheren Einschluss befinden.

In den Regenerativ-Energie-Szenarien erhöht sich die Zahl der Erzeugungseinheiten deutlich im Vergleich zu der heutigen Kraftwerks-Struktur. Während die Zahl der konventionellen Anlagen (fossile und nukleare Wärmekraftwerke, Motorheizkraftwerke und Wasserkraftwerke) im Jahr 2000 bei insgesamt etwa 13.600 Anlagen lag, steigt die Gesamtzahl der Stromerzeuger ohne Berücksichtigung von Anlagen, die für den Stromimport produzieren und ihren Standort im Ausland haben, bis zum Jahr 2050 auf insgesamt etwa 150.000 (UBA-NH-Szenario) bis 220.000 Anlagen (IER RRO 2-Szenario) an (vgl. Tabelle 108). Dabei verändert sich auch die spezifische Leistungsgröße sehr deutlich. Im Jahr 2000 lag die durchschnittliche Kapazität konventioneller brennstoffbasierter Stromerzeuger (inkl. BHKW) zusammen mit den Wasserkraftwerken bei durchschnittlich 8 MW. Die Stromerzeugung wurde jedoch eindeutig dominiert von mittleren und großen fossilen und nuklearen Wärmekraftwerken, die ihrerseits insgesamt eine durchschnittliche Anlagenkapazität von 320 MW hatten.

Im Jahre 2050 liegt in den Regenerativ-Energie-Szenarien die durchschnittliche Kapazität aller Stromerzeuger mit Standort in Deutschland bei deutlich unter 1 MW. Zu beachten ist bei der Interpretation dieser Daten außerdem, dass Anlagen kleiner Leistung (durchschnittlich < 1 MW<sub>el</sub>) nicht nur die Anzahl der Kraftwerke dominieren, sondern darüber hinaus auch einen Anteil an der Gesamt-Kapazität des jeweiligen Kraftwerksparks zwischen 66 und 89 % einnehmen und somit die Kraftwerksstruktur in erheblichem Umfang prägen.

**Tabelle 108: Anzahl, Netto-Leistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeugungsanlagen in den ausgewählten Regenerativ-Energie-Szenarien im Jahr 2050**

	IER RRO 2 2050			UBA-NH 2050		
	Leistung insgesamt	Anzahl Anlagen	anlagen-spezifische Leistung	Leistung insgesamt	Anzahl Anlagen	anlagen-spezifische Leistung
	GW		MW	GW		MW
Wasserkraft	11,3	7.600	1,5	9,7	5.900	1,6
Windenergie Onshore	29,2	8.900	3,3	21,3	7.100	3,0
Windenergie Offshore	29,2	5.800	5,0	21,3	4.300	4,9
PV	9,6	154.000	0,1	30,0	120.000	0,3
Geothermie	9,4	190	49,3	3,8	1000	3,8
Biomasse/-gas/Müll	12,5	4.600	2,7	7,5	1.500	5,0
Wasserstoff	48,6	11.800	4,1	0,0	0	0,0
Fossile BHKW	0,04	72	0,5	7,0	15.103	0,5
Fossile (Heiz-)Kraftwerke	8,8	53	165,4	42,5	761	55,9
<b>Kraftwerke im Inland insgesamt</b>	<b>158,5</b>	<b>193.015</b>	<b>0,8</b>	<b>142,9</b>	<b>155.664</b>	<b>0,9</b>
<b>Anlagen kleiner Leistung</b>	<b>140,3</b>	<b>192.772</b>	<b>0,7</b>	<b>93,4</b>	<b>139.800</b>	<b>0,7</b>
<b>Anlagen mittlerer Leistung</b>	<b>18,1</b>	<b>243</b>	<b>74,6</b>	<b>42,5</b>	<b>761</b>	<b>55,9</b>

Quelle: IER 2002, Fahl 2004, DLR/WI 2002, ergänzt durch eigene Annahmen

Insgesamt ergibt sich durch die Umgestaltung der Kraftwerksstruktur eine deutliche Veränderung der räumlichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten. Dabei verändert sich insbesondere auch die räumliche Lage der Kraftwerksstandorte in Relation zu den Lastzentren, soweit nicht eine allmähliche Anpassung durch räumliche Verlagerung der Verbrauchsschwerpunkte, die dann allerdings schon inner-

halb des Szenariozeitraums wirksam werden müsste, angenommen werden kann. Die neue Kraftwerksstruktur besteht aus einer Mischung aus verbrauchernahen kleinen bis mittleren Stromerzeugern aus Photovoltaik, Bioenergie, Wasserstoff- und geothermischen Kraft-Wärme-Kopplungs-Einheiten, einigen wenigen großen fossilen Kondensationskraftwerken für Ausgleichs- und Reservelieferung und Windparks, die tendenziell eher abseits von Verbrauchszentren, aber auch im Außenbereich von größeren Städten bzw. von Ballungsrandzongemeinden installiert sind.

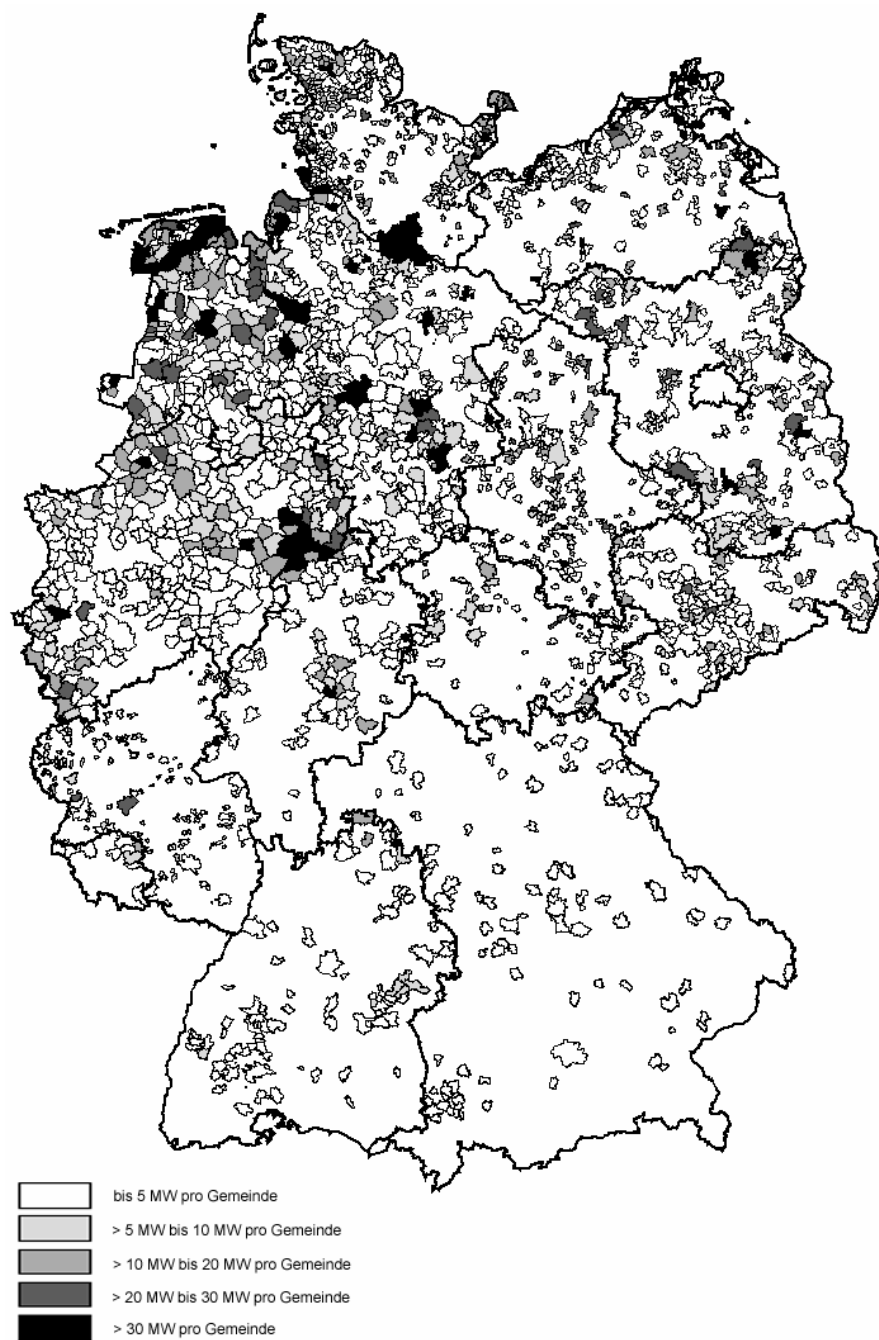
Wie bereits in Kapitel 4.6 erläutert, sind der räumlichen Verteilung von Windenergieanlagen durch die Konzentration windhöffiger Standorte innerhalb der Bundesrepublik vergleichsweise enge Grenzen gesetzt. Der Einfluss der Standortrestriktionen lässt sich an der Verteilung der derzeit bereits installierten Windenergieanlagen zeigen. Im Gegensatz zu Wärmekraftwerken sind die Anlagenstandorte nicht auf Schwerpunkte der Stromnachfrage konzentriert. In Abbildung 30 sind die Kapazitäten aller Windenergie-Anlagen, die im Frühjahr 2003 innerhalb der Bundesrepublik Deutschland in Betrieb waren, nach Gemeinden zusammengefasst und kartographisch dargestellt. Zu erkennen ist ein deutliches Nord-Süd-Gefälle mit einem weiteren Schwerpunkt im Westen Deutschlands. Mit Ausnahme der Stadt Hamburg sind kaum größere Städte mit hohen Anlagenkapazitäten zu finden.

Auch für die Zubaupotenziale, die sich entweder durch den Ersatz alter Anlagen durch neue Windräder höherer Kapazität am gleichen Standort oder durch die Nutzung neuer Standorte erschließen lassen, wird sich kaum eine bessere Korrelation zwischen Verbrauchsschwerpunkten und Windenergiekapazitätsschwerpunkten erreichen lassen, da sowohl die Windhöffigkeit als auch das Ziel, Nutzungskonflikte zu minimieren, auch innerhalb des Szenario-Zeitrauns voraussichtlich entscheidende Standortvoraussetzungen bleiben werden. Auch das bisherige Nord-Süd-Gefälle wird für Onshore-Windenergieanlagenstandorte erhalten bleiben, wenn sich auch mit zunehmenden Anlagengrößen im Binnenland größere Potenziale ergeben, als oft in Potenzialstudien angenommen wurde. Entscheidend für ein Übergewicht des Nordens bei den Windenergiekapazitäten wird aber der Ausbau der Offshore-Windenergienutzung sein.

Im Vergleich zur Windkraft sind die technischen Potenziale für die Aufstellung von Photovoltaikanlagen ebenso wie für die Stromerzeugung aus Biomasse über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland relativ gleichmäßig verteilt. Werden nur die Potenzialflächen auf Gebäuden betrachtet, korreliert das Photovoltaik-Potenzial – hier dargestellt als potenziell installierbare Anlagenleistung (vgl. Tabelle 109) – mit der Gebäudedichte, so dass die Stadtstaaten bezogen auf die Gesamt-Landesfläche die höchsten Photovoltaik-Potenziale aufweisen. Demgegenüber können im ländlichen Raum die höchsten Kapazitäten mit der Aufstellung von Freiflächenanlagen realisiert werden.



**Abbildung 30: Verteilung der Windenergie-Kapazitäten (Stand: April 2003; angegeben in MW pro Gemeinde)**



Quelle: BDB 2003; Geodaten: BKG 2003

**Tabelle 109: Leistungspotenziale zur regenerativen Stromerzeugung auf der Fläche der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf die jeweilige Gesamtfläche der Bundesländer**

Bundesland	Biomasse *)	PV auf Gebäudeflächen	Wasserkraft	Windenergie
	kW/km <sup>2</sup>	kW/km <sup>2</sup>	kW/km <sup>2</sup>	kW/km <sup>2</sup>
Schleswig-Holstein	45	250	1	860
Mecklenburg-Vorpommern	44	110	0	781
Niedersachsen	45	279	2	482
Hamburg	31	2.703	0	314
Bremen	47	2.374	0	592
Berlin	26	3.758	0	0
Brandenburg	38	125	1	24
Nordrhein-Westfalen	51	634	5	25
Rheinland - Pfalz	41	346	17	30
Hessen	37	468	9	23
Saarland	33	748	15	23
Sachsen	41	343	4	63
Sachsen-Anhalt	46	206	4	10
Thüringen	44	261	6	7
Baden-Württemberg	39	507	39	52
Bayern	41	334	45	9

\*) berechnet auf der Basis des technischen Brennstoffpotenzials des jeweiligen Bundeslandes und eines Netto-Nutzungsgrades der Stromerzeugung von 28 % bei 2.800 Volllaststunden

Quelle: Datenbasis: Kaltschmitt/Wiese 1993, eigene Berechnungen

Die Nutzung der Wasserkraft ist fest an geographisch vorgeprägte Standortbedingungen gebunden und hat ihren Schwerpunkt in den südlichen Bundesländern. Die Geothermie kann zur Stromerzeugung auf etwa 87 % der Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland genutzt werden, so dass in dieser Beziehung ein erheblicher Spielraum besteht, Kraftwerkskapazitäten auch verbrauchernah zu errichten bzw. räumliche Ungleichgewichte in der Standortverteilung, die sich aus zwingenden Gründen für andere regenerative Stromerzeugungsoptionen ergeben, auszugleichen.

Im Bereich der Biomasse kann die räumliche Zuordnung zwischen den Potenzialen für das Brennstoffaufkommen und dem Standort der Stromerzeugung ebenfalls flexibel gestaltet werden, da Bioenergieträger im Unterschied zu nicht stofflich gebundenen Primärenergien transportfähig sind. Zudem bestehen erhebliche Spielräume für die Gestaltung des Bio-Energieträger-Mixes in räumlicher und stofflicher Hinsicht. Daher ist eine räumliche Zuordnung der Leistungspotenziale für die Stromerzeugung aus Bioenergieträgern zu den Flächenpotenzialen der Biomassebereitstellung streng genommen nicht zulässig. Wird dennoch vereinfacht davon ausgegangen, dass die Brennstoffe in räumlicher Nähe zu den Standorten verstromt werden, an denen Biomasse in ausreichender Menge und Qualität geerntet bzw. gesammelt werden können und dass alle innerhalb Deutschlands verfügbaren Biomasse-Potenziale gleichmäßig ausgeschöpft werden, zeigt sich auch für die Biomasse-Stromerzeugung eine räumlich sehr homogene Potenzialverteilung.

In der Praxis würde sich eine räumlich enge Zuordnung von Kraftwerken zu Brennstoffpotenzialen sich vor allem dort herausbilden, wo kleine Anlagenkapazitäten bevorzugt eingesetzt werden oder wo kostengünstige Transportinfrastrukturen vom Standort der Ernte bzw. Reststoff-Sammlung aus nicht

erreichbar bzw. größere Transporte aufgrund der Rohstoffeigenschaften nicht vertretbar sind. Letzteres trifft vor allem für Stoffe zu, die sich nur oder vorwiegend für eine energetische Nutzung als Gärsubstrate eignen. Im Bereich der Biogasverstromung werden Anlagen kleiner Leistung daher vorherrschen und sich räumlich auf die Standorte der Rohstoffgewinnung konzentrieren.

Es zeichnet sich allerdings ab, dass zunächst vor allem an Binnen- und Seehafenstandorten größere Kraftwerkseinheiten gebaut werden, die Brennstoff-Potenziale, die einen kostengünstigen Zugang zu Wasserstrassen haben, bündeln, da auf diese Weise am ehesten die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb benötigte mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten gewährleistet werden kann. Durch den Zugang zu Wasserstrassen und Häfen öffnet sich auch der Zugang zu internationalen Brennstoffmärkten, wie sie heute bereits z.B. für Altholz bestehen.

Falls in größerem Umfang Anbau-Biomassen als Brennstoffreservoir für die Stromerzeugung eingesetzt werden sollen, wie es das RRO-Szenario des IER vorsieht, werden die entsprechenden Kraftwerksstandorte durch die Lage der Anbauflächen einerseits und durch die Nähe zu Wärmeverbrauchern andererseits bestimmt, da gerade Anbau-Biomassen selten kostengünstig über größere Entfernungen transportiert werden können. Der Betrieb von Biomassekraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung ist aus energiewirtschaftlichen Gründen anzustreben und wird dementsprechend politisch unterstützt werden. Die bezogen auf die erzeugte Strom- und Wärmemenge überproportionale Größe der für die Brennstoffversorgung zu beanspruchende Anbaufläche lässt jedoch erwarten, dass ausgehend von der heutigen Siedlungsstruktur im unmittelbaren räumlichen Umfeld der Anbauflächen selten entsprechende Siedlungseinheiten bzw. Gewerbebetriebe zu finden sein werden, die als Wärmeabnehmer für das jeweilige (Heiz-)Kraftwerk in Frage kämen. Daraus resultiert möglicherweise die Anforderung, neue Formen der Durchmischung von Siedlungsgebieten und landwirtschaftlichen Nutzflächen zu finden und planerisch umzusetzen.

Es zeigt sich, dass Biomasse-Feuerungsanlagen aufgrund der Verbrauchernähe der Anlagen-Standorte, aufgrund des erhöhten Transportbedarfs für die Brennstoffanlieferung bzw. der Reststoffentsorgung, aufgrund von zu erwartenden Geruchs- und Luftschadstoff-Emissionen oder aufgrund hygienischer Bedenken zunehmend mit Akzeptanz-Problemen zu kämpfen haben. Dies gilt in besonderem Maße für Anlagen, die mit Brennstoffen aus dem Bereich der Abfallwirtschaft betrieben werden (z.B. belastetes Altholz zur Vergasung bzw. Verbrennung oder biogene Siedlungs- oder Gewerbeabfälle zur Vergärung). Stellt man die vergleichsweise wenigen heute betriebenen Müllverbrennungsanlagen der Vielzahl von Bioenergie-Stromerzeugern gegenüber, die die Regenerativ-Energie-Szenarien für das Jahr 2050 ausweisen, lässt sich das Konfliktpotenzial erahnen, das die Szenarien in dieser Hinsicht bergen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass neben den als besonders problematisch angesehenen Abfallstoffen auch Energiepflanzen und unbelastete Reststoffe als Brennstoffpotenzial zur Verfügung stehen und zum Einsatz kommen werden, so dass zumindest ein erheblicher Teil der Anlagen nicht in dem vergleichbaren Umfang wie heute Müllverbrennungsanlagen mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben werden.

Insbesondere im RRO-2-Szenario des IER nimmt die Kapazität der Windenergieanlagen im Vergleich zu dem Ausbaustand des Jahres 2000 stark zu. Onshore aufgestellte Windenergieanlagen sind wegen ihrer landschaftsprägenden Wirkung und der störenden Einflüsse auf benachbarte empfindliche

Nutzungen als besonders raumwirksam einzustufen. Wenige Erfahrungen liegen bisher mit der Offshore-Windenergienutzung vor. Hier werden vor allem Anlagen in Küstennähe aufgrund von befürchteten Beeinträchtigungen des Tourismus kritisch gesehen. Konflikte können aber auch in Bezug auf eine Beeinträchtigung der Belange des Naturschutzes und in Bezug auf die Sicherheit des Schiffsverkehrs bestehen.

