

# Energie für Deutschland 2012

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext



Schwerpunktthema:  
Stromerzeugung zwischen  
Markt und Regulierung



WORLD ENERGY COUNCIL  
Weltenergieat - Deutschland



# **Energie für Deutschland 2012**

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.

Mai 2012

## **Impressum**

Energie für Deutschland 2012  
Redaktionsschluss: Mai 2012

### **Herausgeber:**

Weltenergieerat – Deutschland e.V.  
Gertraudenstraße 20  
D-10178 Berlin  
Tel: +49 30 2061 6750  
info@weltenergieerat.de  
www.weltenergieerat.de

### **Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V.i.S.d.P.):**

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

### **Redaktion:**

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer  
Nicole Kaim  
Klaus-Peter Kreß

### **Druck:**

DCM Druck Center Meckenheim GmbH  
www.druckcenter.de

### **Titelbilder:**

Treffen der Internationalen Seeschiffahrts Organisation: © Europäische Kommission  
Kohleförderung: © RWE Imagebank  
Wirtschaftsdiagramm: © SyB – Fotolia  
Stock Exchange: © Image Source – Fotolia

Bild S. 121: © Ghorfa/Zeitz

Bild S. 122–124: © Weltenergieerat – Deutschland/Kruppa



# Vorwort



Die beiden zurückliegenden Jahre 2010 und 2011 waren geprägt von energiepolitischen, vornehmlich politisch motivierten Weichenstellungen mit zentralen Veränderungen vor allem für die deutsche Energiewirtschaft.

2010 hat die Bundesregierung ein Energiekonzept mit den Schwerpunkten Klima und Nachhaltigkeit aufgelegt.

Das Jahr 2011 brachte uns dann mit dem Reaktorunglück in Fukushima die Energiewende. Mit dem von der Bundesregierung beschlossenen Moratorium wurden sofort nach den Vorfällen insgesamt acht deutsche Kernkraftwerke vom Netz genommen. Für die restlichen Anlagen wurden die Laufzeiten verkürzt.

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht grundsätzlich neue richtungsweisende Weichenstellungen vor. Der eingeschlagene Weg ist so einschneidend und anders, dass wir insbesondere in Europa, aber auch weltweit sehr genau beobachtet werden. Nur wenn die Energiewende in Deutschland auch und gerade ein wirtschaftlicher Erfolg wird, ohne dass die Versorgungssicherheit leidet, werden wir international Nachahmer finden. Je mehr Staaten dem grundsätzlich eingeschlagenen Weg folgen, um so mehr ist dem globalen Klima damit gedient.

Derzeit herrscht in den anderen Ländern aber noch eher eine skeptische Grundstimmung. Als Weltenergieerät haben wir bei unseren Partnern im internationalen Netzwerk nachgefragt: Sind wir mit unserer politischen Entscheidung ein Vorbild für die Welt? Keiner der Befragten aus über 20 Ländern glaubt, dass Deutschland sämtliche Ziele des Energiekonzepts in der anvisierten Frist erreichen wird. Trotzdem können sich zwei Drittel der Befrag-

ten vorstellen, einzelne Elemente unserer Politik zu übernehmen. Deutschland wird international beobachtet, umso verantwortungsvoller und nachhaltiger sollten wir unseren Systemumbau gestalten. Nur so kann deutsche Energiepolitik ein Vorbild für die Welt werden.

Zugleich aber müssen wir uns immer wieder bewusst machen, dass Deutschland keine Insel ist, sondern im Herzen Europas unmittelbar durch den europäischen Binnenmarkt und die europäischen Stromnetze mit den Nachbarländern verbunden ist. Leider aber wurde die Abstimmung mit unseren europäischen Nachbarn sträflich vernachlässigt, obwohl diese sehr wohl von der Energiewende betroffen sind und ohne die wir nicht erfolgreich sein werden. Wir, der Weltenergieerät – Deutschland, stehen für eine abgestimmte europäische Energiepolitik, wie auch für eine mit den direkten Nachbarn abgesprochene Vorgehensweise. Denn in Zukunft benötigen wir Stromimporte und müssen schon heute überschüssige regenerative Energie in deren Netze speisen. Auch bei der Erzeugung sollten wir europäische Lösungen anstreben. Denn nur so kann gewährleistet werden, dass beim Ausbau der regenerativen Energien die Technologien und Standorte bevorzugt werden, die die bestmöglichen, eben effizientesten und wirtschaftlichsten Voraussetzungen bieten.

Eine weitere Konsequenz der Energiewende ist, dass der erfolgreiche Umstieg auf regenerative Energieerzeugung noch schneller erfolgen muss. Die Rolle der Brückenfunktion müssen nun konventionelle Kohle- und Gaskraftwerke übernehmen, die gleichermaßen geeignet sind, die Stromerzeugung zu sichern, wenn Windkraft- und Photovoltaikanlagen witterungsbedingt keinen hinreichenden Beitrag zur Stromversorgung leisten.

Der „run“ auf die Photovoltaik hat bis zum heutigen Tag ungeahnte Größenordnungen erreicht. Inzwischen liegen die Subventionen für Wind und Photovoltaik bei zweistelligen Milliardenbeträgen pro Jahr und summieren sich mit den zusätzlichen Kapitalkosten für die Neuanlagen in wenigen Jahren auf einen dreistelligen Milliardenbetrag, den die Stromkunden noch über Jahrzehnte mit verteuerten Stromrechnungen zu tragen haben. Für den Erfolg der Energiewende ist aber eine breite Akzeptanz aller relevanten gesellschaftlichen Gruppen erforderlich. Damit die Menschen in unserem Land die Energiewende unterstützen, dürfen sie finanziell nicht zu stark belastet werden. Die Gefahr einer Kostenexplosion muss gebannt werden. Für den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit unserer Unternehmen ist dies ebenfalls eine entscheidende Voraussetzung. Gerade deshalb muss die Umsetzung der Energiewende effizient gestaltet werden.

Noch sind auch die einzelnen Aspekte der Energiewende nicht voll aufeinander abgestimmt. Gerade aus diesem Grund unterstützen wir die Forderung der deutschen Wirtschaft nach einem qualifizierten Monitoring der Energiewende. Politisches Kalkül auf Kosten der Volkswirtschaft muss einem faktenbasierten und richtungweisenden Monitoring weichen, und die offenen Fragen müssen europäisch abgestimmt sein.

Viele Fragen, wie mit der Energiewende das energiewirtschaftliche Zieldreieck, wirtschaftlich – sprich: bezahlbar – sicher und klimafreundlich in Einklang gebracht werden kann, sind noch offen. Deutsche Ingenieurs- und Entwicklungskunst, gepaart mit wirtschaftlichem Denken, ist hier wieder gefragt. Nicht Quantität, sondern innovative Qualität ist gefordert und die soll auch gefördert werden – je besser, je höher!

Es muss vermieden werden, dass wir uns auf dem Weg der Energiewende und den energiepolitischen Weichenstellungen immer weiter von marktwirtschaftlichen Prinzipien verabschieden. Marktwirtschaftliche und Effizienz steigernde Elemente dürfen nicht immer weiter zurückgedrängt werden. Jede einzelne nicht marktkonforme Entscheidung macht weitere Schritte durch die Politik notwendig, da Marktmechanismen immer weniger funktionieren können.

Vor diesem Hintergrund soll unser diesjähriges Schwerpunktthema „Stromerzeugung zwischen Markt und Regulierung“ den Kern des Problems der aktuellen Entwicklung treffen. Der Beitrag liefert Fakten und Lösungsansätze und ist damit ein ganz wichtiger Beitrag für die notwendige energiewirtschaftliche und energiepolitische Auseinandersetzung, die wir dringend führen müssen.

Darüber hinaus liefert „Energie für Deutschland 2012“ weitere wissenschaftlich fundierte Informationen und setzt sie in einen europäischen und globalen Kontext. Ein Blickwinkel, der heute wichtiger ist als je zuvor.

Berlin, im Mai 2012



Jürgen Stotz

Präsident  
Weltenergieerat – Deutschland e.V.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Stromerzeugung zwischen Markt und Regulierung</b>	<b>7</b>
<b>2. Energie in der Welt</b>	<b>25</b>
2.1 Zahlen & Fakten	27
2.2 World Energy Outlook 2011	32
2.3 COP-17 in Durban	38
2.4 Schiefergas – Potenziale und Entwicklungen	40
2.5 Ausblick auf die mittelfristigen Treiber des internationalen Kohlehandels*	45
<b>3. Energie in der Europäischen Union</b>	<b>51</b>
3.1 Zahlen & Fakten	53
3.2 Die EU-Roadmaps	58
3.3 Energieinfrastrukturpaket der EU-Kommission	65
<b>4. Energie in Deutschland</b>	<b>70</b>
4.1 Zahlen & Fakten	71
4.2 Monopolkommission zur Wettbewerbssituation auf den Energiemärkten	85
4.3 EEX – das Zusammenwachsen der Energiemärkte	87
4.4 Netzstabilität und Versorgungssicherheit im Strombereich	91
4.5 Indikatoren zur Messung der Energieeffizienz in Deutschland	94
4.6 Marktübersicht erneuerbare Energien	98
4.7 Absenkung der Photovoltaik-Vergütung in 2012	104
4.8 CCS in Deutschland	107
4.9 Monitoring der Energiewende	111
4.10 Kraftwerksprojekte in Deutschland	112

<b>5. WEC Intern</b>	118
World Energy Council (WEC) und Weltenergieerat – Deutschland	119
5.1 Höhepunkte 2011 / 2012	120
5.2 Ausblick	132
5.3 Gremien des Weltenergieerat – Deutschland	133
<b>6. Abkürzungsverzeichnis</b>	136
<b>7. Energieeinheiten</b>	138

# Schwerpunktthema: Stromerzeugung zwischen Markt und Regulierung\*

von Dr. Hubertus Bardt, Institut der deutschen Wirtschaft Köln



\* Der Weltenergieat – Deutschland dankt dem Autor dieses Schwerpunktkapitels, Dr. Hubertus Bardt, ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung.



## Executive Summary

Die Energiewende ist eine nicht zu unterschätzende Herausforderung für das Energiesystem. Das Kernelement der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien wie Wind, Sonne und Biomasse, die bis zur Mitte des Jahrhunderts die Stromversorgung dominieren sollen. Hintergrund dieser Politik ist das Ziel der Bundesregierung und aller politischen Parteien, das Klima zu schützen und daher die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren – bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990.

Mit der Energiewende stellt sich die Frage nach der Regelungslogik in der Stromversorgung neu. Da die Ausweitung der erneuerbaren Energien ein politisch gewünschtes Ziel und kein spontanes Marktergebnis ist, bekommen staatliche Regelungsansätze größere Bedeutung als bisher. Dabei besteht jedoch die Gefahr, dass effiziente marktwirtschaftliche und wettbewerbliche Prinzipien auf dem Strommarkt verloren gehen.

Seit Ende der neunziger Jahre hat sich der Wettbewerb im Strommarkt immer weiter entwickelt. Ausgerechnet die Energiewende stellt den Strommarkt allerdings in Frage. Immer mehr staatliche Intervention und immer weniger Wettbewerb, immer mehr Subventionen und immer weniger freie Preisbildung sind die Trends der letzten Jahre. Heute wird der Großteil des Stroms aus erneuerbaren Quellen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert und damit außerhalb der Marktmechanismen erzeugt. Wenn es tatsächlich zu einer Energiewende und einem Marktanteil von 80 % oder mehr für die erneuerbaren Energien kommen soll, muss die Politik die Rahmenbedingungen verändern, damit es weiterhin so etwas wie einen Markt für Strom gibt.

Ein funktionierender Preismechanismus ist die entscheidende Basis für eine marktwirtschaftliche Ordnung. Ohne freie Preise gibt es keinen Markt. Statt des Wettbewerbs um innovative, effiziente und preiswerte Lösungen, gibt es dann den Wettbewerb um Subventionen für die unterschiedlichen Technologien. In einer subventionsgestützten Welt wird die Stromerzeugung ineffizient und teuer. Die Herausforderungen der Energiewende, die Innovationen und Effizienz erfordern, sind auf diese Weise nicht zu bewältigen. Erhebliche Zusatzbelastungen für Privathaushalte und Unternehmen – insbesondere für die energieintensiven – wären die Folge.

Die Energiewende kommt ohne einen politisch gesetzten Rahmen nicht aus. Allein im Vertrauen auf die Kräfte des Marktes wird sie nicht gelingen – ebenso wenig wie mit bürokratischer Detailsteuerung und umfangreichen Subventionen. Es kommt darauf an, dass der politische Rah-

men die allgemeine Entwicklungsrichtung für die Energiewirtschaft der Zukunft vorgibt. Innerhalb dieses Rahmens müssen die Marktkräfte wirken können. Die Wirkungen des Marktes sind erforderlich, um die notwendigen Innovationen zu entwickeln und die Kosten der Energiewende möglichst gering zu halten.

## Einleitung

Die Energiewende der Bundesregierung ist im Parlament einmütig beschlossen worden. Praktisch umgesetzt ist sie damit noch nicht. Zahlreiche Probleme hinsichtlich Strompreise, Versorgungssicherheit, Importe, Speicher oder Netzausbau werden im Zuge der Umsetzung dieses Projektes deutlich werden. Hier werden Lösungen benötigt, die regulatorisch durchgesetzt und/oder am Markt umgesetzt werden können. Die grundlegende Gefahr besteht darin, dass die Umstellung der Energieversorgung und insbesondere der Stromerzeugung mit staatlichen Vorgaben vorangetrieben wird, so dass marktwirtschaftliche und effizienzsteigernde Elemente zurückgedrängt werden. Diese Gefahr ist beim Strom, der aufgrund der Leitungsnetze regional gebunden und innerhalb eines europäischen Rahmens national regulierbar ist, am deutlichsten ausgeprägt. Aber gerade hier müssen die Marktkräfte innerhalb eines europäischen Binnenmarktes genutzt werden, um ein sicheres, bezahlbares und umweltverträgliches Stromangebot bereitzustellen zu können.

Markt und Regulierung müssen kein Widerspruch sein. Märkte wären ohne grundlegende Regelwerke nicht funktionsfähig. Schon die Möglichkeiten der Durchsetzung von Verträgen und des Schutzes des Eigentums basieren auf einer staatlichen Struktur. Der Strommarkt ist aus verschiedenen Gründen besonders auf Regeln für einen funktionierenden Wettbewerb angewiesen. Insbesondere kann diskriminierungsfreier Wettbewerb im Stromnetz nur sichergestellt werden, wenn der Netzzugang für alle Anbieter offen gehalten und die Netzentgelte entsprechend reguliert werden. Auch die Integration der klimarelevanten Überlegungen in die Entscheidungen der Marktteilnehmer entsteht nicht spontan, sondern durch staatlichen Eingriff. Regulierung ist also in gewissem Maße Voraussetzung für Markthandeln. Regulierung kann aber marktliche Strukturen auch zerstören. Die Gefahr im Bereich der Stromerzeugung liegt darin, dass Regulierungen Marktmechanismen nicht nutzen oder ergänzen, sondern ersetzen. Marktprozesse sind jedoch dringend erforderlich, um die Innovationen hervorzubringen und die Effizienzniveaus zu ermöglichen, die für die Energiewende unverzichtbar sind. Nur so können die volkswirtschaftlichen Kosten in Grenzen gehalten werden. Die Dimension der Herausforderung der Energiewende führt dazu, dass die Regulierung anspruchsvoller werden und die Möglichkeiten der Marktkräfte nutzen muss.

## Ein Jahr nach der Energiewende

Mitte März 2011 wurden unter dem Eindruck des Reaktorunglücks von Fukushima acht Kernkraftwerke in Deutschland vorläufig und später endgültig stillgelegt. Die verbleibenden Kernkraftwerke sollen in den nächsten Jahren vom Netz gehen. Damit wurde eine jahrzehntelange Debatte beendet und eine Technik zur Stromerzeugung in Deutschland aus dem Erzeugungsmix herausgenommen.

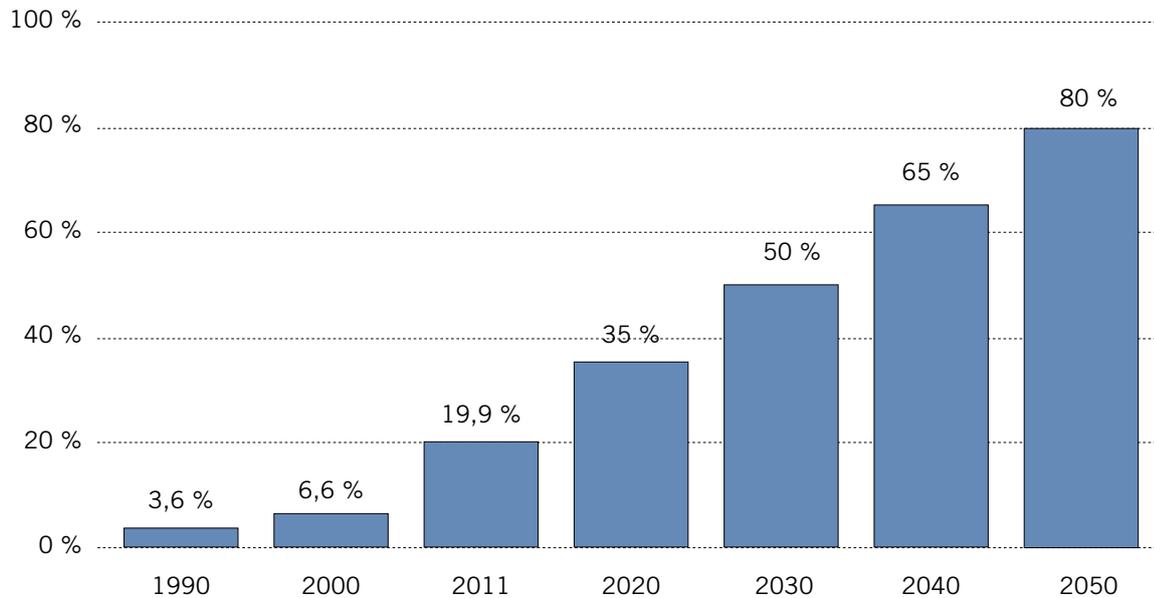
Es wäre jedoch falsch, die sogenannte Energiewende auf die Verkürzung der Laufzeiten und das sofortige und endgültige Abschalten von acht Kernkraftwerken zu reduzieren. Die Energiewende ist deutlich umfassender und beinhaltet nicht zuletzt die nahezu durchgängige Umstellung der Stromerzeugungsstrukturen auf Erzeugungskapazitäten mit erneuerbarer Basis. Sie zielt darauf ab, die gesamte Versorgungsbasis durch einen über mehrere Jahrzehnte laufenden Prozess neu zu gestalten und die hierfür notwendigen Infrastrukturen zu schaffen.

Kernelement der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien wie Wind, Sonne und Biomasse, die bis zur Mitte des Jahrhunderts die Stromversorgung dominieren sollen. Hintergrund dieser Politik ist das Ziel der Bundesregierung und aller politischen Parteien, das Klima zu schützen und daher die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren – bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990. Mit dem europäischen Emissionshandel wurden zwar die gesamten Emissionen aus Kraftwerken und großen Industrieanlagen gedeckelt, mit der Förderung durch das EEG werden aber zusätzlich einzelne klimafreundlichere Technologien differenziert gefördert.

Die Bundesregierung hat für den Ausbau erneuerbarer Energien ambitionierte Zielvorstellungen entwickelt. So soll der Anteil von Wind-, Solar- und Biomassestrom sowie anderer erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2050 auf 80 % ansteigen (Abb. 1.1). Für die Jahrzehnte auf dem Weg dahin sind Zwischenziele vorgesehen. Damit soll die Entwicklung der letzten Jahre fortgesetzt und verstärkt werden. Seit 1990 ist der Anteil der politisch favorisierten Stromquellen von 3,6 % auf 19,9 % im Jahr 2011 angestiegen. Nach einem Zuwachs um gut 16 Prozentpunkte innerhalb von zwei Jahrzehnten soll in dem verbleibenden, doppelt so langen Zeitraum bis zur Jahrhundertmitte ein Anstieg um weitere rund 60 Prozentpunkte erreicht werden – allerdings auf einem vergleichbar mit heute niedrigeren Verbrauchs- und insbesondere Erzeugungsniveau zur Jahrhundertmitte. Auch die Europäische Union möchte, wie in ihrem Energiefahrplan 2050 beschrieben, die Energiebereitstellung dekarboni-

**Abbildung 1.1: Erneuerbare Energien in Deutschland**

Anteile an der Stromerzeugung in %, ab 2020 Anteile an der Stromversorgung als Ziele der Bundesregierung



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2011; Erneuerbare-Energien-Gesetz

sieren (aktuelle Daten zum Energieverbrauch der EU in Kapitel 3.1). Das Setzen von Zielen reicht aber nicht aus, um tatsächlich eine Veränderung der Stromerzeugungsstruktur zu erreichen, die weiterhin das hohe Niveau an Versorgungssicherheit gewährleistet und ein verträgliches Preisniveau beibehält. Vielmehr besteht die Gefahr, dass Ziele dann, wenn sie nicht durch systemadäquate Veränderungsschritte gestützt werden, unabhängig von den Kostenwirkungen verfolgt werden und damit unnötig hohe gesamtwirtschaftliche Kosten erzeugen.

Nicht nur der Ausbau der erneuerbaren Energien kostet Geld, auch der Teilausstieg aus der Kernenergie hat den Strom an den Börsen im März 2011 um rund 0,5 bis 1 ct/kWh in die Höhe getrieben. Wenn es bei diesen Preisanstiegen bliebe, mögen die Folgen für einen typischen privaten Haushalt mit Mehrkosten von 20 bis 40 € im Jahr noch moderat erscheinen. Für die Industrie addieren sich die geringfügig erscheinenden Cent-Beträge aber zu großen Summen. Selbst wenn der Stromverbrauch auf dem durchschnittlichen Niveau der letzten Jahre bleiben sollte, bedeutet dieser Preisanstieg Mehrkosten für die Industrie in Höhe von rund einer Milliarde € im Jahr. Wenn man die weiteren Kostensteigerungen aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien, der weiteren Stilllegung von Kernkraftwerken, des Aufbaus

von Speichern oder der notwendigen Netzinvestitionen berücksichtigt, werden die finanziellen Belastungen noch deutlich höher.

Während der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommarkt durch politische Zielgrößen bestimmt wird, gibt es für den Mix der verbleibenden Stromquellen keine konkreten Vorgaben. Hier kommen Importe sowie nach dem Auslaufen der Kernenergie konventionelle fossile Kraftwerke infrage – also Kraftwerke, die mit Erdgas, Steinkohle oder Braunkohle betrieben werden. Es wird immer schwieriger, solche Anlagen wirtschaftlich zu betreiben, wenn die Stundenzahl, in der sie als Ersatz für schwankende erneuerbare Energien eingesetzt werden können, immer weiter zurückgeht. Auch Speichertechnologien stehen in der notwendigen Qualität und zu verträglichen Preisen (mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke) bislang nicht als Ersatz für kurzfristig fehlenden Strom aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung.

Auch die Netzinfrastruktur muss in den nächsten Jahren auf große Herausforderungen vorbereitet werden. Der Ausbau der europäischen Übertragungskapazitäten ist zwingende Voraussetzung für einen funktionierenden europäischen Strommarkt. Analoge Forderungen gelten auch für den Netzausbau in Deutschland. Durch den

Ausbau erneuerbarer Energien fallen Stromerzeugung und Stromverbrauch räumlich weiter als bisher auseinander. Das muss durch entsprechende Netzkapazitäten überbrückt werden. Damit ist die Integration der erneuerbaren Energien künftig vom Fortschritt beim Netzausbau abhängig. Dazu müssen bei der Infrastrukturerstellung neben technischen Fragen auch vor allem wirtschaftliche Aspekte und Akzeptanzfragen gelöst werden.

Nicht zuletzt basiert die Energiewende mit der deutlichen Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien bis zur Jahrhundertmitte auf einem signifikanten Rückgang der Stromerzeugung in Deutschland. Ein verringerter Stromverbrauch aufgrund steigender Effizienz und ein steigender Stromimport sollen es erleichtern, die Quote von Strom aus erneuerbaren Quellen in Deutschland zu erhöhen. Allein bis 2030 wird von einem Rückgang der heimischen Stromerzeugung um 25 % und mehr ausgegangen. Ob es aber auch tatsächlich zu einem schnellen und deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs kommt, muss angesichts der Verbrauchssteigerungen der letzten Jahre jedoch bezweifelt werden. Die Energiewende ist noch nicht gelungen. Sie steht erst am Anfang eines langen und schwierigen Weges.

Die Energiewende ist eine nicht zu unterschätzende Herausforderung für das Energiesystem. Traditionell steht die Energiepolitik vor der Herausforderung, verschiedene Ziele miteinander in Einklang zu bringen. Entsprechend dem Postulat der Nachhaltigkeit steht auch die Energiepolitik unter einer Reihe von Zielsetzungen, die sich im Leitbild des energiepolitischen Zieldreiecks aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zusammenfassen lassen.

In den letzten Jahren hat die Umweltverträglichkeit an besonderer Bedeutung gewonnen. Dabei wird insbesondere die Struktur der Stromerzeugung seit langem kontrovers diskutiert und es kam zu einer weiteren Akzentverschiebung hin zu einer anspruchsvolleren Klimapolitik und damit verbunden zu einer Priorisierung erneuerbarer Energien.

Mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes 1991 wurde zum ersten Mal die Produktion von erneuerbaren Energien systematisch gefördert. Das EEG hat die Vorgängerregelungen ab 2000 abgelöst und zu einem umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energien geführt. Zielsetzung der Gesetze ist der Ausbau von Energieerzeugungstechnologien, die weit weniger Treibhausgase emittieren und die Ressourcen stärker schonen als konventionelle Kraftwerkstechniken. Auch andere grundlegende Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen nach der

Marktliberalisierung waren wesentlich umwelt- und klimapolitisch motiviert. Die Einführung der Stromsteuer sollte den Stromverbrauch senken, um Treibhausgasemissionen zu reduzieren; der Emissionshandel mit Treibhausgasen bei kontinuierlich sinkender Emissionsobergrenze soll ebenfalls den Ausstoß reduzieren. Auch der Ausstieg aus der Kernenergie wurde mit umweltpolitischen Argumenten begründet, obwohl es sich hierbei um eine Form der Energieerzeugung mit über die gesamte Prozesskette minimalen Treibhausgasemissionen handelt.

Bei der Betrachtung der unterschiedlichen Ziele wird deutlich, dass die umweltpolitische Dimension im energiepolitischen Zieldreieck zuletzt eine besondere Bedeutung gehabt hat. Während die Versorgungssicherheit noch aufrechterhalten werden konnte, ging diese Entwicklung vor allem zu Lasten von Wirtschaftlichkeit und Preiswürdigkeit der Stromversorgung. Diese Verschlechterung ist zu einem nicht kleinen Teil auf die zusätzlichen staatlichen und klimapolitisch motivierten Belastungen aus Stromsteuer, EEG, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und Emissionshandel zurückzuführen. Hierin zeigen sich deutlich die Zielkonflikte der Energieversorgung.

Die Tendenz zu einer starken Betonung des energiepolitischen Ziels der Umweltverträglichkeit zu Lasten der beiden anderen Ziele setzte sich auch in den vergangenen beiden Jahren fort, so in den Beschlüssen der Bundesregierung zum Energiekonzept in 2010 und der Energiewende in 2011 mit einem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie und einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien. Die wichtigsten ökologisch motivierten Neuerungen der letzten Jahre lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- 1991: Einführung des Stromeinspeisegesetzes
- 1998: Einführung der Stromsteuer
- 2000: Ersetzung des Stromeinspeisegesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- 2000: Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie
- 2002: Einführung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)
- 2005: Start des europäischen Emissionshandels für Kohlendioxid
- 2010: Energiekonzept der Bundesregierung mit Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien und einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke

- 2011: endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken und Verkürzung der Restlaufzeiten für die verbleibenden Kernkraftwerke

Mit der Energiewende stellt sich die Frage nach der Regelungslogik in der Energieversorgung und insbesondere in der Stromversorgung neu. Da die Ausweitung der erneuerbaren Energien ein politisch gewünschtes Ziel und kein spontanes Marktergebnis ist, bekommen staatliche Regelungsansätze zusätzliche Bedeutung. Dabei besteht jedoch die Gefahr, dass bewährte marktwirtschaftliche und wettbewerbliche Prinzipien auf dem Strommarkt nicht mehr ausreichend berücksichtigt werden.

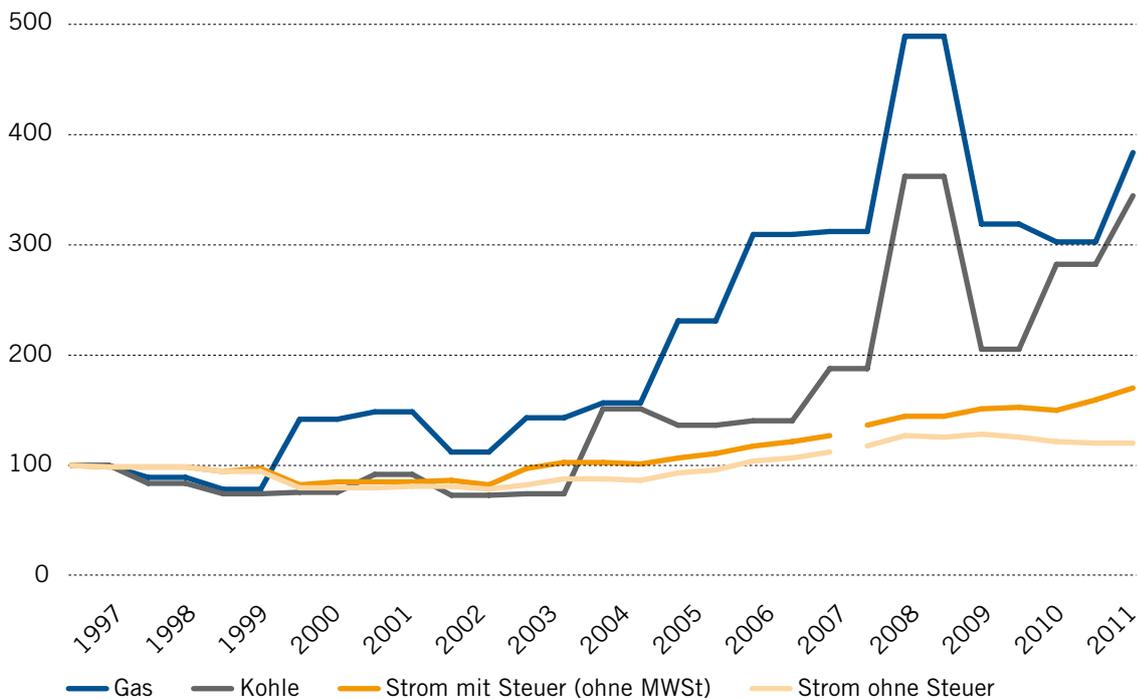
### Die Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland war ein Erfolg

Über ein halbes Jahrhundert gab es in der Stromversorgung praktisch keinen Wettbewerb privater Unternehmen und keine Wechselmöglichkeiten für die Kunden. Dafür gab es Staatsunternehmen, Monopole und Versorgungsgebiete. Es gab keine Börse für Strom und keine

freien Preise. Wer Strom brauchte, bekam diesen oftmals von seinem Regionalversorger oder Stadtwerk. Dort lagen Stromerzeugung, Verteilung und Vertrieb in einer Hand.

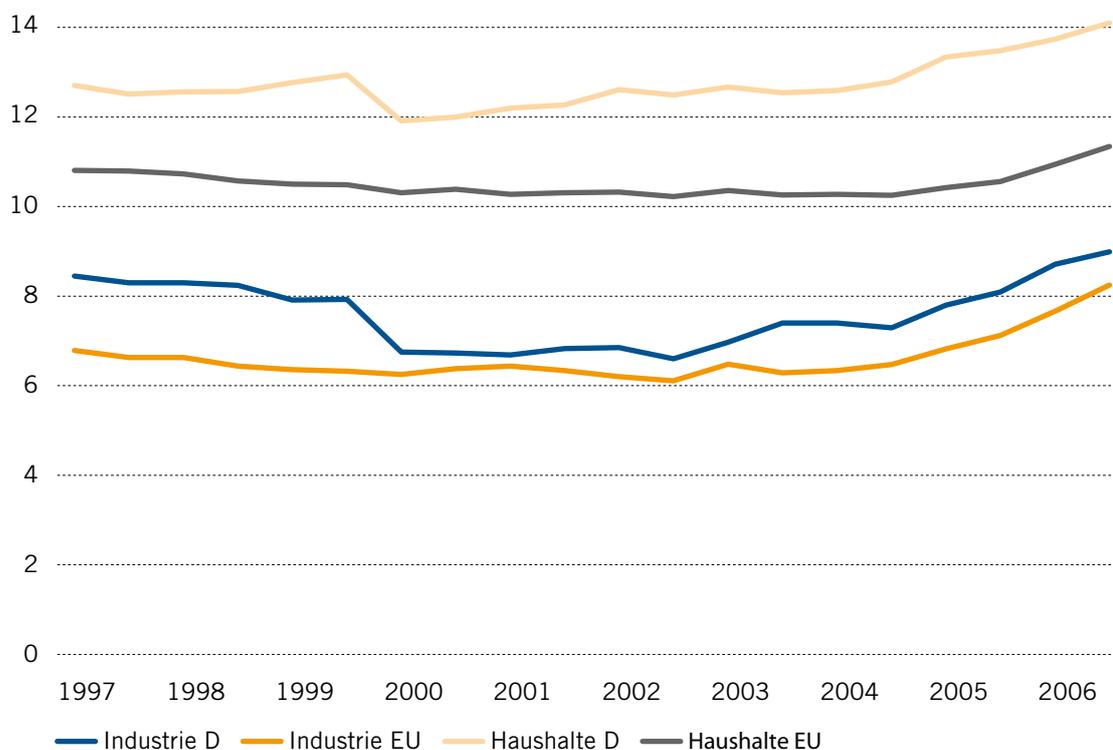
Wettbewerbspreise konnte es in einem solchen Monopolregime natürlich nicht geben. Um zu verhindern, dass jeder beliebige Preis verlangt werden konnte und gezahlt werden musste, gab es eine Preisregulierung, die auf den anfallenden Kosten aufbaute. Das heißt, dass sich der Preis des Stroms aus den Kosten von Erzeugung, Verteilung und Vertrieb sowie einem Aufschlag als Verzinsung zusammensetzte. Anreize zur Wirtschaftlichkeit gab es dabei natürlich kaum. Im Gegenteil: Je höher die Kosten waren, desto höher war auch die Verzinsung und der Preis des Stroms. Anstrengungen zur Kostensenkung und für ein effizienteres und damit preiswerteres Stromangebot wurden dabei nicht belohnt. Ohne Markt und Wettbewerb wird die Stromversorgung ineffizient und unnötig teuer. Um dies zu beenden und den europäischen Binnenmarkt auch auf dem Strommarkt zu verwirklichen, kam es Ende der neunziger Jahre zu einer grundlegenden Marktöffnung. Treiber der Entwicklung war vor allem die Europäische Union. Richtig wäre sie aber auch im nationalen Kontext gewesen.

**Abbildung 1.2: Industriestrompreise in Deutschland mit und ohne Steuern sowie Brennstoffpreise**  
Index: 1997 = 100



Quellen: Eurostat, Weltbank

**Abbildung 1.3: Haushalts- und Industriestrompreise in Deutschland und Europa**  
EU-15, 1997–2006, in ct/kWh



Quelle: Eurostat

Erste Versuche zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom gab es bereits im Zuge der Vorarbeiten für die Vollendung des EG-Binnenmarktes 1992. Seit 1987 entwickelte die Kommission Vorschläge für eine Marktöffnung, die jedoch nur sehr zögerlich verwirklicht wurden. Die Erfolge der Gütermarktliberalisierung standen in den neunziger Jahren auch bei der weiteren Forcierung der Deregulierung der Energiemärkte Pate, ebenso bei der langsamer verlaufenden Öffnung der Dienstleistungsmärkte für europäische Anbieter. Auch im Energiesektor sollte Wettbewerb in bisher monopolisierten Netzwirtschaften ermöglicht werden, wodurch Effizienzgewinne und Kostensenkungen zu erwarten waren. Die Europäische Kommission hat in mehreren Richtlinien versucht, in den nationalen Märkten Wettbewerb zu schaffen und zugleich eine weitere grenzüberschreitende Integration der Märkte zu erreichen, die in der Vergangenheit weitgehend getrennt waren. Nachdem die einzelnen Mitgliedstaaten auf sehr unterschiedliche Weise versucht hatten, die Vorgaben der Richtlinien umzusetzen, ohne dass überall eine befriedigende Marktöffnung und eine entsprechende Wettbewerbssituation erreicht werden konnte, schrieb die Kommission mit der Beschleunigungsrichtlinie von 2003 die Sicherung des Wettbewerbs durch die Schaffung nationaler Regulierungsbehörden für die Strom- und Gasmärkte verbindlich vor.

Um die Stromkunden von einem wettbewerblichen Strommarkt profitieren zu lassen, wurden Ende der neunziger Jahre die alten Strukturen in Deutschland grundlegend verändert. Unternehmen wurden privatisiert und modernisiert. Jeder Stromanbieter darf überall nach Kunden suchen. Umgekehrt dürfen sich die Kunden aus der großen Anzahl der Anbieter den günstigsten auswählen. Strom wird an der Börse gehandelt, der Markt wird damit transparenter. Netze wurden von Erzeugung und Vertrieb getrennt, so dass auch der Engpassfaktor Netz den Wettbewerb nicht behindern kann. Fairen Netzzugang überwacht die dafür eingerichtete Regulierungsbehörde. Damit wurden die Ebenen Erzeugung und Vertrieb in den Wettbewerb entlassen und das Stromnetz wird durch staatliche Instanzen angemessen reguliert. Die eingerichtete Strombörse sorgt zudem für eine transparente Preisfindung auf den Großhandelsmärkten. Mit der sofortigen vollständigen Öffnung des Strommarktes gehörte Deutschland zu den Vorreitern innerhalb Europas.



Für die Kunden war die Liberalisierung und Privatisierung ein Erfolg. Über die Jahre hinweg stieg der Strompreis ohne Steuern und Abgaben etwa so schnell wie die allgemeine Inflationsrate. Für die Industriekunden kam es nach der Marktöffnung erst einmal zu erheblichen Preissenkungen. Erst durch die Eingriffe des Staates, insbesondere durch die Stromsteuer und das EEG, stiegen die Stromkosten von Privathaushalten und Industrieunternehmen deutlich schneller an.

Zwar gab es auf anderen liberalisierten Märkten deutliche Preissenkungen. Insbesondere in der Telekommunikation gingen die Preise in die Tiefe. Dies ist aber neben der Marktöffnung auch auf technische Entwicklungen zurückzuführen, wie man sie im Strommarkt nicht gehabt hat. Aber während Öl, Gas und Kohle immer teurer wurden und auch Kraftwerksneubauten immer mehr Geld beanspruchten, konnte der Preis für Strom auf einem relativ moderaten Preispfad gehalten werden.

In einem Wettbewerbsmarkt ist jeder Anbieter daran interessiert, seine Kosten zu senken. Dies gilt ganz besonders für ein Produkt wie Strom, das an den Börsen gehandelt wird und keine weitere Differenzierung beinhaltet. Zum benötigten Zeitpunkt ist eine Kilowattstunde Strom gleich einer Kilowattstunde Strom – egal von wem sie kommt. Der Preis wird damit zu einem ganz entscheidenden Kriterium auf dem Strommarkt. Der Börsenkurs soll genau den variablen Kosten des Kraftwerks entsprechen, das gerade noch gebraucht wird, um die Nachfrage zu befriedigen. Wer mit seinen Kraftwerken günstiger produzieren kann, verdient Geld. Wer zu teuer ist, kann seinen Strom nicht verkaufen. Wenn es keine unlauteren impliziten oder expliziten Absprachen gibt – und das überwachen die Wettbewerbsbehörden – hat jedes Unternehmen ein Interesse daran, die Kosten so weit wie möglich zu senken. Bei Kraftwerken, die für 40 Jahre gebaut werden und deren wichtigster Kostenfaktor im Betrieb die Brennstoffkosten sind, fallen Einsparungen natürlich nicht leicht. Aber ohne den Wettbewerbsdruck würden keine Kostensenkungspotenziale gehoben werden. Ganz unabhängig davon, ob man den Strompreis als angemessen oder als zu hoch bewertet: Ohne die Marktöffnung wäre Strom deutlich teurer.

Ein Vergleich der Preisentwicklungen zwischen Deutschland und der EU-15 zeigt einen deutlichen Abfall der Preise für Haushalts- und Industriestrom in Deutschland am Ende der ersten Liberalisierungsphase. Zwischen 1999 und 2000 nahmen die Preise vor Steuern um rund 1 ct/kWh ab. In der EU war dieser Effekt nicht zu beobachten. Wenn man diesen Preisrückgang als Liberalisierungsrendite versteht und davon ausgeht, dass diese

unverändert weiter besteht, da ihre Vorteile durch die Weiterentwicklung des Wettbewerbs eher verstärkt als geschmälert wurden, lässt sich ein Stromkostenvorteil für die Verbraucher errechnen. Für einen typischen Haushalt liegt er bei rund 35 bis 40 € im Jahr. Hochgerechnet auf den gesamten Stromverbrauch in Deutschland ergibt sich ein Kostenvorteil von etwa 6 Mrd. € im Jahr. Seit der Liberalisierung konnten bis 2011 somit rund 72 Mrd. € eingespart werden.

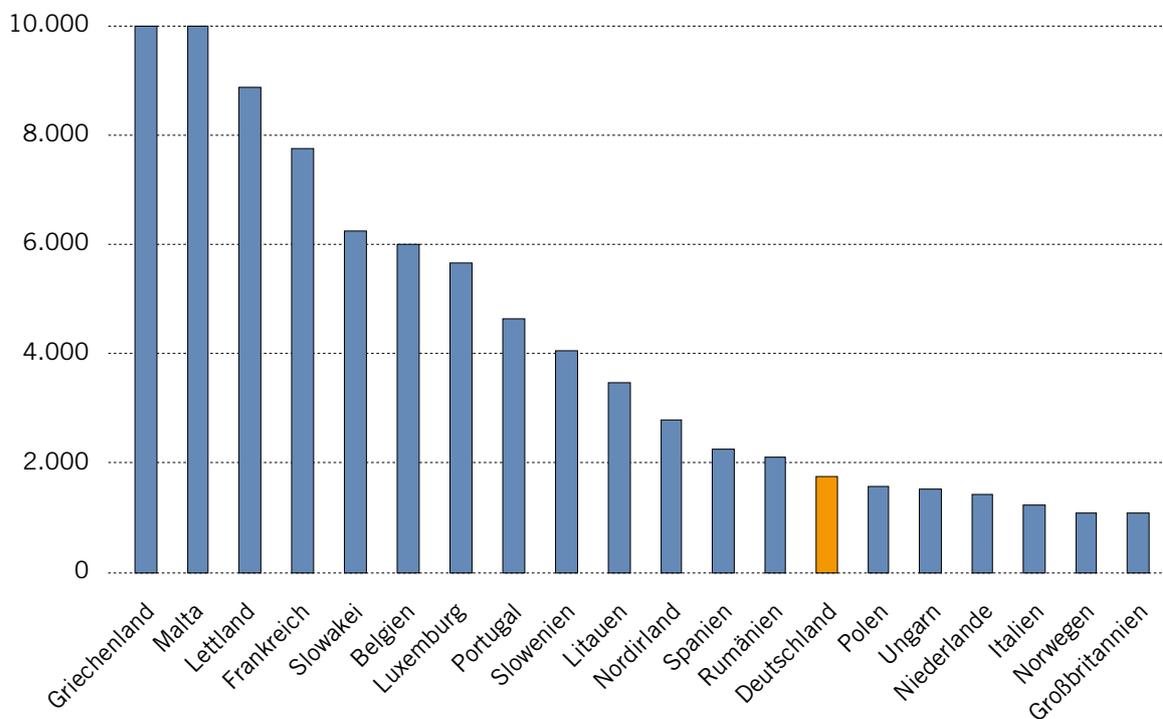
## Der Wettbewerb hat zugenommen

In den letzten Jahren hat der Wettbewerb auf dem Strommarkt erheblich zugenommen. Dabei müssen drei Ebenen unterschieden werden:

1. *Erzeugung*: Strom wird von einer Reihe von Unternehmen erzeugt und anschließend verkauft. Dabei spielt eine funktionierende und liquide Strombörse als Handelsplattform eine wesentliche Rolle. Der weiter ansteigende Marktanteil kleinerer Unternehmen stärkt auch hier den Wettbewerb.
2. *Transport*: Strom kann nur über Leitungsnetze transportiert werden. Diese Netze nehmen daher eine Schlüsselstellung im Wettbewerb ein. Mit der Regulierung durch die Bundesnetzagentur wird aber ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz gewährleistet, so dass hier keine relevanten Wettbewerbsbehinderungen bestehen.
3. *Vertrieb*: Auf der Vertriebsstufe herrscht reger Wettbewerb zwischen zahlreichen Anbietern, die ihren Strom entweder selbst erzeugen oder am Markt einkaufen. Entscheidend ist, dass alle Kunden die Möglichkeit haben, sich den jeweils besten Anbieter auszuwählen und zu ihm zu wechseln. Weder Privaten noch Industriekunden sind an ihren lokalen Anbieter gebunden.

Ergänzt wird die Öffnung der Märkte durch eine weitgehende Trennung der Wertschöpfungsstufen (Unbundling) in integrierten Stromversorgungsunternehmen. Damit wird die Trennung der Infrastrukturbereiche des Netzes, in denen spezifische Regulierungen notwendig sind, von den Bereichen der Dienste beschrieben, in denen Wettbewerb im Prinzip ohne besondere Maßnahmen möglich ist. Verschiedene Formen des Unbundlings reichen von der buchhalterischen Trennung der Bereiche, wodurch Diskriminierungen und Quersubventionierungen der wettbewerblichen Dienste durch Monopolrenten aus der Infrastruktur offen gelegt und damit kontrolliert

**Abbildung 1.4: Viel Wettbewerb bei deutschen Stromerzeugern**  
Herfindahl-Hirschman-Index 2009



Der Herfindahl-Hirschman-Index gibt an, wie stark die Unternehmenskonzentration in einem Markt ist. Bei einem Wert von 10.000 gibt es nur einen Monopolanbieter.

Quelle: Europäische Kommission

werden, über die rechtliche Entflechtung, die zur Ausgründung des Netzbetriebes in eigene, rechtlich selbstständige Gesellschaften führt, bis hin zur organisatorischen Trennung der Bereiche, bei der beispielsweise personelle Verflechtungen abgebaut werden und der eigentumsrechtlichen Trennung, also dem Verkauf des Netzes oder der anderen Strommarktaktivitäten an Dritte.

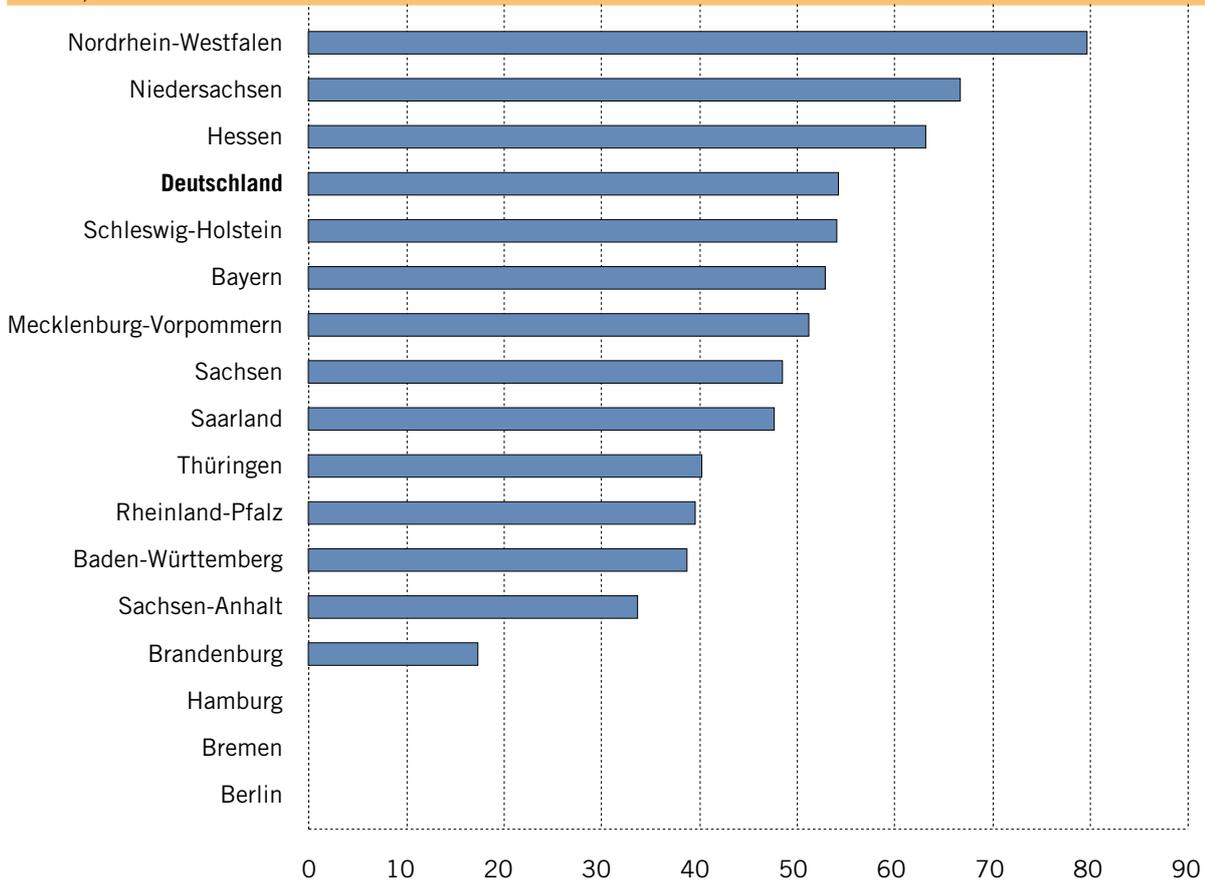
Besonders stark kritisiert wird die Wettbewerbssituation bei der Energieerzeugung. Zwar haben die drei größten Erzeuger in Deutschland mit einem Marktanteil von annähernd 80 % (2009) immer noch eine starke Stellung. Im Vergleich zum Vorjahr ist sie aber deutlich zurückgegangen. Spätestens mit dem Abschalten der acht Kernkraftwerke im März 2011 ging der Anteil der Erzeugungskapazitäten der großen Anbieter weiter zurück.

Der internationale Vergleich zeigt sogar, dass der Wettbewerb in Deutschland besser vorangekommen ist, als in vielen anderen Ländern der EU. Der Herfindahl-Hirschman-Index misst die Konzentration in einem Markt (als Summe der quadrierten Marktanteile). Mit 1.764 von

maximal 10.000 Punkten ist die Konzentration kleiner als in der Mehrheit der EU-Länder und wird von der EU-Kommission als moderat eingeschätzt. Auch dieses Konzentrationsmaß ist zuletzt deutlich zurückgegangen.

Ganz anders ist die Situation beispielsweise in Frankreich. Hier kommen einige Großunternehmen auf einen Marktanteil von 99 %. Durch den staatlichen fast-Monopolist liegt der Herfindahl-Hirschman-Index bei 7.740 Punkten. Von Wettbewerb auf dem Strommarkt kann dort keine Rede sein. Für europäische Anbieter ist es kaum möglich, in diese Monopolmärkte einzutreten. Gleichzeitig wird das Monopol genutzt, um industrielle Verbraucher mit besonders günstigem Strom zu versorgen – zu Lasten der energieintensiven Industrie in Deutschland. Nur ein wirklicher europäischer Binnenmarkt kann hier Abhilfe schaffen. Die Zusammenschlüsse der Netze Deutschlands und Österreichs sowie das Central Western European Market Coupling, in dem die Märkte und Netze von Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten zusammengeschlossen sind, sind erste Schritte hin zu einem erweiterten relevanten Markt. Auf einem solch

**Abbildung 1.5: Marktanteil der kommunalen Unternehmen an der Stromversorgung privater Haushalte 2008, in %**



Quelle: Schätzung des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln auf Basis des Landesarbeitskreises Energiebilanzen und Verband Kommunaler Unternehmen

vergrößerten Markt ist die Unternehmenskonzentration viel geringer und der Wettbewerb schärfer als auf national abgegrenzten Märkten.

Wichtig ist aber nicht nur der Wettbewerb bei der Erzeugung, sondern auch auf den anderen Wertschöpfungsstufen. Die Wettbewerbsbehörden tragen daher Sorge, dass es einen fairen Zugang zum Stromnetz, keinen Missbrauch der Marktmacht auf den Erzeugermärkten und keine Manipulation an den Börsen gibt. Der Endkundenpreis ergibt sich dann im Wettbewerb. Voraussetzung dafür ist aber, dass die Kunden den Wettbewerb auch annehmen und sich den jeweils besten Versorger aussuchen. Was Industriekunden seit Jahren tun, scheuen viele Haushalte bis heute. Immer noch sind in vielen Regionen 95 % der Kunden bei ihrem Grundversorger, meistens den örtlichen Stadtwerken. Immer noch ist der Staat als Unternehmer im Strommarkt präsent. Der Raum für wirklich freie Märkte mit privaten Akteuren wird im-

mer kleiner. Staatliches Handeln als Unternehmer hat vielfältige Erscheinungsformen:

- Immer mehr Kommunen wollen die regionalen Stromverteilnetze selbst betreiben und die privaten Anbieter ablösen.
- Unter den größeren und großen Stromerzeugern ist der Anteil derjenigen, bei denen staatliche Stellen Mehrheitseigentümer sind, groß.
- Insbesondere die Kommunen engagieren sich immer stärker im Energiegeschäft. So wurden in den letzten Jahren etwa 40 neue Stadtwerke gegründet.

Besonders stark sind die Stadtwerke in Nordrhein-Westfalen. Hier hatten sie nach Schätzungen des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln auf Basis von Angaben des Verbands Kommunaler Unternehmen schon 2008 einen

Marktanteil an der Stromversorgung privater Haushalte von fast 80 % (Abb. 1.5). In Niedersachsen und Hessen war es mit rund zwei Dritteln immer noch mehr als im Bundesdurchschnitt. Niedriger waren die Werte insbesondere in Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die drei Stadtstaaten kamen 2008 ohne eigene kommunale Versorger aus. Inzwischen wurden jedoch in Hamburg neue Stadtwerke gegründet und der Versorger in Bremen von einem Unternehmen in kommunaler Hand übernommen. Deutschlandweit liegt der Marktanteil der Kommunen im Stromvertrieb sicher über den 54,2 % von 2008 – ohne große Unternehmen mit staatlichen Eigentümern.

### Europäische Marktöffnung unvollendet

Während in Deutschland erhebliche Anstrengungen vorgenommen wurden, um den Wettbewerb im Strommarkt voranzubringen, ist er in vielen anderen europäischen Ländern sehr viel weniger ausgeprägt. Oftmals dominieren staatliche Monopole und sorgen für Verzerrungen im internationalen Wettbewerb. So wurden beispielsweise Übernahmen mit politischer Unterstützung verhindert, grenzüberschreitender Wettbewerb um Endverbraucher ist nur schwach ausgeprägt und industrielle Stromabnehmer sehen sich einer Konkurrenz ausgesetzt, die von günstigen Industriestrompreisen in den Nachbarländern profitiert.

Auch wenn die Marktöffnung ein europäisches Projekt war, sieht es spätestens an den europäischen Grenzen mit dem Wettbewerb nicht mehr so gut aus. Das liegt unter anderem an fehlenden technischen Voraussetzungen. So müssen die Grenzübergangsstellen für den internationalen Stromtransport weiter ausgebaut werden. Viel wichtiger sind aber die institutionellen Schranken. Auf formaler Ebene sind die Märkte in Europa zwar weitgehend geöffnet. In praktisch allen Ländern dürften die Kunden – Haushalte und Industrieverbraucher – ihre Anbieter frei wählen. Ein wirklich freier Markt hat sich vielfach aber noch nicht entwickelt. So gibt es in zwei Dritteln der Länder immer noch Preiskontrollen für die Endkundenpreise von Strom. Derartige Preisregulierungen passen aber nicht zu einem funktionierenden Markt. Gleichzeitig kommen die großen Anbieter mit einem staatlichen fast-Monopolisten an der Spitze auf einen Marktanteil von 99 %. Von Wettbewerb auf dem Strommarkt kann dort – ganz anders als in Deutschland – keine Rede sein.

Der fehlende Wettbewerb in Europa wirkt sich negativ auf Deutschland aus. Zum einen ist es für deutsche und andere internationale Anbieter kaum möglich, in diese Mo-

nopolmärkte einzutreten. Zum anderen können umgekehrt die Monopolisten aber international auf Einkaufstour gehen und fremde Märkte erobern. Fairer Wettbewerb sieht anders aus. Gleichzeitig wird das Monopol genutzt, um industrielle Verbraucher mit besonders günstigem Strom zu versorgen – zu Lasten der energieintensiven Industrie in Deutschland. Auch hier sind erhebliche Wettbewerbsverzerrungen entstanden, die mit Marktergebnissen nichts zu tun haben. Nur ein wirklicher europäischer Binnenmarkt für Strom kann hier Abhilfe schaffen.

Aber es gibt auch positive Entwicklungen. So sind immer mehr Netzgebiete europäisch zusammengeschlossen. Die Folge sind einander angleichende Großhandelspreise. Ein solcher, stärker integrierter Markt führt zu besseren Bedingungen für die Kunden und schärferem Wettbewerb in der Energieerzeugung – zumal die vermeintliche Marktmacht einzelner Unternehmen in Deutschland spätestens im viel größeren europäischen Markt schnell verschwindet.

