

# Power für Deutschland

– Energieversorgung  
im 21. Jahrhundert

2., aktualisierte Auflage

Juli 2008

## Inhalt

	Seite
<b>1 Einleitung</b>	<b>5</b>
<b>2 Energiemärkte</b>	<b>5</b>
2.1 Strom	7
2.2 Wärme	8
2.3 Kraftstoffe	9
<b>3 Die Zukunft der Energieversorgung: Regenerative Energien</b>	<b>11</b>
3.1 Windkraft	11
3.2 Wasserkraft	15
3.3 Solarenergie und Erdwärme	16
3.4 Biomasse	19
3.5 Wasserstoff	22
<b>4 Prognose der Energielücke: der Bedarf für Brückentechnologien</b>	<b>23</b>
4.1 Energieverbrauch und Energieintensität	23
4.2 Prognose der Stromlücke	24
<b>5 Brückentechnologien</b>	<b>25</b>
5.1 Erdgas	26
5.2 Kohle	27
<b>6 Fazit und Politischer Handlungsbedarf</b>	<b>28</b>
Glossar	29
Literaturverzeichnis	30
HypoVereinsbank – Spezialist für erneuerbare Energien	32

## Zusammenfassung

Eines der zentralen Ziele der Energiepolitik ist die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei ist zugleich eine langfristig zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung sicherzustellen. Dies erfordert eine Umgestaltung des Energiesektors, für die erhebliche Investitionen im Bereich der Energieerzeugung und Energieeffizienz notwendig sind. Darüber hinaus wird sich der optimale Energiemix ändern. So wird es in den Bereichen Wärme, Verkehr und vor allem bei der Erzeugung von Strom zu Verschiebungen zwischen den Primärenergieträgern kommen. Die Stromerzeugung ist besonders betroffen, da in den kommenden Jahrzehnten auch der Ausstieg aus der Kernenergie bewältigt werden muss. Ziel der Studie ist es, diese Entwicklungen aufzuzeigen und ihre volkswirtschaftlichen Konsequenzen zu analysieren.

### Struktur der deutschen Stromerzeugung

■ Die Stromerzeugung basiert derzeit noch wesentlich auf fossilen Energieträgern. Dabei hat Kohle die größte Bedeutung. Ihr folgt die Kernkraft, deren Anteil an der Stromerzeugung bei knapp einem Viertel liegt. Allerdings kam es seit 1990 zu Verschiebungen zwischen den Energieträgern. Vor allem die Braunkohle wurde von Erdgas verdrängt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung hat sich in den letzten 15 Jahren signifikant erhöht und beträgt derzeit rund 13,5 %. Das Wachstum ist dabei im Wesentlichen auf die Windenergie zurückzuführen, deren Anteil seit Mitte der 1990er Jahre kontinuierlich auf nunmehr rund 6,5 % gestiegen ist. Weitere erneuerbare Energien, unter ihnen die Photovoltaik, spielen bei der Stromerzeugung derzeit noch keine Rolle.

### Das Potenzial erneuerbarer Energien

■ Damit das Ziel der CO<sub>2</sub>-Reduktion bei einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie erreicht werden kann, müssen die erneuerbaren Energieträger mittel- bis langfristig eine wesentliche Rolle für die Energieversorgung übernehmen. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 25 bis 30 % und bis 2050 mindestens die Hälfte der Strombereitstellung mithilfe der erneuerbaren Energien abzudecken. In der Studie, die den Zeitraum bis 2020 umfasst, werden die Potenziale der einzelnen Bereiche der erneuerbaren Energien für die zukünftige Energieerzeugung geschätzt, und es wird untersucht, welche Investitionen hierfür notwendig sind. Darüber hinaus werden auch die Beschäftigungseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien prognostiziert.

■ **Windkraft:** Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist die Windenergie vor der Wasserkraft der wichtigste Energieträger. Derzeit leistet sie rund 45 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, und ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beträgt rund 6,5 %. Das Potenzial der Windenergie beruht wesentlich auf dem Ersatz älterer Anlagen durch leistungstärkere neuere. Neben diesem »Repowering« dürfte auch die Offshore-Technologie den Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung langfristig erhöhen. Im Bereich der Windenergie fand in den letzten Jahren ein nicht unbedeutender Aufbau an Beschäftigung statt. Am Ende des Jahres 2007 waren in der Windenergiebranche rund 84.000 Personen beschäftigt. Diese Zahl könnte bis zum Jahr 2020 auf knapp 180.000 Personen steigen. Der geschätzte Investitionsbedarf für den Ausbau der Kapazitäten dieser Branche bis 2020 beträgt rund 35 Mrd. Euro. Der größte Teil, etwa 25 Mrd. Euro, entfällt auf den Bau von Offshore-Anlagen. Von den rund 10 Mrd. Euro für den Onshore-Bereich müssten etwa 1,1 Mrd. Euro in den Ausbau der Stromnetze fließen, welcher notwendig ist, um die steigende Windeinspeisung aufzunehmen und weiterzuleiten.

■ Die **Wasserkraft** ist eine der ältesten regenerativen Energiequellen. Sie hat sich in den vergangenen Jahrzehnten auch als bisher einzige wesentliche regenerative Energiequelle der Welt etabliert. Weltweit werden gegenwärtig ca. 18 % des Stroms in Wasserkraftwerken erzeugt. In Deutschland liegt der Anteil momentan bei rund 3 %. Das Wachstumspotenzial von Wasserkraftwerken dürfte hierzulande sehr begrenzt und im Wesentlichen auf die verbesserte Effizienz bestehender Anlagen zurückzuführen sein.

■ Bei der **Solarenergie** unterscheidet man zwischen der Solarthermie (Nutzung der Sonnenenergie zur Wärmeversorgung) und der Photovoltaik (Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung). Obwohl die Solartechnologie – bezogen auf eine produzierte Einheit Strom – in Deutschland unter allen erneuerbaren Energieträgern den höchsten Vergütungssatz nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhält, spielt die Stromerzeugung mit Photovoltaik noch eine untergeordnete Rolle. So liefert sie anteilmäßig den kleinsten Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, während ihr Anteil an den Investitionen im gesamten Bereich der erneuerbaren Energien am höchsten ist. Der Anteil des mit Photovoltaik erzeugten Stroms dürfte in Deutschland auch in Zukunft nicht allzu hoch werden. Im Vergleich zu ihrer geringen Bedeutung für die heimische Stromerzeugung ist die Zahl der Beschäftigten im Bereich Photovol-

taik mit 40.000 Personen relativ hoch. Diese Zahl dürfte sich bis 2020 auf ca. 120.000 Personen erhöhen. Die bis 2020 zu erwartenden Investitionen werden auf etwa 32 Mrd. Euro geschätzt und sind damit kaum geringer als die Investitionen im Bereich Windenergie.

■ Energiegewinnung aus **Biomasse** steht bei der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen mit einem Anteil von rund 25 % an zweiter Stelle. Im Jahr 2007 wurden deutschlandweit rund 19.500 GWh Strom aus Biomasse erzeugt, was einem Anteil von 3,2 % am gesamten Bruttostromverbrauch entspricht. Für die Wärmeerzeugung spielt die Biomasse eine noch bedeutendere Rolle als für die Stromerzeugung. Sie besitzt in Deutschland bereits einen Anteil von 93 % an der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Biomasse kann auch zur Herstellung von Biokraftstoffen als Substitut für konventionelle, auf Mineralöl basierende Kraftstoffe verwendet werden. Der Biodiesel-Absatz stieg von 130.000 Tonnen im Jahr 1999 auf 1,7 Mio. Tonnen im Jahr 2005. Die Anzahl der Beschäftigten in der gesamten Biomassebranche beträgt derzeit rund 96.000 Personen. Sie dürfte im Jahr 2020 etwa bei 170.000 Personen liegen und sich damit beinahe verdoppeln. Das bis zum Jahr 2020 zu erwartende Investitionsvolumen der Biomassebranche wird voraussichtlich bei etwa 20 Mrd. Euro liegen.

#### Prognose der Energielücke:

#### Der Bedarf für Brückentechnologien

■ Der von der Bundesregierung beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie wirft die Frage auf, ob der derzeit durch Kernkraft erzeugte Strom durch regenerative Energiequellen ersetzt werden kann. Dies ist vom Wirtschaftswachstum, der Stromintensität und der Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien abhängig. In der Studie werden dazu zwei Szenarien entwickelt. Im ersten Szenario ergibt sich ein jährlicher Anstieg des Stromverbrauchs um 0,5 %. Dabei ist die angenommene Abnahme der Stromintensität deutlich größer als im Durchschnitt der letzten Jahre, entspricht aber den aktuellen Entwicklungen. Im zweiten Szenario wird ein noch größerer Rückgang der Stromintensität unterstellt. Deshalb sinkt in diesem Szenario der Stromverbrauch um 0,5 % p. a. Durch den Kernenergie-Ausstieg wird die Stromerzeugung insgesamt abgesenkt, in Teilen jedoch durch die erneuerbaren Energien kompensiert. Für deren Ausbau wurden offizielle Prognosen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zugrunde gelegt.

- Bei einem Anstieg des Stromverbrauchs ergibt sich im ersten Szenario für den gesamten Zeitraum von 2008 bis 2020 eine jährliche Deckungslücke bei der Stromversorgung. Dies bedeutet, dass sich 2020 rund 15,5 % des dann zu erwartenden Stromverbrauchs nicht durch die inländische Stromerzeugung decken ließen. In dem optimistischen Szenario geht der Stromverbrauch um 0,5 % pro Jahr zurück. In diesem Fall würde bis zum Jahr 2018 so gut wie keine Versorgungslücke auftreten.
- Verglichen mit den Entwicklungen in der Vergangenheit ist schon das Szenario, in dem der Stromverbrauch nur um 0,5 % p. a. ansteigt, sehr ehrgeizig. Insofern ist zu vermuten, dass der Ausstieg aus der Kernenergie nicht allein durch erneuerbare Energien aufgefangen werden kann. Falls eine längerfristige Bedarfsdeckung in Deutschland über Stromimporte vermieden werden soll, müssen fossile Energieträger als Brückentechnologien eingesetzt werden.
- Um die Treibhausgasemissionen so gering wie möglich zu halten, bietet sich von den fossilen Energieträgern vor allem Erdgas an. Es hat den Vorteil, dass bei seiner Verbrennung im Vergleich zu den übrigen fossilen Energieträgern wenig CO<sub>2</sub> und darüber hinaus auch deutlich weniger andere Treibhausgase und Schadstoffe emittiert werden. Zwar ist Erdgas der derzeit teuerste Energieträger zur Stromerzeugung. Den hohen variablen Kosten für die Primärenergie stehen allerdings Vorteile in anderen Bereichen gegenüber. So sind Erdgaskraftwerke wegen ihrer geringen Fixkosten besonders gut für den dezentralen Einsatz und in Kombination mit erneuerbaren Energiequellen geeignet.
- Als weitere denkbare Brückentechnologie kommt Kohle in Betracht. Kohle ist weltweit reichlich verfügbar, und die Vorkommen sind geografisch ausreichend diversifiziert, um langfristig eine zuverlässige und kostengünstige Versorgung sicherzustellen.

len. Problematisch an einem vermehrten Einsatz von Kohle ist, dass bei deren Verbrennung besonders hohe Treibhausgasemissionen entstehen. Hier könnten neue Technologien zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> hilfreich sein, für die derzeit verschiedene Verfahren getestet werden. Neben der eigentlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidung muss auch der Transport und die Lagerung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> geklärt werden. Als Lager bieten sich vor allem ehemalige Erdgaslagerstätten an. Die Kapazität besonders geeigneter Lagerstätten ergibt bei der derzeitigen CO<sub>2</sub>-Produktion rein rechnerisch eine Lagerungsreichweite von mindestens 28 Jahren.

### Handlungsempfehlungen

- Die Energiepolitik erfordert einen deutlichen Ausbau der regenerativen Energien, deutliche Effizienzsteigerungen im Energieverbrauch und darüber hinaus den Einsatz von Gas und Kohle als Brückentechnologien. In allen drei Bereichen besteht erheblicher Forschungsbedarf. Um diesen zu decken, ist die Schaffung von neuen Ausbildungs- und Studiengängen notwendig, die den Nachwuchs von qualifiziertem Forschungspersonal gewährleisten.
- Wesentlich ist zudem die Planungssicherheit bei den Preisen und auch bei den Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien. Für Gaskraftwerke sollten neue Technologien geprüft und genehmigt werden. Sehr viel komplexer ist dieses Verfahren bei Kohlekraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung. Da die Planung und der Bau von Kraftwerken mehrere Jahre erfordern, sollten rechtzeitig vor dem Abschalten von Kernkraftwerken Entscheidungen über neue Kraftwerke getroffen und die dazu notwendigen Genehmigungsverfahren in Gang gesetzt werden.

## 1 Einleitung

Kaum ein Thema wird derzeit in Deutschland so intensiv diskutiert wie das Thema Energie. Angesichts der beträchtlichen Veränderungen im energiepolitischen Umfeld ist davon auszugehen, dass es in den kommenden Jahren zu starken Umgestaltungen des Energiesektors kommen wird. Diese werden im Wesentlichen durch zwei- oder drei politische Zielvorgaben ausgelöst: Erstens sind die Vorgaben zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen umzusetzen, und zweitens ist eine langfristig zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung sicherzustellen. Um diese Zielvorgaben zu erreichen, sind erhebliche Investitionen im Bereich der Energieerzeugung und Energieeffizienz notwendig. Darüber hinaus wird der optimale Energiemix des Jahres 2020 ein anderer sein als der heutige. Voraussichtlich wird es in den Bereichen Wärme, Verkehr und vor allem bei der Erzeugung von Strom zu Verschiebungen zwischen den Primärenergieträgern kommen.

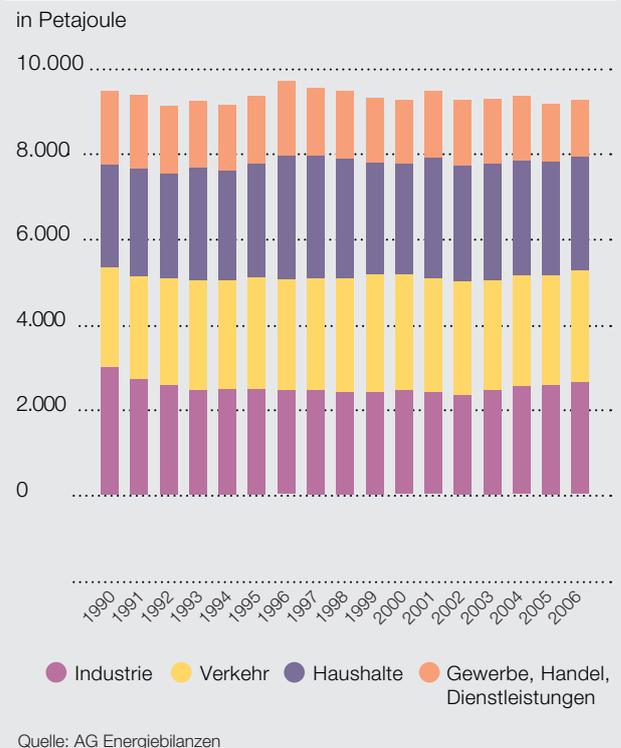
Ziel dieser Studie ist es, diese Entwicklungen aufzuzeigen und ihre volkswirtschaftlichen Konsequenzen zu analysieren. Dabei wird auch auf die regionale Bedeutung dieser Prozesse eingegangen. Dies ist bedeutsam, da die Regionen zum einen sehr große Unterschiede bezüglich des Energiebedarfs aufweisen und zum anderen höchst unterschiedlich zur Erzeugung von Energie beitragen. Die Abweichungen im Energiebedarf ergeben sich aus Ungleichheiten in der sektoralen Struktur. Außerdem haben geografische Gegebenheiten Einfluss auf Energiebedarf und -erzeugung.

Im folgenden Kapitel wird zunächst kurz auf die bisherige Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland eingegangen. Dabei werden neben dem allgemeinen Energieverbrauch die Bereiche Strom, Wärmeerzeugung und Kraftstoffe betrachtet. Das anschließende Kapitel 3 behandelt das Potenzial der erneuerbaren Energiequellen insbesondere hinsichtlich ihrer Fähigkeit, bei der Stromerzeugung den Atomausstieg zu kompensieren. Wie sich zeigt, ist diese nicht hinreichend gegeben. Das Ausmaß der Stromlücke wird in Kapitel 4 thematisiert. Abschließend werden mögliche Abhilfemaßnahmen diskutiert.

## 2 Energiemärkte

Der *Endenergieverbrauch*<sup>1)</sup> in Deutschland ist seit 1990 weitgehend stabil und betrug im Jahr 2006 9.261 Petajoule (vgl. Abb. 1). Auch die Anteile der Sektoren haben sich in diesem Zeitraum kaum verschoben. Im Jahr 2006 waren die privaten Haushalte mit 28,9 % die größten Energieverbraucher, dicht gefolgt vom Verkehrssektor (28,5 %) und der Industrie (28,2 %).

**Struktur des Endenergieverbrauchs in Deutschland (Abb. 1)**



Im Gegensatz zum stabilen Verbrauch und dem konstanten Anteil der Sektoren beim Endenergieverbrauch seit 1990 kam es in diesem Zeitraum jedoch zu deutlichen Verschiebungen zwischen den Energieträgern. Vor allem die Bedeutung der Braunkohle (10,3 % 1990 und 1 % 2006) ist zugunsten von Erdgas (16,3 % 1990 und 25,4 % 2006) deutlich gesunken. Der Anteil von Strom (17,3 % 1990 und 19,9 % 2006) hat leicht zugenommen, während der von Heizöl (15,3 % 1990 und 11,6 % 2006) abgenommen hat. Der Mineralölanteil ist nach einer zwischenzeitlichen leichten Zunahme 2006 wieder auf seinen Ausgangswert von 26,6 % gesunken.

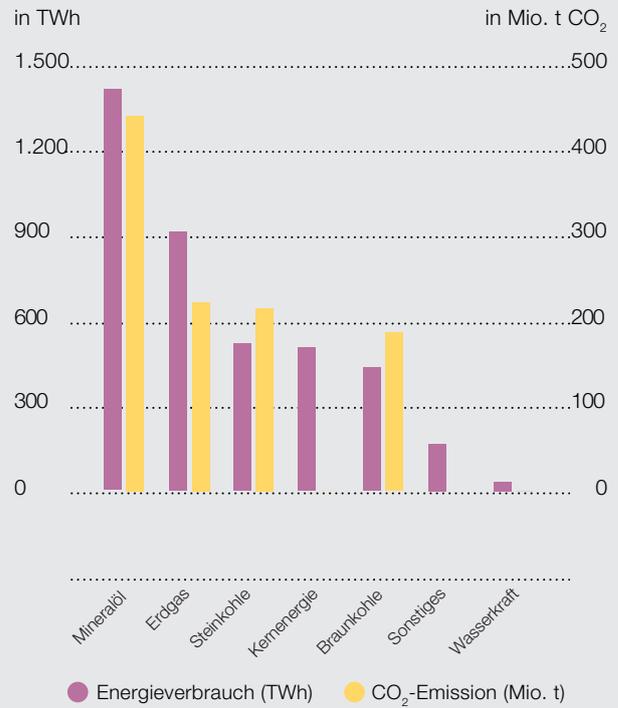
Ebenso wie der Endenergieverbrauch blieb auch der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland seit 1990 weitgehend stabil. Wie schon beim Endenergieverbrauch gab es auch beim Primärenergieverbrauch deutliche Anteilsverschiebungen zwischen den Energieträgern (vgl. Abb. 2). Im Jahr 2006 war Mineralöl mit einem Anteil von 35,5 % (1990: 35,0 %) wie auch in den vorherigen 15 Jahren der mit Abstand wichtigste Primärenergieträger. Wie beim Endenergieverbrauch hat Erdgas, dessen Anteil 2006 bei 22,5 % lag (1990: 15,4 %), in seiner Bedeutung stark zugenommen und

<sup>1)</sup> Kursiv gesetzte Fachbegriffe und die verschiedenen in dieser Studie verwendeten Energieeinheiten werden im Glossar auf Seite 29 kurz erläutert.

**Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland (Abb. 2)**



**Primärenergieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern 2006 (Abb. 3)**



steht heute an zweiter Stelle bei den Primärenergieträgern. Parallel dazu hat die Bedeutung von Stein- und Braunkohle (13,2 % bzw. 10,8 % 2006 und 15,5 % bzw. 21,5 % 1990) abgenommen. Der Anteil der Kernenergie betrug im Jahr 2006 12,5 % (1990: 11,2 %), und die erneuerbaren und sonstigen Energieträger hatten einen Anteil von 4,8 % (1990: 1,3 %).

Die steigende Bedeutung von Erdgas ist aus klimapolitischer Sicht zu begrüßen, da Erdgas der mit Abstand umweltfreundlichste fossile Brennstoff ist (vgl. Abb. 3). Erdgas ist nicht nur deutlich kohlenstoffärmer als Kohle, sondern produziert bei der Verbrennung auch faktisch keine weiteren Treibhausgase bzw. umweltschädliche Emissionen wie Ruß etc.