Akzeptanzprobleme für den weiteren Ausbau der Onshore-Windenergienutzung könnten insbesondere auch vor dem Hintergrund eines Wachstums der Anlagenkapazitäten zu erwarten sein, das bis zum Ende des Szenario-Zeitraums zu erwarten ist und das sich voraussichtlich deutlich auf die räumlichen Dimensionen der Windenergieanlagen auswirken wird. Nach derzeitigen Prognosen zur Entwicklung der Anlagentechnik zeichnen sich für Multi-Megawatt-Anlagen, die aller Voraussicht nach langfristig flächendeckend die bestehenden kleineren Anlagen ersetzen werden, Bauhöhen von etwa 150 m bei Rotordurchmessern von ca. 100 m ab (vgl. Kühn 2003 und Nitsch et al. 2004). Allerdings würde mit kleineren Durchschnittsleistungen bei gleicher Gesamt- Windenergie-Ausbauleistung insbesondere die Anlagen-Anzahl bei gleichzeitiger Zunahme der Flächeninanspruchnahme stark ansteigen.

Sollen die Ausbaugrößen, die die Regenerativ-Energie-Szenarien für die Windenergienutzung vorsehen, tatsächlich erreicht werden, müssten für die Onshore-Aufstellung bei einer durchschnittlichen Anlagenkapazität von 3,3 MW zusätzlich geeignete Windparkflächen in einer Größenordnung von 460 bzw. 1160 km<sup>2</sup> gefunden werden. Auch die bereits durch Windparks überbauten Flächen müssten entweder durch besser geeignete ersetzt oder ebenfalls für eine langfristige weitere Windenergie-Nutzung von konkurrierenden Nutzungsansprüchen freigehalten werden.

Im Vergleich zu der herkömmlichen Stromerzeugung ist die Flächeninanspruchnahme durch die Windenergie extrem hoch. Daher sind Schwierigkeiten bei der Suche nach geeigneten Standorten vorherzusehen. Die für die Aufstellung von Windparks in Anspruch genommenen Flächen können gleichzeitig nahezu uneingeschränkt auch landwirtschaftlich genutzt werden. Auf diesen landwirtschaftlichen Nutzflächen können statt Nahrungsmitteln Energiepflanzen angebaut werden, so dass für die Stromerzeugung aus der Windparkfläche ein höherer Ertrag erzielt werden könnte. Auch Photovoltaik-Freilandanlagen können auf landwirtschaftlichen Nutzflächen errichtet werden, wenn diese z.B. als Stilllegungsflächen für die landwirtschaftliche Produktion nicht mehr in Frage kommen. Auch wenn sich nicht tatsächlich dieselbe Fläche zum Beispiel gleichzeitig für die Anpflanzung von Kurzumtriebsplantagen, die bezogen auf die Stromerzeugung unter allen Anbau-Biomassen die besten Flächenerträge erbringen würden, und für die Windenergienutzung eignen würden, weil die Pflanzen ebenso wie auch Photovoltaik-Anlagen die Geländerauhigkeit zu sehr erhöhen würden, könnten die Flächenbeanspruchungen trotzdem miteinander verrechnet werden, weil bei der ausschließlichen Nutzung von Stilllegungsflächen die Summe aus den landwirtschaftlich bzw. energetisch genutzten Flächen gleich bleiben würde.

In Tabelle 110 sind die Flächenerträge für verschiedene Optionen der regenerativen Stromerzeugung gegenübergestellt, die sich auf Freiflächen bzw. auf landwirtschaftlichen Nutzflächen realisieren lassen. Die Zusammenstellung zeigt, dass sowohl die Photovoltaik als auch die Windenergie die Flächen wesentlich besser ausnutzen, als verschiedene Formen der Anbau-Biomasse, die Brennstoffe zur Stromerzeugung bereitstellen, obwohl bei der Biomasse mit einer effizienten Holzvergäsung und ei-

dem Holzgas-GuD-Heizkraftwerk bereits sehr fortschrittliche und effiziente Umwandlungstechniken eingerechnet worden sind. So würde z.B. der technisch mögliche Anbau von Silomais und/oder von Wintergerste unter einem Windpark zur Verstromung den strombezogenen Flächenertrag (also die „Stromernte“) des Windparks nur sehr unwesentlich erhöhen. Zugleich zeigt die Gegenüberstellung, dass es aus Sicht der flächenbezogenen Stromerträge wesentlich günstiger ist, Photovoltaik-Anlagen auf Freiflächen zu bauen, als Biomasse zur Stromerzeugung anzupflanzen, ohne dass daraus allerdings eine entsprechende elektrizitätswirtschaftliche Einordnung dieser Optionen abgeleitet werden könnte. Dessen ungeachtet beeinflusst der Anbau von Energiepflanzen auf Stilllegungsflächen das Landschaftsbild deutlich weniger als die Aufstellung von Photovoltaik-Anlagen auf Freiflächen, wenn der Einfluss des Energiepflanzenanbaus auf die siedlungsstrukturelle Entwicklung, der mit der Umsetzung solcher Konzepte möglicherweise verbunden ist, unberücksichtigt bleibt.

**Tabelle 110: Vergleich verschiedener Optionen für die Nutzung von Freiflächen bzw. landwirtschaftlichen Nutzflächen zur Stromerzeugung**

	$\text{m}^2/\text{MWh}_e/\text{a}$	$\text{GWh}_e/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$
Freiflächen-Photovoltaik	21	47
Windparkfläche Onshore (3,3 MW, 1.900 h/a)	47	21
Kurzumtriebsplantage und Holzgas-GuD	518	2
Silomais/Wintergerste Biogas-BHKW	1.381	1

Weitgehend neuartig sind Geothermie-Anlagen zur Stromerzeugung. Für diesen Anlagentyp liegen in Deutschland bislang kaum Praxis-Erfahrungen vor, besondere Raum- und Umweltbeeinträchtigungen sind jedoch von dieser Anlagenkategorie aus heutiger Sicht kaum zu erwarten. Brennstoffzellen werden vielfach Kleinanlagen zur Objektversorgung sein, die weder eigene Betriebsgebäude noch eigene Betriebsgrundstücke benötigen sondern als KWK-Anlagen für die Gebäudewärmeversorgung konzipiert sind und innerhalb der Gebäude untergebracht sind, für deren Versorgung sie genutzt werden. Auch von größeren Brennstoffzellen-HKW gehen im Einzelfall keine erheblichen negativen Raumwirkungen aus, da die spezifischen lokal wirksamen Emissionen dieser Anlagen außerordentlich gering sind und der Flächenbedarf in etwa vergleichbar mit dem von heute üblichen Blockheizkraftwerken gleicher Kapazitätsklassen ist. Im Unterschied zur heutigen Situation nimmt die Gesamt-Anzahl dieser Anlagen jedoch zu, woraus im Vergleich mit dem heutigen Kraftwerkspark in der Summe eine höhere Flächeninanspruchnahme resultiert. Für den Betrieb von Brennstoffzellenkraftwerken ist bezogen auf das RRO-2-Szenario des IER generell ein Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur vorauszusetzen, da diese Anlagen ab 2030 in zunehmendem Umfang und bis zum Jahre 2050 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden. Für die Erschließung von Siedlungsgebieten mit Wasserstoffnetzen sind aufgrund des höheren technischen Aufwands noch in stärkerem Maß als beim Erdgas Mindest-Abnahmedichten erforderlich, so dass eine flächendeckende Nutzung der Brennstoffzellentechnologie wenig wahrscheinlich ist.

#### **5.2.4 Abhängigkeit von siedlungsstrukturellen Voraussetzungen beim Zubau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen**

In Regenerativ-Energie-Szenarien hat die Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmesysteme einen bedeutend höheren Stellenwert als im heutigen Energiesystem. Bestimmte regenerative Energiepotenziale können nur bei einer Verteilung der entstehenden Wärme über siedlungszentrale Wärme-

netze sinnvoll erschlossen werden, da die für eine wirtschaftliche Nutzung erforderlichen Mindest-Anlagen-Kapazitäten nur durch Nachfragebündelung ausgelastet werden können. Zu diesen Potenzialen zählen sowohl solche, die ausschließlich für die Wärmeversorgung geeignet sind - z.B. Potenziale zur solaren Nahwärmeversorgung oder geothermische Potenziale, die sich aufgrund eines zu geringen Temperaturniveaus nicht zur Stromerzeugung eignen - als auch Potenziale, die aus ökonomischen und/oder ökologischen Gründen nicht ausschließlich zur reinen Stromerzeugung sondern stattdessen weitgehend in Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden sollten.

Insgesamt implizieren die hier betrachteten Regenerativ-Energie-Szenarien eine Wärmeaaskopplung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozessen bei folgenden Anlagentypen:

- kleine und mittlere Stromerzeuger auf der Basis von Bioenergieträgern,
- Stromerzeuger mit kleinen elektrischen Leistungen auf der Basis von Erdwärme,
- Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung aus regenerativem Wasserstoff,
- Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen (dezentrale Anlagen zur Siedlungswärmeversorgung oder zur industriellen Prozesswärmeversorgung).

Die Geothermie bietet außerordentlich hohe technische Potenziale für die Stromversorgung, ist allerdings gleichzeitig auch - abgesehen von der Photovoltaik - die teuerste Option für eine regenerative Stromerzeugung. Eine wirtschaftliche Stromerzeugung aus Geothermie scheint aus heutiger Sicht nur mit Kraft-Wärme-Kopplung erreichbar zu sein. Aufgrund des in Deutschland von vornherein sehr niedrigen geothermischen Temperaturniveaus kommt hauptsächlich eine Niedertemperatur-Wärmeauskopplung aus Geothermie-Kraftwerken in Frage, allenfalls kann das Temperaturniveau bei Verminderung der elektrischen Leistung auf 110 °C angehoben werden (vgl. Rogge 2003). Selbst bei einem vollständigen Ersatz aller heute bereits bestehenden Fernwärmeerzeuger durch geothermische Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen könnte jedoch aufgrund der geringen elektrischen Nutzungsgrade dieser Anlagen insgesamt nur Strom in einer Größenordnung von etwa 10 TWh/a erzeugt werden (vgl. Paschen et al. 2003).

Die Geothermie hat für die regenerative Stromerzeugung vor allem auch deshalb eine wichtige Bedeutung, weil sie für die Grundlaststromerzeugung eingesetzt werden kann. Nur bedingt geeignet ist diese Technik aus heutiger Sicht aufgrund vergleichsweise geringer Last-Änderungsgeschwindigkeiten für die Bereitstellung von Regelleistung. Um Grundlaststrom in einem energiewirtschaftlich relevanten Maßstab aus Geothermie erzeugen zu können, müssen allerdings die Geothermie-Potenziale bedeutend stärker genutzt werden, als es bei einer Beschränkung auf den Ersatz bestehender Fernwärmeerzeuger der Fall wäre. In den hier betrachteten Regenerativ-Energie-Szenarien werden für das Zieljahr 2050 Strommengen aus Geothermie in Höhe von bis zu 41,3 TWh/a angenommen (vgl. IER 2002). Dies bedeutet aber, dass entweder zusätzliche Nah- und Fernwärmepotenziale erschlossen oder die Stromgestehungskosten der Geothermie-Kraftwerke stärker als bisher angenommen gesenkt werden müssen.

Im RRO-2 Szenario des IER wird für das Zieljahr 2050 eine Fernwärmemenge von 1.020 PJ ausgewiesen. Davon sollen 843 PJ von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bereitgestellt werden (vgl. IER

2002). Die Gesamt-Fernwärmemenge übertrifft die Fernwärmeerzeugung des Jahres 2001 in Höhe von 346 PJ (vgl. VdEW 2002) beinahe um das Dreifache. In ähnlichem Umfang (auf etwa 1.000 PJ bis zum Jahr 2050) nimmt die Nah- und Fernwärmeversorgung im UBA-NH-Szenario zu.

Infolge dessen ist ein weitgehender Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung eine unverzichtbare infrastrukturelle Voraussetzung für die Umsetzung der Szenarien. Dieser Ausbau muss vor dem Hintergrund durchgeführt werden, dass gleichzeitig der spezifische Raumwärmebedarf bezogen auf die beheizte Wohn- und Nutzfläche durch bautechnischen Fortschritt und zunehmende Verschärfung der gesetzlichen Vorschriften stetig zurückgeht. Mittlerweile entsprechen vor allem im privaten Wohnungsbau Passivhäuser immer mehr dem Trend und könnten sich innerhalb weniger Jahre zu einem neuen Baustandard entwickeln. Die großen fernwärmeversorgten Wohnungsbestände haben vor allem in den neuen Bundesländern mit Leerständen zu kämpfen, Schrumpfungsprozesse führen zu abnehmenden Nachfragedichten. Eine belebende Wirkung auf die Wärmenachfrage haben dagegen die immer noch trotz abnehmender Bevölkerung steigenden Wohnflächen, so dass neben Bestandsanierungen vor allem der Siedlungsneubau ein wichtiges Betätigungsfeld für den Ausbau der Nah- und Fernwärme darstellt.

Insgesamt sind jedoch besondere Anstrengungen erforderlich, bei der Erschließung neuer Siedlungsgebiete, um bei der Sanierung des Siedlungsbestands sowie bei heterogenen Eigentümer- und Nutzerstrukturen die Ansprüche an eine sehr hohe bauseitige wärmetechnische Effizienz und den Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung miteinander in Einklang bringen zu können.

### **5.2.5 Ausbau der Netzbetriebsmittel aufgrund vermehrter Leistungstransport-Anforderungen**

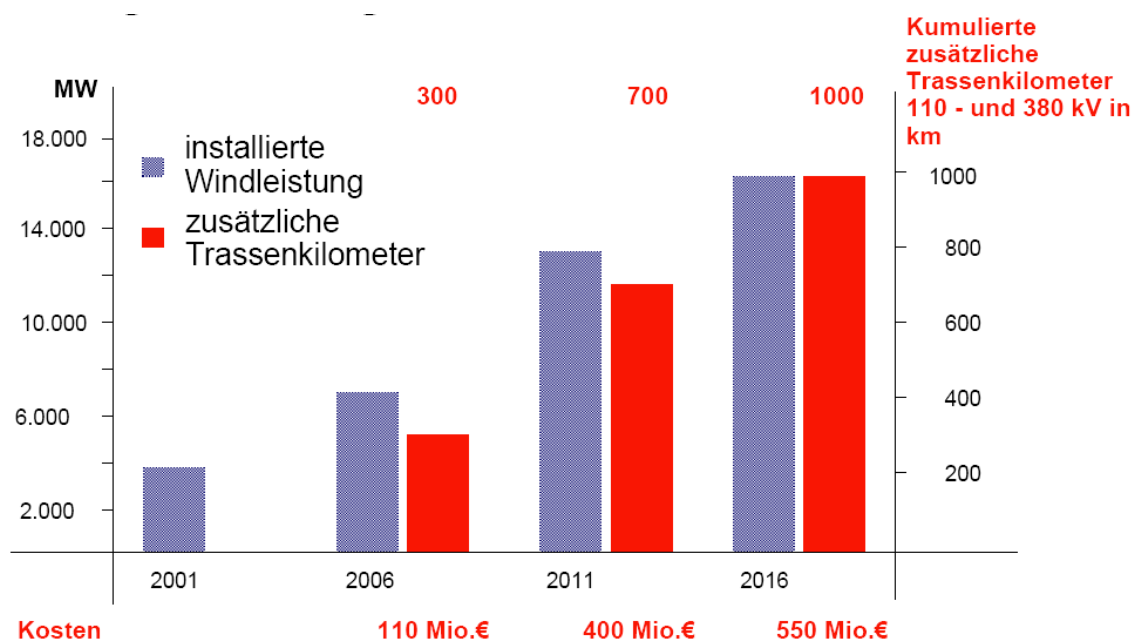
Der sehr hohe Anteil von Windkraft-Leistung erfordert ebenso wie der Import regenerativ erzeugter Elektrizität flankierende Maßnahmen im Bereich des Netzausbaus. Auf der anderen Seite können die Netze aber auch durch die Vielzahl von Stromerzeugern, die verbrauchsnahe einspeisen, entlastet werden. Ebenso kann der Einsatz fluktuierender elektrischer Leistungen für die Wasserstoffproduktion zu einer Vergleichmäßigung des Leistungstransportbedarfs und somit zu einer Entlastung der Netze beitragen.

Der Windenergieausbau an Land ist in Norddeutschland bereits jetzt schon relativ weit fortgeschritten. Offenbar ist die Kapazitäts-Grenze des – auf eine geringe Lastdichte und die konventionelle Erzeugungsstruktur ausgerichteten - Hochspannungs-Verteilungs- und des Übertragungsnetzes in küstennahen Regionen schon erreicht, Planungs- und Genehmigungsverfahren für einzelne neue Freileitungstrassen, die mit einem zunehmenden Leistungstransportaufkommen aus der Windkraft begründet werden, sind bereits im Gange. Eine Studie, die das IEAW 2002 im Auftrag der E.ON Netz GmbH erstellt hat, hat ergeben, dass eine installierte Windleistung in Höhe von 16 GW, welche für das nördliche Netzgebiet der E.ON Netz GmbH bis 2016 prognostiziert wird, einen Ausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes innerhalb des E.ON-Nordnetz-Gebietes in der Größenordnung von insgesamt 1.000 zusätzlichen Trassen-Kilometern erfordert. Im Gebiet von Vattenfall Europe Transmission GmbH liegt dieser Wert bezogen auf eine prognostizierte Windenergieanlagen-Gesamt-Kapazität in Höhe von 8,7 GW bis zum Jahre 2011- ohne Betrachtung der 110-kV-Ebene – bei rund 500 km. Dabei

nimmt die erforderliche Trassenlänge im Verhältnis zur Windenergie-Anlagen-Kapazität überproportional zu (vgl. Luther 2002, Dany et al. 2003 und Abbildung 31). Ein Netzausbau dieser Größenordnung würde einem Zuwachs der bestehenden gesamten Hoch- und Höchstspannungstrassenlänge der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von etwa 2,5 % entsprechen. Da sich der Netzausbau auf Norddeutschland und insbesondere auf die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern konzentrieren würde, wäre für die Einschätzung der Raumwirksamkeit der Ausbaumaßnahmen zu beachten, dass vor allem in den Küstenregionen die Netzdichte bisher vergleichsweise gering ist und somit dort der Netzausbau eine besondere räumliche Wirkung entfalten kann. Zusätzlich ist dort bereits jetzt die Windenergienutzung konzentriert und wird voraussichtlich zur Ausschöpfung der Potenziale aus ökonomischen Gründen auch dort schwerpunktmäßig weiter ausgebaut werden. Dadurch ergibt sich in der Summe eine erhebliche Belastung für die Küstenländer aus der Umgestaltung des Stromversorgungssystems.

Von den Autoren der IAEW-Studie wird außerdem darauf hingewiesen, dass zusätzlich in den angrenzenden Netzgebieten anderer Betreiber, die nicht in o.g. Untersuchung betrachtet worden waren, ebenfalls Netzkapazitätsengpässe und damit zusätzlicher Bedarf an neuen Freileitungstrassen zu erwarten sein werden (vgl. Dany et al. 2003).

**Abbildung 31: Windenergieentwicklung und Netzausbau für E.ON Netz**



Quelle: Luther 2002

Für große Offshore-Windparks ist zusätzlich die Frage der Netzanbindung zu klären. Offshore-Windparks mit Leistungen bis in den Gigawatt-Bereich sind aus Sicht der Netzbetreiber als Großkraftwerke zu betrachten und können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Dabei müssen die Seekabel, über die die Anlagen an das Verbundnetz angeschlossen werden, das zum großen Teil unter Naturschutz stehende Küstenmeer durchqueren. Da die Windparks nur schrittweise geplant, genehmigt und gebaut werden und eine Vielzahl von Akteuren mit zum Teil gegenläufigen Interessen über einen langen Zeitraum an diesen Prozessen beteiligt sind, besteht erhebliche Unsicherheit dar-



über, ob und inwieweit es gelingen kann, die Kabeltrassen zu bündeln und die Bauarbeiten zeitlich zu koordinieren.