### Hohe Abgabenlast reduziert Preiswirkung der Märkte

Im Jahr 1998 wurden der deutsche Strommarkt liberalisiert und viele Strom- und Gasunternehmen privatisiert. Wettbewerb sollte auch auf dem Strommarkt einziehen und hier für mehr Effizienz und niedrigere Kosten sorgen. Und tatsächlich sanken die Strompreise zunächst deutlich, auch wenn höhere Steuern und andere Abgaben die Vorteile gleich wieder auffraßen. Heute ist der Staat in vielen Rollen im Strommarkt unterwegs. Der Raum für eine freie Preisbildung auf den Märkten wird immer kleiner:

- **Netze:** Die Stromnetze werden in Deutschland vom Staat reguliert. Bei größeren Unternehmen ist die Bundesnetzagentur zuständig, kleinere und mittelgroße Unternehmen können von den Ländern überwacht werden. Die Netzregulierung ist wichtig, um Wettbewerb im Strommarkt überhaupt erst zu ermöglichen. Nur so kann sichergestellt werden, dass alle Erzeuger, Händler und Vertreiber von Strom einen fairen Marktzugang bekommen können. Rund ein Viertel des Strompreises geht auf diesen regulierten Teil des Marktes zurück.
- **Abgaben:** Der Staat hat seit der Liberalisierung kräftig an der Preisschraube gedreht. Vor allem die Stromsteuer, die EEG-Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien und die höhere Mehrwertsteuer waren preistreibend. Zudem fallen Konzessionsabgaben an, die

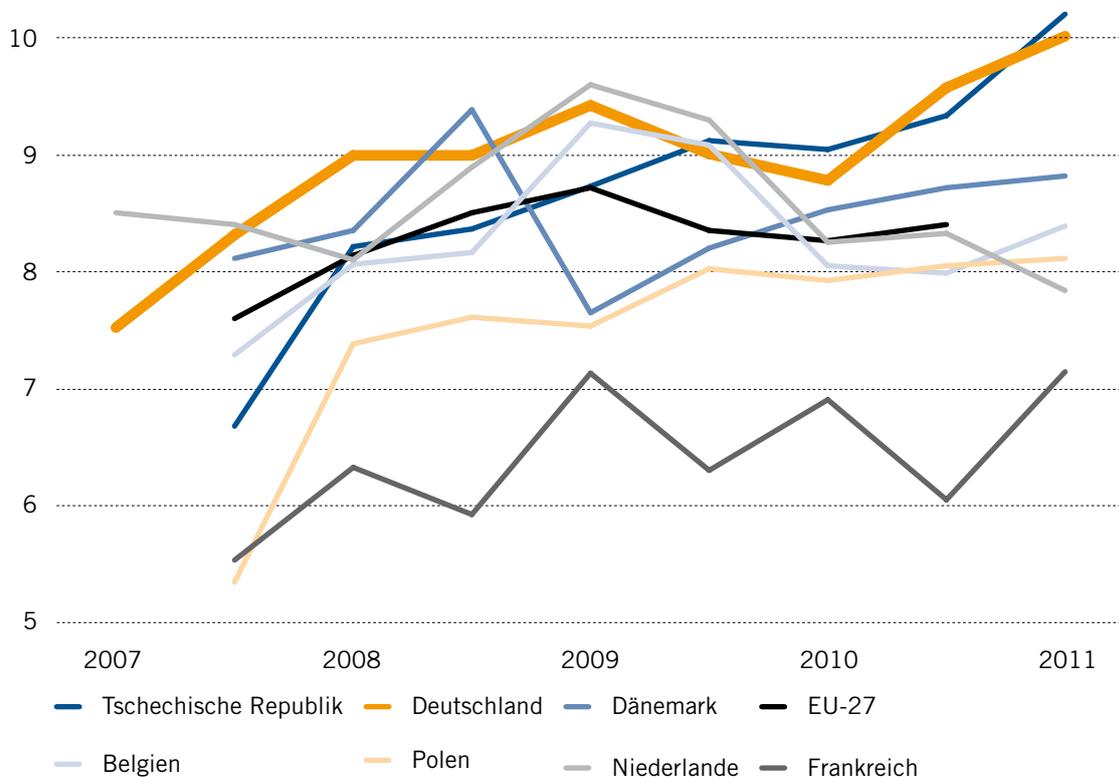
die Kommunen als Wegegeld für den Betrieb von Stromnetzen verlangen. Alles in allem summieren sich die Steuern und Abgaben auf mehr als 40 Prozent der privaten Stromrechnung (Vergleich Kapitel 4.1). Hinzu kommen noch staatliche Zusatzkosten, die durch den Emissionshandel verursacht werden und die Preise in die Höhe treiben. Mit der hohen Abgabenlast werden die Preissignale, die die Märkte an die Verbraucher aussenden, verdünnt und die Preise zu einem nicht unerheblichen Anteil staatlich bestimmt.

Die Preisentwicklung als Indikator der Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung hat sich in den letzten Jahren nicht positiv dargestellt. So sind die Strompreise inklusive Steuern (ohne Mehrwertsteuer) und weiteren Abgaben in den letzten Jahren erheblich angestiegen (Abb. 1.6). Allein zwischen Anfang 2007 und Anfang 2011 ist der Strompreis ohne Mehrwertsteuer (als Summe des Großhandelspreises, der Netzentgelte und aller Steuern und Abgaben ohne Mehrwertsteuer) für größere industrielle Verbraucher von 7,5 ct/kWh auf 10,0 ct/kWh gestiegen. Dies

entspricht einer Steigerung von einem Drittel in nur vier Jahren. Damit ist auch der Kostennachteil gegenüber bestimmten Konkurrenzländern weiterhin hoch. So profitieren Industriekunden in Frankreich und in anderen Ländern von staatlich gestützten, günstigen Preisen. Der Strompreisnachteil der deutschen größeren industriellen Stromabnehmer gegenüber Frankreich ist seit Jahren konstant hoch. Industriestrom in Deutschland ist zwischen 40 und über 50 % teurer als im westlichen Nachbarland. Von einer preiswerten Energieversorgung kann gemessen an den umliegenden Standorten keine Rede sein.

Während der Strompreis ohne Steuern (also der Großhandelspreis und Netzentgelte) in Deutschland seit 2007 nur sehr moderat von 6,7 ct/kWh auf 7,1 ct/kWh bei einer Abnahme zwischen 20.000 und 70.000 Kilowattstunden im Jahr angestiegen ist, sind die steuerlichen Belastungen erheblich gewachsen. Ohne Steuern liegt unter den betrachteten Ländern nur Frankreich deutlich günstiger. Erst staatlich verursachte Abgaben machen

**Abbildung 1.6: Industriestrompreise in Europa**  
Eurocent je kWh, ohne Mehrwertsteuer

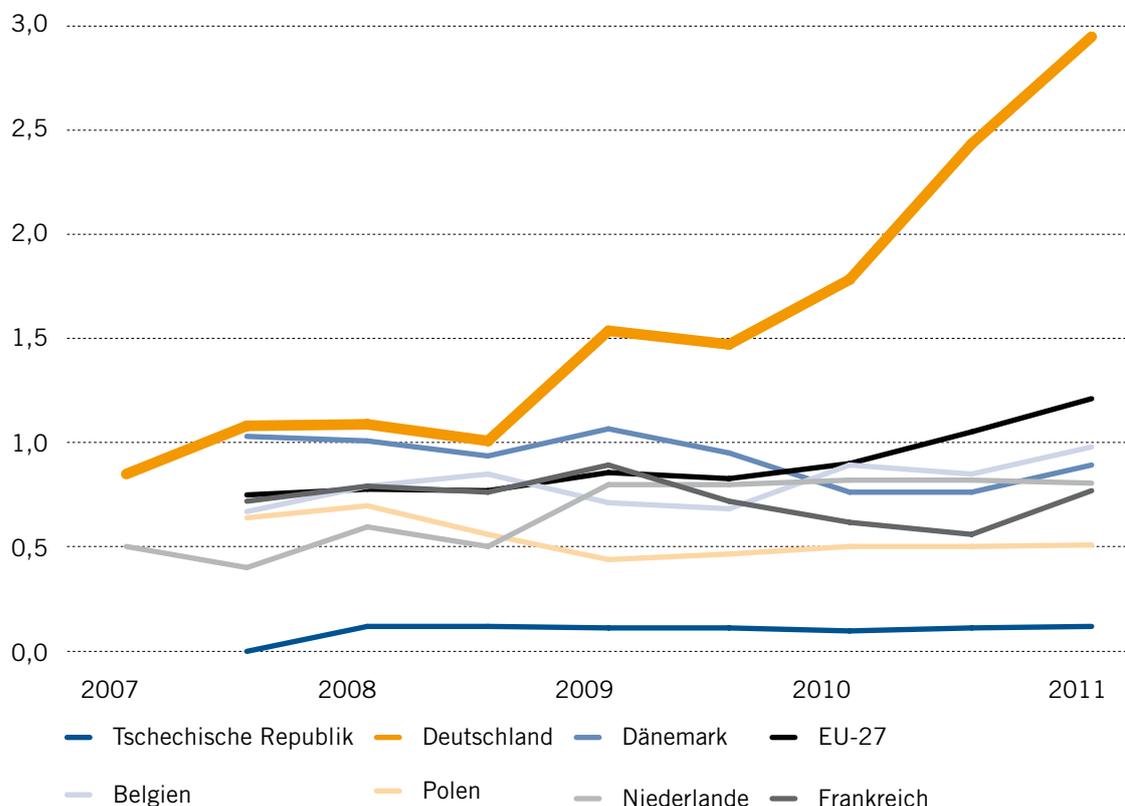


Verbrauch: 20.000 bis 70.000 MWh.

Quelle: Eurostat

**Abbildung 1.7: Abgaben auf Industriestrom in Europa**

Eurocent je kWh, ohne Mehrwertsteuer



Verbrauch: 20.000 bis 70.000 MWh.

Quellen: Eurostat, Institut der deutschen Wirtschaft Köln

den Strom im Vergleich mit den Nachbarländern in Deutschland so teuer. Dies zeigt auch die Entwicklung der Abgabenbelastungen auf Strom in den letzten Jahren (ohne Mehrwertsteuer). Während diese in den meisten anderen Ländern recht stabil zwischen 0,5 ct/kWh und 1,0 ct/kWh lagen, sind sie in Deutschland von 0,9 auf 3,0 ct/kWh angestiegen (Abb. 1.7).

### EEG vermindert Anteil der marktlichen Stromproduktion

Der wettbewerbliche Strommarkt ist in Deutschland weit fortgeschritten. In Europa steckt er hingegen vielfach noch in den Kinderschuhen. Trotzdem droht in Deutschland von anderer Seite Ungemach. Denn ausgerechnet die Energiewende stellt den Strommarkt grundlegend in Frage. Immer mehr staatliche Intervention und immer weniger Wettbewerb, immer mehr Subventionen und immer weniger freie Preisbildung sind die Trends der

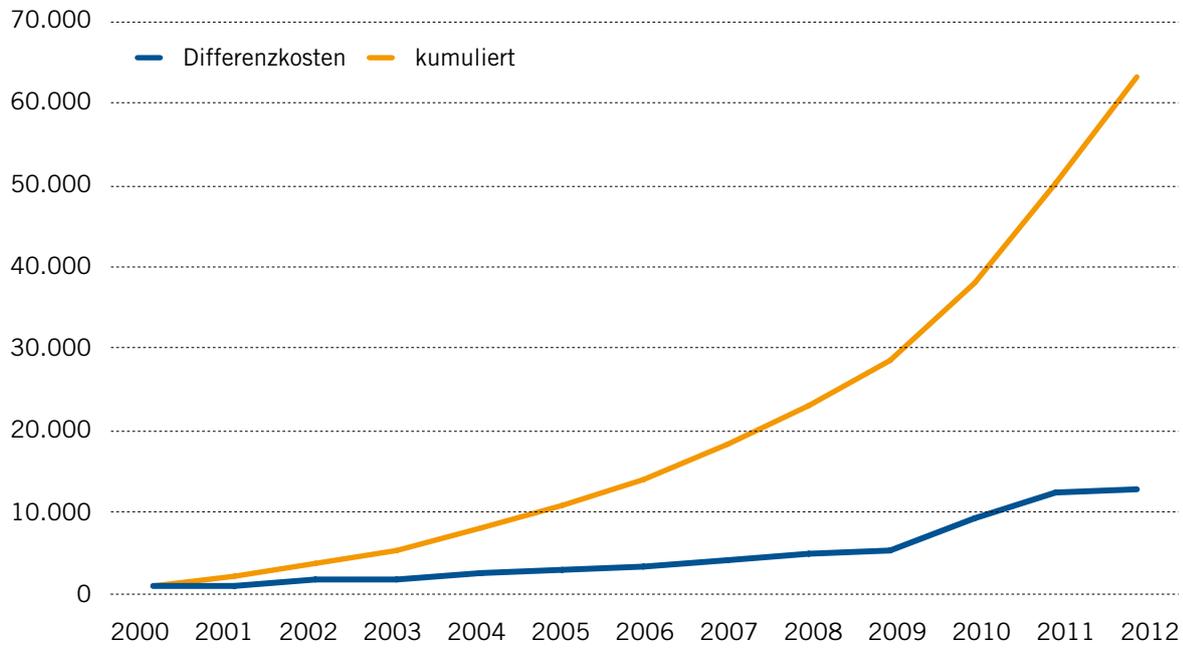
letzten Jahre. Heute wird der Großteil des Stroms aus erneuerbaren Quellen nach dem EEG gefördert und damit außerhalb der Marktmechanismen produziert (hinzu kommt KWK-Strom). Wenn es tatsächlich zu einer Energiewende und einem Marktanteil von 80 % und mehr für die erneuerbaren Energien kommen soll, muss die Politik die Rahmenbedingungen verändern, wenn es weiterhin einen funktionierenden Markt für Strom geben soll.

Die Förderung durch das EEG bringt drei wesentliche Ergebnisse mit sich: Erstens ist der Anteil der erneuerbaren Energien massiv angestiegen. Ohne die bisherige Förderung wäre der Zuwachs der regenerativen Energien in der Stromerzeugung nicht erfolgt. Ein weiterer Ausbau wird als zentrales Element der Energiewende angestrebt, bringt jedoch nicht unerhebliche Probleme mit sich. Strom aus Wind- und Sonnenenergie schwankt in Abhängigkeit vom jeweiligen Wetter. Für eine sichere Stromversorgung muss gewährleistet sein, dass diese Schwan-



**Abbildung 1.8: Subventionen durch das EEG**

2000 bis 2012, in Mio. €



2011, 2012: Schätzung.

Quelle: BDEW

kungen bewältigt werden können. Weiterhin führt der Ausbau der Erneuerbaren zu einem massiven Netzausbaubedarf. Zweitens haben sich erhebliche Kosten angesammelt. Allein in diesem Jahr werden für den EEG-Strom voraussichtlich 17,6 Mrd. € gezahlt, obwohl er nur etwa 4,9 Mrd. € wert ist. Die Subventionen aus dem EEG belaufen sich allein 2011 auf 13 Mrd. € (Abb. 1.8). Seit dem Jahr 2000 waren es dann insgesamt Subventionen in Höhe von 63,4 Mrd. € – zusätzlich zum eigentlichen Wert des Stroms. Drittens beeinflusst das EEG immer mehr den Strommarkt. Was als kleine Subvention für Nischenanbieter begann, eignet sich nicht als Förderrahmen für einen Großteil der Stromerzeugung.

Strom nach dem EEG wird unabhängig von den üblichen Marktmechanismen eingespeist und vergütet. Die Einspeisevergütung richtet sich nicht nach dem Marktpreis, sondern nach dem Gesetz. Sie steht fest und wird bezahlt, ob der Strompreis gerade einmal hoch oder niedrig ist. Und der EEG-Strom hat Vorrang im Netz. Egal, ob gerade viel oder wenig preiswerter Strom zur Verfügung steht; egal, ob viel oder wenig Strom benötigt wird: EEG-Strom muss abgenommen werden. Angebote aus anderen Stromquellen, Nachfrage und Preise haben keine steuernde Funktion. Notfalls müssen Abnehmer dafür

bezahlt werden, den überflüssigen Strom zu nutzen, oder aber Betreiber von Windkraft- bzw. Photovoltaikanlagen müssen entschädigt werden, wenn sie vom Netzbetreiber abgeschaltet werden müssen (bis auf Ausnahmefälle, wenn Netzstabilität in Gefahr ist). Die aktuelle Marktentwicklung spielt hierbei keine Rolle.

Die EEG-Vergütung bemisst sich im Prinzip nach den Kosten der Erzeugung von erneuerbarem Strom und soll über die Verzinsung auch noch einen Anreiz zum Bau von entsprechenden Anlagen beinhalten. Ein Interesse zur Kostendämpfung besteht damit nur in dem Maße, in dem die Einspeisevergütung über die Jahre verringert wird. Insbesondere wird der Anreiz beeinträchtigt, jeweils eine möglichst effiziente und damit kostengünstige Technik der erneuerbaren Energien einzusetzen. Da jede Technik je nach Spezifikation unterschiedliche kostenbasierte Einspeisevergütungen hat, profitiert kein Stromanbieter davon, beispielsweise günstigere Windenergie statt teurer Solarenergie zu installieren. Das führt zwar dazu, dass verschiedene erneuerbare Technologien verwendet werden. Aber es werden nicht die kostengünstigsten ausgewählt – für die Stromverbraucher wird es dadurch teurer. Und eine entscheidende Wirkung eines Wettbewerbsmarktes fehlt völlig: Wenn die Kosten besonders

hoch sind, wird normalerweise weniger nachgefragt und das Angebot beschränkt. Für EEG-Strom gibt es solch einen Effekt nicht: Auch wenn der geförderte Strom besonders teuer ist, muss er laut Gesetz uneingeschränkt abgenommen werden. Es gibt keine Obergrenze für den subventionierten Strom.

Wenn nun der Anteil an erneuerbarem Strom in Zukunft erheblich zunehmen soll, gibt es drei Möglichkeiten. Entweder werden die Kosten für Strom aus Wind, Sonne und Co bald massiv sinken, damit sich die klimafreundlichen Stromquellen selbst rechnen. Davon ist auf absehbare Zeit aber kaum auszugehen. Zu hoch sind die Abstände zwischen den Erzeugungskosten, beispielsweise von Solarstrom und Strom aus konventionellen Kraftwerken. Oder Strom aus konventionellen Quellen wird massiv teurer. Auch dann könnten sich die Erneuerbaren zumindest in Teilen rechnen. Das kann über Zusatzkosten für Treibhausgasemissionen aus dem Emissionshandel auch politisch erzwungen werden. Die wirtschaftlichen Folgen von drastisch höheren Strompreisen für die industriellen Stromverbraucher wären aber fatal. Am wahrscheinlichsten ist folgendes Szenario: Es wird immer mehr erneuerbarer Strom eingespeist, der weiter subventioniert wird. Umgekehrt bedeutet dies: Markt und Wettbewerb wird es in der Stromerzeugung immer weniger geben, wenn sich an der Fördersystematik nichts ändert. Will man die Erneuerbaren weiterhin fördern, muss stattdessen ein Mechanismus gefunden werden, der eine echte Marktintegration der Erneuerbaren erlaubt. Eine Aushebelung des Marktes als Garant für eine kostenminimale und bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom würde hohe gesamtwirtschaftliche Kosten mit sich bringen. Kann der Markt auch in der Energiewende erhalten werden? Es gibt Lösungen, erneuerbare Energien zu fördern und vor allem Treibhausgasemissionen zu reduzieren, ohne von der Marktwirtschaft wieder zur politisch gelenkten Staatswirtschaft in der Stromerzeugung zurückzukehren. Grundsätzlich wird die Art der Stromerzeugung durch den europäischen Emissionshandel mit Kohlendioxid beeinflusst, der dem Ausstoß von Treibhausgasen einen Preis gibt und die Emissionen damit ins Wirtschaftlichkeitskalkül der Stromerzeugung und der Industrie integriert. Wenn zusätzlich der Aufbau erneuerbarer Energien gefördert werden soll, könnte dies durch ein europaweites Quotensystem für erneuerbaren Strom erfolgen. Jeder Versorger würde verpflichtet, einen Anteil seines Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen beziehungsweise entsprechende Mengen zu kaufen. Damit würde ein Anreiz bestehen bleiben, Effizienzpotenziale zu heben und Kosten zu senken. Entscheidend ist, dass so der direkte Eingriff in den Preismechanismus vermieden werden könnte, welcher Grundlage jedes Marktes ist. Wenn zusätzlich

noch die Entwicklung einzelner Technologien gefördert werden soll, muss über stärkere Forschungsförderung oder spezielle Quoten nachgedacht werden.

Mit Veränderungsprozessen des bestehenden Systems können jedoch auch Marktkräfte gestärkt werden. Dies könnte zum Beispiel durch ein beschleunigtes Herauswachsen der erneuerbaren Energien aus dem Förderregime organisiert werden. Die Verpflichtung zu einer steigenden eigenen Vermarktung von Strom, oder die beschleunigte Absenkung der Einspeisevergütungen, könnten hier Marktdruck in den Bereich des EEG bringen. Weitere Ansätze der Schaffung von Anreizen innerhalb und außerhalb des Fördersystems sind denkbar. Wichtig ist dabei aber auch, dass Revisionsmöglichkeiten der Regulierungen, aber auch der dahinterliegenden konkreten Ziele beibehalten werden, um Marktkräfte mit ihrer Innovations- und Effizienzwirkung zu stärken.

### **Funktionsfähiger Markt für verbleibende konventionelle Anlagen bedroht**

Aber auch der Restmarkt ist bedroht. Selbst wenn erneuerbare Stromquellen in Zukunft den meisten Strom erzeugen werden, wird es auch immer wieder Stunden geben, in denen kaum Wind weht und keine Sonne scheint. Hier werden in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerke erforderlich sein – wenn es nicht zu Technologiesprüngen bei der Speichertechnologie kommt. Konventionelle Kraftwerke rechnen sich aber immer weniger, wenn sie nur wenige Stunden im Jahr am Netz sind. Daher wird über sogenannte Kapazitätsmärkte diskutiert. Die Idee ist, die Bereitstellung der Erzeugungskapazitäten zu fördern, auch wenn sie nur als Back-Up zur Verfügung stehen und selten abgerufen werden. Damit würden dann aber nicht nur die erneuerbaren Energien über Umlagen statt über Preise finanziert, sondern – je nach konkreter Ausgestaltung der Kapazitätsmärkte – auch die verbleibenden Gas- oder Kohlekraftwerke. Faktisch droht damit im schlechtesten Fall auch für den konventionellen Kraftwerkspark die Rückkehr zur Welt der kostenbasierten Preisregulierung, bei der Kosten erstattet und nicht Marktpreise erwirtschaftet werden. Eine verstärkte Integration der europäischen Strommärkte sorgt für zusätzlich nutzbare Kapazitäten in anderen Ländern der EU und neuen Absatzgebieten für Strom jenseits der Grenzen. Das Problem der fehlenden Stundenzahl und damit verbunden der fehlenden Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann dadurch gemindert werden, ohne dass zwingend eine Subventionierung von Kapazitäten erfolgen muss. Entscheidend ist es, die Flexibilität der Elemente am Strommarkt zu steigern – seien es Importe, Backup-Kraftwerke, Nachfrager oder

Speicher. Der optimale Mix der Flexibilitätsmaßnahmen kann kaum zentral von staatlichen Stellen bestimmt werden. Hier ist ein Marktmechanismus notwendig.

Ein funktionierender Preismechanismus ist die entscheidende Basis für eine marktwirtschaftliche Ordnung. Ohne freie Preise gibt es keinen Markt. Statt des Wettbewerbs um innovative, effiziente und preiswerte Lösungen gibt es dann den Wettbewerb um Subventionen für die unterschiedlichen Technologien. In einer subventionsgestützten kostenbasierten Welt wird die Stromerzeugung ineffizient und teuer. Die Herausforderungen der Energiewende, die Innovationen und Effizienz erfordern, sind mit einer kostenbasierten Stromgebühr nicht zu bewältigen. Erhebliche Zusatzbelastungen für Privathaushalte, insbesondere aber für energieintensive Unternehmen wären die Folge.

### Auch der Markt im Emissionshandel ist in Gefahr

Aber nicht nur auf dem Strommarkt selbst, auch im eng damit verbundenen Markt für Kohlendioxid-Zertifikate droht der Preismechanismus als marktwirtschaftliches Regelungsinstrument durch immer neue Regulierungen so weit eingeschränkt zu werden, dass neue Ineffizienzen entstehen. Das zentrale Element des europäischen Klimaschutzes in Industrie und Stromerzeugung ist der Emissionshandel. Durch dieses System entsteht ein Marktpreis für Kohlendioxid. Auch dieser simulierte Markt ist mit Problemen und Preissteigerungen verbunden. Aber es ermöglicht den Unternehmen, günstige Möglichkeiten des Klimaschutzes zu suchen. Das ist allemal innovationsfreundlicher und effizienter, als die dauerhafte staatliche Förderung und Privilegierung einzelner Technologien außerhalb von Markt und Wettbewerb.

Der Emissionshandel führt zu einem weitgehend kosten-effizienten Klimaschutz. Zusätzliche Vorgaben widersprechen der Logik des Systems, das zentrale Ziele festlegt, die effiziente Zielerreichung aber den Marktakteuren überlässt. Wo und mit welchen Mitteln Klimaschutz effizient betrieben werden kann, lässt sich ex ante nicht zentral definieren. Insofern führen regionalisierte Klimaschutzziele und entsprechende verbindliche Maßnahmen zu einer Überspezifikation der Klimapolitik. Der Versuch, die Ergebnisse des Emissionshandels durch Regionalziele zu verändern, führt zu geringerer Effizienz und unnötigen Kosten des Klimaschutzes.

Dies zeigt sich in den unterschiedlichen Kosten der Vermeidung einer Tonne Kohlendioxid. Eine Modellrechnung

soll dies verdeutlichen: Bei der stilisierten Annahme, dass jede erzeugte Einheit EEG-Strom eine Einheit Strom aus einem modernen Braunkohlekraftwerk ersetzt, kann für eine Kilowattstunde EEG-Strom eine Einsparung an Treibhausgasen von 940 g angesetzt werden. Damit sind 1.064 kWh EEG-Strom notwendig, um eine Tonne Kohlendioxid zu vermeiden. Bei durchschnittlichen Kosten einer Kilowattstunde EEG-Stroms, die fast 13 Cent über dem eigentlichen Stromwert liegen, ergeben sich daraus Kosten in Höhe von 136 € für die Vermeidung einer Tonne Kohlendioxid. Selbst wenn man unterstellt, dass ein Verzicht auf das EEG den Preis im Emissionshandel erhöht, bleiben bei einem heutigen Preisniveau von unter 10 € für ein Emissionsrecht Zusatzkosten im EEG von deutlich über 100 € je Tonne Kohlendioxid. Bei der Photovoltaik sind es sogar Mehrkosten von weit über 300 €.

Verschiedene aktuelle Vorschläge können dazu beitragen, die Wirkungsweise der Marktmechanismen im Emissionshandel einzuschränken und damit die Effizienz des Gesamtsystems zu verringern. Diskutiert werden beispielsweise weitere Emissionsbeschränkungen – in Form von regionalen Emissionszielen oder von anlagenbezogenen Obergrenzen. Aber auch Mindestpreise für Kohlendioxid-Zertifikate im Emissionshandel werden vorgeschlagen.

Zusätzliche regionale Klimaschutzziele und -vorgaben haben innerhalb der vom Emissionshandel direkt oder indirekt einbezogenen Branchen keine zusätzlichen Klimaschutzwirkungen, da die gesamte Emissionsobergrenze konstant bleibt. Zusätzliche Emissionsbeschränkungen in Form von regionalisierten Zielen oder sektoralen und technologischen Vorgaben führen hingegen ebenso wie Mindestpreise innerhalb des Emissionshandels zu unnötig hohen Kosten des Klimaschutzes. Eine international erfolgreiche Politik muss im Gegensatz dazu jedoch demonstrieren, wie Klimaschutz mit geringstmöglichen Kosten und im Einklang mit wirtschaftlicher Prosperität möglich ist.

### Ausblick und Schlussfolgerungen

Die Energiewende stellt erhebliche Anforderungen an das Design des Marktes und seines Umfeldes. Eine Fundamentaländerung des Marktes ist jedoch nicht erforderlich und angesichts der Leistungsfähigkeit des Marktes auch nicht wünschenswert. Der Markt wird auch weiterhin die Referenz sein müssen.

Die Erzeugung und Bereitstellung von Strom basiert auf einem komplexen Zusammenspiel zahlreicher Komponenten. Auswirkungen von bestimmten Eingriffen sind

oftmals nicht ohne weiteres vorherzusehen. Jede politische Maßnahme erfordert daher eine grundlegende Systemanalyse, um nicht unerwünschte Effekte zu erzielen, die gleich wieder korrigiert werden müssten. Das Ausschalten der wettbewerblichen Elemente auf Strommärkten im Rahmen der Energiewende wäre solch eine unerwünschte Folge, die kaum ausgeglichen werden kann.

Die Politik der Energiewende beschränkt die Regulierungsansätze nicht auf das notwendige Maß von allgemeiner Regel, innerhalb derer Marktkräfte wirken können. Dies ist aber erforderlich, um die notwendigen Innovationen zu entwickeln und die Kosten der Energiewende möglichst gering zu halten. Zunehmend ist vielmehr eine Behinderung des Marktes als Ordnungsprinzip durch detaillierte Regulierungsvorgaben und marktfremde Systeme zu befürchten.

Worauf es ankommt, ist eine gesamthafte Optimierung zahlreicher Systemkomponenten wie der Flexibilisierung der Nachfrage, dem Ausbau von Netzen und Speichern, der Marktintegration erneuerbarer Energien, der Bereitstellung fossiler Kapazitäten unter dem Dach des Emissionshandels und der europäischen Marktintegration. Dabei darf der Blick für Zusammenhänge nicht verlorengehen. Ein Kapazitätsanreiz ist dann weniger notwendig, wenn der europäische Markt integriert ist und die bislang kurzfristig kaum flexible Nachfrage in die Lage versetzt, elastischer auf Preissignale zu reagieren. Schafft man zudem Anreize für eine marktgerechtere Produktion der erneuerbaren Energien (möglichst mit einem höheren Anteil an gesichert verfügbarer Leistung), ist – im Zusammenspiel mit den anderen Maßnahmen – der Marktmechanismus weniger gefährdet. Netzausbau, Elemente der Nachfrageflexibilisierung und die europäische Marktintegration sind zudem vergleichsweise kostengünstige Ansätze zur weiteren Optimierung des europäischen Marktsystems. Gleiches gilt für die notwendige Beseitigung von marktverzerrenden Eingriffen wie regulierten Endkundenpreisen, wie es sie noch in einigen Mitgliedstaaten gibt.

Die Stromerzeugung muss weiterhin primär über Märkte erfolgen. Ein Strommarkt mit größtenteils gefördertem Strom ist kaum vorstellbar. Notwendig ist eine glaubwürdige Exit-Option aus der Förderwelt, in der um technologspezifische Subventionen gekämpft wird, statt um Innovationen und Kostensenkungen. Wenn es so weitergeht wie bisher, geht es im Rückwärtsgang weg von der Marktlösung zurück in die Welt der kostenbasierten Preisregulierung – ohne Wettbewerb, mit ineffizienten Strukturen und überhöhten Kosten. Die Herausforderungen der Energiewende sind zu groß, um sich Ineffizienzen leisten zu können. Um die Energiewende zu bewälti-

gen und eine bezahlbare und innovative Stromerzeugung für die Zukunft zu ermöglichen, muss der Strommarkt in seiner Funktionsfähigkeit gestärkt und nicht weiter behindert werden.

Von grundlegender Bedeutung ist eine stärkere Europäisierung der Energie- und Strompolitik. Gerade die Förderung erneuerbarer Energien als Kernelement der Energiewende kann nur gelingen, wenn hier möglichst effiziente Potenziale genutzt werden. Die Vollendung des Strombinnenmarktes in Europa führt nicht nur zu günstigerem klimafreundlichem Strom und einer höheren Versorgungssicherheit, sondern schafft durch den vergrößerten Markt auch den Raum für europäischen Wettbewerb in der Stromerzeugung. Eine sichere, preisgünstige und klimafreundliche Stromerzeugung lässt sich nicht mit der Idee einer Stromautarkie sicherstellen. Nationale Alleingänge sind ein Integrationshemmnis und sollten nicht weiter verfolgt werden.

# Energie in der Welt

2



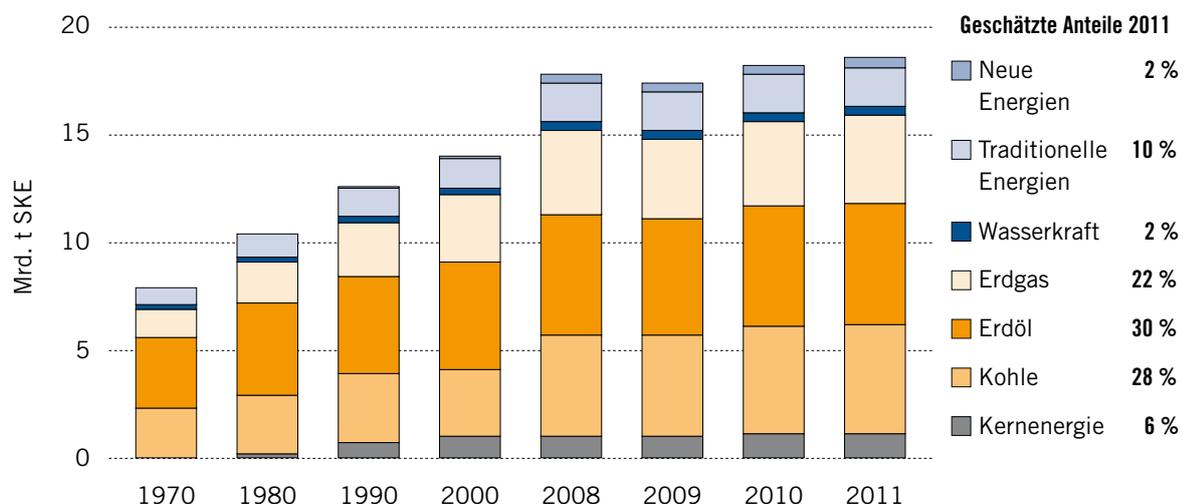
## 2.1 Zahlen & Fakten

Das Jahr 2011 stand vor allem in Deutschland, aber auch in anderen europäischen und asiatischen Staaten im Zeichen energiepolitischen Umdenkens infolge der Reaktorkatastrophe im Kraftwerk Fukushima Daiichi in Japan. Die darauf folgenden Reaktionen reichten von Adhoc-Überprüfungen und Sofortabschaltungen von etlichen Kernkraftwerken (in Deutschland) bis hin zu mittel- bis langfristigen Änderungen des Kernenergieeinsatzes. Gekennzeichnet war das Geschehen 2011 zudem durch beträchtliche Preissteigerungen an den internationalen Energiemärkten. Mit vorläufig geschätzt etwa 2,1 % lag der Zuwachs des Weltenergieverbrauchs unter Vorjahresniveau. Wesentliche Gründe für den vergleichsweise zu den Vorjahren (Ausnahme Krisenjahr 2009) moderaten Verbrauchsanstieg waren eine wieder nachlassende Wirtschaftsdynamik vor allem in Europa (Finanz- und Staatsschuldenkrise) und in Asien (Sättigungstendenzen und staatliche Eingriffe zum Schutz vor Überhitzung des Wachstumstempos insb. in China), ferner die zögerliche gesamtwirtschaftliche Erholung in den USA, aber auch zunehmende geopolitische Krisen mit hohen Eskalationsrisiken im Nahen Osten („arabischer Frühling“, gewalttätige Konflikte in Libyen und Syrien) einschließlich der Verschärfung des internationalen Konflikts mit dem Iran (Ölembargo). Auch sind die Volkswirtschaften in den südostasiatischen Ländern Indonesien, Malaysia, Singapur, Thailand, Vietnam und den Philippinen mit fünf Prozent etwas langsamer gewachsen als in den Vorjahren. Darüber hinaus hat die milde Witterung auf der Nordhalbkugel insbesondere in den Vereinigten Staaten und Nordwesteuropa in 2011 zu einem Minderverbrauch

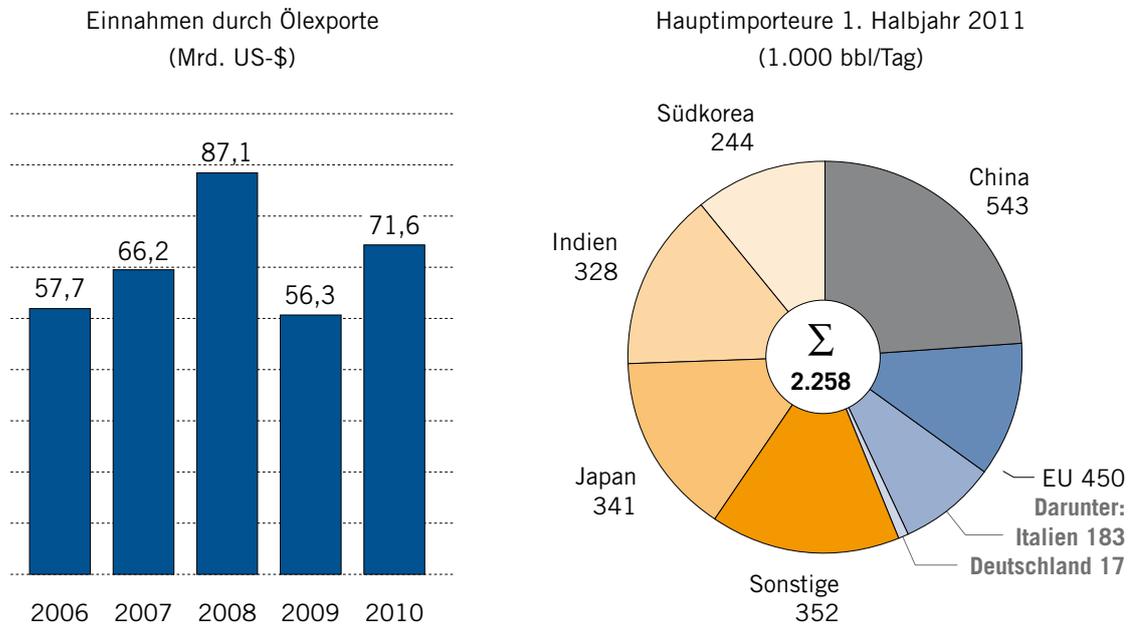
an Energie zu Heiz- und Kühlzwecken geführt. Die Verbrauchsabschwächung bezieht sich auf nahezu alle Energieträger mit Ausnahme der regenerativen und traditionellen Energienutzung, wenngleich im Einzelnen deutliche regionale und strukturelle Unterschiede auszumachen sind. Die höchsten Verbrauchszuwächse sind trotz der Wachstumsabschwächung wieder in den asiatischen Ländern, vor allem in China und Indien festzustellen. In den OECD-Ländern stieg der Energieverbrauch entsprechend dem dort zu beobachtenden moderaten Wirtschaftswachstum kaum an oder stagnierte auf Vorjahresniveau. Für das laufende Jahr 2012 wird wegen des zu erwartenden mäßigen Anstiegs oder gar Rückgangs des Bruttoinlandsproduktes (BIP) sowie infolge der milden Witterung zu Jahresanfang in den meisten europäischen Ländern und auch in Nordamerika ein entsprechend geringeres Wachstum des Energieverbrauchs erwartet. Die Nachfragedämpfung zeichnet sich bereits seit einiger Zeit durch ein regional zu beobachtendes Überangebot an Energierohstoffen mit tendenziell fallenden Preisen ab. Eine Ausnahme bildet das Erdöl, das nach den Unruhen in Nord-Afrika und der Libyen-Krise derzeit aufgrund des iranischen Ölembargos verknappt und zu drastischen Preissteigerungen auf den internationalen Märkten geführt hat.

Die OPEC-Länder (Algerien, Indonesien, Iran, Kuwait, Libyen, Nigeria, Katar, Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate und Venezuela) haben bereits in 2011 ihre Fördermengen von rd. 25 Mio. Barrel je Tag auf rund 28 Mio. Barrel angehoben. Damit bestanden in der zwei-

**Abbildung 2.1: Weltenergieverbrauch 2011 nach Energieträgern, 2 % Wachstum (18,5 Mrd. t. SKE)**



Quellen: GVSt, BP Statistical Review of World Energy 2011, IEA World Energy Outlook 2011, EIA International Energy Outlook 2011, Eigene Schätzungen

**Abbildung 2.2: Rohölexporte des Irans, Einnahmen/Hauptkunden**

Der Iran ist nach Saudi-Arabien und Russland der drittgrößte Rohölexporteur der Welt und in hohem Maße vom Öllexport abhängig. Die Hälfte der gesamten iranischen Staatseinnahmen stammen aus dem Ölexportgeschäft.

Quellen: GVSt 03/2012, EIA, OPEC, AFP

ten Jahreshälfte 2011 relativ ausgewogene Marktverhältnisse. Durch den westlichen Ölboykott gegen iranische Öllieferungen verschwinden zwar kurzfristig begrenzte Ölmengen vom Markt. Mittelfristig wird sich der Iran aber andere Abnehmer (z. B. in Afrika, Asien) suchen und wohl auch finden. Dies wird mittel- bis langfristig allenfalls zu einer regionalen Verschiebung der weltweiten Rohöllieferströme führen. Wesentlich bedeutsamer ist jedoch der dadurch ausgelöste Anstieg bei den Risikoprämien im Spekulationsgeschäft auf Rohöl im Besonderen und auf den gesamten Energiepreis-Komplex im Allgemeinen.

Die bereits seit einiger Zeit zu beobachtende Verschiebung der Schwergewichte des Verbrauchs an Energierohstoffen von den OECD-Ländern hin zu den Nicht-OECD-Ländern setzte sich fort. Hinzu kommt, wie die IEA und die OECD festgestellt haben, vor allem in den Entwicklungs- und Schwellenländern eine deutliche Zunahme von Subventionen, die Energiearmut bekämpfen sollen, aber zugleich den verschwenderischen Verbrauch fossiler Energien sowie Elektrizität fördern. Dabei ist die Zahl der Menschen ohne Zugang zu Elektrizität mit 1,3 Mrd. – ca. 18 % der Weltbevölkerung – immer noch unbefriedigend hoch. Die nicht zuletzt dadurch motivierte Landflucht und zunehmende Urbanisierung – bereits

heute ist jede dritte Millionenstadt in der Welt chinesisch – führen zu einem enormen Anstieg der Energie- und Rohstoffnachfrage insbesondere in Asien, aber auch in anderen Regionen der Welt (Afrika, Südamerika). Darüber hinaus lassen die in globalem Maßstab noch unzureichend fortschreitende Energieeffizienz und die in vielen Ländern zu geringe Diversifizierung der Energiequellen gerade auch vor dem Hintergrund von tatsächlichen und möglichen regionalen Lieferausfällen bei fossilen Energieträgern Zweifel an der Verlässlichkeit der Energieversorgung aufkommen.

Der moderate Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs auf rd. 18,5 Mrd. t SKE in 2011 ist trotz deutlicher Wachstumsabschwächungen im Wesentlichen auf den weiter anhaltenden Wirtschaftsaufschwung in Asien und den noch auf relativ hohem Niveau laufenden wirtschaftlichen Erholungsprozess in den OECD-Ländern zurückzuführen. In Deutschland war 2011 zwar ein relativ starker Anstieg des Bruttoinlandsproduktes in Höhe von 3 % zu beobachten, dennoch sank der Primärenergieverbrauch um mehr als 5 % auf den niedrigsten Stand seit 1990. Die Gründe für den starken Verbrauchsrückgang hierzulande sind vor allem in der deutlich mildereren Witterung zu suchen. Ursächlich waren aber auch der effizientere Umgang mit Energie und – sicher nicht zu-

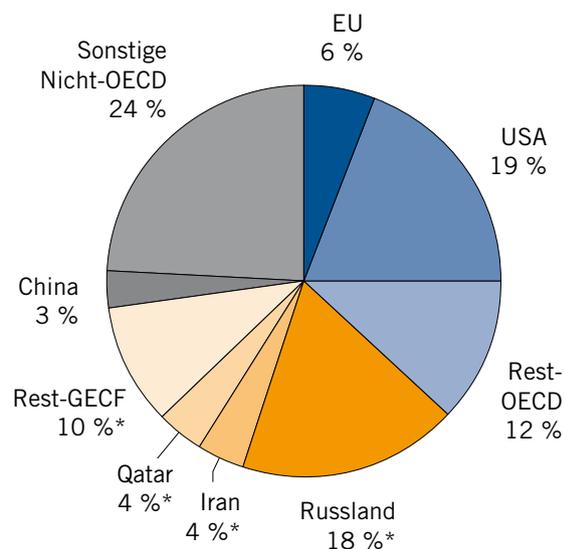
letzt – die hohen Energiepreise. Damit konnte zudem gleichzeitig die Energieproduktivität kräftig gesteigert werden. Das war in den meisten anderen Ländern 2011 nicht der Fall. Dafür war im internationalen Vergleich ein unterschiedlich starkes Wirtschaftswachstum zu beobachten. In China und Indien stieg das Bruttoinlandprodukt weltweit wieder am stärksten (China +9,2 %, Indien +7,4 %). In den Entwicklungs- und Schwellenländern stieg das BIP insgesamt um 6,2 %. In anderen Ländern konnte das Wirtschaftswachstum nur in einer Spanne von rd. 1–2 % zulegen (Beispiele: USA +1,8 %, Eurozone +1,6 %). Bezogen auf den weltweiten Energieverbrauch und die Anteile einzelner Energieträger sind im globalen Maßstab unterschiedliche Zuwächse zu verzeichnen: Kohle (+1,8 %), Erdgas (+2,5 %), Erdöl (+0,8 %), erneuerbare Energien (+2,9 %) und Kernkraft (+1,9 %). Der zusätzliche Erdgaseinsatz insbesondere in den USA wurde durch extrem niedrige Gaspreise infolge zusätzlich angebotener unkonventioneller Gasvorkommen (Shale-Gas, Fracking) begünstigt. Anders als in Deutschland, wo der Erdgasverbrauch 2011 stark (um 13 %) zurückging. Durch zunehmenden Zugriff auf unkonventionelle Erdgasvorkommen verschieben sich auch die bisherigen Relationen in der Welterdgasproduktion.

Eine Fortschreibung dieser Trends ist auch für die kommenden Jahre wahrscheinlich, sodass u.a. Erdgas in weiten Teilen der Welt zunehmend Verwendung findet und Mineralöl und Kohle verdrängt. Ein günstigerer Erdgaspreis nimmt jedoch gleichzeitig Einfluss auf viele andere Produktions- und Infrastrukturvorhaben im gesamten Energiebereich. Derzeit expandiert einerseits das Geschäft mit Gas aus unkonventionellen Lagerstätten, weil sich beispielsweise große Unternehmen auch mit relativ hohem Preis-/Kostenrisiko in Schiefergasprojekte einkaufen. Der Einsatz der erneuerbaren Energien legt ebenfalls weiter zu. Ausschlaggebend dafür sind die Entwicklungen in Europa und Deutschland als Vorreiter bei der Installation der Erneuerbaren im Rahmen der Energiewende und der „europäischen Energiestrategie 2050“. Aber auch die asiatischen Staaten, allen voran China, sowie die USA fahren zur Sicherung ihrer zukünftigen Energieversorgung mehrgleisig und zeigen zunehmend Interesse an der Einführung und Weiterentwicklung alternativer Energieerzeugungstechnologien. Die Nutzung der Kernenergie ist zwar vereinzelt, wie in Deutschland und Japan, auf dem Rückzug, ihre globale Bedeutung wird jedoch voraussichtlich weiter zunehmen.

Bezug nehmend auf die Verbrauchs- und Vorratsrelationen der einzelnen Energierohstoffe besteht immer noch ein beträchtliches Missverhältnis, wie neuere Publikationen der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) und von BP

**Abbildung 2.3: Länderkonzentration der Welterdgasproduktion 2010**

Σ Nicht-OECD-Länder: 64 % Σ OECD-Länder: 36 %



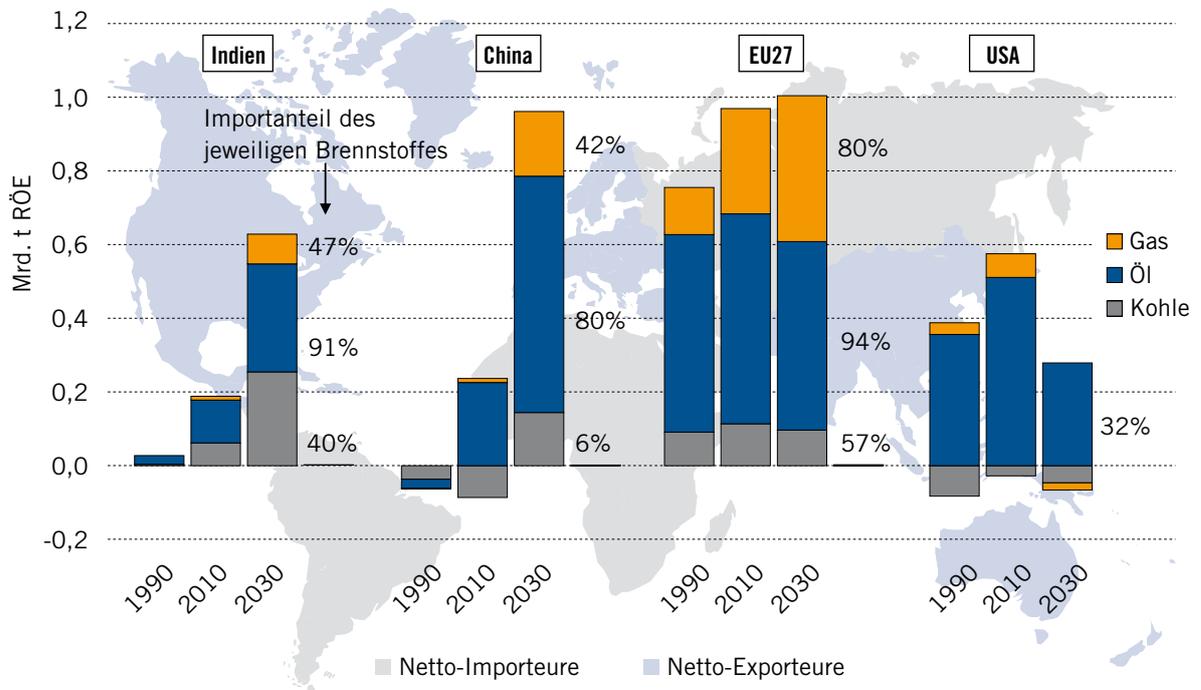
\*Davon GECF (Gas Exporting Countries Forum): 36,1 %. Mitglieder des GECF sind außer Russland, Qatar und dem Iran z. Z. noch Ägypten, Äquatorial-Guinea, Algerien, Bolivien, Kasachstan, Libyen, Nigeria, Trinidad/Tobago und Venezuela

Quelle: BP, 2011

im Rahmen Ihres Energy Outlook 2030 belegen. Die DERA sieht zudem bis 2035 das globale Fördermaximum bei Erdöl nahen (der sog. Peak Oil), auch wenn konventionelles zunehmend durch unkonventionelles Öl ergänzt wird.

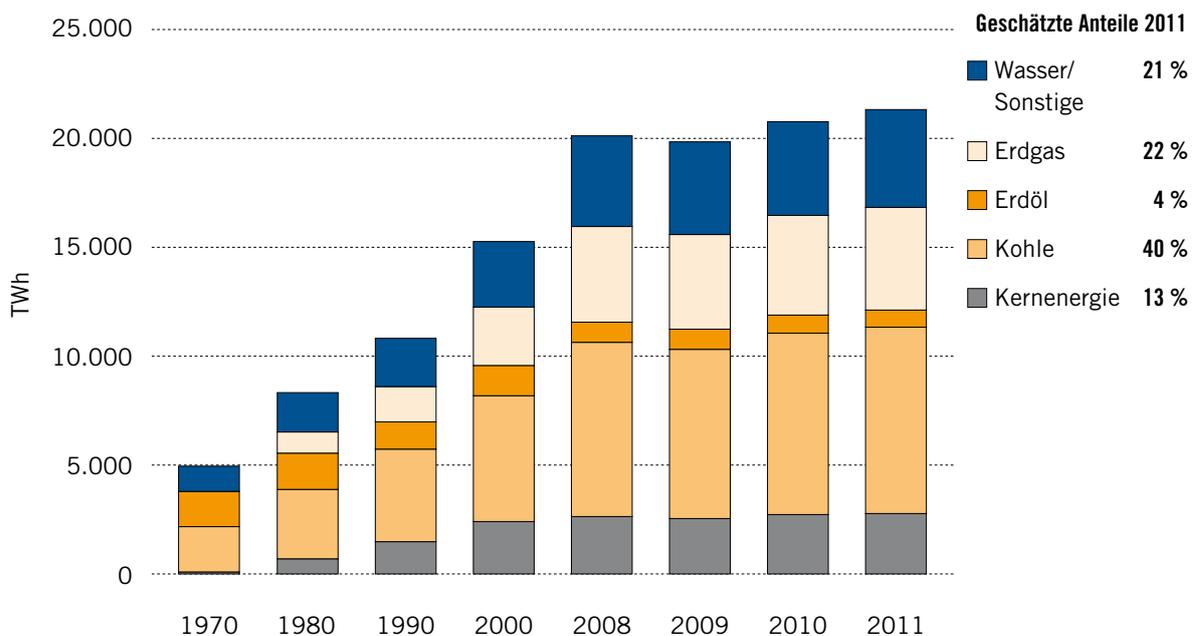
Hinzu kommen die politischen, ökonomischen und mitunter auch naturbedingten Angebotsrisiken bei der Gewinnung und Lieferung von Energierohstoffen. Fraglich bleibt, ob alle Energierohstoffe für sich genommen auch künftig noch in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden können. Insbesondere in Europa, Nordamerika und Teilen Asiens werden immer noch weit mehr Energierohstoffe verbraucht als produziert, während es in den GUS-Ländern, dem Nahen Osten und Afrika umgekehrt ist. Daran wird sich auch in den nächsten Jahren wenig ändern. Im globalen Vergleich besonders ausgeprägt ist in diesem Kontext die hohe Energie-Importabhängigkeit Europas (Anteil von rd. 15 % am globalen Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe bei einem Anteil von 6 % an der Produktion und lediglich 4 % an den Reserven), während Nordamerika durch ein großes Potenzial an nicht-konventionellem Erdgas sowie z. B. den kanadischen Ölsanden, aber auch bei Kohle eine deutlich günstigere Vorratssituation aufweist (Anteil von rd. 23 % am

Abbildung 2.4: Zunehmende Importabhängigkeit in Europa und Asien



Quellen: BP, Energy Outlook 2030, 2012, GVSt

Abbildung 2.5: Welt-Nettostromerzeugung 2011 nach Energieträgern, ca. 21.300 TWh



Quellen: GVSt, BP Statistical Review of World Energy 2011, IEA World Energy Outlook 2011, EIA International Energy Outlook 2011, Eigene Schätzungen

globalen Verbrauch bei rd. 19 % an der Produktion und 21 % an den Reserven). Die Frage der Sicherheit der Versorgung mit Energierohstoffen wird daher noch lange auf der energiepolitischen Agenda in Europa bleiben und wohl auch noch erheblich an Bedeutung gewinnen.

Aufgrund der weiter steigenden Weltbevölkerung, die derzeit jährlich etwa um die Bevölkerung Deutschlands wächst, der zunehmenden Verstädterung weltweit sowie des technisch-wirtschaftlichen Fortschritts, der vielfach elektrische Energie voraussetzt, hat sich die Weltstromerzeugung auch in 2011 wieder deutlich, nach ersten vorläufigen Schätzungen um rd. 2,7 %, erhöht. Der Anteil der fossilen Energieträger an der globalen Stromerzeugung, insbesondere derjenige der Kohle (40 %) – bei der Stromerzeugung weltweit nach wie vor der Energieträger Nr. 1 – und der von Erdgas (22 %), legte erheblich zu, während der Einsatz der Erneuerbaren und sonstigen Energieträger mit zusammen rd. 21 % ebenfalls höher als in den Vorjahren liegt. Die ist vor allem auf den Zuwachs der Biomasseverstromung und der erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik zurückzuführen. Die weltweite Stromerzeugung aus Kernenergie (13 %) verharrte auf Vorjahresniveau.

Stromverbrauch und Stromerzeugung wachsen weltweit noch schneller als der Gesamtenergiebedarf, was sich auch 2011 wieder gezeigt hat. Zugleich hat die Elektrizitätsversorgung überall auf der Welt eine immer existenzialere Bedeutung für die modernen Gesellschaften. Eine gesicherte Stromversorgung ist daher von überragender Bedeutung. Dafür muss nicht nur die hinreichende Versorgung mit Energieträgern gesichert bleiben. Zu gewährleisten sind auch jederzeit genügend leistungsfähige Kraftwerke sowie Übertragungs- und Verteilnetze – eine Aufgabe, die sich nicht nur im Rahmen der Energiewende in Deutschland stellt.

## 2.2 World Energy Outlook 2011

### Überblick WEO 2011

Die Internationale Energieagentur (IEA) hat auch im Jahre 2011 wieder einen World Energy Outlook (WEO) veröffentlicht, der die Zukunft der Weltenergiemärkte untersucht. Hierin wird keine Prognose im engeren Sinne über Energieverbrauch oder -angebot veröffentlicht, vielmehr ist der WEO eine Analyse verschiedener zukünftiger Entwicklungspfade, die in Szenarien untersucht werden. Drei Szenarien werden vorgestellt:

1. *Das New-Policies-Szenario (NPS):* Für dieses wird unterstellt, dass zusätzlich zu den erwähnten aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen die Länder ihre seit den Klimaverhandlungen in Kopenhagen annoncierten CO<sub>2</sub>-Reduktionspläne und -ziele umsetzen.
2. *Das Current-Policies-Szenario (CPS):* Dieses Szenario folgt einer Business-as-usual Trendfortschreibung, unter der Annahme, dass alle per Mitte 2011 gesetzlich verankerten Energie- und Klimapolitiken durchgesetzt werden und auch bis 2035 Bestand haben.
3. *Das 450-Szenario:* Dieses Szenario unterscheidet sich methodisch von den anderen beiden, da hier nicht ein möglicher Entwicklungspfad von der Gegenwart bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes

2035 untersucht, sondern umgekehrt gefragt wurde, welche Maßnahmen nötig wären, um einen vorgegebenen zukünftigen Zielzustand zu erreichen – in diesem Fall die Unterschreitung einer atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentration (weltweit) von 450 ppm<sup>1</sup>.

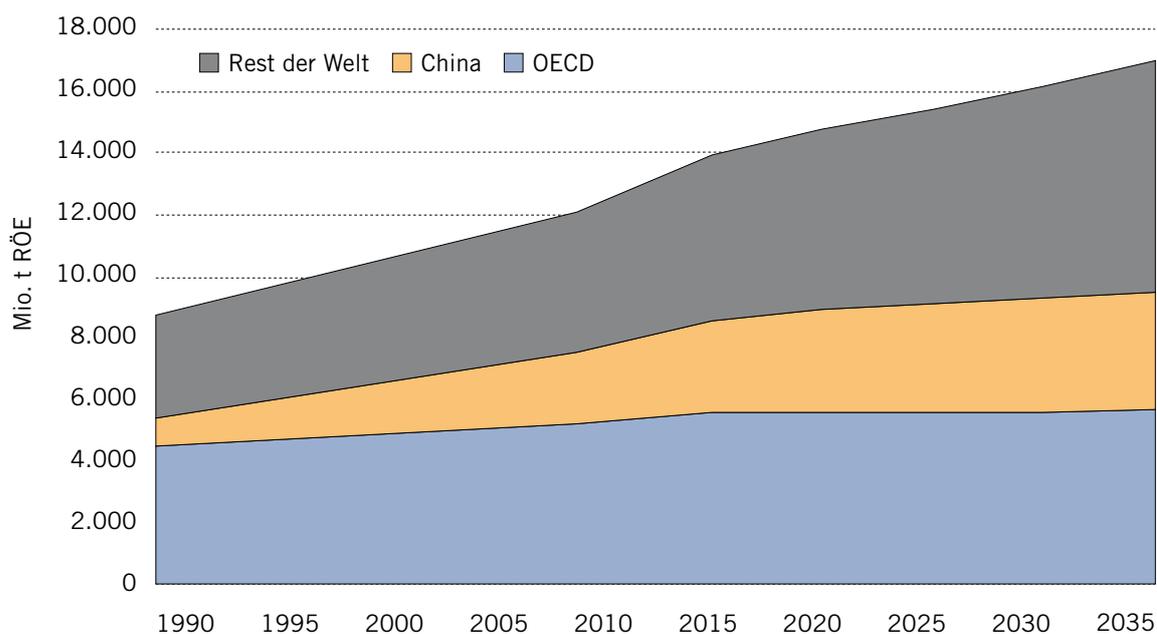
Der WEO 2011 wählt, ebenso wie erstmals in der Vorjahresausgabe geschehen, das oben erwähnte NPS zum Referenzszenario. Diese Wahl präjudiziert (wie in der Szenariotechnik üblich) keine Aussage über Wahrscheinlichkeit oder Wünschbarkeit des NPS oder der anderen Szenarien, sondern ermöglicht vielmehr eine einfachere Veranschaulichung tiefergehender und detailreicherer Analysen.