Der Energieverbrauch ist innerhalb Deutschlands regional sehr unterschiedlich. So verbrauchen beispielsweise Bremen und das Saarland mehr als zweieinhalbmal so viel Primärenergie pro Einwohner wie Berlin, Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern (vgl. Abb. 4). Der hohe Energieverbrauch in einzelnen Bundesländern resultiert aus einer überdurchschnittlich hohen Bedeutung der Industrie, insbesondere der Grundstoffindustrie. Aus den Unterschieden beim Energieverbrauch ergeben sich auch deutliche regionale Ungleichheiten bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen je Einwohner. Brandenburg emittierte 2004 als »Spitzenreiter« 22,8 Tonnen und damit mehr als viermal so viel wie Thüringen, das lediglich 5 Tonnen je Einwohner emittierte.

**Primärenergieverbrauch je Einwohner nach Bundesländern 2004\* (Abb. 4)**



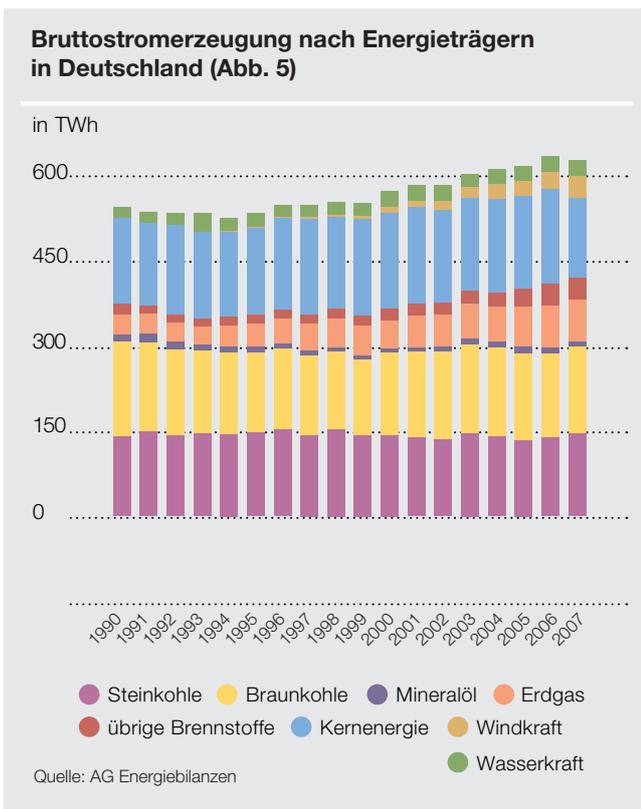
## 2.1 Strom

Die *Bruttostromerzeugung* ist seit 1990 um 15,7 % gestiegen (vgl. Abb. 5). Die fossilen Energieträger haben hierfür mit einem Anteil von ca. 60 % im Jahr 2007 nach wie vor eine überragende Bedeutung. Obwohl der Anteil von Kohle an der Stromerzeugung in den letzten 15 Jahren leicht zurückging, ist sie mit 47,3 % weiterhin der bedeutendste Energieträger für die Stromerzeugung. Dabei entfielen 24,5 % auf Braun- und 22,7 % auf Steinkohle. Die Bedeutung der Kernkraft hat sich im Zeitraum 1990 bis 2006 kaum verändert. Ihr Anteil an der Stromerzeugung lag 2006 bei 26,3 %. Allerdings ist dieser Wert im Jahr 2007 auf 22,1 % gesunken, weil einige Kernkraftwerke nicht oder nur teilweise in Betrieb waren. Fast verdoppelt hat sich seit 1990 der Anteil von Erdgas an den für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern. Dies ist insbesondere auf die steigende Bedeutung kleiner und dezentraler Kraftwerke zurückzuführen, die in der Regel mit Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie (KWK) betrieben werden und Strom- und Wärmeerzeugung kombinieren. Dabei ist Erdgas als Brennstoff besonders geeignet.

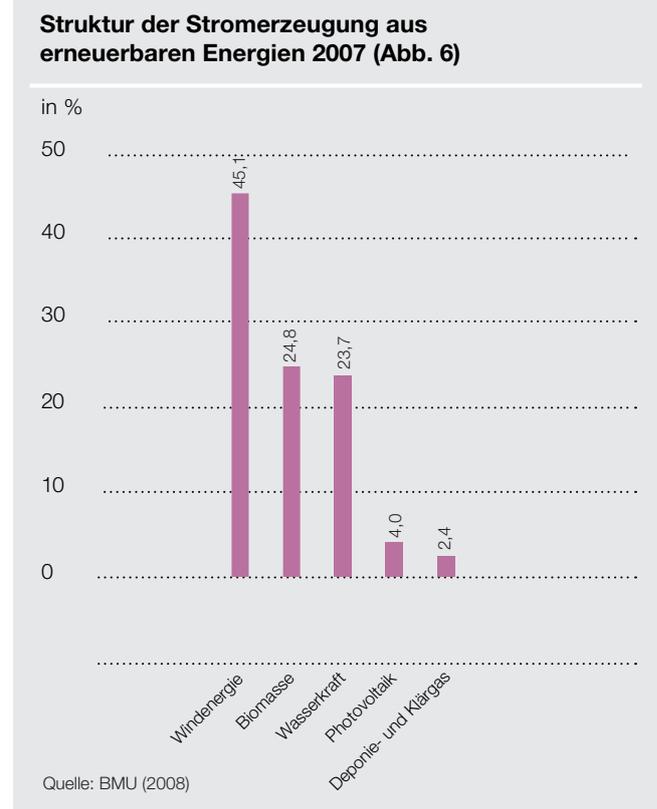
tendste erneuerbare Energiequelle überholt, deren Anteil seit 1990 weitgehend konstant geblieben ist.

Über den reinen Anteil an der Stromerzeugung hinaus kommt der Wasserkraft jedoch eine große Bedeutung zu, da sie neben der Biomasse die einzige erneuerbare Energiequelle mit *Grundlastfähigkeit* ist. Wasserkraftwerke können im Gegensatz zu Wind- und Photovoltaikanlagen unabhängig von den Wetterverhältnissen eingesetzt werden und daher permanent Strom erzeugen, was angesichts der derzeit nicht rentablen Speicherung von Strom von überragender Bedeutung ist. Darüber hinaus verfügen Wasserkraftwerke typischerweise über Schnellstartfähigkeiten, was insbesondere zu Spitzenlastzeiten hilfreich ist.

An zweiter Stelle bei den erneuerbaren Energiequellen steht momentan die Biomasse, die in der jüngsten Vergangenheit ein ähnliches Wachstum wie die Windkraft erreicht hat. Weitere erneuerbare Energien, unter ihnen die Photovoltaik, spielen bei der Stromerzeugung bislang faktisch keine Rolle (vgl. Abb. 6).



Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung hat sich in den letzten 15 Jahren deutlich erhöht. Er beträgt derzeit rund 13,5 %. Das Wachstum ist dabei im Wesentlichen auf die Windkraft zurückzuführen, deren Anteil seit Mitte der 1990er Jahre kontinuierlich auf nunmehr rund 6,5 % gestiegen ist. Bereits im Jahr 2006 hat die Windenergie die Wasserkraft als bisher bedeutendste erneuerbare Energiequelle überholt, deren Anteil seit 1990 weitgehend konstant geblieben ist.



Die Struktur der Stromerzeugung in den Bundesländern unterscheidet sich deutlich. Da Braunkohle direkt am Abbauort verstromt wird, gibt es außerhalb ihrer Fördergebiete in Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt fast keine Braunkohlekraftwerke. Hingegen sind Steinkohlekraftwerke weit verbreitet. Die gegenwärtig 17 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke liegen in

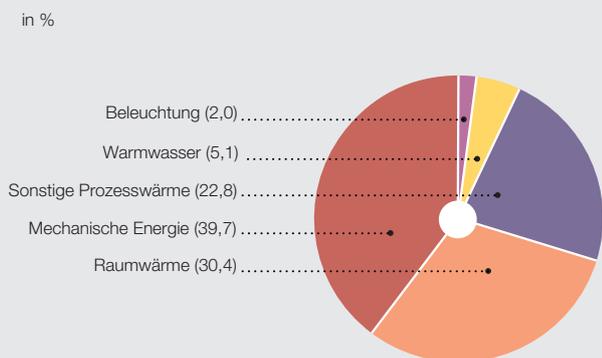
Schleswig-Holstein (3), Niedersachsen (3), Hessen (2), Baden-Württemberg (4) und Bayern (5). Einige Bundesländer zeigen deutliche Besonderheiten bei der Stromerzeugung. Beispielsweise erzeugt Rheinland-Pfalz über 80 % des Stromes durch Gaskraftwerke, während in Thüringen fünf der sechs großen Kraftwerke mit einer Leistung von über 100 MW Wasserkraftwerke sind.

Insbesondere beim Einsatz regenerativer Energiequellen zeigt sich die Bedeutung der geografischen Gegebenheiten. Da Wasserkraftwerke natürliche Gefälle voraussetzen, konzentrieren diese sich in Süddeutschland, während der Norden über keine bedeutenden Wasserkraftwerke verfügt. Gleichzeitig ist Norddeutschland wegen des natürlichen »Windreichtums« in Küstengebieten der ideale Standort für Windkraftanlagen. Schleswig-Holstein hat hieran einen besonders hohen Anteil: 2005 wurde mit 3,9 TWh fast ebenso viel Strom mit Windkraft erzeugt wie mit Steinkohle (4,2 TWh). Betrachtet man zusätzlich den Anteil der Kernenergie an der gesamten Erzeugung (76,3 %) und die übrigen erneuerbaren Energien, so zeigt sich, dass lediglich ca. 13 % der Erzeugung Treibhausgase verursacht, was Schleswig-Holstein zu einem besonders klimaschonenden Stromproduzenten macht. Eine ähnliche Struktur der Stromproduktion hat Bayern, allerdings ist hier die Wasserkraft die dominierende erneuerbare Energiequelle.

## 2.2 Wärme

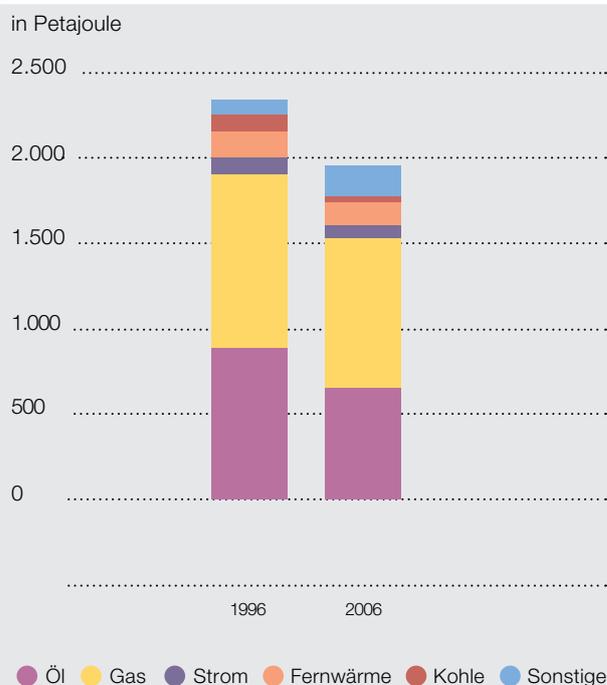
Im Jahr 2006 wurden in Deutschland rund 58 % der Endenergie für die Bereitstellung von Wärme, also für Raumwärme, Warmwasser und sonstige Prozesswärme, verbraucht (vgl. Abb. 7). Einen Großteil davon wenden die privaten Haushalte auf, bei denen im Jahr 2005 Raumwärme und Warmwasser mit einem Anteil von 75 % und 11,5 % die größten Anwendungsbereiche waren.

**Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2006 (Abb. 7)**



Der Energieverbrauch der privaten Haushalte für Raumwärme ist in den vergangenen Jahren leicht zurückgegangen (vgl. Abb. 8), was im Wesentlichen auf effizientere Heizungen und verbesserte Wärmedämmung zurückzuführen ist. Die wichtigsten Heizenergieträger sind Gas und Öl, die 2006 Anteile von 45 % bzw. 33 % hatten. Dabei hat Gas im Zeitverlauf an Bedeutung gewonnen und Öl im Gegenzug verloren. Diese Verschiebung ist unter anderem durch den stetigen Ausbau des Gasrohrnetzes zu erklären, das mittlerweile ca. 400.000 km beträgt. Weitere Energieträger waren Fernwärme (6,8 %), Strom (3,7 %) und Kohle (1,7 %) sowie die übrigen Energieträger mit einem Anteil von insgesamt 0,9 %.

**Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für Raumwärme nach Energieträgern in Deutschland (Abb. 8)**



Gegenwärtig finden bei der Wahl der Heizenergieträger für Wohnungen bedeutende Umwälzungen statt. Dies wird anhand der Baugenehmigungsstatistik deutlich (vgl. Abb. 9). Der dominierende Heizenergieträger der letzten Jahre in neu genehmigten Wohnungen ist Gas. Im Jahr 2006 wurden rund 67 % aller neuen Wohnungen mit einer Gasheizung genehmigt, im Jahr zuvor lag der Anteilswert sogar bei fast 75 %. Der Anstieg von Gas als Heizenergieträger ging einher mit einem rapiden Bedeutungsverlust des Heizöls. Zwar entfällt im gesamten Wohnungsbestand immer noch ein Anteil von rund einem Drittel auf die Ölheizung. Bei neu genehmigten Woh-

nungen lag der Anteil im vergangenen Jahr aber nur noch bei etwas mehr als 4 %. Neben Öl verlieren auch Kohle und Strom stark an Bedeutung.

**Anteil der Heizarten an Wohnungen und Baugenehmigungen in Deutschland (Abb. 9)**



Den größten Zuwachs verzeichnen derzeit Wärmepumpen, denen einerseits der Trend zur dezentralen Wärmeversorgung und andererseits zur Nutzung erneuerbarer Energien zugute kommt. Ihr Anteil bei neu genehmigten Wohnungen betrug 2005 4,2 % und stieg im darauffolgenden Jahr bereits auf über 10 %. Auch die Wärmeversorgung durch Solaranlagen nimmt bei neuen Wohnungen zu. Da der Anteil der jährlichen Neubauten am Wohnungsbestand nur ca. 0,6 % beträgt, wirken sich Veränderungen der Heizarten bei Neubauten allerdings nur sehr langsam auf die Struktur der Energienachfrage aus.

Ein weiterer Trend bei der Wärmeversorgung ist der stetige Ausbau der Fernwärmeversorgung. Es findet ein Austausch der reinen Heizkraftwerke durch moderne KWK-Anlagen statt, die vor allem mit Gas betrieben werden. Diese Entwicklung ist ebenfalls eine unmittelbare Folge des Trends zur dezentralen Energieversorgung und zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Neben der Reduzierung von Treibhausgasemissionen sind die Verringerung von Transport- und Verteilungsverlusten einerseits und die Anforderungen der zunehmend wettbewerblich organisierten Energiemärkte andererseits die wesentlichen Treiber der gegenwärtigen Veränderungen.

Kraftwerke, die Strom- und Wärmeerzeugung koppeln, tragen beiden Entwicklungen Rechnung. Sie sind besonders effizient und reduzieren damit Treibhausgasemissionen. Außerdem bieten sie, vor allem bei Gasbefehung, bereits bei kleiner Größe aufgrund ihrer geringen Fixkosten und ihrer Schnellstarteigenschaften wirtschaftliche Vorteile. Der Trend zur Dezentralisierung ist hierbei differenziert zu betrachten: Zwar zentralisiert die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom die Fernwärmeversorgung, ist dabei jedoch gleichzeitig eine kostengünstige Folge der dezentralen Stromerzeugung.

Abgesehen von den Änderungen bei den Heizarten bei Neubauten sind beim Wohnungsbestand große Investitionen zur verbesserten Wärmedämmung zu beobachten. Da dies auch bereits bestehende Gebäude betrifft, ist der Energieverbrauch deutlich zurückgegangen.

Im Unterschied zum Anwendungsbereich Raumwärme haben sich in den letzten Jahren bei dem mit Abstand zweitgrößten Anwendungsbereich, der Bereitstellung von Prozesswärme im Industriebereich, keine besonderen Verschiebungen ergeben. Hier wird mit einem Anteil von 50,5 % vorwiegend Gas eingesetzt, gefolgt von Kohle (2005: 26,1 %). Der Anteil beider Energieträger ist in den vergangenen Jahren weitgehend stabil geblieben.

## 2.3 Kraftstoffe

Der Energieverbrauch des Verkehrssektors hat sich seit 1990 leicht erhöht und umfasst weiterhin nahezu ausschließlich Mineralölprodukte (Ottokraftstoffe, Dieselmotorkraftstoffe und Flugbenzin) als Energieträger (vgl. Abb. 10). Hieraus ergibt sich eine starke Abhängigkeit von den Erdöl exportierenden Ländern, aber auch eine hohe Umweltbelastung.

Der Verkehrssektor emittiert im Vergleich zu seinem Primärenergieverbrauch überproportional Treibhausgase. Zwar stammten 2005 nur ca. 20 % aller CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verkehrssektor, während dieser einen Anteil von 28,6 % am gesamten Primärenergieverbrauch hatte. Gleichzeitig hat der Verkehrssektor jedoch bei vielen anderen klimaschädlichen Gasen weit überproportionale Anteile (z. B. ca. 52 % bei Stickstoffoxiden, ca. 56 % bei Gesamtstaub und ca. 45 % bei Kohlenmonoxid).<sup>2)</sup>

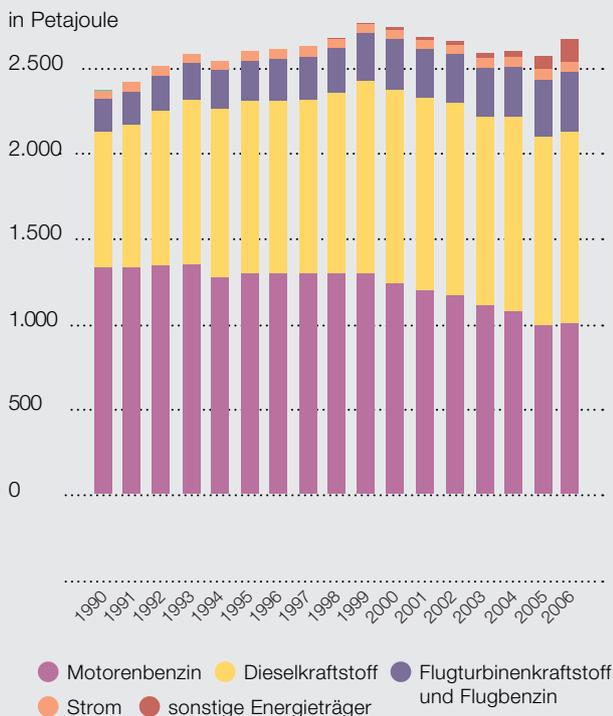
Hier ist insbesondere der Straßenverkehr wesentlich, da dieser für 84 % der verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich ist.<sup>3)</sup> Bis 2010 könnten sich in der EU die CO<sub>2</sub>-Emissionen im gesamten Verkehrssektor auf 1,113 Mrd. t erhöhen, was im Vergleich zu 1990 (739 Mio. t) eine Steigerung von 50 % bedeutet.<sup>4)</sup> Um diese Entwicklung aufzuhalten, hat die Europäische Kommission beschlos-

<sup>2)</sup> Vgl. Umweltbundesamt.

<sup>3)</sup> Vgl. Europäische Kommission (2001 b).

<sup>4)</sup> Vgl. Europäische Kommission (2001 b).

**Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland (Abb. 10)**



Quelle: AG Energiebilanzen

sen, einerseits die Energieeffizienz der Verkehrsträger zu erhöhen und andererseits umweltverträglichere alternative Kraftstoffe zu fördern. Durch die Substitution von Mineralölprodukten durch andere Energieträger würde gleichzeitig die Abhängigkeit von den Erdöl exportierenden Ländern reduziert werden. Damit wären Europa und Deutschland letztlich weniger von Ölpreisschwankungen betroffen.

Biokraftstoffe können in der Europäischen Union produziert oder aus Ländern wie Malaysia oder Brasilien importiert werden. Die Gewinnung von Kraftstoffen ist damit nicht mehr an Länder mit Erdölvorkommen gebunden. Da es verschiedene Sorten von Pflanzen gibt, die unter unterschiedlichen Witterungsbedingungen wachsen, kann es so zu einer Diversifikation bei der Produktion von Biokraftstoff kommen. Jedoch ist zu bedenken, dass die Rohstoffe, aus denen die Biokraftstoffe gewonnen werden, auch starken Preisschwankungen unterliegen können.

Bereits beschlossen wurde von der Europäischen Kommission, den Anteil der alternativen Kraftstoffe bis 2020 auf 20 % des gesamten Kraftstoffverbrauchs zu erhöhen, wovon je 10 % Erdgas und Biokraftstoffe sein sollen.<sup>5)</sup> Eine gänzliche Substitution von Verbrennungsmotoren durch eine alternative Antriebsart, mit der die Emission von Treibhausgasen bedeutsam reduziert werden könnte, ist derzeit nicht erkennbar. Daher werden in absehbarer Zeit auch

<sup>5)</sup> Vgl. Europäische Kommission (2001 a).

weiterhin Otto- und Dieselmotoren in Verbindung mit Mineralölkraftstoffen im Verkehrssektor dominieren.