Für die Netzanbindung müssen sowohl küstennahe Einspeisepunkte mit ausreichender Kapazität als auch in den betreffenden Netzabschnitten zwischen Einspeisepunkt ins Verbundnetz und Lastpunkt freie Übertragungs-Kapazitäten verfügbar sein. Im Küstenbereich der Nordsee sind zurzeit an den Standorten Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer und an der Ostsee Greifswald und Rostock Einspeisepunkte ins Höchstspannungsnetz zu finden. Zusätzliche potenzielle Einspeisepunkte entstehen, wenn küstennahe Großkraftwerke (z.B. die KKW Unterweser, Krümmel und Brokdorf) stillgelegt werden.

Für die Netzanbindung von großen Offshore-Windparks bzw. Windpark-Clustern ist zu berücksichtigen, „dass auf Grund von UCTE-Vereinbarungen pro Netzeinspeisepunkt keine Leistungen größer als 3.000 MW eingespeist werden dürfen, da die maximale Reservehaltung bislang auf diesen Wert im europäischen Verbundnetz begrenzt ist“ (Hoppe-Kilpper 2003). Ohne Berücksichtigung der durch die Stilllegung von Großkraftwerken zusätzlich frei werdenden Einspeise- und Transport-Kapazitäten sind damit aktuell maximal 18 GW zusätzlicher Kraftwerksleistung küstennah an das Verbundnetz anschließbar. Das Ausbauziel der Bundesregierung für die Offshore-Windkraft liegt bei 25 GW bis zum Jahr 2030. Die Regenerativ-Energie-Szenarien sehen für den Zeithorizont 2050 immerhin einen Ausbau auf bis zu 29 GW im Offshore-Bereich vor.

Zusätzliche Anforderungen an die Übertragungs- bzw. Transportkapazität des Stromnetzes entstehen durch den Import regenerativ erzeugten Stroms zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland. In den Regenerativ-Energie-Szenarien werden beginnend mit dem Jahr 2020 7 bis 52 TWh, im Jahre 2030 bereits 28 bis 114 TWh und im Jahr 2050 82 bis 157 TWh regenerativ erzeugter Strom importiert. Der Ergebnisbericht zu den Szenarien des IER enthält keine näheren Angaben zur geographischen und primärenergetischen Herkunft des Importstroms. Es werden lediglich Größenordnungen der erschließbaren Potenziale für den REG-Strom-Import innerhalb der Betrachtungszeitsegmente des Szenarios benannt. Die Möglichkeiten, REG-Importstrom in die deutsche Stromversorgung einzubinden, sind in Bezug auf die geographische Richtung der Netzeinspeisung, die Leistungs-Charakteristik und in Bezug auf die Erzeugungszuverlässigkeit sehr unterschiedlich. Es werden Wasserkraftpotenziale aus Skandinavien und Russland, Windenergie und Biomasse aus europäischen Nachbarländern und solarthermischer Strom aus Nordafrika genannt (vgl. IER 2002). Im UBA-NH-Szenario wird zwischen Importstrom aus solarthermischen Kraftwerken, der im Zieljahr 2050 etwa 63 TWh erreicht und sonstigen Regenerativ-Strom-Importen in Höhe von zusätzlich 20 TWh unterschieden.

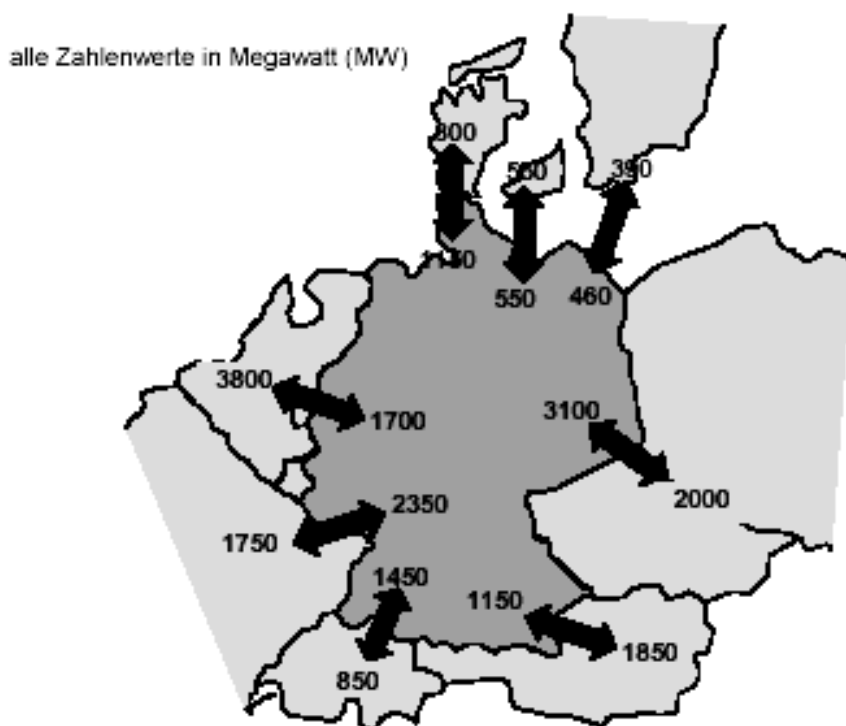
Sollen Energieströme<sup>6</sup>, die im Gegensatz zu Brennstoffen nicht oder kaum transportfähig sind, als Primärenergien zur Stromerzeugung genutzt werden, ist der Aufbau zusätzlicher Kapazitäten für den Strom-Ferntransport oft die einzige Möglichkeit, diese Primärenergien verfügbar zu machen. Das heutige westeuropäische Verbundsystem ist nicht auf den Ferntransport von Strom ausgelegt. Die Übertragungskapazitäten zwischen den Verbundnetzen der Nachbarstaaten und der Bundesrepublik rei-

---

<sup>6</sup> Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft und Geothermie

chen bei weitem nicht aus, Stromimporte in einer Größenordnung, wie sie das RRO-2-Szenarios (37 GW im Jahre 2050), zu ermöglichen, selbst wenn unterstellt würde, dass das Verbundnetz in ferner Zukunft ausschließlich für den REG-Leistungstransport genutzt werden würde.

**Abbildung 32: Anhaltswerte der „Net Transfer Capacity“ (NTC) zwischen Deutschland und den Nachbarländern für Werkzeuge im Sommer 2000**

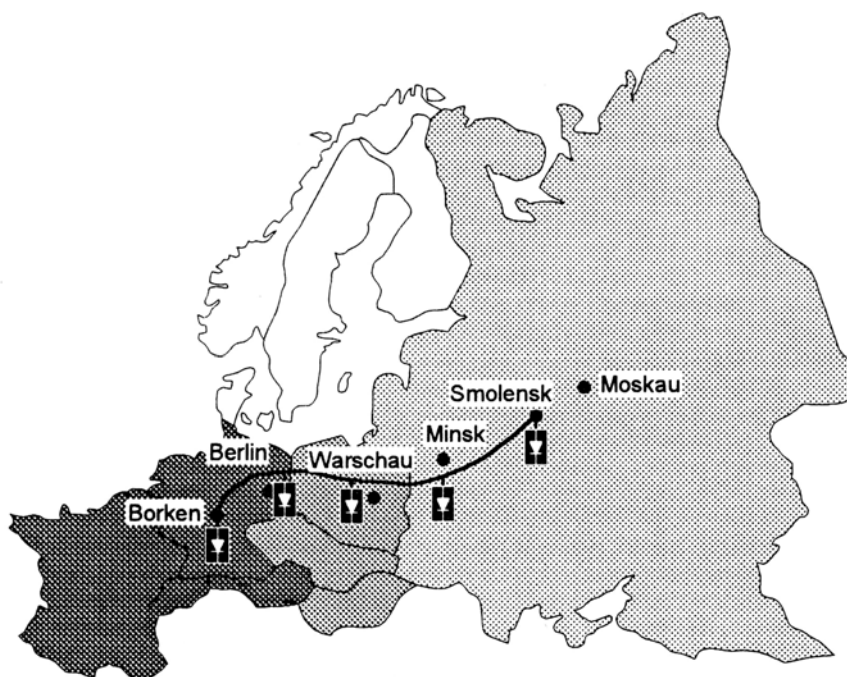


Quelle: Fritz/Linke 2000

Seit längerem werden Vorschläge diskutiert, abgelegene regenerative Stromerzeugungspotenziale für Regionen mit hoher Stromnachfrage über den Aufbau von zusätzlichen Stromferntransportsystemen zu erschließen. Entsprechende Überlegungen wurden bereits in den frühen 90er Jahren für den Aufbau eines Ost-West-Hochleistungs-Übertragungssystem von Smolensk über Minsk, Warschau und Berlin nach Borken angestellt (1.800 km Länge, vgl. Abbildung 33). In einer Projektstudie wurde gezeigt, dass über das russische Netz ein Anschluss an die Wasserkraftwerke der Wolga erfolgen könnte und bei weiterem Ausbau der innerrussischen Hochleistungsverbindungen auch an die Wasserkraftwerke in Sibirien mit einer bereits heute installierten Leistung von rund 20 GW, insbesondere an die Wasserkraftwerke Krasnojarskaya/Jenissei (6 GW) und Bratskaya/Angara (5 GW)“ (Habrigh et al. 1994 und Hagenmeyer 1997).

Im Rahmen von Langfrist-Klimaschutzszenarien wird für REG-Strom-Importe nach Deutschland ebenso wie für die Anbindung von Offshore-Windparks der Aufbau von zusätzlichen HGÜ-Systemen diskutiert (vgl. z.B. Nitsch/Trieb 2000). Zum Teil wird – in Analogie zu dem oben genannten deutsch-russischen Beispielprojekt - vorgeschlagen, solche HGÜ-Leitungen bis in die Lastschwerpunkte innerhalb Deutschlands zu verlängern und erst im unmittelbaren Umfeld von Verdichtungsräumen Übergabestationen zur Einspeisung in das bestehende HDÜ-Verbundnetz zu installieren.

**Abbildung 33: Konzept für eine Ost-West-HGÜ-Verbindung Smolensk-Borken**



Quelle: Haubrich et al. 1994

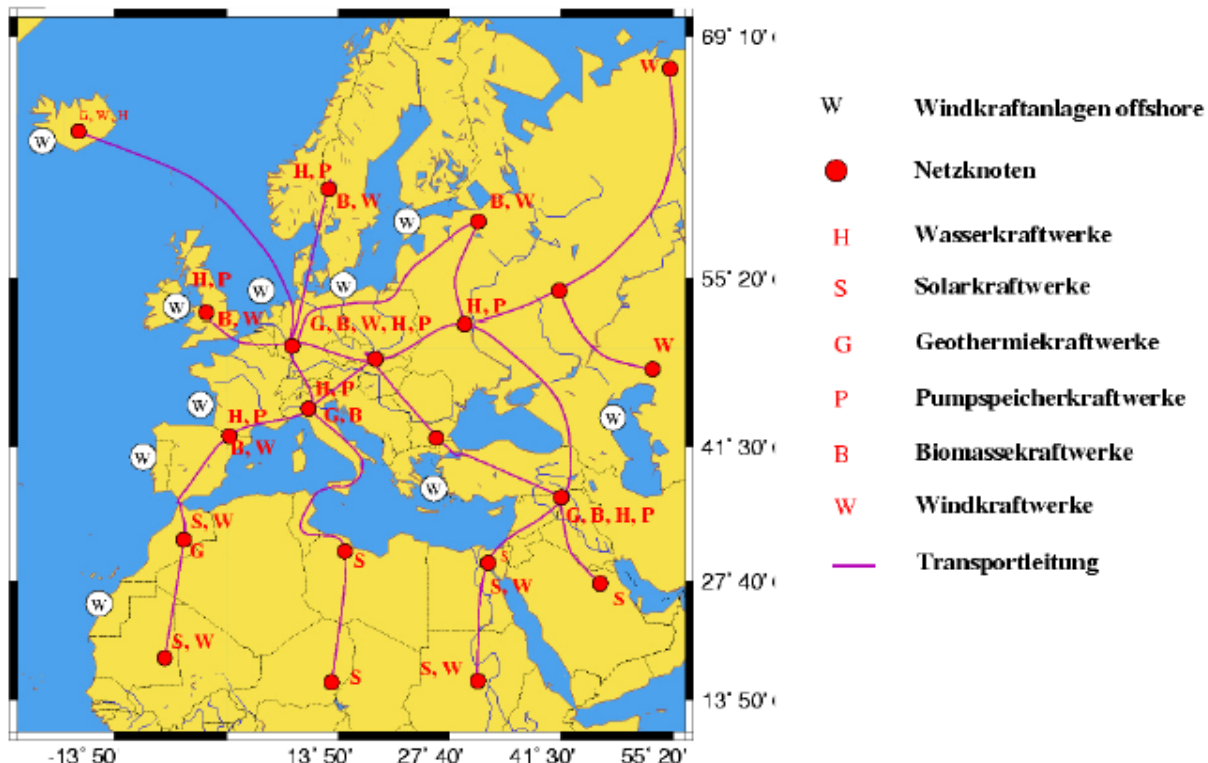
Dabei stellt sich wieder das Problem des zusätzlichen Freileitungsbaus in dicht besiedelten Regionen. Die großen Übertragungsleistungen und Transport-Entfernungen bedeuten insgesamt einen weitgehenden Eingriff in die Landschaft. Zwar beanspruchen HGÜ-Transportsysteme bei gleicher Transportkapazität deutlich weniger Fläche und kommen mit niedrigeren Masten aus als HDÜ-Systeme. Diese spezifisch geringere Raumbeanspruchung wird jedoch durch die verhältnismäßig hohe Übertragungsleistung bei großen Transportentfernungen kompensiert.

Ebenso wie im Falle der Anbindung großer Offshore-Windparks an das Verbundnetz darf die maximale HGÜ-Leistung je Anschlußknoten andererseits einen Grenzwert (im UCTE-Netz etwa 3 GW) nicht überschreiten, weil sonst die Stabilität des Netzes bei Ausfall der HGÜ gefährdet wäre. Bei größeren HGÜ-Leistungen sind also entsprechend viele, elektrisch voneinander unabhängige Anschlußknoten erforderlich (vgl. Häußler 2002). Daher wird man zur Erhöhung der Versorgungssicherheit vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen (Nitsch/Trieb 2000).

Geht man von einer maximalen Übertragungsleistung pro Trasse in Höhe von 3 GW aus, wären für den Ausbaustand gemäß RRO-2-Szenario im Jahre 2050 mindestens 12 zusätzliche Hochleistungs-Ferntransporttrassen allein für den Anschluss und die Einspeisung des importierten Regenerativ-Stroms in das deutsche Verbundnetz erforderlich. Für den deutlich geringeren Ausbau der Import-Kapazitäten im UBA-NH-Szenario würden obigen Überlegungen entsprechend dagegen nur 5 zusätzliche HGÜ-Trassen benötigt.

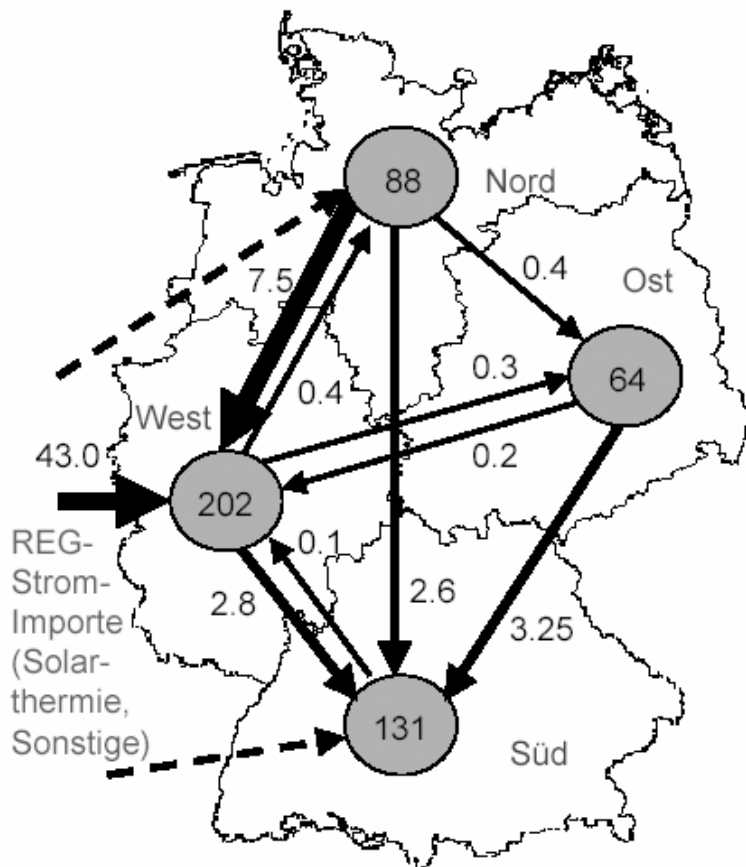
Der zusätzliche Trassenbedarf für die heimische Offshore- und Onshore-Windenergieeinspeisung ist in der Größenordnung ohne spezielle Simulationsrechnungen nicht abzuschätzen. Ebenso sind keine Aussagen zu dem Grad der Netzentlastung und den eventuell sich daraus ergebenden Potenzialen für einen Rückbau von Netzbetriebsmitteln durch die Dezentralisierung und stärkere Verbrauchsnähe der Stromerzeugung möglich.

Tabelle 111: Vision eines zukünftigen regenerativen Stromverbundsystems



Quelle: Czisch 1999

Abbildung 34: Regionale Stromflüsse innerhalb der Bundesrepublik Deutschland im Szenario UBA-NH für das 2050



Quelle: Nitsch/Brischke 2002

Auch zur Entlastung der Netze durch die Speicherung von Elektrizität bei der Nutzung der Elektrolyse zur Umwandlung in Wasserstoff können keine quantitativen Angaben gemacht werden. Deutlich wird nur, dass eine netzentlastende Wirkung durch Speicherung erst relativ spät eintreten kann. Im Szenario RRO 2 beginnt der großtechnische energiewirtschaftliche Einsatz der Elektrolyse nach 2020, im UBA-NH-Szenario erst nach 2030. Das bedeutet, dass alle Stromerzeuger, die bis nach 2020 bzw. nach 2030 zur Deckung des deutschen Strombedarfs betrieben werden, an das elektrische Netz angeschlossen werden müssen. Die Strom-Transportkapazitäten müssen in Deutschland mindestens soweit ausgebaut werden, dass diese Leistungen vollständig in das System der Stromversorgung integriert werden können.

### **5.3 Einschätzung zukünftiger Aufgaben der Raumplanung im Spannungsfeld zwischen Energiepolitik und nachhaltiger Raumentwicklung**

Die Szenario-Analysen haben gezeigt, dass die Umsetzung den Regenerativ-Energie-Szenarien zugrunde liegenden energiepolitischen Ziele und Konzepte in vielfacher Hinsicht räumliche Aspekte berühren. Deutlich ist außerdem geworden, dass die Umsetzung dieser Zielvorstellungen zum Teil in hohem Maße Raumwirkungen entfalten kann. Daher scheint es angebracht, darüber nachzudenken, welche Funktion die Raumplanung bei der Formulierung und Umsetzung energiepolitischer Konzepte in Zukunft übernehmen könnte und sollte. Diese Frage soll abschließend vor dem Hintergrund der mit der vorliegenden Arbeit gewonnenen Erkenntnisse erörtert werden.