### Entwicklung Primärenergieverbrauch

Wie auch in den Jahren zuvor geht der WEO von einem weiterhin stark steigenden Primärenergieverbrauch aus. Unter den Bedingungen des Referenzszenarios NPS wird im Zeitraum 2009–2035 mit einem Gesamtanstieg von +40 % gerechnet, was einem jahresdurchschnittlichen Wachstum von 1,3 % entspricht. Dieser Anstieg findet zu 90 % in den Ländern außerhalb der OECD statt, deren Verbrauch um fast  $\frac{2}{3}$  zunimmt. Der Bedarf der Industrieländer wächst hingegen nur mehr 0,3 % pro Jahr, was

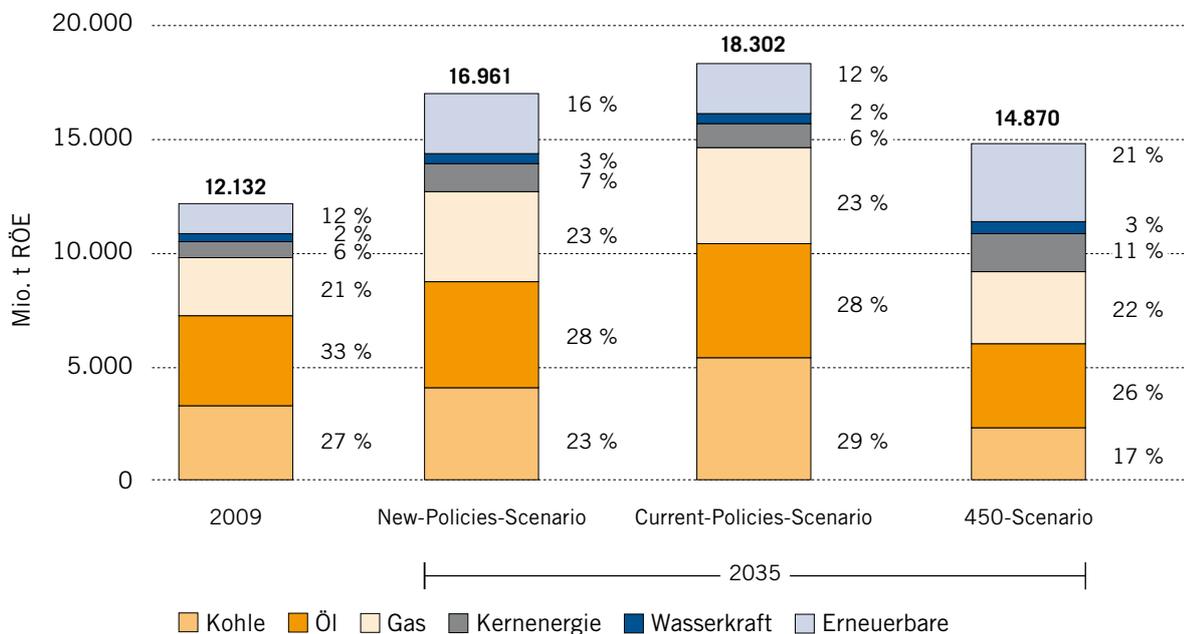
<sup>1</sup> ppm = parts per million

Abbildung 2.6: Welt-Primärenergieverbrauch im NPS-Szenario



Quellen: IEA, WEO 2011

Abbildung 2.7: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs bis 2035



Quellen: IEA, WEO 2011

über den gesamten Zeitraum nur einer Zunahme von insgesamt 8,5 % entspricht.

Diese Aussagen gelten in ähnlicher Weise auch für das Trend-Szenario CPS, jedoch sind die Verbrauchszuwächse ausgeprägter. Bei einem Zuwachs des Welt-Primärenergieverbrauchs um +51 %, immerhin 11 Prozentpunkte oder 1.300 Mio. t RÖE mehr als im Referenzszenario in 2035, ist dieser Anstieg ebenfalls in den nicht-OECD Ländern konzentriert: Diese machen 86 % des Anstiegs aus.

Im Allgemeinen liegen die WEO 2011 Projektionen des weltweiten Primärenergieverbrauchs sowohl im NPS als auch im CPS oberhalb der Projektionen der Vorjahrespublikation WEO 2010. Diese Unterschiede liegen aber (nur) bei 1–1,5 %, bezogen auf den globalen Verbrauch des Jahres 2035, um die 200–250 Mio. t RÖE, abhängig vom Szenario.

### Entwicklung der Energieträger

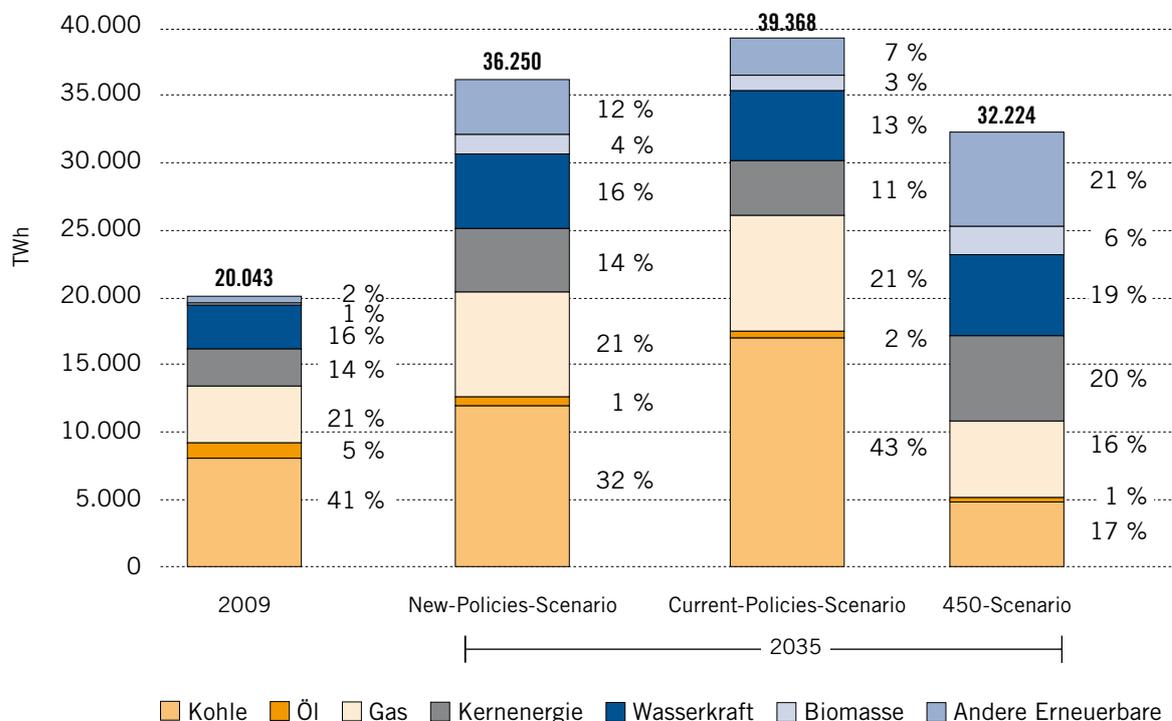
Die Entwicklung der Energieträger im Prognosezeitraum zeigt, dass in allen drei Szenarien der Weltenergieverbrauch auch 2035 weit überwiegend mit fossilen Brennstoffen ermöglicht werden wird: Im NPS werden 74 % des Primärenergieangebots durch Öl, Gas und Kohle vor-

gehalten, im CPS 80 % und sogar im 450-Szenario sind es immerhin noch 63 % (zum Vergleich heute: 81 %). Erdgas wird in allen Szenarien eine herausragende Rolle zugesprochen. Es ist der fossile Energieträger, der mit Abstand am stärksten wächst. Interessanterweise wird dies auch für das CPS-Szenario projiziert, in dem das Wachstum des Kohleverbrauchs erstmals geringer eingeschätzt wird als das von Erdgas. In der Vorjahrespublikation verhielt sich das noch anders. Grund für diese Verbrauchsverschiebung hin zu Gas ist vorrangig ein geringerer Erdgaspreis, der in die Annahmen der Szenarien eingeflossen ist – hiermit wurde den großen strukturellen Änderungen des Erdgasmarktes seit Aufkommen nicht-konventioneller Erdgasproduktionen Rechnung getragen.

Für die beiden Szenarien NPS und CPS sieht der WEO keine physischen Verfügbarkeitsgrenzen der Ressourcen im Prognosezeitraum voraus, die endlichen Energieträger Öl, Gas und Kohle können eine entsprechende Angebotsausweitung darstellen.

Im Referenzszenario NPS werden alle Energieträger künftig verstärkt nachgefragt, Erdöl bleibt der mengenmäßig wichtigste fossile Energieträger im globalen Primärenergiemix, auch wenn sein Anteil von 33 % auf 27 % im Jahr 2035 sinkt. Die Nachfrage nach Kohle steigt bis 2025, um dann bis 2035 auf konstantem Ni-

Abbildung 2.8: Entwicklung der globalen Stromerzeugung bis 2035



Quelle: IEA, WEO 2011

veau zu verharren. Der Verbrauch an Erdgas erhöht sich wie oben dargestellt unter allen fossilen Energieträgern am stärksten. Sein Beitrag zur Deckung des gesamten Primärenergieverbrauchs nimmt von 21 % im Jahr 2009 auf 23 % im Jahr 2035 zu. Der Anteil der Kernkraft steigt im gleichen Zeitraum von 6 % auf 7 %. Der Einsatz erneuerbarer Energien, wie Wasserkraft, Wind, Solarenergie, Geothermie, moderne Biomasse und Gezeiten- bzw. Wellenkraft, verdoppelt sich im NPS nahezu, jedoch steigt ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch der Welt nur von 13 % auf 18 % in 2035.

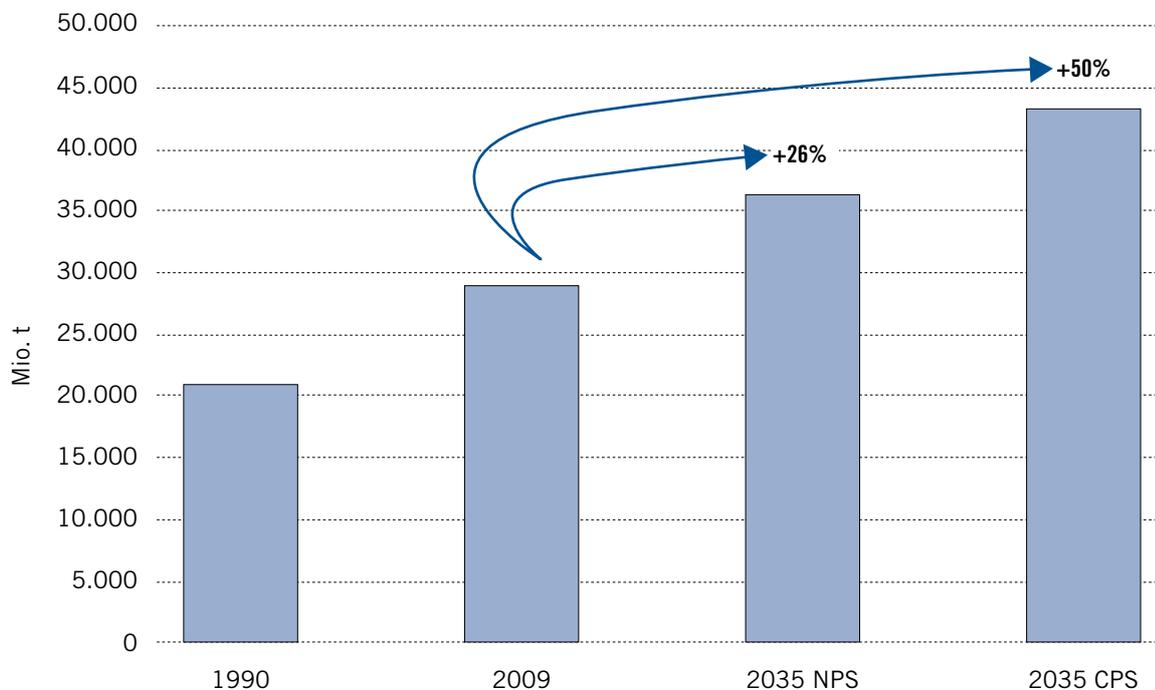
### Nachfrage nach Elektrizität und Energiemix in der Stromerzeugung

Im Referenzszenario steigt die gesamte globale Erzeugung von Elektrizität bis 2035 um 81 % im Vergleich zu 2009. Mehr als 80 % dieses Zuwachses entfallen auf Nicht-OECD-Staaten, für China wird fast eine Verdreifachung der Stromerzeugung prognostiziert. Damit entfallen auf China allein ca. 28 % der globalen Stromerzeugung im Jahre 2035. Die in der Periode 2009 bis 2035 insgesamt als Ersatz für Altanlagen sowie zur Deckung der steigenden Nachfrage weltweit neu in Betrieb zu

nehmende Kraftwerkskapazität beläuft sich auf 5.865 GW. Zur Veranschaulichung: Das entspricht in etwa dem 35-fachen der in Deutschland Ende 2010 insgesamt installierten Kraftwerksleistung.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ändert sich zulasten der fossilen Brennstoffe. Trotzdem dominieren die fossilen Energien mit einem Anteil von 56 % im Jahr 2035 (2009: 67 %). Weltweit bleibt Kohle der Hauptbrennstoff für die Stromerzeugung; allerdings geht ihr Anteil von heute 41 % auf 33 % zurück. Der Anteil von Erdgas zur Weltstromerzeugung bleibt mit 22 % über die gesamte Betrachtungsperiode stabil. Die Stromerzeugung aus Kernenergie erhöht sich im Projektionszeitraum bis 2035 um mehr als 70 % und damit nur geringfügig weniger als in den letztjährigen WEO angenommen. Das Gewicht der Kernenergie nimmt aber trotz des erwarteten Ausbaus der Kraftwerksleistung leicht ab. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdreifacht sich zwischen 2009 und 2035. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Weltstromerzeugung erhöht sich in diesem Zeitraum von knapp 20 % auf 31 % und schließt damit fast zur Kohle auf. Das stärkste absolute Wachstum unter den erneuerbaren Energien wird bei Wind erwartet – eine Verzehnfachung der Stromerzeugung bis 2035 gegenüber 2009.



Abbildung 2.9: Globale CO<sub>2</sub> Emissionen bis 2035

Quelle: IEA, WEO 2011

Damit erreicht Wind 2035 an der weltweiten Stromerzeugung einen Anteil von 7,5 %. Photovoltaik trägt 2035 mit 2,0 % zur weltweiten Stromerzeugung bei – ein Wert, der in Deutschland bereits 2010 erreicht war. Bei diesen Projektionen sei berücksichtigt: Im NPS wird unterstellt, dass sich der Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken im globalen Mittel von 38 % im Jahr 2009 auf 42 % im Jahr 2035 erhöht; würde dieser Wert um nur 5 Prozentpunkte höher liegen, könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors um 8 % gesenkt werden – eine Summe von über 1 Mrd. t CO<sub>2</sub>/a. Zur CCS Technologie<sup>2</sup> kommt das NPS zum Schluss, dass sie nur 3 % der weltweiten Stromerzeugung auf Kohlebasis ausmachen wird.

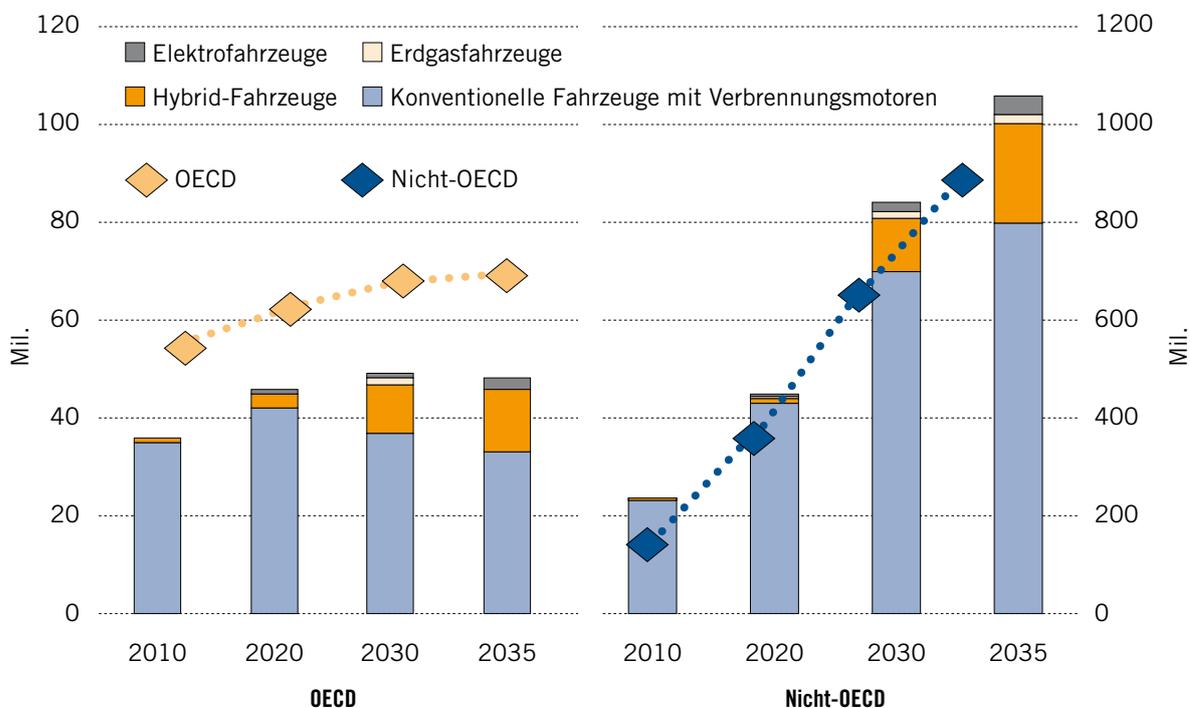
Die kumulativen Investitionen im Stromsektor bis 2035 werden im New-Policies-Szenario auf 16.800 Mrd. USD (im Geldwert des Jahres 2010) veranschlagt. Davon entfallen 58 % auf den Neubau von Kraftwerken. Erneuerbare Energien machen mehr als 60 % des Investments in neue Stromerzeugungsanlagen aus. Auf Kohlekraftwerke entfällt – nach erneuerbaren Energien – der größte Anteil der Investitionen im Erzeugungsbereich.

Die Ereignisse im März 2011 in Japan hat der WEO 2011 miteinbeziehen können, und die doch sehr deutlichen Zuwächse der Kernenergienutzung sind überarbeitet und gesenkt worden. Allerdings nur um relativ geringfügige Größen: So wurden im WEO 2010 ein Zuwachs um 79 % bis 2035 prognostiziert, im WEO 2011 sind es aber trotz Japan immer noch +72 %. China allein hat an diesem Anstieg einen Anteil von 40 %, insbesondere durch starken Zubau in den ersten eineinhalb Jahrzehnten des Prognosezeitraums. Im letzten Jahrzehnt des Prognosezeitraums werden auch sehr starke Kernkraftwerks-Zubauten in den OECD-Ländern gesehen, was Ausdruck einer Reaktion auf den für diese Länder unterstellten hohen CO<sub>2</sub>-Preis ist.

Den stärksten Anstieg verzeichnen die erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung, deren Anteil (ohne Wasserkraft gerechnet) an der Stromerzeugung zwischen 2009 und 2035 von 3 % auf 16 % steigt. Dieser Anstieg wird allerdings erkauft durch weiterhin stark ansteigende Subventionen, deren Volumen sich um fast das Fünffache auf 180 Mrd. USD pro Jahr erhöht. Auch wenn die Kosten der Subventionierung je produzierte Einheit Strom voraussichtlich sinken werden, sind die meisten erneuerbaren Energien noch während des gesamten Projektionszeitraums auf Subventionen angewiesen.

<sup>2</sup> CCS: Carbon Dioxide Capture and Storage

Abbildung 2.10: PKW Neuverkauf und Bestand im New-Policies-Szenario



Quelle: IEA, WEO 2011

### Implikationen für CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Szenarien unterscheiden sich relativ deutlich in den Auswirkungen, die ihre jeweiligen Ausprägungen auf die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen haben. Während im 450-Szenario eine Reduktion des globalen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes 2009–2035 um 25 % als Annahme in das Modell und die Errechnung der Szenarioergebnisse einfließt, sieht das Referenz-Szenario NPS im Gegenteil einen Anstieg um +26 % voraus (das CPS sogar um +50 %). Alle zusätzlichen Emissionen kommen aus den Schwellen- und Entwicklungsländern, in den Industrieländern der OECD sinken (annahmengenüß) die Emissionen im selben Zeitraum. Erste Konsequenz dieser auseinanderklaffenden Entwicklung ist, dass allein die CO<sub>2</sub>-Emissionen Chinas in 2035 größer sein werden als die gesamten Emissionen aller OECD-Länder.

### Entwicklung Alternativen im globalen Verkehrssektor

Wie auch schon zuvor, geht der WEO 2011 detailliert auf den globalen Verkehrssektor und alternative Kraftstoffe oder Antriebe ein. Hierbei stellt sich heraus, dass auch

im klimapolitisch ambitionierteren NPS-Szenario im Jahre 2035 der weit überwiegende Teil der Neuwagenflotte mit Verbrennungsmotoren betrieben wird. Rein Batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge werden eine Nischenerscheinung bleiben, wenn auch interessanterweise (siehe Abb 2.10) mehr Absatz in den nicht-OECD Ländern zu erwarten ist als innerhalb der OECD. Die Gründe hierfür sind vielfältig, haben aber insbesondere mit den relativen Kosten der einzuführenden Technologien zu tun und mit den immer noch existierenden enormen Effizienzpotentialen konventioneller Verbrennungstechnik. So wird angenommen, dass der durchschnittliche Neuwagen-Verbrauch weltweit auf knapp 5 l/100 km im Jahre 2035 fällt. Hinzu kommt, dass substantielle Mengen an flüssigen Biokraftstoffen in den Markt kommen und die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Verbrennungsmotors weiter verbessert werden.

### Bewertung und mögliche Schlussfolgerungen

Die 659 Seiten starke Studie vermittelt erneut ein umfassendes Bild über mögliche Perspektiven der globalen Energieversorgung. Der WEO ist keine Prognose (und will keine sein) im üblichen Sinne, sondern er zeigt mögliche



Entwicklungspfade auf, die sich unter verschiedenen Annahmen herauskristallisieren könnten.

Die IEA erwartet, dass auch in anderen Weltregionen verstärkt in den Ausbau erneuerbarer Energien investiert wird. Allerdings wird sich die Transformation international bei weitem nicht mit der Geschwindigkeit vollziehen, wie dies in Deutschland diskutiert wird. Gemäß New-Policies-Scenario wird die weltweite Energieversorgung auch 2035 noch zu 75 % auf fossilen Energien basieren. Zum Vergleich: 2009 waren es 81 %. Diese ernüchternde Feststellung beruht insbesondere darauf, dass erneuerbare Energien laut WEO in den meisten Fällen auch 2035 noch nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten herstellbar sind. Die für einen Ausbau nötigen Subventionen stehen allerdings im Widerspruch zu den in den OECD-Ländern unter Budgetdruck stehenden öffentlichen Haushalten und klammen Kassen.

Die Modernisierung fossiler Kraftwerke ist ein unverzichtbarer Hebel für den Klimaschutz. Zu den zentralen Aussagen der IEA gehört: Bei Anhebung des Wirkungsgrads aller Kohlekraftwerke im Jahr 2035 um 5 Prozentpunkte im Vergleich zu den Ansätzen im New-Policies-Scenario könnten die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors um 8 % gesenkt werden.

## 2.3 COP-17 in Durban

In Durban (Südafrika) trafen sich Vertreter von mehr als 190 Ländern und berieten das weitere Vorgehen beim internationalen Klimaschutz. Das Ergebnis war das sogenannte Durban-Paket:

Eine rechtliche Vereinbarung zum Klimaschutz soll spätestens 2015 beschlossen werden. Die dazugehörige Vorbereitung leistet die Arbeitsgruppe *Ad Hoc Working Group on the Durban Platform for Enhanced Action*. Die Umsetzung des rechtlichen Rahmens soll dann 2020 beginnen. Hierbei wurde auf eine Unterscheidung zwischen Industrienationen und Entwicklungsländern zum ersten Mal im Laufe der Klimaverhandlungen verzichtet.

Die zweite Verpflichtungsphase des Kyoto-Protokolls wurde um fünf Jahre verlängert bis zum 31. Dezember 2017. Hierfür müssen 37 Industrienationen ihre Kyoto-Vermeidungsziele ergänzen und sollen dafür bis zum 31. Mai 2012 eine neue Zahlenbasis liefern. Bisher gibt es hier nur Aussagen der EU, die allerdings bis 2020 reichen.

Ein Rahmen zur Berichterstattung der Treibhausgasemissionen für alle Länder wurde beschlossen.

Die Cancun-Vereinbarungen<sup>3</sup> zur Unterstützung von Entwicklungsländern wurden implementiert, z. B. der *Green Climate Fund*.

Durban übertraf damit die sehr niedrigen Erwartungen, weil der Kyoto-Prozess nun fortgesetzt wird, insbesondere wichtig für Investoren in CDM-Projekte<sup>4</sup>. Der Weltenergieerwartungsbildungsausschuss formuliert bereits im Vorjahr seine Erwartungen an Cancún (Vgl. hierzu Energie für Deutschland 2011). Positiv bewertet wurde ebenso die Einigung auf Klimaszutzziele für alle Länder. Allerdings ist hier noch ein weiter Weg zurückzulegen: Der bisherige Diskussionsstand spricht von einer rechtlichen, jedoch nicht von einer rechtlich verpflichtenden Vereinbarung. Es konnte kein langfristiges 2050-Ziel gefunden werden ebenso wenig ein Jahr, in welchem die CO<sub>2</sub>-Emissionen ein Maximum erreichen sollen. Damit ist also weder eine globale 2020-Lösung vorhanden, noch eine Vision für einen langfristigen globalen Vermeidungspfad. Der Diskussionsprozess wird lediglich fortgesetzt.

Viele Beobachter gehen davon aus, dass die EU die Verhandlungen in Durban positiv bewerten und zum Anlass

nehmen wird, eine Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Ziele bis 2020 zu beschließen.

*Carbon Capture and Storage (CCS)* wurde in Durban als CDM-fähige Technologie anerkannt. Damit wird vielen Entwicklungsländern die Möglichkeit gegeben, ihre heimischen Energiequellen zu nutzen, es aber mittels CCS in Zukunft auch klimaschonend umzusetzen.

### Der Green Climate Fund und andere Elemente des Nord-Süd-Transfers

Ein wesentlicher Bestandteil der Diskussionen in Durban widmete sich der Finanzierbarkeit des Klimaschutzes von Entwicklungsländern. Industrienationen sagten bereits Mittel für den *Green Climate Fund (GCF)* zu, so dass er 2012 seine Arbeit aufnehmen kann. Mit dem Fonds sollen jährlich 100 Mrd. USD gesammelt werden, wobei die Finanzquellen noch festzulegen sind. Hierbei soll auch über Möglichkeiten nachgedacht werden, wie bspw. Besteuerung von Luftfahrt und Schifffahrt. Der GCF soll in Vermeidung und in Anpassung tätig werden. Die Finanzierung soll dabei über Zuschüsse und Darlehen erfolgen, um zusätzliche Kosten zu decken, damit das Projekt umsetzbar wird.

In Durban wurde ein *Adaptation Committee* (16 Mitglieder) gestartet. Es soll die Aktionen zur Anpassung an den Klimawandel koordinieren und dabei vor allem die ärmsten und verwundbarsten Länder im Blick haben.

Der *Technology Mechanism* soll 2012 operativ werden. Dafür wurden Vereinbarungen über ein *Climate Technology Centre and Network* getroffen. Letzteres soll von dem bereits arbeitsfähigen *Technology Executive Committee* geleitet werden. Ein Gastland dafür wird noch gesucht.

Die nächste Vertragsstaatenkonferenz COP-18 wird vom 26. November bis zum 7. Dezember 2012 in Katar stattfinden und zusammen mit Südkorea organisiert werden.

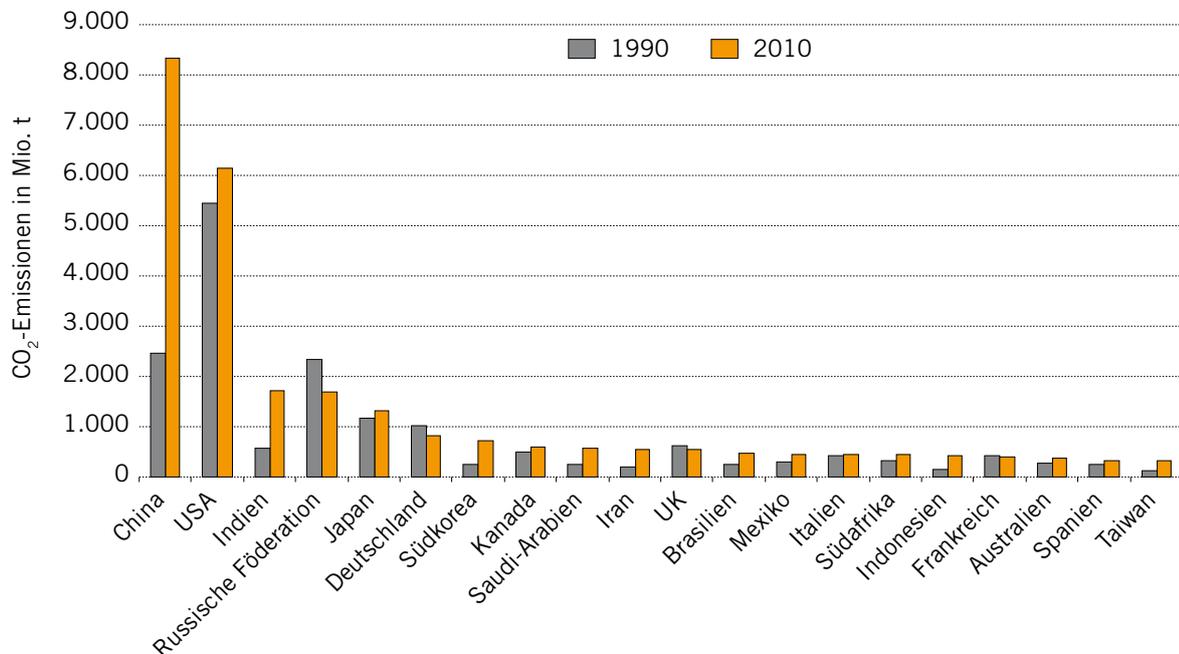
### Die weltweiten Emissionen

Die Bewertung der Ergebnisse von Durban ist auch vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit zu sehen.

Zwischen 1990 und 2010 erhöhten sich die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um gut 46 % von 22,6 Mrd. t auf 33,2 Mrd. t. Der Zuwachs kommt dabei vor allem aus den wirtschaftlich prosperierenden Ländern China und Indien. China

<sup>3</sup> Zur COP-16 in Cancún siehe Energie für Deutschland 2011. Hier werden die Vereinbarungen von Cancún diskutiert.

<sup>4</sup> CDM: Clean Development Mechanism

**Abbildung 2.11: Treibhausgasemissionen der 20 größten Emittentenländer im Jahr 2010**

Die zwanzig größten Emittentenländer sind für 80 % der Emissionen verantwortlich, Stand 2010. Unter den ersten fünf befindet sich dabei kein EU-Mitgliedsstaat.

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy 2011

steigerte seine Emissionsfracht in dem Zeitraum um 5,9 Mrd. t (+239 %), Indien um 1,1 Mrd. t (+194 %). Aber auch die Emissionsfracht der USA wuchs um 0,7 Mrd. t (+13 %).

Bei den größten Emittenten im Jahr 2010 wiesen lediglich vier Länder eine Reduktion auf. Führend ist hierbei Russland mit 0,643 Mrd. t (-27 %), Deutschland mit 0,202 Mrd. t (-20 %), Großbritannien mit 0,075 Mrd. t (-12 %) und Frankreich mit 0,009 Mrd. t (-2,2 %). Die vier genannten Länder vermieden insgesamt 0,929 Mrd. t in dem Zeitraum – das ist weniger als die Steigerung alleine von Indien in diesem Zeitraum.

## 2.4 Schiefergas – Potenziale und Entwicklungen

Abbildung 2.12: Erdgaslagerstätten



Schematisches Beckenprofil mit konventionellen Erdgaslagerstätten und unkonventionellen Erdgasvorkommen.

Quelle: Andruleit et al., 2010

Die weltweite Versorgung mit Erdgas kann steigendem Bedarf aufgrund des verbleibenden Potenzials noch über Jahrzehnte gewährleistet werden. Die derzeit bekannten Reserven und Ressourcen an konventionellem Erdgas liegen bei 189 bzw. 312 Bil. m<sup>3</sup> bei einem weltweiten Jahresbedarf von derzeit 3,2 Bil. m<sup>3</sup>. Diese Perspektive weitet sich, wenn man sogenanntes unkonventionelles Erdgas<sup>5</sup> und darunter insbesondere Schiefergas in die Betrachtungen einbezieht. Trotz einer noch lückenhaften Datenlage und erheblicher Unsicherheiten in den Abschätzungen werden derzeit rund 170 Bil. m<sup>3</sup> an Schiefergasressourcen ausgewiesen (nach Energiestudie 2011 der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)). Ein weiterer Aspekt kommt hinzu: Während sich beim konventionellen Erdgas ein erheblicher Teil der Vorkommen auf die sogenannte „Strategische Ellipse“ konzentriert, eine Region, die sich vom Nahen Osten über den Raum um das Kaspische Meer bis nach Sibirien erstreckt, sind die Vorräte an unkonventionellem Erdgas weltweit gleichmäßiger verteilt. Und auch für Deutschland werden signifikante Vorkommen erwartet. Allerdings sind zur Erschließung besondere Vorgehensweisen mit dem Einsatz von Horizontalbohrungen und hydraulischer

Rissbildung (Fracking) verbunden. Diese Methoden stellen nicht nur eine technologische Herausforderung dar, sondern stoßen derzeit auf Widerstand in der öffentlichen Akzeptanz aus Besorgnis über mögliche Umweltgefahren.

### Geologie und Technik

Zum unkonventionellen Erdgas (Abb. 2.12) zählen Vorkommen, bei denen das Gas aus einer Förderbohrung nicht ohne aufwändige technische Maßnahmen in ausreichender Menge strömt, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorkommt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Nach Definition der BGR kann man bei unkonventionellem Erdgas unterscheiden zwischen Schiefergas (Shale Gas), TIGHT Gas<sup>6</sup> und Kohleflözgas, die bereits zur Erdgasproduktion genutzt werden sowie Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat, die bislang nicht wirtschaftlich gewonnen werden können. Im Weiteren fokussieren sich die Ausführungen

<sup>5</sup> Streng genommen ist nicht das Erdgas unkonventionell, sondern das Reservoir aus dem gefördert wird. Das Erdgas besteht wie bei konventionellen Reservoirs überwiegend aus Methan.

<sup>6</sup> Erdgas aus dichten Gesteinen (TIGHT Gas) stellt einen Sonderfall dar. Es ist als unkonventionell definiert, wird aber mittlerweile vielfach nur noch gemeinsam mit dem konventionellen Erdgas dargestellt. Durch den Einsatz neuer Technologien können vormals nicht gewinnbare unkonventionelle Vorkommen im Zeitablauf in wirtschaftlich produzierbare Lagerstätten überführt werden.

### Hydraulische Rissbildung (Fracking)

Die Schwierigkeit beim Schiefergas ist weniger, es zu finden, als vielmehr durch technische Maßnahmen die Wirtschaftlichkeit seiner Produktion sicher zu stellen. Aufgrund der sehr geringen Durchlässigkeit der Reservoiregesteine ist eine Gasförderung ohne vorherige künstliche Stimulierung der Lagerstätte kaum möglich. Dazu wird die Methode der hydraulischen Rissbildung oder Fracking genutzt. Hinter dem Begriff „Fracking“ verbirgt sich eine seit Jahrzehnten angewendete Technik zur Erschließung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Entwickelt und erstmalig eingesetzt wurde dieses Verfahren vor über 50 Jahren in konventionellen Erdgasfeldern, um ein weiteres Nachlassen der Förderraten zu verhindern. Später konnten durch hydraulische Rissbildung auch unkonventionelle Lagerstätten erschlossen werden. In Deutschland wird das Verfahren seit den 1960er Jahren ange-

wendet, insbesondere in den tiefen Erdgaslagerstätten des Norddeutschen Beckens, um die Durchlässigkeit von Gesteinen zu steigern und dadurch die Förderung von Erdgas, Erdöl aber auch von geothermischer Energie zu verbessern bzw. zu ermöglichen. Beim Prozess der hydraulischen Rissbildung wird das Gestein durch Einpressen einer Flüssigkeit unter hohem Druck aufgebrochen, wodurch kontrolliert künstliche Risse („Fracs“) erzeugt werden. Die verwendete Flüssigkeit besteht überwiegend aus Wasser, dem in der Regel Stützmittel wie Sand zum Offenhalten der künstlichen Klüfte und chemische Begleitstoffe hinzugefügt werden. Insbesondere die Hinzufügung der Additive zur Frack-Flüssigkeit führt in der Öffentlichkeit zur Besorgnis, dass die Anwendung von „Fracking“ eine Gefährdung von Grundwasser zur Folge haben könnte.

auf Schiefergas. Hier sind weltweit derzeit die stärksten Explorationsaktivitäten zu verzeichnen.<sup>7</sup>

Schiefergas ist grundsätzlich auch dort zu finden, wo es Vorkommen an konventionellem Erdöl und Gas gibt, da beide Typen unter den gleichen Bedingungen entstehen. Im Gegensatz zu konventionellen Reservoiren sind Schiefergasvorkommen selten räumlich scharf begrenzt und können sich über weite Bereiche von Sedimentbecken erstrecken (Abb. 2.20). Im Vergleich zu einem konventionellen Erdgasfeld erfordert ein Schiefergasvorkommen einen langzeitlichen Entwicklungsprozess mit kontinuierlicher Bohrtätigkeit. Die typische Förderkurve einer einzelnen Bohrung zeigt nach einem anfänglichen Fördermaximum ein steiles Abfallen und dann ein allmähliches Auslaufen der Erdgasproduktion auf einem niedrigen Niveau. Daher müssen immer wieder neue Bohrungen angelegt oder bestehende Bohrungen erneut stimuliert werden. Dieser im Vergleich mit der Ausbeutung konventioneller Erdgasvorkommen intensivere Einsatz von Technik schlägt sich in höheren Förderkosten nieder und bewirkt eine hochgradige Empfindlichkeit der Wirtschaftlichkeit angesichts zunehmend volatiler Erdgaspreise. Hinzu kommt die generelle Schwierigkeit, Vorratsangaben bereits im Vorfeld sicher abschätzen zu können, was die Planungssicherheit bei der Erschließung grundsätzlich beeinträchtigt. Hat die Erschließung begonnen, muss eine bislang nur schwer abschätzbare Variabilität im Pro-

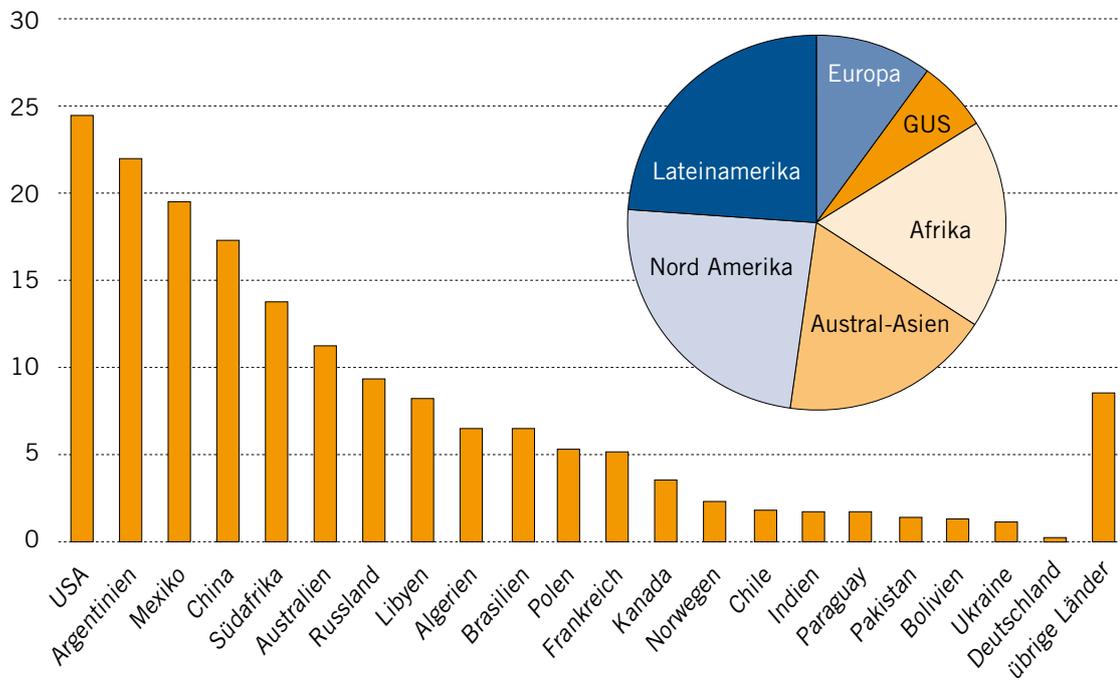
duktionsverhalten einkalkuliert werden, die bereits zwischen benachbarten Bohrungen in sehr hohem Maße schwanken kann.

Noch bis Mitte der 1980er Jahre wurden Schiefergasvorkommen als zwar bekannte, aber vernachlässigbare Ressource angesehen. Diese Erdgasvorkommen konnten mit klassischen Fördertechniken in der Regel nicht genutzt werden und galten deshalb lange nicht als kommerziell. Zu groß erschienen die Reserven an konventionellem Erdgas und zu groß auch die technologischen Herausforderungen für eine wirtschaftliche Erschließung. Durch neue Bohr- und Fördertechnologien, insbesondere die Kombination von Horizontalbohrungen und den Einsatz der hydraulischen Rissbildung („Fracking“ – siehe oben), hat sich das inzwischen gewandelt. Mittlerweile gehört die Erdgasproduktion aus solchen Lagerstätten zum Portfolio vieler Unternehmen der Förderindustrie; dies betrifft vor allem Nordamerika und dabei insbesondere die USA.

### Revolutionierung des amerikanischen Erdgasmarktes mit globalen Konsequenzen

Die Produktion von unkonventionellem Erdgas hat in den USA in den letzten Jahren einen Boom erlebt und inzwischen einen Anteil von annähernd 60 % an der gesamten Erdgasproduktion erreicht. Schiefergas mit seinem enormen Potenzial kann aufgrund einer optimierten Gewinnungstechnik trotz niedriger Gaspreise zu wirtschaftlichen Bedingungen gefördert werden und ist wesentlicher Treiber dieser Entwicklung. Nicht zu Unrecht wird Schiefergas daher verbreitet als „game changer“ bezeichnet,

<sup>7</sup> Andruleit, H., Rempel, H., Meßner, J., Babies, H.G., Schlömer, S., Schmidt, S., Cramer, B. (2010): Nicht-konventionelles Erdgas: Weltweite Ressourcen und Entwicklungen eines „Hoffnungsträgers“ unter den fossilen Energierohstoffen. Erdöl Erdgas Kohle, 126 (7/8): 277–282; Hamburg/Wien.

**Abbildung 2.13: Technisch gewinnbare Ressourcen an Schiefergas, in Billionen m<sup>3</sup>**

Top 20 Länder einschließlich Deutschland sowie Verteilung nach Regionen.

Quelle: BGR Datenbank

denn es trug im Jahr 2010 bereits mit rund einem Viertel maßgeblich zur Erdgasproduktion bei. Die USA, größtes Erdgasverbrauchsland der Welt und lange Zeit auch durch eine abnehmende Erdgasförderung gekennzeichnet, wurden inzwischen zum größten Erdgasproduzenten. Gestützt auf unkonventionelles Erdgas, hauptsächlich Schiefergas, wird längerfristig mit einem weiteren Anstieg der dortigen Produktion gerechnet. Dabei ist allerdings nicht auszuschließen, dass Umweltaspekte zu regulativen Eingriffen in die Produktion führen könnten.

Hinter dem massiven Engagement bei unkonventionellem Erdgas in den USA, speziell Schiefergas, stand und steht nicht zuletzt die Motivation, den amerikanischen Markt zu wirtschaftlichen Konditionen weitgehend vom Geschehen auf den Weltmärkten und den dortigen Preisentwicklungen unabhängig zu machen.

Anstatt – wie vordem erwartet – verstärkt auf Importe von Flüssigerdgas (LNG) angewiesen zu sein, kann der US-amerikanische Erdgasmarkt heute nahezu vollständig aus eigenen Vorkommen versorgt werden. Man darf davon ausgehen, dass diese Konstellation angesichts der Größe der Vorkommen an unkonventionellem Erdgas in

den USA längerfristig Bestand haben wird<sup>8</sup>. Eine andere Frage ist allerdings, welche Konsequenzen der gegenwärtige Einbruch der Gaspreise in den USA als Folge des mehr als reichlichen Angebots auf die weitere Entwicklung haben wird.

Die Revolutionierung des amerikanischen Erdgasmarktes wirkt sich auch auf die globalen Märkte aus. So hat der Wegfall des einst prognostizierten Importbedarfs der USA auch dazu geführt, dass LNG-Mengen, die ursprünglich für den amerikanischen Markt bestimmt waren, teilweise nach Europa (und Asien) umgeleitet wurden – eine der wesentlichen Ursachen für die Ende des letzten Jahrzehnts auftretende Gasschwemme in Europa. Aber nicht nur das: Unternehmen in den für lange Zeit als importabhängig geltenden USA haben kürzlich erste Verträge über den Export von LNG unterzeichnet. Mittelfristig wird ein Aufstieg der USA zu einem LNG-Exportland in nennenswertem Umfang durchaus für möglich gehalten. Eine solche Entwicklung wäre ggf. ein weiterer Schritt in der Globalisierung des Erdgashandels und könnte die Konvergenz der Preise auf den internationalen Erdgasmärkten weiter verstärken.

<sup>8</sup> vgl. dazu auch Energie für Deutschland 2010, S. 20 ff.

## Aktivitäten außerhalb Nordamerikas erst am Anfang

Außerhalb Nordamerikas ist der Beitrag von unkonventionellem Gas an der Versorgung der Märkte bisher nur von marginaler Bedeutung. Initiiert nicht zuletzt durch die Entwicklungen in den USA werden die Explorationsaktivitäten vielerorts aber spürbar intensiviert. Mittel- bis langfristig günstige Perspektiven sieht die International Energy Agency (IEA) dabei vor allem auch in China, Russland, Indien und Australien. Darüber hinaus gibt es eine große Zahl von Ländern mit bedeutsamen Schiefergasvorkommen (Abb. 2.13), und in den meisten davon laufen bereits Aktivitäten und Planspiele, wie diese heimische Ressource zu erschließen ist. Insgesamt erwartet die IEA, dass der Anteil von „unconventional gas“ an der sog. „marketed production“ von Erdgas weltweit von 13 % in 2010 auf über 20 % in 2035 steigen wird. Für Länder wie bspw. China könnte dies bedeuten, dass Schiefergas (und Kohleflözgas) im Rahmen des dort angestrebten Ausbaus der Erdgasversorgung mittelfristig einen nicht unerheblichen Beitrag zur Energieversorgung leistet.

Auch in Europa steht die Schiefergas-Entwicklung erst am Anfang. Das europäische Potenzial ist noch nicht ausreichend erforscht, um verlässliche Aussagen zu treffen. Die Einstellung von Politik und Öffentlichkeit ist in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich; nicht alle Länder mit bedeutendem Potenzial unterstützen bzw. fördern die Entwicklung von Schiefergas; eine einheitliche Positionierung ist derzeit nicht gegeben:

- Intensive Aktivitäten gibt es bspw. aktuell in Polen, wo große Vorkommen an Schiefergas vermutet und von einer Vielzahl in- und ausländischer Unternehmen exploriert werden. Die dortige Strategie ist es, baldmöglichst eine kommerzielle Produktion zu starten, um so die Erdgasversorgung, die sich heute allein zu 60 % auf Importe aus der Russischen Föderation stützt, besser zu diversifizieren und längerfristig möglicherweise zum Selbstversorger und sogar Exporteur zu werden.
- Frankreich hat vor dem Hintergrund der Besorgnisse hinsichtlich potenzieller Umweltgefahren ein gesetzliches Verbot für die Frackingtechnologie umgesetzt und so die Exploration und Produktion von Schiefergas nahezu ausgeschlossen.
- In Deutschland werden seit 2008 Explorationsaktivitäten auf Schiefergas durchgeführt. Vor diesem Hintergrund hat die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in

der BGR, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) damit begonnen, das heimische Ressourcenpotenzial für Deutschland abzuschätzen und Umweltaspekte bei einer möglichen Gewinnung zu betrachten. Das seit 2011 laufende und auf fünf Jahre angelegte Projekt wird in einem Zwischenbericht bereits im laufenden Jahr erste Ergebnisse vorlegen. Bislang liegt für Deutschland nur eine wenig belastbare Mengenangabe nach einer Studie im Auftrag der US-amerikanischen Energiebehörde vor. Nach dieser eher konservativen Abschätzung verfügt Deutschland über technisch gewinnbare Schiefergasressourcen in Höhe von 0,23 Bil. m<sup>3</sup>, liegt damit schon klar über den konventionellen Erdgasressourcen mit 0,15 Bil. m<sup>3</sup>. Die Frage, ob und wenn ja wie viel davon tatsächlich auch gefördert werden kann, ist aber noch offen.

Für Europa bleibt aus heutiger Sicht festzuhalten, dass andere geologische und wirtschaftliche Bedingungen gegeben sind als in den USA. Außerdem gelten im Allgemeinen strengere Umwelt- und Genehmigungsstandards bei gleichzeitig höherer Besiedlungsdichte. Eine Revolutionierung des Erdgasmarktes wie in USA ist als Ganzes gesehen aus heutiger Sicht kaum zu erwarten. Unkonventionelles Erdgas kann langfristig einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Europa leisten, den Trend zu steigenden Importen wird es möglicherweise abmildern, aber wohl kaum umkehren können.

## Realisierung der Potenziale abhängig von gesellschaftlicher Akzeptanz

Im Gegensatz zur weithin akzeptierten Förderung konventioneller Vorkommen ist eine Realisierung des Schiefergaspotenzials auch abhängig von einer gesellschaftlichen Akzeptanz und nicht nur eine Frage der Technik und Wirtschaftlichkeit. Für die zukünftige Entwicklung von Schiefergas als Energieträger scheint sie zum zentralen Schlüssel zu werden. Statt der technischen Herausforderungen stehen in der öffentlichen Diskussion gegenwärtig vorrangig Fragen nach möglichen Auswirkungen auf die Umwelt, vor allem auf das Trinkwasser im Fokus. Insbesondere das Fracking (siehe oben) wird kritisch hinterfragt. Obwohl diese Methoden zum Teil schon seit Jahrzehnten eingesetzt werden, sind sie aber erst jetzt im öffentlichen Bewusstsein angekommen und führen zu intensiven Debatten. Als weitere mögliche Gefahrenquelle gelten durch das hydraulische Aufbrechen der Gesteine verursachte Erdbeben. Diskutiert werden ferner Lärmbelastung, Wasserverbrauch, Landnutzung oder konkur-

rierende Nutzungsansprüche des Untergrundes. Angeregt durch die öffentliche Diskussion um mögliche Umweltgefahren gibt es in Deutschland derzeit in einzelnen Regionen und Bundesländern vorläufige Verbote, die nicht nur die Erkundung von Schiefergasvorkommen, sondern auch die weitere Erdgasgewinnung aus konventionellen Lagerstätten behindern. Erst wenn derzeit laufende Studien zur Untersuchung möglicher Umweltgefahren vorliegen, ist mit einer Fortsetzung der politischen und wirtschaftlichen Entscheidungsfindung über die zukünftige Schiefergasnutzung in Deutschland zu rechnen.

### **Ausblick: Verhaltener Optimismus**

Der World Energy Council (WEC) hat in seinem im September 2010 veröffentlichten „*Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*“ einen faktenbasierten und vorausschauenden Beitrag über Schiefergas als strategischen Energieträger vorgelegt. Er identifiziert darin die Vorteile seiner verstärkten Nutzung, benennt aber ebenso die wesentlichen Schwachstellen und aus heutiger Sicht noch offene Fragen. So steht dem offensichtlich großen Potenzial und der Hoffnung auf eine steigende Versorgungssicherheit die Herausforderung einer wirtschaftlichen Gewinnung gegenüber. Auch gilt Erdgas unter den fossilen Energierohstoffen als vergleichsweise saubere Energiequelle, aber die Gewinnung von Schiefergas macht einen höheren technischen und energetischen Aufwand notwendig. Derzeit noch offen ist auch die Frage, welchen Einfluss regulative Maßnahmen in Folge einer gesellschaftlichen Bewertung der Schiefergasgewinnung haben werden.

Insgesamt sind die globalen Perspektiven, wenn man die zahlreichen einschlägigen Studien und Expertisen dazu analysiert, verhalten optimistisch zu sehen. Es ist nicht unberechtigt anzunehmen, dass unkonventionelles Erdgas (Schiefergas und auch Kohleflözgas), eine Schlüsselrolle mit Blick auf die Rolle von Erdgas im künftigen globalen Energiemix einnehmen kann und das Potenzial hat, die Erdgaskarte der Welt zu verändern, ohne dass dabei die längerfristigen Entwicklungspfade heute schon mit hinreichender Sicherheit exakt beschrieben werden können.

## 2.5 Ausblick auf die mittelfristigen Treiber des internationalen Kohlehandels\*

Die Kohlepolitik der Volksrepublik China prägt seit einigen Jahren den internationalen Kohlemarkt. Die Unsicherheit über die jeweilige Höhe der chinesischen Kohleimporte gehörte zu den Schlüsselfaktoren für die Marktsicherheit auf den seewärtigen Kohlemärkten. Chinesische Behörden sind derzeit dabei, die chinesische Kohlebergbauindustrie zu restrukturieren und ihre Effizienz zu steigern, um mit dem starken Nachfragewachstum mithalten zu können. Der Umfang, mit dem chinesische Kohleverbraucher mittelfristig auf den internationalen Markt zurückgreifen werden, um ihren Bedarf zu decken, hängt maßgeblich von der Effektivität dieser Restrukturierungsmaßnahmen ab. Dieser Artikel präsentiert ausgewählte Ergebnisse aus der erstmals im Dezember 2011 veröffentlichten Studie „*Medium-Term Coal Market Report 2011*“ der Internationalen Energie Agentur (IEA)<sup>9</sup>. Analysiert werden zwei Szenarien, eines mit hoher chinesischer Kohleförderung – high production scenario (HPS) – und eines mit niedriger Kohleförderung – low production scenario (LPS). Daran wird der Einfluss der chinesischen Kohleproduktionsunsicherheit auf den seewärtigen Kohlehandel in der mittleren Frist illustriert.

Kohle ist nach Öl und noch vor Erdgas der zweitwichtigste Primärenergieträger der Welt. Der Kohleverbrauch ist von 3.700 Mio. t im Jahr 2000 auf (geschätzte) 6.300 Mio. t in 2010 gestiegen. Dies entspricht einem Anstieg von mehr als 70 % und einem zusätzlichen Kohleverbrauch von rund 720.000 t pro Tag. Während der Kohleverbrauch in den OECD-Ländern stagniert, ist der starke Anstieg der Nachfrage hauptsächlich auf Entwicklungen in China und Indien zurückzuführen.

Dieses enorme Marktwachstum hat grundlegende Auswirkungen auf den internationalen Kohlehandel. Nachfrageschocks in 2007 und 2008 führten zu beispiellosen Preisspitzen, welche auch durch die Ausweitung der Produktion von großen Anbietern wie Australien oder Indonesien nicht gedämpft werden konnten. Seit dem Preis einbruch im Frühjahr 2009 stiegen die Preise wieder stetig und liegen derzeit mit über 120 USD/t (CIF ARA) wieder auf relativ hohem Niveau (Abb. 2.14). Zeitgleich mit dem Anstieg der Nachfrage haben sich auch weltweit die Förder- und Transportkosten erhöht, da die Preise für Produktionsfaktoren wie Diesel, Stahl und Sprengstoffe sowie Lohnkosten und Seefrachtraten teils deutlich gestiegen sind. Die Kohlepreise sind aber stärker gestiegen als die Produktionskosten. In der exportorientierten Koh-

leindustrie sind deshalb beträchtliche Zusatzgewinne angefallen.

In den vergangenen Jahren haben sich die Preise für metallurgische Kohlen (Kokskohlen und Hochofeneinblaskohle – PCI coals) von den Preisen für Kesselkohle entkoppelt und erreichten Rekordwerte in 2008 und 2011. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass der Markt für metallurgische Kohle „enger“ als der Markt für Kesselkohle ist, d.h. das Angebot stärker restringiert ist und dadurch leichter Knappheitssituationen mit hohen Preisen entstehen können.

Die weiterhin steigende Nachfrage nach Kohle wird in erster Linie von China und Indien bestimmt. Die Wachstumsraten werden auf mittlere Sicht aber kleiner werden.