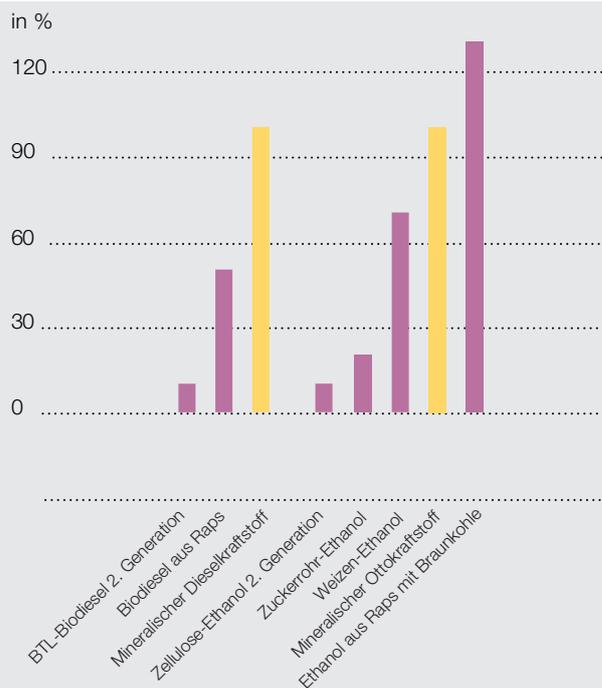
Als alternativer Kraftstoff kann Erdgas deshalb eine bedeutende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele im Verkehrsbereich einnehmen, weil es im Vergleich zu Mineralölprodukten deutlich geringere Emissionswerte aufweist. Die Verbrennung von Erdgas setzt nicht nur wesentlich weniger CO<sub>2</sub> frei, sondern reduziert auch die Entstehung anderer Schadstoffe wie Schwefeldioxid-, Ruß- und weiterer Partikelemissionen nahezu auf null. Dadurch erhöht sich auch die lokale Luftqualität erheblich.

In den letzten Jahren kommen vermehrt Biokraftstoffe zum Einsatz. Sie werden entweder als eigenständiger Kraftstoff verwendet oder als Beimischung zu den Mineralölkraftstoffen.

Um das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial von Biokraftstoffen zu beurteilen, muss eine Gesamtbilanz erstellt werden, in die Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emission von der Erstellung bis zur Verbrennung der Kraftstoffe eingehen.

Der Vorteil von Biokraftstoffen liegt darin, dass die Pflanzen bei ihrem Wachstum CO<sub>2</sub> aufnehmen, das bei ihrer Verbrennung wieder abgegeben wird. Allerdings wird auch für den Transport und die Konversion der Biomasse in Kraftstoff Energie benötigt und CO<sub>2</sub> abgegeben. Die Folge ist, dass das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial von Biokraftstoffen höchst unterschiedlich ist (vgl. Abb. 11). Ein hohes CO<sub>2</sub>-

**CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Biokraftstoffen im Verhältnis zum mineralischen Kraftstoff (Abb. 11)**



Quelle: EUCAR/JRC/CONCAWE (2005)

BTL = Biomass-to-liquid

Reduktionspotenzial haben insbesondere Biokraftstoffe der zweiten Generation. Für die Erstellung dieser Kraftstoffe werden die gesamte Pflanze oder auch Pflanzenreste wie Stroh verwendet. Wesentlich geringer ist das Potenzial von Biokraftstoffen der ersten Generation, bei denen Früchte traditioneller Nahrungsmittelpflanzen wie Zuckerrüben, Weizen oder Raps verwendet werden. Sofern die für die Konversion der Biomasse notwendige Energie aus Braunkohle stammt, kann die CO<sub>2</sub>-Bilanz dieser Kraftstoffe schlechter sein als die von mineralischem Kraftstoff.<sup>6)</sup>

Neben dem Straßenverkehr sind auch im Flugverkehr Mineralölprodukte vorherrschend. Deutlich geringer ist deren Bedeutung im Bahnverkehr. Hier ist Strom der wesentliche Energieträger. Allerdings ist insbesondere in ländlichen Gebieten mit dementsprechend geringem Verkehrsaufkommen ein flächendeckender Ausbau der Stromversorgung nicht immer sinnvoll, sodass auch weiterhin der Einsatz von mit Mineralölkraftstoffen betriebenen Bahnen unverzichtbar ist.

### 3 Die Zukunft der Energieversorgung: Regenerative Energien

Erneuerbare Energieträger werden mittel- bis langfristig eine wesentliche Rolle für die Energieversorgung spielen. Den Schwerpunkt der folgenden Analysen bildet dabei der Stromsektor.

Die Bundesregierung hat sich in den Ende August 2007 veröffentlichten Meseberger Beschlüssen das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 25 bis 30% und bis 2050 mindestens die Hälfte der Strombereitstellung mithilfe der erneuerbaren Energien abzudecken. Neben ihrer hohen Umweltverträglichkeit, die sich in Form einer weitgehend CO<sub>2</sub>-neutralen Energieerzeugung zeigt, weisen sie einige weitere Eigenschaften auf, die sie als Energieträger besonders attraktiv erscheinen lassen. So vermindert etwa die Biomasse die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten und trägt gleichzeitig zur Stärkung der einheimischen Landwirtschaft bei, da sich Landwirte durch den Anbau und Verkauf von Biomasse-Erzeugnissen neben der Nahrungsmittelproduktion ein zweites Standbein als »Energiewirte« schaffen können.

Erneuerbare Energien lassen zudem weniger Altlasten entstehen, welche stets die problematische Aufgabe der Entsorgung aufwerfen. Auch für einige Entwicklungs- und Schwellenländer bietet sich durch die Nutzung der Sonnenenergie, deren Speicherung mithilfe von Wasserstoff sowie deren Export die mögliche Perspektive einer vorteilhafteren Einbindung in die weltwirtschaftlichen Handelsströme. Die derzeit noch als Zukunftsszenario geltende Wasserstoffwirt-

schaft würde, unter der Voraussetzung eines signifikanten Ausbaus der übrigen regenerativen Energiequellen, den Verkehrssektor von seiner Abhängigkeit von Mineralölen befreien und die Möglichkeit einer beinahe emissionsfreien Mobilität schaffen.

Die Erzeugung regenerativer Energie muss derzeit noch finanziell gefördert werden, um wettbewerbsfähig zu sein. Deshalb sind die Netzbetreiber gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dazu verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig in das Stromnetz einzuspeisen und dem Erzeuger die gelieferte Menge an Strom zu gesetzlich vorgeschriebenen Sätzen zu vergüten. Diese Sätze sind degressiv gestaffelt, da die zu erwartenden Effizienzsteigerungen durch technischen Fortschritt zu einer Kostenreduktion bei der Herstellung von Strom aus erneuerbaren Energien führen. Weil die erhöhten Vergütungssätze auf die Stromverbraucher umgewälzt werden, wirken sie strompreiserhöhend. Dies kann über die CO<sub>2</sub>-Reduktion und die damit verbundene Absenkung der Kosten des Klimawandels gerechtfertigt werden.

Im Folgenden wird untersucht, in welchem Umfang die regenerativen Energien in Deutschland in der Zukunft zur Stromversorgung beitragen können. Darüber hinaus wird analysiert, welche Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien notwendig sind und welche Beschäftigungseffekte sich aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben.

Parallel und in Ergänzung zu der hier vorliegenden Studie beauftragte die HypoVereinsbank im Jahr 2007 FINANCE-Research mit einer Expertenbefragung zum Thema »Erneuerbare Energien – Finanzierungsausancen und Marktperspektiven«.<sup>7)</sup> In dieser Untersuchung wurden von FINANCE 35 Branchenexperten unter anderem auch zu ihrer Einschätzung hinsichtlich der Perspektiven der verschiedenen erneuerbaren Energieträger befragt. Einige wesentliche Markteinschätzungen, die sich aus der FINANCE-Studie ergeben, werden nachstehend bei den betrachteten Energieträgern in gesonderten Textkästen wiedergegeben.

#### 3.1 Windkraft

Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt die Windenergie vor der Wasserkraft den wichtigsten Energieträger dar. Derzeit (2007) leistet sie etwa 45 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beträgt rund 6,5 %.<sup>8)</sup>

Der im Vergleich zu den meisten anderen regenerativen Energiequellen hohe Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung dürfte unter anderem auch eine Folge der recht kurzen energetischen

<sup>6)</sup> Vgl. Bräuninger et al. (2006).

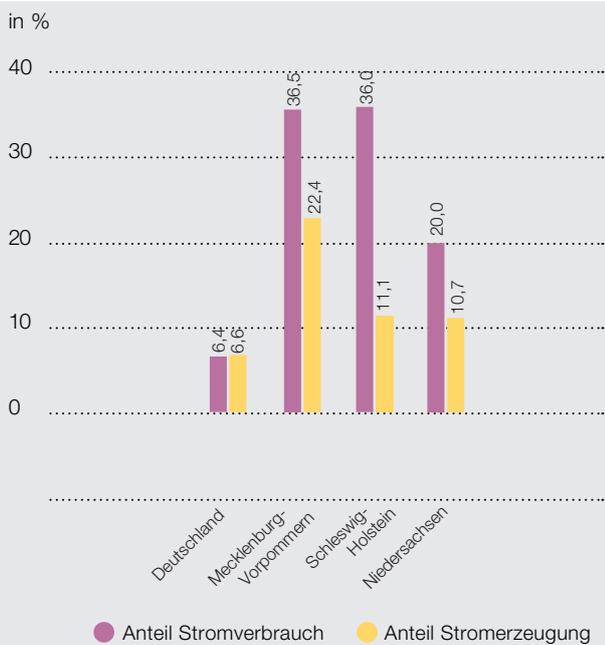
<sup>7)</sup> Vgl. FINANCE-Research (2007).

<sup>8)</sup> Vgl. BMU (2008).

Amortisationszeit von Windanlagen sein. So dauert es nur vier bis sieben Monate, bis eine Windenergieanlage die für ihre Herstellung und Errichtung benötigte Energie selbst wieder erzeugt hat. Dies ist etwa im Vergleich zur Photovoltaik ein sehr kurzer Zeitraum (vgl. Kapitel 3.3).<sup>9)</sup>

Aufgrund vorteilhafter naturräumlicher Gegebenheiten (küstennahe und waldarme Gebiete sind windreicher) kommt der Windenergie in den norddeutschen Bundesländern eine überdurchschnittliche Bedeutung zu. So hatte etwa in Schleswig-Holstein oder Mecklenburg-Vorpommern der mittels Windenergie erzeugte Strom im Jahr 2007 bereits einen Anteil von rund 36 % am gesamten Stromverbrauch, ein rund sechsmal so hoher Anteil wie auf Bundesebene.<sup>10)</sup> Auch in Niedersachsen liegt der Anteil mit 20 % weit über dem bundesdeutschen Durchschnitt (vgl. Abb. 12).

**Anteil des mit Windenergie erzeugten Stroms am Stromverbrauch und an der Stromerzeugung 2004–2007\* (Abb. 12)**



\* für Deutschland: Werte 2007; Länderwerte Anteil Stromverbrauch 2007, übrige Werte 2004–2006

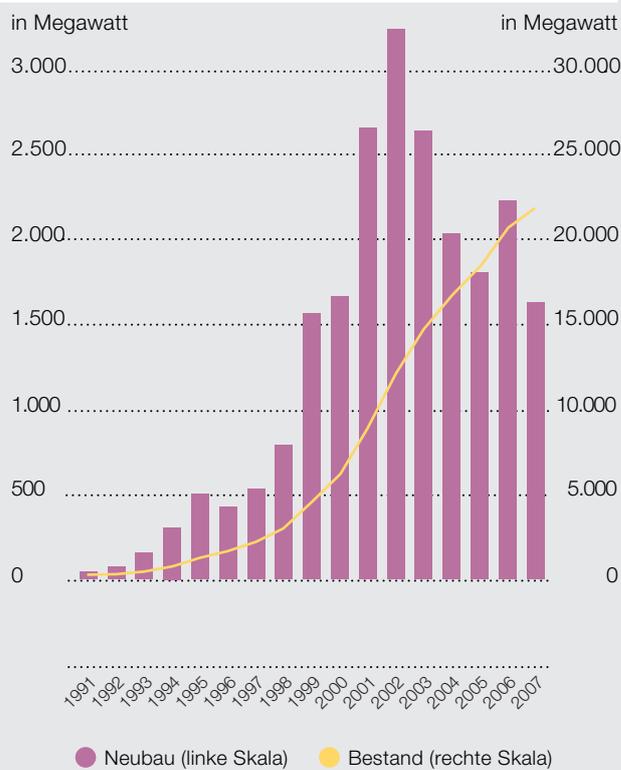
Quellen: Bundesverband Windenergie (2008), Niedersächsisches Umweltministerium (2004), Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein (2005), Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern (2008), eigene Berechnungen

Die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft hängt nicht nur von der installierten Kapazität, sondern auch von den Wetterverhältnissen ab. Beispielsweise stieg in Schleswig-Holstein die installierte Kapazität im Jahr 2003 gegenüber dem Vorjahr um 11,6 %, während die Stromerzeugung aufgrund eines windarmen Jahres 2003 in etwa

auf dem Vorjahresniveau blieb.<sup>11)</sup> Die Schwankungen im Windangebot sind der wesentliche Grund dafür, dass sich die Windenergie nicht zur Grundlastversorgung, also nicht zur Abdeckung eines konstant hohen Strombedarfs, eignet.

In den letzten Jahren fand ein erheblicher Aufbau an Kapazität im Bereich Windanlagen in Deutschland statt (vgl. Abb. 13). Die Zuwachsraten haben sich jedoch seit dem Jahr 2001 fast durchweg verringert. Dies liegt vor allem daran, dass die für die Windnutzung rentablen Standorte an Land bereits fast vollständig besetzt sind und geeignete Standorte für Neubauten im Onshore-Bereich (an Land) somit kaum noch vorhanden sind.

**Windenergie in Deutschland – Neubau und Bestand (Abb. 13)**



Quelle: Bundesverband Windenergie (2008)

Das weitere Potenzial der Windenergie beruht daher wesentlich auf dem Ersatz älterer Anlagen durch leistungsstärkere neuere (vgl. auch Kasten 1). Dieses »Repowering« steigert wegen der höheren Leistung der neuen Windräder die gesamte Stromerzeugungskapazität. Zudem müssen bei höherer Leistungskapazität pro Anlage insgesamt weniger Windräder errichtet werden, was positive Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die Akzeptanz der Windenergie in der Gesellschaft hat.

<sup>9)</sup> Vgl. Hennicke/Fischedick (2007).

<sup>10)</sup> Vgl. Bundesverband Windenergie (2008).

<sup>11)</sup> Vgl. Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein (2008).

## Die Zukunft der Windenergie: Das meinen die Branchenexperten (Kasten 1)

- Die Experten sind sich einig: Ohne Repowering können die energiepolitischen Ziele der Regierung in Deutschland nicht erreicht werden. Allerdings wurden bisher hierzulande erst 176 Anlagen »repowered«, weniger als 0,1 % des Anlagenbestandes.
- Die Gründe für den bisher sehr schleppenden Verlauf der Aufrüstung der Anlagen sehen die Experten in
  - Genehmigungsproblemen: Viele ältere Anlagen würden bei einem neuen Genehmigungsverfahren gar nicht mehr genehmigt werden, sodass auf ein Repowering verzichtet wird.
  - einer mangelhaften Netzinfrastruktur: An vielen Orten begrenzen die Kapazitäten der vorhandenen Stromnetze den Bau größerer Windenergieanlagen.
  - der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit: Viele ältere Anlagen sind inzwischen schuldenfrei, sodass die Erträge zu 100 % an die Investoren fließen. Repowering bedeutet eine erneute Mittelbindung und reduziert kurz- und mittelfristig die Einnahmen der Eigentümer.
- Insgesamt ist die Branche aber zuversichtlich, dass die bestehenden Probleme – nicht zuletzt aufgrund des derzeit für die erneuerbaren Energien sehr günstigen politischen Klimas – in absehbarer Zeit gelöst werden und das Repowering nachhaltig in Schwung kommt.
- Neben dem Repowering ist die Errichtung von Offshore-Windparks der zweite Weg, um die anspruchsvollen Ziele bei der Windenergieerzeugung zu erreichen. Dass dieser Weg politisch gewollt ist, daran besteht nach übereinstimmender Expertenmeinung kein Zweifel. Trotzdem blieben die Offshore-Aktivitäten bisher deutlich hinter den Erwartungen zurück. Offshore rechnete sich bisher angesichts der höheren Risiken als bei Onshore-Windanlagen offensichtlich nicht. Hinzu kamen Unklarheiten, wer für die Netzanbindung von Offshore-Parks verantwortlich ist, sowie fehlende Offshoretaugliche Anlagen, Versicherungskonzepte und Wartungsvereinbarungen.
- Von dem im Herbst 2006 verabschiedeten Infrastrukturplanungs- und -beschleunigungsgesetz scheint jedoch eine Initialzündung für die Branche ausgegangen zu sein. Darin ist geregelt, dass für Offshore-Windparks, deren Bau bis 2011 begonnen wird, die Netzbetreiber für die Netzanbindung sorgen müssen. Seither hat sich einiges getan: Die Anlagenhersteller haben ihre Entwicklungsaktivitäten verstärkt, erste Fonds wurden aufgelegt, und die Stromkonzerne zeigen Interesse an der Windenergie auf See.
- Die Branchenvertreter fordern allerdings von der Politik eine höhere EEG-Einspeisevergütung und eine geringere Degression dieser im Zeitverlauf, um dem höheren Risiko der Offshore-Anlagen stärker Rechnung zu tragen. Ferner sollte das Infrastrukturplanungs- und -beschleunigungsgesetz ebenfalls für Projekte gelten, die nach 2011 realisiert werden. Insgesamt zeigen sich die Branchenexperten in Bezug auf die beiden Punkte aber sehr optimistisch. Da der politische Wille da sei, werden sich – so der Tenor – auch entsprechende Lösungen finden lassen.

Quelle: FINANCE-Research (2007)

Neben dem Repowering dürfte auch die Offshore-Technologie (Bau von Windanlagen auf offener See) den Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung langfristig erhöhen. Allerdings stehen den höheren Wind- und damit Stromerträgen auf offener See auch höhere Kosten beim Anlagenbau und beim Abtransport des Stroms gegenüber. Ferner ergeben sich aufgrund von langwierigen Genehmigungsverfahren, Umweltauflagen und erhöhten Reparaturkosten im Falle des Ausfalls eines Offshore-Parks höhere Risiken für Investoren. Immerhin waren in der Ausschließlichen Wirtschaftszone bis Anfang 2008 insgesamt 19 Offshore-Windparks vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie genehmigt worden, davon 16 in der Nordsee und 3 in der Ostsee.<sup>12)</sup> Der erste Offshore-Windpark

dürfte im Herbst 2008 in der Nordsee vor Borkum in Betrieb genommen werden und dann jährlich rund 100 GWh Strom erzeugen.

Prognosen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gehen für das Jahr 2020 von einer Stromerzeugung mittels Offshore-Anlagen in Höhe von jährlich rund 33.000 GWh in Deutschland aus, was in etwa der Stromerzeugung durch die derzeit an Land vorhandenen Windanlagen entspricht. Vor dem Hintergrund der durch Repowering und dem Einstieg in die Offshore-Technik zu erwartenden Effekte, sowie unter Berücksichtigung der Risiken der Offshore-Technik wird von einer deutlichen Steigerung der Stromerzeugung aus Windenergie bis zum Jahr 2015 ausgegangen.<sup>13)</sup> Legt man eine jährliche Zunahme des Stromverbrauchs um 0,5 % pro Jahr bis 2020 zugrunde, so entspräche

<sup>12)</sup> Vgl. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2008). Für die Genehmigung von Offshoreprojekten in der Ausschließlichen Wirtschaftszone ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zuständig. Die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) beginnt bei einem Abstand von 12 Seemeilen vor der deutschen Küste und reicht bis 200 Seemeilen Küstenentfernung. Innerhalb des 12-Seemeilen-Abstandes finden sich nur sehr wenige genehmigte Offshoreprojekte, für die Genehmigung ist hier das jeweilige Bundesland zuständig.

<sup>13)</sup> Vgl. BMU (2007b).

die Stromerzeugung aus Windenergie einem Anteil von rund 10 % an dem für 2015 angenommenen Stromverbrauch. Bis zum Jahr 2020 würde dieser Anteil auf rund 13,5 % steigen.

Der weitere Ausbau der Windenergie wird jedoch in zweierlei Hinsicht gebremst: Erstens ist die mangelnde Grundlastfähigkeit ein wesentlicher Nachteil, und zweitens bereitet die enorm hohe Produktion bei starkem Wind im Falle eines geringen Strombedarfs große Probleme für die Stromnetze, die dabei überlastet werden. Das Problem der mangelnden Grundlastfähigkeit ist gegenwärtig Ausgangspunkt intensiver Forschung. Da Strom zum jetzigen Zeitpunkt außer durch Pumpspeicherkraftwerke (siehe Kasten 2) nicht rentabel gespeichert werden kann, bedarf die Windkraft einer ergänzenden Technologie, um langfristig eine höhere Bedeutung erreichen zu können. Derzeitige Überlegungen zur Erzeugung von speicherbarer Druckluft mittels Windkraftanlagen, die dann je nach Bedarf in Strom umgewandelt werden kann, ist eine der denkbaren Möglichkeiten.