Raumplaner interessieren sich in erster Linie für die örtlich konkrete Gestalt und für die Gestaltung eines Planungsraumes in seiner Ganzheitlichkeit. Dieser Problemwahrnehmung entsprachen die Ziele und Ergebnisse der Szenarienrechnungen, soweit sie publiziert wurden, nicht oder nur sehr wenig. Dies spiegelt zum Teil auch Defizite in der aktuellen energie- und umweltpolitischen Diskussion. Die Aufgabe der Regenerativ-Energie-Szenarien war es, unter der Prämisse, die Vereinbarung zur Beendigung der Stromerzeugung aus Kernenergie umsetzen und dabei das langfristige Klimaschutzziel erfüllen zu müssen, einen technisch realisierbaren und energieökonomisch optimierten zukünftigen Energiemix zu ermitteln. Im Fokus der Analysen und konzeptionellen Ausarbeitungen standen daher emissionsrelevante Veränderungen des Versorgungssystems (also z.B. Veränderungen des Kraftwerksmixes und des Kraftwerkseinsatzes), ohne dabei die räumlichen Dimensionen bezogen auf das Gesamtsystem der Energieversorgung (bzw. Stromversorgung) oder raumbezogene Folgewirkungen zu betrachten. Nebenziele wie die Vermeidung von potenziell unerwünschten Raumwirkungen der vorgeschlagenen Infrastruktur-Ausbaukonzepte und von Umsetzungshemmnissen auf der lokalen und regionalen Ebene hatten zum Teil sehr wenig Einfluss auf die Ausgestaltung der Szenarien.

Klimaschutzziele sind bislang vor allem auf nationaler und internationaler Ebene diskutiert und vereinbart worden, weshalb auch die energiepolitische Umsetzung in erster Linie dort angesiedelt worden ist. Eine subnational ausdifferenzierte Energie- und Klimaschutzpolitik existiert kaum, verfügt über wenig Einfluss und über kein nennenswertes Instrumentarium zur Umsetzung eigener Ansätze. Die dezentrale Struktur der meisten regenerativen Strom- und Wärmeerzeuger scheint es jedoch zu rechtfertigen, vor allem dezentrale Konzepte zu entwickeln und umzusetzen.

Es zeigt sich aber mit zunehmendem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, dass die Vision einer langfristigen regenerativen Vollversorgung zunächst vor allem auch auf nationaler und internationaler Ebene einer Planung oder zumindest einer intensiven Steuerung bedarf. Dies wird mittlerweile sowohl von der Elektrizitätswirtschaft als auch von den Interessensverbänden der Offshore-Windenergie-Anlagen-Betreiber erkannt und in entsprechende fast gleichlautende Forderungen nach einer übergeordneten Planung ungemünzt (vgl. Schneller 2003 und OFW 2003). Gerade auf nationaler Ebene sind Defizite auf der Planungs- und Steuerungsebene erkennbar, die allerdings auch auf fehlende formalrechtliche Planungs- und Umsetzungskompetenzen verweisen.

Wie die Regenerativ-Energie-Szenarien zeigen, erfordert der von der Bundesregierung vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergienutzung angestrebte weitere Ausbau der regenerativen

Stromerzeugung ein abgestimmtes Gesamtkonzept mit mittel- bis langfristiger zeitlicher Perspektive, das sich auf die folgenden Bereiche erstreckt:

- Ausbau eines geeigneten regenerativen Mix von Stromerzeugern in Deutschland sowie in Import-Ländern,
- Räumlich und zeitliche Koordination der Stilllegung von Wärmekraftwerken (Großkraftwerke) mit dem Zubau von fluktuierenden Anlagen einerseits und steuerbaren Kraftwerken (schnell regelbare verbrauchernahe Einheiten kleiner bis mittlerer Leistungen) im Hinblick auf Reserve- und Regelfunktion für die fluktuierende Stromerzeugung andererseits,
- Aufbau von internationalen Hochleistungs-Ferntransportverbindungen zur Strom- und Wasserstoffversorgung in internationaler Kooperation,
- Anpassung und Ausbau des Stromnetzes in Deutschland,
- Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur für die Grob- und Feinverteilung und Speicherung in Deutschland.

Die regenerative Stromversorgung kann nur sinnvoll funktionieren, wenn einerseits Ansprüche an die Versorgungssicherheit und Netzstabilität erfüllt werden und andererseits der Erzeugungsmix und die Verteilung der Kraftwerksstandorte so optimiert werden, dass möglichst geringe Überkapazitäten entstehen, und großräumige Leistungstransporte so weit wie möglich vermieden werden. Im Interesse der übergeordneten energiepolitischen Ziele sollten die Konzepte dabei insgesamt so ausgestaltet werden, dass eine zusätzliche technische Überformung der Landschaft und der Siedlungsräume auf ein Mindestmaß begrenzt wird, da nur auf diese Weise die nötige Akzeptanz auf regionaler und lokaler Ebene zu erreichen ist.

Soweit der Ausbau des großräumigen Netzverbundes zum Ausgleich fluktuierender dargebotsabhängiger Einspeisungen notwendig ist, sollte versucht werden, an anderer Stelle Netzkapazitäten durch eine gezielte Konzentration verbrauchsnahe Einspeisungen einzusparen und zurückzubauen. Dazu sollten z.B. Regionen identifiziert werden, die über eine ausgeglichene Nachfrage- und regenerative Angebotsstruktur verfügen und die sich für den Aufbau einer Stromversorgung eignen, die weitgehend unabhängig von der übergeordneten Netzinfrastruktur funktioniert (vgl. Hoppe-Kilpper et al. 2002). Eine weitere Anforderung besteht darin, den Ausbau regenerativer Wärmekraftwerke so zu gestalten, dass die auszukoppelnde Wärme weitgehend genutzt werden kann. Dazu muss der Ausbau der Wärmeversorgung im Zuge von Sanierungsmaßnahmen im Siedlungsbestand und im Zuge von Siedlungserweiterungen mit dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf regionaler und kommunaler Ebene koordiniert werden.

Durch die breite Förderung regenerativer Netzeinspeisung entstehen Anreize, regenerative Kraftwerkskapazitäten in großem Umfang und mit hoher Geschwindigkeit aufzubauen. Dabei können Engpässe in den vom Ausbau besonders betroffenen räumlichen Schwerpunktbereichen des Übertragungs- und Verteilungsnetzes entstehen. Andererseits können sich durch die ohnehin geplante Stilllegung von Wärmekraftwerken Unterauslastungen von Netzbetriebsmitteln ergeben, die unter günstigen Umständen zu einem Ausgleich von Netzüberlastungen genutzt werden könnten. Weiterhin kann der

Zubau von Kraftwerkseinheiten, die in ihrer Leistungsabgabe schnell regelbar sind, für einen Ausgleich von Überlastungen bestimmter Netzabschnitte sorgen, die durch dargebotsabhängige Erzeuger ausgelöst worden sind. Im Normalfall laufen die genannten Prozesse in eher zufälliger Reihenfolge ab, soweit sie von Akteuren, die voneinander unabhängig agieren, unter rein betriebswirtschaftlichen Erwägungen gesteuert werden. Die getätigten Investitionen verteilen sich auch räumlich nach den Gesetzmäßigkeiten des Energiemarktes. Im Interesse eines geregelten Ausbaus erneuerbarer Energien wäre zu prüfen, ob und inwieweit die jeweiligen individuellen Planungen der Markt-Akteure im Hinblick auf die Vermeidung von unnötigen und kostenintensiven Netzverstärkungs- und -erweiterungsinvestitionen zeitlich und räumlich koordiniert und gesteuert werden können.

Auch bei optimaler räumlicher und zeitlicher Koordination des Ausbaus des Kraftwerksparks werden sich bei einem zunehmendem Anteil dargebotsabhängiger Stromerzeuger Netzausbau und –verstärkungsmaßnahmen nicht vermeiden lassen. Insbesondere für den Aufbau der Offshore-Windenergienutzung ist es erforderlich, dass die Windpark-Betreiber ihren Strom in das Höchstspannungsverbundnetz einspeisen können und dass dadurch die Netzstabilität zu keinem Zeitpunkt gefährdet wird. Um dieses Ziel zu erreichen und dabei den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung nicht unnötig zu behindern, müssen mittel- bis langfristige Netzplanungen erstellt und mit den Ausbauplanungen der Offshore-Windkraftanlagen-Betreiber so weit wie möglich abgestimmt werden.

Um die großen Potenziale für eine regenerative Stromerzeugung möglichst weitgehend auszuschöpfen, soll zusätzlich ein interkontinentaler Netzverbund aufgebaut werden, damit überschüssige Stromerzeugungspotenziale aus Regionen mit geringer eigener Stromnachfrage nach Europa exportiert werden können. Um die sehr großen Transportdistanzen zu überwinden, müssen die Territorien zahlreicher Staaten durchquert werden. Daher ist es sinnvoll, die betroffenen Liefer- und Transitländer in die Planungen rechtzeitig mit einzubeziehen. Zudem ist es erforderlich, die zum großen Teil neuartigen Erzeugungstechnologien zu entwickeln und zu erproben, bevor der kommerzieller Leistungsbetrieb aufgenommen werden kann. Innerhalb Deutschlands wird das Leitungssystem als zusätzliches HGÜ-Netz dem bestehenden Höchstspannungs-Übertragungsnetz überlagert werden. Es müssen im bestehenden Übertragungsnetz geeignete Netzknoten definiert werden, an die das HGÜ-Netz angebunden wird. Für den Netzausbau müssen Trassen und Standorte für Umrichterstationen und sonstige Betriebsmittel planerisch gesichert werden.

Wenn die großen Potenziale dargebotsabhängiger Stromerzeuger so weit genutzt werden sollen, wie dies aus Klimaschutzpolitischen Gründen für erforderlich gehalten wird, besteht die Gefahr, dass Überschussstrom produziert wird, der ohne eine geeignete Speichertechnologie und Infrastruktur nicht in das System integriert werden könnte. Mit Hilfe der Wasserstoffelektrolyse kann die Aufgabe der Umwandlung und Speicherung von Überschussenergie sinnvoll gelöst und gleichzeitig ein universell einsetzbarer Sekundärenergieträger geschaffen werden. Elektrolyseure können, eine entsprechende technische Weiterentwicklung vorausgesetzt, in allen Leistungsgrößen gebaut werden und wie zusätzliche Verbraucher an strategisch günstigen Netzpunkten platziert werden, um auf diese Weise zur Netzstabilität und/oder zur Vermeidung eines Stromnetzausbaus beitragen zu können. Daher bedarf auch der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur einer planerischen Vorbereitung und einer Koordina-



---

tion mit dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung einerseits und dem Ausbau des Stromnetzes andererseits.

Die genannten Planungs- und Koordinierungsaufgaben können abgesehen von der Frage der fachlichen Zuständigkeit nicht von der planenden Verwaltung übernommen werden, weil diese Planungskompetenzen allenfalls auf Landesebene, nicht aber auf der Ebene des Bundes hat. Bundesweite Planungszuständigkeiten sind im deutschen Rechtssystem grundsätzlich nicht vorgesehen, auch nicht für den Energiesektor. Zwar räumt das EU-Recht die Möglichkeit einer langfristigen staatlichen Planung zur Regulierung des Strommarktes ein, die von den Mitgliedstaaten aus Gründen des Gemeinwohls etabliert werden kann, die allerdings in der Bundesrepublik Deutschland vom Gesetzgeber bislang nicht in das Energierecht übernommen wurde. Unter den Bedingungen der Strommarktliberalisierung können die genannten Aufgaben auch nicht von den einzelnen Netz- oder Kraftwerksbetreibern wahrgenommen werden. Allenfalls könnten die Verbände der Elektrizitätswirtschaft Teilaufgaben übernehmen, wie dies in der Vergangenheit bereits bei der Regelung des Netzzugangs und der Netznutzung der Fall war.

Allerdings ist darüber hinaus eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure mit unterschiedlich sachlich und räumlich gegliederter Handlungskompetenz und jeweils eigenen Zielen und Interessen zu berücksichtigen und einzubinden. Aufgrund der zum Teil erheblichen Raumbedeutsamkeit der Infrastrukturmaßnahmen ist hier eine Koordination mit der räumlichen Planung auf allen Ebenen von besonderer Bedeutung. Um für die politische Steuerung noch bessere Analyse-Instrumente zu schaffen, sollten zukünftig Energieszenarien raumrelevante infrastrukturelle Aspekte stärker in die Systemanalyse integrieren. Hierzu bedarf es weitergehender Forschungen, um eine stärkere räumliche Differenzierung im Bereich der Analyse und der Szenarien-Ausgestaltung zu erreichen.

## 6 Verzeichnisse

### 6.1 Literaturverzeichnis

- Abresch et al. 2000  
Abresch, J.-P./Gassner, E./Korff, J. v.: Naturschutz und Braunkohlesanierung. Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.). Angewandte Landschaftsökologie Heft 27. Bonn Bad-Godesberg 2000
- AGEB o.J.  
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin o.J.
- AGFW 2000  
AGFW-Studie: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) Vorstudie – Zeithorizont 2005, Frankfurt/M. 2000
- Akin et al. 1996a  
Akin, H./Götz, H./Loewer, R./Palmer, B./Becker, J./Ruhmann, G.: Uranbergbau in Kanada. In: atw 2/1996, S. 89 - 94
- Akin et al. 1996b  
Akin, H./Götz, H./Loewer, R./Loewer, R./Catchpole, G./Becker, J.: Uranbergbau im ISL-Verfahren. In: atw 2/1996, S. 94 - 97
- Albers 2003  
Repowering für den Offshore-Einsatz. Hermann Albers im Gespräch mit SW%W. In: Sonne Wind & Wärme 2/2003, S. 64 - 66
- ALTENER ENER/IURE  
[www3.jrc.es/projects/eneriure/pages/data.htm](http://www3.jrc.es/projects/eneriure/pages/data.htm)
- Ahmels 2002  
Ahmels, H.-P.: Chancen der Windenergienutzung auf hoher See. Vortrag anlässlich der Offshore-Konferenz der Niedersächsischen Energieagentur in Cuxhaven am 07.03.2002
- AkEnd 2002  
Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte (AkEnd): Auswahlverfahren für Endlagerstandorte. Empfehlungen des AkEnd - Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte. Köln 2002
- Anonymus 1997  
Anonymus: Troll – ein Meilenstein der Erdgasfördertechnik. In: Gaswärme international 1/1997, S. 62 - 63
- Arge Solarwirtschaft o.J.  
Arbeitsgemeinschaft Solarwirtschaft: Solarwirtschaft. Fakten Perspektiven. Berlin o.J.



- BGR 2001 Bundesrepublik Deutschland. Rohstoffsituation 2000. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.). Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXIV. Hannover 2001
- BGR 2003 Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.). Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII. Hannover 2003
- BKG 2003 Bundesamt für Kartographie und Geodäsie: Topographische Geobasisdaten Bundesrepublik Deutschland. VG250 (Ebenen) Vektordaten Verwaltungsgrenzen (Gemeinden). Frankfurt/Main 2003
- BGW 2002 Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW): 123. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland. Berichtsjahr 2001. Bonn 2002
- Blesl et al. 2001 Blesl, M./Fahl, U./Voß, A.: Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland. Endbericht. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Stuttgart 2001
- Blotevogel 1995 Blotevogel, Hans Heinrich 1995: Raum. In: Handwörterbuch der Raumordnung. Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL). Hannover 1995, S. 733 - 740
- Blumenberg et al. 1990 Blumenberg, R./Franze, S./Mahlmann, H.-G.: Planung, Bau und Betrieb der 2. Ausbaustufe des Erdgasuntergrundspeichers Dötlingen. In: Gas Erdgas gwf 131 (1990) Nr. 6, S. 258 - 266
- BMU 2001 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Übereinkommen über nukleare Sicherheit. Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland für die Zweite Überprüfungstagung im April 2002. Berlin 2001
- BMU 2003 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Übereinkommen über nukleare Sicherheit. Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland für die Dritte Überprüfungstagung im November 2003. Berlin 2003
- BMWi 1994 Energieeinsparung und erneuerbare Energien – Berichte aus den energiepolitischen Gesprächszirkeln beim Bundesministerium für Wirtschaft. BMWi-Dokumentationen Nr. 361, Bonn 1994

- 
- BMWi 2001 Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland 2000. Bergwirtschaft und Statistik. Zusammengestellt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) in Zusammenarbeit mit den Bergbehörden der Länder. 52. Jahrgang. Berlin 2001
- BMWi/VWEW 2002 Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. 52. Bericht 2000. Publikation der Zeitschrift ew in Zusammenarbeit mit dem BMWi. Berlin/Frankfurt am Main 2002
- Böhmer 2003 Böhmer, T.: Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im Jahr 2001. In: Elektrizitätswirtschaft 7/2003, S. 22 - 29
- Borgmeier 1999 Borgmeier, M.: Kavernenspeicherprojekt Kraak. In: gwf Gas Erdgas 11/1999, S. 791 - 795
- Bozem 1994 Bozem, K.-H.: Problematik der Erdgasversorgung in einem Flächenstaat – das Beispiel Südbayern. Lange Transportwege und das Problem der Wirtschaftlichkeit. In: gwf Gas Erdgas 3/1994, S. 149 - 151
- BP 1989 Das Buch vom Erdöl. Herausgegeben von der Deutschen BP. Hamburg 1989
- Bradtke et al. 2001 Bradtke, H./Cremer, C./Mannsbart, W.: Potenziale für den Import und Export von Strom. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung. Karlsruhe 2001
- Bremen/Bremerhaven 2003 Bremen bietet sich an. In: Solarthemen Nr. 154 2/2003, S. 6
- Bröskamp et al. 2004 Bröskamp, H./Brammer, K.-J.: Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland. In: atw 4/2004, S. 248 - 256
- Buchholz 2001 Buchholz, Georg: Die Zukunft des solaren Wasserstoffs liegt in dezentralen Konzepten. In: Solarzeitalter 1/2001, S. 32 - 36
- Buchholz o.J. Buchholz, H.: Strategien und Szenarien zur Raumnutzung in den deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszonen in Nordsee und Ostsee. Auszug aus einem Forschungsprojekt. Hannover o.J.
- Bundesregierung 2001 Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Eva-Maria Bulling-Schröter und der Fraktion der PDS – Drucksache 14/6254 – Transporte und Lagerung von Uranhexafluorid in der Bundesrepublik Deutschland. In:

- Deutscher Bundestag 14. Wahlperiode: Drucksache 14/6692 vom 16.07.2001
- Burkowsky/Krekler 1999 Burkowsky, M./Krekler, G.: Erdgasspeicher Berlin. In: gwf Gas Erdgas 11/1999, S. 782 - 790
- BWE 2001 Windenergie in Nordrhein-Westfalen. BWE-Stellungnahme zur Landtagsanhörung am 19.09.2001
- BWE 2002 Marktübersicht Windenergie 2002, Osnabrück 2002
- BWK 2000 Gas für Generationen. Troll: Zwischen Mythos und Wirklichkeit. In: BWK 10/2000, S. 20 - 22
- Cerbe 1988 Cerbe, G (Hrsg.): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. München/Wien 1988
- Coninx 1986 Coninx, C.: Kernbrennstoffversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Kernthemen. Deutsches Atomforum e.V. (Hrsg.) Bonn 1986
- Czisch 1999 Czisch, G.: Potenziale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. Kassel 1999
- Dahlke 2002 Dahlke, C.: Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieanlagen nach der Seeanlagenverordnung. In: Natur und Recht 8/2002, S. 472 - 479
- Danzmann/Kellermann 1976 Danzmann, H.-J./Kellermann, O.: Konzentration mehrerer Kernkraftwerke – ein erhöhtes Risiko? In: atw 12/1976, S. 570 - 575
- David 1982 David 1982: David, Carl-Heinz: Zur rechtlichen und raumordnungspolitischen Funktion des Begriffs der Raumbedeutbarkeit. In: Verwirklichung der Raumordnung. Veröffentlichung der Akademie für Raumforschung und Landesplanung. Forschungs- und Sitzungsberichte, Band 145. Hannover 1982, S. 43 - 56
- DEBRIV 2004 Deutscher Braunkohlen-Industrieverein e.V. (DEBRIV): Daten zur Kohlenstatistik. <http://www.kohlenstatistik.de> Zugriff: 24.06.2004
- DEWI 1993 Pahlke, T./Keuper, A./Gerdes, G.: Feststellung geeigneter Flächen als Grundlage für die Standortsicherung von Windparks im nördlichen Niedersachsen: 1000-MW-Programm. DEWI Wilhelmshaven 1993