Schätzungen über die weitere Entwicklung mithilfe ökonomischer Modelle haben ergeben, dass die weltweite Kohlenachfrage von 5.225 Mio. t SKE im Jahre 2010 auf 6.184 Mio. t SKE in 2016 steigen wird. Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von etwa 2 % bzw. einem täglichen Verbrauchszuwachs von rund 600.000 t. Dieses Wachstum entfällt dabei größtenteils auf China, dessen Kohlenachfrage von 2.517 Mio. t SKE in 2010 auf 3.123 Mio. t SKE steigt (3,7 % p.a.), und auf Indien, dessen Kohlenachfrage von 434 Mio. t SKE auf 610 Mio. t SKE im gleichen Beobachtungszeitraum zunimmt (5,9 % p.a.). Die Kohlenachfrage der OECD-Länder wird hingegen eher stagnieren (0,2 % p.a.). Die Entwicklung innerhalb der OECD ist aber unterschiedlich. Auf der einen Seite nimmt die Bedeutung des größten Kohlekonsumenten innerhalb der OECD, der USA, ab. Es wird erwartet, dass die Kohlenachfrage der USA aufgrund des Wettbewerbs mit vor Ort reichlich vorhandenem, günstigem Erdgas sowie strengeren Umweltauflagen vor der Rezession erreichte Werte im Beobachtungszeitraum nicht mehr erreichen wird. Auf der anderen Seite wird dieser Rückgang durch die prognostizierte Entwicklung in OECD-Europa und vor allem OECD-Asien knapp überkompensiert.

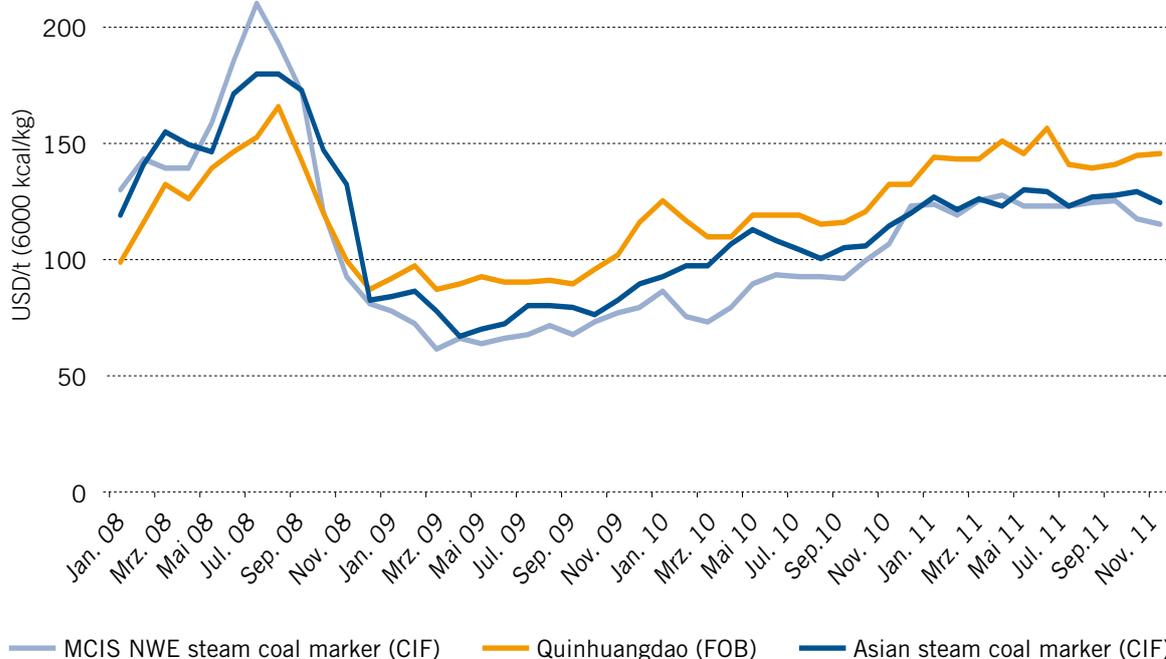
### China: Dreh- und Angelpunkt des weltweiten Kohlemarktes

Die chinesische Kohleförderung ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Zum Vergleich: Die Primärenergie, die durch chinesische Bergwerke zur Verfügung gestellt wird, ist höher als die, die durch die Ölförderung im Nahen Osten produziert wird. Dennoch reicht die Förderung nicht aus, um die inländische Nachfrage kostengünstig zu decken. China beschafft sich zunehmend Kohle auf dem internationalen Markt. Das hat massive

\* Johannes Trüby, Moritz Paulus und Carlos Fernández Alvarez, Internationale Energieagentur und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

9 Die nächste Ausgabe dieser Reihe erscheint voraussichtlich im Dezember 2012.

Abbildung 2.14: Benchmark-Preise für international gehandelte Kraftwerkskohle



Quelle: McCloskey

Auswirkungen auf den seewärtigen Kohlehandel. Denn der chinesische Kohleverbrauch macht etwa die Hälfte des weltweiten Kohleverbrauchs aus. Innerhalb von nur drei Monaten verbraucht China ungefähr die Menge an Kohle, die während eines ganzen Jahres seewärtig gehandelt wird. China übt dadurch bereits bei für chinesische Verhältnisse geringen Importmengen eine enorme Hebelwirkung auf den seewärtigen Kohlemarkt aus. Dies beeinflusst die globalen Kohlepreise, die Handelsströme, die weltweite Kohlewertschöpfungskette und damit indirekt auch auf die Stromerzeugung in anderen Ländern.

Um die wachsende Nachfrage bedienen zu können, sind Investitionen in verschiedenen Bereichen durch die chinesische Kohleindustrie notwendig. Erstens müssen neue Minen entwickelt und die Förderraten existierender Gruben erhöht werden. Zweitens muss die Transportinfrastruktur ausgebaut werden. Darüber hinaus bedarf es logistischer Verbesserungen, sodass größere Mengen Kohle mit der bestehenden Infrastruktur transportiert werden können. Dies ist insbesondere deshalb relevant, da einige der Hauptförderregionen (sowie neu erschlossene Lagerstätten) vergleichsweise weit entfernt von den Nachfragezentren in den großen Städten und entlang der Küste liegen. Drittens müssen Produktivitäts- und Effizienzfortschritte erreicht werden, damit Kohle für die chi-

nesischen Konsumenten, insbesondere die Industrie, bezahlbar bleibt. Der chinesische Kohleverbrauch weist nämlich die Besonderheit auf, dass beinahe die Hälfte des Verbrauchs auf die Industrie entfällt. Zudem müssen Kohlekraftwerke umgerüstet werden, damit sie den politischen Anforderungen zur Verringerung des umweltschädlichen Einflusses der Kohlenutzung genügen.

Die chinesischen Behörden sind derzeit dabei, die Kohlebergbauindustrie umfassend zu restrukturieren und effizienter zu gestalten. Darüber hinaus wird, entsprechend dem 12. Fünfjahresplan, angestrebt, den Anteil von Kernenergie und erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zu erhöhen.

### Zwei Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen zur zukünftigen chinesischen Kohleförderung

Wie schnell diese Ziele verwirklicht und die dafür notwendigen Investitionen getätigt werden, hat daher einen großen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der chinesischen Kohleproduktion und damit auch einen direkten Einfluss auf die Größenordnung des zukünftigen chinesischen Importbedarfs. Um diese Abhängigkeit und Unsi-

cherheit berücksichtigen zu können, werden zwei Szenarien erstellt, in denen unterschiedliche chinesische Förderraten angenommen werden. Dabei zeigt sich, dass bereits ein Produktionsunterschied von nur 5 % erhebliche Auswirkungen auf den internationalen Kohlehandel hat.

In einem der beiden Szenarien wird angenommen, dass die Investitionen und Restrukturierungsmaßnahmen nicht ausreichen, um die Nachfrage durch die inländische Produktion zu decken. Dies ist das sogenannte „low Chinese production scenario (LPS)“. In diesem Szenario ist die Importnachfrage von China im Jahre 2016 fast doppelt so hoch wie im Jahre 2010. Chinas Kohleproduktion wächst von 2.399 Mio. t SKE in 2010 auf 2.913 Mio. t SKE in 2016, die Importe steigen von 92 Mio. t SKE in 2010 auf 180 Mio. t SKE in 2016. Im Gegenzug, dem „high Chinese production scenario (HPS)“, wird davon ausgegangen, dass die Produktion schneller wächst. Daher fallen in diesem Szenario die Importe geringer aus. Hier wächst Chinas Produktion auf 3.054 Mio. t SKE in 2016. Die Importe sinken dagegen von 92 Mio. t SKE in 2010 auf 39 Mio. t SKE (-58 %) in 2016.

Um Importe, Exporte, Kosten und Handelsströme konsistent zu schätzen, werden räumliche Gleichgewichtsmodelle für die globalen Kessel- und Koks-kohlemärkte eingesetzt.<sup>10</sup> Diese Modelle simulieren minimale Kohleproduktions- und -transportkosten, um die gegebene Nachfrage zu bedienen (die globale Nachfrage ist dabei in beiden Szenarien identisch). Kapazitätsbeschränkungen im Infrastruktur- sowie Minensektor werden dabei als Nebenbedingungen berücksichtigt. Alle wichtigen Abbauregionen und Nachfragezentren sind enthalten mit einem umfangreichen Datensatz über Abbau- und Transportkosten sowie Infrastruktureinrichtungen und Förderkapazitäten. Informationen über zukünftige Erweiterungen der Infrastruktur und Förderkapazitäten wurden aus Projektlisten entnommen. Zudem werden unterschiedliche Kohlequalitäten anhand ihres Energiegehalts und ihrer Einsatzmöglichkeiten (thermisch oder metallurgisch) berücksichtigt. Die Entwicklung der Förderkosten im Verlauf des Beobachtungszeitraums basiert auf Annahmen über die Entwicklung der Inputpreise (z.B. zukünftige regionale Stahl- und Sprengstoffpreise, Lohnkosten etc.). Zudem wird angenommen, dass der Produktivitätsfortschritt die steigenden Förder- und Transportkosten wegen steigender Inputpreise und schlechter

werdenden geologischen Bedingungen in existierenden Förderstätten nicht ausgleicht. Über den Beobachtungszeitraum bleiben politische Einflussfaktoren, wie z. B. Exportquoten, Steuern und Abgaben, unverändert. Seefrachtraten steigen moderat, wie es die momentane Kapazitätssituation im Schüttgutseeverkehr vermuten lässt.

Die in den Szenarien unterschiedlichen Importmengen Chinas haben verschiedene Auswirkungen auf den seewärtigen Kohlehandel. Die hohen Importmengen im LPS erhöhen die Knappheit auf dem seewärtigen Kohlemarkt, sodass Kohleproduzenten einen verstärkten Anreiz haben, mehr zu produzieren und zu exportieren. Daher ist die Auslastung von Exportminen und Infrastruktureinrichtungen in diesem Szenario höher als im HPS, in dem geringere Handelsmengen umgesetzt werden.

### **Kohle aus den USA wird – wenn nötig – den Markt ausgleichen, jedoch zu höheren Preisen**

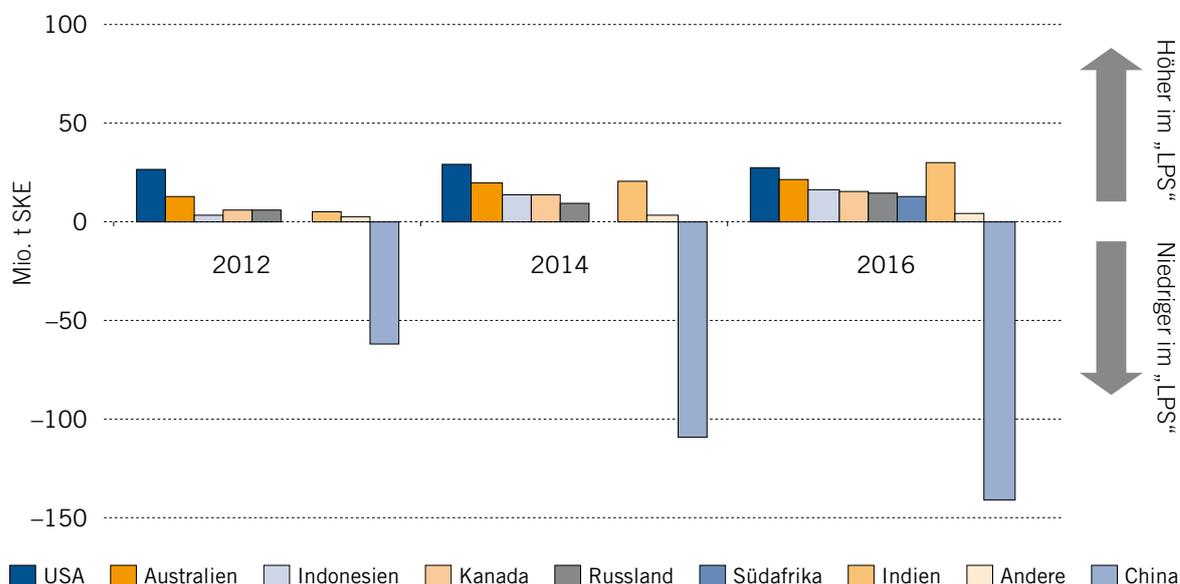
Die USA treten als „Swing Supplier“ sowohl in Koks- als auch in Kesselkohlemärkten auf, vor allem, wenn günstigere Anbieter nicht ausreichende Mengen zur Verfügung stellen können. In den 1990er Jahren waren die USA bereits ein wichtiger Exporteur und verfügen deshalb auch über die notwendige Infrastruktur, um kurzfristig die Exporte zu erhöhen. Wegen zurzeit relativ niedriger Gaspreise ist der Kohleeinsatz in der Stromerzeugung in den USA zurückgegangen, sodass Kohleproduzenten ausreichend freie Kapazitäten haben, um zu exportieren.

In Abbildung 2.15 wird die Differenz der Nettoexporte zwischen den beiden Szenarien gezeigt. Im LPS exportieren die meisten Exporteure mehr als im HPS. Im LPS zeigt sich, dass die USA auch in der Lage sind, kurzfristig ihre Exporte von 58 Mio. t SKE in 2010 auf 110 Mio. t SKE in 2012 fast zu verdoppeln. Verfügen günstigere Anbieter jedoch über genügend Mengen (aufgrund der niedrigeren Importnachfrage aus China), wie im HPS, werden teure Exporte aus den USA zunehmend verdrängt. Die USA haben vor allem höhere Kosten, da die zusätzlichen Mengen aus Kohlebergwerken mit höheren Förder- und/oder Transportkosten sowie aus Förderstätten mit Kohle von geringer Qualität (bspw. hohe Schwefelgehalte) stammen.

Neben den USA haben auch einige Minen in Australien, Indonesien, Russland und Südafrika die Möglichkeit, als „Swing Supplier“ aufzutreten. Allerdings ist dies vorwiegend beschränkt auf Kraftwerkskohle. Die höhere Importnachfrage Chinas im LPS wird in Russland und Südafrika vor allem durch Kohlebergwerke bedient, die normaler-

<sup>10</sup> Vgl. Paulus und Trüby (2011), „Coal Lumps vs. Electrons: How do Chinese Bulk Energy Transport Decisions Affect the Global Steam Coal Market?“, Energy Economics, Vol. 33 (6).

Abbildung 2.15: Differenzen in Nettoexporten zwischen dem LPS und dem HPS Szenario



Anmerkung: Die Abbildung zeigt konkret Differenzen in Nettoexporten (negative Nettoexporte entsprechen positiven Nettoimporten). Mit höheren chinesischen Importen im LPS sind die chinesischen Nettoexporte niedriger d.h. stärker negativ. Im Gegensatz dazu sind die indischen Nettoexporte höher (Nettoimporte sind niedriger) im LPS. Da die Abbildung lediglich die Differenzen zwischen den Szenarien abbildet, kann nicht erkannt werden, ob ein Land letztlich Nettoimporteur oder -exporteur von Steinkohle ist.

Quelle: IEA (2011)

weise überwiegend Kohle für den inländischen Markt produzieren und am internationalen Handel nur teilnehmen, wenn der Preis die Kostendeckungsgrenze überschreitet. Auch auf den indischen Markt, dem drittgrößten Kohleverbraucher weltweit, haben die unterschiedlichen Importmengen Chinas einen Einfluss. Durch die höheren Importmengen und die damit verbundenen höheren internationalen Preise im LPS wird ein Teil der indischen Nachfrage durch teure inländische Förderung bzw. Transporte bedient, die bei geringeren chinesischen Importen und folglich niedrigeren Preisen nicht eingesetzt worden wären.

Der Großteil der zukünftigen Exporte entfällt weiterhin auf traditionelle Exportländer wie Indonesien, Australien, Russland, Südafrika und Kolumbien. Jedoch kommen mit der Mongolei und Mosambik insbesondere auf dem hochkonzentrierten Markt für metallurgische Kohlen zwei wichtige Akteure hinzu. Es wird erwartet, dass die Mongolei ihre Exporte von 10,3 Mio. t SKE in 2010 auf 30 Mio. t SKE in 2016 verdreifacht und ausschließlich China mit vergleichsweise günstiger Kohle über den Landweg versorgt. Mosambik begann im Jahr 2011 zu exportieren und könnte die Exportmenge bis 2016 auf 21 Mio. t SKE steigern. Beide neuen Akteure zeichnen sich durch niedrige Förderkosten aus und erreichen insbesondere im HPS einen höheren Marktanteil zu Lasten

von Produzenten mit hohen Kosten, wie z. B. die USA und Kanada.

Im LPS sind die Bereitstellungsgrenzkosten (FOB – „free on board“), die Kosten einer weiteren Einheit, um 10 USD/t höher für Kesselkohle und 15 USD/t für metallurgische Kohle im Vergleich zum HPS. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass im LPS die Auslastung von teureren Förderstätten höher ist. Durch die niedrigeren Preise im HPS werden insbesondere indische Käufer angezogen (und die Konkurrenzfähigkeit von inländischen Förderstätten sinkt weiter), sodass Indien der größte Importeur von Kesselkohle wird. Indiens Importe steigen von 81 Mio. t SKE in 2010 auf 204 Mio. t SKE in 2016, verglichen mit 174 Mio. t SKE im LPS. Im HPS wird durch die erhöhte Importnachfrage Indiens ein Teil der geringeren chinesischen Importe aufgefangen. Sie verringern so die eigentlich entstandenen Überkapazitäten im Exportsektor und stabilisieren bis zu einem gewissen Grad die Angebotskosten. Dieser Effekt bezieht sich jedoch hauptsächlich auf den Kesselkohlenmarkt, während bei den metallurgischen Kohlen die geringeren chinesischen Importe nicht ausgeglichen werden. Die Differenz der Handelsmengen zwischen den Szenarien beträgt auf dem Kesselkohlenmarkt 71 Mio. t SKE in 2016 bzw. 37 Mio. t SKE auf dem Markt für metallurgische Kohle.

## Erwartete Investitionen sowohl in Förder- als auch in Infrastrukturkapazität sind solide

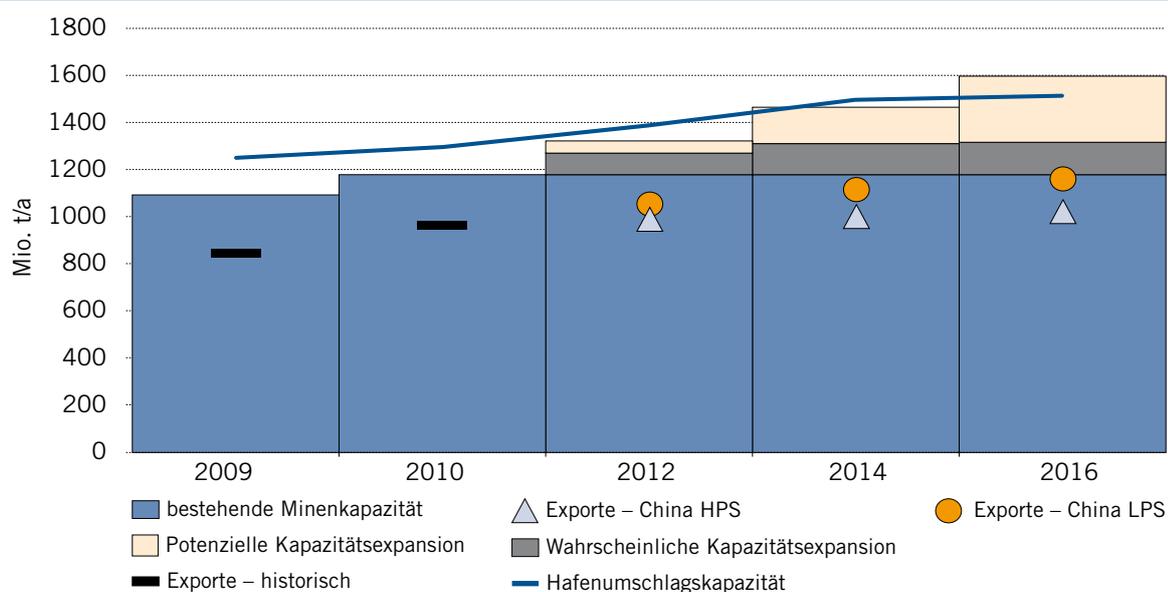
Die weltweite Förderkapazität für den Export wird von ungefähr 1.180 Mio. t/a in 2010 auf fast 1.600 Mio. t/a in 2016 wachsen, wenn alle Projekte planmäßig abgeschlossen werden (darin enthalten sind auch Minen, die teils inländische Märkte bedienen). Die Projekte werden in dieser Analyse anhand des jeweiligen Projektfortschritts in zwei Gruppen eingeteilt. Es wird unterschieden zwischen Projekten im fortgeschrittenem Stadium, die als „wahrscheinliche“ Erweiterungen in die Analyse eingehen (140 von 420 Mio. t/a) und Projekten im weniger fortgeschrittenem Stadium, die als „potentielle“ Erweiterungen angesehen werden (280 von 420 Mio. t/a). In Abbildung 2.16 werden die erwarteten Erweiterungen von Förder- und Hafenumschlagkapazität sowie die Volumina des Seehandels der beiden Szenarien dargestellt. Investitionen in Förder- und Infrastrukturkapazität sind in den Modellrechnungen exogen und in beiden Szenarien identisch.

Für das Jahr 2016 wird projiziert, dass der seewärtige Handel von Steinkohle im Szenario mit niedriger chinesischer Förderung (LPS) von 965 Mio. t in 2010 auf 1.152 Mio. t steigt. Demgegenüber fällt im Szenario mit hoher chinesischer Produktion (HPS) der Anstieg auf 1.032 Mio. t in 2016 geringer aus. Parallel dazu wächst die Hafenumschlagkapazität von 1.288 Mio. t/a auf 1.528 Mio. t/a im

Analysezeitraum. Somit scheint unter globaler Betrachtung die inländische und internationale Umschlagkapazität ausreichend zu sein, um den zunehmenden Seehandel in beiden Szenarien (niedrige und hohe chinesische Förderung) abzuwickeln. Da sich die Auslastungen der Umschlagkapazitäten zwischen den verschiedenen Ländern, aber auch innerhalb der Länder, teils deutlich unterscheiden, sind regionale Engpässe jedoch nicht auszuschließen.

In der Regel liefern die Exporteure, die den Markt am kostengünstigsten bedienen können, bis zu ihrer jeweiligen Kapazitätsgrenze. Allerdings können marginale und extramarginale Anbieter bei gegebener Nachfrage signifikanten Auslastungsschwankungen unterworfen sein. Obwohl kleinere Versorgungsengpässe die Verfügbarkeit von Kohle regional beeinträchtigen können, stellen sie aus der Sicht der Versorgungssicherheit keine Bedrohung dar, da im Prinzip eine ausreichende Versorgung mit Kohle aus teureren Abbaugebieten bzw. Exportländern problemlos sicher gestellt werden kann. Im ökonomischen Sinne entsprechen solche Engpässe einem Knappheitssignal, das einen Aufwärtspreisdruck auslöst, welcher Investitionen in neue Kapazität finanziell attraktiver macht. Dies zeigt sich besonders deutlich am starken Investitionszuwachs bei Kokskohlekapazitäten, der durch die sehr hohen Preise, welche in vergangenen Jahren mit solchen Kohlen am Markt erzielt werden konnten, ausgelöst wurde (große Projekte in Mosambik, Mongolei, Australien und Russland).

**Abbildung 2.16: Ausblick über die Auslastung der globalen Exportkapazität im seewärtigen Kohlehandel bis 2016**



Quelle: IEA (2011)

Die unterschiedlichen Auslastungsraten in den beiden Szenarien spiegeln den Einfluss wider, den die chinesischen Kohleimporte auf Investitionen im Kohlemarkt haben. Im Szenario mit niedriger chinesischer Produktion und folglich höheren chinesischen Importen ist die Verwirklichung aller wahrscheinlichen und einiger potenzieller Abbauprojekte notwendig, um die gegenwärtigen (bereits recht hohen) Auslastungsraten von ungefähr 80 % aufrecht zu erhalten. Im Szenario mit hoher chinesischer Produktion und entsprechend geringeren chinesischen Importen hingegen sind nahezu alle wahrscheinlichen Abbauprojekte unabdingbar, um die gegenwärtigen Auslastungsraten zu gewährleisten.

Extramarginale Kapazitäten können entweder zusätzliche und kostspieligere Förderung bestimmter Grubenbetriebe sein oder zusätzliche Mengen von Kohlegruben darstellen, die neben Exportmärkten auch heimische Märkte bedienen. Für gewöhnlich sind die daraus resultierenden FOB-Kosten jedoch deutlich höher aufgrund von geringeren Kohlequalitäten, aufwendigerem Binnentransport oder nachteiliger geologischer Bedingungen. Demzufolge bedingt der Einsatz solcher Kapazitäten ein hohes Preisniveau, um die Kosten zu decken. In jedem Fall ist der Einsatz und Betrieb solcher kostenintensiven Kapazitäten über längere Zeiträume ineffizient, wenn gleichzeitig Investitionen in neue kostengünstigere Kapazitäten grundsätzlich möglich sind. Da Investitionen in Kohlegruben hauptsächlich in Ländern mit geringen Kosten stattfinden, ist ein Betrieb mit hoher Auslastung üblich, welcher folglich auch das Risiko der *stranded costs* („gestrandete Investitionen“) minimiert.<sup>11</sup>

Sehr hohe Kapazitätsauslastungen sind aus volkswirtschaftlicher Perspektive über längere Zeiträume nicht erstrebenswert, da unter diesen Umständen ein großer Anteil an teurer Kapazität erforderlich ist, um die Nachfrage zu decken, was mit hohen Kosten einhergeht. Darüber hinaus ist der Markt bei hoher Auslastung anfälliger für Versorgungsengpässe bzw. Störungen, da die Bruttokapazitäten eventuell nicht ständig zur Verfügung stehen können, bspw. aufgrund von Minenausfällen (z.B. durch Weterinflüsse oder Arbeitsniederlegungen) oder wegen Engpässen in der Infrastruktur (z.B. Entgleisungen, ineffiziente Beladung oder wetterbedingte Einschränkungen im Schienen- oder Straßenverkehr). Letztlich könnten hohe Auslastungsraten auch dazu führen, dass einzelne Marktteilnehmer die Möglichkeit erhalten, Preise zu beeinflussen: In einer Situation ohne Überschusskapazität könnten

Anbieter den Kohlepreis erhöhen, indem sie Teile der eigenen Förderung zurückhalten.<sup>12</sup> Daher wird ein gewisser Anteil an freier Kapazität benötigt, um den Markt wettbewerblich zu gestalten und im Gleichgewicht zu halten.

### Unkoordinierte Investitionen, der Abbruch von Projekten sowie wetterbedingte Störungen verunsichern den Markt

Die Entwicklung neuer Abbaugelände findet oftmals fernab der bestehenden Infrastruktur statt und/oder benötigt umfangreiche Zusatzinvestitionen in Eisenbahn- oder Hafenumschlagkapazität (z.B. Galilee Becken in Australien, Tete Becken in Mosambik oder das Elga Projekt in Russland). Bei Projekten in reiferen Abbaugeländen sinken oftmals entweder die Kohlequalitäten oder verschlechtern sich die Förderbedingungen. Diese Faktoren sind unter anderem verantwortlich für einen erheblichen Aufwärtsschub auf die künftigen Kosten des Kohleangebots.

Obwohl die geplanten Projekte theoretisch ausreichend erscheinen, um dem erwarteten Wachstum des internationalen Kohlehandels zu entsprechen, steht deren Verwirklichung in der Praxis noch einiges im Wege. Beispielsweise befinden sich aktuelle Projekte in verschiedenen Fortschrittsstadien und könnten abhängig von Markterwartungen bzw. Entwicklungen verschoben oder ganz verworfen werden. Ein weiteres entscheidendes Hindernis ist, dass Investitionen in die Transport- bzw. Wertschöpfungskette mit der Koordination verschiedenster Akteure verbunden sind, die zum Teil divergierende Interessen verfolgen (bspw. Bergbauunternehmen, Eisenbahn- und Hafenbetreiber, Behörden). In der Vergangenheit führte das bereits zu der Situation, dass zusätzliche oder ergänzende Erweiterungen (z.B. der Eisenbahnstrecken oder Hafenkapazitäten) nicht mit den Investitionen in Kohlegruben Schritt hielten bzw. nicht abgestimmt wurden und es deshalb zu kurzfristigen Überkapazitäten oder Engpässen entlang der Versorgungskette kam (z.B. Südafrika).

Demnach werden insbesondere im LPS temporäre Engpässe sowie hohe Auslastungsraten und damit verbundene Preisspitzen auf mittlere Sicht weiterhin Bestand haben, falls Schlüsselprojekte in Ländern mit geringen Kosten, z. B. Australien, Kolumbien oder Südafrika, verzögert oder ganz aufgegeben werden.

<sup>11</sup> Der „Medium Term Coal Market Report 2011“, IEA, enthält eine detaillierte Regionalanalyse mit mittelfristigen Auslastungsraten von Minen- und Hafenkapazitäten.

<sup>12</sup> Vgl. Trüby und Paulus (2012), „Market Structure Scenarios in International Steam Coal Trade“, The Energy Journal 33 (3) (forthcoming).

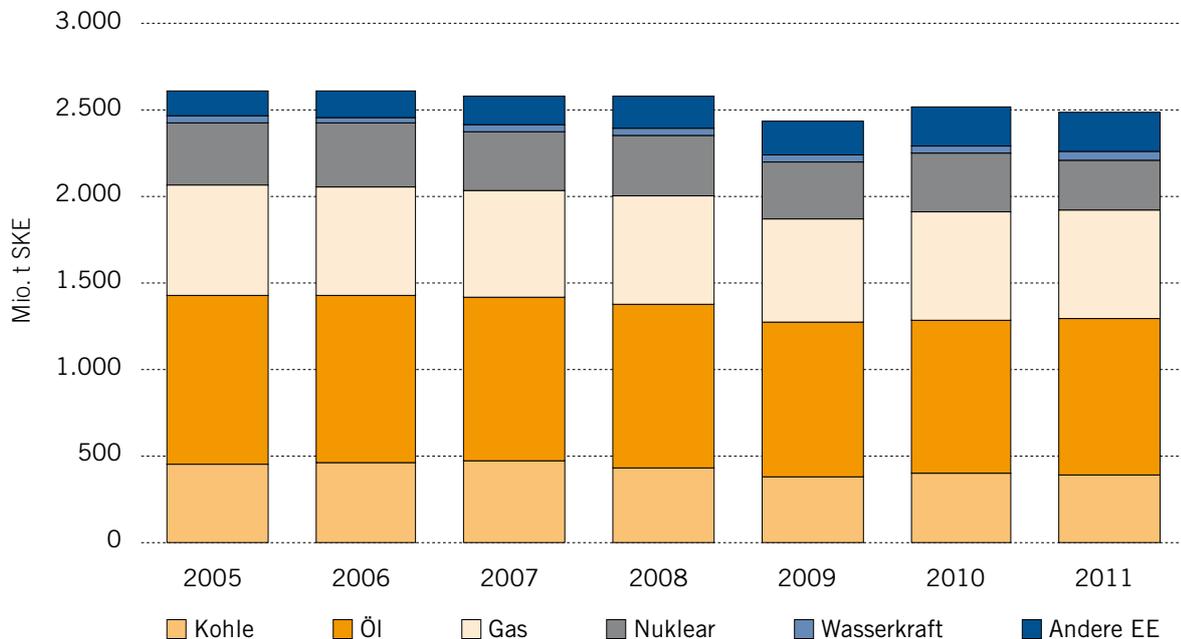
# Energie in der Europäischen Union

3



### 3.1 Zahlen & Fakten

Abbildung 3.1: Primärenergieverbrauch, EU-27, 2005–2011, in Mio. t SKE



Quellen: IEA Statistiken, BP Statistiken, Eurostat, Eigenschätzung

#### Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in der EU-27 bewegt sich seit einigen Jahren in einem Bereich von ca. 2,5 bis 2,6 Mrd. t SKE. In den Jahren unmittelbar vor der wirtschaftlichen Krise in 2009 betrug der Verbrauch relativ konstant 2,6 Mrd. t SKE. Lediglich im Jahr 2009 fiel er, hauptsächlich veranlasst durch den Rückgang der industriellen Produktion infolge der Wirtschaftskrise, auf nahezu 2,4 Mrd. t SKE. In 2010 stieg der Verbrauch wieder an, wobei aber das Niveau aus der Vorkrisenzeit noch nicht wieder erreicht wurde. Der Anstieg war einerseits verursacht durch die wirtschaftliche Erholung und andererseits durch eine überdurchschnittlich kalte Heizperiode. Für 2011 wird mit einem leichten Rückgang gegenüber dem Verbrauch von 2010 gerechnet. Der Haupteinfluss hierfür ist primär das milde Wetter, das insbesondere den Energieverbrauch für Heizzwecke reduzierte. Der industrielle Verbrauch dagegen stieg wegen der stabilen Wirtschaftsentwicklung (Bruttonationaleinkommen +1,6 % in 2011) weiter an.

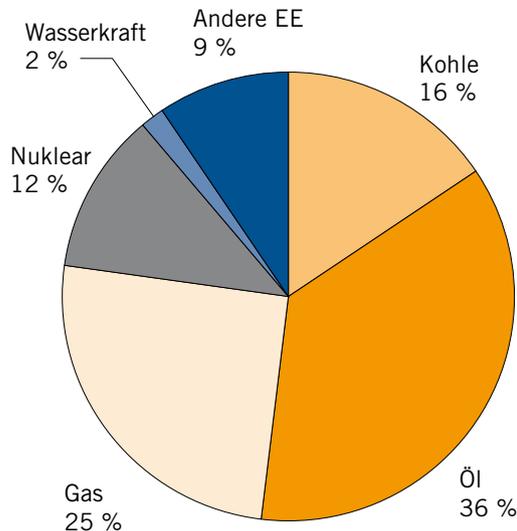
In den einzelnen EU-Mitgliedsländern war das Wachstum in der Wirtschaftsleistung, und davon geprägt auch die Veränderung im Primärenergieverbrauch, in 2011 sehr unterschiedlich. Neben Griechenland und Portugal mit einem echten Rückgang im Bruttonationaleinkommen, wiesen Italien, Spanien und Großbritannien nur ein geringes Wirtschaftswachstum und daran gebunden auch einen

stagnierenden Primärenergieverbrauch auf. Die Länder mit dem höchsten Wachstum in der Wirtschaftsleistung und damit im Primärenergieverbrauch im Industriesektor waren die baltischen Staaten sowie Polen und Schweden.

Trotz des signifikanten Ausbaus der erneuerbaren Energien dominieren die fossilen Energieträger weiterhin mit Abstand im Energiemix in der Primärenergieversorgung. Der Anteil von Kohle, Öl und Erdgas beträgt im Jahr 2011 zusammen 77 %. Der Einsatz von Kohle erfolgt primär in der Verstromung und ist trotz der damit verbundenen Belastungen der europäischen CO<sub>2</sub>-Bilanz unverändert hoch. Nur langsam verschiebt sich der Energiemix weg von Kohle und Öl hin zu Gas und erneuerbare Energien.

Durch den fortgesetzten Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere im Stromsektor stieg deren Anteil unter Einbezug der Wasserkraft in 2011 auf 11 % gegenüber 9 % in 2010 an. Die Wasserkraft konnte wegen der relativ geringen Niederschläge zum Ende des Jahres aber nicht im Anteil zulegen. Haupttreiber für das Wachstum innerhalb der erneuerbaren Energien waren vielmehr die Windkraft und die Photovoltaik. Der Rückgang in der Kernenergie innerhalb der EU-27 war insbesondere durch die Stilllegung von acht Kernkraftwerken in Deutschland im Rahmen des Ausstiegsbeschlusses als Folge des Unfalls in Fukushima verursacht.

**Abbildung 3.2: Struktur des Primärenergieverbrauchs, EU-27, 2011 ca. 2,5 Mrd. t SKE**



Quellen: IEA, Eurostat, Eigenschätzung

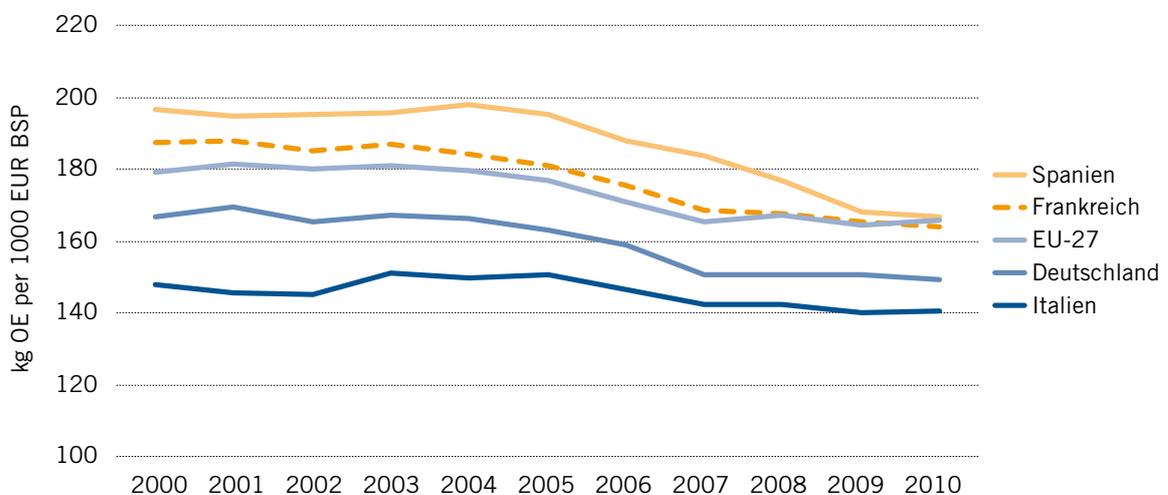
Die Energieeffizienz konnte in der zweiten Hälfte der letzten Dekade ab 2004 in der EU-27 kontinuierlich verbessert werden. Fortschritte konnten in allen führenden Industrienationen innerhalb der EU-27 erzielt werden. In der jüngsten Vergangenheit hat sich die Effizienzverbesserung aber verlangsamt. Ursachen hierfür sind einerseits die Zunahme der Produktion in energieintensiven Branchen in der Boomphase der Wirtschaft 2007 und 2008 bzw. die limitierten finanziellen Ressourcen für Effizienzprogramme in der Zeit der Wirtschaftskrise. Im Bereich der Gebäudeheizung und auch in den industriellen Prozessen sind noch längst nicht alle Optionen für eine Steigerung der Energieeffizienz ausgeschöpft worden. Hier gilt es, durch politische Förderprogramme entsprechende Modernisierungsmaßnahmen anzuschieben.

Die Gaspreise für Industrie- und Haushaltskunden durchliefen in 2008 eine Hochpreisphase, als der Verbrauch in der wirtschaftlichen Hochkonjunktur Spitzenwerte erreichte. In der Zeit der Wirtschaftskrise gaben die Preise dagegen nach. Seit 2010 ist aber wieder ein Anstieg insbesondere bei den Industriekunden zu beobachten. Die steigenden Energiepreise dürften den Bemühungen um eine Verbesserung der Energieeffizienz neuen Schub verleihen. Die Preise der anderen fossilen Energieträger Kohle und Öl zeigen einen ähnlichen Preisverlauf.

Die Stromerzeugung in der EU-27 zeigt seit einigen Jahren einen relativ flachen Verlauf, die Bruttostromerzeugung lag in 2011 bei ca. 3.300 TWh. Damit hatte die EU-27 im Jahr 2011 einen Anteil an der weltweiten Stromerzeugung von etwa 15 %. In den Jahren 2007 und 2008 betrug der Zuwachs in der Stromerzeugung 0,5 % bzw. 0,1 %, in 2009 in Folge der Wirtschaftskrise ging die Erzeugung um 5 % zurück. Dieser Rückgang wurde durch den Zuwachs in den Jahren 2010 und 2011 wieder nahezu vollständig kompensiert. Der Stromverbrauch wurde durch die Wirtschaftskrise weniger stark betroffen als der Primärenergieverbrauch, da der Industriesektor hier einen geringeren Anteil hat.

Die Stromerzeugung in der EU-27 zeigt seit einigen Jahren einen relativ flachen Verlauf, die Bruttostromerzeugung lag in 2011 bei ca. 3.300 TWh. Damit hatte die EU-27 im Jahr 2011 einen Anteil an der weltweiten Stromerzeugung von etwa 15 %. In den Jahren 2007 und 2008 betrug der Zuwachs in der Stromerzeugung 0,5 % bzw. 0,1 %, in 2009 in Folge der Wirtschaftskrise ging die Erzeugung um 5 % zurück. Dieser Rückgang wurde durch den Zuwachs in den Jahren 2010 und 2011 wieder nahezu vollständig kompensiert. Der Stromverbrauch wurde durch die Wirtschaftskrise weniger stark betroffen als der Primärenergieverbrauch, da der Industriesektor hier einen geringeren Anteil hat.

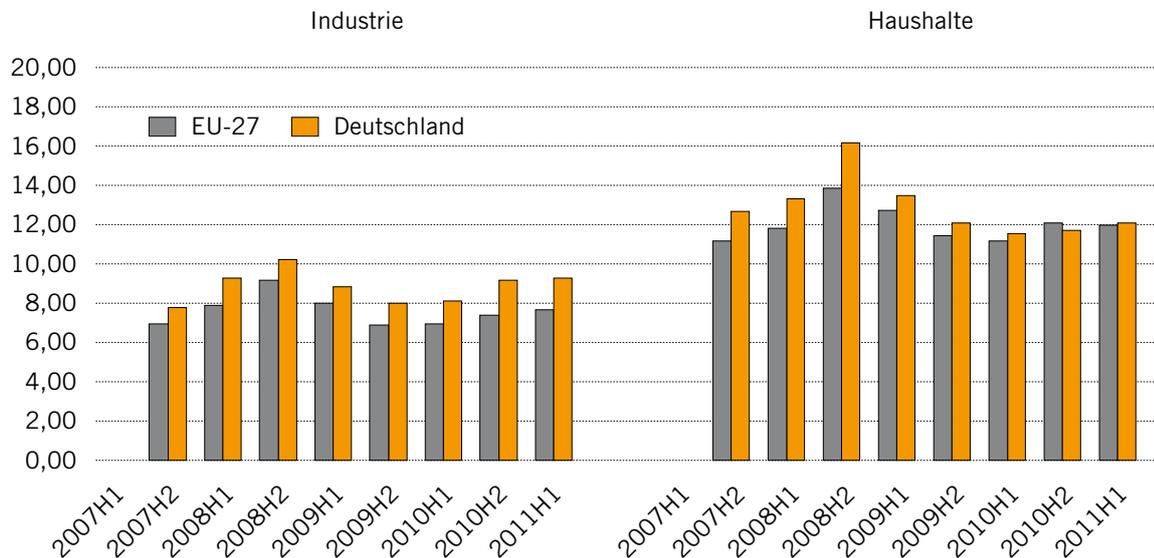
**Abbildung 3.3: Primärenergieintensität, EU-27, 2000–2010, in kg OE/1.000 € Bruttosozialprodukt**



Quelle: Eurostat



Abbildung 3.4: Gaspreise für Industrie und Haushalte, 2007–2011, in €/GJ



Quellen: Eurostat; Preise ohne Steuern für jeweils mittlere Verbrauchsvolumina

In der Stromerzeugung verschiebt sich der Energiemix zunehmend in Richtung der erneuerbaren Energien. Während im Jahre 2005 der Anteil noch bei 14 % lag, ist er in 2011 auf nahezu 23 % gestiegen; allein in 2011 nahm der Anteil um fast 2 Prozentpunkte zu. Der Beitrag der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung variiert in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-27 sehr stark. Den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien weisen die Länder mit einer traditionell hohen Erzeugung aus Wasserkraft wie Österreich, Schweden und Lettland auf, in denen die Anteile bei 60–70 % liegen. Jenseits der Wasserkraft liegen bei der Strommenge aus der Erzeugung aus Windkraft, Photovoltaik und Biomasse die Länder Deutschland, Spanien, Italien und Großbritannien in Führung.

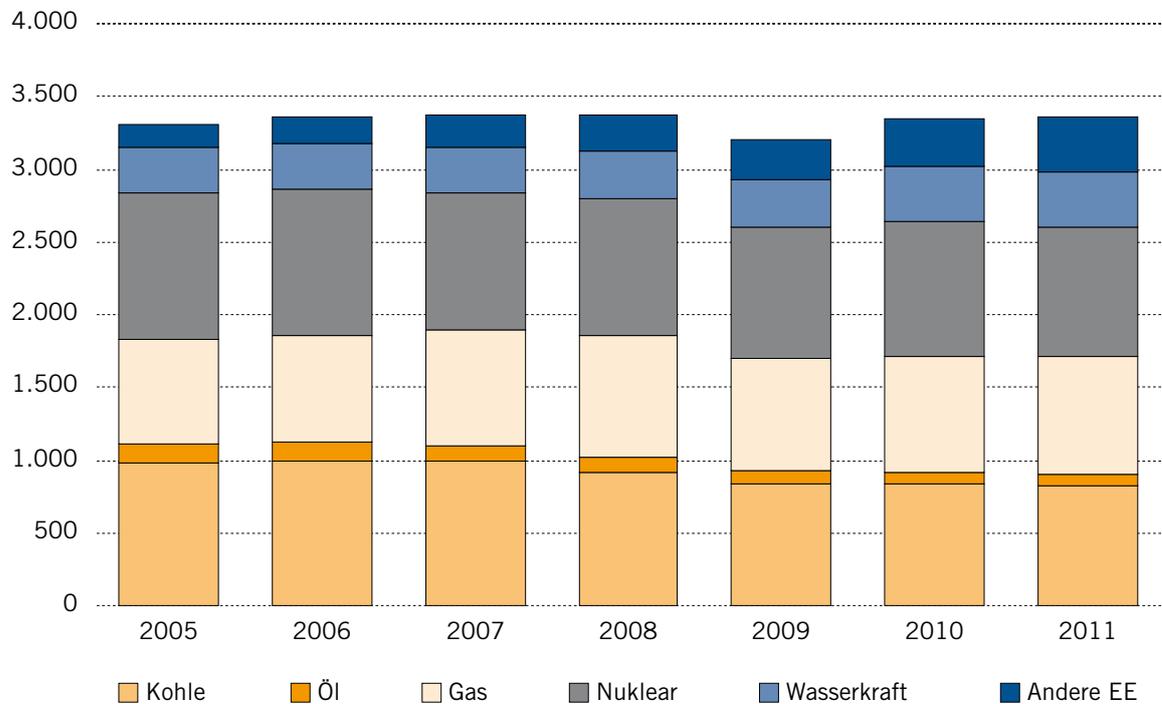
Trotz des signifikanten Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung dominieren bisher noch die fossilen Energieträger. Sie halten zusammen in 2011 immer noch einen Anteil von 51 %. Innerhalb der fossilen Energieträger liegen Kohle und Gas mit einem Anteil von 25 % bzw. 24 % nunmehr nahezu gleich auf. In den vergangenen Jahren konnte eine zunehmende Verschiebung von Kohle zu Gas beobachtet werden. Der Anteil der Kernenergie sank in 2011 auf 26 % im Vergleich zum Vorjahr mit noch 28 %. Der Rückgang resultiert hauptsächlich aus der Abschaltung von acht Kernkraftwerksblöcken in Deutschland in der ersten Jahreshälfte von 2011 als Folge des Ausstiegsbeschlusses nach dem Unfall in Fukushima.

Innerhalb der erneuerbaren Energien jenseits der Wasserkraft hat Windkraft die Spitzenposition mit einem Anteil von mehr als 5 % an der Gesamterzeugung. Bisher handelt es sich hierbei noch nahezu vollständig um Onshore Windanlagen. In den nächsten Jahren werden aber vermehrt Offshore Windparks entstehen. Gefolgt wird die Windenergie von Biomasse/ Müllverwertung, die gemeinsam einen Anteil von ca. 4 % halten. Die Stromerzeugung aus Sonnenenergie wies in den vergangenen Jahren das größte Wachstum auf, ihr Anteil in der Stromerzeugung ist aber bisher EU-weit noch auf ca. 1 % beschränkt. Im Jahre 2011 wurden in der EU-27 mehr als 20 GW neue Photovoltaik-Leistung installiert, hiervon allein 9 GW in Italien und 7,5 GW in Deutschland (Quelle: EPIA). Die EU-27 deckte damit nahezu Dreiviertel der weltweiten Neuinstallationen in 2011 ab, getrieben von sinkenden Produktkosten und den jeweiligen nationalen Förderinstrumenten.

Die Entwicklung der Strompreise ist im Vergleich zu den Gaspreisen in den vergangenen Jahren moderater verlaufen. Die Preisspitze beim Gas in 2008 hat sich nicht gravierend auf die Strompreise ausgewirkt. Hier übt die Stromerzeugung den erneuerbaren Energien, Kernkraft und auch aus Kohle eher einen mildernden Effekt auf den Strompreis aus, ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben.

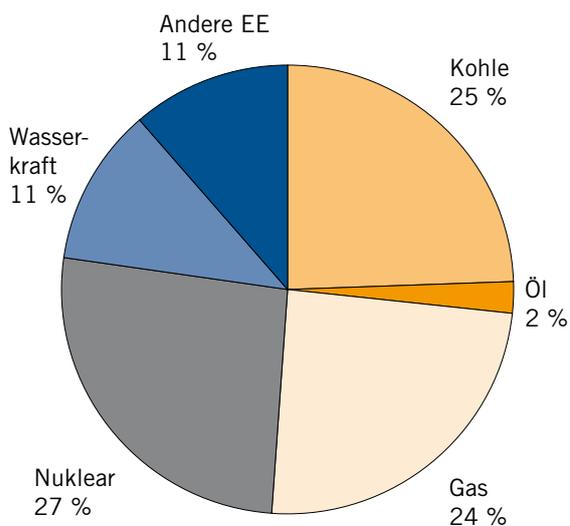
In der EU-27 haben die Abschwächung der wirtschaftlichen Entwicklung und das milde Winterwetter in 2011 zu

Abbildung 3.5: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung, EU-27, 2005–2011, in TWh



Quellen: IEA Statistiken, Eurostat, Eigenschätzung

Abbildung 3.6: Struktur der Stromerzeugung, EU-27, 2011, 3.360 TWh

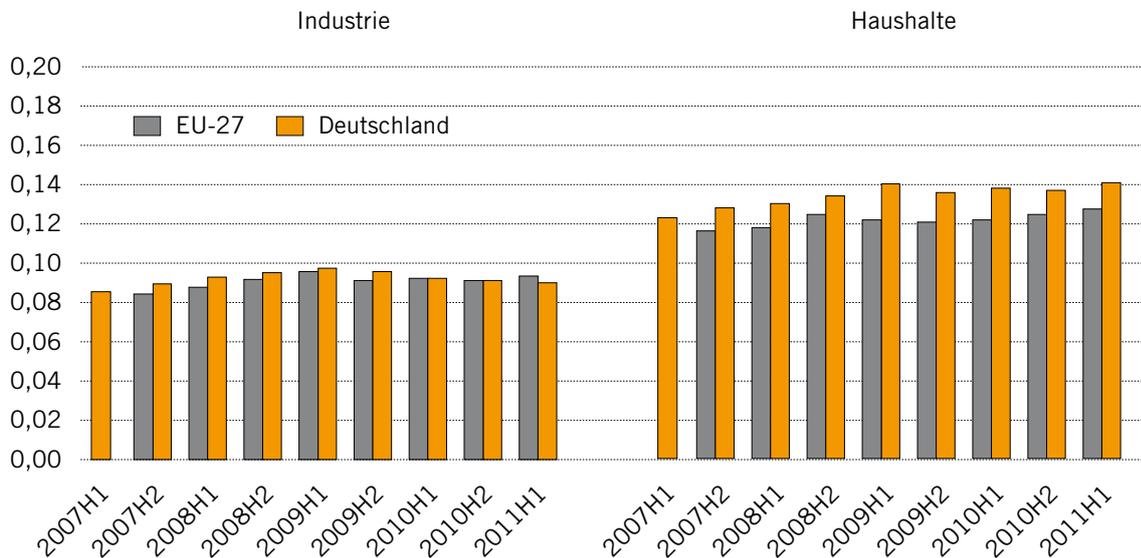


Quellen: Eurostat, Eigenschätzung

einem erneuten Rückgang des Primärenergieverbrauchs geführt. Da hiervon insbesondere die fossilen Energieträger betroffen waren, ging damit eine Reduzierung bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen einher – eine günstige Entwicklung mit Blick auf die 2020-Ziele der Europäischen Union hinsichtlich der Emissionsminderung. Dieser eher kurzfristige Effekt sollte aber nicht dazu verleiten, in den Anstrengungen der Effizienzverbesserung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien nachzulassen. Bei einem Wiedererstarken der Wirtschaft und ungünstigeren Wetterbedingungen könnte sonst das langfristige Ziel der Emissionsreduzierung verfehlt werden. In der Stromerzeugung wird auch längerfristig eher mit einem konstanten oder zumindest nur moderat sinkenden Verbrauch gerechnet. Dies widerspricht aber nicht zwangsläufig den Effizienzbemühungen, da gerade der Ersatz von Anwendungen mit fossilen Primärenergien durch Strom, der vermehrt aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, zu einer Verbesserung der Gesamteffizienz und der Nachhaltigkeit im Energiesektor führen kann.

Der Energiemix in der Primärenergie- und Stromversorgung ändert sich wegen der langen Lebenszyklen der Infrastruktur nur sehr langsam. Die Transformation der Energieversorgung zu einem endgültig CO<sub>2</sub>-freien Ener-

Abbildung 3.7: Strompreise für Industrie und Haushalte, 2007–2011, in €/kWh



Quelle: Eurostat

giesystem wird noch einige Dekaden dauern. Für diesen Prozess werden erhebliche volkswirtschaftliche Investitionen erforderlich sein, die aber über diesen langen Zeitraum verteilt werden können. In den einzelnen Ländern der EU-27 wird sich der Energiemix auch in Zukunft sehr unterschiedlich entwickeln, je nachdem wie die CO<sub>2</sub>-freien Technologien wie erneuerbare Energien, Kernenergie und CO<sub>2</sub>-Abtrennung (Carbon Capture and Storage, CCS) Berücksichtigung finden werden.

Bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Senkung der klimarelevanten Emissionen nimmt die EU-27 seit Jahren eine Führungsrolle ein. In Folge der in der Euro-Region andauernden Krise wird aber in Zukunft vermehrt die Entwicklung der Energie- und Strompreise Beachtung finden. Nicht alle Einflüsse auf die Preise sind von der Energiepolitik der EU-27 zu kontrollieren, aber die politischen Entscheidungen werden verstärkt von diesem Gesichtspunkt geprägt werden.

## 3.2 Die EU-Roadmaps

Die EU-Kommission veröffentlichte im Verlauf des Jahres 2011 drei sogenannte „roadmaps“ und zeigte darin Perspektiven für den Klimaschutz, den Verkehr und die Energieversorgung bis zum Jahr 2050 auf. Hauptbestandteil der Energie- und der Klimaroadmap war dabei die Evaluierung von Szenarien um eine „low-carbon economy“ zu erreichen. Die Klimaroadmap wurde im Frühjahr veröffentlicht, die Energieroadmap gegen Jahresende. Die Energieroadmap hatte wesentlich detailliertere Szenariobetrachtungen aufzuweisen, da sie auf den Szenarien der Klimaroadmap aufbauen konnte.

### Die „EU Energy Roadmap 2050“

Die Europäische Kommission legte am 13. Dezember 2011 ihre „EU Energy Roadmap 2050“ vor, die unter Federführung von Energiekommissar Oettinger erarbeitet wurde. Die Kommission setzt bei der Transformation des Energiesektors deutlich andere Akzente als beispielsweise Deutschland bei der Energiewende.

Anhand verschiedener Szenarien wird untersucht, welche Maßnahmen und Instrumente nötig bzw. möglich sind, um über das bereits ambitionierte „20-20-20“-Ziel (bis 2020 jeweils 20 % mehr erneuerbare Energien, weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen und höhere Energieeffizienz) hinaus bis 2050 die Treibhausgase um mindestens 80 % zu reduzieren. Die bloße Fortsetzung der bislang in Europa beschlossenen oder geplanten Maßnahmen wird dafür als nicht ausreichend angesehen. Hiermit würden nach Ansicht der Kommission nur etwa die Hälfte der Reduktionsziele erreicht werden. Das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung der europäischen Ökonomien soll ohne Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit Europas erreicht werden. Die Kommission rechnet damit, dass die gesamten Systemkosten auf 14,6 % des Bruttoinlandsproduktes im Jahr 2050 ansteigen werden (Wert 2005: 10,5 %), wobei der erfolgreiche Netzaus- und -umbau zu intelligenten Netzen mit einem Investitionsvolumen zwischen einer und zwei Bil. € vorausgesetzt wird.

Die Bedeutung von Strom im Energiesystem wird selbst in einer von hoher Energieeffizienz und sinkendem Gesamtenergiebedarf geprägten Welt zunehmen. Der Stromanteil am Energieverbrauch verdoppelt sich bis 2050 in den Darstellungen der Kommission auf ca. 40 %. Der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch wird verglichen mit den heutigen 10 % mindestens 55 % betragen.

Während die Gesamtsystemkosten unabhängig vom Pfad der Zielerreichung nahezu konstant sind, spiegelt sich die wachsende Bedeutung von Strom auch in der Ent-

wicklung der Strompreise wider. In den Szenarien nehmen die durchschnittlichen Strompreise um ca. 35 % zu. In einer Welt mit besonders hohen Anteilen erneuerbarer Energien steigen die Strompreise sogar um 82 % an. Strompreis treibend wirken hier vor allem die kapitalintensiven Investitionen in CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung. 2050 würden dann mehr als doppelt so viele Erzeugungskapazitäten allein erneuerbarer Energien vorhanden sein, als heute insgesamt in Europa installiert sind.

Systemkosten entlastend wirken die sinkenden Aufwendungen für Energieimporte, die 2050 aufgrund von Effizienzsteigerung und Nutzung „heimischer“ erneuerbarer Energien beim angenommenen Preispfad um 30–40 % unter dem Niveau von 2005 liegen. Der Effekt einer sinkenden Importabhängigkeit fällt jedoch erst nach 2030 verstärkt ins Gewicht. Bezogen auf Energieausgaben nimmt das Wohlstandsniveau bis 2050 in allen Szenarien nicht zu. Während sich das Einkommen bis 2050 verdoppelt, werden Haushalte 2050 auch doppelt soviel für Energie ausgeben als heute.