Die gegenwärtige Produktion überschüssigen Stroms ist nicht nur für die Netze problematisch, sondern auch ineffizient. Zur Lösung dieses Problems wäre beispielsweise eine weitere Integration des europäischen Strommarktes sinnvoll. Grundsätzlich gilt: Je größer ein zu versorgendes Gebiet, desto einfacher ist es, den erzeugten Strom zu verteilen und desto kleiner der Überschuss. Um regionale Versorgungsgebiete zu integrieren, sind jedoch Investitionen in die Netze und neue Netztechnologien notwendig. Für die Übertragung von Strom über große Entfernungen würden sich Netze mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung anbieten, von denen momentan zu wenige existieren.

Im Bereich Windenergie fand in den letzten Jahren ein nicht unbedeutender Aufbau an Beschäftigung statt. Ende des Jahres 2007 waren in der Windenergiebranche rund 84.000 Personen beschäftigt, die in Herstellerfirmen, Zulieferbetrieben, Planungsbüros sowie in Serviceunternehmen angestellt waren.<sup>14)</sup> Gemäß einer HWWI-Prognose dürfte sich die Zahl der Beschäftigten bis zum Jahr 2020 auf knapp 180.000 Personen erhöhen (vgl. Tab. 1).

Der geschätzte Investitionsbedarf der Branche bis 2020 beträgt insgesamt rund 35 Mrd. Euro. Der größte Teil, etwa 25 Mrd. Euro, entfällt auf den Aufbau von Offshore-Anlagen. Von den rund 10 Mrd. Euro für den Onshore-Bereich müssten etwa 1,1 Mrd. Euro in den Ausbau der Stromnetze fließen, welcher notwendig ist, um die steigende Windenergie-Einspeisung aufzunehmen und weiterzuleiten. Der Ausbau der Stromnetze stellt somit eine notwendige Investition dar, ohne die es nicht möglich sein wird, die sich durch Repowering und Offshore-Technik ergebende Steigerung bei der Stromerzeugung aus Wind zu nutzen.<sup>15)</sup> Knapp 9 Mrd. Euro an Investitionen sind für die Errichtung neuer Anlagen an Land und das Repowering zu erwarten.

Die Prognose der Beschäftigung erfolgte auf Basis der zu erwartenden Entwicklung bei der Stromerzeugung aus Windenergie bis zum Jahr 2020. Dabei wurde die bisherige Beschäftigung unter Berücksichtigung der für die Zukunft vorhergesagten Stromerzeugung fortgeschrieben.<sup>16)</sup> Der zukünftige Investitionsbedarf wurde auf Basis der aktuellen Investitionen, des aktuellen Aufbaus an Kapazität sowie des künftig zu erwartenden Aufbaus an Kapazität (Anlagenbestand) abgeschätzt.<sup>17)</sup> Die bei diesen Berechnungen resultierenden Werte sind naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. Dies liegt vor allem daran, dass die Höhe der Investitionen, die für den Aufbau eines bestimmten Anlagenbestands erforderlich sind, aufgrund von technologischem Fortschritt und Lernrateneffekten sinken kann. So gehen etwa Kruck, Patzelt und Eltrop (2007) davon aus, dass die Kosten einer Windenergieanlage ab Werk inklusive Montage zwischen 1988 und 2005 um rund 400 Euro je Kilowattstunde Anlagenkapazität gesunken sind.<sup>18)</sup>

<sup>15)</sup> Jarass/Obermair (2005).

<sup>16)</sup> Die zukünftige Stromerzeugung aus Windenergie wurde offiziellen Prognosen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007 c) entnommen. In gleicher Weise erfolgte die Abschätzung der künftigen Beschäftigung für die anderen erneuerbaren Energieträger.

<sup>17)</sup> Aus den aktuellen Investitionen und dem aktuellen Aufbau an Kapazität wurde ein Investitionsmultiplikator errechnet, der mit dem erwarteten Ausbau der Kapazität bis 2020 multipliziert wurde. Für den erwarteten Ausbau der Kapazität wurden offizielle Prognosen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007 b) verwendet. In ähnlicher Weise wurden die Investitionsprognosen für die weiteren regenerativen Energieträger vorgenommen.

<sup>18)</sup> Kruck/Patzelt/Eltrop (2007).

<sup>14)</sup> Vgl. Bundesverband Windenergie (2007).

**Prognose\* der Beschäftigung und der Stromerzeugung im Bereich Windenergie in Deutschland (Tab. 1)**

	2007	2010	2015	2020
Beschäftigte	84.300	105.400	135.800	179.500
Stromerzeugung (GWh)	39.500	47.500	66.200	89.700
Anteil Erzeugung am Stromverbrauch (%)	6,4	8,0	10,3	13,6

\*HWWI-Prognosen für Beschäftigung und Anteil am Bruttostromverbrauch, Prognose des BMU für Stromerzeugung  
 Quellen: BMU (2008) und BMU (2007 b), eigene Berechnungen

## 3.2 Wasserkraft

Wasserkraftwerke nutzen die potenzielle Energie fließenden Wassers, um sie in Strom umzuwandeln. Die Wasserkraft ist eine der ältesten regenerativen Energiequellen und hat sich in den vergangenen Jahrzehnten auch als bisher einzige wesentliche regenerative Energiequelle der Welt etabliert. Weltweit werden gegenwärtig ca. 18 % des Stromes in Wasserkraftwerken erzeugt. In Deutschland ist der Anteil momentan bei rund 3 %, wobei 90 % aus Bayern und Baden-Württemberg stammen. Da der Betrieb von Wasserkraftwerken natürliche Gefälle benötigt, konzentrieren sich deren Standorte auf die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, Rheinland-Pfalz und Thüringen. Die übrigen Regionen Deutschlands verfügen über keine bedeutenden Wasserkraftwerke, was sich auch zukünftig höchstwahrscheinlich nicht ändern wird.

Das Wachstumspotenzial, das von Politik, Wirtschaft und Umweltschutzverbänden teilweise sehr unterschiedlich beurteilt wird, ist dabei jedoch eher von genehmigungspolitischen Einflüssen begrenzt als von technischen. Üblicherweise haben Wasserkraftwerke teilweise gravierende ökologische und auch soziale Folgen, insbesondere, wenn damit die Überflutung weiter Landflächen einhergeht, weshalb die Genehmigungsauflagen sehr streng sind. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007 a) sieht daher auch die wichtigsten Potenziale im Ersatz und der Modernisierung bereits vorhandener Anlagen. Weitere, jedoch

auch sehr begrenzte Potenziale könnten sich aus dem Bau kleiner Kraftwerke ergeben, die nur geringe ökologische Auswirkungen haben. Insgesamt dürfte das Wachstumspotenzial von Wasserkraftwerken daher sehr begrenzt sein.

Neben der Nutzung von fließenden Gewässern an Land wird gegenwärtig an einer Reihe von Möglichkeiten geforscht, die in den Weltmeeren gespeicherte Energie zu nutzen. Hierbei werden vor allem die Fließbewegungen in Strömungs-, Gezeiten- und Wellenkraftwerken zur Stromproduktion eingesetzt. In einigen Ländern gibt es bereits aktive Kraftwerke. Ebenso ist die Nutzung thermischer Energie denkbar, wie sie heute bereits von Wärmepumpen an Land bekannt ist. Darüber hinaus könnten die unterschiedlichen Salzkonzentrationen durch Osmosekraftwerke genutzt werden.

Inwieweit und wann diese theoretischen Möglichkeiten an den (nord-)deutschen Küsten umgesetzt werden, ist derzeit unklar. Bisher wurde an den Küsten von Nord- und Ostsee keines dieser Kraftwerke gebaut. Auf absehbare Zeit wird dies auch außer zu Forschungszwecken kaum wahrscheinlich sein. Tatsächlich haben sich die hiesigen Gegebenheiten im Vergleich zu anderen Ländern als nicht geeignet gezeigt. Dies liegt vor allem an der Form der Küsten und dem geringen Tidenhub. Auch dauerhaft hohe Wellen stehen nicht ausreichend zur Verfügung, und schließlich sind auch die Temperaturunterschiede zu gering, um den Bau solcher Anlagen in absehbarer Zeit wirtschaftlich sinnvoll erscheinen zu lassen.

### Exkurs: Die Speicherung von Strom mittels Pumpspeicherkraftwerken (Kasten 2)

Die Speicherung von Strom in großen Batterien ist wirtschaftlich nicht rentabel. Um eine konstante Stromversorgung sicherzustellen, muss daher permanent Strom erzeugt werden. Insbesondere erneuerbare Energiequellen wie Wind oder Sonne haben jedoch die Eigenschaft, nicht permanent zur Verfügung zu stehen, d. h. nicht grundlastfähig zu sein. Diesem Problem kann mit Pumpspeicherkraftwerken (PSW) begegnet werden, in denen die potenzielle Energie von Wasser genutzt wird, um Strom zu speichern.

psw bestehen aus einem Ober- und einem Unterbecken. Beide sind mit einer Rohrleitung verbunden, auf die sowohl eine Turbine als auch eine Pumpe mit einem Generator auf eine Welle montiert ist. Bei Bedarf wird entweder das Wasser vom Unter- zum Oberbecken gepumpt oder das Wasser vom Ober- zum Unterbecken abgelassen und dabei mithilfe der Turbine Strom erzeugt.

Mit dem Ausbau nicht grundlastfähiger erneuerbarer Energiequellen können PSW von großer Bedeutung werden. Mit ihnen ist es möglich,

in Zeiten von Stromüberschuss, also beispielsweise bei viel Wind und Sonne oder bei geringem Verbrauch (etwa nachts), den Strom zu nutzen, um Wasser in das Oberbecken zu pumpen. In Zeiten von Stromunterversorgung, also beispielsweise bei Flaute und wenig Sonne oder bei starkem Stromverbrauch (mittags oder am frühen Abend) kann dann das gespeicherte Wasser in Strom umgewandelt werden und so die Versorgung sichern.

Der Wirkungsgrad moderner Anlagen liegt bei ca. 80 %. Damit sind PSW gegenwärtig die einzig wirtschaftliche Methode, Strom zu speichern.

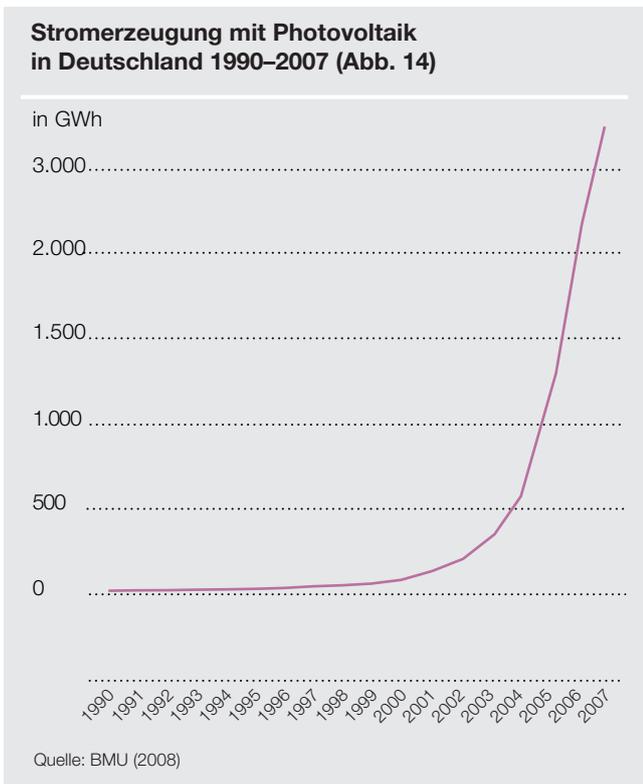
Besondere Bedeutung könnte zukünftig psw in Kombination mit den Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee zukommen. Derzeit befinden sich PSW in Erzhausen/Niedersachsen (220 MW), in Geesthacht/Schleswig-Holstein (120 MW) sowie in weiteren Orten kleinere PSW. Beide großen Anlagen sind jedoch bereits sehr alt (1964 und 1958 gebaut). Neubauten dürften daher in absehbarer Zeit unter den gegebenen Bedingungen sehr wahrscheinlich sein.

Trotz der mangelnden geografischen Gegebenheiten kann die Wasserkraft in Zukunft aber auch in Norddeutschland eine größere Bedeutung als bisher haben. Mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) kann die fehlende Grundlastfähigkeit der übrigen erneuerbaren Energiequellen, insbesondere der Offshore-Windenergieparks, kompensiert werden (vgl. Kasten 2).

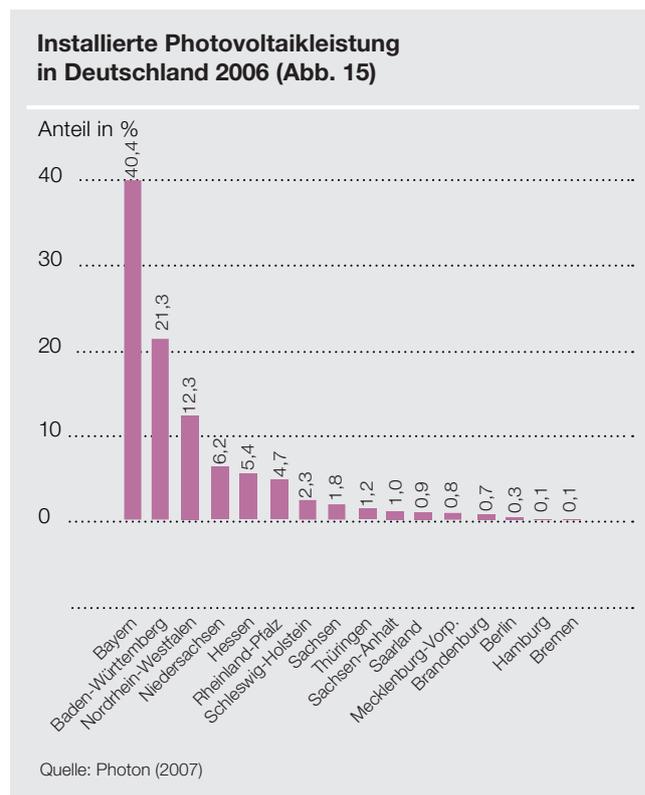
### 3.3 Solarenergie und Erdwärme

Bei der Solarenergie unterscheidet man zwischen der Solarthermie (Nutzung der Sonnenenergie zur Wärmeversorgung) und der Photovoltaik (Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung). Die Stromerzeugung mit Photovoltaik ist derzeit aufgrund der teuren Herstellung von Solarmodulen noch relativ kostspielig, wenngleich es seit Mitte der 1990er Jahre zu einer Halbierung der Systemkosten gekommen ist. Sie spielt für die Stromerzeugung in Deutschland noch eine untergeordnete Rolle: Ihr Anteil am gesamten Stromverbrauch in Deutschland liegt bei 0,5 % (2007). Allerdings sind in jüngster Zeit erhebliche Zuwächse bei dem mit Photovoltaik erzeugten Strom zu verzeichnen (vgl. Abb. 14). Bundesweit ergab sich zwischen 2004 und 2007 eine Erhöhung von 557 GWh auf 3500 GWh, was eine Versechsfachung der Stromerzeugung in nur drei Jahren bedeutet.<sup>19)</sup>

<sup>19)</sup> Vgl. BMU (2008).



Während der Schwerpunkt der Windenergieerzeugung in Norddeutschland liegt, stammt der überwiegende Teil des mithilfe von Photovoltaikanlagen produzierten Stroms aus Süddeutschland. So konzentrierten sich Ende 2006 rund 62 % der gesamten installierten Photovoltaikleistung von 2.774 MW auf Bayern und Baden-Württemberg. An dritter Stelle lag mit einem Anteil von etwas mehr als 12 % Nordrhein-Westfalen (vgl. Abb. 15).

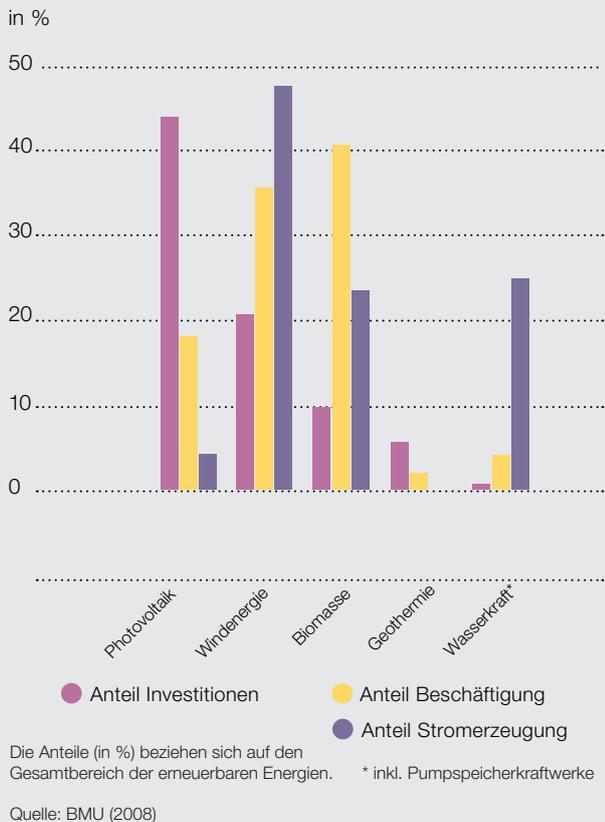


Der stürmische Ausbau der Photovoltaik ist auch dadurch zu erklären, dass die Solartechnologie – bezogen auf eine produzierte Einheit Strom – unter allen erneuerbaren Energieträgern den höchsten Vergütungssatz gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erhält. Allerdings war der Zuwachs bei Photovoltaikanlagen zuletzt rückläufig: Während im Jahr 2005 noch Anlagen im Umfang von 865 MW errichtet wurden, betrug der Neubau im Jahr 2006 nur noch 830 MW.<sup>20)</sup> Dieser Rückgang könnte auch mit den Diskussionen über eine Reduzierung der Einspeisevergütung für Solarstrom erklärt werden, die zu einer vermehrten Vorsicht bei Investoren geführt hat. Trotz der hohen Vergütung spielt die Photovoltaik hierzulande, vor allem aufgrund ungünstiger klimatischer Gegebenheiten, aber noch eine sehr kleine Rolle.

So leistet die Photovoltaik den kleinsten Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, während ihr Anteil an den Investitionen im gesamten Bereich der erneuerbaren Energien am höchsten ist (vgl. Abb. 16). Fast genau entgegengesetzt stellt sich die Situation

<sup>20)</sup> Vgl. Photon (2007).

**Die Photovoltaik im Vergleich zu anderen regenerativen Energiequellen 2007 (Abb. 16)**



bei der Wasserkraft dar: Sie weist unter allen erneuerbaren Energien die geringsten Investitionen auf, steht aber in Bezug auf die Stromerzeugung nach der Windkraft noch knapp an zweiter Stelle, wenn Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt werden. Ohne Einbeziehung dieser Kraftwerke liegt bereits heute die Biomasse bei der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen an zweiter Stelle. Die Biomassebranche weist auch den höchsten Anteil an der Beschäftigung auf. Der Anteil des mit Photovoltaik erzeugten Stroms dürfte in Deutschland auch in Zukunft nicht allzu hoch werden (vgl. Tab. 2).

Die deutsche Photovoltaik-Industrie nutzt jedoch die weltweit vorhandenen Möglichkeiten zur Stromerzeugung mit Solarenergie,

wie auch an der Exportquote in Höhe von rund 43 % im Jahr 2007 deutlich wird.<sup>21)</sup>

Hierbei ist weltweit an eine Fülle von Anwendungsbereichen zu denken. So besteht etwa in Entwicklungsländern in Regionen ohne Stromnetz ein Bedarf an solar betriebenen Leuchten, die dezentral in Privathäusern eingesetzt werden können.<sup>22)</sup>

Auch wenn es weitere Beispiele für den netzentkoppelten Einsatz der Photovoltaik gibt (Solaruhren, Taschenrechner etc.), so dominiert in Deutschland und auch weltweit doch der netzgekoppelte Einsatz von Photovoltaiksystemen. Hierbei spielt die Installation von Solarmodulen im privaten und öffentlichen Gebäudebereich die größte Rolle.<sup>23)</sup>

Im Vergleich zu ihrer geringen Bedeutung für die heimische Stromerzeugung ist die Zahl der Beschäftigten im Bereich Photovoltaik mit rund 40.000 Personen (2007)<sup>24)</sup> relativ hoch. Sie hat damit hinter der Biomasse und der Windenergie den drittgrößten Anteil an der gesamten Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien (vgl. Abb. 16). Nach HWWI-Schätzungen dürfte sich diese Zahl bis 2020 auf rund 120.000 Personen erhöhen. Obwohl sich der Beitrag, den die Photovoltaik zum Stromverbrauch in Deutschland leistet, laut HWWI-Prognose bis 2020 fast vervierfachen dürfte, wird er mit dann rund 1,5 % doch recht moderat bleiben. Die bis 2020 zu erwartenden Investitionen werden auf etwa 32 Mrd. Euro geschätzt. Dieser Betrag ist fast so hoch wie das erwartete Investitionsvolumen im Bereich Windenergie. Allerdings ist diese Zahl mit Unsicherheit behaftet, da das Ausmaß der durch technologischen Fortschritt entstehenden Kostenreduktion nur schwer vorauszusehen ist. Vor allem die Kostenreduktion bei der Herstellung von Solarzellen ist mitbestimmend für das Investitionsvolumen (vgl. auch Kasten 3).