- 
- DEWI 1995 Gerdes, G./Pahlke, T./Penner, K.: Feststellung geeigneter Flächen als Grundlage für die Standortsicherung von Windparks im nördlichen Niedersachsen und im Harz: 1000-MW-Programm. DEWI Wilhelmshaven 1995
- DEWI 2001 Rehfeldt, K./Gerdes, G. J./Schreiber, M.: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Wilhelmshaven 2001
- DEWI 2002 Neumann, T./Ender, C./Molly, J.-P./Neddermann, B./Winkler, W./Strack, M.: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 2. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Wilhelmshaven 2002
- Dewitz 1984 Dewitz, W. v.: Oberflächenentwässerung in Rekultivierungsgebieten. In: Braunkohle 10/1984, S. 312 - 314
- Diehl 1995 Diehl, P.: Uranabbau in Europa. Die Folgen für Mensch und Umwelt. Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz BBU e.V. (Hrsg.) Bonn 1995
- DIW 2001 Stagnierender Primärenergieverbrauch im Jahre 2000. In: DIW Wochenbericht 5/2001, S. 78 - 90
- DLR/IFEU/WI 2001 DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart: Wolfram Krewitt, Joachim Nitsch; Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg: Martin Pehnt, Guido Reinhardt; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal: Manfred Fishedick, Dirk Wolters, Matthias Abele, Niko Supersberger: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (FKZ 901 41 803), 1. Zwischenbericht. Stuttgart et al. 2001
- DLR/WI 2002 Fishedick, M./Nitsch, J.: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. DLR, Institut für Thermodynamik, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. Berlin 2002
- Donnerbauer 2000 Donnerbauer, R.: Schwarzes Gold aus der Nordsee. In: Wärmetechnik Versorgungstechnik 8/2000, S. 28 - 33

- Dreier/Wagner 2001 Dreier, Th./Wagner, U.: Perspektiven einer Wasserstoffwirtschaft. Teile 1 – 8 In: BWK 2000, 2001 und 2002
- DWK 1977 Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK): Bericht über das in der Bundesrepublik Deutschland geplante Entsorgungszentrum für ausgediente Brennelemente aus Kernkraftwerken. Hannover 1977
- EA NRW o.J. Energieagentur NRW: Solaratlas für Nordrhein-Westfalen. Wuppertal o.J.
- EA Oberfranken 2003 Energieagentur Oberfranken e.V.: Energieholzpotenzial Oberfranken. [www.energieagentur-oberfranken.de](http://www.energieagentur-oberfranken.de), Zugriff: 04.03.2003
- Edelmann et al. 2001 Edelmann, W./Schleiss, K./Engeli, H./Baier, U.: Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas. Studie i.A. des Bundesamtes für Energie Bern. Baar 2001
- Enders 2003 Enders, C.: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2002 – In: DEWI Magazin 2/2003, S. 7 - 19
- Enders 2004 Enders, C.: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2003 – In: DEWI Magazin 2/2004, S. 6 - 18
- Enquete 1980 Bericht der Enquete-Kommission „Zukünftige Kernenergiepolitik“ über den Stand der Arbeit und die Ergebnisse gemäß Beschluß des Deutschen Bundestages. In: Bundestag-Drucksache 8/4341 vom 27.06.1980
- Enquete 1992 Bericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages. Enquete-Kommission Schutz der Erdatmosphäre Bonn 1992
- Enquete 1994 Schlußbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ zum Thema „Mehr Zukunft für die Erde – Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz -. In: Bundestag-Drucksache 12/8600 vom 31.10.1994
- Enquete 2001 Analyseraster der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" Stand: 2.April 2001
- Enquete 2002 Bericht Szenarienerstellung. Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Wup-



- 
- pertal Institut für Klima Umwelt Energie für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages. Berlin 2002
- E.ON 2002 E.ON Kernkraft GmbH: Vom Kernkraftwerk zur grünen Wiese. Stilllegung und Rückbau des Kernkraftwerks Stade. Hannover 2002
- EU-Kommission 2000 EU-Kommission: Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Versorgungssicherheit. [KOM(2000) 769 endg.] Brüssel 2000
- ETH 1995 Frischknecht, R./Knoepfel, I./Hofstetter, P./Suter, P./Walder, E.: Ökoinventare für Energiesysteme: Beispiel Erdöl- und Brenngassystem. In: BWK 3/1995, S. 71 - 77
- ETH 1996 Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU) Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich Sektion Ganzheitliche Systemanalysen und Paul Scherrer Institut, Villigen/Würenlingen. Studie im Auftrag des Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) und des Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) 3. Auflage, Zürich 1996
- Ewen 1998 Ewen, Christoph 1998: Flächenverbrauch als Indikator für Umweltbelastungen. Darmstadt/Freiburg 1998
- Ewelt et al. 1974 Ewelt, K. P./Höhne, L. Et al.: Das 380-kV-Netz der Hamburgischen Electricitätswerke. In: Elektrizitätswirtschaft 8/1974, S: 471 - 476
- Ewers/Renzenbrink 2003 Ewers, J./Renzenbrink, W.: Braunkohle. In: BWK 4/2003, 48 - 57
- Fasold et al. 1994 Fasold, H.-G./Freitag, F./Heymer, D./Heyden, L. van: Erdgastransport, -speicherung und -verteilung. IKARUS Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien. Teilprojekt 4 „Umwandlungssektor“. Forschungszentrum Jülich Programmgruppe Technikfolgenforschung (TFF) Karlsruhe 1994
- Fahl 2002 Fahl, U.: Potenziale dezentraler Stromerzeugung (REG / KWK) und Szenarien zur Entwicklung der Strombereitstellung für Deutschland bis 2050. Beitrag zur Sitzung des ARL – Arbeitskreises (erweitert) „Räumliche Aspekte neuer Ent-

- wicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“ - Frankfurt, 20. Juni 2002 -
- Fahl 2004  
Fahl, U.: Kurzdokumentation der Szenariorechnungen des IER im Auftrag der Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung für den ARL-Arbeitskreis „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“, unveröffentlichtes Manuskript, Stuttgart, Februar 2004
- Fischedick 2002  
Fischedick, M.: Ungekoppelte Energiesystemmodelle - Perspektiven der regenerativen Energieträger in der Energieversorgung Deutschlands. Präsentation im Rahmen des Modellexperiments III beim Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland. Wuppertal 2002
- Fischedick/Nitsch 2003  
Fischdick, M./Nitsch, J.: Die Rolle von Wasserstoff in der zukünftigen Energieversorgung. Vortrag anlässlich der Tagung „Dezentrale Energiespeicherung - Schlüssel zur wirtschaftlichen Entfaltung Erneuerbarer Energien“ veranstaltet von Eurosolar e.V. und Energieagentur NRW am 8. und 9. April 2003 in Wuppertal
- Fischer 1992  
Fischer, W. (Hrsg.): Die Geschichte der Stromversorgung. Frankfurt/Main 1992
- Fischer et al. 2002  
Fischer, J./Scheuermann, A./Dilger, M./Wilfert, R./Thrän, D.: Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht. Zwischenbericht. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Leipzig 2002
- Fleischer et al. 2000  
Fleischer, T./Grünwald, R./Oertel, D./Paschen, H.: TA-Projekt „Elemente einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung“. Vorstudie. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (Hrsg.), TAB-Arbeitsbericht Nr. 69; Berlin 2000
- Forum für Zukunftsenergien 1997  
Forum für Zukunftsenergien 1997. Langfristige Aspekte der Energieversorgung. Folgerungen und Kriterien für die Energiepolitik heute. Bonn 1997
- Franken 1999  
Franken, M.: Ein Konzern auf dem Holz-Weg – Siemens baut das größte Biomasse-Kraftwerk Europas. In: Frankfurter Rundschau vom 10.08.1999

- 
- Frenz 2000  
Frenz, Walter: Sustainable Development durch Raumplanung. Am Beispiel der Rohstoffgewinnung. Schriften zum Öffentlichen Recht, Band 828, Berlin 2000
- Friedrich 1979  
Friedrich, R.: Ein Verfahren zur ortsabhängigen Planung und seine Anwendung bei der Standortvorauswahl für thermische Kraftwerke. Stuttgart 1979
- Friedrich/Krewitt 1997  
Friedrich, R./Krewitt, W.: Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung. Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen. Berlin et al. 1997
- Fritsche et al. 2004  
Fritsche, U./Dehoust, G./Jenseit, W./Hünecke, K./Rausch, L./Schüler, D./Wiegmann, K./Heinz, A./Hiebel, M./Ising, M./Kabacsi, S./Unger, C./Thrän, D./Fröhlich, N./Scholwin, F./Reinhardt, G./Gärtner, S./Patyk, A./Baur, F./Bemmann, U./Groß, B./Heib, M./Ziegler, C./Flake, M./Schmehl, M./Simon, S.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse – Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP, Projektträger: FZ Jülich – Endbericht Darmstadt et al. 2004
- Gabler/Mohring 2003  
Gabler, H./Mohring, H.-D.: Photovoltaische Großanlagen – Technologie und Realisierung. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Solare Kraftwerke. Jahrestagung des Forschungsverbunds Solarenergie vom 14.-15.10.2002 in Stuttgart. Berlin 2003, S. 56 - 60
- GEMIS 2003  
Fritsche, U. et al.: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.1, Öko-Institut für angewandte Ökologie e.V., Gesamthochschule Kassel, Darmstadt 2003
- Gewiese 2003  
Gewiese, A.: Holzlogistik für Biomassekraftwerke. In: Schifffahrt und Technik 1/2003, S. 46 - 47
- Gläßer et al. 1996  
Gläßer, E./Kolb, H.-J./Schwackenberg, J.: Erdöl- und Erdgasförderung aus den Schelfgebieten Norwegens. Technische Entwicklung und wirtschaftliche Bedeutung. In: Geographische Rundschau 48 (1996) H. 5 S. 311 - 317
- Günnewig 1984  
Günnewig, R.: Erweiterung eines Erdgas-Untergrundspeichers durch Randwasserentnahme. In: gwf Gas Erdgas 1/1984, S. 1 - 6
- Günnewig/Jastrow 1994  
Günnewig, R./Jastrow, J.: Erweiterung des Erdgasspeichers Reitbrook der Hamburger Gaswerke GmbH. In: gwf Gas Erdgas 7/1994, S. 357 - 365

- Gwosdz/Röhling 2003  
Gwosdz, W./Röhling, S.: Flächenbedarf für den Abbau von oberflächennahen Rohstoffen (Steine und Erden, Braunkohle und Torf) im Jahre 2001. In: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Fakten, Analysen, wirtschaftliche Hintergrundinformationen 19/2003, S. 1 - 4
- Hau 2003  
Hau, E.: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin et al. 2003
- Häusler 1999  
Häusler, M.: Energietransport über Land und See mit Gleichstrom. In: Knies, G./Czisch, G./Brauch, H. G.: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. AFES Press Report Band 67, Mosbach 1999, S. 99 - 109
- Hahn/Kaulfuß 1994  
Hahn, H./Kaulfuß, G.: Ein neues Kraftwerk für Dresden. Erfahrungen bei der Projektierung und Realisierung des GuD-HKW Nossener Brücke. In: Energie 10/1994, S. 32 - 38
- Hammerschmidt 2002  
Hammerschmidt, A.: Biomasse-KWK mit ORC-Prozessen. In: Kaltschmitt, M./Fischer, J./Langnickel, U.: Bioenergieträger in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Berlin 2002, S. 49 - 67
- Hanusa 2003  
Hanusa, F.: Technikzentralen von Gebäuden. Dortmund 2003
- Hartmann/Kaltschmitt 2002  
Hartmann, H./Kaltschmitt, M.: Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 3. Münster 2002
- Heinrich/Jahraus 2000  
Heinrich, P./Jahraus, B.: Stromerzeugung aus Biomasse: Überblick über die technischen Verfahren und deren Wirtschaftlichkeit. In: Energetische Nutzung von Biomasse durch Kraft-Wärme-Kopplung. Gülzower Fachgespräche. Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow 2000, S. 25 - 39
- Heinrich/Jahraus 2002  
Heinrich, P./Jahraus, B.: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Fichtner-Studie im Auftrag der Bundesinitiative Bioenergie. Stuttgart 2002

- 
- Henneicke 2003 Henneicke, F.: Nutzung von Erdgasspeichern: Garantie für Flexibilität und Sicherheit im liberalisierten Gasmarkt. In: gwf Gas Erdgas 9/2003, S. 472 - 477
- Hensing et al 1998 Hensing, I./Pffaffenberger, W./Ströbele, W.: Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik. München, Wien 1998
- Hejmanowski 1993 Hejmanowski, R.: Zur Vorausberechnung förderbedingter Bodensenkungen über Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Clausthal-Zellfeld 1993
- HEW 1994 Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW): Heizkraftwerk Tiefstack. Musteranlagen der Energiewirtschaft Bd. 19. Gräfeling 1994
- Höhmann et al. 1978 Höhmann, P./Kückelhaus, P./Hoppe, V./Tölle, F./Orlowski, H./Börnke, F./Julius, W./Rick, E.: Das Erdgas-Kraftwerk Meppen des RWE. Musteranlagen der Energiewirtschaft, Bd. 13. Gräfeling 1978
- Hoffmeyer et al. 1996 Hoffmeyer, M./Köhler, D./Schwaiger, K./Fleißner, T.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil II: Energetische Untersuchung eines Kernkraftwerkes. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) (Hrsg.). München 1996
- Holm 1988 Holm, O.: Die Öl- und gaswirtschaftliche Entwicklung Norwegens und ihre Auswirkungen auf die sozioökonomische Struktur der westlichen Landesteile. Kölner Forschungen zur Wirtschafts- und Sozialgeographie Band 34. Herausgegeben von Ewald Glässer und Götz Voppel. Köln 1988
- Hoppe-Kilpper et al. 2002 Hoppe-Kilpper, M. et al.: Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin 2002, S. 4 - 13
- Hoppe-Kilpper 2003 Hoppe-Kilpper, M.: Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik – Technikentwicklung in den 90er Jahren zwischen Markt und Forschungsförderung. Kassel 2003
- Hüttl/Gerwin 2003 Hüttl, R./Gerwin, W.: Entwicklung und Bewertung gestörter Landschaften – Fallbeispiel Bergbaufolgeflächen. In: Bergbau 10/2003, S. 452 - 457

- Huenges et al. 2002 Huenges, E./Saadat, A./Köhler, S./Hurter, S./Trautwein, U./Giese, L.: Strom aus Erdwärme in Deutschland am Beispiel der GFZ- Forschungsbohrung Groß Schönebeck. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin 2002, S. 36 - 42
- IE 2002 Fischer, J./Scheuermann, A./ Dilger, M./Wilfert, R./Thrän, D.: Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht. Zwischenbericht erstellt im Auftrag des Umweltbundesamtes. Leipzig 2002
- IER 2002 Fahl, U./Remme, U./Blesl, M.: Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages. Endbericht, Stuttgart 2002
- ISSET 2001 Offshore-Windenergienutzung in der AWZ – Potenziale, Netzintegration, Stromgestehungskosten. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISSET), Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, Kassel 2001
- Ising et al. 2002 Ising, M./Unger, C./Heunemann, F./Dinkelbach, L.: Technische und wirtschaftliche Optimierung der Vergasung von Holz in der zirkulierenden Wirbelschicht. Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Umsicht). Oberhausen 2002
- Isserlin 1997 Isserlin, A.: Analyse der Entwicklung des Energiebedarfs bezogen auf die Gaswirtschaft Russlands und GUS. In: Gaswärme international 46 (1997) H. 11 S. 567 – 573
- Isserlin 1999 Isserlin, A.: Die Energieversorgung in Russland und der GUS – unter besonderer Berücksichtigung der Gaswirtschaft. In: Gas Erdgas gwf 140 (1999) H. 9 S. 593 - 598
- IZES 2002 Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES): Studie zur Weiterentwicklung der energetischen Verwertung von Biomasse im Saarland; Teil 1: Herleitung von Biomasse – Potenzialen in unterschiedlichen Betrachtungsebenen. Saarbrücken 2002
- Jahrbuch Atomwirtschaft 2001 Jahrbuch Atomwirtschaft 2001. Bonn 2002

- 
- Janser/Markhöfer 2001 Janser, S./Markhöfer, J.: Zukünftige Standorte für Primäraluminium-Smelter – Auswahl unter transportökonomischen Gesichtspunkten. In: Aluminium 12/2001, S. 978-982
- Jensch 1988 Jensch, W.: Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung unter Berücksichtigung von energietechnischen, ökonomischen und ökologischen Parametern. München 1988
- Jensen 2003 Jensen, D.: Biogas für alle. In: Sonne, Wind und Wärme 2/2003, S. 76 - 78
- Kaltschmitt 1996 Kaltschmitt, M.: Nutzung biogener Festbrennstoffe – Stand und Perspektiven. In: Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Biomasse als Festbrennstoff – Anforderungen, Einflußmöglichkeiten, Normung. Münster 1996
- Kaltschmitt 2003 Kaltschmitt, M.: Energie aus Biomasse – Stand und Perspektiven. In: VGB PowerTech 6/2003, S. 64 - 72
- Kaltschmitt et al. 2003 Kaltschmitt, M./Nill, M./Schröder, G.: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Projekte und deren energiewirtschaftliche Einordnung. In: Blickpunkt Energiewirtschaft 1/2003, S. 2 - 11
- Kaltschmitt/Hartmann 2001 Kaltschmitt, M./Hartmann, H.: Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Berlin et al. 2001
- Kaltschmitt/Reinhardt 1997 Kaltschmitt, M./Reinhardt, G.A. (Hrsg.): Nachwachsende Energieträger. Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung. Braunschweig/Wiesbaden 1997
- Kaltschmitt/Wiese 1993 Kaltschmitt, Martin/Wiese, Andreas: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Berlin Heidelberg 1993
- Kaltschmitt/Wiese 1997 Kaltschmitt, Martin/Wiese, Andreas (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin Heidelberg 1997
- Kaltschmitt/Streicher 2003 Kaltschmitt, M./Wiese, A./Streicher, W.: Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin Heidelberg 2003
- Kaltschmitt/Thrän 2002 Kaltschmitt, M./Thrän, D.: Stroh als biogener Festbrennstoff in Europa. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2002 S. 596 - 601