Die Roadmap soll die nationale Energiepolitik der Mitgliedsländer nicht ersetzen, sondern ihnen vielmehr einen Rahmen geben, der durch europäische Harmonisierung der Konzepte und Instrumente ein möglichst effizientes Vorgehen ermöglicht. Unverkennbar ist gleichwohl eine starke Tendenz zur Europäisierung der Energiepolitik. Ein markanter Schritt auf diesem Weg würde das im Entwurf der Roadmap angekündigte Vorhaben sein, ein verbindliches Ausbauziel für die erneuerbaren Energien für 2030 zu beschließen, das bei 30 % plus x liegen dürfte. Dazu will die Kommission die bestehende EU-Gesetzgebung im Bereich erneuerbarer Energien anpassen und versuchen, eine Harmonisierung der Europäischen Fördersysteme zu erreichen.

Das Energiesystem steht vor einem Übergang eines auf Betriebs- und Brennstoffkosten basierenden Systems hin zu einem System, das durch hohe Anfangsinvestitionskosten dominiert wird. Insgesamt werden im Entwurf der Roadmap die Vorteile einer technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Energiestrategie deutlich, während die Kommission allerdings bei der Erhöhung der Energieeffizienz einen ausgesprochen dirigistischen Ansatz verfolgt. Ob die Transformation des Energiesystems gelingt, wird deshalb zu einem wesentlichen Teil daran liegen, ob die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass die Märkte die erforderlichen Investitionen tätigen können.

Aus der Analyse der Szenarien identifiziert die Roadmap zentrale Handlungsfelder und benennt die wichtigsten Schlussfolgerungen:

1. Strom wird bedeutender Energieträger im Endverbrauch (Zunahme im Wärmemarkt und Verkehr); Damit begründet die Kommission auch den hohen Handlungsdruck im Stromsektor bzgl. der Klimavorsorge.
2. Dezentrale Versorgung im Strom- und Wärmebereich wird die zentrale Versorgung ergänzen nicht ersetzen; Sie stellt besondere Herausforderungen an die Energieinfrastruktur.
3. Energieeinsparung und Effizienz sind zentrale Elemente aller Transformationspfade (Der Primärenergieverbrauch sinkt zwischen 32 % und 41 % bis 2050 gg. 2005).
4. Anteil der Erneuerbaren steigt in allen Szenarien substantiell an (auf mindestens 55 % des Endenergieverbrauchs in 2050).
5. CCS kann eine wichtige Rolle spielen. Das Ausmaß hängt vom technologischen Fortschritt und von der Akzeptanz ab.
6. Kernenergie wird auch in Zukunft einen wichtigen Beitrag leisten. Je höher der Anteil der Kernenergie in einem Szenario ist, desto geringer sind die Energiekosten.
7. In allen Szenarien steigt der Kapitalaufwand und sinken die Brennstoff- und Betriebskosten.
8. Die Strompreise steigen bis 2030 und sinken danach, nur nicht im Erneuerbaren-Szenario.
9. Die Ausgaben der Haushalte für Energie und Energiedienstleistungen werden steigen.
4. Neue Energieinfrastruktur erfordert ein neues Verständnis für gemeinsame Verantwortung in Europa und zusammen mit den europäischen Nachbarn.
5. Mehr Energieeffizienz.
6. Energiepreise müssen die Kosten besser widerspiegeln.
7. Die Weiterentwicklung von erneuerbaren Energien und ihr rascher Ausbau verlangen nach einem moderneren Politikrahmen.
8. Höhere öffentliche und private Investitionen in Forschung & Entwicklung, damit CO<sub>2</sub>-arme Technologien schneller wettbewerbsfähig werden.
9. Keine Kompromisse bei Sicherheit für herkömmliche und neue Energiequellen.
10. Ein besser koordinierter EU-Zugang bezüglich internationaler Energiebeziehungen, insbesondere ein weltweites Klimaabkommen.

Die Roadmap 2050 ist grundsätzlich technologieoffen, der Fokus liegt eindeutig bei Effizienz und Erneuerbaren. Bei den fossilen Energieträgern steht Erdgas im Vordergrund der Überlegungen. Ihm wird eine Schlüsselrolle beim Umbau des Energiesystems zuerkannt und es könnte ggf. auch im Energiesystem der Zukunft eine wichtige Rolle spielen. CCS wird als notwendig erachtet. Bei der Kernenergie hebt die Roadmap die Themen Sicherheit und Endlagerung hervor, erwähnt die technologische Weiterentwicklung (Generation IV, Kernfusion) jedoch nicht.

Zwar verweist die Roadmap auf das energiepolitische Zieldreieck, aber der Schwerpunkt der Betrachtung liegt eindeutig beim Klima- und Umweltschutz. Der Dekarbonisierung ordnet sich alles andere unter. Versorgungssicherheit spielt einzig durch Importabhängigkeit eine Rolle, wobei hier unklar ist, ob Erneuerbaren-Stromimporte eingerechnet sind. Ob die Stromversorgungsqualität durch den massiven Erneuerbaren-Ausbau leidet, wird ebenfalls nicht thematisiert. Das PRIMES-Modell liefert zwar einen sog. durchschnittlichen Strompreis, aber keine quantitativen Aussagen zu den Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Volkswirtschaften.

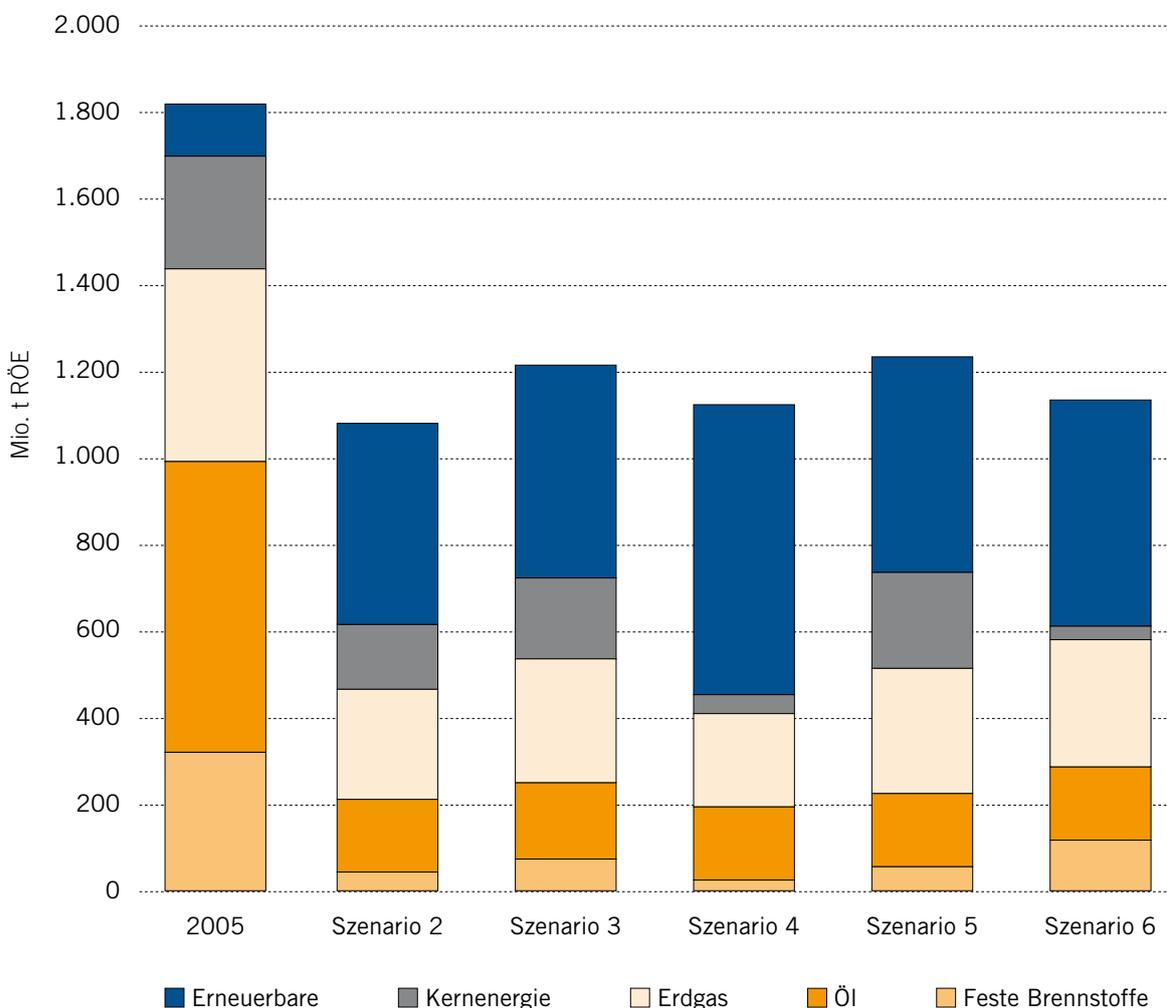
Das europäische Energiesystem sei keine Insel, sondern von den Entwicklungen der globalen Energietrends beeinflusst. Grundsätzliche Annahme für alle Szenarien ist

Die Dekarbonisierung in der Energieversorgung ist möglich und langfristig kostengünstiger als eine ausschließliche Beibehaltung heutiger Politikinstrumente.

Die EU-Kommission hat zudem zehn Punkte identifiziert, um weiter voranzukommen:

1. Vollständige Umsetzung der 2020-Strategie der EU.
2. Entwicklung eines 2030-Horizonts, idealerweise mit konkreten Zielen.
3. Gute Marktstrukturen, damit der Binnenmarkt sein ganzes Potential zeigen kann, auch bei verändertem Energiemix.

Abbildung 3.8: Der Primärenergieverbrauch der EU im Jahr 2050 für ausgewählte Szenarien



Szenario 2: Energieeffizienz hat höchste Priorität; Szenario 3: Diversifizierung bei der Versorgung; Szenario 4: Starker Erneuerbaren-Ausbau; Szenario 5: Verzögerter CCS-Ausbau; Szenario 6: Starker CCS-Ausbau. Gemeinsam ist allen Szenarien, dass der gesamte Energieverbrauch deutlich zurückgehen wird und Erneuerbare die dominierende Primärenergiequelle werden. Zu jedem Szenario sind in der Roadmap noch weitere Daten z.B. zu Verbraucherpreisen für Energie oder THG-Emissionen erhältlich.

Quelle: Impact Assessment der Energy Roadmap 2050, Annex I, 2011

die Vollendung eines Post-Kyoto-Klimaregimes, das dann realistischerweise bei den fossilen Energieträgern zu einer geringeren Nachfrage und zu niedrigeren Weltmarktpreisen führt. Daher liegen die angenommenen Preise für Erdöl unter den Szenarien der IEA und der Bundesregierung. Bemerkenswert ist, dass in der Roadmap mehrfach darauf hingewiesen wird, dass die Umsetzung eines solchen internationalen Klimaabkommens sehr unsicher sei.

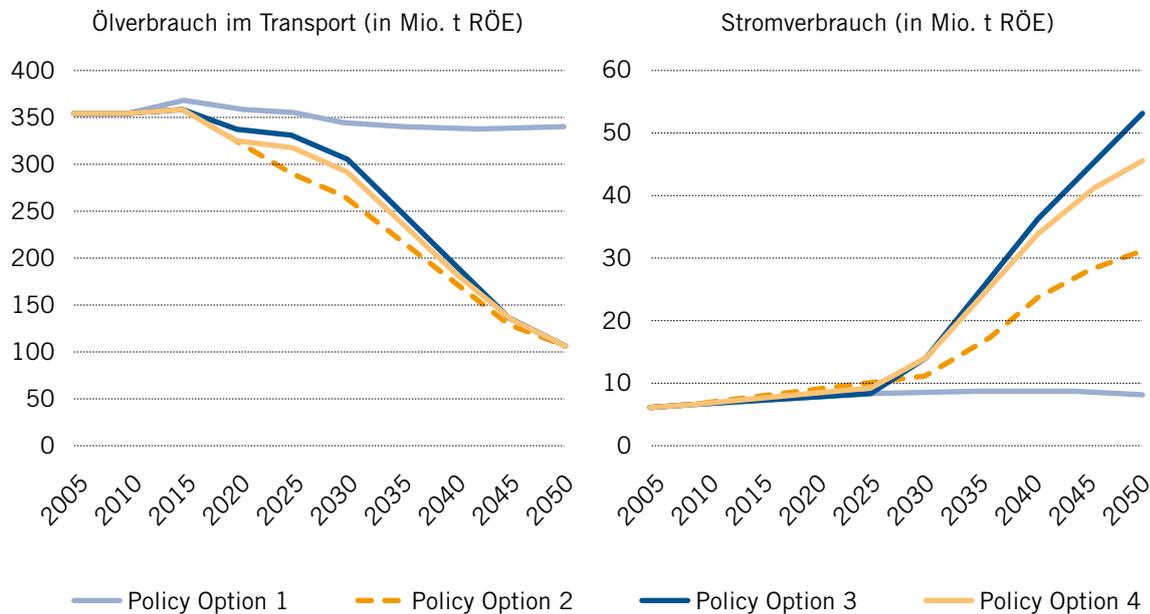
Positiv ist, dass das Papier sehr deutlich Risiken und Gefahren adressiert, die bestehen, sollte die EU beim

Klimaschutz vom „Vorreiter“ zum „Einzelkämpfer“ werden. Dann bestünde die Gefahr des „carbon leakage“ und einer Schwächung der Wettbewerbsfähigkeit Europas. In diesem Fall würden die Szenarien in vielen Punkten als zu optimistisch eingestuft. Blicke Europa trotzdem bei seinen Klimazielen, seien kompensatorische Maßnahmen (z.B. Klimaimportzölle) notwendig.

Die EU-Kommission weist ausdrücklich auf die methodischen Schwierigkeiten hin, die mit Szenarienberechnungen für einen Zeitraum von 40 Jahren verbunden sind (z.B. technologische, wirtschaftliche und politische Ent-



Abbildung 3.9: Letztverbrauch Öl



Für den Transport sieht die EU nur dann eine unverändert starke Nutzung von Öl, wenn keine EU-Maßnahmen ergriffen werden. In allen anderen Szenarien geht die EU von einer starken Zunahme des Stromverbrauchs im Transport aus. Bislang wird Strom beim Transport vor allem für schienengebundene Fahrzeuge verwendet.

Quelle: Impact Assessment to the Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource efficient transport system (2011)

wicklungen). Gleichzeitig soll die Gegenüberstellung nicht dazu dienen, den idealen Transformationspfad zu bestimmen, sondern gemeinsame Elemente herauszuarbeiten, die der effizienten Erreichung der Umwelt- und Klimaziele dienen.

Weiterer Kritikpunkt ist die bestehende Intransparenz des Impact-Assessments und des zugrunde liegenden PRIMES-Modells. Darauf hatte auch die von der EU-Kommission eingesetzte Advisory Group in ihrer Stellungnahme hingewiesen. In der Energieroadmap wird zwar in einer Fußnote auf die ausführliche Szenarienberechnung verwiesen, doch die Ergebnisse sind nur tabellarisch zusammengefasst.

Bei den Szenarioansätzen der EU-Kommission wurde ein sogenannter „normativer“ Ansatz gewählt, d. h. ausgehend von einem festgelegten Endzustand berechnet man rückwärts, was alles getan werden muß, um am Ziel anzukommen. Eine Bewertung, wie wahrscheinlich und wie realistisch das Szenario ist, erfolgt dabei nicht. Ebenso ergeben sich keine anderen Szenarien als alternative Zukunft aus den Rechnungen heraus. Erschwerend kommt hinzu, dass die Treiber der Entwicklung kaum identifiziert werden können – es verbleibt lediglich eine Kritik an den Zielen und dem Pfad dorthin.

Anders beim „explorativen“ Ansatz: Hier ist eine große Offenheit gegenüber möglichen Ereignissen und verschiedenen Entwicklungen vorhanden. Der strategische Zweck ist es, besser darauf vorbereitet zu sein, mit bestimmten Situationen umzugehen. Damit verbunden ist eine höhere Zielerreichbarkeit, weil die größten Hemmnisse auf den verschiedenen Wegen zum Ziel sichtbar werden.

### Die „transport roadmap“

Im Weißbuch „Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource efficient transport system“ vom 28. März 2011 stellt die EU-Kommission ihre Vision der zukünftigen Mobilität in Europa vor. Sie betonte dabei die zentrale Rolle des Transportwesens mit über 10 Mio. direkt Beschäftigten und einem Anteil von 5 % am Bruttonationalprodukt der EU. Der Durchschnittshaushalt gibt etwa 13 % seines Budgets für Mobilität aus.

Die EU zielt vor allem auf Effizienzgewinne beim Transport ab, um damit die Ölabhängigkeit zu verringern und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Als konkrete Ziele wurden genannt:

Tabelle 3.1

	2020	2030	2040	2050
EU	-25%	-40%	-60%	-80 % ... -95%
Strom		-54 % ... -68%		-93 % ... -99%

Quelle: A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (2011)

1. In Städten sollen benzin-/dieselbetriebene Fahrzeuge graduell verschwinden.
2. Bei Fernverkehr jenseits von 300 km soll Personen/Güterverkehr von der Straße auf Schiene und Binnenschifffahrt verschoben werden, so dass letztere einen Anteil von mindestens 50 % am Gesamttransport erhalten.
3. Fluglinien sollen ihren Verbrauchsanteil an nachhaltigen emissionsarmen Treibstoffen auf 40 % steigern.
4. Die Schifffahrt soll 40 % ihrer Treibhausgasmissionen verringern.

Insgesamt könne damit im Transportsektor eine 60 %-Reduktion der Treibhausgase bis 2050 erreicht werden.

Begleitend soll die Transportinfrastruktur deutlich ausgebaut werden, damit Menschen und Frachten einfacher und effizienter befördert werden können. So sollen bspw. im Jahr 2050 alle größeren Flughafenknoten an das Bahnhochgeschwindigkeitsnetz angeschlossen sein, ebenso soll eine gute Anbindung von wichtigen Häfen ans das Schienennetz gewährleistet sein.

### Die „carbon roadmap“

Die Generaldirektion Klima veröffentlichte am 8. März 2011 eine „Carbon Roadmap 2050“ mit einem skizzierten Vermeidungspfad für die gesamte EU bis 2050 und Zielpfaden für einzelne Sektoren. Zugleich wird ein schärferes Ziel bis 2020 angedeutet und eine deutliche Kürzung der Emissionsmenge für die Auktion. Weitere verschärfende Maßnahmen werden nicht ausgeschlossen, sollten die Marktpreise nicht das von der GD Klima erwünschte hohe Niveau erreichen.

### Vermeidungspfad

Die Analyse verschiedener Vermeidungspfade führt zu folgendem kosteneffizienten Vermeidungspfad (Vermeidung jeweils auf 1990 bezogen, siehe Tabelle 3.1). Dabei soll das EU-Ziel von -80 % bis 2050 alleine durch Ver-

meidung innerhalb der EU kosteneffizient erreichbar sein.

Der Anteil von „low-carbon“-Technologien (Erneuerbare, Kernenergie, CCS) wird von aktuell 45 % steigen auf ca. 60 % für 2020, 75 % bis 80 % für 2030 und fast 100 % für 2050. Die Kosten der Transformation hin zu einer „low carbon economy“ belaufen sich auf ca. 270 Mrd. € jährlich über die nächsten 40 Jahre, dem stünden Einsparungen bei der Brennstoffrechnung zwischen 175 und 320 Mrd. € p.a. entgegen. Damit könne sich bei geeignetem Verlauf der Rohstoffpreise sogar ein klimapolitischer Alleingang der EU lohnen. Die Ergebnisse stehen und fallen natürlich mit den zugrunde gelegten Annahmen für fossile Brennstoffe und für CO<sub>2</sub>-Preise. Die Ausgaben verteilen sich dabei wie folgt:

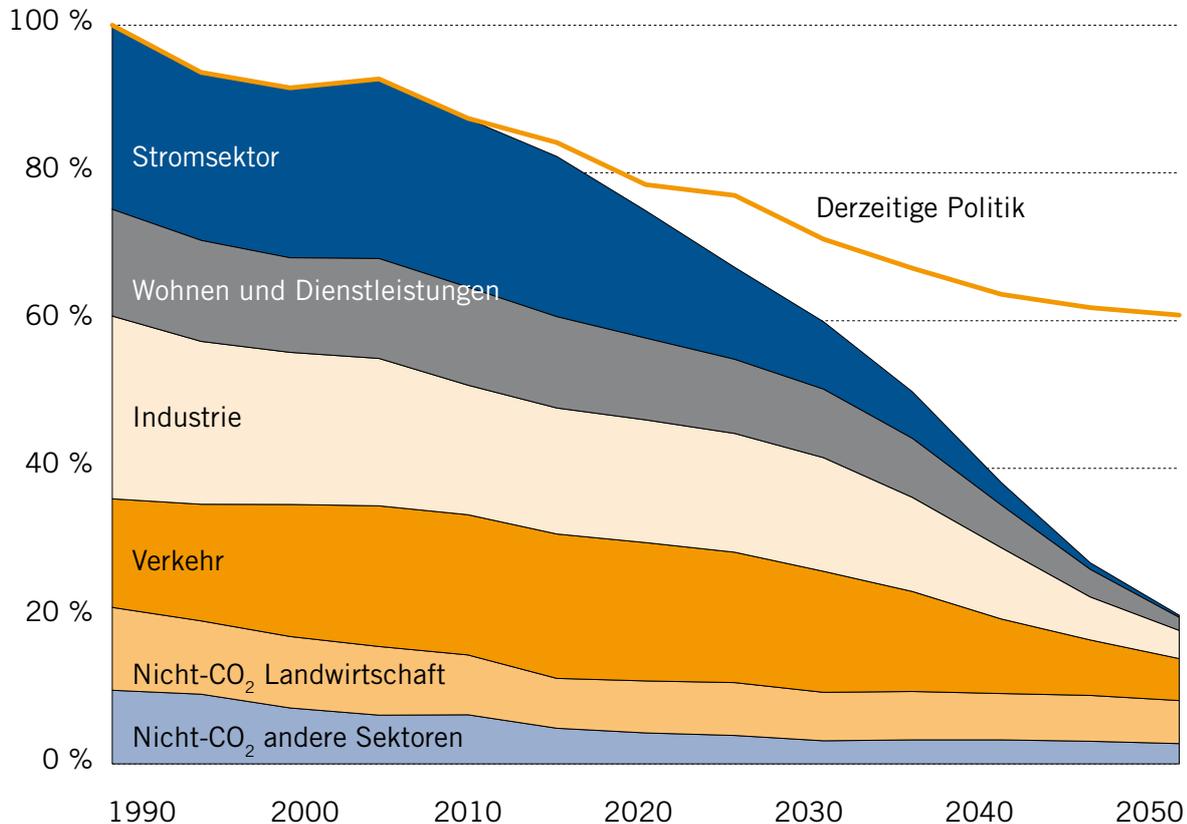
- Jährlich 30 Mrd. € für Stromerzeugung und Stromnetz.
- Jährlich 75 Mrd. € für Gebäude (Wärmedämmung, Haushaltsgeräte).
- Jährlich 150 Mrd. € für Transport (Fahrzeuge und Infrastruktur).

Die Ausgaben sind sowohl staatlich als auch privat zu erbringen und das im Zeitraum bis 2050. Über 90 % der Ausgaben betreffen dabei den Nicht-Stromsektor – damit wird klar, dass in Zukunft ein zunehmender Anteil der CO<sub>2</sub>-Vermeidung außerhalb der Stromerzeugung umgesetzt werden muß, weil die Stromerzeugung immer weniger Treibhausgase emittiert. In Konsequenz erfahren die privaten Haushalte damit auch wesentlich direkter die Einflüsse von Klimaschutz auf ihre Kaufentscheidungen.

### Bedeutung des Stromsektors für Vermeidung in anderen Bereichen

Strom wird als CO<sub>2</sub>-freier Energieträger zunehmend mehr in den Bereichen Transport und Wärme verwendet werden, dank Energieeffizienz wird der Zuwachs jedoch im Rahmen des bisherigen Nachfragewachstums für Strom bleiben.

Abbildung 3.10: EU Treibhausgasemissionen bei einer 80 %-igen Reduktion in der EU, 1990 = 100 %



Die EU THG-Emissionen sollen bis 2050 um 80 % reduziert werden. Dazu sind vor allem nach 2020 steilere Vermeidungspfade nötig.

Quelle: A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (2011)

In den nächsten zehn Jahren sind rund 50 Mrd. € für Forschung und Entwicklung aufzuwenden (SET-Plan). Der steigende Erneuerbaren-Anteil erfordert Netzausbau, das Ausrollen von „smart grids“ (auch in Bezug auf Elektromobilität) und „demand side management“, ebenso Speicherforschung für Anwendungen in der Elektromobilität.

### Auswirkungen auf 2020-Ziele

Wird das (indikative) 20 %-Energieeffizienzziel erreicht, dann wird die EU durch die Verdrängung fossiler Stromerzeugung in den Modellrechnungen eine Treibhausgasvermeidung von 25 % erreichen.

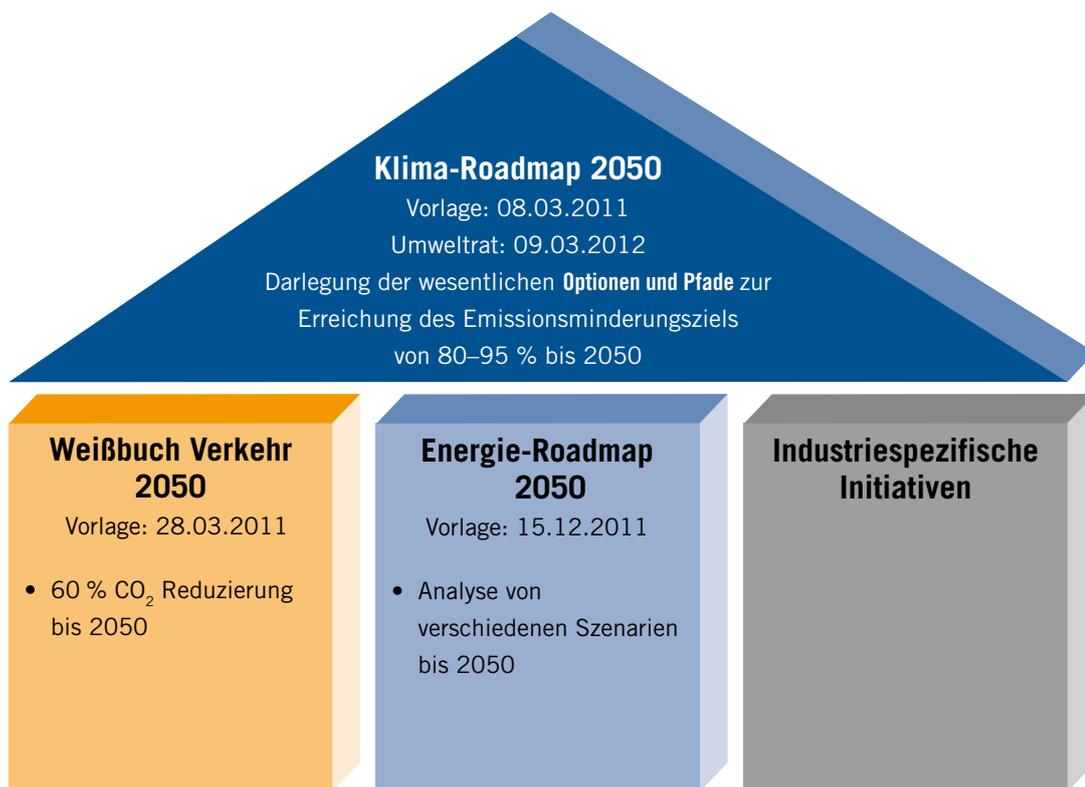
Die EU erwartet aber lediglich eine Verbesserung der Energieeffizienz um 10 %. Daher soll eine Kürzung der Auktionsmenge für 2013 bis 2020 um 500 bis 800 Mil. Tonnen CO<sub>2</sub> durchgeführt werden, um Investiti-

onen im Bereich Energieeffizienz voranzutreiben und zugleich klimafreundliche Investitionen zu forcieren. Der Umweltausschuss des Europaparlaments hat sich im Dezember 2011 sogar für eine Kürzung um 1,4 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> und ein Preisband von 10 bis 30 €/t CO<sub>2</sub> ausgesprochen.

### Bewertung

- Eine Kürzung der Auktionsmenge für den EU ETS-Sektor wird Diskussionsthema bleiben, solange der CO<sub>2</sub>-Preis unter 10 €/t CO<sub>2</sub> verharrt. Einige Mitgliedsstaaten könnten die Kürzung befürworten, da der resultierende Preisanstieg für CO<sub>2</sub>-Zertifikate die Verringerung der Auktionsmenge der Mitgliedsstaaten überkompensieren dürfte. So legte z.B. das deutsche BMU eine CO<sub>2</sub>-Preisprognose von 17 €/t der Kalkulation der Auktionseinnahmen für den deutschen Energie- und Klimafonds zugrunde. Ein wesentliches The-

Abbildung 3.11: Roadmaps 2050



Quelle: BDEW

ma hierbei ist, ob der „set aside“ eine Herausnahme von Emissionsrechten aus dem Markt mit späterer Rückführung sein wird – oder eine Herausnahme mit sofortigem Löschen.

- Die Klimaroadmap ist technologieoffen und spricht ausdrücklich von „low-carbon“-Technologien, der Mix wird den Mitgliedsstaaten überlassen.
- Die Klimaroadmap selbst drückt auch eine starke Skepsis am Marktmechanismus des Emissionshandels aus. Allerdings würde die EU das einzige Klimaschutzinstrument mit einer absoluten Emissionsbegrenzung verlieren, welches zudem leicht auf andere Staaten erweiterbar ist. Die EU-Kommission weiß auch, dass eine zunehmende Aufweichung des Instruments zu weniger Harmonisierung und mehr nationalen Alleingängen führt.
- Während die Klimaroadmap Elektromobilität als wesentlich für die Zukunft erachtet, ist das Transport-2050-Papier diesbezüglich wesentlich skeptischer.
- Für die Energieroadmap 2050 sind durch die Klimaroadmap wesentliche Eckpfeiler vorgegeben. Die Szenarien der Klimaroadmap wurden auch für die Energieroadmap verwendet und durch zusätzliche Szenarien ergänzt.
- Da im Gegensatz zu anderen Sektoren in der Stromerzeugung unabhängig von den Kosten eine Vielzahl von Alternativen zu fossilen Brennstoffen besteht, dürfte der Druck auf den Stromsektor, mehr als andere Sektoren einzusparen, weiter steigen.
- Die EU will im Jahr 2012 basierend auf den 2050-Roadmaps vor allem einen Rahmen für 2030 formulieren, der konsistent mit den 2050-Zielen ist. Hierbei werden insbesondere erneuerbare Energien eine große Rolle spielen, zumal im Jahr 2014 die Erneuerbaren-Richtlinie auf Wiedervorlage liegt. Ebenso wird das zukünftige Marktdesign eine Rolle spielen: Inwieweit kann das System ausreichend Flexibilität zur Verfügung stellen?

### 3.3 Energieinfrastrukturpaket der EU-Kommission

Der weitere Ausbau der Energieinfrastrukturen in Europa hat auf der politischen Agenda der EU einen hohen Stellenwert, dies nicht zuletzt mit Blick auf die Vollendung des europäischen Binnenmarktes, die Verbesserung der Versorgungssicherheit und die Integration der erneuerbaren Energien. Gut ausgebaute und vernetzte Infrastrukturen werden zugleich als wesentliche Basisinvestitionen für mehr Wachstum und Beschäftigung in Europa angesehen.

In ihrer Mitteilung *„Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz“* vom November 2010 hatte die EU-Kommission ihre Vorstellungen zum Ausbau der Infrastrukturen in Europa präsentiert, d. h. insbesondere einen Bauplan für ein künftiges integriertes europäisches Energienetz entworfen und Vorstellungen zu den Fragen der Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren entwickelt. Zudem hatte sie sich mit der Mobilisierung von Mitteln für die notwendigen Investitionen in die Energieinfrastruktur durch Schaffung eines stabilen, sicheren Finanzrahmens und neue Finanzierungsmöglichkeiten bzw. -instrumente befasst.

Die europäischen Staats- und Regierungschefs haben den Vorstellungen der EU-Kommission in den Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 4. Februar 2011 zugestimmt und sie ersucht, Finanzierungsvorschläge für die notwendigen Investitionen und zur Beseitigung etwaiger Hindernisse beim Ausbau der Infrastrukturen vorzulegen.

Im Oktober 2011 hat die EU-Kommission hierzu eine Reihe von Verordnungsentwürfen und begleitenden Dokumenten vorgestellt, mit denen ihre Überlegungen vom November 2010 konkretisiert bzw. weiterentwickelt und in den breiteren Kontext des Infrastrukturausbaus in Europa insgesamt (Energie, Verkehr, digitale Netze) gestellt wurden. Dazu gehören:

- Einleitende Mitteilung über ein Wachstumspaket für integrierte Infrastrukturen in Europa
- Vorschlag für eine Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
- Vorschlag für eine Verordnung über Leitlinien der Union für den Aufbau des transeuropäischen Transportnetzes
- Vorschlag für eine Verordnung über Leitlinien für transeuropäische Telekommunikationsnetze
- Vorschlag für eine Verordnung zur Schaffung der Fazilität „Connecting Europe“

- Mitteilung und Vorschlag zur Durchführung einer Pilotphase für die Europa-2020-Projektanleiheninitiative
- Mitteilung über einen Rahmen für die nächste Generation innovativer Finanzinstrumente (EU-Beteiligungs- und Kreditfinanzierungsplattformen)

Die vorgeschlagene Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur soll die seit längerem bestehenden EU-Leitlinien für den Ausbau der transeuropäischen Energienetze und den sehr begrenzten Rahmen für ihre finanzielle Unterstützung (sog. TEN-E-Programme) ablösen. Sie betrifft den Ausbau der Netze für Strom, Gas, Öl, und CO<sub>2</sub> und priorisiert dabei 12 strategische transeuropäische Korridore und -gebiete wie z. B. das Offshore-Stromnetz in der Nordsee oder den sog. Südlichen Korridor zur Heranführung von Erdgas aus dem Kaspischen Raum an die europäischen Märkte.

Zur Umsetzung dieser Prioritäten soll eine begrenzte Anzahl von Vorhaben gemeinsamen Interesses (sog. Projects of Common Interest – PCI) nach bestimmten Kriterien in einem gestuften Verfahren (Regionale Ebene – EU-Ebene) ausgewählt werden. Mögliche Projekte sind Ferntransport- bzw. Übertragungsleitungen für Strom und Gas sowie daran angeschlossene Speicher; ebenso LNG- oder CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen. Auch Projekte aus dem Bereich der Smart Grids können in Frage kommen. Zu den Auswahlkriterien gehört die Anforderung, dass die Projekte, die mindestens zwei Mitgliedstaaten der EU betreffen müssen, in wirtschaftlicher, sozialer und umweltpolitischer Hinsicht tragfähig sind und zur Verwirklichung der EU-Ziele beitragen.

Die EU-Kommission soll eine erste Projektliste bis 2013 vorlegen. Diese soll dann alle zwei Jahre aktualisiert werden. Mit der Verordnung sollen für betreffende Projekte beschleunigte und transparentere Genehmigungsverfahren auf nationaler Ebene ermöglicht werden, u. a. Begrenzung der Genehmigungsverfahren auf maximal drei Jahre, Konzentration der Behördenzuständigkeiten („one-shop-stop“) und frühzeitige Einbindung der Öffentlichkeit bzw. Bürgerbeteiligung. Zudem sollen Voraussetzungen für eine finanzielle Förderung im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ geschaffen werden, für die die EU-Kommission im Rahmen des Infrastrukturpakets einen eigenen Verordnungsvorschlag vorgelegt hat (siehe unten). Vorgesehen sind darüber hinaus Regelungen zur Kostenaufteilung bei grenzüberschreitenden Projekten.

Mit der *Fazilität „Connecting Europe“* sollen im kommenden mehrjährigen Finanzrahmen der EU (2014–2020) rd. 50 Mrd. € aus öffentlichen Mitteln für Investitionen in

die Verkehrs-, Energie- und digitalen Netze in Europa bereitgestellt werden. In die Finanzierung von Investitionen in die transeuropäischen Energieinfrastrukturen sollen davon 9,1 Mrd. € fließen. Ein Vielfaches dessen, was im Rahmen der bisherigen TEN-E-Programme an öffentlichen Mitteln zur Verfügung gestellt wurde. Das angestrebte Volumen entspräche knapp 5 % des Investitionsbedarfs, den die EU-Kommission für Energieprojekte von europäischer Bedeutung bis 2020 sieht (rd. 200 Mrd. €). Unter grundsätzlicher Beibehaltung des Prinzips der Finanzierung von Projekten durch angemessene Netzentgelte sollen nur PCIs in den Genuss dieser Finanzierung kommen, die nicht oder nur teilweise wirtschaftlich sind, für die Vollendung des Binnenmarktes aber als notwendig angesehen werden. In bestimmten Einzelfällen kann die Finanzierung über diese neue Fazilität bis zu 80 % der Projektinvestitionen abdecken.

Die *Europa-2020-Projektanleiheninitiative* soll dazu beitragen, langfristiges Fremdkapital in Form von projektbezogenen Anleihen für die erforderlichen Investitionen in den Ausbau der europäischen Infrastrukturen zu mobilisieren, indem sie Finanzierungsrisiken mit öffentlichen Mitteln absichert (bis zu 20 %). Vor dem Hintergrund der Entwicklungen in Folge der Finanzkrise wird es als geboten und sinnvoll erachtet, die Kapitalmärkte wieder als wichtige Finanzierungsquelle für Infrastrukturinvestitionen zu erschließen. Der Implementierung dieses innovativen Finanzierungsinstruments (2014–2020) soll in den Jahren 2012 und 2013 eine Pilotphase vorangehen, in der Erfahrungen gesammelt werden sollen. Hierfür sieht die Kommission EU-Mittel in Höhe von insgesamt 230 Mio. € vor, davon allerdings nur ein Bruchteil (10 Mio. €) für Energieprojekte. Über die erwarteten Multiplikatoreffekte (Faktor 15–20) sollen damit Investitionen von insgesamt 4,6 Mrd. € bewirkt werden. Eine enge Zusammenarbeit mit der Europäischen Investitionsbank (EIB) ist hierbei vorgesehen.

Die Überlegungen und Vorschläge der EU-Kommission hatten in ersten Stellungnahmen im Grundsatz Zustimmung gefunden. Das gilt z.B. für Verlautbarungen von Eurogas oder Eurelectric. Auch der BDEW hat in seiner ersten Bewertung hervorgehoben, dass das EU-Infrastrukturpaket in die richtige Richtung weise. Die Bundesregierung hatte die Vorschläge der EU-Kommission in ihrer unmittelbaren Reaktion im Tenor ebenfalls positiv gewürdigt, gleichzeitig aber auch betont, dass Planung und Netzausbau in erster Linie Sache der Unternehmen seien und dass eine breite Finanzierung des Infrastrukturausbaus mit EU-Haushaltsmitteln aus ordnungspolitischer Sicht nicht die Lösung sein könne.

Das europäische Gesetzgebungsverfahren, an dem die Mitgliedstaaten und das Europäische Parlament gleichberechtigt beteiligt sind, soll nach Vorstellungen der EU-Kommission möglichst bis Ende 2012 abgeschlossen sein.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht sollten die europäischen Rahmenbedingungen für Investitionen in die energiewirtschaftliche Infrastruktur und deren Finanzierung den folgenden Anforderungen genügen:

- Die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren auf Grundlage gemeinsamer europäischer Standards ist eine wesentliche Voraussetzung für die erforderlichen Investitionen. Dabei darf der prioritäre Status von PCIs nicht zu Verzögerungen bei anderen wichtigen Projekten führen. Auch für letztere müssen die Genehmigungsverfahren beschleunigt werden.
- Die Verbesserung der bestehenden nationalen regulatorischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Netzentgelte ist eine zentrale Vorbedingung für Investitionen in die Transport- und Verteilungsinfrastruktur.
- Die Finanzierung von Investitionen in die Energieinfrastruktur sollte wie bisher vorrangig dem privaten Kapital- und Kreditmarkt vorbehalten bleiben.
- Neue Finanzierungsinstrumente sind geboten, müssen aber sorgfältig ausgestaltet werden und dürfen nicht zu Verzerrungen führen. Der Einsatz von öffentlichen Mitteln der EU muss auf besondere Fälle beschränkt bleiben.

Um es abschließend in einem Satz zusammenzufassen: Verbesserung und Harmonisierung der Rahmenbedingungen für den Ausbau der energiewirtschaftlichen Voraussetzungen sowie Anreize für mehr Investitionen und mehr Investitionssicherheit: ja, aber keine grundsätzliche Abkehr von der Rollenteilung zwischen Energiewirtschaft und Politik bzw. Regulierung. Der grundsätzliche Vorrang für den Markt darf nicht in Frage gestellt werden.

## **EU-Richtlinie zur Energieeffizienz**

### **Hintergrund**

Am 22. Juni 2011 hat die EU-Kommission den Vorschlag einer Energieeffizienzrichtlinie (Energy Efficiency Directive, EED) vorgelegt. Der Richtlinienvorschlag (RL-Vorschlag) stellt eine wesentliche Umsetzungsmaßnahme des Energieeffizienzplans der Kommission vom 8. März 2011 zur Erreichung des Energieeffizienzziels der EU von 20 % Primärenergieeinsparung bis 2020 dar (vgl. dazu Energie für Deutschland 2011, S. 87). Der RL-Vorschlag fasst die derzeit geltenden Richtlinien über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen sowie der RL zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung zusammen und enthält somit Maßnahmen über sämtliche Wertschöpfungsstufen hinweg. Das Parlament und der Rat beraten derzeit über den Kommissionsvorschlag im Trilogverfahren. Bis Anfang 2014 soll die RL in nationales Recht umgesetzt sein.

### **Wesentliche Elemente des RL-Vorschlags**

#### *Nationale Energieeffizienzziele (Art. 3)*

Der RL-Vorschlag sieht die Verpflichtung der Mitgliedstaaten (MS) vor, nationale Energieeffizienzziele in Form eines absoluten Primärenergieverbrauchs im Jahr 2020 im Lichte des EU-Ziels selbst festzulegen, einschließlich entsprechender Maßnahmen zu ihrer Zielerreichung. Bis zum 30. Juni 2014 will die Kommission prüfen, ob diese Ziele und Maßnahmen die Zielerreichung ermöglichen. Andernfalls plant sie, ein verbindliches 20 % Energieeffizienzziel vorzuschlagen.

#### *Renovierungsrate von 2,5 % p.a. für öffentliche Einrichtungen (Art. 4)*

Jährlich 2,5 % der gesamten Gebäudefläche der öffentlichen Einrichtungen in den MS sollen nach den Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz renoviert werden. Bis zum 1. Januar 2014 sollen die MS dazu ein Gebäudeinventar erstellen und öffentlich zugänglich machen.

#### *Energieeffizienzverpflichtungssysteme (Art. 6)*

Der RL-Vorschlag sieht vor, dass entweder alle Energieverteiler oder alle Energieeinzelhandelsunternehmen jährliche Energieeinsparungen in Höhe von insgesamt 1,5 % ihres im vergangenen Jahr realisierten Energieabsatzvolumens (ohne Verkehrssektor) erzielen. Diese

Energieeinsparung muss durch die Umsetzung anerkannter Maßnahmen der verpflichteten Parteien bei den Endkunden erreicht werden. Die geforderte Energieeinsparung kann entweder als Endenergieverbrauch oder als Primärenergieverbrauch angegeben werden. Zudem können die MS den verpflichteten Unternehmen die Möglichkeit einräumen, ihre Verpflichtungen durch entsprechende Einzahlungen in einen Finanzierungsfonds zu erfüllen. Finanziert werden die Verpflichtungen über die Energiepreise. Als Alternative können sich die MS dafür entscheiden, andere Maßnahmen zu ergreifen, um Energieeinsparungen bei Endkunden zu bewirken. Die erzielte jährliche Energieeinsparung muss dem 1,5 %-Ziel entsprechen. Die Alternative wird von der Kommission überprüft und kann ggf. abgelehnt werden.

#### *Verpflichtung zu Energieaudits und Energiemanagementsystemen für große Unternehmen (Art. 7)*

Die MS sollen für die Verfügbarkeit von erschwinglichen Energieaudits durch zugelassene Experten sorgen. Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen sollen durch Programme ermutigt werden, sich diesen Audits zu unterziehen. Große Unternehmen in den MS sollen solche Energieaudits verpflichtend alle drei Jahre durchführen lassen oder direkt Energiemanagementsysteme einführen.

#### *Verbrauchserfassung und informative Abrechnung (Art. 8)*

Die MS sollen dafür Sorge tragen, dass alle Energiekunden kostenneutral mit individuellen, den tatsächlichen Verbrauch darstellenden elektronischen Zählern für Strom, Gas, Fernwärme/-kälte und Fernwarmwasser ausgestattet werden sowie eine monatliche bzw. zweimonatliche, verbrauchsscharfe Abrechnung in Papierform oder elektronisch unentgeltlich erhalten.

#### *KWK-Verpflichtung und Fernwärme-Förderung (Art. 10)*

Zur Förderung von KWK und Fernwärme/-kälte sollen die MS u. a. nationale Wärme/Kühlungspläne zur Entwicklung des Potenzials vorlegen und alle fünf Jahre überarbeiten. Zudem sieht der RL-Vorschlag eine KWK-Verpflichtung für Neuanlagen und bei der Modernisierung von Altanlagen größer 20 MW Feuerungswärmeleistung vor. MS können Ausnahmen z. B. aufgrund einer negativen Kosten-Nutzen-Analyse zulassen.



# Energie in Deutschland

4



## 4.1 Zahlen & Fakten

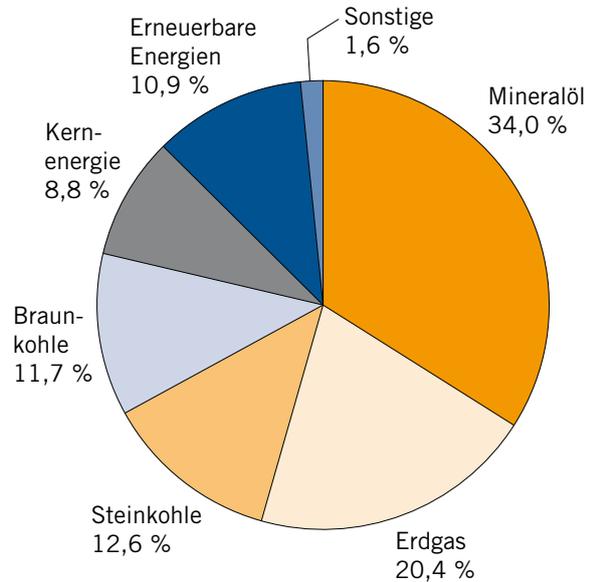
### Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2011 wurden in Deutschland 456,4 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,6 t SKE pro Jahr. Dies entspricht mehr als dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits allerdings der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2011 rund 178 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2011 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – mit jahresdurchschnittlichen Raten von 2 % verbessert.

Deutschlands eigene Energiereserven beschränken sich im Wesentlichen auf Kohle. Der Anteil an den weltweiten Reserven ist bei Erdöl und Erdgas marginal. Deshalb ist Deutschland bei diesen Energieträgern in hohem Ausmaß auf Importe angewiesen.

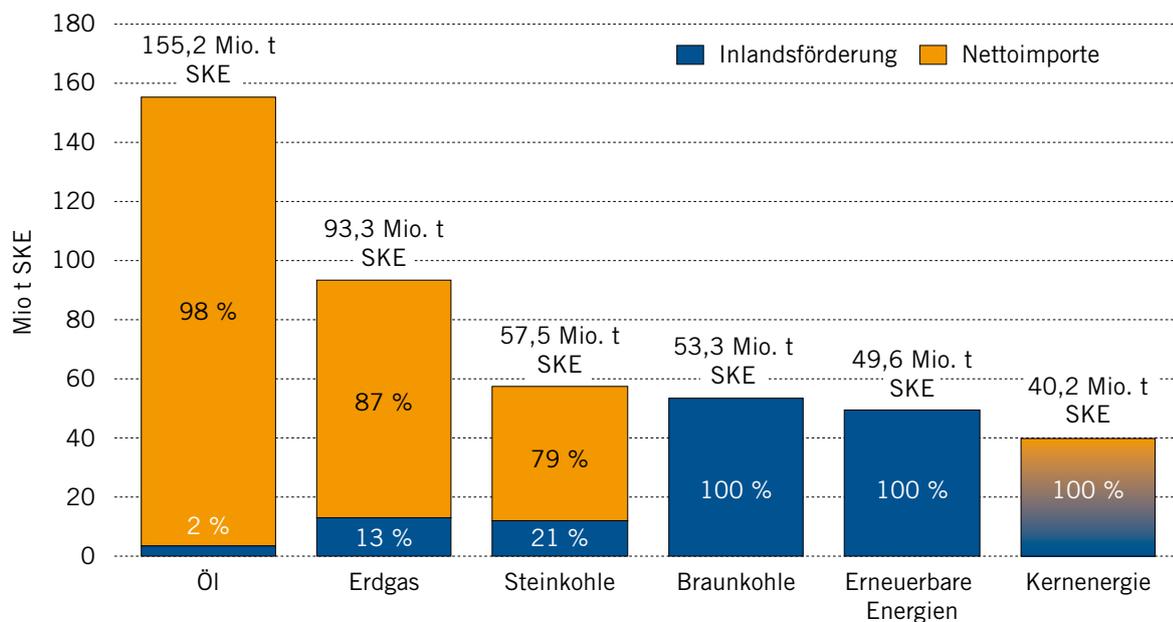
**Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2011**

Insgesamt: 456,4 Mio. t SKE



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 02/2012

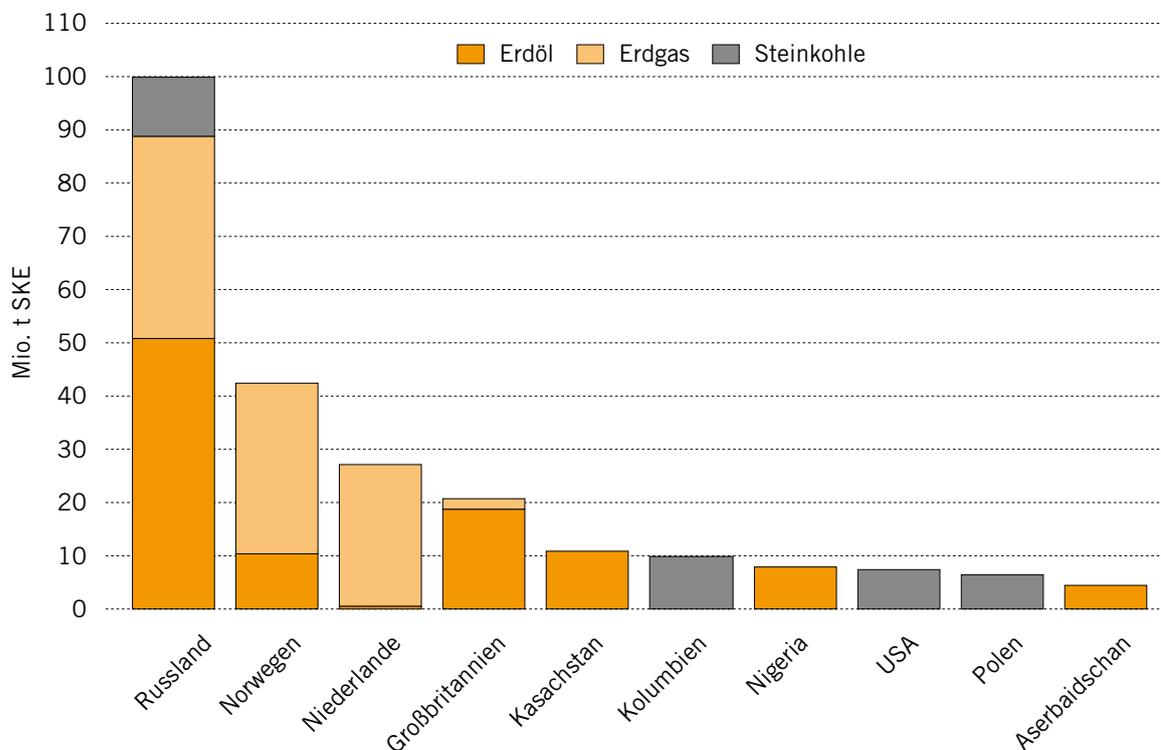
**Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2011**



(Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelssaldo Strom, von 7,3 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 456,4 Mio. t SKE.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 02/2012

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2011



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2011 zu 40 % durch heimische Energien (einschließlich Kernenergie, die auf Grund der im Inland vorgehaltenen großen Uranvorräte als heimische Energie gewertet wird). Kohle trug 2011 mit 66,7 Mio. t SKE bzw. 37 % zur gesamten inländischen Gewinnung (181,5 Mio. t SKE) bei; davon entfielen 54,4 Mio. t SKE auf Braunkohle und 12,3 Mio. t SKE auf Steinkohle. Es folgen Kernenergie mit 40,2 Mio. t SKE, Erdgas und Erdöl mit 13,1 Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,9 Mio. t SKE, erneuerbare Energien mit 49,6 Mio. t SKE sowie sonstige Energien mit 8,1 Mio. t SKE.

Importenergien decken 60 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Wichtigster ausländischer Energielieferant Deutschlands ist die Russische Föderation. Die Erdgas-, Rohöl- und Steinkohlenbezüge aus Russland trugen 2011 mit mehr als einem Drittel zu den gesamten Energie-Rohstoffeinfuhren Deutschlands bei. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien, Kasachstan und Kolumbien. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas und aus Kasachstan Öl, aus Norwegen und Großbritannien sowohl Rohöl als auch Erdgas. Kolumbien belegte 2011 –

hinter Russland – Platz 2 in der Rangliste der Steinkohlelieferländer (Abb. 4.3).

Die Devisenrechnung für die Energieimporte (netto) betrug 2011 rund 95,5 Mrd. €. Den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung machten mit 65,4 Mrd. € die Ölimporte aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren an Erdgas mit 24,6 Mrd. €. Auf Kohle entfielen 6,0 Mrd. €. Für Uran und Strom errechnet sich ein Exportsaldo von –0,5 Mrd. €.

## CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland lagen 2011 bei 744 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen betrug der CO<sub>2</sub>-Ausstoß insgesamt 800 Mio. t. Das waren 23,2 % weniger als 1990. Im Jahr 1990 beliefen sich die nationalen Gesamtemissionen an CO<sub>2</sub> auf 1.042,2 Mio. t.

Die Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll von 1997 beziehen sich auf insgesamt sechs Treibhausgase. Das sind – neben Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) – Methan (CH<sub>4</sub>),

Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Distickstoffoxid ( $N_2O$ ), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid ( $SF_6$ ).

Die Emissionen aller sechs genannten Treibhausgase haben sich seit 1990 um 26,6 % verringert. Damit wird Deutschland seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll und dem EU-Burden-Sharing (-21 % im Zeitraum 1990 bis 2008/12) erfüllen.

Tabelle 4.1 zeigt die Entwicklung der gesamten Treibhausgas-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2011.

### Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2011 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 49,1 Mrd. €. Dies entspricht mehr als der Hälfte des Werts der gesamten Energieeinfuhren (netto) Deutschlands. Von dem Energieverbrauchsteuer-Aufkommen entfielen 2011 mit 36,9 Mrd. € rund 75 % auf Mineralöle. Erdgas und Elektrizität trugen mit 3,1 bzw. 7,2 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei. Zum 01.01.2011 neu eingeführt wurden die Kernbrennstoffsteuer und die Luftverkehrssteuer, aus deren Erhebung der Bund jeweils 0,9 Mrd. € Steuereinnahmen erzielte.

Die Verbrauchsteuern haben einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Die-

Tabelle 4.1

	Basis-Jahr*	2000	2005	2009	2010	2011
<b>Treibhausgas-Emissionen</b>						
		<b>Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente</b>				
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )***	1.042,2	891,6	866,0	784,3	819,0	799,7
Methan (CH <sub>4</sub> )	107,1	73,4	55,6	48,6	47,7	46,0
Lachgas (N <sub>2</sub> O)	85,3	62,1	61,6	63,7	54,7	55,9
HFC's	6,9	7,0	10,3	12,1	11,4	11,1
PFC's	1,8	0,8	0,7	0,4	0,3	0,3
Schwefelhexafluorid (SF <sub>6</sub> )	6,8	4,3	3,5	3,1	3,4	3,6
<b>Gesamtemissionen****</b>	<b>1.250,0</b>	<b>1.039,3</b>	<b>997,5</b>	<b>912,1</b>	<b>936,5</b>	<b>916,7</b>
<b>Kohlendioxid-Emissionen</b>						
		<b>Mio. t</b>				
<b>Energiebedingte Emissionen</b>	977,7	827,8	804,2	733,7	763,9	743,9
Mineralöle	310,4	306,8	277,0	250,7	250,0	244,5
Erdgas u. andere Gase	126,4	161,8	171,6	163,1	167,6	149,5
Steinkohlen u. Gichtgas	190,4	175,3	162,2	131,5	154,5	151,4
Braunkohlen	342,2	172,1	177,9	168,3	168,7	174,5
Sonstige	8,2	11,9	15,6	20,1	23,1	23,9
<b>Industrieprozesse</b>	60,2	59,8	58,0	47,6	53,6	54,2
Mineralische Produkte	23,0	22,5	19,8	18,1	18,6	18,5
Chemische Industrie	13,1	16,2	16,4	15,6	16,3	20,8
Herstellung von Metall	24,2	21,2	21,8	13,9	18,8	19,0
<b>Gesamtsumme***</b>	<b>1.042,2</b>	<b>891,6</b>	<b>866,0</b>	<b>784,3</b>	<b>819,0</b>	<b>799,7</b>
<b>Kohlendioxid-Emissionen</b>						
		<b>Mio. t</b>				
<b>Emissionshandelssektor*****</b>	**	<b>471,8</b>	<b>475,0</b>	<b>428,2</b>	<b>454,8</b>	<b>450,4</b>
darunter:						
Energiewirtschaft	**	369,3	376,9	338,3	357,2	351,3
Industrie	**	102,6	98,1	89,9	97,6	99,1
<b>Nicht-Emissionshandelssektor</b>	**	<b>419,8</b>	<b>391,0</b>	<b>356,1</b>	<b>364,2</b>	<b>349,3</b>
darunter:						
Verkehr		162,4	181,0	160,4	152,4	155,1
Private Haushalte		129,5	117,9	111,1	98,5	85,7
Sonstiges*****	**	120,9	119,5	105,2	106,4	108,5
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1.042,2</b>	<b>891,6</b>	<b>866,0</b>	<b>784,3</b>	<b>819,0</b>	<b>799,7</b>

\* Basisjahr für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O ist 1990, für die HFC's und PFC's sowie SF<sub>6</sub> 1995.