Solarzellen werden im Rahmen des derzeit gängigen Herstellungsverfahrens, der kristallinen Technologie, aus dem Halbmetall Silizium hergestellt. Die kristalline Technologie erreicht von allen derzeit kommerziell genutzten Produktionsverfahren für Solarzellen zwar den höchsten *Wirkungsgrad*. Dennoch ist die Herstellung kristalliner

<sup>21)</sup> Vgl. Bundesverband Solarwirtschaft (2008 b).  
<sup>22)</sup> Vgl. Solux e. V. (2007).  
<sup>23)</sup> Vgl. Hennicke/Fischedick (2007).  
<sup>24)</sup> Vgl. Bundesverband Solarwirtschaft (2008 a).

**Prognose\* der Beschäftigung und der Stromerzeugung im Bereich Photovoltaik in Deutschland (Tab. 2)**

	2007	2010	2015	2020
Beschäftigte	40.000	65.100	95.000	122.700
Stromerzeugung (GWh)	3.500	5.100	7.600	10.100
Anteil Erzeugung am Stromverbrauch (%)	0,5	0,8	1,2	1,5

\*HWWI-Prognosen für Beschäftigung und Anteil am Bruttostromverbrauch, Prognose des BMU für Stromerzeugung  
 Quellen: BMU (2008) und (2007 b), eigene Berechnungen

### Die Zukunft der Photovoltaik: Das meinen die Branchenexperten (Kasten 3)

- Als derzeit größtes Photovoltaikkraftwerk der Welt entsteht seit April dieses Jahres in der Nähe von Leipzig das 40-Megawatt-Kraftwerk »Waldpolenz«, das 2009 ans Netz gehen soll. Allerdings werden nach Einschätzung der von finance befragten Experten Projekte dieser Größenordnung in Deutschland eher die Ausnahme bleiben. Ein Grund dafür ist, dass hierzulande geeignete Flächen kaum zu finden sind. Zudem bieten südlicher gelegene Regionen, wie beispielsweise in Europa Spanien und Italien, mit ihrer viel höheren Globalstrahlung deutlich bessere klimatische Rahmenbedingungen als Deutschland und werden daher verstärkt Investitionen anziehen.
- Die Bedeutung der wenigen großen Solarkraftwerke wird in Deutschland deshalb nach Expertenmeinung weniger in der Stromproduktion liegen. Die mit solchen Projekten erzielten Skalen- und Lerneffekte helfen Projektentwicklern und Modulherstellern vielmehr, im weltweiten Wettbewerb zu bestehen und international immer größere Projekte umzusetzen.
- Deutschland wird in Zukunft weniger auf große Freilandsolarparks setzen, sondern auf gebäudeintegrierte Anlagen. Diese sind trotz der begrenzten Grundfläche in den vergangenen Jahren immer größer geworden und bewegen sich zum Teil längst im Megawattbereich. Allerdings sehen die Experten auch hier Probleme, hinsichtlich der Größe und der Beschaffenheit geeignete Dachflächen zu finden. Steigendes Interesse an Dachanlagen registrierten die Befragten zuletzt unter klassischen Immobilieninvestoren, die durch die relativ sicheren Renditeerwartungen die Performance ihrer Immobilienfonds verbessern wollen.
- Da die Preise für Solarsysteme im vergangenen Jahr Rekordhöhen erreichten und nur an besonders sonnenreichen Standorten attraktive Renditen zu erzielen waren, stagnierte zuletzt der Zubau von Photovoltaikanlagen in Deutschland. Werden Kosten und Preise für die Anlagen nicht schnell und deutlich gesenkt, wird es die Solarenergie, so eine These der finance-Studie, künftig hierzulande sehr schwer haben. Allerdings scheint die Branche auf den politischen Druck zu reagieren. Sie rechnet in den kommenden Jahren durch den technischen Fortschritt mit Kostensenkungen zwischen 30 und 50 % allein bei den Modulen. Auch der weltweit zu beobachtende massive Kapazitätsausbau – beispielsweise in China – dürfte auf die Preise drücken.
- Schon in acht Jahren, so die Meinung der Studienteilnehmer, könnte Solarstrom daher hierzulande zu Kosten angeboten werden, die den Endkundertarifen im Niederspannungsnetz entsprechen. Je nach Standort und Größe der Photovoltaikanlage wären das Preise zwischen 20 und 25 Cent je Kilowattstunde. Zurzeit liegen diese rund doppelt so hoch. In sonnenreichen Ländern, darin sind sich die Interviewpartner einig, dürfte die so genannte »Grid-Parity« noch früher erreicht werden.

Quelle: FINANCE-Research (2007)

Solarzellen relativ energieaufwändig. Ihre energetische Amortisationszeit liegt bei etwa drei bis sieben Jahren. Dies bedeutet, dass Solarzellen dieses Typs nach einem Zeitraum von drei bis sieben Jahren mehr Energie erzeugt haben, als bei ihrer Herstellung benötigt wurde. Da die technische Lebensdauer von Solarzellen rund 20 Jahre beträgt, liegt diese Amortisationszeit zwar noch im akzeptablen Bereich. Problematischer für die Kostenbeurteilung kristalliner Solarzellen ist aber die Preisentwicklung bei ihrem verwendeten Rohstoff, Silizium.<sup>25)</sup>

Da sich die Siliziumpreise in den letzten Jahren auf einem hohen Niveau befanden, stellen sie einen Engpassfaktor für den verstärkten Ausbau der Solartechnik dar. Die nötigen Kapazitätserweiterungen, die für ein Fallen der Siliziumpreise sorgen könnten, werden frühestens für 2008 erwartet. Eine alternative Technologie, das Dünnschichtzellenverfahren, basiert neben Silizium stärker auf Kupfer sowie Cadmium und ist überdies deutlich kostengünstiger und

energieeffizienter in der Fertigung als die kristalline Technologie. Das Dünnschichtzellenverfahren weist daher auch merklich kürzere energetische Amortisationszeiten auf als das kristalline Herstellungsverfahren. Sie liegen derzeit zwischen einem und drei Jahren. Seine stärkere Marktdurchdringung wird allerdings noch durch eine fehlende technische Reife gehemmt.<sup>26)</sup>

Die Solarthermie bezeichnet die Umwandlung von Sonnenstrahlung mithilfe eines Kollektors in Wärme. Sie dient neben der Brauchwassererwärmung auch der Heizungsunterstützung. Mit einem Volumen von 3.700 GWh (2007) leistet die Solarthermie derzeit noch einen recht kleinen Beitrag zur Wärmeversorgung in Deutschland. Ihr Anteil am gesamten Wärmeverbrauch belief sich in 2007 auf 0,3%, im Jahr zuvor auf 0,2 %.<sup>27)</sup> Bundesweit waren in 2007 rund eine Mio. Solarwärmeanlagen installiert, die rund 4.400 GWh Wärmeenergie erzeugten. Der Neubau betrug allein im Jahre 2007 in Deutschland rund 100.000 Anlagen, was einen Zuwachs von rund 10 %

<sup>25)</sup> Vgl. Hennicke/Fischedick (2007).

<sup>26)</sup> Vgl. N-tv (2006) und Hennicke/Fischedick (2007).

<sup>27)</sup> Vgl. BMU (2008).

gegenüber dem Vorjahr bedeutet.<sup>28)</sup> Solarthermische Anlagen sind in Norddeutschland, ähnlich wie im Fall der Photovoltaik, eher unterrepräsentiert. Eine stärkere Rolle spielt die Solarthermie in den süd-deutschen Bundesländern bei der dezentralen Wärmeversorgung von Wohnhäusern. Offizielle Prognosen gehen davon aus, dass sich die erzeugte Solarwärme bundesweit bis zum Jahr 2020 auf rund 14.600 GWh erhöht.<sup>29)</sup>

Unter Geothermie wird die Gewinnung von Erdwärme zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung verstanden. Dabei wird die in der Erde gespeicherte Wärme mittels Bohrungen erschlossen. Einer umfangreichen Ausschöpfung des vorhandenen Potenzials stehen die derzeit noch zu hohen Kosten der Bohrung entgegen. Bundesweit werden derzeit knapp 2.000 GWh Energie (Wärme und Strom) durch Geothermie bereitgestellt, wobei der weit überwiegende Anteil der dabei erzeugten Energie der Wärmeversorgung dient. Nach dem seit 2004 bestehenden Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern sind im Jahr 2007 zwei weitere Geothermiekraftwerke in Deutschland in Betrieb genommen worden: Eines in Landau in der Pfalz, ein weiteres in Unterhaching bei München. Aus über 3.300 Metern Tiefe wird dort heißes Thermalwasser gefördert, das neben der Wärmeversorgung auch der Stromerzeugung (über Dampfturbinen) dient.<sup>30)</sup> Dennoch besteht bei der Stromversorgung aus Geothermie noch ein erhebliches Potenzial. Die Geothermie erzeugte in Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2006 lediglich 400 MWh Stunden Strom.<sup>31)</sup> Weitere Anlagen sind im süddeutschen Raum jedoch geplant.

Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass in Deutschland die geothermische Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf jährlich etwa 3.200 GWh steigen wird, während für die geothermisch erzeugte Wärmemenge ein Anstieg auf knapp 14.000 GWh pro Jahr prognostiziert wird.<sup>32)</sup> Eine zunehmende Bedeutung gewinnt die Nutzung der Erdwärme bereits jetzt für die Wärmeversorgung von Häusern. Hierzu werden in Gärten Rohre verlegt, welche über eine fließende Sole die Erdwärme zur Wärmepumpe transportieren. Bei der Bereitstellung von Heizenergie für Wohnungsneubauten hat sich der Anteil der Wärmepumpen von 1,6 % im Jahr 2001 auf rund 11 % im Jahr 2006 erhöht.<sup>33)</sup>

### 3.4 Biomasse

Biomasse teilt sich auf in biogene Festbrennstoffe, biogene Flüssigbrennstoffe, Biogas und Biomüll. Alle Kategorien tragen zur Stromerzeugung bei. Als biogener Festbrennstoff dient vor allem Holz,

während flüssige Bioenergieträger vor allem Pflanzenöl auf Raps-Basis sowie Palm- und Sojaöl sind. Biogase entstehen über die biochemische Umwandlung landwirtschaftlicher Rohstoffe wie Gülle und Energiepflanzen. In 2007 war der Anteil, den die Stromerzeugung aus Biogas am Bruttostromverbrauch hat, genauso hoch wie der Anteil der biogenen Festbrennstoffe. Einen deutlich kleineren Anteil hatte die flüssige Biomasse.

Die Biomasse steht bei der Stromerzeugung aus regenerativen Energien mit einem Anteil von knapp 25 % hinter der Windenergie und knapp vor der Wasserkraft an zweiter Stelle (vgl. auch Abb. 6). 2007 wurden deutschlandweit 19.500 GWh Strom aus Biomasse erzeugt, was einem Anteil von 2,8 % am gesamten Bruttostromverbrauch entspricht. Die Stromproduktion aus Biomasse erhöhte sich damit gegenüber 2006 um 6.400 GWh, was einem Zuwachs von rund 50 % entspricht.<sup>34)</sup>

Der wesentliche Vorteil der Biomasse als Energieträger insbesondere für die Stromerzeugung ergibt sich aus deren Grundlastfähigkeit. Neben der Wasserkraft ist die Biomasse derzeit die einzige bedeutende erneuerbare Energie, die grundlastfähig ist. Da Wind- und Photovoltaikkraftwerke von Wind bzw. Sonnenstrahlung abhängig sind, um Strom produzieren zu können, sind diese nur begrenzt zur Grundversorgung einsetzbar. Da gleichzeitig das Wachstumspotenzial der Wasserkraft in Deutschland sehr begrenzt ist (vgl. Kapitel 3.2) und ergänzende grundlastfähige erneuerbare Technologien derzeit nicht in Sicht sind, kommt der Biomasse unter den erneuerbaren Energien eine besondere Bedeutung zu.

Ein großes Potenzial ergibt sich aus der steigenden Bedeutung von Biomasse für die Energieerzeugung in der Landwirtschaft. Letztere vermag Rohstoffe für die Erzeugung von Biogas wie Gülle und verschiedene Energiepflanzen zu liefern. Biogase werden häufig aus Abfallprodukten und Reststoffen in der Landwirtschaft gewonnen. Gegen Ende des Jahres 2007 gab es in Deutschland insgesamt 3.750 Biogasanlagen mit einer gesamten Leistung von 1.250 MW. Der Neubau im Jahre 2007 (450 Anlagen) war im Vergleich zum Vorjahr (600 Anlagen) etwas verhaltener. Dies hängt zum einen mit den enormen Kostensteigerungen bei erneuerbaren Rohstoffen zusammen. Zum anderen ist aber auch eine zunehmende Investitionsunsicherheit, die sich aus der bevorstehenden EEG-Novellierung im Jahre 2009 ergibt, festzustellen.<sup>35)</sup> Das Potenzial in Deutschland wird auf rund 200.000 Anlagen geschätzt.<sup>36)</sup>

Bei der Biogaserzeugung zeigen sich deutliche regionale Abweichungen, welche sich zu einem Großteil mit den unterschiedlichen Agrarstrukturen in den einzelnen Regionen erklären lassen. So finden sich in den südlichen Bundesländern vor allem Anlagen

<sup>28)</sup> Vgl. Bundesverband Solarwirtschaft (2008 a).

<sup>29)</sup> Vgl. BMU (2007 a).

<sup>30)</sup> Vgl. BMU (2008), Geothermie Unterhaching (2008).

<sup>31)</sup> Vgl. Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern (2008).

<sup>32)</sup> Vgl. BMU (2007 b).

<sup>33)</sup> Vgl. Bräuninger et al. (2007).

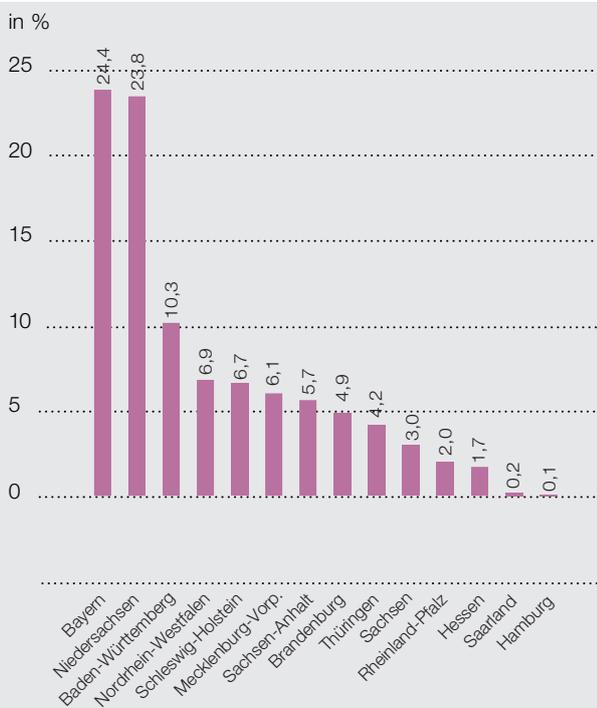
<sup>34)</sup> Vgl. BMU (2008).

<sup>35)</sup> Institut für Energetik und Umwelt Leipzig gGmbH (2008).

<sup>36)</sup> Vgl. BMU (2007 a).

geringerer Größe, was mit der dortigen Dominanz relativ kleiner landwirtschaftlicher Familienbetriebe verbunden ist. Demgegenüber kommen in den Agrarbetrieben Ost- und Norddeutschlands größere Biogasanlagen zum Einsatz. Dies erklärt die Tatsache, dass Niedersachsen bei Biogasanlagen knapp hinter Bayern den zweithöchsten Anteil an der gesamten in Deutschland installierten Leistung aufweist, obwohl es in Bezug auf die Zahl der Anlagen weit hinter Bayern liegt (vgl. Abb. 17). Den dritthöchsten Anteil an der installierten Leistung besitzt Baden-Württemberg, gefolgt von Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein, das seinen Anteil gegenüber dem Vorjahr (2006: 2,9 %) mehr als verdoppeln konnte.

**Anteile der Bundesländer an der installierten Leistung bei Biogasanlagen 2007 (Abb. 17)**



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig gGmbH (2008)

Neben der Verwertung von Reststoffen erfolgt auch ein gezielter Anbau von Biomasse. Die verstärkte Nutzung von Energiepflanzen aus der Landwirtschaft zur Stromerzeugung zeigt sich daran, dass der Flächenbedarf für den Anbau dieser Pflanzen in jüngster Zeit stark gestiegen ist. Im Jahr 2006 wurden etwa 1,6 Mio. Hektar (rund 13 % der deutschen Ackerfläche) für den Anbau nachwachsender Rohstoffe genutzt, wobei Raps die größte Bedeutung hatte.<sup>37)</sup>

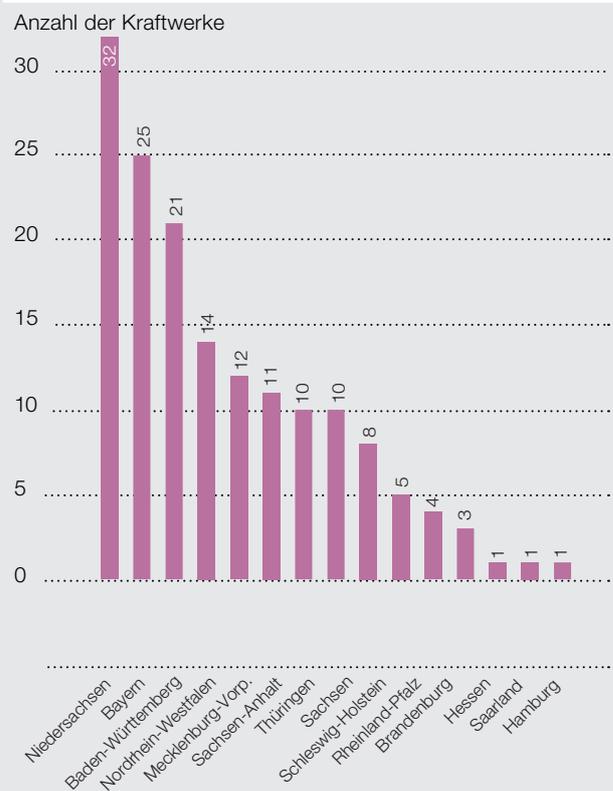
Für die Wärmeerzeugung spielt die Biomasse eine noch bedeutendere Rolle als für die Stromerzeugung. Sie besitzt in Deutschland bereits einen Anteil von 93 % an der Wärmebereitstellung aus er-

<sup>37)</sup> Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2007).

neuerbaren Energien. Ende 2006 waren hierzulande rund 160 Biomasseheizkraftwerke in Betrieb. Gegen Ende des Jahres 2007 waren es bereits etwa 185.<sup>38)</sup>

Biomasseheizkraftwerke arbeiten häufig im Kraft-Wärme-Kopplungsmodus, erzeugen also gleichzeitig Wärme und Strom. Auch hier bestehen zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland erhebliche Unterschiede. So finden sich die meisten Biomasseheizkraftwerke in den walddreichen süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg (vgl. Abb. 18). Am Ende der Tabelle rangieren die Stadtstaaten. In Berlin und Hamburg ist derzeit jeweils eine Anlage in Betrieb, in Bremen gibt es bisher kein Biomasseheizkraftwerk.

**Regionale Verteilung der 2006 in Betrieb befindlichen Biomasseheizkraftwerke (Abb. 18)**



Quelle: Institut für Energetik und Umwelt Leipzig gGmbH (2007)

In Bezug auf die spezifische installierte Leistung (gesamte elektrische Leistung bezogen auf Bundeslandfläche) rangiert Nordrhein-Westfalen an erster Stelle, gefolgt von Brandenburg, Sachsen und Thüringen.

Biomasse kann auch zur Herstellung von Biokraftstoffen als Substitut für konventionelle, auf Mineralöl basierende Kraftstoffe eingesetzt werden. Biokraftstoffe der ersten Generation verwenden vor

<sup>38)</sup> Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2007).