- Kautenburger 2002 Kautenburger, M.: Cuxhaven und Emden wittern Milliarden-geschäft. In: Hannoversche Allgemeine vom 01.09.2002
- Kießling et al. 2001 Kießling, F./Nefzger, P./Kaintzyk, U.: Freileitungen. Planung, Berechnung, Ausführung. 5. Aufl., Berlin et al. 2001
- Kind 1983 Kind, D.: Die Endlagerung in der Bundesrepublik Deutsch-land. In: atw 10/1983, S. 513 - 520
- Kleinebeckel 1986 Kleinebeckel, A.: Unternehmen Braunkohle. Geschichte eines Rohstoffs, eines Reviers, einer Industrie im Rheinland. Köln 1986
- Klitz 1980 Klitz, K.: North Sea Oil. Ressource Requirements for Devel-opment of the U.K. Sector. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). Oxford et al. 1980
- Klüß 1984 Klüss, H.: Die unterirdische Speicherung von Erdgas. Be-triebliche Aufgabe, technische Lösungen und wirtschaftliche Beduetung. In: gwf Gas Erdgas 12/1984, S. 505 - 514
- Kohlhaas 1998 Kohlhaas, M.: Ökonomische Grundlagen von Energiesys-temanalysen. In: Energiesparen – Klimaschutz der sich rechnet. Workshop-Dokumentation. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin 1998
- Köhler 2002 Köhler, S.: Geothermisch angetriebene Kraftwerke – Sys-tembetrachtung und Prozessvergleich. In: Geothermische Stromerzeugung. Stand der Technik und Perspektiven. VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.). VDI-Berichte 1703. Düsseldorf 2002, S. 71 - 84
- Köhler et al. 1996 Köhler, D./Rosenbauer, G./Schwaiger, K./Wabro, R.: Ener-getische Untersuchung von Blockheizkraftwerken. For-schungsstelle für Energiewirtschaft der Gesellschaft für praktische Energiekunde e.V. (FFE) München. Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE) Teil VI. München 1996
- Kopfmüller et al. 2000 Kopfmüller, J./Coenen, R./Jörissen, J./Langniß, O./Nitsch, J. 2000: Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung für den Energiebereich. In: Forschungszentrum Karlsruhe GmbH (Hrsg.). Technik und Umwelt. Wissenschaftliche Berichte FZKA 6578. Karlsruhe 2000



- 
- Köpke 2002 Köpke, R.: Der Kampf auf dem Meer. In: Neue Energie 12/2002
- Kottmann/Schmidt 1994 Kottmann, W./Schmidt, T.: Speicherung von Erdgas in Salzkavernen. Optimierung von Auslegung und Betrieb. In: gwf Gas Erdgas 7/1994, S. 350 - 356
- Köttner/Schnell 2003 Köttner, M./Schnell, R.: Biogasanlagen als Gemeinschaftsprojekte. In: Agrarsoziale Gesellschaft e.V. H. 11-12/2003, S. 34 - 37
- Kreuter/Gottlieb 2002 Kreuter, H./Gottlieb, J.: Geothermische Stromerzeugung – Projekt Offenbach. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Fachtagung Geothermische Stromerzeugung – eine Investition in die Zukunft“. Fachtagung vom 20./21.06.2002, Landau/Pfalz Berlin/Mainz 2002, S. 51 - 52
- Krewitt/Nitsch 2002 Krewitt, Wolfram/Nitsch, Joachim: Bestimmung ökologischer Windenergiepotenziale für einen ökologisch optimierten Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Vortrag anlässlich der 6. Deutschen Windenergiekonferenz, Wilhelmshaven, 23.-24. Oktober 2002
- Krewitt et al. 2004 Krewitt, W./Pehnt, M./Fishedick, M./Temming, H. (Hrsg.): Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale. Berlin 2004
- Kühn 2003 Kühn, M.: Offshore-Windenergie-technik. Technologieentwicklung und Perspektiven. In: Forschungsverbund Solarenergie (Hrsg.): Solare Kraftwerke. Jahrestagung des Forschungsverbunds Solarenergie vom 14.-15.10.2002 in Stuttgart. Berlin 2003, S. 76 - 79
- Kugeler/Phlippen 1990 Kugeler, K./Phlippen, P.-W.: Energietechnik. Berlin, Heidelberg New York 1990
- Kugeler et al. 2002 Kugeler, K./ Kugeler, O./Dienhart, M.: Transportieren von Energie. In: Rebhan, E. (Hrsg.): Energiehandbuch. Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin u.a. 2002, S. 674 - 712
- Lahmeyer 1991 Umwelterheblichkeitsuntersuchung Kraftwerk Rostock. Auftraggeber: Kraftwerks- und Netzgesellschaft mbH (KNG). Auftragnehmer: Lahmeyer International. Frankfurt/Main 1991

- Langniß 1994  
Langniß, O.: Solarimport. Forschungszentrum Jülich (Hrsg.) IKARUS-Teilprojekt 3, Primärenergie, Bericht Nr. 3-04, Jülich 1994
- Langniß/Nitsch et al. 1998  
Langniß, O./Nitsch, J./Luther, J./Wiemken, E.: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfrist-szenario für Deutschland. In: Forschungsverbund Sonnen-energie (Hrsg.): Strategien für eine nachhaltige Energiever-sorgung. Workshop am 12. Dezember 1997. Köln 1998
- Leible et al. 2003  
Leible, L./Arlt, A./Fürniß, B./Kälber, S./Kappler, G./Lange, S./Nieke, E./Rösch, C./Wintzer, D.: Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen. Forschungszentrum Karlsruhe, In-stitut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse. Karlsruhe 2003
- Liedtke 1997  
Liedtke, Christa 1997: Effektivierung der Eingriffsregelung durch Umweltqualitätsziele und –standards – das FIPS-Kon-zept. Vortragsmanuskript – Tagung „Eingriffsregelung“ des Landesamtes für Umweltschutz, Rheinland-Pfalz, 16.10.1997
- Linse et al. 1988  
Linse, U./Falter, R./Rucht, D./Kretschmer, W.: Von der Bitt-schrift zur Platzbesetzung. Konflikte um technische Groß-projekte. Berlin und Bonn 1988
- LUNG MV 1998  
Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklen-burg-Vorpommern: Eignungsgebiete für Windenergieanla-gen. Flächenhafte Darstellung in landesweiter Zusammen-fassung der RROP 1998
- Lützenkirchen 2003  
Lützenkirchen, C.: Kraftwerke im Boom. In: Sonne Wind & Wärme 5/2003, S. 84 - 88
- Mandel et al. o.J.  
Mandel, H./Dietrich, L./Hippel, W./Tochtrop, F./Wolf, M./Berg, D./Koch, W./Heining, U./Rast, H.-E./Meyer, F./Börnke, F./Watzel, G./Weber, D.: Das Kernkraftwerk Bib-lis der RWE. Gräfen, E. (Hrsg.): Musteranlagen der Ener-giewirtschaft, Band 10, Gräfeling o.J.
- Markewitz et al. 1999  
Markewitz, P./Kraft, A/Nollen, A./Eickhoff, H.-G.: Energie-transport. In: BWK 4/1999, S. 92 - 97
- Markewitz/Vögele 2002  
Markewitz, P./Vögele, S.: Kraftwerksüberkapazitäten in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1-2/2002, S. 36 - 39

- 
- Marsiske 2002 Marsiske, H.-A.: Repowering hat schon begonnen. In: Sonne Wind und Wärme 7/2002, S. 73 - 75
- Masuhr et al. 1992 Masuhr, K. P./Wolff, H./Keppler, J.: Die externen Kosten der Energieversorgung. Prognos AG (Hrsg.). Stuttgart 1992
- Max/Kwasny 2001 Max, A./Kwasny, R. J.: Kernkraftwerkskapazität und Kernbrennstoffversorgung. In: Jahrbuch der Atomwirtschaft 2001
- MDR 2004 Mitteldeutscher Rundfunk (MDR): Weltgrößtes Solarkraftwerk in Espenhain geplant.  
[www.mdr.de/nachrichten/sachsen/1160358.html](http://www.mdr.de/nachrichten/sachsen/1160358.html); Zugriff am 17.06.2004
- Meller et al. 2002 Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft. 109. Jahrgang. Hrg.: Meller, E./Middelschulte, A./Milojicic, G./Reichel, W./Schöning, G. Essen 2001
- Menzel 2003 Menzel, H.: Geothermie in Deutschland – Erfahrungen eines Anwenders. Vortrag beim Energieforum „Life Needs Power – Perspektiven für Energienutzung“ am 07. April 2003 – auf der Hannover Messe. Hannover 2003
- Michaelis/Salander 1995 Michaelis, H./Salander, C.: Handbuch Kernenergie. Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik. Frankfurt/Main 1995
- MFE SH 2001 Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.): Auf dem Weg zum Ausstieg aus der Atomenergie: Dezentrale Zwischenlagerung von abgebrannten Brennelementen. Kiel 2001
- MLU 2003 Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt: Spuren der Erdgasförderung in der Altmark bis 2015 beseitigt – Land und Gaz de France schließen Millionen-Vereinbarung. Pressemitteilung Nr. 234/03 vom 06. November 2003. In: [www.asp.sachsen-anhalt.de](http://www.asp.sachsen-anhalt.de). Zugriff am 19.11.2003
- Mohnhaupt et al. 2003 Mohnhaupt, M./Sann, R./Adams, J.: Rechtzeitig reagieren. Nordsee: Pipelinebetreiber stehen vor neuen Herausforderungen. In: Energie Spektrum 5/2003, S. 38 - 40
- Molly/Enders 2002 Molly, J.-P./Enders, C.: Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2006, 2010 und 2030. Studie im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH durchgeführt von Deutsches Windenergie-Institut GmbH, DEWI. Wilhelmshaven 2002

- MRLU SA 1997  
Ministerium für Raumordnung, Landwirtschaft und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt: Windpotentialstudie Sachsen-Anhalt, Magdeburg 1997
- Müller 2002  
Müller, K.-G.: Biogasanlage mit ungewöhnlichem Behältervolumen. In: WLB Wasser Luft und Boden 6/2002, S. 52 - 57
- MURL 1985  
Ministerium für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MURL): Nordwanderung des Steinkohlenbergbaus an der Ruhr. Anhörung am 5. und 6. September 1985 beim Minister für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MURL) – Wortprotokoll -
- MURL 1995  
Ministerium für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MURL): Genehmigung Braunkohlenplan Garzweiler II vom 31. März 1995 – Erläuterung zur Genehmigung
- Nast 2003  
Nast, M.: Förderbedarf für die Nutzung von Überschusswärme aus Müll- und Holz-Heizkraftwerken in Nahwärmenetzen. Expertise für das Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg. Stuttgart 2003
- NEA/IAEA 2000  
OECD Nuclear Energy Agency (NEA)/International Atomic Agency (IAEA): Uranium 1999. Resources, Production and Demand. Issy-les-Moulineaux 2000
- Nestli et al. 2003  
Nestli, T./Stendius, L./Johannsson, M. J./Abrahamsson, A./Kjaer, P. C.: Neues Energiekonzept für Troll. In: ABB Technik 2/2003 S. 15 - 19
- NLfB 2001  
Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover (NfLR): Rohstoffsicherungsbericht 2000. Hannover 2001
- NLfB 2002  
Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2002
- NLfB 2003  
Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover (NfLR): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2002. Hannover 2003
- NLfB 2003b  
Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover (NfLR): Rohstoffsicherungsbericht 2003. Hannover 2003
- Nitsch 2002 a  
Nitsch, Joachim: Potenziale der Wasserstoffwirtschaft. Gutachten für den wissenschaftlichen Beirat der Bundesregie-

- 
- ung Globale Umweltveränderungen (WBGU). Stuttgart 2002
- Nitsch 2002 b Nitsch, J.: Die Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2050. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Energiewende: Atomausstieg und Klimaschutz. Dokumentation der Fachtagung vom 15. und 16. Februar 2002, Berlin 2002
- Nitsch/Brischke 2002 Nitsch, J./Brischke, L.-A.: Anforderungen an die Stromversorgung durch zunehmend dezentrale Erzeugung und die Einbindung erneuerbarer Energien am Beispiel eines Ausbauszenarios bis 2050. In: Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft. Anforderungen an das Elektrizitätssystem für eine nachhaltige und sichere Energieversorgung. Dokumentation des Fachkongresses der Deutschen Energie-Agentur und der Fördergesellschaft Windenergie am 21. und 22. November 2002 in Berlin. Berlin 2002
- Nitsch et al. 2004 Nitsch, J./Krewitt, W./Nast, M./Viebahn, P./Gärtner, S./Pehnt, M./Reinhardt, G./Schmidt, R./Uihlein, A./Scheurlen, K./Barthel, C./Fischedick, M./Merten, F.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart et al. 2004
- Nitsch/Trieb 2000 Nitsch, Joachim/Trieb, Franz: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. Stuttgart 2000
- Nowak/Schmitz 2003 Nowak, W./Schmitz, G.: Erdgas. In: BWK 4/2003, S. 58 - 67
- OHS 1990 Otto Hug Strahleninstitut: Strahlenexposition und -risiko sowie Sicherheit bei der sog. 'schadlosen Verwertung' von bestrahlten Brennelementen im Ausland. Gutachten erstellt im Auftrag der Freien und Hansestadt Hamburg. Bonn 1990
- OFW 2003 Positionspapier des Offshore-Forums Windenergie (OFW) zur geplanten Novellierung des EEG. Tischvorlage zur Fachtagung EEG-Novelle 2003 vom 26.05.2003 veranstaltet von der Bundestagsfraktion Bündnis 90 Die Grünen in Berlin

- Packeiser 1996  
Packeiser, A.: Rössing Namibia, weltgrößter Urantagebau.  
In: Bergbau 2/1996, S. 56 - 60
- Paschen et al. 2003  
Paschen, H./Oertel, D./Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Arbeitsbericht Nr. 84. Berlin 2003
- Paul 2002  
Paul, J.: Stromerzeugung aus geothermischer Niedertemperaturwärme – Technik der übertragbaren Anlagen. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Fachtagung Geothermische Stromerzeugung – eine Investition in die Zukunft“. Fachtagung vom 20./21.06.2002, Landau/Pfalz Berlin/Mainz 2002, S. 33 - 37
- Peine 1998  
Peine, A.: Saure Restseen des Braunkohlentagebaus – Charakterisierung und Quantifizierung biogeochemischer Prozesse und Abschätzung ihrer Bedeutung für die seeinterne Neutralisation. Bayreuther Forum Ökologie, Band 62. Bayreuth 1998
- Philippczyk et al. 2001  
Philippczyk, F./Hutter, J./Schmidt, I.: Statusbericht zur Kernenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland 2000. Bundesamt für Strahlenschutz, Fachbereich Kerntechnische Sicherheit (Hrsg.). BfS-KT-26/1. Salzgitter 2001
- POLIS 2003  
Pädagogische Hochschule Heidelberg: Politikwissenschaftliches Lern- und Informationssystem – ViB Teilprojekt 1.2. [www.vib-bw.de](http://www.vib-bw.de), Zugriff vom 04.07.2003
- Port Promotion Agency 2002  
Zukunftsmarkt Offshore-Windenergie-Anlagen. Niedersachsens Häfen bereiten Flächen vor –Transport- und Umschlagskonzepte. In: Port News 9/2002, S. 14 - 15
- Prognos 1998  
Prognos 1998: Nachhaltige Entwicklung im Energiesektor ? Erste deutsche Branchenanalyse zum Leitbild von Rio. Prognos AG (Hrsg.). Heidelberg 1998
- Prognos 2002  
Schlesinger, M.: Bericht Szenarienerstellung für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages. o.O. 2002
- Prognos/EWI 2000  
Prognos AG (Hrsg.)/ Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI): Energiereport III. Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb

- 
- und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt und Technologie. Stuttgart 2000
- Projekt GmbH 2003 [www.sandbank24.de](http://www.sandbank24.de), Zugriff am 19.03.2003
- Positionspapier 2003 Positionspapier der deutschen Natur- und Umweltschutzverbände zur geplanten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 25.08.2003
- Quaschnig 2000 Quaschnig, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf 2000
- Quaschnig 2001 Quaschnig, V.: Konzentration auf die Sonne. In: Sonne Wind & Wärme. Jubiläumsausgabe 2001, S. 23 - 27
- Quaschnig 2003 Quaschnig, V.: Installierte Leistung regenerativer Kraftwerke in Deutschland. [www.volker-quaschnig.de](http://www.volker-quaschnig.de), Zugriff 28.08.2003
- Rabl/Dreicer 1999 Rabl, A./Dreicer, M.: An Eye to the Future. Long-Term Health and Environmental Impacts of Energy Systems. In: IAEA Bulletin 1/1999, S. 31 - 34
- Rempel 2003 Rempel, H.: 17. Welt-Erdöl-Kongress. Trends in der KW-Exploration sowie Transport und Nutzung von Erdgas. In: Erdöl Erdgas Kohle 4/2003, S. 148 - 152
- Rentz et al. 2002 Rentz, O./Gütling, K./Karl, U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16 (2) IVU-Richtlinie. Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH). Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes. Endbericht 2002
- Rheinbraun 1992 Rheinbraun Aktiengesellschaft: Tagebau Garzweiler II. Angaben für die UVP. Allgemeinverständliche Zusammenfassung. Köln 1992
- Richard-Elsner 1998 Richard-Elsner, Christiane 1998: Materialinputs in die Herstellung von Textilfasern unter besonderer Berücksichtigung der Flächennutzung. Aachen, 1998
- Ricica/Voigt 1998 Ricica, Kurt/ Voigt, Andreas/: Raumverträglichkeit als Beitrag zur nachhaltigen Raumnutzung. Ein Leitfaden herausgegeben im Auftrag des Magistrats der Stadt Wien. Wien 1998

- Riekenberg 2003  
Riekenberg, R.: Erweiterung und Erneuerung des Erdgas-speichers Huntorf. In: Erdöl Erdgas Kohle 5/2003, S. 194 - 199
- Rösch et al. 2001  
Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“. DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart: Joachim Nitsch, Michael Nast, Martin Pehnt, Franz Trieb; Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse: Dr. Christine Rösch, Jürgen Kopfmüller. Stuttgart, Karlsruhe 2001
- Roll/Matschke 2000  
Roll, H./Matschke, J.: Der klassische Dampfprozess: Möglichkeiten und Grenzen in der Praxis. In: Energetische Nutzung von Biomasse durch Kraft-Wärme-Kopplung. Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), (Hrsg.), Gülzower Fachgespräche, Mai 2000, S. 48 – 72
- Rölleke 1989  
Rölleke, F.-J.: Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas. Flächenbedarf, Umweltfaktoren, Rechtslage. In: Niedersächsische Akademie der Geowissenschaften. Veröffentlichungen Heft 3. Rohstoffvorkommen in Niedersachsen. Wirtschaftliche Bedeutung und Sicherung der Abbaumöglichkeiten. Hannover 1989
- RROP 2000 Emsland  
Landkreis Emsland, der Oberkreisdirektor. Hochbauamt, Abteilung Raumordnung und Städtebau: Regionales Raumordnungsprogramm 2000 für den Landkreis Emsland. Beschreibende und zeichnerische Darstellung mit Erläuterungen. Meppen 2001
- Rüsseler 2002  
Rüsseler, R.: Wettbewerbsfähiger Geothermie-Strom mit Kalina Cycle. In: Geothermische Stromerzeugung. Stand der Technik und Perspektiven. VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.). VDI-Berichte 1703. Düsseldorf 2002, S. 99 - 105
- Ruhrgas 2003  
[www.ruhrgas.de](http://www.ruhrgas.de), Zugriff am 19.11.2003
- Scheffer 2001  
Scheffer, K.: Energetische Nutzung von Biomasse aus Stilllegungsflächen – ein neues Konzept. In: Biogas als regenerative Energie: Stand und Perspektiven. VDI-Berichte 1620. Düsseldorf 2001, S. 159 - 170