\*\* Zahlen nicht verfügbar.

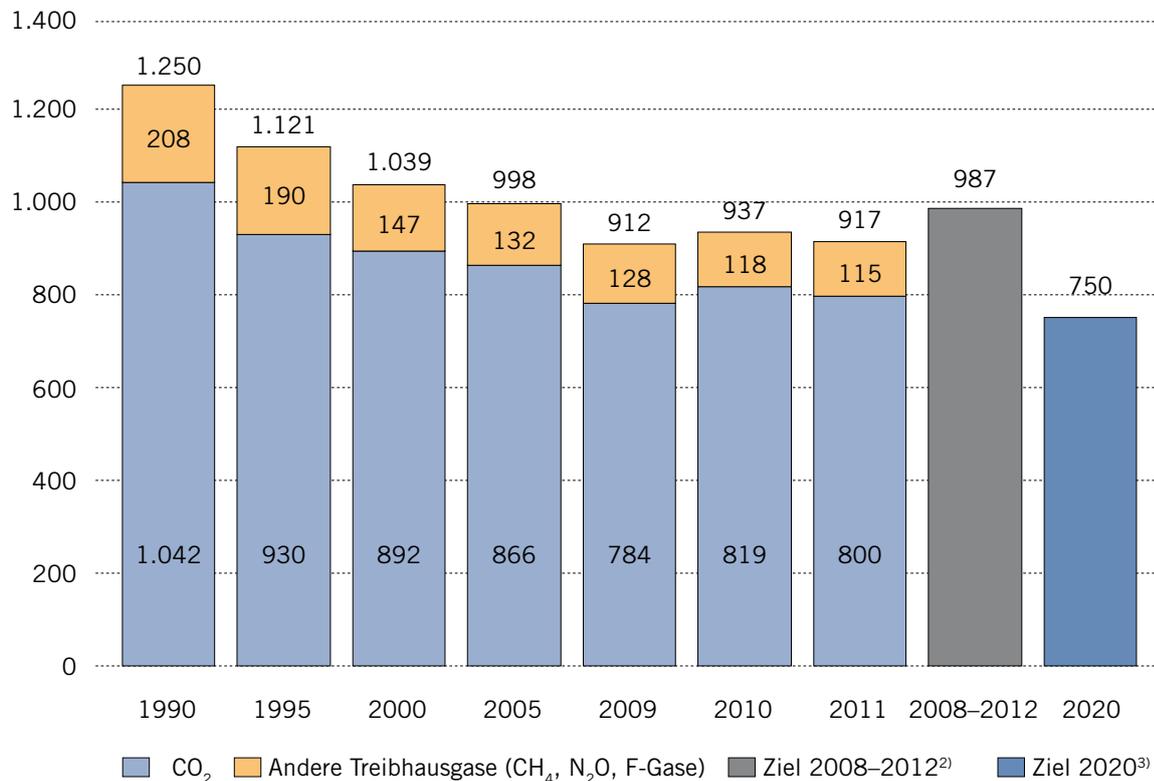
\*\*\* Gesamtemission ohne CO<sub>2</sub> aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, beinhaltet auch noch indirektes CO<sub>2</sub> aus der Lösemittelanwendung sowie CO<sub>2</sub> aus Fackeln.

\*\*\*\* Die für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls festgelegte Emissions-Bezugsgröße beträgt 1.232,4 Mio. t (Quelle: Compliance Committee des UNFCCC, Report of the review of the initial report of Germany, Bonn 2007, CC/ERT/IRR/2007/24 vom 13. Dezember 2007).

\*\*\*\*\* Ab 2008 einschließlich Anlagen in der chemischen Industrie und „Weiterverarbeitung von Stahl“.

\*\*\*\*\* Auch Industrieanlagen und Energieumwandlung außerhalb des Emissionshandels (z. B. Anlagen FWL unter 20 MW).

Quellen: Basisjahr bis 2010: Umweltbundesamt, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2012, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010, Dessau, 15. Januar 2012; 2011: Umweltbundesamt, Presseinformationen Nr. 17/2012 Dessau, 12. April 2012; zu den Emissionen der Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, siehe: Umweltbundesamt – DEHSt, Emissionshandel: Auswertung der Ersten Handelsperiode 2005–2007, Berlin, 19. Januar 2009; DEHSt, Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2008, Berlin, 15. Mai 2009; sowie DEHSt: Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationärer Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2011, Berlin, Mai 2012.

**Abbildung 4.5: Emissionen der Treibhausgase in Deutschland 1990 bis 2011**in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, ohne CO<sub>2</sub> aus LULUCF

1) Basisjahr für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O ist 1990, für HFCs, PFCs und SF<sub>6</sub> ist es 1995. Die Bezugsgröße für die Minderungsverpflichtung des Kyoto-Ziels war auf 1.232.429,543 Tsd. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente festgelegt worden.

2) 21 % Minderung gegenüber dem Basisjahr, für das eine Gesamtemission von 1.246 Mio. t ermittelt wurde.

3) Minderung um 40 % gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Dessau, Presseinformationen 17/2012 vom 12.04.2012

selkraftstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2010 ein Steueranteil am Produktpreis von 58 % (Superbenzin) bzw. 49 % (Dieselkraftstoff).

Des Weiteren gelten folgende Verbrauchsteuersätze:

- Für Flüssiggas als Kraftstoff 180,32 €/1.000 kg bis 31.12.2018 und 409,00 €/1.000 kg ab 01.01.2019.
- Für Erdgas als Kraftstoff 13,90 €/MWh bis 31.12.2018 und 31,80 €/MWh ab 01.01.2019.

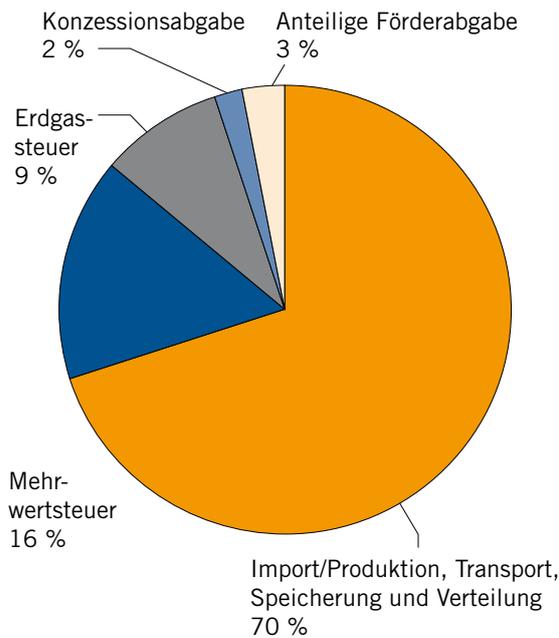
Für die Verwendung als Heizstoff sind gegenüber der Verwendung als Kraftstoff ermäßigte Steuersätze festgelegt. Sie betragen:

- Leichtes Heizöl: 6,135 ct/Liter; für Ware mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 mg/kg seit dem 01.01.2009: 7,635 ct/Liter.
- Schweres Heizöl. 25 €/1.000 kg.
- Flüssiggas: 60,60 €/1.000 kg.
- Erdgas und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe: 5,50 €/MWh.

Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2011 auf 25 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben am Haushaltskundenpreis 2011 bei 30 %, wenn man die Konzessionsabgabe und die anteilige Förderabgabe in die Rechnung einbezieht.

**Abbildung 4.6: Zusammensetzung des Erdgaspreises für private Haushalte November 2011 (6,15 ct/kWh)**

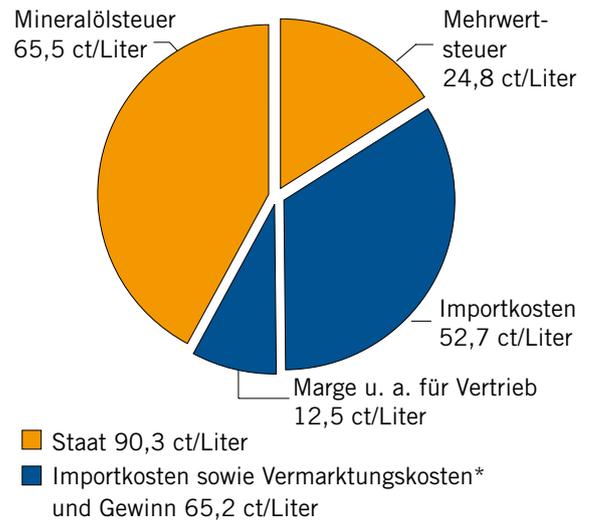
Steuer- und Abgabenbelastung: rd. 30 %



Quelle: Eurostat

**Abbildung 4.7: Benzinpreis 2011: Staatsanteil von 58 %**

Durchschnittspreis Superbenzin: 155,5 ct/Liter



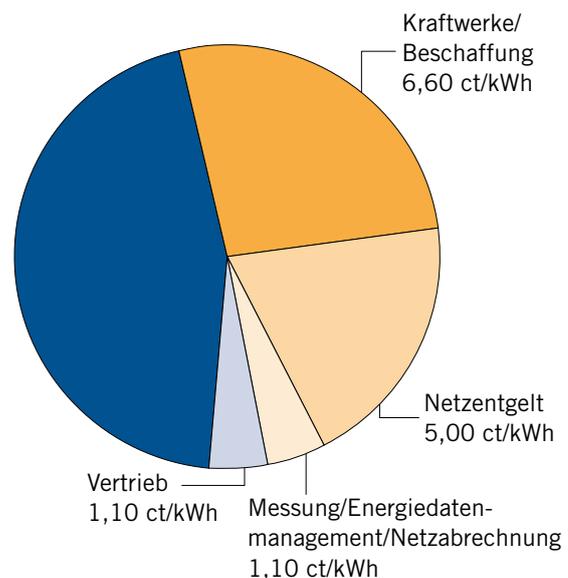
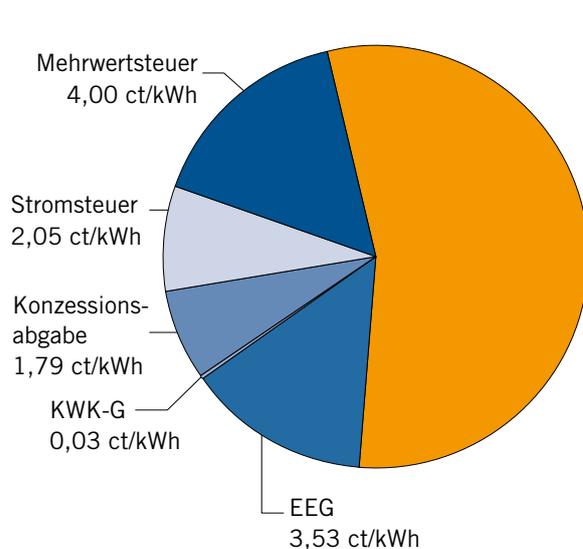
\* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Bio-komponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2012

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

**Abbildung 4.8: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2011, 25,20 ct/kWh**

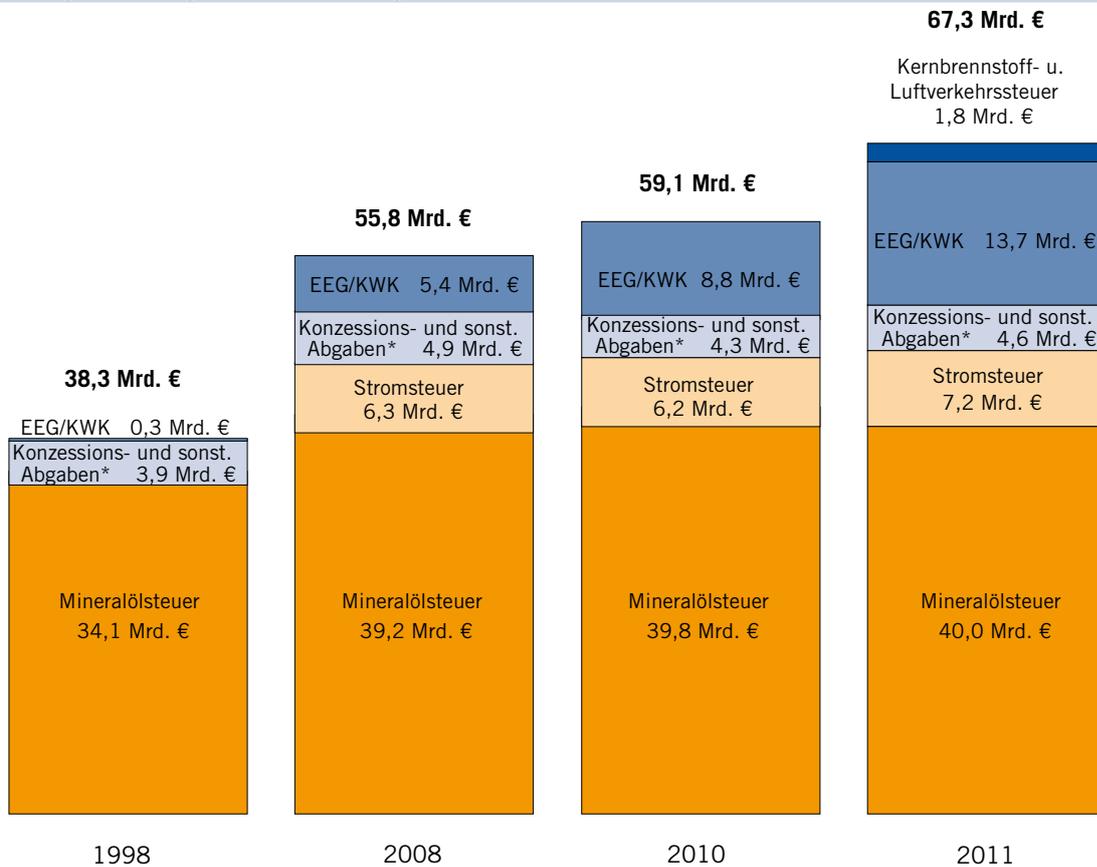
Staat 45 % (11,40 ct/kWh)

Beschaffung/Netz/Vertrieb (13,80 ct/kWh)



Quelle: BDEW – Stand: 02/2012

Abbildung 4.9: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland



\*Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2010: 0,675 Mrd. € und 2011: 0,949 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09 sowie 0,36 Mrd. € im Haushaltsjahr 2009/10 und 0,339 Mrd. € im Haushaltsjahr 2010/11 (jeweils ohne MwSt).

Quelle: Bundesminister der Finanzen sowie Schätzung des BDEW

Kohle unterliegt einem Steuersatz von 0,33 €/GJ. Die Verwendung von Kohle als Einsatzenergie zur Stromerzeugung ist – ebenso wie etwa der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung – von der Energiesteuer befreit. Auch Kohle, die von privaten Haushalten verheizt wird, war bis zum 31.12.2010 nicht besteuert worden.

Mit dem Kernbrennstoffsteuergesetz vom 8. Dezember 2010 unterliegt Kernbrennstoff, der zur gewerblichen Erzeugung von elektrischem Strom verwendet wird, seit dem 01.01.2011 (bis zum Jahr 2016) der Kernbrennstoffsteuer. Die Steuer für ein Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 und Uran 235 beträgt 145 €. Dies entspricht einer steuerlichen Belastung der auf Basis Kernenergie erzeugten Strommenge von 15,50 €/MWh.

Der Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Durchschnitt 2011 mit

25,20 ct/kWh beziffert wird, setzte sich 2011 nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, Stand 02/2012) wie folgt zusammen (jeweils in ct/kWh):

- Erzeugung/Transport/Vertrieb: 13,80
- Konzessionsabgabe: 1,79
- Erneuerbare-Energien-Gesetz: 3,53
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz: 0,03
- Stromsteuer: 2,05
- Mehrwertsteuer: 4,00

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2011 auf 45 %. Zum 01.01.2012 wurde die EEG-Umlage auf 3,592 ct/kWh angehoben.

Für das Produzierende Gewerbe und die Landwirtschaft gelten ermäßigte Sätze.

### Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 3 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2011 auf 90,5 Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 32,8 Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2011 zu 24 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 51 % aus Osteuropa/Asien, zu 17 % aus Afrika, zu 5 % aus dem Nahen Osten und zu 3 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 18 %.

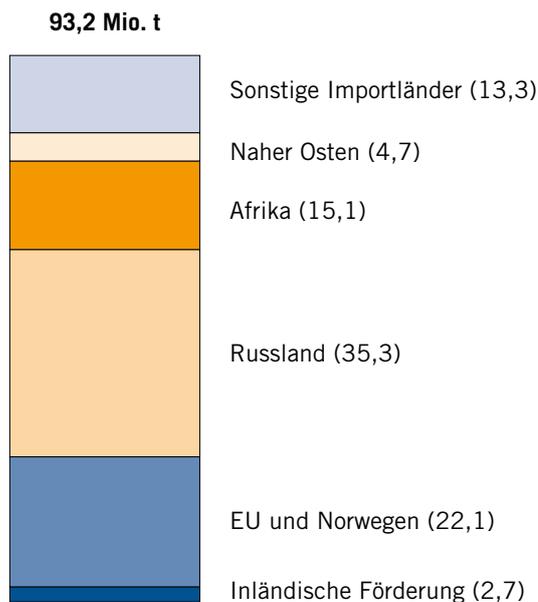
In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. 2011 hat die Mineralölindustrie rd. 90,85 Mio. t Importrohöl, 2,59 Mio. t inländi-

ches Rohöl und 11,23 Mio. t Halbfertigprodukte in ihren Verarbeitungsanlagen eingesetzt. Der Gesamteinsatz belief sich damit auf 104,67 Mio. t. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 104,1 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2011 erreichte die Raffinerieauslastung 89,9 %.

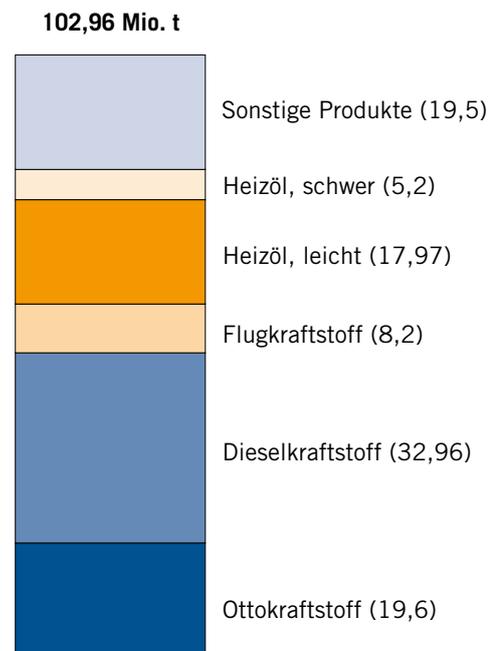
Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,6 Mio. t) betrug 2011 rund 102,96 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 19,6 Mio. t; Dieselmotorkraftstoff: 32,96 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (17,97 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (15,7 Mio. t), Flugkraftstoff (8,2 Mio. t) und schweres Heizöl (5,2 Mio. t).

Der Absatz an Ottokraftstoff ging 2011 im zwölften Jahr in Folge zurück. Ursachen waren strukturelle Faktoren, wie verringerter Bestand an PKW mit Ottomotoren, die Erhöhung des Anteils von Fahrzeugen mit verbrauchsärmeren Motoren sowie die Beimischung bioorganischer Komponenten. Im Unterschied dazu hat die weitere Zunahme des Bestands an PKW mit Dieselmotoren die Dieselnachfrage nunmehr im sechsten Jahr zunehmen lassen. Leichtes Heizöl hatte vor allem wegen der milden Witterung 2011 deutliche Absatzeinbußen hinnehmen müssen.

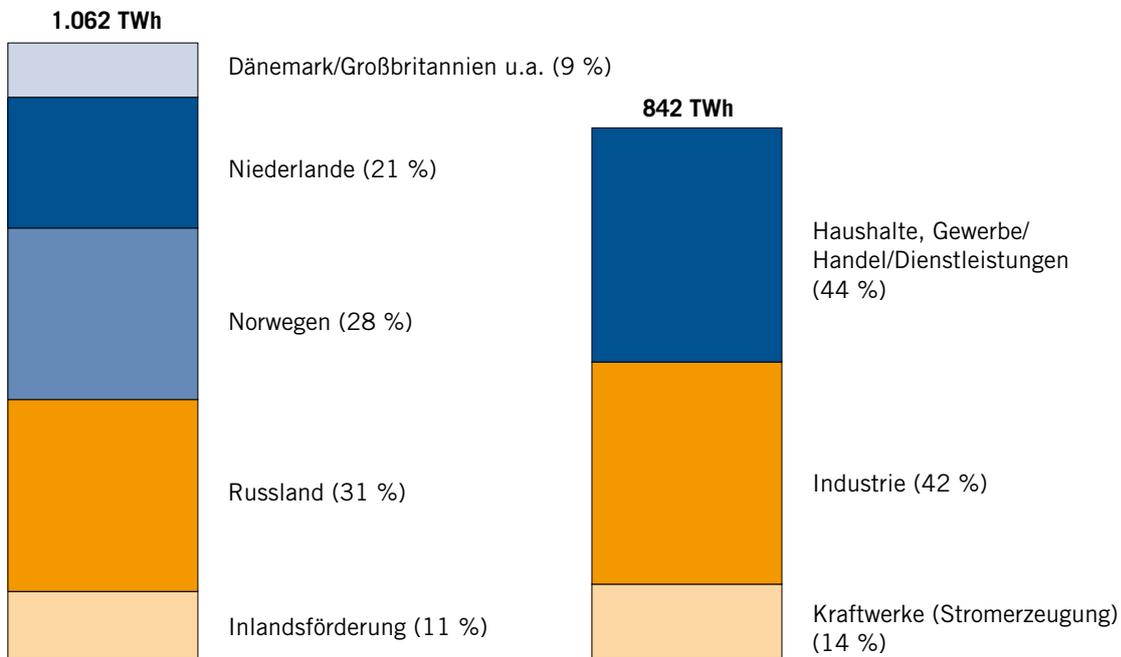
**Abbildung 4.10: Rohölaufkommen 2011 nach Herkunft, in Mio. t**



**Inlandsabsatz 2011 Mineralölprodukte, in Mio. t**



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

**Abbildung 4.11: Erdgasaufkommen 2011, in TWh**      **Erdgasverbrauch 2011, in TWh**

Differenz zwischen Aufkommen und Verbrauch: Exporte, Speichersaldo

Quelle: BDEW

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2011 wie folgt dar:

- Verkehr: 57–58 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 18–19 %
- Industrie: 23 %
- Kraftwerke der Stromversorger: 1 %

## Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2011 rund 842 TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 44 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2011 hatten 49 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 42 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 14 % aus. An Kunden im europäischen Ausland wurden 200 TWh geliefert.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.062 TWh stammte 2011 zu 11 % aus heimischer

Förderung (inkl. Einspeisungen von Bioerdgas) und zu 89 % aus Importen verschiedener Herkunft: 31 % aus Russland, 28 % aus der norwegischen Nordsee, 21 % aus den Niederlanden sowie 9 % aus Großbritannien und Dänemark und weiteren Lieferländern. Der Bezug des Erdgases aus dem Ausland erfolgt zum weit überwiegenden Teil auf der Basis langfristiger Verträge zwischen den Lieferanten und einer Reihe von auf dem deutschen Markt tätigen Importgesellschaften. Hier besteht vor dem Hintergrund der tiefgreifenden Veränderungen auch der Marktkonstellationen (weiter zunehmende Bedeutung liquider Handelsmärkte, Auseinanderlaufen der Preise an den europäischen Handelspunkten und der ölgebundenen Importpreise) nach wie vor die Herausforderung, die Preise und Preisbildungsmechanismen in langfristigen Importverträgen an die geänderten Markt- und Wettbewerbsbedingungen anzupassen und sie als Instrument einer langfristig ausgerichteten Beschaffungspolitik zukunftsfähig zu erhalten.

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 450.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört nicht zuletzt auch eine Vielzahl von Untertagespeichern mit einer maximal verfügbaren Kapazität (Arbeitsgas) von insgesamt etwa 21 Mrd. m<sup>3</sup>.

### Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2011 12,3 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 71,7 % auf das Ruhrrevier, 11,7 % auf das Saarrevier und 16,6 % auf das Ibbenbürener Revier.

Im Jahr 2011 deckten die Steinkohlenimporte etwa 79 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Die Einfuhren entfielen zu 95 % auf sieben Lieferländer, nämlich Russland, Kolumbien, USA, Polen, Australien, Südafrika und Kanada.

Der gesamte Steinkohlenmarkt in Deutschland hatte im Jahr 2011 ein Volumen von 57,5 Mio. t SKE. Der Verbrauch an Steinkohle verteilte sich mit 39,0 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17,1 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,4 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Im Zuge des zum 28.12.2007 in Kraft getretenen Steinkohlefinanzierungsgesetzes zur Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 wurde der Anpassungsprozess auch 2011 planmäßig fortgesetzt. Demzufolge war auch die Beschäftigung im Jahr 2011 weiterhin rückläufig. So hat sich die Belegschaftszahl im Steinkohlenbergbau von 24.207 Mitarbeitern zum 31.12.2010 um 13,6 % auf

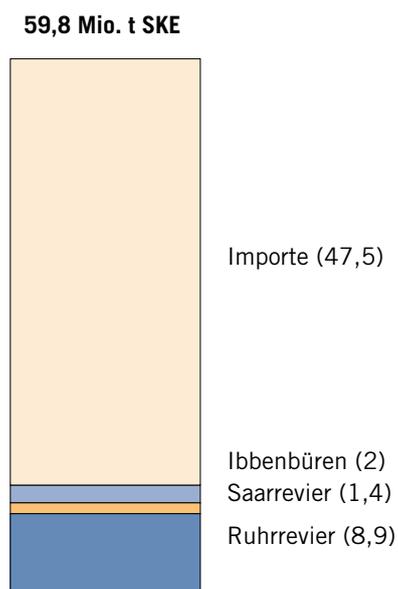
20.925 zum 31.12.2011 verringert. Unter Tage arbeiten mit 10.416 Mitarbeitern 1.850 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr. Die bergbauliche Produktivität – ausgedrückt als verwertbare Förderung je Mann und Schicht unter Tage – belief sich auf 6.623 kg.

Anfang 2011 ist der mit der Europäischen Kommission Ende 2010 vom Rat gefasste „Beschluss über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlebergwerke“ (2010/787/EU) in Kraft getreten. Danach sind weiterhin Betriebsbeihilfen für Steinkohlenbergwerke zulässig, allerdings nur degressiv und im Rahmen eines definitiven Stilllegungsplans bis zum 31.12.2018, der u. a. auch einen Umweltplan zur Milderung der ökologischen Folgen der Kohleproduktion enthalten muss. Durch eine Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes, das im Juli 2011 in Kraft getreten ist, wurde die sog. Revisionsklausel gestrichen, die eine nochmalige Überprüfung des Auslaufbeschlusses unter energiepolitischen Gesichtspunkten vorgesehen hätte.

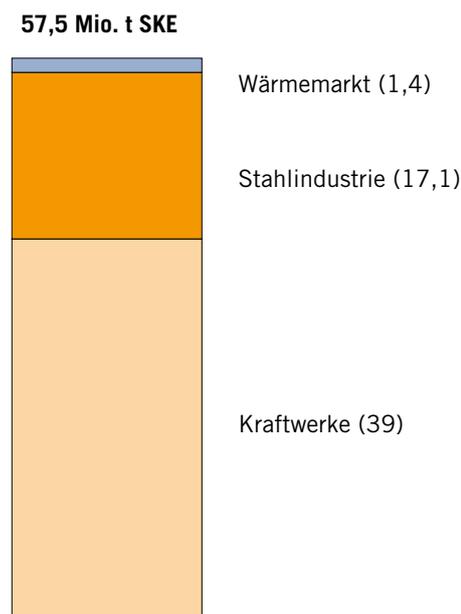
### Braunkohle

In Deutschland wurden 2011 rund 176,5 Mio. t Braunkohle – entsprechend 54,4 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden

**Abbildung 4.12: Steinkohlenerzeugung 2011, in Mio. t SKE**



**Steinkohlenverbrauch 2011, in Mio. t SKE**



Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt)



0,1 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99 %.

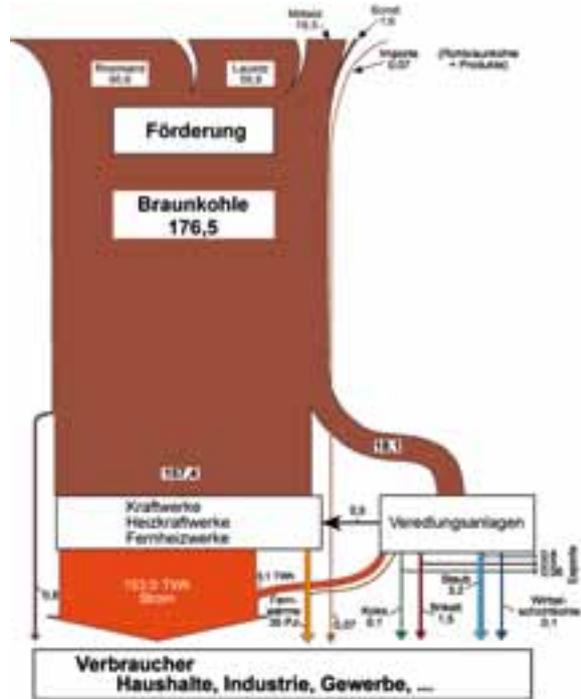
Die deutsche Braunkohlenförderung konzentriert sich auf vier Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2011 entfielen von der Gesamtförderung 54,2 % auf das Rheinland, 33,9 % auf die Lausitz, 11,0 % auf Mitteldeutschland sowie 0,9 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung rund um die Uhr über das gesamte Jahr, die so genannte Grundlast. 2011 wurden rund 160 Mio. t Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt. Daraus wurden 153,0 TWh Strom erzeugt. Dies entsprach 24,9 % der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland. Die installierte Brutto-Kraftwerksleistung belief sich zum 31.12.2011 auf 21.759 MW.

15,5 Mio. t Braunkohle wurden 2011 in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung von Briketts, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtbraunkohle und Koks eingesetzt.

Die in Deutschland hergestellten Braunkohlenprodukte fließen zu vier Fünftel in die inländische Verwendung. Die Verbraucher nutzen die Veredlungsprodukte für ihre

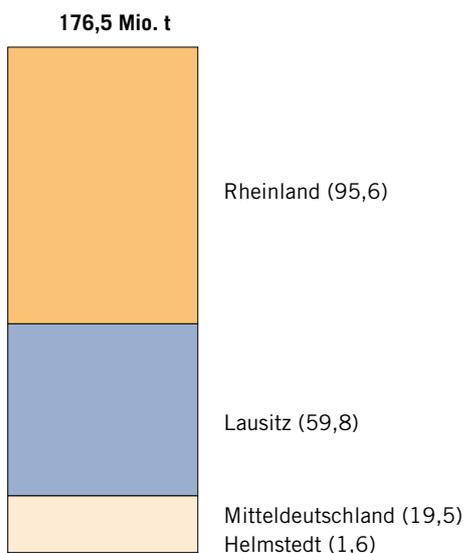
**Abbildung 4.13: Braunkohlenflussbild 2011**



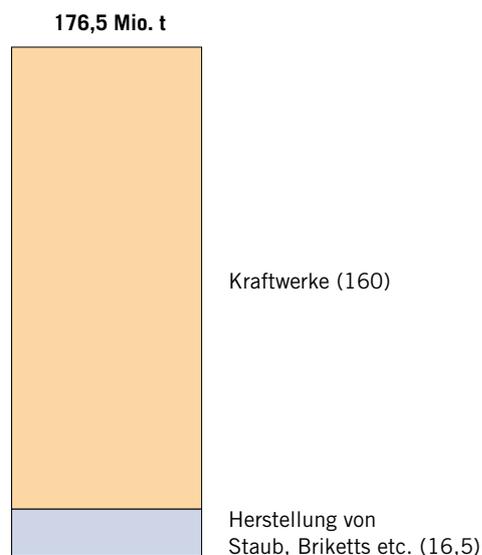
Alle Daten, soweit nicht anders angegeben, in Mio. t (Bestandsveränderung nicht dargestellt)

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 02/2012

**Abbildung 4.14: Braunkohlenförderung 2011, in Mio. t**



**Braunkohlenverwendung 2011, in Mio. t**



Quelle: DEBRIV

Strom-/Wärmeerzeugung oder für industrielle Prozesse. 2011 verzeichneten die meisten Veredlungsprodukte einen Zuwachs bei Absatz und Produktion.

In der Braunkohlenindustrie in Deutschland waren zum 31.12.2011 – einschließlich der 5.986 Mitarbeiter in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlengewinnung – insgesamt 22.770 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 11.591 auf das Rheinland, 8.126 auf die Lausitz, 2.531 auf Mitteldeutschland und 522 auf Helmstedt. In der Gesamtzahl sind 1.606 Auszubildende enthalten.

### Strom

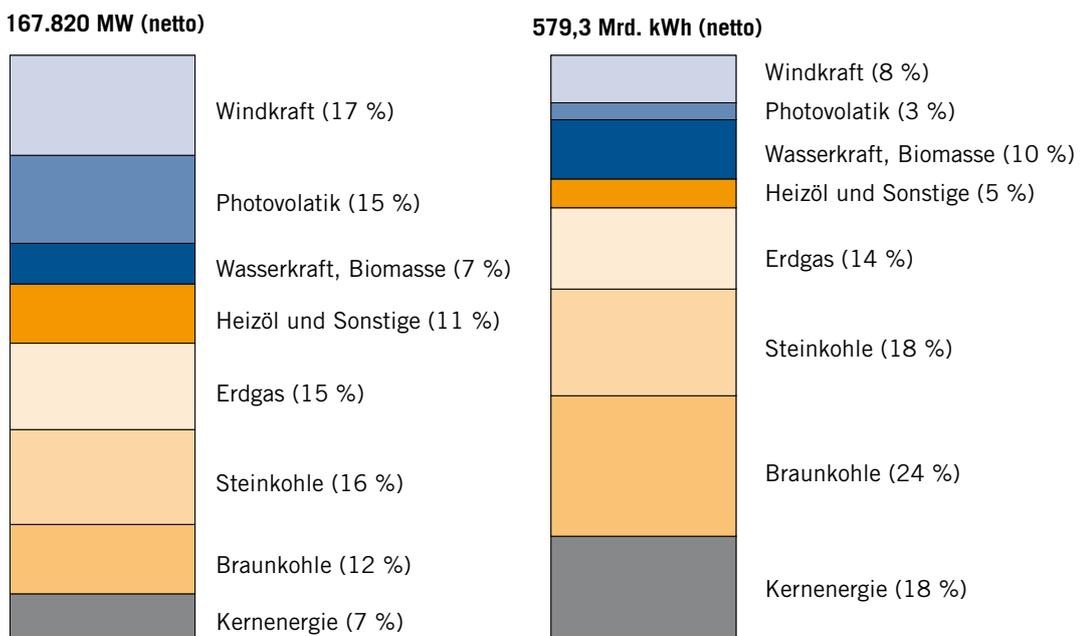
2011 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 614,5 TWh. Davon entfielen 91 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 9 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 35,2 TWh ermittelt sich für 2011 eine Netto-Stromerzeugung von 579,3 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2011 folgendes Bild: Kernenergie 17,6 %, Braunkohle 24,3 %, Steinkohle 18,1 %, Erdgas 14,1 %, erneuerbare Energien 20,7 % sowie Heizöl und sonstige Energien 5,2 %. Die deutsche Stromversorgung stützt sich somit auf die fünf Säulen Braunkohle, erneuerbare Energien, Steinkohle, Kernenergie und Erdgas.

Vor dem Hintergrund der nuklearen Katastrophe in Japan hatten die Bundesregierung und die Ministerpräsidenten der Bundesländer mit Kernkraftwerken am 14.03.2011 beschlossen, die sieben ältesten Kernkraftwerke mit bis einschließlich 1980 erfolgter Inbetriebnahme sowie das Kernkraftwerk Krümmel mit unmittelbarer Wirkung für drei Monate vom Netz zu nehmen und herunterzufahren. Von der Abschaltung im Sinne der Regelung dieses Moratoriums waren acht Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von insgesamt 8.422 MW erfasst. Mit dem Dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31.07.2011 wurde geregelt, dass die Berechtigung zum Leistungsbetrieb spätestens mit Ablauf des 06.08.2011 für die Kernkraftwerke Biblis A, Neckarwestheim 1, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Philippsburg 1 und Krümmel erlischt. Ferner regelt das Gesetz, dass schrittweise bis 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland verzichtet wird.

Die Netto-Engpassleistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich zum 31.12.2011 auf 167.820 MW. Davon ent-

**Abbildung 4.15: Kraftwerkskapazität und Netto-Stromerzeugung 2011**  
Anteile der verschiedenen Energieträger in %



Quelle: BDEW 02/2012



fielen 64.965 MW auf erneuerbare Energien, 27.590 MW auf Steinkohle, 12.068 MW auf Kernenergie, 19.977 MW auf Braunkohle, 25.810 MW auf Erdgas und 17.410 MW auf andere Energien (einschließlich Pumpspeicher).

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2011 rd. 50,0 TWh betragen (2010: 42,2 TWh). Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2011 auf 56,0 TWh (2010: 59,9 TWh). Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die Stromausfuhren um 6,5 %. Die Stromeinfuhren stiegen um 18,5 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2011 auf 6,0 TWh gegenüber 17,7 TWh im Jahr 2010.

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 608,5 TWh, die Netzverluste liegen im europäischen Vergleich mit gut 4 % – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – sehr niedrig.

Der Netto-Stromverbrauch von 540,8 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2011 mit 47 % auf die Industrie, mit 26 % auf private Haushalte mit 24 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 3 % auf den Verkehr.

Es wird erwartet, dass der Verbrauch künftig weitgehend stabil bleiben wird. 2011 lag der Netto-Stromverbrauch bei 210 kWh pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Strom wird zunehmend effizienter eingesetzt, die Stromintensität sinkt.

## Erneuerbare Energien

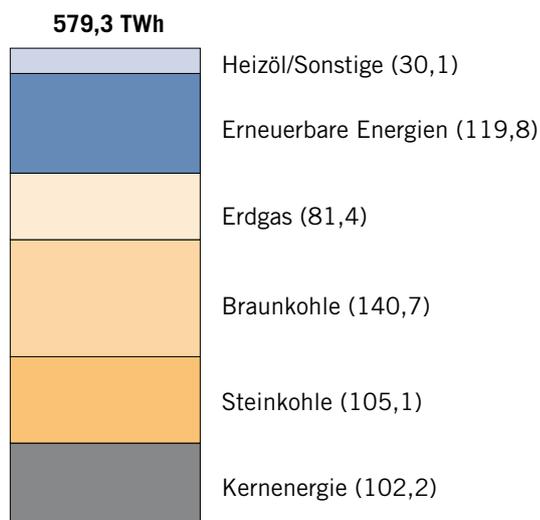
Erneuerbare Energien trugen 2011 mit 10,9 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Bedeutendster Wirtschaftszweig zur Nutzung der erneuerbaren Energien ist die Elektrizitätswirtschaft.

2011 wurden von Stromversorgern und privaten Anlagenbetreibern 122,0 TWh Strom (brutto) aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entsprach 20,0 % der gesamten Stromversorgung in Deutschland. 2011 basierten 46,5 TWh auf Windkraft, 19,5 TWh auf regenerativ eingestufte Wasserkraft, 32,0 TWh auf Biomasse, 5,0 TWh auf Müll und anderen erneuerbaren Energien sowie 19,0 TWh auf Photovoltaik.

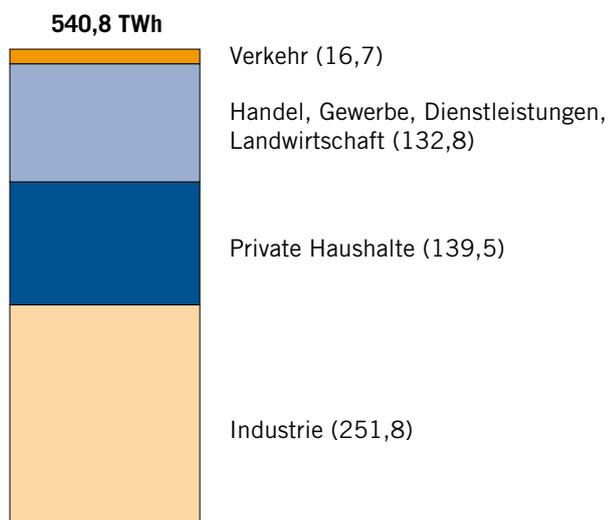
Die Nettoleistung aller installierten Anlagen belief sich zum 31.12.2011 auf 64.965 MW. Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit 38,5 % an der in Deutschland insgesamt installierten Kraftwerkskapazität beteiligt. Auf Wind entfielen 29.075 MW und auf Photovoltaik 24.990 MW; Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) machte 5.545 MW, Biomasse 5.345 MW und Geothermie 10 MW aus.

Entscheidend für den in den vergangenen Jahren verzeichneten Anstieg des Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Danach hat der Netzbetreiber dem Einspeiser von

**Abbildung 4.16: Netto-Stromerzeugung 2011, in TWh**

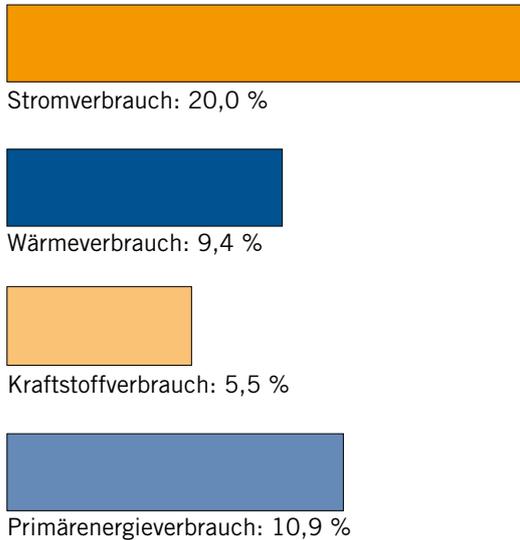


**Netto-Stromverbrauch 2011, in TWh**



Quelle: BDEW

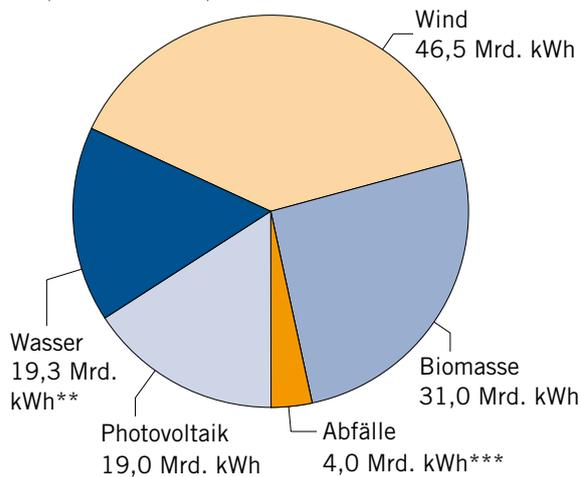
**Abbildung 4.17: Marktanteile der erneuerbaren Energien 2011, in %**



122,0 Mrd. kWh (brutto)  $\hat{=}$  20,0 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs  
Quelle: BDEW

**Abbildung 4.18: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2011, netto**

119,8 Mrd. kWh  $\hat{=}$  19,7 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs\*



\* rund 608,5 TWh  
\*\* Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss nicht mitgerechnet  
\*\*\* Einschließlich andere erneuerbare Energien

Quelle: BDEW, Februar 2012

Strom aus EEG-Anlagen die im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelte Mindestvergütung zu entrichten.

Die gesamte Vergütung für EEG-Einspeisungen belief sich – nach Abzug der vermiedenen Netzentgelte – im Jahr 2011 auf 16,442 Mrd. €. Bei 91,127 TWh EEG-Einspeisungen errechnet sich daraus für 2011 ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 18,0 ct/kWh. Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert. Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst. Andererseits wird die Stromerzeugung aus Grubengas durch das EEG gefördert, wobei Grubengas keine erneuerbare Energie darstellt.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs belief sich 2011 auf 127,5 TWh. Damit hatten erneuerbare Energien im Wärmesektor 2011 einen Marktanteil von 9,4 %. Die Verteilung nach einzelnen Energiearten stellte sich 2011 wie folgt dar: Bioenergie 114,8 TWh, Solarthermie 5,6 TWh sowie Geothermie 7,1 TWh.

Die Biokraftstoffproduktion verringerte sich im Jahr 2011 auf 33,9 TWh. Damit erreichte ihr Marktanteil am Kraftstoffverbrauch 5,5 %. Von der gesamten Biokraftstoffherzeugung entfielen 72 % auf Biodiesel, 1 % auf Pflanzenöl und 27 % auf Bioethanol.

## 4.2 Monopolkommission zur Wettbewerbssituation auf den Energiemärkten

Die Monopolkommission hat sich in früheren Jahren bereits zweimal in Form von Sondergutachten mit der Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor befasst. Das erste Gutachten (2007) hatte die spezifischen Probleme der leitungsgebundenen Energieversorgung im Blick, im zweiten Gutachten (2009) standen die Großhandelsmärkte sowie die Märkte für Regelenergie und Engpassmanagement im Mittelpunkt. Im Herbst 2011 hat die Monopolkommission nun ihr drittes Sondergutachten zum Energiemarkt („Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten“) vorgelegt, mit dem sie gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes der Bundesregierung über den Stand der Wettbewerbsentwicklung bei Strom und Gas berichtet. Sie analysiert darin die aktuelle Wettbewerbssituation in den Märkten für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas und stellt ihre Einschätzungen zur weiteren Entwicklung des Wettbewerbs in den Strom- und Gasmärkten dar.

Das Gutachten ist sehr umfangreich und stellt zahlreiche Facetten der genannten Märkte, von der Erzeugungs- bis zur Vertriebsstufe, dar. Daneben werden auch Fragen zur Konzessionsvergabepraxis, zur Rekommunalisierung oder zur Förderung erneuerbarer Energien diskutiert.

Grundsätzlich stellt die Monopolkommission eine positive Wettbewerbsentwicklung fest, sieht aber auch noch „Schatten“ auf einzelnen Märkten, wobei zwischen Strom- und Gasmärkten differenziert wird.

- Positiv erwähnt werden die positive Entwicklung des Handelsvolumens an den virtuellen Handlungspunkten der Marktgebiete und die deutliche Verbesserung der Liquidität an den deutschen Handlungspunkten. Kritisch gesehen wird dagegen, dass die wettbewerblichen Anbieter auf inländischen Erdgasmärkten auf der Importstufe von wenigen Unternehmen auf der Produzentenseite abhängig sind (Konzentration des Gasangebots). Andererseits entfalte Flüssigerdgas (LNG) zunehmend wettbewerbsbelebende Wirkung.
- Zwar weist sie auf die nach wie vor hohe Konzentration auf der deutschen Großhandelsstufe für Strom hin, doch stellt sie gleichzeitig fest, dass die europäische Marktintegration diese Dominanz relativiert. In diesem Kontext mahnt sie auch eine Überprüfung der räumlichen Beschränkung des relevanten Marktes an, da die deutsche Kartellbehörde diesen nach wie vor allein auf Deutschland und Österreich begrenzt, was angesichts der Entwicklung eines europäischen Großhandelsmarktes zunehmend als fraglich erscheint. Anhaltspunkte für missbräuchliches Verhalten auf dem Stromgroßhandelsmarkt (z. B. physische oder finanzi-

elle Kapazitätszurückhaltung) sieht die Monopolkommission nicht und schließt sich hierbei der Einschätzung an, zu der das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung von Anfang 2011 gelangt ist.

Die Monopolkommission würdigt recht eingehend die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Während sie sich gegenüber den Ausbauzielen „verhalten positiv“ äußert, kritisiert sie die Ausgestaltung der Förderung nachdrücklich. Zum einen sei die Förderung nicht technologieoffen, sondern beschränke sich auf bekannte Technologien, zum anderen führe die Förderung im Rahmen des EEG zu keinen Emissionsminderungen, die über jene Mengen hinausgingen, die im europäischen Emissionshandel festgelegt seien. Auch mahnt die Kommission ein Anreizsystem an, das eine effiziente Vermarktung der Erneuerbaren gewährleistet und spricht sich für ein Quotenmodell aus, das die Stromhändler verpflichtet, eine bestimmte Quote Erneuerbarer im Beschaffungsportfolio zu halten. Auch ein Kapazitätsmarkt für Erneuerbare könne geprüft werden. Das im Rahmen des neuen EEG eingeführte Marktprämienmodell sieht sie nur als ersten Schritt zur Heranführung der Erneuerbaren an den Markt. Wichtig ist der Monopolkommission eine Bewertung der gesamten volkswirtschaftlichen Kosten der Einführung der Erneuerbaren, zumal sich die öffentliche Diskussion nach ihrer Wahrnehmung stark auf den sogenannten Merit-Order-Effekt verengt, also den kurzfristig preisdämpfenden Effekt durch die Erneuerbaren-Einspeisung. Daneben sei aber auch eine übergreifende mittel- bis langfristige Betrachtung erforderlich, in die auch Kosten des Netzausbaus, oder der der Systemstabilisierung einzubeziehen seien.

Auch in den Endkundenmärkten für Strom und Gas sieht die Monopolkommission positive Entwicklungen. So sind die Anbieterzahlen weiter angestiegen und der Anteil der in der Grundversorgung befindlichen Kunden sinkt weiter. Positiv vermerkt wird auch eine steigende Zahl von Produkten bzw. Tarifen. Allerdings beklagt die Kommission die noch immer in vielen europäischen Ländern existierende Endkunden-Tarifregulierung, die ein Hindernis bei der Schaffung eines harmonisierten europäischen Endkundenmarktes darstellt. Die Beibehaltung des Sonderkartellrechts für die Energiewirtschaft (§ 29 GWB) lehnt die Monopolkommission ab, da es ihrer Auffassung nach keine wettbewerbsfördernden Effekte hatte. Vielmehr sei die hier vorgesehene Erlösabschöpfung sogar eine Ursache dafür, dass vereinzelt (Märkte für Heizstrom) intensiverer Wettbewerb verhindert wurde, weil Markteintritte abgeschreckt wurden.

Auf besonderes Interesse sind die Analysen der Monopolkommission zur Rekommunalisierung gestoßen: Sie findet keine Hinweise darauf, dass von dieser Tendenz positive Wohlfahrtseffekte ausgegangen sind. Vielmehr seien kommunale Anbieter nie unter den günstigsten Anbietern am Markt. Auch grenze staatliche Unternehmertätigkeit per se den Markt für private Wettbewerber ein. Hinzu komme der stets vorhandene potenzielle Interessenskonflikt des Staates zwischen der Setzung wettbewerblich effizienter Rahmenbedingungen durch die Politik einerseits und der eigenen unternehmerischen Tätigkeit andererseits. Auch für die Zukunft erwartet die Kommission keine positiven Effekte der „Rekommunalisierungs-Euphorie“.

Eine besonders einschneidende Maßnahme würde die Schaffung mehrerer innerdeutscher Marktgebiete darstellen, die die Monopolkommission zur Diskussion stellt. Dies wurde von Marktteilnehmern kritisch gesehen, denn nach derzeitigem Stand (bestätigt auch von einem Gutachten für die Bundesnetzagentur) existiert in Deutschland keine derart nachhaltige Engpasssituation im Übertragungsnetz, als dass es geboten wäre, strukturelle innerdeutsche Engpässe auszuweisen, zumal eine solche Maßnahme erhebliche volkswirtschaftliche Nachteile aufgrund der damit verbundenen negativen Auswirkungen auf die Marktliquidität mit sich brächte.

Bei der Umsetzung der Anreizregulierung für die Netze weist die Monopolkommission darauf hin, dass diese in ihrer derzeitigen Ausgestaltung keine ausreichenden Investitionsanreize setze und mahnt eine entsprechende Weiterentwicklung an. Die Einführung des ITO-Modells (letztlich eine intensivierte rechtliche Entflechtung) auf der Transportnetzstufe sieht die Monopolkommission grundsätzlich positiv, fordert aber auf der Verteilnetzstufe eine konsequentere Umsetzung der Entflechtungsregeln und die Reduzierung von Ausnahmeregeln für kleine Verteilnetzbetreiber („de-minimis-Grenze“).

## 4.3 EEX – das Zusammenwachsen der Energiemärkte

### Handelsumsätze

An der European Power Exchange Spot SE (EPEX<sup>1</sup>) und der European Energy Exchange AG (EEX) zeigten die Handelsumsätze 2011 ein uneinheitliches Bild: Der Gashandel konnte mehr Umsätze verbuchen, der Stromhandel nahm etwas ab, deutlich geringere Umsätze verzeichnete der Terminhandel mit Emissionsrechten.

Insgesamt wurden über 105 Mio. Emissionsrechte gehandelt (2010: über 150 Mio.) und über 62 Mio. MWh Gas umgesetzt (2010: 46 Mio. MWh). Der Stromhandel an der Börse verringerte sein Volumen von 1.487 TWh (2010) auf 1.389 TWh (2011). Dennoch ist das mehr als das Zweieinhalbfache des deutschen Stromverbrauchs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (517,8 TWh; 2011 vorläufige Zahlen<sup>2</sup>). Gründe hierfür dürften in der immer noch bestehenden Belastung von Handelshäusern durch die Finanzkrise zu sehen sein. Da der Gashandel immer noch in einem sehr frühen Entwicklungsstand ist, wurde er davon nicht beeinflusst.

1 EPEX Spot SE betreibt die Stromspotmärkte für Frankreich, Deutschland, Österreich und die Schweiz. Der Sitz ist in Paris, eine Niederlassung befindet sich in Leipzig. Die EEX unterliegt der Aufsicht durch das sächsische Wirtschaftsministerium und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht BaFin. Die EPEX Spot SE unterliegt der Aufsicht der französischen Energieaufsichtsbehörde Commission de régulation de l'énergie (CRE).

2 BDEW, „Entwicklung der Energieversorgung 2011“ (29. Februar 2012)

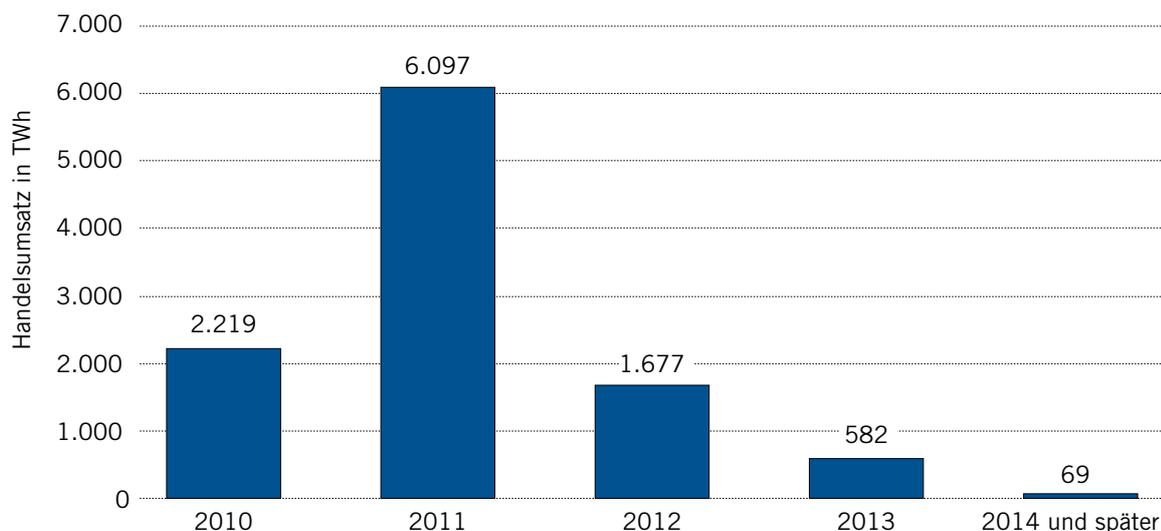
Die Bundesnetzagentur (BNetzA) bezeichnete im Monitoringbericht 2011 den deutschen Großhandelsmarkt für Strom als äußerst liquide und schätzte das Handelsvolumen auf insgesamt 10.600 TWh, d. h. mehr als das siebzehnfache des tatsächlichen Strombedarfs in Deutschland – hier sind nicht nur die vorher erwähnten Börsengeschäfte erfasst, sondern auch der bilaterale OTC-Markt.

### Strom

Die Strompreise am Spotmarkt übertrafen getrieben durch die Entscheidung zur Kernkraft in Deutschland die Werte des letzten Jahres. Der Wegfall preisgünstiger Kernkraftwerke führte in Deutschland und den anliegenden Ländern zu einer Preissteigerung. Die Preiszone Deutschland/Österreich wurde dabei teurer als Frankreich – in den Jahren davor war stets Deutschland/Österreich günstiger.