## Die Zukunft der Biogaserzeugung: Das meinen die Branchenexperten (Kasten 4)

- Vor allem in landwirtschaftlich geprägten Regionen Deutschlands sind Biogasanlagen inzwischen ein vertrautes Bild. Doch längst nicht jede Anlage arbeitet auch wirtschaftlich. Rund ein Drittel der Betreiber verdienen ihre Kapitalkosten nicht. Der Grund dafür sind in den meisten Fällen die zuletzt stark gestiegenen Substratkosten, die der entscheidende Faktor für den Betrieb einer Biogasanlage sind.
- Über die künftige Preisentwicklung der Energieträger für Biogas gehen die Expertenmeinungen auseinander. Ein Teil der Befragten rechnet zumindest mittelfristig mit gleich bleibenden bzw. leicht sinkenden Preisen. Langfristig, darin waren sich die Studienteilnehmer nahezu einig, ist dagegen mit weiter moderat steigenden Notierungen zu rechnen.
- Betreiber, die Biomasse zukaufen müssen, haben auf die veränderten Rahmenbedingungen reagiert. Durch Beteiligungen der Lieferanten aus der Landwirtschaft am Erfolg und durch langfristige Lieferverträge wird zunehmend versucht, den Folgen steigender Biorohstoffpreise entgegenzuwirken.
- Auch bei Biogasanlagen ist ein Trend zu immer größeren Anlagen zu beobachten. Der Boom bei kleinen Hofanlagen, in denen Landwirte Abfallprodukte wie Mist und Gülle verwerteten, scheint vorbei zu sein. Mittlerweile treten als Betreiber verstärkt Finanzinvestoren sowie Stadtwerke und Versorger auf den Plan. Auf Basis der gesicherten Einspeisevergütungen des EEG zählt für diese Klientel vor allem eines: Größe. Diese ist primär davon abhängig, inwieweit sich in unmittelbarer Umgebung ohne größeren Transportaufwand die notwendigen Inputstoffe beschaffen lassen.
- Auch die Art und Weise der Biogasverwendung hat einen Einfluss auf die Anlagengröße. Bei der Direkteinspeisung von Biogas in das Gasnetz der Versorger – eine Variante, die zurzeit noch in den Kinderschuhen steckt, der nach Meinung der Studienteilnehmer aber die Zukunft gehört – sind vor allem Großanlagen im Megawattbereich gefragt.
- Das größte Effizienzpotenzial liegt nach einhelliger Meinung der befragten Experten in der Erhöhung des Hektar-Outputs durch die Züchtung neuer, energiereicherer Pflanzen. In der Vergangenheit lag der Schwerpunkt der Saatguthersteller in erster Linie auf der Verbesserung des Kornertrags, weniger auf der Erhöhung der Grünmasse, die für die Biogasproduktion interessant ist.
- Eine Flächenkonkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Energieproduktion wird in Deutschland weitgehend nicht gesehen. Regional könne es zwar durchaus zu Fehlentwicklungen kommen, deutschlandweit existiere das Problem aber schlichtweg nicht, so der Tenor der Befragten. Allein 7,5 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche liegt derzeit brach. Nimmt man eine höhere zukünftige Flächeneffizienz beim Nahrungsmittelanbau hinzu, stünde theoretisch eine Fläche von 4,5 Mio. Hektar für den Anbau von Biomasse zur Verfügung – derzeit werden rund 350.000 Hektar zum Anbau von Energiepflanzen für die Biogasgewinnung genutzt (1,6 Mio. Hektar für den Anbau nachwachsender Rohstoffe insgesamt).

Quelle: FINANCE-Research (2007)

allem Zuckerrüben, Raps und Weizen, also Nahrungsmittel. Bei den Biokraftstoffen der zweiten Generation wird eine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion vermieden.<sup>39)</sup>

Grundsätzlich bieten Biokraftstoffe die Chance, drei zentrale Probleme gleichzeitig zu lindern. Zum einen senken sie die Importabhängigkeit Deutschlands von ausländischen Mineralölen. Zweitens dämmen sie den Klimawandel ein, und drittens bieten sie im Gegensatz zu fossilen Ressourcen eine Lösung des Problems der Endlichkeit von Ressourcen, da sie nachwachsend sind.

Wichtige Vertreter der flüssigen Biokraftstoffe sind Pflanzenöle aus Raps und Sonnenblumen, ferner Biodiesel (Rapsölmethylester) und Bioalkohol (Ethanol). Der Biodiesel-Absatz stieg von 130.000 Tonnen im Jahr 1999 auf 1,7 Mio. Tonnen im Jahr 2005. Derzeit gibt

es in Deutschland etwa 1.900 Tankstellen, die Biodiesel anbieten. Ein Drittel des Biodiesels wird konventionellem Diesel beigemischt, der Rest von LKW und PKW in Reinform verwendet.<sup>40)</sup>

Die wichtigsten Länder, in denen Ethanol erzeugt wird, sind weltweit betrachtet Brasilien und in Europa Spanien. Biodiesel und Ethanol zählen zu den Biokraftstoffen der ersten Generation. Die Entwicklung von Biokraftstoffen der zweiten Generation basiert zum Teil auf der Vergasung von Biomasse mit anschließender Verflüssigung (BTL = Biomass-to-liquid).

Die Anzahl der Beschäftigten in der gesamten Biomassebranche in Deutschland beträgt derzeit rund 96.000 Personen und liegt damit noch über dem Beschäftigungsniveau in der Windenergiebranche (vgl. Abb. 16). Sie dürfte im Jahr 2020 nach HWWI-Schätzungen in

<sup>39)</sup> Vgl. Bräuninger et al. (2006).

<sup>40)</sup> Vgl. BMU (2007 a).

**Prognose\* der Beschäftigung und der Stromerzeugung im Bereich Biomasse in Deutschland (Tab. 3)**

	2007	2010	2015	2020
Beschäftigte	96.100	120.300	147.800	168.500
Stromerzeugung (GWh)	19.500	25.100	31.600	37.000
Anteil Erzeugung am Stromverbrauch (%)	3,2	4,0	4,9	5,6

\*HWWI-Prognosen für Beschäftigung und Anteil am Bruttostromverbrauch, Prognose des BMU für Stromerzeugung  
 Quellen: BMU (2007 b) und BMU (2008), eigene Berechnungen

etwa bei 170.000 Personen liegen und sich damit deutlich erhöhen (vgl. Tab. 3). Der für 2020 prognostizierte Anteil der Biomasse am dann vorhandenen Stromverbrauch beläuft sich auf fast 6 %.

In Bezug auf die Investitionen ist anzumerken, dass sich die Kosten der Erstellung von Biomasseheizkraftwerken in den letzten Jahren erhöht haben. Dies ist zum einen auf technologische Verbesserungen wie die Steigerung des *Wirkungsgrads* zurückzuführen, zum anderen aber auch auf Preiserhöhungen am Stahlmarkt und auf Konzentrationseffekte auf dem Markt für Kraftwerkskomponenten, welche ebenfalls preiserhöhend wirkten.<sup>41)</sup> Das bis zum Jahr 2020 zu erwartende Investitionsvolumen der Biomassebranche dürfte nach HWWI-Schätzungen in etwa bei 20 Mrd. Euro liegen.

### 3.5 Wasserstoff

Wasserstoff kann als ein Energiespeicher angesehen werden, der den Energietransport über weite Strecken ermöglicht. Er impliziert damit die zeitliche und räumliche Entkoppelung von Energieerzeugung und Energieverwendung. Die im Wasserstoff gespeicherte

chemische Energie kann zum einen mithilfe einer Brennstoffzelle (vgl. Kasten 5) zur Stromerzeugung verwendet werden, wobei als Abfallprodukt lediglich Wasser anfällt.<sup>42)</sup> Zum anderen lässt sich die im Wasserstoff enthaltene Energie über Verbrennungsprozesse in mechanische Energie umwandeln, weshalb dem Wasserstoff ein großes Potenzial für den Verkehrssektor zugeschrieben wird. Dies liegt auch daran, dass bei der Verbrennung von Wasserstoff in Verbindung mit Sauerstoff als Abfallprodukt lediglich klimaschädlicher Wasserdampf entsteht. Branchenprognosen gehen von einer Etablierung der mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellenfahrzeuge bis etwa 2020 aus.<sup>43)</sup>

Die Herstellung von Wasserstoff sowie dessen Lagerung und Transport sind nicht unproblematisch. Wasserstoff lässt sich zum einen mittels Elektrolyse gewinnen, bei der eine Trennung des Wasserstoffs vom Wasser unter Einsatz elektrischer Energie erfolgt. Hier stellt sich jedoch die Frage, auf welchem Wege die dafür benötigte elektrische Energie erzeugt wird. Nur wenn der für die Elektrolyse eingesetzte Strom mithilfe regenerativer Energiequellen gewonnen wird, ist eine Wasserstoffwirtschaft auch unter ökologischen Ge-

<sup>41)</sup> Vgl. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig (2007).

<sup>42)</sup> Vgl. Initiative Brennstoffzelle (2007).

<sup>43)</sup> Vgl. Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (2004).

### Exkurs: Aufbau und Funktionsweise einer Brennstoffzelle (Kasten 5)

Die Brennstoffzelle wurde bereits im Jahre 1839 von dem walisischen Physiker Sir William Robert Grove (1811–1896) erfunden. Grove stellte fest, dass bei der Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser auch Strom erzeugt werden kann. Diese erste Brennstoffzelle bestand aus zwei Platinelektroden, die in Schwefelsäure getaucht wurden. Um diese wurden Wasserstoff und Sauerstoff gespült. In der Brennstoffzelle reagieren also Wasserstoff und Sauerstoff miteinander zu Wasser, wobei als »Nebenprodukt« Strom erzeugt wird. Beide Elemente sind durch einen Elektrolyten voneinander getrennt und tau-

Quelle: Informationsportal »Die Brennstoffzelle« (2007)

schen über einen elektrischen Leiter Elektronen aus. Dieser Elektronenfluss ist es, der die Brennstoffzelle zur Stromquelle macht. Neben Strom entsteht auch Wärme, ferner als Reaktionsprodukt reines Wasser, weswegen die Brennstoffzelle sehr umweltfreundlich ist. Da eine einzelne Brennstoffzelle nur eine elektrische Spannung von etwa einem Volt liefern kann, müssen viele Zellen in Serie hintereinander geschaltet werden. Eine solche Zellenserie wird als »Stack« bezeichnet. Eine Brennstoffzelle zum Antrieb eines Autos besteht beispielsweise aus hunderten einzelner Zellen, die in mehreren Stacks verbunden sind.

sichtspunkten als sinnvoll anzusehen. Eine viel versprechende Perspektive besteht darin, den temporär anfallenden Überschuss an Windstrom zur Wasserstoffherstellung zu verwenden, sodass eine Speicherung und ein Transport dieses Stroms erfolgen kann. Die großflächige Energieversorgung durch Wasserstoff setzt den Aufbau einer umfangreichen Infrastruktur zur Verteilung des Wasserstoffs (Wasserstofftankstellen etc.) voraus.

Neben der Elektrolyse lässt sich Wasserstoff auch über eine Vergasung von Erdöl sowie über eine Dampfreformierung von Erdgas gewinnen. Ein wesentlicher Nachteil dieser Verfahren ist die Emission von Kohlendioxid, welches aus dem in Erdöl und in Erdgas enthaltenen Kohlenstoff bei der Wasserstoffherstellung entsteht. Somit sind diese Verfahren unter ökologischen Gesichtspunkten eher bedenklich.<sup>44)</sup> Eine dritte Möglichkeit der Wasserstoffherzeugung basiert auf der Umwandlung von Biomasse. Beim thermochemischen Verfahren erfolgt eine Erhitzung und Vergasung von Biomasse mit anschließender Abscheidung des Wasserstoffs. So lässt sich beispielsweise aus Holz über eine thermochemische Gaserzeugung Wasserstoff herstellen. Das biologische Umwandlungsverfahren besteht im Wesentlichen aus Gärungsprozessen mit anschließender Wasserdampfreformierung. Bei den auf Biomasse basierenden Herstellungsverfahren ist anzumerken, dass die Kapazitäten zum Anbau der Biomasse begrenzt sind und die Wasserstoffherstellung hier mit anderen Abnehmern von Biomasse (Kraftstoffherstellung, direkte Verstromung etc.) in Konkurrenz steht.<sup>45)</sup>

Schließlich fällt Wasserstoff auch als Kuppelprodukt in der chemischen Industrie an. Schätzungen zu Folge ließen sich in Europa bereits jetzt bis zu fünf Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge mithilfe dieses als Kuppelprodukt anfallenden Wasserstoffs antreiben. Insgesamt bieten sich durch eine Wasserstoffwirtschaft neben den positiven ökologischen Effekten auch ökonomische und politische Chancen. So würde eine Wasserstoff-Energiewirtschaft unter Einschluss des Verkehrssektors die Abhängigkeit von Erdölimporten stark vermindern und die negativen ökonomischen Wirkungen von künftig zu erwartenden Ölpreissteigerungen stark abdämpfen. Allerdings besteht die Gefahr, dass sich neue Abhängigkeiten ergeben, nämlich dann, wenn der Wasserstoff primär durch den Einsatz von Photovoltaik-Strom erzeugt wird, was vor allem Länder in Südeuropa und Nordafrika zu den Hauptexporteuren von Wasserstoff machen würde.<sup>46)</sup>

<sup>44)</sup> Vgl. Schleswig-Holsteinischer Landtag (2004).

<sup>45)</sup> Vgl. Forschungsverbund Sonnenenergie (2004).

<sup>46)</sup> Vgl. Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (2004).

## 4 Prognose der Energielücke:

### Der Bedarf für Brückentechnologien

Der Energiesektor befindet sich in einem beträchtlichen Umbruch. Angesichts der Bemühungen zum Klimaschutz und der langfristigen Sicherstellung einer zuverlässigen und kostengünstigen Energieversorgung steht vor allem der Stromsektor vor einem tief greifenden Wandel. Anders als der Wärme- und Verkehrssektor ist er von dem in Deutschland politisch beschlossenen Ausstieg aus der Atomtechnologie betroffen, weshalb mehr als ein Viertel der Stromerzeugungskapazitäten hierzulande ersetzt werden müssen.

Das vorangegangene Kapitel zeigt, dass die erneuerbaren Energien ein erhebliches Potenzial haben. Es stellt sich dabei die Frage, in welchem Umfang und mit welcher Geschwindigkeit die erneuerbaren Energien ausgebaut werden können. Dies ist einerseits vom technischen Fortschritt abhängig. Auf der anderen Seite ist die Entwicklung des Energiebedarfs wesentlich. Im Folgenden werden zunächst der Energieverbrauch und die Energieintensität betrachtet. Darauf aufbauend wird untersucht, ob es durch den Ausstieg aus der Kernenergie zu Engpässen bei der Stromversorgung in Deutschland kommen kann.

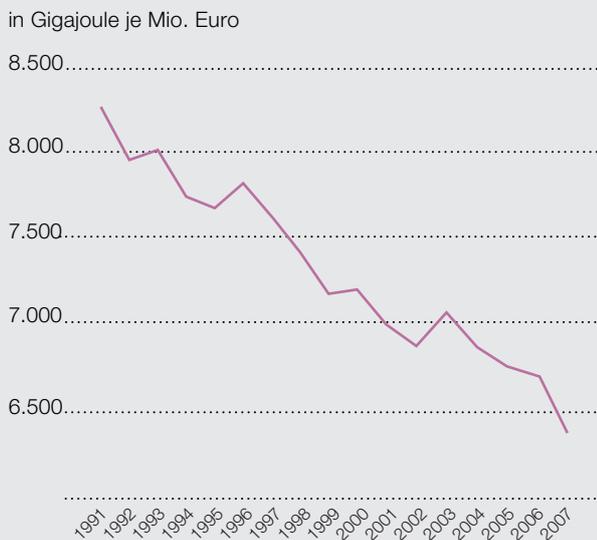
### 4.1 Energieverbrauch und Energieintensität

Der Primärenergieverbrauch hat sich in 2007 gegenüber dem Vorjahr um 4,8 % reduziert, nachdem er von 2005 auf 2006 noch um 1,2 % gestiegen war.<sup>47)</sup> Die Einflussfaktoren für den Primärenergieverbrauch sind das Wachstum der Produktion, die Temperaturentwicklung, die demografische Entwicklung sowie die Energieintensität. Letztere ist definiert als das Verhältnis aus Primärenergieverbrauch zum Bruttoinlandsprodukt und drückt aus, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Produktionseinheit zu erzeugen. Diese Kennzahl zeigt, wie effizient der Energieeinsatz einer Volkswirtschaft ist. In Deutschland ist die Energieintensität in den vergangenen 15 Jahren deutlich gesunken (vgl. Abb. 19).

Die Gründe dafür sind vielfältig: Mit steigenden Preisen wird Energie sparsamer und effizienter genutzt, und die Energieintensität geht zurück. Darüber hinaus kann auch die staatliche Förderung von

<sup>47)</sup> Zum erheblichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Jahre 2007 trugen neben den hohen Energiepreisen auch die milden Temperaturen in der ersten Jahreshälfte bei, welche die verbrauchssteigernden Effekte (Wirtschaftswachstum) überkompensierten, vgl. AG Energiebilanzen (2008).

**Entwicklung der Energieintensität in Deutschland 1991–2007 (Abb. 19)**



Quellen: Wittke, F., Ziesing, H.-J. (2006), Horn, M., Wernicke, I., Ziesing, H.-J. (2007), Eurostat, AG Energiebilanzen (2008), eigene Berechnungen

Energiesparmaßnahmen zu einer verringerten Energieintensität führen. Ein weiterer Grund für die zurückgehende Energieintensität liegt im sektoralen Wandel. Da die Energieintensität im industriellen Bereich höher ist als im Dienstleistungssektor, führt ein steigender Anteil des Dienstleistungssektors bei einem zurückgehenden Anteil der Industrieproduktion dementsprechend zu einer geringeren gesamtwirtschaftlichen Energieintensität.

In Äquivalenz zur Energieintensität ist die Stromintensität als das Verhältnis aus Bruttostromverbrauch und realem Bruttoinlandsprodukt definiert. Die Stromintensität ist – wie die Energieintensität – in den letzten Jahren zurückgegangen. Dennoch ist der Stromverbrauch gestiegen, da die Wirtschaft schneller gewachsen ist, als die Intensität zurückgegangen ist. So hat die deutsche Stromintensität zwischen 1991 bis 2007 um durchschnittlich 0,7 % pro Jahr abgenommen. Bei einem durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,5 % ist der Bruttostromverbrauch um durchschnittlich 0,8 % pro Jahr angestiegen.<sup>48)</sup>

<sup>48)</sup> AG Energiebilanzen (2008).

**4.2 Prognose der Stromlücke**

Der von der Bundesregierung beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie wirft die Frage auf, ob und inwieweit der durch Kernkraft erzeugte Strom durch andere – vor allem regenerative Energiequellen – ersetzt werden kann. Um zu prüfen, ob und gegebenenfalls in welcher Höhe eine Stromversorgungslücke entstehen könnte, müssen bestimmte Annahmen bezüglich der Stromintensität, des Wirtschaftswachstums und des Ausbaus der erneuerbaren Energien getroffen werden. Dabei werden vom HWWI zwei Szenarien entwickelt. In einem ersten, das als Referenzszenario bezeichnet wird, wurden folgende Annahmen getroffen:<sup>49)</sup>

Annahme 1: Verringerung der Stromintensität um durchschnittlich 2 % pro Jahr bis 2020

Annahme 2: Durchschnittliches jährliches Wachstum der Produktion (reales BIP) in Höhe von 2,5 %

Annahme 3: Ausstieg aus der Kernenergie gemäß derzeitiger Planung<sup>50)</sup>

Annahme 4: Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß derzeitiger Prognosen<sup>51)</sup>

Aus den Annahmen über das Wirtschaftswachstum und die Reduktion der Stromintensität folgt ein jährlicher Anstieg des Stromverbrauchs um 0,5 %. Dieses Resultat entspricht sowohl der derzeitigen Entwicklung (Erhöhung des Stromverbrauchs in 2007 um 0,3 %) als auch der Einschätzung der Stromwirtschaft.<sup>52)</sup> Dabei ist die unterstellte Abnahme der Stromintensität deutlich größer als im Durchschnitt der letzten Jahre, entspricht aber den aktuellen Entwicklungen. So sank die Stromintensität in 2007 um 2,2 %. Dies resultierte aus einer Erhöhung des Stromverbrauchs um 0,3 % und einem Wirtschaftswachstum von 2,5 %.<sup>53)</sup>

<sup>49)</sup> Die Szenarien beziehen sich jeweils auf Deutschland insgesamt.

<sup>50)</sup> Diese Planungen gehen aus den Reststrommengen je Kraftwerk hervor, wie sie das Bundesamt für Strahlenschutz veröffentlicht (vgl. auch Kasten 6 und Abbildung 20).

<sup>51)</sup> Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wurden Prognosen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007 b) verwendet.

<sup>52)</sup> Vgl. VDEW (2007 a), BDEW (2008).

<sup>53)</sup> Vgl. BDEW (2008).