- 
- Scheuermann et al. 2003  
Scheuermann, A./Thrän, D./Scholwin, F./Dilger, M./Falkenberg, D./Nill, M./Witt, J.: Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH. Leipzig 2003
- Scheuß 2003  
Scheuß, G.: Konsequenter Klimaschutz durch Projektentwicklung im Bereich dezentrale Energieerzeugung mit erneuerbaren Energien. In: VGB PowerTech 6/2003, S. 74 - 76
- Schiel/Schlaich 2001  
Schiel, W./Schlaich, J.: Wieviel Wüste braucht ein Auto? In: Langniß, O./Pehnt, M. (Hrsg.): Energie im Wandel. Berlin/Heidelberg 2001
- Schiffer 2001  
Schiffer, H.-W.: Deutscher Energiemarkt 2000. Primärenergie – Treibhausgas-Emissionen – Mineralöl – Braunkohle – Steinkohle – Erdgas – Elektrizität – Energiepreise – Importrechnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2001, S. 106 – 120
- Schillig 2003  
Schillig, F.: Altholz Ahoi! In: Umwelt 1/2003
- Schlomann et al. 2004  
Schlomann, B./Gruber, E./Eichhammer, W./Kling, N./Dieckmann, J./Ziesing, H.-J./Rieke, H./Wittke, F./Herzog, T./Barbosa, M./Lutz, S./Broeske, U./Merten, D./Falkenberg, D./Nill, M./Kaltschmitt, M./Geiger, B./Kleeberger, H./Eckl, R.: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Abschlußbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Karlsruhe et al. 2004
- Schmitz 1998  
Schmitz, G.: Wasserstoff – ein Energieträger der Zukunft? In: Gas Erdgas gwf 139 (1998) Nr. 3, S. 186 - 195
- Schnauß 2004  
Schnauß, A.: Erstes deutsches Geothermie-Kraftwerk zur Stromerzeugung. Vortrag beim Energieforum „Life needs Power“ auf der Hannover Messe vom 29.03.2004. Hannover 2004
- Schneller 2003  
Schneller, C.: Erneuerbare Energien zwischen Anspruch und Wirklichkeit: Ein Appell für ein nationales Windkonzept. In: VGB Power Tech 6/2003, S. 34 – 38

- Schneider 1998 Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklung im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern. Freiburg 1998
- Schneider 2001 Schneider, H.: Hydrothermale Geothermie: Tiefenwasser als Heizwasser - Technologie – Beispiele - Erfahrungen. In: Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.): Geothermie, eine Perspektive für Schleswig-Holstein. Kiel 2001
- Scholwin 2004 persönliche Mitteilung von Herrn Frank Scholwin, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig vom 02. Juni 2004
- Scholz/Rabe 1990 Scholz, W./Rabe, D.: Konzept für Planung und Bau einer Kompressorstation unter Berücksichtigung eines Energieangebotes durch die Nähe einer Großanlage. In: gwf Gas Erdgas 4/1990, S. 153 - 159
- Schrum 2001 Schrum, P.: Organisation großer Gemeinschaftsbiogasanlagen am Beispiel des Biokraftwerkes Neubukow. In: Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven. VDI-Berichte 1620, Düsseldorf 2001, S. 73 - 83
- Schupp et al. 1994 Schupp, G./Scholz, K.-H./Sundermann, H.-H.: Die Erdgasverdichterstation Velen/Gescher – Von der Idee bis zum Betrieb. In: 3R international 10/1994, S. 560 - 564
- Schütte 2004 Schütte, A.: Anbau und Nutzung von Energiepflanzen in Deutschland – Status quo. Vortrag anlässlich des Fachgesprächs Energiepflanzen vom 25./26.02.2004. Gülzow 2004
- Schwarz 1997 Schwarz, G.: Beförderung radioaktiver Stoffe im Kernbrennstoffkreislauf. Transportsysteme, Transportaufkommen und Strahlenschutz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 8/1997, S. 458 - 464
- Sedlacek 2000 Sedlacek, R.: Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle 11/2000, S. 536 - 544
- Sedlacek 2003 Sedlacek, R.: Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle 11/2003, S. 392 - 402
- Seeliger 2004 Seeliger, A.: Die europäische Erdgasversorgung im Wandel. EWI Working Paper Nr. 04-2. Köln 2004
- Seifert et al. 2003 Seifert, H./ Kröning, J./Hahm, T./Rohden, R./Freudenreich, K./Jöckel, S./Birkemeyer, J.: Abstandsregelung in Windparks. In: DEWI Magazin 2/2003, S. 79 - 87

- 
- SFV 2004 Solarförderverein e.V. (SFV): Freiflächenanlagen – Position des SFV. Überarbeitete Stellungnahme vom 12.07.2003. In: [www.sfv.de](http://www.sfv.de), Zugriff am 29.03.2004
- Slaby/Drebenstedt 2003 Slaby, D./Drebenstedt, C.: Modell der wirtschaftlichen Bewertung bergbaulich verursachter Umweltschäden und Altlasten mit Langzeitcharakter. In: *Bergbau* 2/2003, S. 58 - 62
- Staiß 2001 Staiß, F.: *Jahrbuch erneuerbare Energien 2001*. Radebeul 2001
- Standortkriterien 1981 Standortkriterien für Wiederaufarbeitungsanlagen. In: *Umwelt* vom 16.01.1981, S. 23
- Statistische Ämter 2003 Statistische Ämter des Bundes und der Länder: *Statistik Regional. Daten für die Kreise und kreisfreien Städte Deutschlands*. Ausgabe 2003
- Statistisches Bundesamt 2001 *Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft, Dezember und das Jahr 2000*. Statistisches Bundesamt Wiesbaden 2001
- Statistisches Bundesamt 2002 Statistisches Bundesamt: *Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Reihe 5.1, Auszug aus Fachserie 3. Bodenfläche nach Art tatsächlichen Nutzung 2001. Methodische Erläuterungen und Eckzahlen*. Wiesbaden 2002
- Statistik der Kohlenwirtschaft 2001 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: *Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland*. Essen, Köln 2001
- Statistik der Kohlenwirtschaft 2002 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: *Zahlen zur Kohlenwirtschaft*. Essen 2002
- Statoil 2004 Europe II. In: [www.statoil.com](http://www.statoil.com). Zugriff am 16.03.2004
- Steinmann 1999 Steinmann, K.: Erdgas Transport und Verteilung – Gegenwart und Zukunft. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 11/1999, S. 517 - 520
- Steinmann 2000 Steinmann, K.: Erdgas: Gewinnung, Transport und Verteilung. In: *BWK* 10/2000; S. 23 - 27
- Straßburg 1989 Straßburg, W.: Zur Diskussion der Wiederaufarbeitung in der Bundesrepublik Deutschland. In: *atw* 6/1989, S. 278 - 279
- Tauber 2002: Tauber, Clemens: Energie- und volkswirtschaftliche Aspekte der Windenergienutzung in Deutschland. Sichtweise von E.ON Kraftwerke. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 12/2002, S. 818 – 823

- Tekes 2002  
Finland National Technology Agency (Tekes): Alholmens Kraft, Pietarsaari. Die größte Biomasse-KWK-Anlage der Welt. In: Holzenergie 3/2002, S. 42 - 45
- Teuber et al. 1999  
Teuber, J./Hoffmann, M./Kosinowski, M./Sattler, H./Schuhmacher, K.: Der kumulierte Energieaufwand für die Erdölgewinnung am Beispiel ausgewählter Felder des Gifhorner Troges. In: DGMK Tagungsbericht 9901 – Frühjahrstagung des Fachbereiches Aufsuchung und Gewinnung in Celle 29. und 30. April 1999; S. 31 – 40. Hamburg 1999
- Thomauske 2004  
Thomauske, B.: Wege zur Endlagerung radioaktiver Abfälle in der Bundesrepublik Deutschland. In: atw 4/2004, S. 235 - 247
- Trieb et al. 2003  
Trieb, F./Quaschnig, V./Schillings, C./Kronshage, S./Brischke, L.-A./Czisch, G.: Potenziale, Standortanalysen, Stromtransport. In: In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Solare Kraftwerke. Jahrestagung des Forschungsverbunds Solarenergie vom 14.-15.10.2002 in Stuttgart. Berlin 2003, S. 36 - 43
- TU Dresden 2003  
[http://metp02.mw.tu-dresden.de/Transp\\_gas](http://metp02.mw.tu-dresden.de/Transp_gas) Zugriff am 17.11.2003
- UBA 2003  
Umweltbundesamt: Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland – Berlin 2003
- UBA 2004  
Umweltbundesamt (UBA): Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente.  
<http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-daten>. Zugriff: 23.05.2004
- Ueberhorst 1994  
Ueberhorst, S.: Energieträger Erdgas. Exploration, Produktion, Versorgung. Die Bibliothek der Technik, Bd. 102. Landsberg/Lech 1994
- Unger et al. 1994  
Unger, Hermann/Mohr, Markus/Gernhardt, Dirk/Skiba, Martin 1994: Analyse von Möglichkeiten zur praktischen Solarenergienutzung und deren Entwicklungsperspektiven in Nordrhein-Westfalen. Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Nukleare und Neue Energiesysteme (NES). Forschungsprojekt mit Förderung der AG Solar und des Ministeriums für

---

	Schule, Weiterbildung, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen
Urenco 2003	Urenco Deutschland: Unsere Standorte: Urananreicherungsanlage Gronau. <a href="http://www.urencode/seiten/sta/sta007.htm">http://www.urencode/seiten/sta/sta007.htm</a> , Zugriff: 12.08.2003
UVP V Bergbau	Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP V Bergbau) vom 13. Juli 1990. BGBl. I S. 1420
VdEW 1989	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): Strategieüberlegungen zur Brennelementeentsorgung und Verwertung von Plutonium und wiederaufgearbeitetem Uran - Gegenwärtige Situation und langfristige Perspektiven, Frankfurt/Main 1989
VdEW 1996	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VdEW): VdEW-Statistik Betriebsmittel 1996, Frankfurt/Main 1996
VDI 2050	VDI 2050 Blatt 1: Heizzentralen in Gebäuden und Blatt 2: Freistehende Heizzentralen Düsseldorf 1995
VdEW 1996	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VdEW): VdEW-Statistik Betriebsmittel 1996, Frankfurt/Main 1996
VdEW 1998	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VdEW): VdEW-Statistik Leistung und Arbeit 1998, Frankfurt/Main 1998
VdEW 2002	Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V.: Endenergieverbrauch in Deutschland 2001. Frankfurt/Main 2002
VdKI 2002	Verein Deutscher Kohlenimporteure e.V. (VdKI): Jahresbericht 2001. Hamburg 2002
Vennemann 1969	Vennemann, J.: Das Kernkraftwerk Würgassen. In: Energie 1/1969, S. 9 - 17
Vereinbarung 2000	Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000
VIK 2002	VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.: Statistik der Energiewirtschaft 2000/2001 Essen 2002
Voigt 2000	Interview mit dem Kieler Energie-Staatssekretär Wilfried Voigt. In: Neue Energie 2/2000
Voigt 2002	Schleswig-Holsteinischer Landtag, Stenographischer Dienst. Niederschrift Wirtschaftsausschuß 39. Sitzung am Donnerstag, den 23. Mai 2002

- Volwahren 1979  
Volwahren, Andreas/Heide, Rudolf/Eberhard, Jost/Stolarz, Holger/Winken, Renate 1979: Kraftwerksstandorte aus der Sicht der Raumordnung. Schriftenreihe „Raumordnung“ des Bundesministeriums für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau Nr. 06.036, Bonn 1979
- VV 1 1998  
BDI/VdEW/VIK: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22.05.1998. [www.vik-online.de](http://www.vik-online.de)
- WEA NRW 2002  
Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (Windenergie-Erlass – WEA Erl.-) Gem. RdErl. vom 3.5.2002
- Wegner/Spiekermann 2000  
Wegener, Michael/Spiekermann, Klaus 2000: Nachhaltige Raumentwicklung: Konzept für ein interdisziplinäres Forschungsprogramm. In: Raumforschung und Raumordnung Heft 5, 2000, S 406 - 417
- Wehowsky et al. 1994  
Wehowsky, P./Leidemann, W./Lezuo, A./Seifritz, W./Fishedick, M./Herrmann, D./Pfeifer, T./Fahl, U./Voß, A./Barnert, H./Singh, J.: Stromerzeugende und wärmeerzeugende Anlagen auf fossiler und nuklearer Grundlage. Forschungszentrum Jülich (Hrsg.) IKARUS-Teilprojekt 4, Umwandlungssektor, Bericht Nr. 4-06, Jülich 1994
- Weyer 2001  
Weyer, T.: Abschlußbericht der Untersuchung über Flächeninanspruchnahmen durch Aktivitäten des Steinkohlenbergbaus an die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Institut für Bergbaukunde I der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH). Aachen 2001
- WI 2002  
Fishedick, M./Lechtenböhrer, S./Hanke, T./Assmann, D.: Szenarienerstellung Wuppertal Institut im Auftrag der Enquête-Kommission .Nachhaltige Energie-Versorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung. des Deutschen Bundestages. Endbericht, Wuppertal, 2002
- Wieschke 2003  
Wieschke, S.: Kein Kerl wie Bruce Willis. Bei den Offshore-Arbeitern auf Troll A. In: Sanitär- und Heizungstechnik 10/2003, S. 50 - 53
- Wilfert et al. 2003  
Wilfert, R./Nill, M./Schattauer, A.: Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebauter Biomasse - Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse –

- 
- Studie im Auftrag der Deutschen Bundesstiftung Umwelt –  
Endbericht. Leipzig 2003
- Wintershall 2003      Wintershall nimmt Produktionsbetrieb im Feld A6/B4 auf. In:  
[www.wintershall.de](http://www.wintershall.de). Zugriff am 18.11.2003
- WISE 2004      World Information Service on Energy (WISE): Uranium En-  
richment Facilities. In:  
<http://www.antenna.nl/wise/uranium/efac.html>, Zugriff am  
16.04.2004
- Wismut 2002      Wismut GmbH: Chronik der Wismut. Chemnitz 2002
- WM BaWü 2001      Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: Windfibel.  
Technik, Planung und Genehmigung. Stuttgart 2001
- Wolf 1998      Wolf, R.: Der Schutz der Umwelt beim Bau von Bohrseln.  
In: UPR Umwelt und Planungsrecht 8/1998, S. 281 - 289
- Wölfer et al. 1995      Wölfer, W./Koopmann, U./Brauner, E./Sprung, K.: Erdgas-  
speicher Rheden – Planung, Bau und Inbetriebnahme. In:  
Erdöl Erdgas Kohle 1/1995, S. 21 - 25
- Wölfer 2000      Wölfer, W.: Erdgasspeicher Rheden. In: gwf Gas Erdgas  
12/2000, S. 852 - 859
- Young et al. 1982      Young, P./Gatzweiler, R./Flöter, W.: Die Entwicklung der  
Uranerzlagerstätte von Key Lake/Saskatchewan, Kanada.  
In: Erzmetall 10/1982, S. 489 - 510
- Zittel 1993      Zittel, W.: Umweltauswirkungen der Erdgasnutzung. Aspekte  
einer monetären Bewertung. In: Energie 5/1993, S. 32 - 38
- Zscherning 1998      Zscherning, J.: Der Fernwärmeeffizienzpaß. Möglichkeiten  
der Bewertung der Fernwärmeversorgung in der „Energie-  
sparverordnung“. In: Euroheat & Power – Fernwärme inter-  
national 7/1998, S. 38 - 43

## 6.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Energiepolitische Vorgaben der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ für die Szenarienentwicklung (RRO-Szenario).....	22
Tabelle 2:	Nettoleistung im Kraftwerkspark in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	34
Tabelle 3:	Primärenergiemix Bundesrepublik Deutschland 2000 (errechnet nach der Wirkungsgradmethode) .....	39
Tabelle 4:	Brennstoffverbrauch und Bruttostromerzeugung in Wärmekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	40
Tabelle 5:	Endenergieverbrauch Strom nach Verbrauchssektoren in aktuellen regenerativ-nicht-nuklearen Energieszenarien (Bundesrepublik Deutschland 2050).....	42
Tabelle 6:	Der Kraftwerkspark der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2050 im Vergleich der regenerativ-nicht-nuklearen Klimaschutz-Szenarien .....	46
Tabelle 7:	Veränderung der Kraftwerkskapazitäten 2000 – 2050 in den regenerativ orientierten Klimaschutzszenarien für die Enquete-Kommission und das UBA.....	47
Tabelle 8:	Vergleich der Nettostromerzeugung und des Strommix in aktuellen regenerativ-nicht-nuklearen Energieszenarien (Bundesrepublik Deutschland 2050).....	48
Tabelle 9:	Brennstoffenergiebedarf für die Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland 2050 (ohne KWK-Wärmegutschrift) .....	49
Tabelle 10:	Entwicklung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen und Kernbrennstoffen zur Stromerzeugung in den Regenerativ-Energie-Szenarien 2000 – 2050 .....	50
Tabelle 11:	Übersicht über Änderungsintensität im Stromversorgungssystem durch langfristige Klimaschutzstrategie und Kernenergieausstieg.....	52
Tabelle 12:	Kernkraftwerke in Deutschland 2000.....	54
Tabelle 13:	Zusammenstellung der Basisdaten für die Berechnung des spezifischen Natururanbedarfs für deutsche Kernkraftwerke im Rahmen des Ecoinvent-Projektes (Stand: 1990).....	56
Tabelle 14:	Bedarfsdaten für die Brennstoffbereitstellung bezogen auf die Jahresstromerzeugung des deutschen Kernkraftwerksparks 2000 .....	57
Tabelle 15:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme der Urangewinnung im Tagebau aus dem Ecoinvent-Projekt .....	62
Tabelle 16:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme der Urangewinnung im Tiefbau aus dem Ecoinvent-Projekt.....	63
Tabelle 17:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme der Uranerzaufbereitung aus dem Ecoinvent-Projekt.....	64
Tabelle 18:	Urankonzentrat-UF <sub>6</sub> -Konversionskapazitäten weltweit 2000 .....	66
Tabelle 19:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Konversionsanlagen.....	67
Tabelle 20:	Anreicherungs-kapazitäten weltweit 2004 .....	68
Tabelle 21:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Anreicherungsanlagen .....	69
Tabelle 22:	Kapazitäten zur Herstellung von Uran-Brennelementen für LWR weltweit 2000 .....	70
Tabelle 23:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Anlagen zur Brennelemente-Fertigung .....	70
Tabelle 24:	Flächeninanspruchnahme durch Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland anhand von Beispielanlagen .....	73
Tabelle 25:	Daten zur direkten Flächeninanspruchnahme durch Wiederaufarbeitungsanlagen.....	75
Tabelle 26:	Flächeninanspruchnahme für die Stromerzeugung aus Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland - bezogen auf die durchschnittliche Jahresstromerzeugung auf Basis von 32 Betriebsjahren laut Vereinbarung vom Juni 2000 .....	78
Tabelle 27:	Struktur der Braunkohlekraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2003 nach Anzahl und Brutto-Leistung der Kraftwerke.....	79
Tabelle 28:	Struktur der Braunkohlekraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2000 nach Anzahl und Brutto-Leistung der Kraftwerksblöcke.....	80
Tabelle 29:	Berechnung der in Abbau stehenden Fläche für den Braunkohlentagebau in der Bundesrepublik Deutschland 2001 .....	81