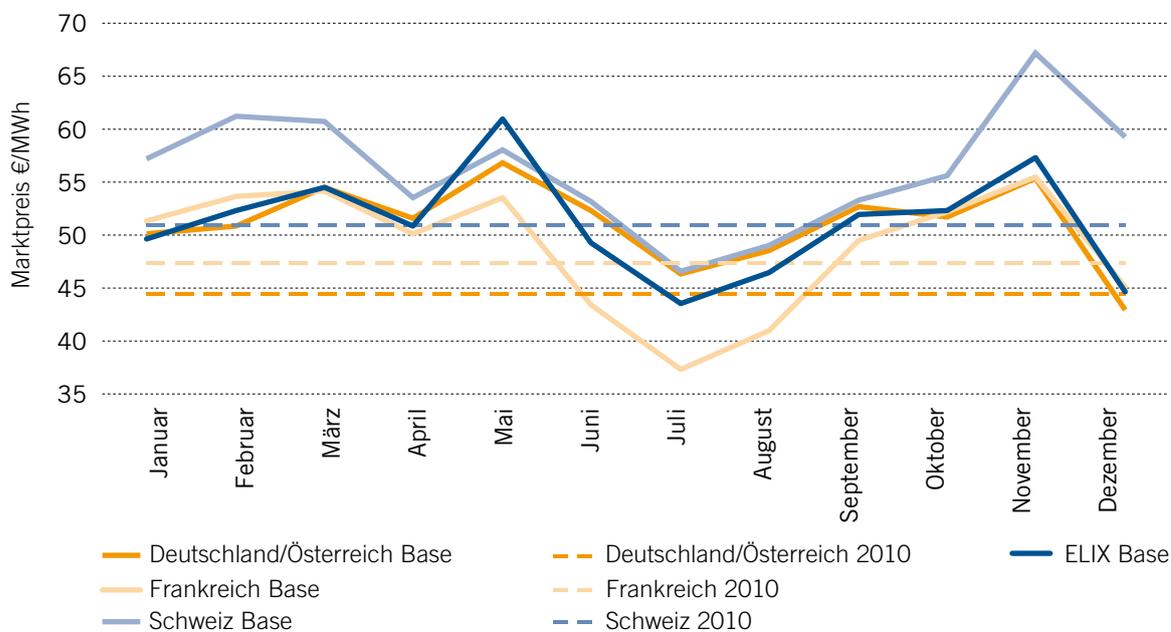
Die Spotbörse EPEX unterstreicht ihren europäischen Anspruch seit Oktober 2010 mit dem europäischen Stromindex ELIX (European Electricity Index). Dieser wird auf Basis der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve für die EPEX-Marktgebiete berechnet und entspricht damit dem engpassfreien Marktpreis, d. h. dem Marktpreis bei keinerlei Engpässen in der Übertragung zwischen den Ländern. EPEX Spot und EEX veröffentlichen den ELIX täglich im Internet im Anschluss an die nationalen

**Abbildung 4.19: Handelsvolumen im Stromgroßhandelsmarkt im Jahr 2010 geordnet nach dem Lieferjahr, in TWh**



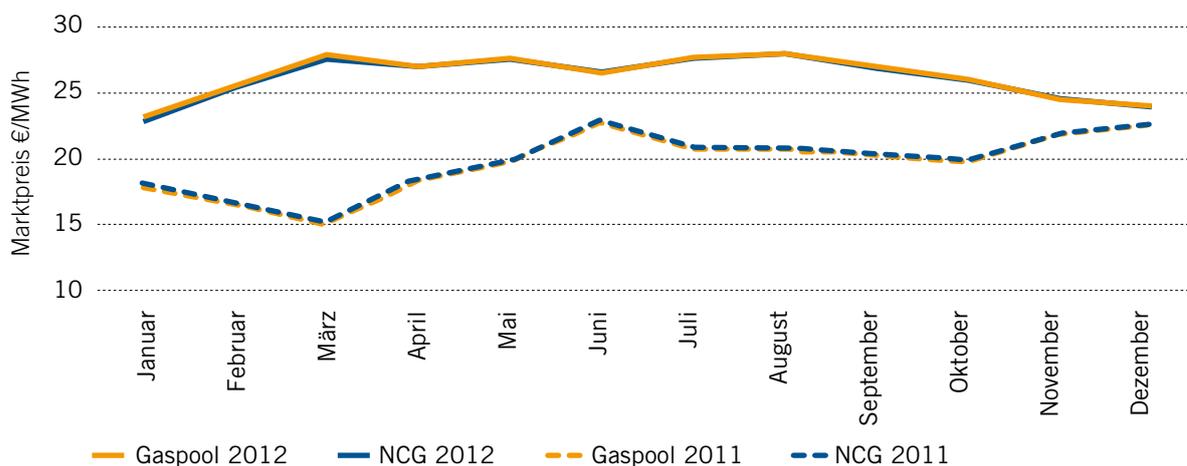
Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2011

**Abbildung 4.20: Monatliche Mittelwerte Grundlaststrom am Spotmarkt für 2011 im Vergleich zu den Jahresmittelwerten 2010 für die EEX-Lieferzonen, in €/MWh**



Quelle: EEX, eigene Berechnung

**Abbildung 4.21: Monatsschlusskurse für Gaslieferungen auf Termin für das Jahr 2012 (Marktdaten aus 2011) im Vergleich zu den Preisen für Terminlieferung 2011 (Marktdaten aus 2010) für die Liefergebiete Gaspool<sup>1</sup> und NCG<sup>2</sup>, in €/MWh**



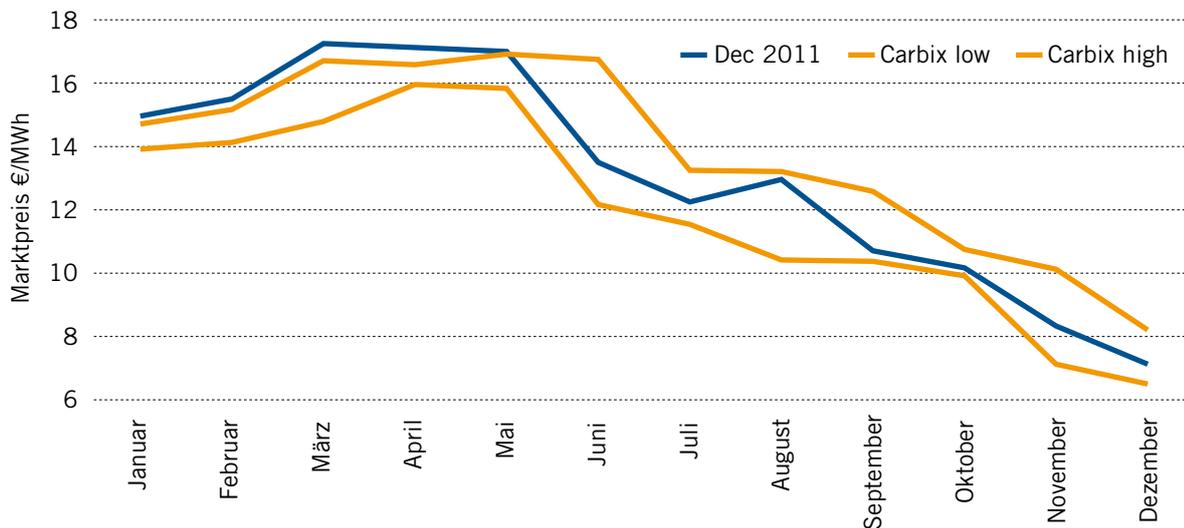
<sup>1</sup> Das Marktgebiet Gaspool (H-Gas) umfaßt das ehemalige BEB-Gebiet sowie ONTRAS-VNG und WINGAS.

<sup>2</sup> NCG (H-Gas) ist das Marktgebiet der NetConnect Germany GmbH und Co. KG.

Quelle: EEX, eigene Berechnung



**Abbildung 4.22: Monatsschlusskurse EU Emissionsrechte Lieferung Dezember 2011 sowie der niedrigste und höchste Wert des Spotindex Carbox an der EEX im Monat, in €/MWh**



Quelle: EEX, eigene Berechnung

Börsenergebnisse. Die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Frankreich und Schweiz stehen dabei für über ein Drittel des europäischen Stromverbrauchs. Abweichungen der nationalen Marktpreise vom ELIX sind auf Engpässe im Netz zurückzuführen. Der Marktpreis für das Liefergebiet Deutschland/Österreich lag 2011 meistens oberhalb des ELIX, d. h. deutsche Stromverbraucher würden von einem engpassfreien Marktgebiet durch niedrigere Strompreise profitieren.

Seit November 2010 existiert für die Großhandelsmärkte Belgien, Niederlande, Luxemburg, Frankreich und Deutschland/Österreich die Marktkopplung, d. h. eine länderübergreifende intra-day-Handelsregion. Für das Jahr 2012 haben die Slowakei, Tschechien und Ungarn eine trilaterale Marktkopplung beschlossen und sich dafür die EPEX als Kooperationspartner ausgesucht – eine Bestätigung ihrer erfolgreichen Arbeit. Damit eröffnet sich auch die Option, die oben genannten Marktgebiete zusammenzuführen. Eine weitere Kooperation zwischen Nordpool und EPEX wurde im September 2011 beschlossen und unterstreicht die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte.

Die Transparenz im Regionalmarkt verbessert sich durch die geografische Erweiterung der erfassten Kraftwerke: Der tschechische Versorger CEZ will dazu seine Erzeugungsdaten freiwillig offenlegen. CEZ und EEX erwarten, dass etwa 60 % der tschechischen Erzeugung damit abgedeckt werden.

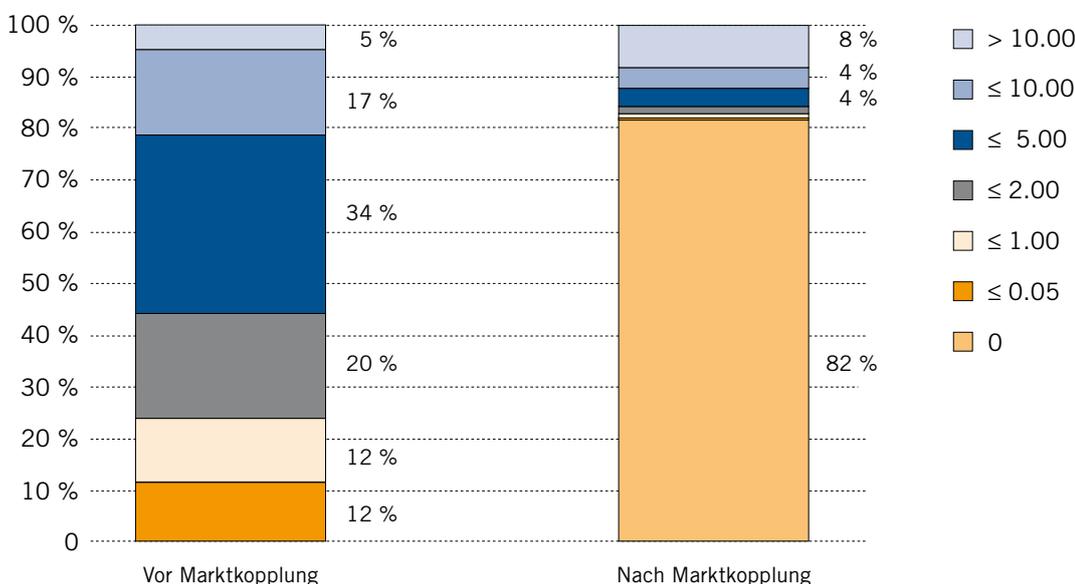
## Erdgas

Die EEX erweiterte ihre Aktivitäten im Gasbereich durch die Einführung des TTF-Gebiets (niederländischer Gasmarkt). Im August 2011 wurde zudem die Schwelle von über 100 Teilnehmern am Gasmarkt überschritten.

Die Handelspreise setzten zu Beginn des Jahres 2011 ihre Erholung fort und mündeten im Frühjahr in eine Seitwärtsbewegung. Der relativ milde Winterverlauf im November und Dezember sorgte für nachgebende Preise. Zudem sank der Gasverbrauch europaweit deutlich aufgrund der vielerorts abgeschwächten wirtschaftlichen Entwicklung.

Die Handelsumsätze an der EEX stiegen deutlich an: Im Spotmarkt wurden mit über 22 TWh etwa 50 % mehr gehandelt als 2010, im Terminmarkt mit fast 40 TWh etwa 25 % mehr als 2010.

**Abbildung 4.23: Preisdifferenz zwischen den Börsenpreisen in Deutschland und in den Niederlanden, in €/MWh**



<sup>1</sup> Häufigkeit der dargestellten Preisunterschiede in % aufgeführt. Die Marktkopplung führte dazu, dass es deutlich mehr Stunden (über 80 %) gibt, in denen Preisgleichheit herrscht.

<sup>2</sup> Keine Preisunterschiede in 82 % der Stunden; größere Preisdifferenzen als 10 €/MWh waren in 8 % der Stunden beobachtbar.

Quelle: Bert van den Ouden, europex

## CO<sub>2</sub>

Die Marktpreise für EU Emissionsrechte stiegen zunächst als Folge des Kernenergiemoratoriums in Deutschland im Laufe des März stark an und konnten das Preisniveau bis in den Mai halten. Die negativen wirtschaftlichen Ausichten (und die damit verbundene geringere Produktion an Gütern und in Folge an CO<sub>2</sub>) und die Querelen um den Euro führten zu einem drastischen Preisverfall. Die Klimaverhandlungen in Durban konnten ebenfalls keine Impulse in Richtung höherer Preise setzen. Vor diesem Hintergrund gibt es daher Bestrebungen seitens der Politik, den Marktpreis nach oben zu treiben, damit Investitionen in klimafreundliche Technologien forciert werden – auch aus dem Gedanken heraus, dass eine in Zukunft stattfindende Aufhellung der wirtschaftlichen Lage in Europa nicht zu einem deutlichen Mehranstieg an CO<sub>2</sub>-Emissionen führt.

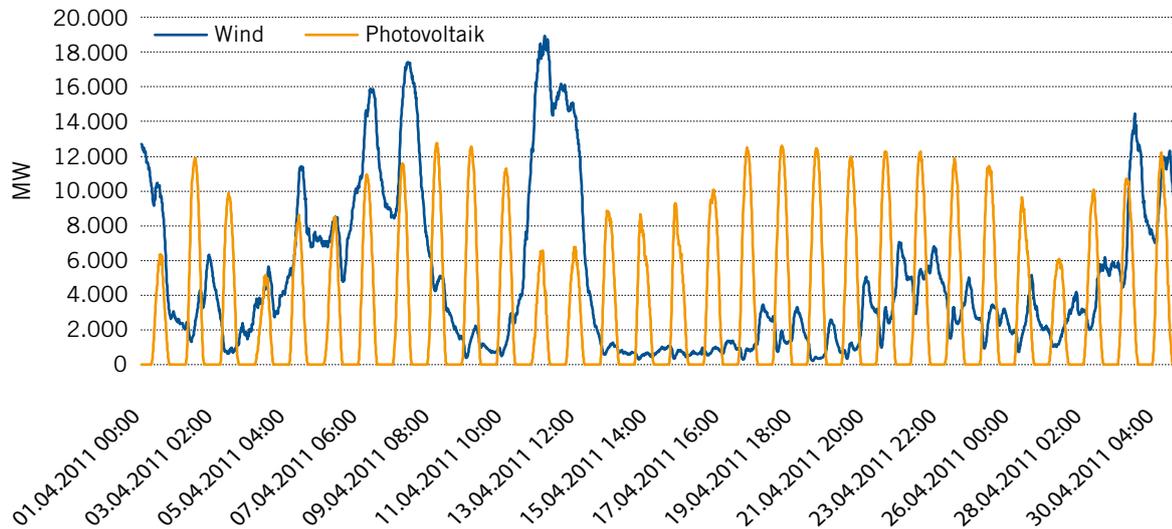
## Fazit

Die EPEX und die EEX sind gute Beispiele für den stetig zusammenwachsenden Energiemarkt Europas. Durch Market Coupling nimmt die Preissynchronisierung stetig zu, ein eindrucksvolles Beispiel sind hier die Preisdifferenzen zwischen Deutschland und den Niederlanden. Umgekehrt heißt das aber auch, dass die deutsche Energiewende auch vom Ausland mitzutragen ist. Preistreibende Effekte durch Marktverknappung in Deutschland werden auch von den Nachbarn gespürt und müssen bei Strom und CO<sub>2</sub> bezahlt werden. Die Verknüpfung der Energiemärkte erfordert daher auch eine zunehmende Synchronisierung der nationalen Energiepolitiken.



## 4.4 Netzstabilität und Versorgungssicherheit im Strombereich

**Abbildung 4.24: Schwankungen bei der Einspeiseleistung von Wind- und Sonnenenergie im April 2011 innerhalb der Regelzone von TenneT, in MW**



Quelle: TenneT

In den Leitstellen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) überwachen rund um die Uhr qualifizierte Mitarbeiter den sicheren Transport von Strom innerhalb des 220- und 380-kV-Netzes. Stromerzeugung und -verbrauch müssen dabei immer im Gleichgewicht gehalten werden, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Besonders in den letzten Monaten konnten die ÜNB eine deutlich angespannte Netzsituation beobachten. Ein solcher Netzzustand bedeutet erhöhte Risiken für die Versorgungssicherheit Deutschlands. Die Gründe liegen in der Kombination verschiedener Effekte, insbesondere im stockenden Netzausbau, der Abschaltung von acht Kernkraftwerken und der vermehrten Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien an lastfernen Standorten.

### Veränderte Erzeugungslandschaft in Deutschland

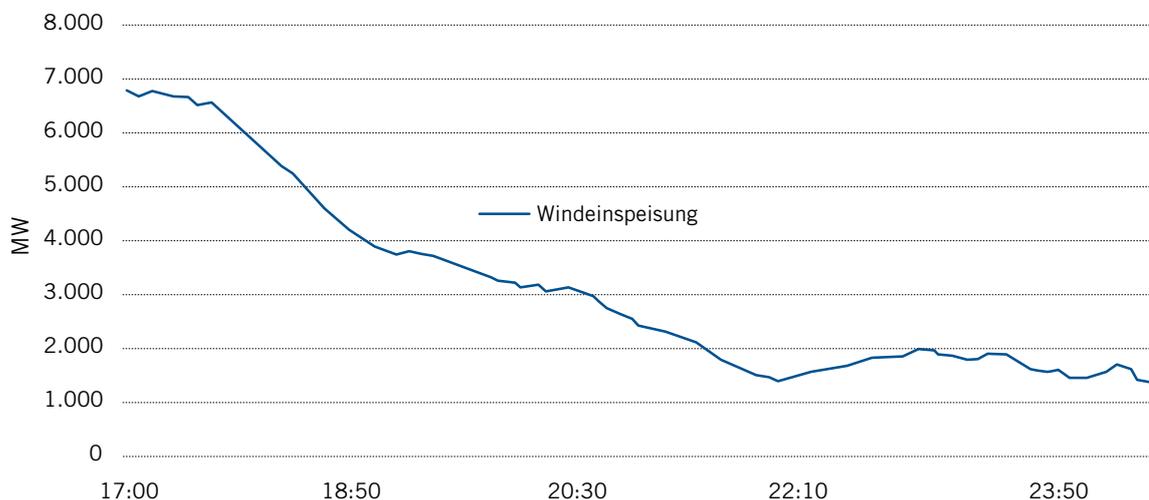
Bereits heute fehlt aufgrund der Stilllegung acht deutscher Kernkraftwerke 2011 eine Erzeugungsleistung von ca. 8.000 MW. Diese Leistung steht nun nicht mehr für die Lastdeckung zur Verfügung und muss durch andere Kraftwerke erbracht werden. Neben der sogenannten Wirkleistungseinspeisung haben die abgeschalteten Kernkraftwerke auch als Blindleistungserzeuger fungiert, welche für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz notwendig sind. Dieser wichtige Beitrag muss zukünftig auf andere Weise erbracht werden, z. B. durch den Aufbau entsprechender Blindleistungs-Kompensationsanla-

gen. Der Wegfall dieser Blindleistungsquellen stellte somit das deutsche Übertragungsnetz quasi über Nacht auf eine besondere Belastungsprobe.

Während die Einspeisung gesicherter Leistung aus Kernkraftwerken schrittweise ausfällt, nimmt die volatile Einspeisung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen ständig zu. Insbesondere die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und dem darin festgelegten Förderkatalogs begünstigte den rasanten Zubau regenerativer Kraftwerke. Trotz der bis zum Jahr 2011 überraschend hohen installierten Erzeugungsleistung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen in Höhe von ca. 46 GW darf nicht vergessen werden, dass diese Kraftwerke nicht kontinuierlich Strom produzieren können. Windenergieanlagen auf See und an Land (Gesamtleistung Ende 2011: 29 GW) speisen pro Jahr etwa nur 4.000 bzw. 1.800 Volllaststunden Energie in das Stromnetz ein, Photovoltaikanlagen (Gesamtleistung Ende 2011: ca. 25 GW) sogar nur ca. 900 Volllaststunden der 8.760 Jahresstunden. In der deutschen Regelzone von Übertragungsnetzbetreiber TenneT schwankte beispielsweise am 19. Juni 2011 die einspeisende Windenergieleistung innerhalb von sieben Stunden um ca. 5,5 GW, was in etwa der Leistung von sechs großen Kohlekraftwerksblöcken entspricht (s. Abb. 4.25).

Ein kurzfristiger Wegfall von Erzeugungsleistung dieser Größenordnung muss dann zeitnah in anderen Kraftwerken bereitgestellt werden. Bei einer andauernden Kälte-

**Abbildung 4.25: Schwankungen bei der Windenergieeinspeisung innerhalb der Regelzone von TenneT am 19. Juni 2011, in MW**



Quelle: TenneT

welle in Europa kann im Winter ein Stromimport aus dem Ausland nicht als gesichert angesehen werden, da etwa in Frankreich aufgrund von Stromheizungen die dort erzeugte Leistung erfahrungsgemäß gänzlich benötigt wird. Bei entsprechenden Leistungsdefiziten müsste der Netzbetreiber zur Beibehaltung der Netzstabilität dann als ultima ratio Kunden vom Netz nehmen, um großflächige Stromausfälle in Deutschland oder sogar Europa zu vermeiden.

In Zeiten hoher Windeinspeisung werden die Nord-Süd- und Ost-West-Leitungstrassen besonders stark belastet. Das Übertragungsnetz für Strom wird dann quasi zum Abtransportnetz für Windenergie aus dem Norden in die Verbrauchszentren Süddeutschlands. Auch durch diese zeitweise sehr hohen Transportaufgaben wird das Netz nahe an die Grenze seiner Belastbarkeit geführt.

### Einsatz netz- und marktbezogener Maßnahmen

Momentan ist die Situation im Netz zwar angespannt aber beherrschbar. Ein wesentlicher Grund hierfür ist das sog. (n-1)-Kriterium. Das (n-1)-Kriterium beschreibt die Anforderung an den Aufbau und die Betriebsweise des Übertragungsnetzes. Demnach darf der Ausfall eines einzigen Betriebsmittels zu keiner Zeit zur Unterbrechung der Stromversorgung oder dem Verlust der Übertragungsfunktion des Netzes führen. Fällt also eine Leitung aus, muss die Energie, die über diese Leitung transportiert worden wäre, von den übrigen Leitungen inner-

halb des vermaschten Transportnetzes sicher übertragen werden können. Wird diese Regel eingehalten, können vom Grundsatz her nur zwei oder mehr gleichzeitig auftretende Störungen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung führen. Um die Stromversorgung weiterhin sichern zu können, steht den Mitarbeitern in den Leitstellen der ÜNB darüber hinaus ein gesetzlich geregelter Katalog an Eingriffsmaßnahmen zur Verfügung. Diese sollen dazu dienen, im Bedarfsfall Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen zu können, sowie die Höhe der Stromflüsse bzw. die Spannung im Netz in den zulässigen Grenzen zu halten. Zu diesen Maßnahmen gehören unter anderem netztechnische Schalthandlungen, Absage und Verschiebung von eigentlich dringend notwendigen Netzinstandhaltungs- und Netzausbauarbeiten, Eingriffe in den Betrieb konventioneller Kraftwerke, kurzfristige Einschränkung der internationalen Handelsgeschäfte und letztlich auch die stufenweise Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen.

Wie die Belastungen des Netzes zugenommen haben, veranschaulichen die folgenden Zahlen: Im Jahr 2003 gab es innerhalb der deutschen Regelzone des heutigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT nur an zwei Tagen je ein Ereignis, aufgrund dessen die Mitarbeiter in das Netz eingreifen mussten. 2005 traten bereits 51, 2007 schon 387 entsprechende Ereignisse auf, die ein Eingreifen der Netzführung von TenneT notwendig machten. Im Jahr 2011 erforderten insgesamt 1.024 solcher Ereignisse fast täglich Eingriffe zur Systemstabilisierung (Tabelle 4.3).

**Tabelle 4.3: Anzahl der Ereignisse in der deutschen Regelzone von TenneT aufgrund derer Maßnahmen nach § 13 EnWG und § 11 EEG ergriffen wurden**

Jahr	Tage	Ereignisse <sup>6</sup>
2003	2	2
2004	14	15
2005	51	51
2006	105	172
2007	185	387
2008	144	228
2009	156	312
2010	161	290
2011	308	1.024

Quelle: TenneT

Noch sind in Zeiten hohen Verbrauchs solche Eingriffe der ÜNB in den Stromtransport und dessen Erzeugung ausreichend, um eine Betriebsmittelüberlastung zu vermeiden. Es ist jedoch konkret absehbar, dass durch die jetzige Entwicklung netz- und/oder marktbezogene Maßnahmen sehr bald nicht mehr ausreichend zur Verfügung stehen werden, um die Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Gemäß den beiden Netzstudien der deutschen Energie-Agentur (dena) bedarf es des Neubaus von ca. 4.500 km Hoch- und Höchstspannungsleitungen, um die angespannte Situation im Stromübertragungsnetz zu entspannen. Tatsächlich sind hiervon jedoch nicht einmal 200 km errichtet. Die Gründe für den schleppenden Netzausbau liegen hauptsächlich in den langwierigen und komplexen Genehmigungsverfahren. Auch die Aufteilung von Planungskompetenzen bei länderübergreifenden Leitungsbauprojekten auf unterschiedliche Landesbehörden behindert einen zügigen und effizienten Ablauf der Verfahren.

### **Straffe Genehmigungsverfahren und Akzeptanz für den Netzausbau sind Voraussetzungen für die Versorgungssicherheit**

Um den Netzausbau zu beschleunigen, sind vor allem die Straffung von Genehmigungsverfahren, eine klare Rollenverteilung zwischen den am Verfahren Beteiligten und eine frühzeitige Einbindung der betroffenen Öffentlichkeit notwendig. So kann durch beschleunigte Verfahren und angemessene Beteiligungsmöglichkeiten dafür gesorgt werden, dass Akzeptanz und Beschleunigung nicht als Gegensätze wahrgenommen werden.

Die Entscheidung der Bundesregierung, das bisher auf Länderebene abgewickelte Raumordnungsverfahren für bundesländerübergreifende Projekte zukünftig auf Bundesebene zu vollziehen, ist daher zu begrüßen. Der Gesetzgeber geht davon aus, die bisher zehn Jahre dauernden Genehmigungsverfahren auf diese Weise auf vier Jahre verkürzen zu können. Gemäß dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) werden diese Projekte jährlich in einem Netzentwicklungsplan identifiziert. Der Netzentwicklungsplan wird von den ÜNB erstellt und nach einer öffentlichen Konsultation von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigt. Dieser dient als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan und wird alle drei Jahre an die Bundesregierung übermittelt. Wird der Plan vom Bundestag verabschiedet, ist damit der konkrete Bedarf an Netzausbau und Optimierungsmaßnahmen offiziell festgestellt und kann umgesetzt werden.

Eine sichere Stromversorgung kann nur dann garantiert werden, wenn alle Beteiligten in Politik und Wirtschaft den dringend notwendigen Netzausbau voranbringen. Kommunikationsoffensiven seitens der Netzbetreiber, bei denen die betroffenen Interessensträger auf allen Ebenen freiwillig, umfassend und möglichst vor Beginn der Verfahren über ihre Leitungsbauvorhaben informiert werden, sind hierfür unabdingbar. Darunter fallen die Arbeit in politischen Gremien, etwa der „Gesprächsplattform Netze“ der Bundesregierung, die Zusammenarbeit mit Nichtregierungsorganisationen sowie Verbänden und nicht zuletzt die proaktive Kommunikation mit der betroffenen Bevölkerung vor Ort. Konflikte können hierdurch frühzeitig identifiziert und die Planung dadurch optimiert werden. Auf diese Weise kann es gelingen, die technisch und wirtschaftlich möglichst sinnvollste Lösung zu realisieren und die Beeinträchtigungen für Mensch und Natur auf ein Minimum zu reduzieren.

Der Netzausbau bestimmt das Tempo der Energiewende, daher bringt eine Beschleunigung des Netzausbaus auch eine Beschleunigung der Energiewende mit sich. Netzausbau ist jedoch nicht nur die Leistung des Netzbetreibers allein. Gerade die Politik muss sich auf allen Ebenen zur Notwendigkeit des Netzausbaus bekennen und die Behörden und Netzbetreiber vor Ort bei ihrer Arbeit unterstützen.

## 4.5 Indikatoren zur Messung der Energieeffizienz in Deutschland

Das Energiekonzept der Bundesregierung umfasst ein ganzes Bündel von Maßnahmen, mit denen angesichts eines beschleunigten Kernenergieausstiegs der Umbau der Energieversorgung vorangetrieben werden soll. Neben dem Klimaschutz soll dabei aber auch der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit Rechnung getragen werden. Die Erhöhung der Energieeffizienz ist eine viel beschworene Strategie, um potenziellen Knappheitsproblemen bei fossilen Energierohstoffen zu begegnen und zugleich den komplexen Anforderungen der Energiewende Rechnung zu tragen.

Die Katastrophe von Fukushima hat zu einer grundlegenden Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik geführt. Als wichtigste Handlungsfelder der zukünftigen Energieversorgung formuliert das Energiekonzept vom Herbst 2010 (mit Anpassungen Sommer 2011) sowie die nationale Klimaschutzinitiative neben dem kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Energien, die Einsparung fossiler Energierohstoffe sowie die spürbare Erhöhung der Energieeffizienz hierzulande. Um den angestrebten Umbau der Energieversorgung transparenter zu gestalten hat die Bundesregierung einen Monitoring-Prozess beschlossen, mit dem die Umsetzung der Energiewende auf der Grundlage einer breiten empirischen Grundlage fortlaufend dargestellt und auf ihre Zielkonformität hin überprüft werden sollen.

Bereits im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie<sup>3</sup> hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität<sup>4</sup> bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Auch das Energiekonzept 2050 sieht in Verbesserung der Energieeffizienz die Schlüsselstrategie für den Erfolg der anvisierten Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und einfach und nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität auch wirtschaftlich sinnvoll. Denn Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

3 Vgl. Bundesregierung (2002), Perspektiven für Deutschland: Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung, Internet: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nachhaltigkeit\\_strategie.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nachhaltigkeit_strategie.pdf)

4 Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also bspw. der Energieverbrauch je Einheit Output herangezogen. Die Energieproduktivität gibt als Kehrwert dieser Kennziffer den Output je Einheit Energieverbrauch an. Unabhängig von der Wahl einer geeigneten Bezugsgröße ist jede Verringerung der Energieintensität gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also der Verbrauch an Primär- oder Endenergie in Relation zu ökonomischen Leitgrößen wie z.B. dem Bruttoinlandsprodukt oder zur Einwohnerzahl angewendet. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

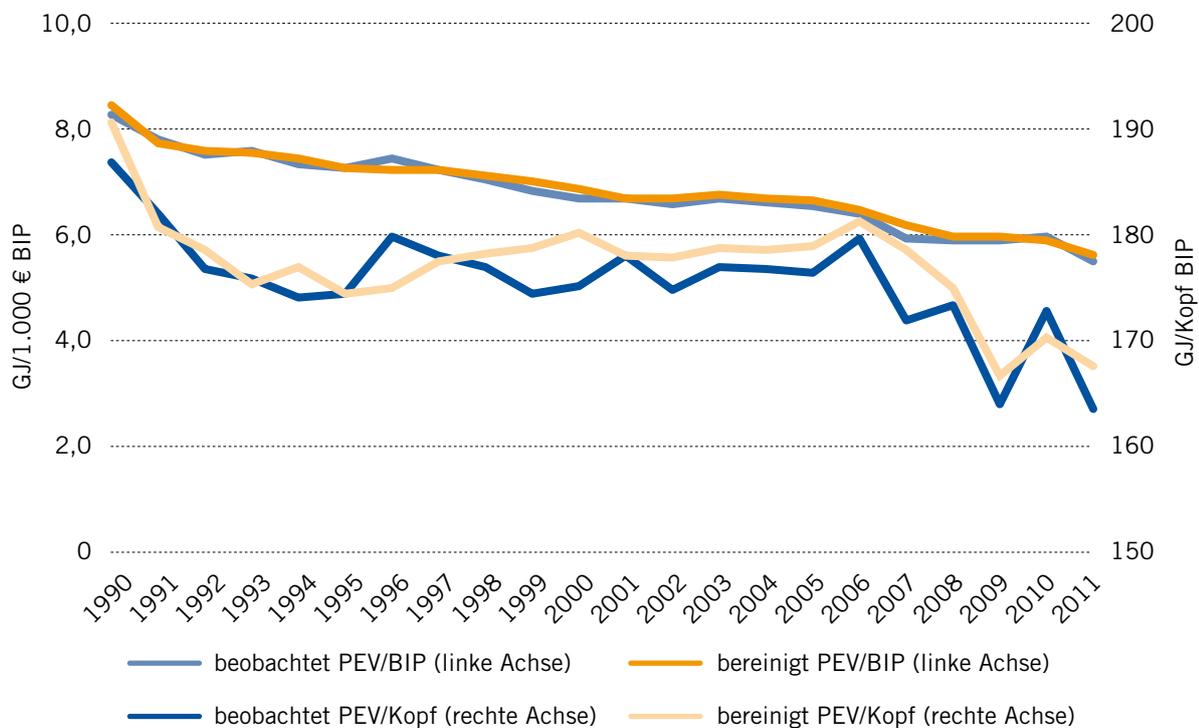
In der Zeit zwischen 1990 und 2011 ist die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz im Jahresdurchschnitt um 1,9 % gestiegen. Um 1.000 € Bruttoinlandsprodukt zu erwirtschaften, müssen deshalb heute nur noch 5,5 GJ an Primärenergie eingesetzt werden; 1990 waren es noch 8,3 GJ (vgl. Abb. 4.26). Der Primärenergieverbrauch pro Kopf verringerte sich im gleichen Zeitraum um 12,5 %. Dies entspricht einer jahresdurchschnittlichen Erhöhung der Energieeffizienz um 0,6 %.

Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz spiegelt auch statistische Effekte wider. Für die primärenergetische Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik sowie der Kernenergie, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, gibt es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert. Bei der Erstellung der Energiebilanzen für Deutschland wird in diesen Fällen deshalb das sog. Wirkungsgradprinzip angewendet. Bei dieser Methode wird der Kernenergie ein als repräsentativ erachteter Wirkungsgrad von 33 % zugrunde gelegt. Die Stromerzeugung aus den o.g. erneuerbaren Quellen geht hingegen in Höhe ihrer tatsächlichen Erzeugung in die Primärenergiebilanz ein (Wirkungsgrad 100 %).

Vor diesem Hintergrund führt der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung langfristig zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz. Da der Erzeugung einer Megawattstunde Strom aus Kernenergie der dreifache Primärenergieeinsatz zugerechnet wird, ist dieser statistische Effekt besonders ausgeprägt, wenn dem Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie eine gleichhohe Zunahme der Stromerzeugung aus Wind- oder Solarenergie gegenüber steht (rein rechnerisch ergäbe sich in diesem Falle eine Einsparung an Primärenergie von 2 TWh je TWh verdrängter Stromerzeugung aus Kernenergie).

Die hochaggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt darüber hinaus den Blick auf viele Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. So ist aus Analysen des Energieverbrauchs bekannt, dass Abweichungen des spezifischen Energieverbrauchs von seinem mittelfristigen Trend durch kurzfristige

**Abbildung 4.26: Primärenergieverbrauch pro Einheit realen Bruttoinlandsprodukts und pro Einwohner**  
Beobachtete und temperatur- und lagerstandsberichtigte Werte, 1990 bis 2010, in GJ/1.000 € BIP



Quellen: AG-Energiebilanzen und DESTATIS

- Schwankungen der Temperatur (Witterungseffekte)
- sowie die konjunkturelle Entwicklung (Auslastung)

hervorgerufen werden können.

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Energiebilanz bei den Privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bei den lagerfähigen Energieträgern nur Absatzzahlen und nicht den tatsächlichen Verbrauch erfasst. Daher sind diese Elemente um preisinduzierte Veränderungen der Lagerbestände verzerrt, was bei kurzfristigen Analysen der Energieeffizienz zu Fehlinterpretationen führen kann. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen veröffentlicht vor diesem Hintergrund zusätzlich zum beobachteten Primär- und Endenergieverbrauch temperatur- und lagerbestandsberichtigte Werte, die vom Grundsatz her besser geeignet sind, um die Veränderung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz bzw. -produktivität widerzuspiegeln.

In der Marktwirtschaft beeinflussen weitere Faktoren die Entwicklung der Energieeffizienz. Langfristig geht insbe-

sondere vom sektoralen Strukturwandel ein Einfluss auf den Energieverbrauch aus. Typischerweise werden zwei Arten des Strukturwandels unterschieden: Der intersektorale Strukturwandel, also die Verlagerung der wirtschaftlichen Aktivitäten zwischen Branchen, und der intrasektorale, brancheninterne Strukturwandel. Der tatsächliche Strukturwandel kann energiesparend (abnehmende Bedeutung energieintensiver Branchen bzw. Produkte) oder energieverbrauchserhöhend wirken (zunehmende Bedeutung energieintensiver Prozesse).

Aufgrund der skizzierten Vermischung unterschiedlicher Einflussfaktoren ist eine sektoral differenzierte Analyse, besser noch eine weitere Disaggregation nach einzelnen Verbrauchsbereichen bzw. Anwendungszwecken zur empirischen Bewertung der Energieeffizienz unerlässlich. Zur Ableitung aussagefähiger Effizienzindikatoren innerhalb dieser Teilbereiche können dann Bezugsgrößen herangezogen werden, welche die speziellen Einsatzbedingungen von Energie in den jeweiligen Sektoren widerspiegeln: Auf der Ebene der Industrie oder des Gewerbes wird eine wertmäßige Leistungsgröße, wie etwa der Bruttoproduktionswert oder die Bruttowertschöpfung, als Bezugsgröße zur Ableitung der Energieeffizienz

**Tabelle 4.4: Ausgewählte Kennziffern zur Messung der Energieeffizienz im Endenergieverbrauch**  
1990 bis 2010, absolute Effizienzkennziffern u. jahresdurchschnittliche Veränderung in %

Sektor	Einheit	1990	2010	Ø Veränderungen p. a. %
<b>Industrie</b>				
Energie	GJ/1.000 € BPW <sup>1</sup>	4,0	2,6	-2,18
Wärme	GJ/1.000 € BPW <sup>1</sup>	3,0	1,8	-2,57
Strom	kWh/1.000 € BPW <sup>1</sup>	277,0	220,0	-1,15
<b>GHD</b>				
Energie	GJ/1.000 € BWS <sup>1</sup>	1,5	0,9	-2,96
Wärme	GJ/1.000 € BWS <sup>1</sup>	1,2	0,6	-3,86
Strom	kWh/1.000 € BWS <sup>1</sup>	104,6	88,6	-0,87
<b>Private Haushalte</b>				
Energie	MJ/m <sup>2</sup> Wohnfläche	859,0	738,8	-0,75
Wärme	MJ/m <sup>2</sup> Wohnfläche	706,8	593,7	-0,87
Strom	kWh/m <sup>2</sup> Wohnfläche	42,3	40,3	-0,23
<b>Verkehr</b>				
Energie	MJ/100 PKM <sup>2</sup>	66,1	34,9	-3,14
Kraftstoffe	MJ/100 PKM <sup>2</sup>	64,7	34,1	-3,15
Strom	kWh/100 PKM <sup>2</sup>	1,4	0,8	-2,72
<b>Endenergie</b>				
Energie	GJ/Kopf	118,8	110,8	-0,27
Wärme	GJ/Kopf	98,2	88,1	-0,54
Strom	kWh/Kopf	5.706,1	6.315,5	0,51

<sup>1</sup> Realer Bruttoproduktionswert (BPW) und reale Bruttowertschöpfung (BWS).

<sup>2</sup> Gesamte Verkehrsleistung umgerechnet auf Personenkilometer (PKM), 1 Tonnenkilometer entspricht 10 Personenkilometern.

Quellen: Eigene Berechnung EEFA nach Angaben der AG-Energiebilanzen und DESTATIS

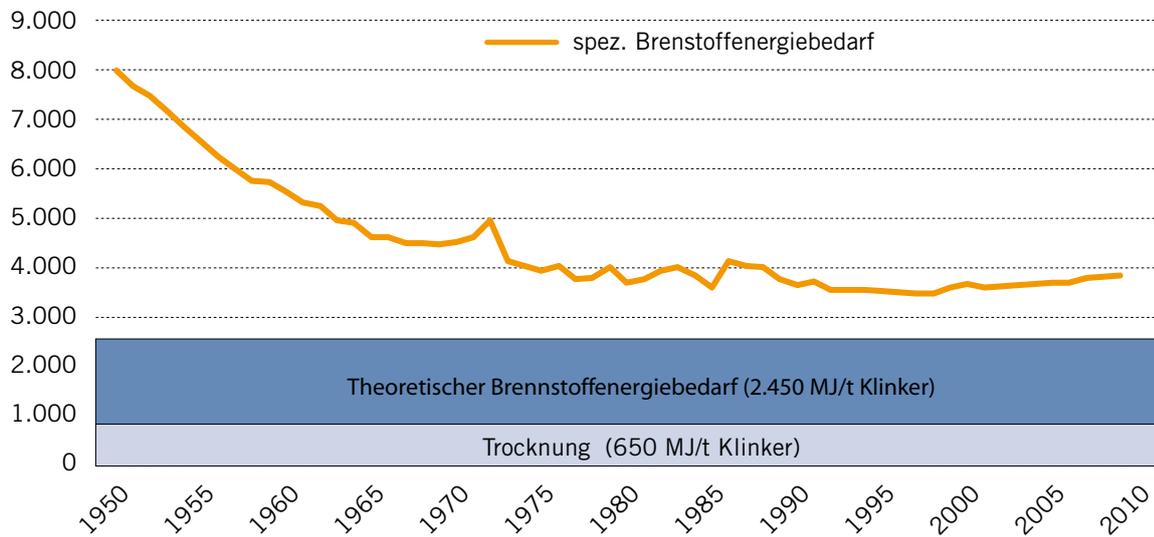
gewählt. Bei den Privaten Haushalten erscheint es zweckmäßig, als Effizienzindikator den spezifischen Energieverbrauch je m<sup>2</sup> Wohnfläche heranzuziehen, da der größte Teil des Verbrauchs der Raumheizung dient. Im Verkehrssektor wird der Energieverbrauch typischerweise auf die Verkehrsleistung (in Tonnen- oder Personenkilometern) bezogen. Im motorisierten Individualverkehr (MIV), der nach wie vor den Energieverbrauch zu Verkehrszwecken dominiert, stellt der spezifische Kraftstoffverbrauch (in l/100 km) der Fahrzeugflotte bzw. der Neuzulassungen eine eher technisch determinierte, wenngleich allgemein anerkannte Effizienzkennziffer dar.

Bei der Endenergieeffizienz waren im Zeitraum von 1990 bis 2010 in nahezu allen Sektoren spürbare Verbesserungen festzustellen. Neben technischen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz wie z. B. dem Austausch veralteter Produktionstechnik durch hochmoderne, effiziente Anlagen in der Industrie, haben dazu auch Substitutionen beigetragen. Eine attraktive Möglichkeit, zu kostengünstigen Brennstoffeinsparungen in energieintensiven Produktionsprozessen zu gelangen, stellt

die intensive Nutzung sekundärer Rohstoffe dar. Dabei werden Abfallstoffe wie z. B. Altpapier, Altglas oder Stahlschrott über das Recycling in den Produktionsprozess zurückgeführt. Diese Form der Wiederverwertung, die auch als Substitution von Energie durch Material bezeichnet werden kann, leistet u. a. im Bereich der industriellen Grundstoffproduktion, wo Effizienzverbesserungen zunehmend kostenträchtig werden oder sogar an naturwissenschaftlich-technische Grenzen stoßen, wichtige Beiträge Energie rationell zu nutzen.

Eine sinnvolle Messung der technischen Energieeffizienz ist mit Hilfe sektoraler Indikatoren allein allerdings immer noch nicht möglich. Dazu ist vielmehr eine sehr viel tiefere Disaggregation des Energieverbrauchs nach Subsektoren bzw. einzelnen Prozessen sowie der Bezug auf eine homogene physische Produktionsmenge erforderlich. Die Zementindustrie beispielsweise ist für diesen Zweck besonders geeignet, denn die Produktion von Zement erfordert einen hohen Energieaufwand. Außerdem stellt dieses Gut ein vergleichsweise homogenes Produkt dar, das in einer Verfahrenslinie – einer Kombination aus

**Abbildung 4.27: Spezifischer Brennstoffeinsatz bei der Produktion von Zementklinker**  
1950 bis 2010, in MJ/t Klinker



Quellen: Eigene Berechnungen nach Verein Deutscher Zementwerke

Mahl- und Brennprozessen – produziert wird. Wichtigster Bestandteil von Zement ist Klinker, der aus tonmineralhaltigen Ausgangsrohstoffen bei hohen Prozesstemperaturen im Drehrohrföfen gebrannt wird. Der spezifische Brennstoffeinsatz beim Brennen des Klinkers hängt vor allem von technischen Leistungsmerkmalen der eingesetzten Ofensysteme ab und wird weniger stark von Änderungen des Produktionsprogramms überlagert.

Moderne Zementöfen dieser Bauart benötigen zur Produktion einer Tonne Klinker Brennstoffe mit einem Energieinhalt von weniger als 3.000 MJ. Die kontinuierliche Verbesserung der Verfahrenstechnik, die oftmals den Austausch ganzer Ofenanlagen einschließt, hat zur Optimierung des Brennstoffeinsatzes und zu einer Effizienzsteigerung geführt. Der Brennstoffaufwand zur Produktion einer Tonne Zementklinker variiert seit 1993 zwischen 3.500 und 3.800 MJ, hat also ein Niveau erreicht, das nennenswerte Steigerungen der Energieeffizienz kaum noch zulässt. Zum Vergleich: Im Jahr 1960 erforderte die Produktion einer Tonne Zementklinker noch 5.720 MJ, 1950 sogar 7.980 MJ (vgl. Abb. 4.27).

Für die Erfolgskontrolle der Energiewende durch die Politik – etwa im Rahmen begleitenden Monitoring – können Indikatoren der Energieeffizienz nur dienen, wenn eindeutig formulierte Effizienzziele vorliegen. Allerdings verbietet die Komplexität des Begriffs „Energieeffizienz“ die alleinige Nutzung sehr einfacher hochaggregierter Kennziffern zur Ableitung energie- oder umweltpolitischer Ziel-

größen. Vielmehr ist als zentrale Forderung ein System von Effizienz-Indikatoren zu formulieren, das Informationen über den aktuellen Zustand der Energieeffizienz, auf dessen Verbesserung die Energiepolitik ausgerichtet ist, bereitstellt. Bei der Auswahl der Effizienzindikatoren sind adäquate Beurteilungskriterien heranzuziehen, auf die sich die Indikatoren beziehen sollen. Schließlich müssen die zu entwickelnden Effizienzkennziffern – nicht nur im Zusammenhang mit dem Monitoring der Energiewende – auch empirisch erfassbar sein, so dass auch die Datenverfügbarkeit ein nicht zu vernachlässigendes Auswahlkriterium darstellt.

## 4.6 Marktübersicht erneuerbare Energien

### Stromerzeugung

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung stieg in 2011 auf 20 % im Vergleich zu 16 % im Jahr 2010. Der größte Zuwachs erfolgte bei Windkraft, gefolgt von Solarstrom aus Photovoltaik-Anlagen und in geringerem Umfang von Biomasse. Im Jahr 2011 wurden mehr als 120 TWh aus erneuerbarer Energie erzeugt.

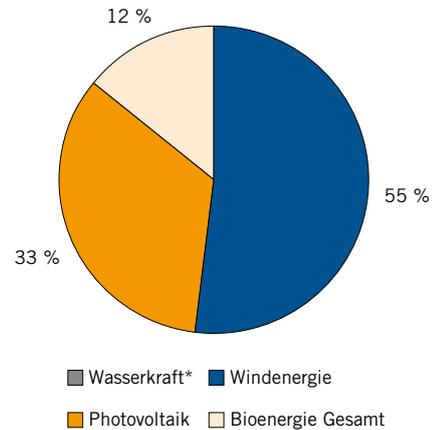
### Installierte Leistung Windkraft

Die installierte Leistung für Windkraft entwickelte sich in 2011 gleichmäßig fort, sie betrug im Jahr 2011 29.075 MW gegenüber 27.209 MW im Jahr 2010. Fast 22.300 Windturbinen tragen zu dieser Gesamtleistung bei. Der Anteil von Wind Offshore ist bisher noch gering, die Leistung beträgt bisher erst 215 MW. Für die Zukunft wird aber gerade bei Wind Offshore ein signifikanter Ausbau erwartet.

### Installierte Leistung Photovoltaik

Die neu installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen erreichte 2011 rd. 7.500 MW, nach einem signifikanten Zubau zum Jahresende, bedingt durch die anstehende Absenkung der EEG-Förderung zum 01.01.2012 und einem hohen Preisverfall für PV-Module im Verlauf des Jahres 2011. Dadurch wurde erneut das Rekordniveau

**Abbildung 4.29: Zuwachs der EE-Stromerzeugung 2011, in %, 13.9 TWh**

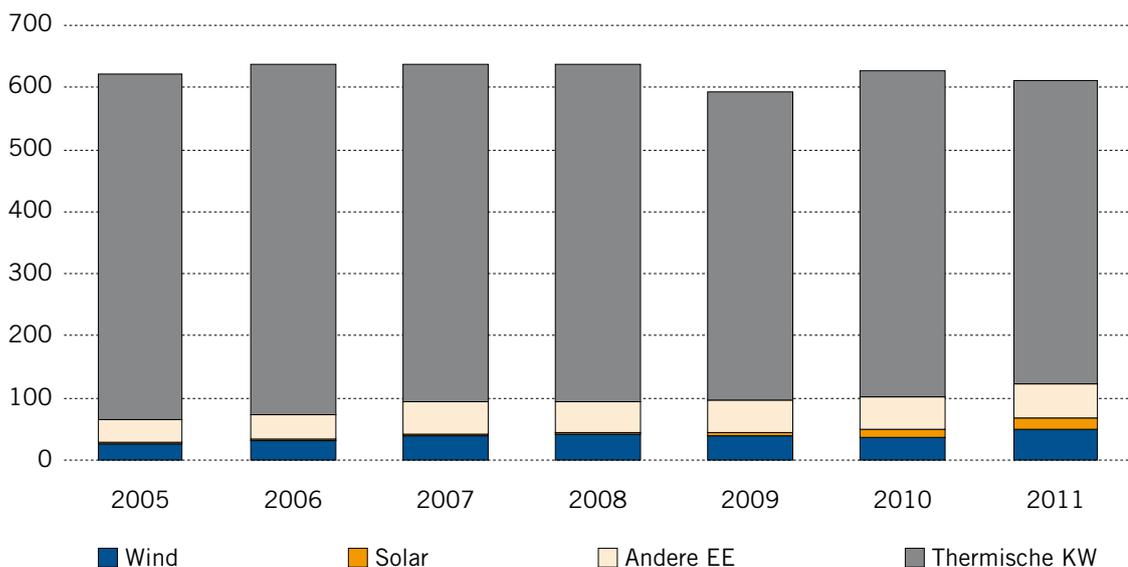


\* Stromproduktion aus Wasserkraft war 2011 rückläufig

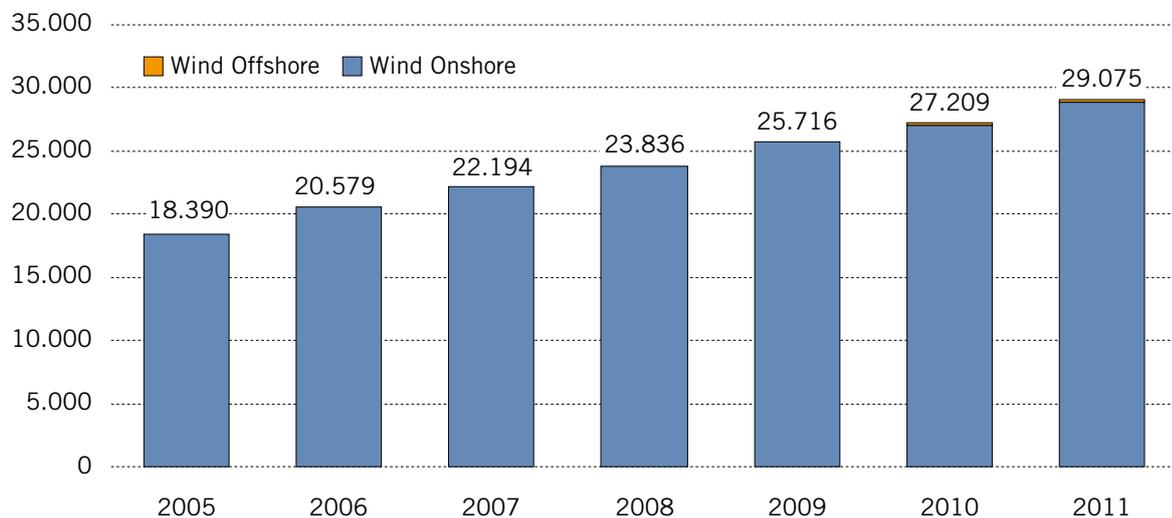
Quelle: BEE, Stand 01/2012

aus dem Vorjahr 2010 erreicht. Es speisen somit in Summe 24.750 MW Leistung aus Photovoltaik-Anlagen in das deutsche Stromnetz ein (Abb. 4.31). Die durchschnittliche Größe der neu installierten Photovoltaik-Anlagen lag im Jahr 2010 bei 29,7 kWp. Die Segmente der Anlagengrößen verteilen sich nach Leistung insgesamt gleichmä-

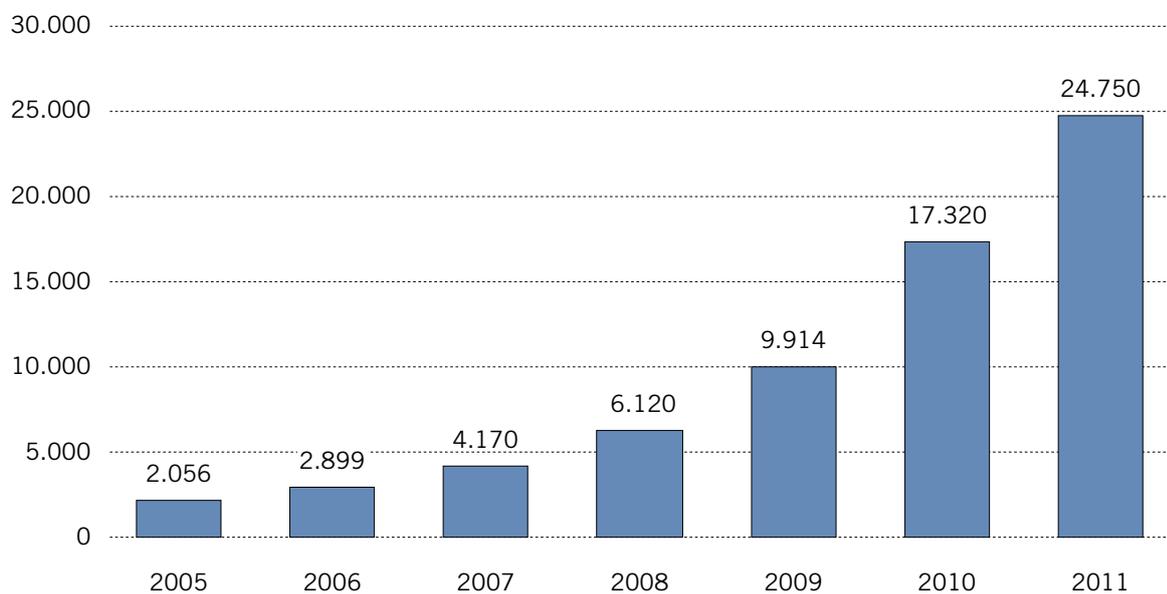
**Abbildung 4.28: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2005–2011, in TWh**



Quellen: BMU, BDEW, BWE, IEA

**Abbildung 4.30: Installierte Leistung Windkraft, 2005–2011, in MW**

Quellen: BMU, BWE

**Abbildung 4.31: Installierte Leistung Photovoltaik, 2005–2011, in MW**

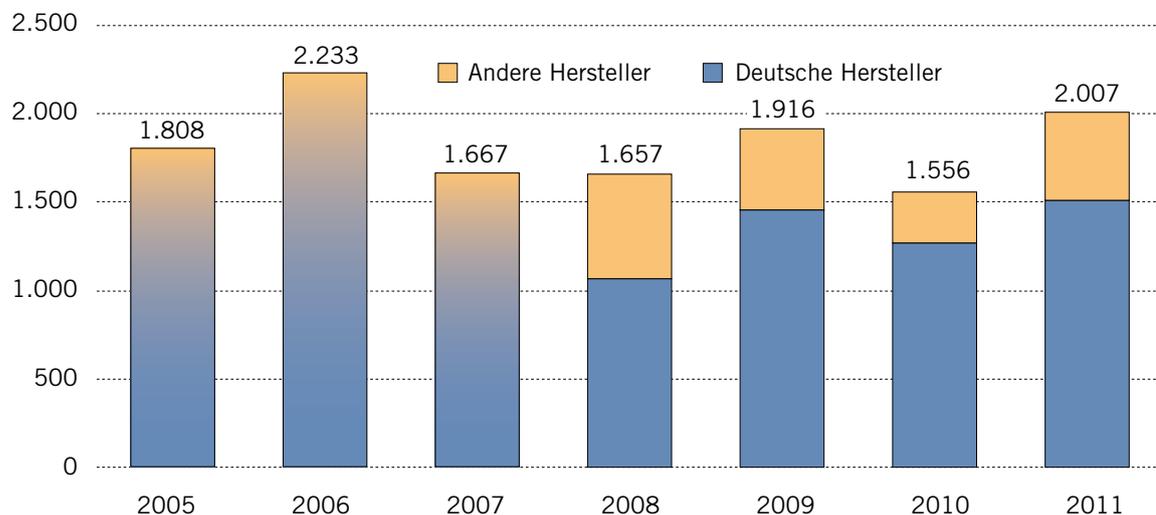
Quelle: EPIA

Big über private Aufdachanlagen (bis 30 kWp), mittlere gewerbliche bzw. landwirtschaftliche Anlagen (< 200 kWp) und Groß-/Freiflächenanlagen. Die Branche erwartet in den kommenden Jahren angesichts zusätzlich geplanter Einschnitte bei der Solarförderung durch die Bundesregierung einen sinkenden Photovoltaik-Markt in Deutschland.

### Neuinstallationen in Deutschland Windkraft

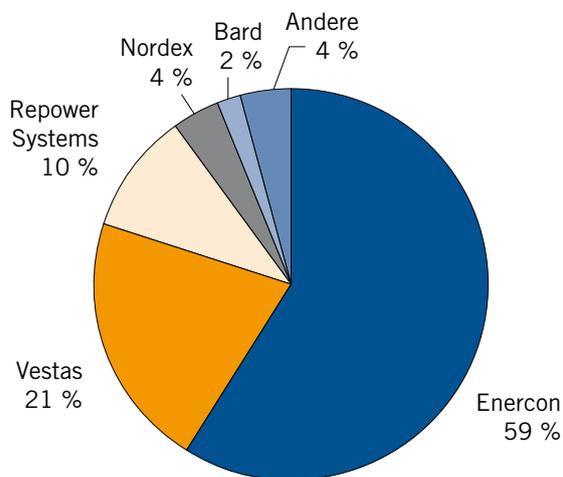
Im Jahr 2011 legten die Neuinstallationen von Windturbinen nach dem relativ schwachen Jahr 2010 wieder zu, es wurden 2.007 MW oder 895 Turbinen neu errichtet. Damit wurde fast wieder der Rekordwert von 2006 mit 2.233 MW erreicht. Bei den Neuinstallationen in 2011

**Abbildung 4.32: Zubauleistung Windkraft, 2005–2011, in MW**



Quellen: BWE, DEWI

**Abbildung 4.33: Zubauleistung Windkraft 2011 nach Herstellern, in %**



Quellen: DEWI, BWE

hatte Wind Onshore einen Anteil von 1.977 MW und Offshore von nur 30 MW (Abb. 4.32).