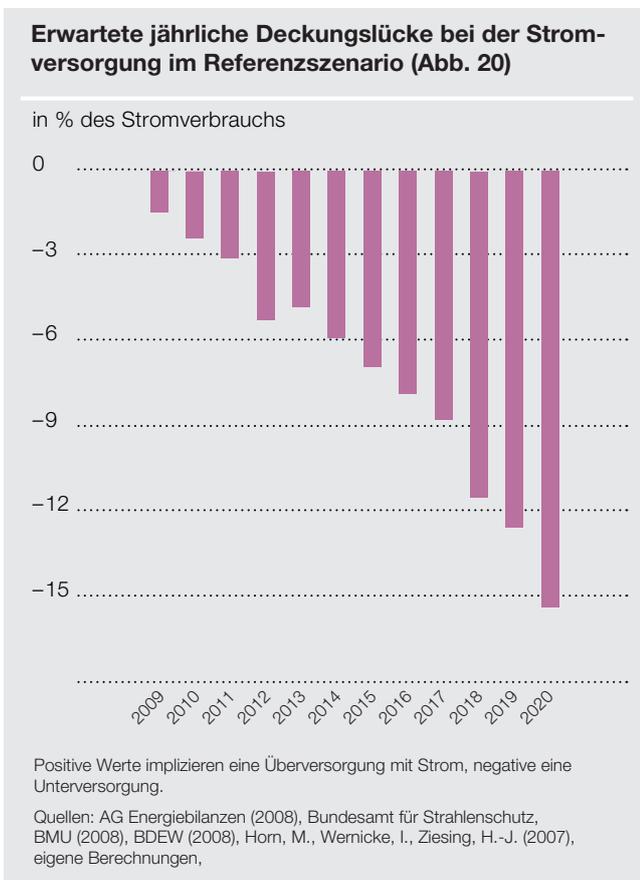
**Berechnung der jährlichen Stromerzeugung aus Kernenergie bis 2020 (Kasten 6)**

Um die erwartete Reduktion der Stromerzeugung zu ermitteln, die aus dem Ausstieg aus der Kernenergie resultiert, wurden für jedes einzelne Kraftwerk die Reststrommengen – also die noch verbleibende erlaubte Stromproduktion je Kraftwerk – durch die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung des jeweiligen Kraftwerks dividiert. Letztere wurde auf

Basis der Jahre 2004 bis 2006 abgeschätzt. Mithilfe dieser Berechnung konnte für jedes Kernkraftwerk der voraussichtliche Abschaltungszeitpunkt ermittelt werden. Daraus ergab sich wiederum der zu erwartende Rückgang der Stromerzeugung nach einzelnen Jahren.

Der Ausstieg aus der Kernenergie führt zu einer Absenkung der Stromerzeugung, die in einem Zeitraum zwischen 2008 und 2022 wirksam wird (vgl. Kasten 6). Bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien wurden offizielle Prognosen des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ausgewertet.

Im Fall des Referenzszenarios ergibt sich für den gesamten Zeitraum von 2009 bis 2020 eine jährlich steigende Deckungslücke bei der Stromversorgung (vgl. Abb. 20). Diese erreicht im Jahr 2020 rund 15,5 %. Dies bedeutet, dass sich – bei den gegebenen Annahmen – rund 15,5 % des dann vorhandenen Stromverbrauchs nicht durch die inländische Stromerzeugung decken ließen.



In einem zweiten Szenario (optimistisches Szenario) wurde lediglich die Annahme 1 geändert, ansonsten jedoch die gleichen Prämissen unterstellt:

Annahme 1: Verringerung der Stromintensität um durchschnittlich 3 % pro Jahr

Annahmen 2–4 wie im Referenzszenario

Die Verringerung der Stromintensität um 3 % entspricht dem Ziel der Bundesregierung.<sup>54</sup> Dabei ist das anvisierte Ziel ausgesprochen ehrgeizig: Zwischen 1991 und 2007 ist die Stromintensität jahres-

durchschnittlich lediglich um 0,7 % gesunken. Aus den Annahmen ergibt sich eine Reduktion des Stromverbrauchs um etwa 0,5 % pro Jahr.

Im optimistischen Szenario zeigt sich eine deutlich andere Entwicklung der Deckungslücke bei der Stromversorgung (vgl. Abb. 21). Es fällt auf, dass – mit Ausnahme des Jahres 2013 – bis zum Jahr 2017 keine Versorgungslücke auftritt. Erst ab dem Jahr 2018 ergibt sich eine in den Folgejahren ansteigende Deckungslücke, die unter den gemachten Annahmen im Jahr 2020 bei rund 4 % liegen würde. Dies ist allein auf die abweichende Annahme hinsichtlich des künftigen Verlaufs der Stromintensität zurückzuführen.



## 5 Brückentechnologien

Es wurde gezeigt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie nicht allein durch erneuerbare Energien aufgefangen werden kann.

Kurzfristig könnten Lücken in der Stromversorgung über Importe geschlossen werden. Über längere Zeiträume scheint dies jedoch aus zwei Gründen nicht sinnvoll: Zum einen wäre bei einem dauerhaften Stromimport nicht auszuschließen, dass der importierte Strom über Kernkraft erzeugt wird und damit eben nicht den Kriterien genügt, die an die inländische Stromerzeugung gestellt werden. Dies würde zu erheblichen Wettbewerbsnachteilen der deutschen Stromerzeuger führen. Zum anderen ist es problematisch, wenn

<sup>54</sup> Vgl. BMU (2007 c).

einzelne große Länder wie Deutschland die Verantwortung für die Stromerzeugung und die damit verbundenen Probleme (CO<sub>2</sub>-Emission und radioaktive Abfälle) auf andere Länder übertragen.

Sofern eine längerfristige Bedarfsdeckung über Stromimporte vermieden werden soll, müssen fossile Energieträger als Brückentechnologien eingesetzt werden. Darüber hinaus müssen einige konventionelle Kraftwerke aus Altersgründen ersetzt werden. Da Erdöl über eine längere Zeit eine besondere Bedeutung im Verkehrssektor haben wird, kommen für die Stromerzeugung insbesondere Erdgas und Kohle infrage. Erdgas hat den Vorteil, bei der Verbrennung in Relation zu anderen fossilen Energieträgern weniger CO<sub>2</sub> zu emittieren, während Kohle besonders preisgünstig und gut verfügbar ist.

Neben der Eignung fossiler Brennstoffe als Energieträger hat es in der technologischen Entwicklung der Kraftwerke in der letzten Zeit bedeutende Entwicklungen gegeben, was die Effizienz und die Emission von Treibhausgasen betrifft. Bei Kohlekraftwerken hat sich der Wirkungsgrad in den vergangenen 50 Jahren nahezu verdoppelt. Bei Gaskraftwerken, insbesondere bei KWK-Anlagen, sind die Steigerungen noch deutlicher ausgefallen. Hier werden mittlerweile Wirkungsgrade um die 0,9 erreicht. Da für die gleiche Menge an produzierter Energie weniger Brennstoff gebraucht wird, sinkt einerseits der Preis und reduzieren sich andererseits auch die Treibhausgasemissionen. Insofern mindert sich der Bedarf an zu ersetzenden Kraftwerken erheblich. Im Folgenden werden die Potenziale dieser beiden Energieträger als Brückentechnologien analysiert.

## 5.1 Erdgas

Um die Treibhausgasemissionen so gering wie möglich zu halten, bietet sich von den fossilen Energieträgern vor allem Erdgas an. Gas hat den Vorteil, dass bei seiner Verbrennung im Vergleich zu den übrigen fossilen Energieträgern wenig CO<sub>2</sub> und darüber hinaus auch deutlich weniger andere Treibhausgase und Schadstoffe emittiert werden.

Zwar ist Erdgas der derzeit teuerste Energieträger zur Stromerzeugung. Den hohen variablen Kosten für die Primärenergie stehen allerdings Vorteile in anderen Bereichen gegenüber: So sind Erdgaskraftwerke wegen ihrer geringen Fixkosten besonders für den dezentralen Einsatz geeignet. Außerdem verfügen sie über Schnellstarteigenschaften, was insbesondere bei Spitzenlastzeiten und zum Ausgleich nicht grundlastfähiger erneuerbarer Energiequellen besonders hilfreich ist. Darüber hinaus werden zukünftig die hohen variablen Kosten durch den gesteigerten Wirkungsgrad der modernen gasbefeuerten KWK-Anlagen sowie Gas- und Dampfturbinenkraftwerke kompensiert.

Mit der zunehmenden Bedeutung von Erdgas steigt auch die Notwendigkeit eines langfristig sicheren und kostengünstigen Zugangs zu diesem Energieträger. Gegenwärtig bezieht Deutschland sein Erdgas zum größten Teil aus der Nordsee (Norwegen und Niederlande) und Russland. Ungefähr ein Fünftel des Erdgases stammt aus eigener Förderung. Da die Vorräte in der Nordsee und im Inland eher zur Neige gehen werden, wird sich langfristig der Anteil von russischem Gas erhöhen. Aber auch andere Lieferregionen wie der Nahe Osten und Nord- und Westafrika könnten an Bedeutung gewinnen.

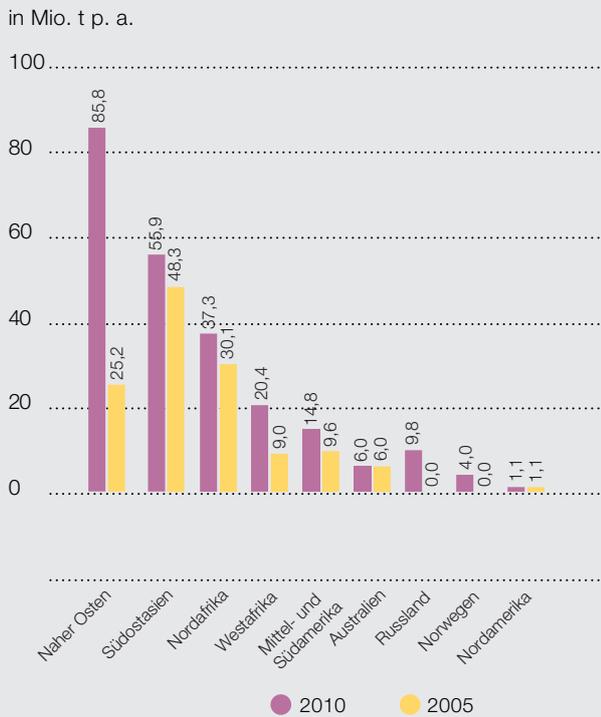
Die zukünftige längerfristige Entwicklung der Gaspreise wird somit durch die Rohstoffkosten und die Kosten für den Ferntransport bestimmt. Bisher wird das im Inland verbrauchte Erdgas größtenteils mittels Pipelines importiert. Nach dem Bau der Pipelines, der mit hohen Fixkosten verbunden ist, befinden sich die Produzenten und die Importeure in der Situation eines bilateralen Monopols. Daher werden die Preise langfristig festgelegt. Gegenwärtig ist der Gaspreis vertraglich an den Ölpreis gekoppelt, weshalb der Gaspreis mit zeitlicher Verzögerung von einem halben Jahr dem Ölpreis folgt. Diese Koppelung ist sinnvoll, solange es keinen eigenen Spotmarkt für Erdgas gibt.

Mit steigendem Erdgaspreis und technischer Weiterentwicklung kommt jedoch auch für Deutschland die Möglichkeit in Betracht, Erdgas mit Tankschiffen in flüssiger Form als LNG (Liquefied Natural Gas) zu importieren.<sup>55)</sup> Hierbei wird das Gas auf -161°C abgekühlt, sodass es sich verflüssigt. In flüssiger Form hat das Erdgas ein 600-fach geringeres Volumen als in Gasform. Das Verfahren ist allerdings sehr aufwändig und lohnt sich daher erst ab sehr großen Distanzen. Da das meiste importierte Erdgas jedoch in vergleichsweise geringerer Entfernung von Deutschland gefördert wird, ist ein Import von LNG zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll. Früher oder später dürfte jedoch das Preisniveau erreicht werden, ab dem der Import von Erdgas als LNG gegenüber dem Pipelineimport konkurrenzfähig ist. Außerdem gelangen die in weiter Entfernung gelegenen Lagerstätten von Erdgas wie Nord- und Westafrika sowie der Nahe Osten für den Export stärker ins Blickfeld (vgl. Abb. 22).

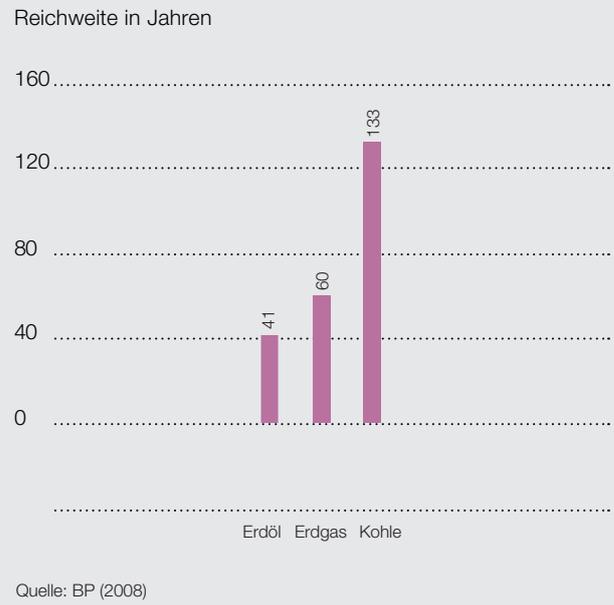
Um das Potenzial von LNG zu nutzen, ist in dem sich gegenwärtig in Bau befindlichen einzigen deutschen Tiefwasserhafen, dem Jade-Weser-Port in Wilhelmshaven, ein LNG-Terminal geplant, das 2010 in Betrieb genommen werden soll. Die Kosten des LNG-Terminals, dessen geplante Kapazität derzeit mit 10 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr angegeben wird, belaufen sich auf ca. 500 bis 700 Mio. Euro. Im Vergleich dazu wird die geplante Ostseepipeline bis zu 55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas p. a. befördern können und dabei ca. 4 Mrd. Euro kosten. Hieran wird deutlich, dass LNG nicht als Substitut für die etablierten Im-

<sup>55)</sup> Zum weltweiten LNG-Markt und zu der Bedeutung des Imports verflüssigten Erdgases für Deutschland ist im vergangenen Jahr eine ausführliche Studie der HypoVereinsbank erschienen. Vgl. Teubel/Trennt (2006).

**Weltweite Verflüssigungskapazitäten von Erdgas (Abb. 22)**



**Statische Reichweite der gegenwärtig förderbaren Reserven bei aktueller Förderungsintensität (Abb. 23)**



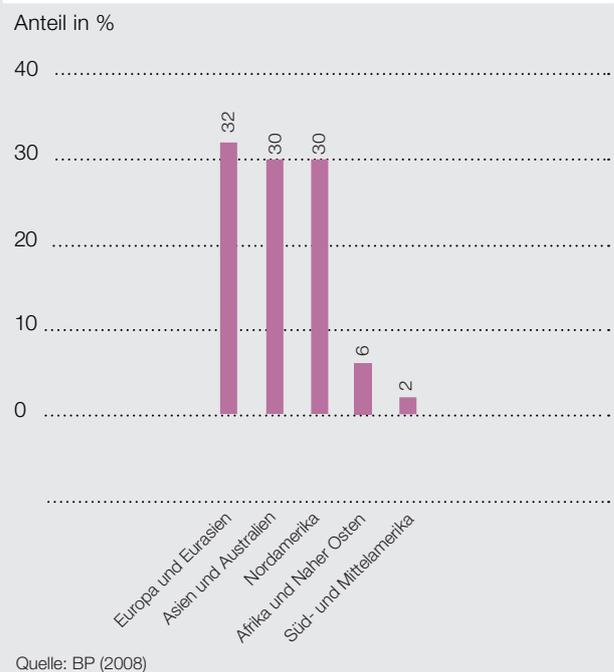
portwege zu betrachten ist, sondern vielmehr als Ergänzung. Mit der Nutzung von LNG kann durch die Erschließung neuer Exportregionen einerseits die Energiesicherheit und andererseits auch die Preisstabilität erhöht werden.

**5.2 Kohle**

Als weitere denkbare Brückentechnologie kommt Kohle in Betracht. Bei der heimischen Förderung ist die Braunkohle im Gegensatz zur Steinkohle preislich konkurrenzfähig. Aufgrund der besseren Umweltbilanz scheint indessen der weitere Einsatz von Steinkohle wahrscheinlich. Diese ist weltweit reichlich verfügbar: Bei den derzeit bekannten Vorkommen und dem aktuellen Verbrauch würden die weltweiten Kohlevorkommen für weitere 133 Jahre reichen (vgl. Abb. 23). Die *statischen Reichweiten* von Erdöl und Erdgas sind dagegen mit etwa 40 bzw. gut 60 Jahren deutlich geringer. Hinzu kommt, dass die Kohlevorkommen geografisch ausreichend diversifiziert sind, um langfristig eine zuverlässige und kostengünstige Versorgung sicherzustellen (vgl. Abb. 24).

Problematisch an einem vermehrten Kohleeinsatz ist, dass bei deren Verbrennung besonders hohe Treibhausgasemissionen entstehen. Hier könnten jedoch neue Technologien zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> hilfreich sein.<sup>56</sup> Im kleineren Maßstab sind diese Technologien

**Verteilung der gegenwärtig förderbaren Kohle- reserven bei aktueller Förderintensität (Abb. 24)**



insbesondere im Bereich der chemischen Industrie bereits erprobt. Für Kraftwerke befinden sich erste Pilot- und Testanlagen im Bau. Dabei werden derzeit verschiedene Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung getestet. Für den Einsatz in großen Kraftwerken sind jedoch noch erhebliche Kostenreduktionen und eine deutliche Verringerung des Energiebedarfs für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung notwendig.

<sup>56</sup> Die Technologien werden ausführlich in Fishedick et al. (2007) behandelt.

Neben der eigentlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist auch der Transport und die Lagerung von größeren Mengen abgeschiedenen CO<sub>2</sub> bisher nicht geklärt. Als Lager bieten sich insbesondere ehemalige Erdgaslagerstätten an. Der Transport in diese Lagerstätten kann durch Tanklasten und -schiffe oder durch Pipelines erfolgen. Pipelines haben den Vorteil, sicherer und effizienter zu sein als Schiffe. Voraussetzungen für eine vermehrte Nutzung von Pipelines sind aber hohe Investitionen in die Netzinfrastruktur.

Das weltweite Speicherpotenzial für CO<sub>2</sub> wird auf 1.678 bis 11.100 Gt geschätzt, wovon 2.000 Gt als technisch nutzbar betrachtet werden.<sup>57)</sup> Im Jahr 2006 betrug der globale CO<sub>2</sub>-Ausstoß 30,2 Gt, was die generelle Bedeutung der Abscheidungstechnologie aufzeigt. In Deutschland, das im Jahr 2006 0,89 Gt CO<sub>2</sub> emittierte, wird das Speicherpotenzial auf 19 bis 48 Gt geschätzt.<sup>58)</sup> Betrachtet man zunächst nur die besonders geeigneten Lagerstätten, ergibt sich rein rechnerisch eine Lagerreichweite von 28 bis 60 Jahren.<sup>59)</sup>

Neben der Frage nach dem technischen Potenzial der CO<sub>2</sub>-Abscheidung stellt sich insbesondere die Frage nach den Kosten. Eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologie ist ökonomisch umso attraktiver, je geringer ihre Grenzvermeidungskosten sind, also diejenigen Kosten, die für die Vermeidung einer Einheit CO<sub>2</sub> anfallen. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung steht daher mit anderen Technologien in Konkurrenz.

Wie konkurrenzfähig die CO<sub>2</sub>-Abscheidung mittel- bis langfristig ist, kann gegenwärtig aufgrund der vielen Unsicherheiten lediglich geschätzt werden. Mit dem gegenwärtigen Stand der Technologie wird von Kosten zwischen 40 und 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ausgegangen. Um im Bereich der Stromerzeugung konkurrenzfähig zu sein, sind aus Sicht der Industrie hingegen Kosten von maximal 20 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> akzeptabel, was den Bedarf an weiterer Forschung zur Steigerung der Effizienz in diesem Technologiebereich deutlich macht.<sup>60)</sup>

## 6 Fazit und politischer Handlungsbedarf

Der Energiesektor steht angesichts der Vorgaben zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen und zur Sicherstellung einer langfristig zuverlässigen und kostengünstigen Versorgung vor beträchtlichen Herausforderungen. Dabei ist die Stromerzeugung durch den Kernenergieausstieg in besonderem Maße betroffen. Vor diesem Hintergrund wird den erneuerbaren Energien eine herausgehobene Bedeutung zukommen. Allerdings sind erhebliche Investitionen erforderlich, damit die erneuerbaren Energien einen substanziellen Beitrag leisten können. Bei hohen Investitionen und wachsenden Beschäftigtenzahlen werden die erneuerbaren Energien auch als Wirtschaftsbranche ein steigendes Gewicht haben.

Die in dieser Studie durchgeführten Szenarienanalysen zeigen, dass die erneuerbaren Energien voraussichtlich nicht in der Lage sind, die vom Netz gehenden Kernkraftwerke zu ersetzen. Die sich hieraus ergebende Lücke in der Energieversorgung bedarf daher sowohl erheblicher Effizienzsteigerungen bei der Energienutzung als auch einer Überbrückung durch bestehende Technologien. Dafür eignet sich aufgrund seiner verhältnismäßig geringen Schadstoffemissionen insbesondere Erdgas. Darüber hinaus kann auch die Verwendung von Kohle in Verbindung mit der neuartigen CO<sub>2</sub>-Abscheidungstechnologie sinnvoll sein.

Um der zukünftigen Energieversorgung gerecht zu werden, besteht in allen genannten Bereichen (Ausbau erneuerbare Energien, Erhöhung Energieeffizienz, Weiterentwicklung Brückentechnologien) noch ein erheblicher Forschungsbedarf. Eine wesentliche Grundvoraussetzung für diese Forschung besteht in der Schaffung von neuen Ausbildungs- und Studiengängen, die den Nachwuchs von qualifiziertem Forschungspersonal gewährleisten.