Tabelle 30:	Durch den Braunkohlentagebau beanspruchte und wieder nutzbar gemachte Flächen in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 31.12.2001).....	82
Tabelle 31:	Förderleistung und energiespezifische Flächeninanspruchnahme durch den Braunkohlentagebau 2001 nach Revieren .....	84
Tabelle 32:	Brutto-Leistung und Brutto-Stromerzeugung in Braunkohlenkraftwerken aufgeteilt nach Revieren 2003.....	85
Tabelle 33:	Flächeninanspruchnahme durch Betriebsgrundstücke von Braunkohlenkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000 .....	85
Tabelle 34:	Flächeninanspruchnahme durch die Braunkohlenverstromung in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	86
Tabelle 35:	Struktur der Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung mit Steinkohlen- und Steinkohlenmischfeuerung in der Bundesrepublik Deutschland 1998 nach Anzahl und Netto-Leistung der Kraftwerke.....	88
Tabelle 36:	Anzahl und Bruttoleistung von Kraftwerksblöcken der öffentlichen Stromversorgung auf Basis von Steinkohlen- und Steinkohlen-Mischfeuerung in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	88
Tabelle 37:	Steinkohlenbergwerke Bergwerke und Steinkohlen-Förderung in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	89
Tabelle 38:	Importe von Kraftwerkskohlen in die Bundesrepublik Deutschland und Importländer 2000.....	89
Tabelle 39:	Direkte Flächeninanspruchnahme durch Bergbau bezogen auf den Bedarf der Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	91
Tabelle 40:	Flächeninanspruchnahme für den Steinkohlenschlag in Häfen und Bahnanlagen bezogen auf den Steinkohlenbedarf der deutschen Kraftwerke 2000.....	92
Tabelle 41:	Transportaufkommen für die Ver- und Entsorgung des Kraftwerks Rostock (509 MW <sub>el</sub> Netto).....	93
Tabelle 42:	Flächeninanspruchnahme durch Steinkohlenkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	93
Tabelle 43:	Gesamt-Flächeninanspruchnahme durch die Steinkohlenverstromung bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland 2000.....	94
Tabelle 44:	Referenz-Kraftwerke für die heutige und zukünftige Erdgasverstromung.....	96
Tabelle 45:	Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland 2000.....	97
Tabelle 46:	Erdgas-Förderung und Erdgas-Reserven in der Bundesrepublik Deutschland 2001.....	98
Tabelle 47:	Erdgasverbrauch, aktuelle Erdgasförderung sowie Reserven und statische Reichweiten im „europäischen“ Erdgasmarkt.....	99
Tabelle 48:	Offshore-Anteil der Erdgasbereitstellung nach Förderregionen für den europäischen Erdgasmarkt 2001.....	99
Tabelle 49:	Flächeninanspruchnahme für die Erdgas-Transportleitungen in den Lieferländern bezogen auf die Importvolumina für die Versorgung der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000.....	105
Tabelle 50:	Das Erdgasnetz der Bundesrepublik Deutschland nach Druckstufen, Betreibergesellschaften und Leitungslängen 2000.....	106
Tabelle 51:	Erdgas-Untertage-Speicher in der Bundesrepublik Deutschland 2001.....	108
Tabelle 52:	Flächeninanspruchnahme von Erdgaskraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 2000 (ohne Berücksichtigung von Wärmegutschriften) .....	114
Tabelle 53:	Zusammenstellung der Daten zur Flächeninanspruchnahme durch die Erdgasbereitstellung bezogen auf den Bedarf zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2000.....	116
Tabelle 54:	Gesamt-Flächeninanspruchnahme der Erdgasverstromung in der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf das Jahr 2000.....	116
Tabelle 55:	Netto-Leistung und Stromerzeugung in Biomasse-Kraftwerken in den Regenerativ-Szenarien der Enquete-Kommission und des UBA für die Jahre 2030 und 2050.....	121
Tabelle 56:	mit biogenen Brennstoffen befeuerte Stromerzeuger in der Bundesrepublik Deutschland – Stand: Ende 2002.....	123
Tabelle 57:	Entwicklungsperspektiven für Dampfturbinen- Heizkraftwerke und -kraftwerke auf Basis einer biogenen Festbrennstoff-Feuerung .....	124
Tabelle 58:	Entwicklungsperspektiven für Biogas- Motorheizkraftwerke .....	125

---

Tabelle 59:	Entwicklungsperspektiven für GuD-(Heiz-)Kraftwerke auf Basis von Holzgas .....	126
Tabelle 60:	Entwicklungsperspektiven für Holzgas-Brennstoffzellen .....	126
Tabelle 61:	Beispieldaten für die prognostizierte Technologieentwicklung: Bereitstellung von Strom in Biogas-BHKW bezogen auf Neuanlagen im Jahr 2030 .....	127
Tabelle 62:	Beispieldaten für die prognostizierte Technologieentwicklung: Bereitstellung von Strom in Kraftwerken auf Basis von Bioenergieträgern aus festen Biomasse-Rohstoffen bezogen auf Neuanlagen im Jahr 2030 .....	128
Tabelle 63:	Basis-Annahmen zur Struktur der Stromerzeugung, des Kraftwerksparks und des Bioenergieträger-Einsatzes für die Stromerzeugung im RRO-2-Szenario des IER für das Jahr 2050 .....	130
Tabelle 64:	Basis-Annahmen zur Struktur der Stromerzeugung, des Kraftwerksparks und des Bioenergieträger-Einsatzes für die Stromerzeugung im UBA-NH-Szenario für das Jahr 2050 .....	131
Tabelle 65:	Technische Biomasse-Festbrennstoff-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland .....	132
Tabelle 66:	Technische Biogas-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland .....	133
Tabelle 67:	Heizwerte von Biogas und Biomasse-Rohstoffen bezogen auf die Frischmasse .....	133
Tabelle 68:	Verbrauch von Biogas und Biomasse-Rohstoffen zur Stromerzeugung gemäß Szenario RRO 2 für das Jahr 2050 in natürlichen Mengen .....	134
Tabelle 69:	Verbrauch von Biogas und Biomasse-Rohstoffen zur Stromerzeugung gemäß UBA-NH-Szenario für das Jahr 2050 in natürlichen Mengen .....	135
Tabelle 70:	Energiepflanzen-Flächenerträge für die Biogas-Produktion .....	136
Tabelle 71:	Energiepflanzen-Flächenerträge für die Festbrennstoff-Produktion .....	137
Tabelle 72:	Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 300 kW-MCFC-Brennstoffzellen-BHKW bezogen auf das Jahr 2030 .....	143
Tabelle 73:	Flächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch ein 300-kW-Holzgas-MCFC-Brennstoffzellen-BHKW (Stand der Technik: Prognose 2030) .....	144
Tabelle 74:	Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 100 kW-Biogas-Motor-BHKW mit einer landwirtschaftlichen Biogasanlage bezogen auf das Jahr 2030 .....	147
Tabelle 75:	Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 800 kW-Holz-Dampfmotor-HKW bezogen auf das Jahr 2030 .....	148
Tabelle 76:	Flächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch ein 800-kW-Holz-Dampfmotor-Heizkraftwerk auf Basis von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Stand der Technik: Prognose 2030) .....	149
Tabelle 77:	Prognose-Daten zur Strom-Bereitstellungskette für ein 50 MW-Holzgas-GuD-HKW bezogen auf das Jahr 2030 .....	150
Tabelle 78:	Flächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch ein 50-MW-Holzgas-GuD-Heizkraftwerk auf Basis von Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Stand der Technik: Prognose 2030) .....	151
Tabelle 79:	Stand des Windenergieausbaus in der Bundesrepublik Deutschland am 31.12.2003 .....	153
Tabelle 80:	Windenergie-Anlagen im RRO-2-Szenario des IER im Jahre 2050 .....	154
Tabelle 81:	Windenergie-Anlagen im UBA-NH-Szenario im Jahre 2050 .....	155
Tabelle 82:	Flächenanteile in den Bundesländern nach Windgeschwindigkeits-klassen bezogen auf 10 m über Grund (Bundesrepublik Deutschland = 100 %) .....	156
Tabelle 83:	Technische Onshore-Windenergie-Leistungspotenziale und Potenzialausschöpfung nach Bundesländern .....	158
Tabelle 84:	Flächenspezifische Leistung und Aufstellichte von Windenergieanlagen nach Bundesländern am 31.12.2002 .....	159
Tabelle 85:	Vergleich der Potenzial-Berechnungen zur Onshore-Windenergienutzung in Sachsen-Anhalt .....	160
Tabelle 86:	Vergleich zweier Studien zur Onshore-Windenergie-Potenzialermittlung für Baden-Württemberg und Niedersachsen .....	161
Tabelle 87:	Onshore-Windenergie-Ausbau im RRO-2-Szenario .....	165
Tabelle 88:	Technische Photovoltaik-Potenziale in der Bundesrepublik Deutschland .....	174
Tabelle 89:	Stand der Photovoltaik-Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland 2001 .....	175

Tabelle 90:	Flächeninanspruchnahme für Photovoltaik-Großkraftwerke in einstrahlungsreichen Regionen bezogen auf den prognostizierten Stand der Technik für das Jahr 2020 .....	178
Tabelle 91:	Flächeninanspruchnahme für Parabolrinnen-Kraftwerke in einstrahlungsreichen Regionen bezogen auf den prognostizierten Stand der Technik für das Jahr 2020 .....	179
Tabelle 92:	Flächeninanspruchnahme für Solarturm-Kraftwerke in einstrahlungsreichen Regionen bezogen auf den prognostizierten Stand der Technik für das Jahr 2020 .....	180
Tabelle 93:	Räumliche Verteilung und Angebotsdichte der technischen Potenziale zur geothermischen Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland .....	185
Tabelle 94:	Flächeninanspruchnahme durch die geothermische Stromerzeugung am Beispiel eines 4,8 MWel-Kalina Kreislauf-Kraftwerks .....	187
Tabelle 95:	Zusammenstellung der Daten zur Flächeninanspruchnahme für die Bereitstellung von Brennstoffen zur Stromerzeugung - bezogen auf den Bedarf der Bundesrepublik Deutschland 2000 .....	192
Tabelle 96:	Anzahl, Netto-Leistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeugungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland 2000 .....	193
Tabelle 97:	Prozentuale Aufteilung der Kraftwerksnettleistung auf Regions-Grundtypen und zusammengefasste Kreistypen in der räumlichen Gliederung nach BBR (Stand: 1996; Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen) .....	196
Tabelle 98:	Verteilung der Kraftwerks-Nettleistung auf Kreistypen in der räumlichen Gliederung nach BBR (Stand: 1996; Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen).....	196
Tabelle 99:	Anzahl und kumulierte Netto-Leistung nach Leistungsklassen und Standorten der Kraftwerke gegliedert nach Kreistypen (Stand: 1996; Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen) .....	197
Tabelle 100:	Anzahl und kumulierte Netto-Leistung nach Leistungsklassen und Standorten der Heizkraftwerke gegliedert nach Kreistypen (Stand: 1996; Heizkraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen) .....	198
Tabelle 101:	Zusammenstellung der Daten zur Flächeninanspruchnahme für die Stromerzeugung in fossilen und nuklearen Kraftwerken <sup>1)</sup> - bezogen auf den Bedarf der Bundesrepublik Deutschland 2000 .....	198
Tabelle 102:	Stromkreislänge und Trassenlänge von Freileitungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 1998).....	200
Tabelle 103:	Gesamtflächeninanspruchnahme für die Strombereitstellung durch fossile und nukleare Wärmekraftwerke inkl. Brennstoffbereitstellung und Reststoffentsorgung bezogen auf den Stromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000 .....	201
Tabelle 104:	Kraftwerke in Hamburg und im Hamburger Umland (Daten zur Stromerzeugung: 1996).....	204
Tabelle 105:	Freileitungen und Kabel im Netzgebiet der Hamburgischen Elektrizitätswerke AG (HEW); (Stand: 1998).....	204
Tabelle 106:	Wichtigste Erdgasfelder („supergiants“) im Europäischen Erdgasmarkt und Nahen Osten.....	210
Tabelle 107:	Lastdeckung und Kraftwerksauslastung in ausgewählten Langfrist-Klimaschutz-Szenarien (2050) .....	213
Tabelle 108:	Anzahl, Netto-Leistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeugungsanlagen in den ausgewählten Regenerativ-Energie-Szenarien im Jahr 2050.....	215
Tabelle 109:	Leistungspotenziale zur regenerativen Stromerzeugung auf der Fläche der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf die jeweilige Gesamtfläche der Bundesländer.....	218
Tabelle 110:	Vergleich verschiedener Optionen für die Nutzung von Freiflächen bzw. landwirtschaftlichen Nutzflächen zur Stromerzeugung .....	221
Tabelle 111:	Vision eines zukünftigen regenerativen Stromverbundsystems.....	228

### 6.3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Ablaufschema für die Raumanalyse von Energiesystemen .....	27
Abbildung 2:	Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, des Bruttostromverbrauchs sowie der gesamtwirtschaftlichen Strom- und Energieintensität in Deutschland 1990 - 2000 .....	31
Abbildung 3:	Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2000 .....	32
Abbildung 4:	Entwicklung des Kraftwerkskapazitäten nach Einsatzenergien 1990 bis 2000 .....	33
Abbildung 5:	Entwicklung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2000 .....	34
Abbildung 6:	Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2000 .....	35
Abbildung 7:	Struktur der Bruttostromerzeugung nach Einsatzenergien in Deutschland 2000 .....	36
Abbildung 8:	Stromim- und -exporte in der Bundesrepublik Deutschland 1991 - 2000 .....	36
Abbildung 9:	Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in Wärmekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 1995 – 2000 nach Brennstoffenergie .....	37
Abbildung 10:	Anteile der Energieträger am Brennstoffenergieeinsatz in Wärmekraftwerken der Bundesrepublik Deutschland 2000 (Kernenergie berechnet nach der Wirkungsgadmethode).....	38
Abbildung 11:	Endenergieverbrauch Strom, Wirtschaftswachstum und Stromintensität im Referenzenergie-Szenario der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ .....	41
Abbildung 12:	Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario RRO des Wuppertal-Instituts .....	43
Abbildung 13:	Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario UBA-NH des DLR und des Wuppertal-Instituts .....	44
Abbildung 14:	Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario RRO des IER .....	45
Abbildung 15:	Entwicklung des Netto-Stromverbrauchs im Szenario RRO 2 des IER .....	45
Abbildung 16:	Prozesskette der Kernenergienutzung zur Stromerzeugung .....	55
Abbildung 17:	Anteile von Uranförderländern an der Versorgung deutscher Kernkraftwerke für die Jahre 1999 - 2003.....	60
Abbildung 18:	Lageplan des Werksgeländes der Tagebauminerale Key Lake, Saskatchewan, Kanada .....	61
Abbildung 19:	Zeitplan für die gemeinsame Umsiedlung dreier Dörfer im Bereich des Braunkohlentagebaus Garzweiler II .....	84
Abbildung 20:	Stellfläche von BHKW-Modulen bezogen auf die elektrische Modul-Leistung (Stand: 2001).....	112
Abbildung 21:	Leistungsspezifischer Flächenbedarf von Biogas-Anlagen nach Herstellerangaben mit Zuschlag für Abstandsflächen zur Bestimmung der Aufstellraum-Grundfläche nach Hanusa (Stand: 2000).....	146
Abbildung 22:	Flächenverhältnisse für die Brennstoffgewinnung, die Energieumwandlung und die Wärmeversorgung am Beispiel der Wärme-Auskopplung aus einem Holzgas-BHKW .....	152
Abbildung 23:	Windpark-Konfiguration bei Standorten ohne eindeutige Haupt-Windrichtung....	163
Abbildung 24:	Abhängigkeit des Rotordurchmessers von Windenergieanlagen von der Anlagen-Kapazität .....	164
Abbildung 25:	Windpark-Gesamtleistung und Anlagenanzahl in Abhängigkeit von der WEA-Einzel-Kapazität bei einer vorgegebenen Windpark-Gesamtfläche von 1 km <sup>2</sup> und einem Abstandsfaktor in Höhe des 6-fachen Rotordurchmessers .....	164
Abbildung 26:	Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer nach Einsatzenergien 2000 (alle Kapazitätsklassen, allgemeine Stromversorgung, DBAG, industrielle und sonstige Eigenerzeuger).....	194
Abbildung 27:	Entwicklung der Stromkreislängen von Freileitungen in der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 1998 .....	200
Abbildung 28:	Installierte Nettoleistung in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung aggregiert auf der Ebene der Gemeinden (Stand: 1996; Kraftwerke mit einer Nettoleistung von mehr als 1 MW; ohne Windenergieanlagen) .....	202
Abbildung 29:	Stromversorgung Hamburgs Anfang der 1990er Jahre .....	203

---

Abbildung 30:	Verteilung der Windenergie-Kapazitäten (Stand: April 2003; angegeben in MW pro Gemeinde).....	217
Abbildung 31:	Windenergieentwicklung und Netzausbau für E.ON Netz.....	224
Abbildung 32:	Anhaltswerte der „Net Transfer Capacity“ (NTC) zwischen Deutschland und den Nachbarländern für Werktage im Sommer 2000.....	226
Abbildung 33:	Konzept für eine Ost-West-HGÜ-Verbindung Smolensk-Borken.....	227
Abbildung 34:	Regionale Stromflüsse innerhalb der Bundesrepublik Deutschland im Szenario UBA-NH für das 2050.....	228

## 6.4 Abkürzungsverzeichnis

AC	alternate current (Wechselstrom)
ATW	Atomwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft (und Arbeit)
BIP	Bruttoinlandsprodukt, eine Jahreszahl im Index (z.B. BIP <sub>1995</sub> ) bezieht sich auf den Geldwert des Bruttoinlandsprodukt-Betrages zum angegebenen Stichjahr
BZ	Brennstoffzelle
DBAG	Deutsche Bahn AG
DC	direct current (Gleichstrom)
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DN	Normdurchmesser in mm
el	elektrisch, Index für Energie- und Leistungsgrößen (z.B. GWh <sub>el</sub> oder MW <sub>el</sub> als Einheit für elektrische Arbeit bzw. für elektrische Leistung)
Erdgas H	hochkaloriges Erdgas
Erdgas L	niederkaloriges Erdgas
EW	Einwohner
EWI	Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln
FFH	Flora-Fauna-Habitat
FM	Frischmasse
ges	gesamt; $\eta_{ges}$ bezeichnet den Gesamtwirkungsgrad von KWK-Anlagen als Summe aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad
GRZ	Grundflächenzahl
GVE	Großvieheinheit
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HKW	Heizkraftwerk
Hu	unterer Heizwert
IBA	Important Bird Area
IE	Institut für Energetik gGmbH Leipzig

---

ISL	In Situ Laugung
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	liquified natural gas (verflüssigtes Erdgas)
MCFC	Molten Carbon Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)
MOX	Mischoxid (Mischung aus Urandioxid und Plutoniumdioxid)
MVA	Müllverbrennungsanlage, Anlage zur Verbrennung von Mischabfall
ORC	Organic Rankine Cycle
PEMFC	proton exchange membrane fuel cell ((Protonenaustausch)-Membran-Brennstoffzelle)
PV	Photovoltaik
REG	regenerative Energien
Rot	Rotor; $d_{\text{Rot}}$ bezeichnet den Rotordurchmesser einer Windenergieanlage
SM	Schwermetall
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell (oxidkeramische Brennstoffzelle)
THG	Treibhausgas, Synonym für klimawirksame Spurengase
TM	Trockenmasse
UBA	Umweltbundesamt
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UTA	Urantrennarbeit
v.F.	verwertbare Förderung, als Index zu Masseneinheiten (meist als t v.F. bezogen auf den Steinkohlenbergbau)
Vn	Normvolumen (bezogen auf Brenngase)
WEA	Windenergieanlage