Forschung kann direkt im staatlichen Auftrag erfolgen und findet in diesem Bereich auch nach staatlichen Anforderungen statt. In weiteren Bereichen wird die Forschung jedoch durch private Unternehmen initiiert. Hier ist es wichtig, Forschungsanreize richtig zu setzen. Dabei sind zwei gegenläufige Effekte zu beachten: Zum einen sollten erneuerbare Energien, sofern sie konkurrenzfähig sind, nicht mehr gefördert werden. Zum anderen sollten Innovationen zu einer verbesserten Konkurrenzfähigkeit dieser Energien führen. Dies erfordert, dass nach einer kostensenkenden Innovation weiterhin der Preis vor der Innovation gezahlt wird, um so über gewisse Zeiträume Monopolgewinne als Renditen für die Innovation zu gestatten.

Der derzeit eingeschlagene Weg, bei dem der Preis für Strom aus erneuerbaren Energien zunächst festgesetzt und dann im Zeitverlauf planmäßig abgesenkt wird, bietet hier den richtigen Ansatzpunkt. Um Planungssicherheit zu gewährleisten, ist es notwendig, dass angekündigte Preisgarantien gehalten werden. Allerdings bestehen Unsicherheiten über die Geschwindigkeit des Fortschritts bei den erneuerbaren Energien. Deshalb sollten die Pläne ausreichend flexibel sein, um auf unerwartete Technologiesprünge reagieren zu können.

Planungssicherheit ist einerseits bei den Preisen für erneuerbare Energien, andererseits aber auch bei Genehmigungsverfahren notwendig, die wesentlich auf der Umweltverträglichkeit basieren. Bei Gaskraftwerken sollten neue Technologien geprüft und genehmigt werden. Sehr viel komplexer ist dieses Verfahren bei Kohlekraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung. Da die Planung und der Bau von Kraftwerken mehrere Jahre erfordern, sollten rechtzeitig vor dem Abschalten von Kernkraftwerken Entscheidungen über neue Kraftwerke getroffen und die dazu notwendigen Genehmigungsverfahren in Gang gesetzt werden.

<sup>57)</sup> Vgl. IPCC (2005).

<sup>58)</sup> Vgl. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2008).

<sup>59)</sup> Vgl. Fischechick et al. (2007).

<sup>60)</sup> Vgl. Fischechick et al. (2007).

## Glossar

### Bruttostromerzeugung und Nettostromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung bezeichnet die gesamte Stromerzeugung einer Energieanlage, einschließlich ihres Eigenverbrauchs. Die Nettostromerzeugung stellt die Bruttostromerzeugung abzüglich des Eigenverbrauchs dar.

### Endenergieverbrauch und Primärenergieverbrauch

Die von Verbrauchern tatsächlich bezogene Energie wird als Endenergieverbrauch bezeichnet. Der Primärenergieverbrauch enthält im Unterschied zum Endenergieverbrauch auch alle Umwandlungs-, Verteilungs- und Übertragungsverluste.

### Grundlast und Spitzenlast

Mit Grundlast wird im Strombereich die Netzbelastung bezeichnet, die im Laufe eines Tages nicht unterschritten wird. Ihre Höhe wird durch den nachts auftretenden Strombedarf bestimmt. Die Abdeckung der Grundlast erfolgt durch Kraftwerke, die unter betriebstechnischen oder wirtschaftlichen Aspekten möglichst lange und mit wenigen Unterbrechungen betrieben werden sollten. Hierzu zählen etwa Kernkraftwerke, da es bei diesen im Falle von Betriebsunterbrechungen sehr lange dauert, bis die volle Leistung wieder erreicht wird. Auch Braunkohlekraftwerke werden – wegen ihrer niedrigen Brennstoffkosten – vorzugsweise rund um die Uhr eingesetzt.

Die Spitzenlast bezeichnet einen kurzzeitig auftretenden hohen Strombedarf. Zu dessen Abdeckung kommen Kraftwerke zum Einsatz, die kurzzeitig hohe Leistungen zur Verfügung stellen können und sich leicht und schnell an- und abfahren lassen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke oder moderne Gasturbinenkraftwerke.

### Statische Reichweite

Die statische Reichweite misst das Verhältnis zwischen dem Verbrauch eines Jahres und den wirtschaftlich förderbaren Vorkommen. Die statische Reichweite wesentlicher Energieträger ist über die letzten 40 Jahre weitgehend konstant geblieben. Der Verbrauch nimmt zwar von Jahr zu Jahr zu, allerdings werden auch noch neue Vorkommen entdeckt.

### Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad ist als das Verhältnis von abgegebener zur aufgenommenen Leistung einer Energieanlage definiert. Sein Wert wird häufig in Prozent angegeben und ist dann stets größer als 0 und kleiner als 100. Alternativ kann der Wirkungsgrad auch mit einem Wert zwischen 0 und 1 angegeben werden.

### Energieeinheiten

Die Maßeinheit der Energie ist das Joule, Kurzzeichen: J. Weithin verbreitet ist auch die Einheit Wattstunde (Wh), Kilowattstunde (kWh) oder Gigawattstunde (GWh). Es gilt:  $1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J}$ . Eine Wattstunde gibt die Arbeit an, die eine Energieanlage in einer Stunde verrichtet, und ist damit eine Einheit für die Leistung oder Stromerzeugung. Da »Giga« für eine Milliarde steht, entspricht 1 GWh einer Milliarde Wattstunden oder einer Million Kilowattstunden (kWh).

#### Maßeinheiten

Kilo	=	k	=	$10^3$	=	Tausend
Mega	=	M	=	$10^6$	=	Million
Giga	=	G	=	$10^9$	=	Milliarde
Tera	=	T	=	$10^{12}$	=	Billion
Peta	=	P	=	$10^{15}$	=	Billiarde

#### Energie-Umrechnungsfaktoren

Einheiten	kJ	kWh	kg SKE
1 Kilojoule (kJ)	–	0,000278	0,000034
1 Kilowattstunde (kWh)	3 600	–	0,123
1 kg Steinkohleeinheiten (SKE)	29 308	8,14	–

## Literaturverzeichnis

**AG Energiebilanzen e.V. (2008):** Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007, 1/2008, Berlin

**BP (2008):** Statistical Review of World Energy, Juni 2008 ([www.bp.com](http://www.bp.com))

**Bräuninger, M., Leschus, L., Vöpel, H. (2006):** Biokraftstoffe – Option für die Zukunft? Ziele, Konzepte, Erfahrungen, HWWI Policy Report Nr. 1, Hamburg

**Bräuninger, M., Schröer, S., Schulze, S., Vöpel, H., Ziehran, U. (2007):** Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche, HWWI Policy Paper Nr. 1-3, Hamburg

**Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW (2008):** Stromerzeugung 2007 – Energiemix verringert Risiken – Pressemeldung vom 10. April 2008

**Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrogeographie (2008):** Windparks – Genehmigung von Offshore-Windenergieparks, <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp> (20.6.2008)

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007 a):** Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft, Stand: April 2006, Berlin

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007 b):** Leitstudie 2007 »Ausbaustrategie Erneuerbare Energien«, Fachliche Erarbeitung: Nitsch, J., Berlin

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007 c):** Energiewende und erneuerbare Energien, [www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/35741.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/35741.php) (24.7.2007)

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2008):** Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2007 in Deutschland, Stand: 12. März 2008, Berlin

**Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2008):** Stromerzeugung 2007 – Energiemix verringert Risiken – Pressemeldung vom 10. April 2008

**Bundesverband Solarwirtschaft (2008 a):** Statistische Zahlen der deutschen Solarthermiebranche; Stand Februar 2008, [www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content\\_files/faktenblatt\\_st\\_0208.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/faktenblatt_st_0208.pdf) (05.06.2008)

**Bundesverband Solarwirtschaft (2008 b):** Statistische Zahlen der deutschen Photovoltaikbranche; Stand April 2008, [www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content\\_files/faktenblatt\\_pv\\_0408.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/faktenblatt_pv_0408.pdf) (05.06.2008)

**Bundesverband Windenergie (2007):** Hintergrundpapier »Das Wichtigste zur Windenergie auf einen Blick«, Stand: Mai 2007, Berlin

**Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (2004):** Wasserstoff – der neue Energieträger, Berlin

**EUCAR/JRC/CONCAWE (2005):** Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context

**Europäische Kommission (2001a):** Grünbuch: Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel

**Europäische Kommission (2001b):** Weissbuch: Die europäische Verkehrspolitik bis 2010: Weichenstellungen für die Zukunft, Brüssel

**FINANCE-Research (2007):** Erneuerbare Energien – Finanzierungssancen und Marktperspektiven, Expertenbefragung im Auftrag der HypoVereinsbank, Frankfurt/Main

**Fischedick, M., Esken, A., Luhmann, H.-J., Schüwer, D., Supersberger, N. (2007):** Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption – Technologien, Konzepte, Perspektiven, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal

**Forschungsverbund Sonnenenergie (2004):** Schwerpunktbericht Regenerative Kraftstoffe und Wasserstoff – Energieverfahrenstechnik am ZSW, Berlin

**Forschungszentrum Karlsruhe – Technik und Umwelt (2005):** Lexikon zur Kernenergie. Fachliche Bearbeitung: W. Koelzer, Karlsruhe

**Fritsche, U. R. (2007):** Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten, Öko-Institut, Darmstadt

**Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG (2008):** Die Geothermie Unterhaching – Projekt & Philosophie, [www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/geothermie\\_web.nsf/id/pa\\_projekt\\_philosophie.html](http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/geothermie_web.nsf/id/pa_projekt_philosophie.html) (5. Juni 2008)

**Hennicke, P., Fischedick, M. (2007):** Erneuerbare Energien, Verlag C.H. Beck, München

**Hirschhausen, von, C. (2006):** Langfristige Erdgasversorgung Europas – LNG vs. russisches Pipelinegas? Vortrag beim Berlin Lunchtime Meeting, organisiert vom diw Berlin, dem CEPR London sowie dem IZA Bonn, 25. Januar 2006

**Horn, M., Wernicke, I., Ziesing, H.-J. (2007):** Primärenergieverbrauch in Deutschland nur wenig gestiegen, in: DIW-Wochenbericht Nr. 8/2007, 74. Jahrgang, 21. Februar 2007, Berlin

**Informationsportal »Die Brennstoffzelle« (2007):** Die Brennstoffzelle, [www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/index.shtml](http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/index.shtml) (5.9.2007)

**Initiative Brennstoffzelle (2007):** Glossar »Brennstoffzelle«, [www.initiative-brennstoffzelle.de/de/ibz/live/ibzGLOSSAR/detail/3.html](http://www.initiative-brennstoffzelle.de/de/ibz/live/ibzGLOSSAR/detail/3.html) (25.7.2007)

**Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig (2007):** Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse – Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Februar 2007, Leipzig

**Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig (2008):** Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse – Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2008, Leipzig

**Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2005):** Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage

**Jarass, L., Obermair, G. M. (2005):** Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. (2005), Heft 6

**Kruck, C., Patzelt, D., Eitrop, L. (2007):** Windenergienutzung in Deutschland, Dänemark und Spanien im Vergleich, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. Jg. (2007), Heft 7

**Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern (2008):** Energie- und CO<sub>2</sub>-Bericht 2007 mit Energiebilanz 2005 und den energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, Schwerin

**Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein (2008):** Energiebilanz Schleswig-Holstein 2005, Kiel

**Niedersächsisches Umweltministerium (2004):** Niedersächsische Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen 2004, Hannover

**N-tv (2006):** Das graue Gold der Solarzellen – Silizium begehrt; Freitag, 3.2.2006, [www.n-tv.de/630168.html](http://www.n-tv.de/630168.html) (20.9.2007)

**Photon (2007):** Eine rote Null, Anhang zur Pressemeldung »Deutschland ist Weltmeister bei der Installation von Photovoltaikanlagen« vom 5.12.2007, [www.photon.de/presse/mitteilungen/Hintergrund\\_Netzbetreiberstatistik\\_2006.pdf](http://www.photon.de/presse/mitteilungen/Hintergrund_Netzbetreiberstatistik_2006.pdf) (5.6.2008)

**Sachverständigenrat für Umweltfragen (2007):** Klimaschutz durch Biomasse; Sondergutachten – Hausdruck Juli 2007, Berlin

**Schleswig-Holsteinischer Landtag (2004):** Bericht der Landesregierung – Energiebericht 2004, Drucksache 15/3493, Kiel

**Solux e.V. (2007):** Die Solux-Produkte, [www.solux.org](http://www.solux.org) (22.10.2007)

**Teubel, U., Trennt, O. (2006):** Verflüssigtes Erdgas (LNG) – Ein Markt im Fokus; Studie der HypoVereinsbank, Hamburg

**Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) (2007a):** Elektrizitätswirtschaft 2006 – Stromverbrauch stieg leicht, Pressemeldung vom 14. Februar 2007

**Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) (2007b):** Stromwirtschaft nutzt vielfältigen Energiemix, Anhang zur Pressemeldung vom 21. Februar 2007

**Wittke, F., Ziesing, H.-J. (2006):** Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland, in: DIW-Wochenbericht Nr. 10/2006, 73. Jahrgang, 8. März 2006, Berlin

#### Online-Datenbanken, Datenreihen, statistische Einzelinformationen:

AG Energiebilanzen ([www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de))

Bundesamt für Strahlenschutz ([www.bfs.de](http://www.bfs.de))

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ([www.bmu.de](http://www.bmu.de))

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ([www.bmwi.de](http://www.bmwi.de))

Bundesverband Solarwirtschaft ([www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de))

Bundesverband Windenergie ([www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de))

Centrosolar AG ([www.solara.de](http://www.solara.de))

Erdgas Münster GmbH ([www.leistung-die-verbindet.de](http://www.leistung-die-verbindet.de))

Eurostat ([www.epp.eurostat.bc.europa.eu](http://www.epp.eurostat.bc.europa.eu))

Gloor Engineering ([www.energie.ch](http://www.energie.ch))

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien IWR (2008) ([www.iwr.de/klima/ausstoss\\_welt.html](http://www.iwr.de/klima/ausstoss_welt.html))

Länderarbeitskreis Energiebilanzen ([www.lak-energiebilanzen.de](http://www.lak-energiebilanzen.de))

Statistisches Bundesamt ([www.destatis.de](http://www.destatis.de))

Umweltbundesamt ([www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de))

[www.energieinfo.de](http://www.energieinfo.de)

# HypoVereinsbank – Spezialist für erneuerbare Energien

## Bundesweit mit unserem Know-how präsent

Seit vielen Jahren finanziert die HypoVereinsbank als einer der führenden Kreditgeber im Bereich erneuerbare Energien eine breite Palette von Wind- und Wasserkraftanlagen sowie von Biomassekraftwerken. Auch in den Bereichen Solarenergie, Biomasse und Biogas konnten wir zahlreiche innovative Projekte finanzieren.

Unser langjähriges Know-how im Bereich erneuerbare Energien haben wir bundesweit in Kompetenzzentren an insgesamt 12 Standorten zusammengefasst (s. Ansprechpartner unten). Diese Kompetenzzentren bilden die Basis für unsere Kundenbeziehungen und unsere Stärke im deutschen Markt. Unsere Firmenkundenbetreuer in diesen Centern verfügen über eine umfangreiche fachliche Expertise im Bereich erneuerbare Energien ebenso wie bei der Strukturierung komplexer Finanzierungen. So stehen Kunden, deren Bedarf in einer cashflowbasierten Finanzierung liegt, Spezialisten mit großem Know-how und Erfahrung zur Seite. Auch die Beratung über die Einbindung von Mitteln aus staatlichen Förderprogrammen, die professionelle Abwicklung des inländischen und grenzüberschreitenden Zahlungsverkehr sowie das Finanzrisikomanagement mithilfe von Derivaten zur Absicherung von Zins-, Währungs- und Rohstoffkosten gehören selbstverständlich zu unserem Angebot in diesem Bereich. Als Teil der UniCredit Group verfügt die HypoVereinsbank über ein hervorragendes Netzwerk in Mittel- und Osteuropa, das unseren

Kunden – beispielsweise als Unterstützung beim Substrateinkauf im Bereich Biomasse oder bei der Realisierung ganzer Projekte – zur Verfügung steht.

## Kapitalmarktcompetenz für innovative Finanzierungsmodelle

Durch die enge Zusammenarbeit mit der Division Markets & Investment Banking der UniCredit Group können wir unseren Kunden im Bereich erneuerbare Energien eine große Kapitalmarktcompetenz für innovative Finanzierungsmodelle zur Verfügung stellen. So hat die HVB als erste Bank ein geschlossenes Portfolio von Windparks als Kapitalmarktanleihe auf den Markt gebracht. Aufgrund der hohen Nachfrage wurden inzwischen drei derartige Emissionen mit einem Gesamtvolumen von gut einer Milliarde Euro unter dem Namen »Breeze« platziert.

Die Breeze-Serie ist das bisher einzige Finanzierungsinstrument am europäischen Kapitalmarkt, über das kleine und mittelständische Unternehmen Zugang zu Kapitalanlagen im Bereich erneuerbarer Energien erhalten. Sie stellt damit eine innovative Möglichkeit der Finanzierung von Projekten dar. Das Breeze-Programm wird in Zukunft neben Windenergie auch andere erneuerbare Energien, wie etwa Sonne und Erdwärme, über den Kapitalmarkt zugänglich machen.

## Ansprechpartner der HypoVereinsbank

### Berlin: Elmar Meister

Tel.: (0 30) 3 40 04-6 68

E-Mail: elmar.meister@unicreditgroup.de

### Dresden: Jens Reimann

Tel.: (03 51) 82 15-3 27

E-Mail: jens.reimann@unicreditgroup.de

### Düsseldorf: Stefan Milbradt

Tel.: (02 11) 8 98 62-2 47

E-Mail: stefan.milbradt@unicreditgroup.de

### Frankfurt: Andreas Gittner

Tel.: (069) 27 17-27 37

E-Mail: andreas.gittner@unicreditgroup.de

### Hamburg: Roland Schwab

Tel.: (0 40) 36 92-35 48

E-Mail: roland.schwab@unicreditgroup.de

### Husum: Kerstin Kakekley

Tel.: (0 48 41) 6 64-56

E-Mail: kerstin.kakekley@unicreditgroup.de

### Leipzig: Karsten Paepcke

Tel.: (03 41) 98 58-31 83

E-Mail: karsten.paepcke@unicreditgroup.de

### Magdeburg: Burkhard Vogel

Tel.: (03 91) 5 68 53-20

E-Mail: burkhard.vogel@unicreditgroup.de

### München: Alexander Barth

Tel.: (0 89) 3 78-2 53 80

E-Mail: alexander.barth@unicreditgroup.de

### Nürnberg: Frank Hörner

Tel.: (09 11) 21 64-15 61

E-Mail: frank.hoerner@unicreditgroup.de

### Osnabrück: Marcus Krämer

Tel.: (05 41) 35 77-72

E-Mail: marcus.kraemer@unicreditgroup.de

### Stuttgart: Thomas Heerbeck

Tel.: (07 11) 20 51-10 05

E-Mail: thomas.heerbeck@unicreditgroup.de

Weitere Informationen über die Angebote der HypoVereinsbank im Bereich erneuerbare Energien sind im Internet zu finden unter: [www.hvb.de/erneuerbareenergien](http://www.hvb.de/erneuerbareenergien).

### Haftungsausschluss:

Diese Publikation enthält diverse Aussagen und Daten aus fremden Quellen, deren Vollständigkeit und Richtigkeit die HypoVereinsbank nicht geprüft hat und für welche daher keine Verantwortung übernommen werden kann. Für in der Publikation enthaltene Bewertungen und Einschätzungen ist zu berücksichtigen, dass diese zum einen naturgemäß das Ergebnis subjektiver Beurteilungen sind und zum anderen von falschen Grundannahmen ausgehen oder objektiv falsche Schlüsse ziehen können. Für ihre objektive Richtigkeit kann daher keine

Haftung übernommen werden. Schließlich kann auch die Eintrittswahrscheinlichkeit von Prognosen oder sonstigen Einschätzungen künftiger Entwicklungen nicht beurteilt oder ihr Eintritt garantiert werden.

Die Publikation ist kein Angebot und keine Aufforderung zur Abgabe eines Angebots; sie stellt auch keine Empfehlung für Investitions- oder sonstige Entscheidungen dar. Die Publikation darf – auch auszugsweise – nur mit Genehmigung der HypoVereinsbank verbreitet, vervielfältigt oder in sonstiger Weise der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

### Impressum:

Herausgeber:  
HypoVereinsbank, COM6,  
Executive Communications/Editorial Desk,  
Neuer Wall 64, 20354 Hamburg

[www.hvb.de](http://www.hvb.de)

Verfasser: Dr. Michael Bräuninger,  
Dr. Norbert Kriedel, Sebastian Schröder,  
Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI),  
Heimhuder Straße 71, 20148 Hamburg

Die Studie wurde im Juni 2008 abgeschlossen.

Bei Rückfragen:  
Dr. Ulf Teubel, HypoVereinsbank, COM6,  
Executive Communications/Editorial Desk,  
Tel.: 0 40/36 92-48 25,  
E-Mail: ulf.teubel@unicreditgroup.de

Titelfoto: © Attila Toro – fotolia.com