Die deutschen Hersteller von Windturbinen behaupteten ihre führende Position im deutschen Markt. Ihr Anteil an den Neuerrichtungen betrug 75 %, was dem mehrjährigen Durchschnitt über die letzten 4 Jahre entspricht. Der Rest des Marktes wurde bisher ausschließlich von europäischen oder von in Europa mit Fertigungsstätten vertrete-

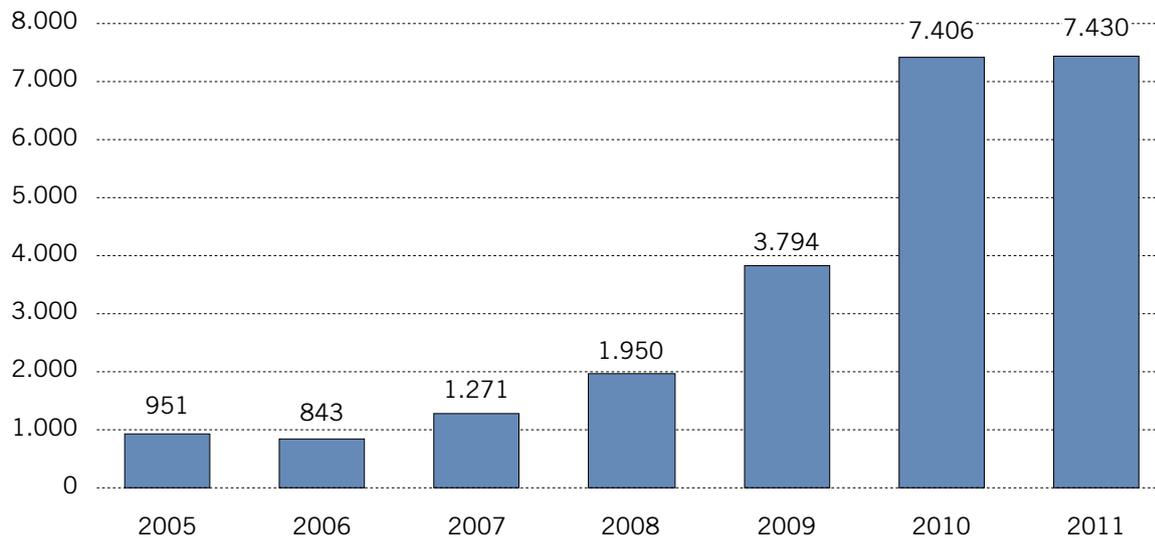
nen Herstellern bedient. Ein Import aus Übersee hat bisher u. a. aus Gründen der hohen Transportkosten nicht stattgefunden. Die deutsche Windindustrie macht einen Umsatz von ca. 5 Mrd. € pro Jahr. Das Investment in Deutschland in die Windenergie beträgt etwa 2 Mrd. € pro Jahr.

Bei den Neuinstallationen in 2011 in Deutschland deckte der Windturbinenhersteller Enercon mehr als die Hälfte des Marktes ab. Ihm folgten die Hersteller Vestas, Repower Systems, Nordex und Bard. Zusammen bedienten die Top 5 Hersteller mehr ca. 96 % des Marktes in 2011 ab (Abb. 4.33).

### Neuinstallationen in Deutschland Photovoltaik

Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen erleben in Deutschland seit 2009 durch die hohe Akzeptanz in der Bevölkerung und die sicheren Rahmenbedingungen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit durch das EEG hohe Wachstumsraten. Die halbjährliche Absenkung der Einspeisevergütung, abhängig von der in der Vorperiode installierten PV-Leistung, führte im Umfeld fallender Preise für Komponenten, über das Jahr regelmäßig zu Spitzen im Zubau jeweils in den Monaten Juni und Dezember der Jahre 2009 und 2010. Da im Jahr 2011 angesichts eines geringen Zubaus im ersten Halbjahr keine Absenkung der Förderung zum 01. Juli erfolgte, wirkte sich der Zubau zum Dezember mit 3.000 MW angesichts der anstehenden Absenkung um 15 % am 01.01.2012 umso höher aus. Im Jahr 2011 sind in Deutschland 70 % der Zubauleistung erneuerbarer



**Abbildung 4.34: Zubauleistung Photovoltaik, 2005–2011 in MW**

Quellen: BMU, EPIA

Energien der Photovoltaik zuzuschreiben. Ein bedeutender Treiber für das Wachstum stellt der signifikante Preisverfall von rd. 60 % im PV-System von 2006 bis 2011 dar.

Die weitere Entwicklung der Zubauleistung hängt zum einen maßgeblich davon ab, wie sich die Einspeisevergütungs-Regelungen im EEG für die PV durch politischen Einfluss verändern, zum anderen wie sich der PV-Absatz im Weltmarkt entwickelt. Zudem ist die zukünftige Entwicklung beim Marktdesign, insbesondere beim Einsatz von Instrumenten wie Eigenverbrauchsregelungen, derzeit zu wenig abzusehen, um eine qualifizierte Prognose des Zubaus für 2012 zu erlauben.

Mittlerweile erreichen asiatische Hersteller, allen voran chinesische Modulproduzenten, hohe Marktanteile in Europa. Die deutsche und europäische Solarindustrie behauptet derzeit im Bereich von Anlagen- und Fertigungstechnologien und im Bereich der Wechselrichter seine weltweit führende Rolle. Die deutsche Solarbranche erzielte 2010 einen Umsatz von rd. 10 Mrd. € und beschäftigte 133.000 Mitarbeiter. Aufgrund der erwarteten starken Konsolidierung bei den Herstellern von Solarmodulen, wird 2012 mit einem Rückgang der Beschäftigung in der PV-Branche in Deutschland gerechnet.

### Deutsche Hersteller im Weltmarkt: Windkraft

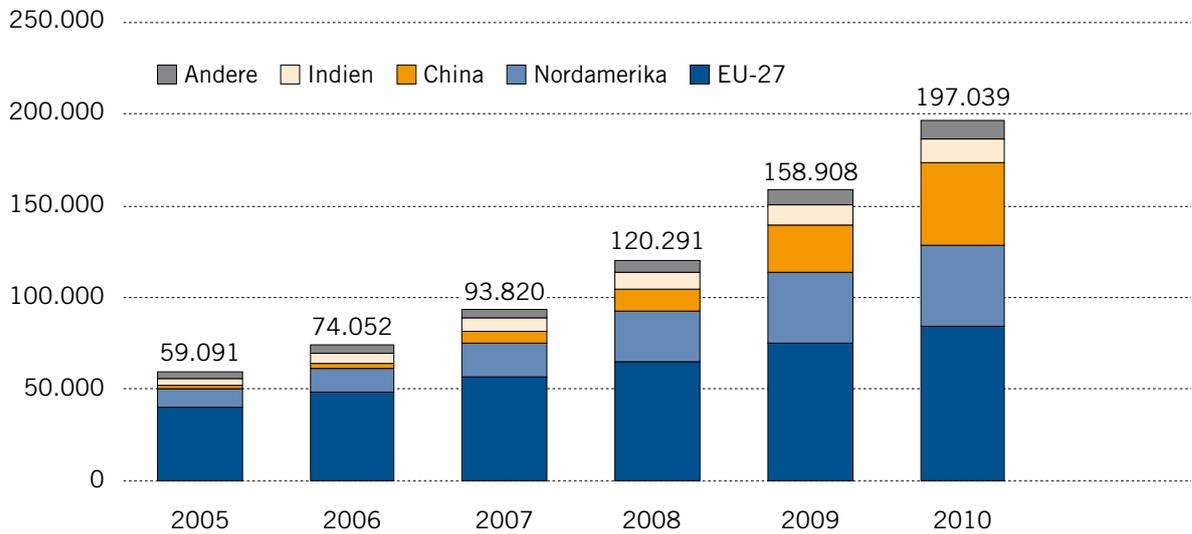
Während die installierte Windleistung in Deutschland in den vergangenen Jahren mit ca. 7 % pro Jahr stieg,

wuchs sie auf Weltebene mit mehr als 25 % jährlich. In 2010 betrug die weltweit installierte Leistung 197 GW. Die 2010 installierte Leistung in der EU-27 betrug 84 GW (43 %), in Nordamerika 44 GW (22 %), in China fast 45 GW (23 %) und in Indien 13 GW (7 %). Zur Zeit werden weltweit mehr als 40 GW Windturbinenleistung pro Jahr neu errichtet (Abb. 4.35).

Die deutschen Hersteller hatten in 2010 einen Marktanteil von 17,5 %. Zwei Drittel ihres Umsatzes von ca. 5 Mrd. € erzielten sie aus dem Export. Auf dem Weltmarkt stehen sie vermehrt im Wettbewerb mit neuen Anbietern, insbesondere chinesischen Herstellern. In China wurden in den vergangenen zwei Jahren enorme Fertigungskapazitäten für Windturbinen aufgebaut, die zunächst ausschließlich im Heimatmarkt aktiv waren. Um eine volle Auslastung ihrer Fertigungskapazitäten zu erzielen, treten die chinesischen Hersteller aber immer stärker auch im internationalen Wettbewerb auf. Hierbei setzen sie nicht nur auf die Fertigungsstätten in China, sondern expandieren auch durch Aufbau von neuen Werken im Ausland oder durch eine Beteiligung an Wettbewerbern. Die deutschen Windturbinenhersteller müssen sich diesem härteren Wettbewerb stellen, für den nicht zuletzt ein Preisverfall für Windturbinen von ca. 20 % in 2011 kennzeichnend ist.

Bei der weltweiten Zubauleistung in 2011 dominierte China mit einem Anteil von allein 43 %. Es folgten mit deutlichem Abstand die Länder USA, Indien, Deutschland und Großbritannien. In diesen Top 5 Ländern erfolgten mehr

**Abbildung 4.35: Weltweit installierte Windleistung, 2005–2010, in MW**



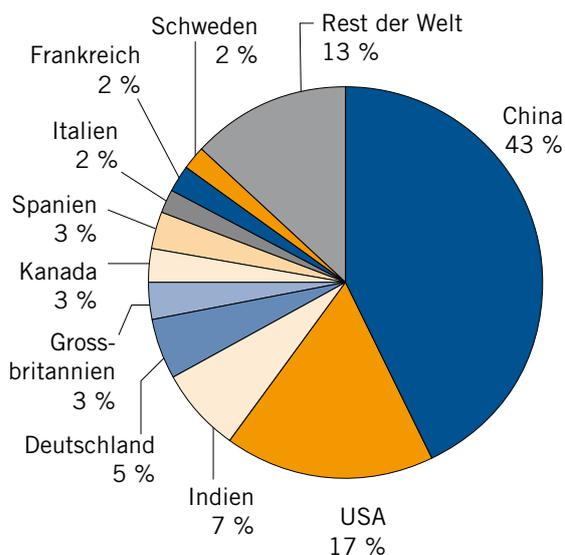
Quelle: GWEC

als 75 % der weltweiten Installationen in 2011. Deutschland lag im vergangenen Jahr an vierter Position im Länder-Ranking beim Zubau. Die Top 10 Länder deckten nahezu 88 % des weltweiten Marktes ab. Der weltweite

Windturbinenmarkt ist also weiterhin sehr stark fokussiert auf eine kleine Anzahl von Ländern (Abb. 4.36).

### Deutsche Hersteller im Weltmarkt: Photovoltaik

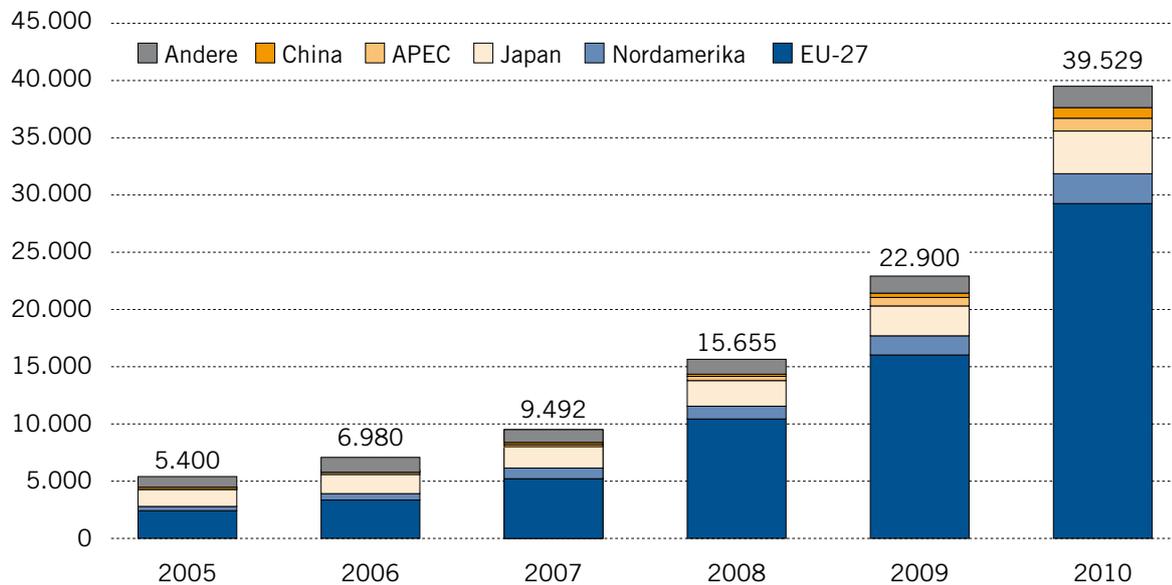
**Abbildung 4.36: Weltweite Zubauleistung Windkraft 2011, Top 10 Länder, in %**



Quelle: GWEC

In Deutschland verdoppelte sich die installierte Leistung 2009 und 2010, Europa ist mit mehr als 75 % des installierten Volumens weiterhin der weltweite PV-Kernmarkt. Daneben belief sich das Wachstum der weltweiten Leistung auf 46 % (2009) und 73 % (2010), neben der EU vor allem getrieben durch Nordamerika und Japan. Ende 2010 betrug damit die weltweite PV-Leistung 39,5 GW. 2011 waren die führenden Länder im Zubau (vorläufige Angaben): Italien mit 9 GW (33 % am Weltmarkt), Deutschland mit 7,5 GW (27 %), China mit 2 GW (7 %), USA mit 1,8 GW (6 %) und Japan mit 1,5 GW (5 %) (Abb. 4.37).

In den nächsten Jahren könnten die USA und Asien (insbesondere Indien und China) die größten jährlichen Wachstumsraten erreichen und gelten als Wachstumsmärkte der Zukunft, während sich der Zuwachs in Europa abschwächen wird. Mittel- bis langfristig erwartet die Branche besonders in den sonnenreichen Regionen der Welt, dem sogenannten „Sun Belt“, hohe Wachstumsraten, da die mittlerweile reife Technologie durch weitere Effizienzsteigerungen und Kostensenkung bei den Stromgestehungskosten zunehmend die Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Energieträgern erreicht.

**Abbildung 4.37: Weltweit installierte Leistung aus Photovoltaik, 2005–2010, in MW**

Quelle: EPIA

Die Exportquote der deutschen PV-Branche liegt mit 55 % weiterhin weltweit deutlich an der Spitze, im Bereich der Anlagenhersteller erreichte diese 2009 sogar Werte von 80 %. Mehr als 70 % der heute hergestellten Solarzellen weltweit werden mit deutschen Maschinen produziert.

Gleichzeitig steigt der Wettbewerb mit dem Ausbau der weltweiten Fertigungskapazitäten von PV-Modulherstellern, vor allem durch chinesische Hersteller, die von hohen Subventionen der Regierung profitierten und in den europäischen Markt drängten. Unter den Top10 Modul-

herstellern weltweit befinden sich 2011 sechs chinesische Unternehmen (Tabelle 4.5).

Der Wettbewerb hat sich zudem durch heute vorhandene Überkapazitäten im Markt bedeutend verschärft, so dass die Profitabilität der Modulhersteller weltweit im Verlauf des Jahres 2011 negative Vorzeichen erhielt. Daher wird eine Konsolidierung erwartet, die auch 2012 einen hohen Druck auf die Modulpreise impliziert. In der Branche wird die These geteilt, dass in absehbarer Zukunft nur noch eine Handvoll Hersteller weltweit den PV-Modulmarkt dominieren werden.

**Tabelle 4.5: PV-Module Rangliste nach Hersteller und Lieferungen, in MW 2011**

	Unternehmen	Standort	Lieferungen in MW 2011	Delta zu 2010
1	Suntech	Jiangsu Province, China	2.100	
2	First Solar	Phoenix, Arizona, USA	1.950	
3	Yingli	Baoding, China	1.600	+1
4	Trina Solar	Changzhou, China	1.500	+1
5	Canadian Solar	Jiangsu, China	1.300	+1
6	Sharp	Osaka, Japan	1.150	-3
7	Jinko Solar	Shanghai, China	800	+11
8	Sunpower	San Jose CA, USA	750	
9	Hanwha SolarOne	Shanghai, China	650	
10	Kyocera	Kyoto, Japan	650	-3

Daten beinhalten keine Modulverarbeitung und OEM Lieferungen.

Quelle: IMS Research, 02/2012

## 4.7 Absenkung der Photovoltaik-Vergütung in 2012

### Geänderte Gesetzeslage

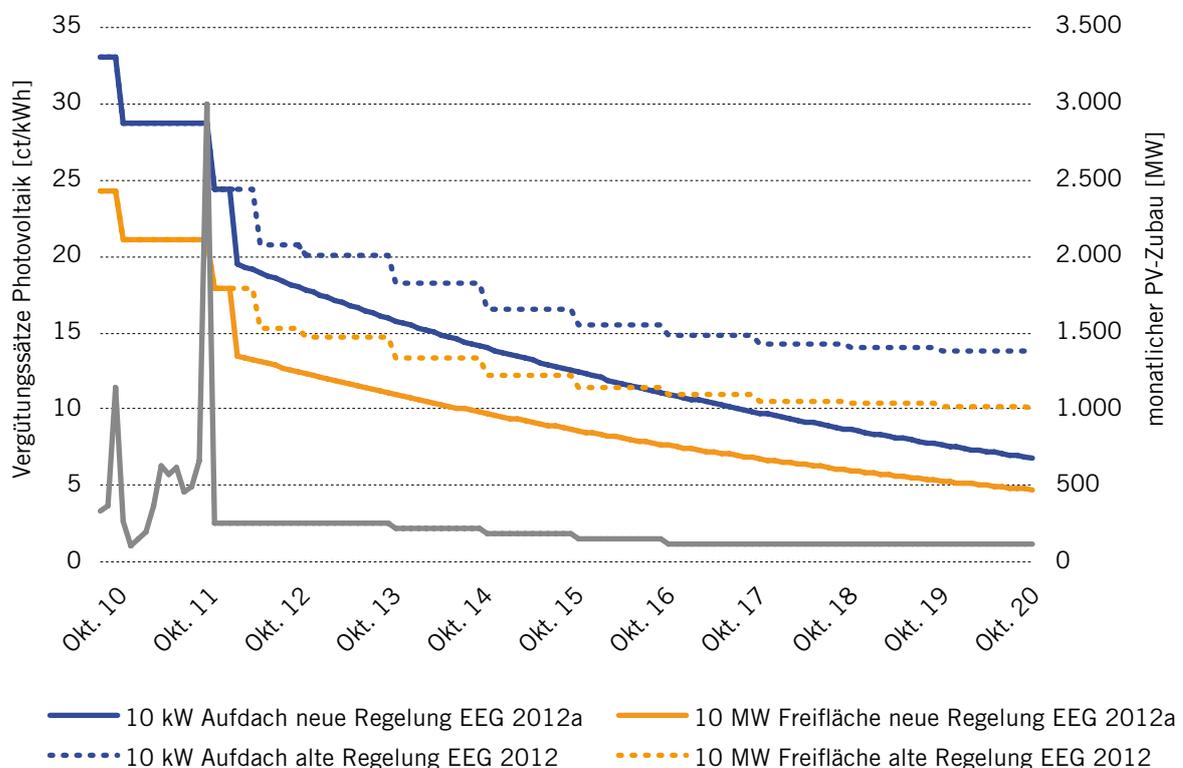
Der Zubau der Leistung aus Photovoltaikanlagen im Jahr 2011 übertraf mit ca. 7.500 MW den Vorjahreswert von ca. 7.400 MW und überschritt erneut den angestrebten Zubaukorridor des BMU von 2.500 bis 3.500 MW. Ende März 2012 beschloss der Bundestag eine erneute außerordentliche Anpassung der EEG-Vergütungssätze.<sup>5</sup> Der bestehende sogenannte „atmende Deckel“ wurde im Grundsatz beibehalten. Es zeigte sich allerdings, dass die am Zubau der vergangenen Periode orientierten Vergütungssätze halbjährlich nicht schnell genug den Preisänderungen für Solarmodule am Weltmarkt folgen konnten. Die maximal halbjährlichen Degressionsschritte führten wiederholt zu einem Ausverkauf von Photovoltaikanlagen vor dem Absenkungszeitpunkt und einer Flaute danach.

Der Beschluss des Bundestages sieht eine vorgezogene, zusätzliche Absenkung der EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikstrom vor. Kleine Aufdachanlagen bis 10 kW sollen nur noch mit 19,5 ct/kWh vergütet werden; eine Absenkung um 20,2 %. Große Anlagen bis 10 MW erhalten nur noch 13,5 ct/kWh; eine Absenkung um bis zu 29 %. Die Vergütungssätze für neu errichtete Photovoltaikanlagen sollen zukünftig um 1 % pro Monat sinken. Durch die kontinuierliche monatliche Reduktion der Vergütungssätze soll der bisherige Zubauboom vor dem nächsten Degressionsschritt vermieden werden. Zusätzlich kann die monatliche Absenkung alle drei Monate erhöht bzw. verringert werden, wenn der Zubau der vergangenen Monate vom gewünschten Zubaukorridor abweicht.

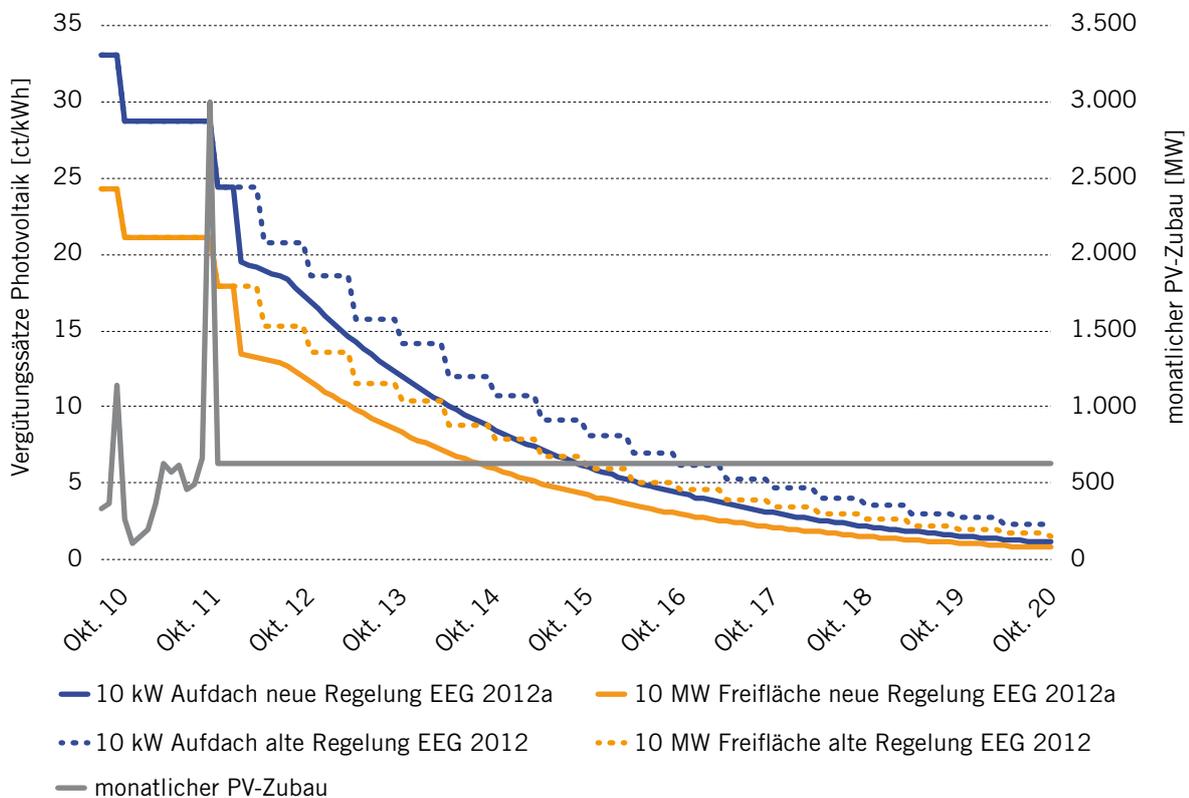
Zukünftig wird auch nicht mehr die gesamte Stromerzeugung vergütet. Kleine Aufdachanlagen erhalten nur noch für 80 % der Stromerzeugung eine Einspeisevergütung. Allerdings entsteht den Betreibern hieraus kaum eine Benachteiligung, denn passend ausgelegte PV-Aufdachanlagen erlauben Haushalten ohne zusätzliche Speichertechnologien, bis zu 30 % des Stroms selbst zu verbrauchen.

<sup>5</sup> Der Bundesrat hat am 11. Mai 2012 die EEG-Novelle der Bundesregierung mit  $\frac{2}{3}$ -Mehrheit abgelehnt und den Vermittlungsausschuss einberufen. Dadurch sind Anpassungen der geplanten Regelung unumgänglich.

**Abbildung 4.38: Vergütungssätze neu errichteter PV-Anlagen bei niedrigem Zubau**  
(BMU/BMWi-Zubaukorridor, in ct/kWh)



Quelle: Eigene Schätzung

**Abbildung 4.39: Vergütungssätze neu errichteter PV-Anlagen bei hohem Zubau (7,5 GW p. a.), in ct/kWh**

Quelle: Eigene Schätzung

chen<sup>6</sup>. Der Haushalt erspart damit den Strombezug aus dem Netz in Höhe von ca. 24 ct/kWh. Dieser Wert liegt über der Einspeisevergütung. Für große Anlagen ab 1 MW verzichtete der Gesetzgeber auf eine Vermarktungspflicht, da die Betreiber den Strom kaum selbst verbrauchen können und nur den Marktwert des Stroms von derzeit ca. 5 ct/kWh erhalten würden.

### Vergleich anhand von Zubauszenarien

Anhand des Bundestagsbeschlusses lässt sich ein vereinfachter Vergleich der alten Vergütungsregeln nach EEG 2012 und der neuen Vergütungsregeln nach EEG 2012a durchführen. Die Abschätzung orientiert sich hierzu an zwei festen Ausbauszenarien. Bei den alten Vergütungsregeln wird berücksichtigt, dass der starke Zubau bis Dezember 2011 bereits die nächsten Degres-

sionsschritte im Juli und Dezember 2012 weitestgehend auf hohem Niveau vordefiniert hätte.

Als repräsentativ werden die Vergütungssätze einer 10 kW-Aufdachanlage und einer 10 MW-Freiflächenanlage verglichen. Hierbei bleibt unberücksichtigt, dass die 10 MW-Anlage für die Leistungsscheibe bis 10 kW bzw. 1 MW den höheren Vergütungssatz erhielte. Zuerst werden die Vergütungssätze nach dem neuen EEG 2012a berechnet und mit den Vergütungssätzen des alten EEG 2012 verglichen. Erst im zweiten Schritt wird der 20 %ige Eigenverbrauch kleiner Aufdachanlagen mit einberechnet.

Im ersten Zubauszenario wird der Mittelwert des neuen Zubaukorridors (3.000 MW in den Jahren 2012/13 absinkend auf 1.400 MW ab 2017) unterstellt. Damit sinken die Vergütungssätze neu errichteter PV-Anlagen jeden Monat um 1 % ab. Die Vergütungssätze nach den neuen Vergütungsregeln des EEG 2012a zeigen eine deutliche Verschlechterung sowohl für kleine Aufdachanlagen als auch für große Freiflächenanlagen. Für letztere

<sup>6</sup> Siehe Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 – Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie, S. 148 f.

sinkt die Vergütung für in 2020 errichtete Anlagen unter den derzeitigen Strommarktpreis von 5 ct/kWh.

Die Möglichkeit des Eigenverbrauchs würde die wirtschaftliche Situation der Betreiber kleiner Aufdachanlagen erleichtern. Könnten 20 % des erzeugten Stroms zum Haushaltskundenstrompreis von 24 ct/kWh ohne Mehraufwand (d.h. ohne zusätzliche Speicher) selbst verbraucht werden, läge die Durchschnittsvergütung Mitte 2012 um 1 ct/kWh, Mitte 2015 um über 2,1 ct/kWh und Ende 2020 bereits um 3,4 ct/kWh höher. Trotzdem blieben die neuen Vergütungsregeln nach dem EEG 2012a für den Betreiber immer noch nachteilig gegenüber dem EEG 2012.

Im zweiten Zubauszenario verbleibt dagegen der jährliche Photovoltaikzubau mit über 7.500 MW p. a. auf dem hohen Niveau der beiden letzten Jahre. Dadurch würden sich bereits nach dem alten „atmenden Deckel“ erhebliche weitere Degressionsschritte ergeben. Die Neuregelung des EEG 2012a führt in diesem Szenario zu einer erhöhten monatlichen Absenkung um 2,8 % ab November 2012. Erkennbar liegen dadurch die Vergütungssätze für neu errichtete Anlagen stets unter den Sätzen nach der alten Vergütungsregel des EEG 2012. Die Vergütungssätze des EEG 2012a für neue Freiflächenanlagen lägen dann bereits Mitte 2015 unter dem heutigen Strommarktpreisniveau; Aufdachanlagen unterschritten Mitte 2016 dieses Niveau.

Die Nutzung des Eigenverbrauchs erlaubt hier eine verbesserte Vergütung für Aufdachanlagen. Beträgt der Vorteil Mitte 2012 auch nur 1 ct/kWh, steigt die erzielbare Durchschnittsvergütung durch den Eigenverbrauch bis Mitte 2015 um mehr als 3,3 ct/kWh und Ende 2020 um 4,6 ct/kWh. Allerdings liegt auch in diesem Fall die Durchschnittsvergütung Ende 2020 mit 5,7 ct/kWh nur knapp über dem heutigen Strompreisniveau und nur etwa halb so hoch wie im Szenario mit niedrigem Zubau.

## Zusammenfassung

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die neuen Vergütungsregeln des EEG 2012a für alle PV-Anlagen niedriger ausfallen als nach den alten Vergütungsregeln des EEG 2012, was auch von den Ministerien bzw. dem Bundestag so vorgesehen war. Durch den Eigenverbrauch von Strom aus kleinen Aufdachanlagen kann die verringerte Vergütung teilweise ausgeglichen werden.

Bereits heute fällt es vielen Modulherstellern schwer, ausreichende Deckungsbeiträge für neue Fertigungsstraßen

zu erzielen. Die Kosten für die Zusatzkomponenten (Gestelle, Wechselrichter etc.) und die Montage machen mittlerweile mehr als die Hälfte der Kosten einer Aufdachanlage aus. Sie werden nicht im gleichen Umfang wie die Modulkosten reduzierbar sein. Auch die Finanzierungskosten könnten mittelfristig wieder ansteigen. Insofern bleibt abzuwarten, ob sich die Gestehungskosten von Photovoltaikstrom in Deutschland und damit die EEG-Vergütungssätze weiter kontinuierlich um monatlich 1 % bis 2,8 % absenken lassen.

## 4.8 CCS in Deutschland

Deutschland hat das in der EU vereinbarte Klimagas-Reduktionsziel von 21 % bereits im Jahr 2012 erreicht. Auch die von der Bundesregierung für 2020 auf -30 % gesetzte Zielmarke wird Deutschland erreichen, maßgeblich aufgrund des enorm schnellen Ausbaus der erneuerbaren Energien. Für 2050 wird für Industriestaaten jedoch ein Reduktionsziel von 80 % anvisiert – verbunden mit der Notwendigkeit einer deutlich höheren Geschwindigkeit bei der Reduktion von Klimagasemissionen. Dennoch hat aufgrund mangelnder politischer und gesell-

schaftlicher Akzeptanz Vattenfall im Jahr 2011 die für 2015 vorgesehene Fertigstellung des geplanten CCS-Kraftwerks am Standort Jämschwalde abgesagt. Bund und Länder konnten ihre unterschiedlichen Ansichten über ein Kohlendioxid-Speicherungsgesetz im Vermittlungsausschuss bis zum Frühjahr 2012 nicht annähern. Auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung sind CCS-relevante Aktivitäten und Projekte in Deutschland dennoch weiter vorangekommen.

**Abbildung 4.40: Ablagerungen des Permokarbon als potenzieller Speicherkomplex**



**Kategorisierung nach:**

- Mächtigkeit > 10 m (bzw. gedeutet), Tiefe > 800 m (bzw. gedeutet)
- Mächtigkeit > 10 m (bzw. gedeutet), Tiefe < 800 m
- Mächtigkeit < 10 m (bzw. nicht bekannt) Tiefenlage nicht weiter berücksichtigt

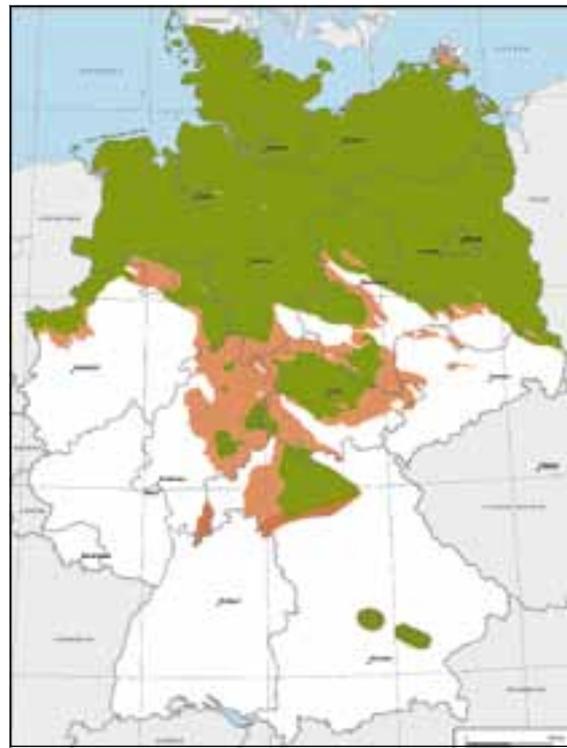
**Einschränkungen:**

- unsichere Verbreitung
- - - unsichere Verbreitungsgrenze

**Bemerkung:**

- Vorkommen von Horizonten in salinärer Fazies

**Ablagerungen des Zechstein als potenzieller Barrierekomplex**



**Kategorisierung nach:**

- Mächtigkeit > 20 m (bzw. gedeutet) Tiefe > 800 m
- Mächtigkeit < 20 m (bzw. nicht bekannt) und/oder Tiefe < 800 m

**Anmerkungen:**

- Barriere-Einheiten z1–z3
- Barriere-Einheiten z4–z7

**Einschränkungen:**

- sandige Randfazies
- unsichere Verbreitung
- - - unsichere Verbreitungsgrenze

Quelle: BGR

## Speicher-Kataster Deutschland – Ein Produkt für die Planung von Vorhaben im unterirdischen Speicher- und Wirtschaftsraum

Neben den heute bereits etablierten Nutzungsoptionen des tieferen Untergrunds, wie z. B. der Gewinnung und Speicherung von Energierohstoffen, stehen derzeit insbesondere der Ausbau der Tiefen-Geothermie und die Einführung der dauerhaften geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> im Fokus. Für eine quantitative und sicherheitsrelevante Bewertung des Speicherpotenzials in Deutschland – unter Berücksichtigung unterschiedlicher Nutzungsoptionen – müssen Speicher- und Barrieregesteine deutschlandweit großflächig untersucht und nach einheitlichen Kriterien klassifiziert werden. Insbesondere die CO<sub>2</sub> emittierenden Industriezweige benötigen für Investitionsentscheidungen quantitativ und zeitlich verlässliche Angaben über die Speichermöglichkeiten. Eine dafür notwendige geowissenschaftliche Planungs- und Bewertungsgrundlage haben die Staatlichen Geologischen Dienste in Deutschland im Rahmen des Projektes „Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland – eine Grundlage zur klimafreundlichen geotechnischen und energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes (Speicher-Kataster Deutschland)“ erarbeitet.

Das Informationssystem liefert für den deutschen Festlandsbereich eine bundesweite, abgestimmte Übersicht untersuchungswürdiger Gebiete mit Speicher- und Barrieregesteinen des tieferen Untergrunds, insbesondere unter dem Nutzungsaspekt der dauerhaften geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>. Dazu wurden für stratigraphisch definierte Speicher- und Barrierekomplexe bundesweit einheitliche Mindestkriterien (Tiefe und Mächtigkeit) definiert und angewendet. Für die Speicherkomplexe wurde eine kumulative Mindestmächtigkeit der untersuchungswürdigen Speichergesteine von mehr als 10 m sowie eine Tiefenlage (Top) größer als 800 m, für die Barrierekomplexe eine Mindestmächtigkeit der Barrieregesteine von 20 m sowie eine Mindesttiefe (Basis) von 800 m gefordert. Auf Basis dieser Kriterien sind bundesweite Potenzialkarten für 18 Speicher- und Barrierekomplexe in den Ablagerungen des oberen Paläozoikum und des Mesozoikum im Maßstab 1:1.000.000 erarbeitet worden. Die Potenzialkarten wurden mit Nachweisdaten über Tiefbohrungen und seismische Messungen (z. B. Dateneigentümer und Ansprechpartner für weiterführende Informationen) in eine GIS-basierte Kartenanwendung „Informationssystem Speicher-Kataster Deutschland“ integriert.

Speicherhorizonte sind poröse, geklüftete oder kavernöse Gesteinsschichten. Im Projekt wurden vorrangig poröse bis klüftig-poröse Sandsteine als potenzielle Speichergesteine

erfasst. Beispielsweise erfüllt der älteste Speicherkomplex Permokarbon in großen zusammenhängenden Gebieten Norddeutschlands das Tiefen- und Mächtigkeitskriterium. Aufgrund der starken Zementation der klastischen Gesteine des Oberrotliegend werden deren Speichereigenschaften im gesamten Gebiet von Schleswig-Holstein und Hamburg sowie in weiten Teilen Mecklenburg-Vorpommerns und Brandenburgs jedoch als ungünstig eingestuft (Abb. 4.40 links). Gute Speichereigenschaften sind dagegen in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt in den Regionen vorhanden, in denen Erdgas in den klastischen Sedimenten des Oberrotliegend vorkommt.

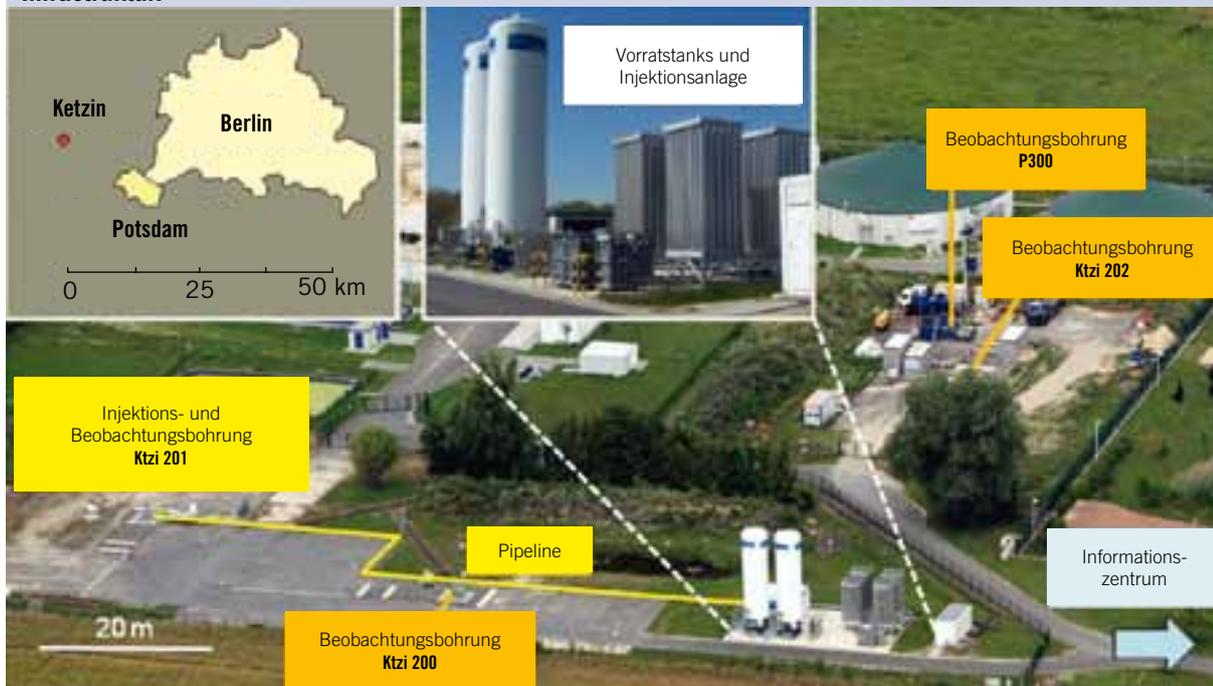
Barrierehorizonte dienen der sicheren, langfristigen geologischen Abdichtung der darunter liegenden Speichergesteine. Insbesondere Salz- und Tongesteine besitzen günstige Barriereigenschaften, die durch eine sehr geringe Durchlässigkeit und ein günstiges Bruch- und Deformationsverhalten bestimmt sind. Der erste, auf den Speicherkomplex Permokarbon folgende Barrierekomplex Zechstein erfüllt im norddeutschen und mitteldeutschen Raum weiträumig die Mindestkriterien und wird als untersuchungswürdig kategorisiert (Abb. 4.40 rechts). Weitere Ergebnisse in Form von Karten, Berichten und einer GIS-basierten Kartenanwendung können über die Webseite der BGR bezogen werden.

Die Ergebnisse aus dem Projekt Speicher-Kataster Deutschland liefern somit eine erste bundesweite Übersicht untersuchungswürdiger Gebiete in Hinblick auf die Untergrundspeicherung bzw. können auch Hinweise auf bspw. untersuchungswürdige Gebiete für die Nutzung Tiefer Geothermie liefern. Die Ergebnisse ersetzen jedoch nicht die notwendige Erkundung einzelner Standorte, um dessen Eignung für eine bestimmte Nutzungsoption überprüfen zu können. Die im Rahmen dieses Projektes erarbeiteten Potenzialkarten werden derzeit im Rahmen des Projektes Geopotenzial Deutsche Nordsee auf den deutschen Nordseesektor erweitert.

## CO<sub>2</sub>-Speicherung am Pilotstandort Ketzin – sicher und verlässlich

Am Pilotstandort Ketzin (Abb. 4.41) – westlich von Potsdam – wird unter Leitung des Deutschen GeoForschungszentrum GFZ das einzige aktive CO<sub>2</sub>-Speicherprojekt in Deutschland betrieben. Seit Beginn der Einspeicherung von Kohlenstoffdioxid im Juni 2008 wurden bis Ende Februar 2012 rund 59.000 t CO<sub>2</sub> in Sandsteinhorizonte der Stuttgart-Formation in 630 m bis 650 m Tiefe injiziert. Dabei handelt es sich überwiegend um lebensmittelreines CO<sub>2</sub> (Reinheit > 99,9 %). Daneben wurden im Frühjahr

**Abbildung 4.41: Lage und Luftbild des Pilotstandortes Ketzin mit der für die Forschungsarbeiten errichteten Infrastruktur.**



Quelle: GFZ

2011 im Rahmen eines Tests 1.500 Tonnen CO<sub>2</sub> aus der Pilotanlage Schwarze Pumpe (Vattenfall) mit einer Reinheit > 99,7 % eingesetzt. Bei diesem Experiment wurde CO<sub>2</sub> verwendet, das mit Hilfe des Oxyfuel-Verfahrens aus dem Kraftwerksprozess abgeschieden worden war.

Die Injektion von CO<sub>2</sub> wird in Ketzin von einem wissenschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsprogramm begleitet, das international zu einem der umfangreichsten zählt, welches bisher im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Speicherung umgesetzt wurde. Das Überwachungsprogramm umfasst sowohl permanente Überwachungsmethoden wie Druck- und Temperaturmessungen als auch periodische Methoden wie Bohrlochmessungen, Tiefenprobenahmen, seismische und geoelektrische Überwachung sowie Oberflächenmessungen von CO<sub>2</sub>-Flüssen in den Böden. Ergänzt werden diese Arbeiten durch umfangreiche Laborversuche sowie Modellierungen und numerische Simulationen.

Die bisherigen Arbeiten in Ketzin sind sehr erfolgreich verlaufen und zeigen, dass:

- Die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> am Pilotstandort Ketzin sicher und verlässlich ist sowie ohne Gefährdung von Mensch und Umwelt umgesetzt werden kann.

- Eine sinnvoll eingesetzte Kombination verschiedener geochemischer und geophysikalischer Überwachungsmethoden in der Lage ist, bereits kleinste Mengen CO<sub>2</sub> zu detektieren und ihre räumliche Ausdehnung abzubilden.
- Die durch das injizierte CO<sub>2</sub> induzierten Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein am Standort Ketzin keine signifikanten Auswirkungen haben und die Integrität der Speicher- und Deckgesteine nicht beeinflussen.
- Numerische Simulationen das zeitliche und räumliche Verhalten des eingebrachten CO<sub>2</sub> wiedergeben können und derzeit die einzigen Werkzeuge sind, um das Langzeitverhalten eines Speichers zu prognostizieren.

Die in Ketzin gewonnenen Erkenntnisse in Kombination mit Erfahrungen, die weltweit an anderen Speicherstandorten gesammelt wurden, gewährleisten nach heutigem Kenntnisstand eine sichere und dauerhafte geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung.

## Ein Blick nach vorne

Angesichts der eingangs beschriebenen Situation werden in Deutschland zurzeit in reduziertem Umfang F&E-Vorhaben durch öffentliche und privatwirtschaftliche Finanzmittel gefördert. Besonders wichtig ist dies für die qualifizierte Fortführung des Speicherprojektes in Ketzin. Ein anderes Projekt (COORAL) befasst sich mit Korrosions- und Alterationsprozessen als Funktion der CO<sub>2</sub>-Reinheit entlang der gesamten Prozesskette Abtrennung-Transport-Speicherung. Neu beginnt in diesem Jahr ein Projekt (CO<sub>2</sub>BRIM), in dem Geowissenschaftler und Sozialwissenschaftler mit Vertretern verschiedener Gruppierungen der Zivilgesellschaft gemeinsam eine „partizipative Modellierung“ der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund durchexerzieren werden.

Jedoch: Um den gordische Knoten zu durchschlagen, ist vermutlich eine Art Neustart bei der Implementierung der CCS-Technologie vonnöten. Ein Erfolg versprechender Ansatz könnte sein, den bisher in Deutschland versuchten Ansatz „Alles aus einer Hand“ beiseite zu legen. Eine Entkoppelung der Prozessschritte könnte stattdessen helfen, die gesellschaftliche Akzeptanz zu verbessern. Die Abscheidungstechnologien würden in dem Sinne von den Anlagenbetreibern in bewährter Qualität weiterentwickelt. Aufbau und Betrieb der Transport- und Speichertechnologie müssten jedoch von spezialisierten Gesellschaften in Angriff genommen werden. Die Europäische Kommission hat sich diesbezüglich wiederholt für den Aufbau eines transeuropäischen Transportnetzwerkes ausgesprochen. Hinsichtlich der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> könnten in Deutschland ein oder zwei konsortial von allen betroffenen Branchen durchgeführte Demonstrationsprojekte – mit jenseits der in Ketzin praktizierten Speichermengen – den Weg zu einer größeren gesellschaftlichen Akzeptanz der Speicherung ebnen. Uneingeschränkt gehört dazu eine Partizipation der lokalen Öffentlichkeit – bei der Standortsuche, in der Erkundungsphase, beim Betrieb und beim Verschluss des Speichers.

Ein Baustein hin zu einem breiteren gesellschaftlichen Konsens kann auch der gerade beginnende Prozess einer Normierung aller CCS-Prozessschritte sein. Auf eine diesbezügliche globale Initiative von ISO reagierte das Deutsche Institut für Normung (DIN) durch Gründung von entsprechenden nationalen Spiegelgremien – unter ausdrücklicher Einbeziehung aller interessierten Kreise der Gesellschaft.

## 4.9 Monitoring der Energiewende

Der Begriff „Energie-Monitoring“ ist zurückzuführen auf das englische Verb „to monitor“, welches für beobachten, kontrollieren, überprüfen oder überwachen steht. Es geht um eine systematische Erfassung eines Vorgangs oder Prozesses. Dabei ist die wiederholte, regelmäßige Durchführung ein zentrales Element der jeweiligen Untersuchungsprogramme, um anhand von Ergebnisvergleichen Schlussfolgerungen ziehen zu können.

Im Energiebereich wird Monitoring mit unterschiedlichen Fragen in Verbindung gebracht. In erster Linie geht es um den großen Bereich der Energieeinsparung bzw. des Energiemanagements. Inzwischen hat sich der Monitoring-Begriff aber auch jenseits von technischen Prozessen etabliert. Seit einiger Zeit findet er sich in deutschen Gesetzen, etwa im Energiewirtschaftsgesetz oder im Erneuerbare-Energien-Gesetz („Monitoringbericht“). Auch im politischen Raum gewinnt er zunehmend an Bedeutung. Begleitend zum Beschluss des Europäischen Rates vom März 2007 zur Entwicklung einer gemeinschaftlichen Energie- und Klimapolitik wurde etwa vom Institut für Europäische Politik ein Projekt „EU Energy Policy Monitoring“ aufgesetzt. In Deutschland begleitet der Begriff seit Beginn des „Energiewende-Prozesses“ die Regierungspläne. So sieht das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 vor, dass ein „wissenschaftlich fundiertes Monitoring“ ermitteln soll, ob die ehrgeizigen Energie-Umbaupläne sich im geplanten Korridor bewegen. Gemeinsam mit diesem Energiekonzept beschloss die Bundesregierung ein „10-Punkte-Sofortprogramm Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung“, wonach sie mit der

Vorlage eines Monitoringberichts alle drei Jahre, erstmals 2013, über den Stand der Umsetzung des Energiekonzepts berichten will. Und auch die Eckpunkte der Bundesregierung vom 6. Juni 2011, die im Zuge des Atom-Moratoriums beschlossen wurden, sehen ein „fundiertes Monitoring“ vor, das hier jährlich umgesetzt werden soll. Im Oktober 2011 fasste das Bundeskabinett schließlich einen eigenen Beschluss zum Energie-Monitoring, der die bislang angekündigten Ein- und Dreijahresfristen kombiniert. Ergänzend wurde später noch ein eigener hochrangiger, politischer Steuerungskreis zur Energiewende angekündigt.

Nach welchen inhaltlichen Maßstäben das Regierungsmonitoring erfolgen soll, ist allerdings nicht vollständig geklärt. Insbesondere ist offen, wie etwa Zielkorridore im Bereich des energiepolitischen Zieldreiecks gelegt werden sollen (Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung). Inzwischen gibt es hierzu verschiedene Forschungsprojekte, unter anderem auch mit Unterstützung des Bundesverbands der deutschen Industrie. Eine weitere Frage ist, unter welchen Bedingungen und auf welche Art nachgesteuert werden sollte. Eine Nachsteuerung bei der facettenreichen und hochpolitischen Energiewende etwa durch das Bundeskabinett hat wenig gemeinsam mit einem technischen Energie-Monitoring. Zumal es im Hintergrund immer auch um die sehr grundsätzliche Frage geht, inwieweit die Energiepolitik zunehmend aus immer detaillierteren Planungsvorgaben bestehen oder aber nur den Rahmen bilden soll für das freie Spiel der Marktkräfte.

### **Energiewende-Monitoring der Bundesregierung**

#### *Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“*

Am 19. Oktober 2011 beschloss die Bundesregierung einen Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Dieser dient dem Ziel, die Umsetzung des Maßnahmenprogramms und des Energiekonzepts einschließlich der darin enthaltenen Ziele mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu überprüfen und bei Bedarf nachsteuern zu können. Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und Bundesumweltministerium (BMU) erstellen einen Monitoring-Bericht und alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht, die vom Bundeskabinett beschlossen werden. Der erste Monitoringbericht für 2011 wird im Dezember 2012 vorgelegt. Der erste zu-

sammenfassende Fortschrittsbericht wird erstmals im Dezember 2014 vorgelegt und betrifft den Zeitraum von 2011–2013. Der Monitoring-Prozess wird von einer vierköpfigen Kommission aus Energieexperten begleitet.

#### *Steuerungskreis zur Umsetzung der Energiewende*

Zur besseren Koordinierung der Energiewende setzt die Bundesregierung einen Steuerungskreis unter gemeinsamem Vorsitz von BMWi und BMU auf Ebene der Staatssekretäre ein. Der Steuerungskreis soll halbjährlich zusammentreten, erstmals im Frühjahr 2012. Die Ressorts erstatten darin Bericht, setzen Schwerpunkte, ziehen Zwischenbilanz und stimmen ihre Vorhaben ab.

## 4.10 Kraftwerksprojekte in Deutschland

(Quelle: BDEW, Stand: 24. April 2012)

**Kurzzeichen für die vorgesehenen Primärenergieträger:**

Bi = Biomasse      Dg = Deponiegas      Eg = Erdgas      Gr = Grubengas      Mü = Müll      St = Steinkohle  
 Br = Braunkohle      Di = Diesel      Gg = Gicht-/Koksgas      Ke = Kernenergie      Ps = Pumpspeicher      Wi = Wind  
 Bg = Biogas      Dr = Druckluftspeicher      Gt = Geothermie      Lw = Laufwasser      So = Solar      We = Wellenkraftwerk

Quellen: Pressemeldungen der Unternehmen, Unternehmensangaben, Bundesnetzagentur

**Anmerkung:** In der Liste werden jene Projekte aufgeführt, die von Unternehmen als im Bau, im Genehmigungsverfahren oder in Planung genannt werden. Die Nennung eines Projekts in dieser Liste ist nicht mit einer Wertung über die Wahrscheinlichkeit der Realisierung des Projekts verbunden. Für eine Einordnung des Projektfortschritts kann die Status-Spalte als Indikator herangezogen werden, projektspezifische Ereignisse sind teilweise in der Bemerkung-Spalte angegeben. Die Spalte „Voraussichtliche Inbetriebnahme“ kennzeichnet i. d. R. den Beginn des kommerziellen Betriebs. Aufgrund der Vielzahl von Offshore-Windparks, die derzeit in Planung oder im Genehmigungsverfahren sind, sind in dieser Liste nur jene enthalten, die im Planungs- und Genehmigungsprozess schon weit fortgeschritten sind. Weiterführende Informationen dazu erhalten Sie beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ([www.bsh.de](http://www.bsh.de)). Onshore-Windparks sowie Photovoltaik-Anlagen >20 MW sind sowohl wegen der Anzahl der Projekte als auch der teilweise relativ kurzen Planungs- und Bauphase nicht aufgeführt.

**Tabelle 4.6: Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung**

Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energieträger	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. €	Status
RWE Power	BoA 2&3 Neurath	2.100	Br	2012	2.200 Mio. €	im Probebetrieb
Vattenfall Europe	Boxberg/Block R	675	Br	2012	800 Mio. €	im Probebetrieb
Stadtwerke Hannover	GuD Hannover-Linden (Modernisierung)<	+ 130	Eg	2012	155 Mio. €	im Probebetrieb
HEAG Südthessische Energie AG (HSE)	Darmstadt	92	Eg	2012	55 Mio. €	im Bau
VW Kraftwerk GmbH	GuD Baunatal	70	Eg	2012		im Bau
EV Halle	HKW Halle-Trotha (Modernisierung)	58	Eg	2012	24 Mio. €	im Probebetrieb
E.ON Energy Projects GmbH	K+S Hattdorf	31	Eg	2012		im Probebetrieb
Aluminium Oxid Stade GmbH	Stade-Bützfleht	30	Eg	2012		im Bau
EnBW/EDF	Ausbau Iffezheim	38	Lw	2012	90 Mio. €	im Bau
infraserV Höchst	Industriepark Höchst	70	Mü	2012	300 Mio. €	im Probebetrieb
Trianel	Offshore-Windpark „Trianel Windpark Borkum“	200	Wi	2012/13	800 Mio. €	im Bau
Statkraft	GuD Hürth-Knapsack II	430	Eg	2013	300 Mio. €	im Bau
swb AG/Mainova/DB Energie und 15 weitere Stadtwerke	Gemeinschaftskraftwerk Bremen (Bremen-Mittelsbüren)	420	Eg	2013	445 Mio. €	im Bau
Stadtwerke Bonn	HKW Nord	70	Eg	2013	80 Mio. €	im Bau
Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	VEO Eisenhüttenstadt	56	Gg	2013		im Bau
RWE Power + 23 Stadtwerke	Hamm Blöcke Westfalen D/E	1.530	St	2013	2.200 Mio. €	im Bau
E.ON Kraftwerke	Datteln 4	1.055	St	2013	1.200 Mio. €	im Bau/ Baustopp verfügt
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 8	874	St	2013	1.000 Mio. €	im Bau
Trianel Power	Lünen	750	St	2013	1.400 Mio. €	im Bau
GDF SUEZ Energie Deutschland AG/ BKW FMB Energie	Wilhelmshaven	731	St	2013	1.000 Mio. €	im Bau
Steag GmbH/ EVN AG	Duisburg-Walsum 10	725	St	2013	820 Mio. €	im Bau
swb AG/EWE	Bremen-Hafen (Modernisierung)	+ 45	St	2013	47 Mio. €	in Planung

**Tabelle 4.6: Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung**

Unternehmen	Kraftwerk	MW netto	Energieträger	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. €	Status
BARD Engineering GmbH	Offshore-Windpark „Veja Mate“	400	Wi	ca. 2013	1.500 Mio. €	Genehmigung erteilt
Bard/SüdWestStrom/ WV Energie Frankfurt	Offshore-Windpark „Bard Offshore 1“	400	Wi	2013	1.600 Mio. €	im Bau
Heag Südthessische Energie AG (HSE)/ Stadtwerke München/EGL AG/Esportes Offshore Beteiligungs GmbH/ Norderland Projekt GmbH/ Windreich AG	Offshore-Park „Global Tech 1“	400	Wi	2013	1.300 Mio. €	Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Offshore-Windpark „Nordsee Ost“	295	Wi	2013	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
EnBW	Offshore-Windpark „Baltic 2“/Ostsee	288	Wi	2013	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
WindMW GmbH	Offshore-Windpark „Meerwind Süd/Ost“	288	Wi	2013	1.200 Mio. €	Genehmigung erteilt
EWE Energie AG/Enova	Offshore-Windpark „Riffgat“	108	Wi	2013		Genehmigung erteilt
UPM (Papierhersteller)	Schongau	70	Eg	2014	85 Mio. €	im Bau
Vattenfall Europe	GuD Lichterfelde A	300	Eg	2014	350 Mio. €	Genehmigung erteilt
Dow Chemicals	Stade	163	Eg	2014	300 Mio. €	im Bau
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1.640	St	2014	2.000 Mio. €	im Bau
Windreich AG	Offshore-Windpark „MEG 1“	400	Wi	2014		Genehmigung erteilt
wpd AG	Offshore-Windpark „Butendiek“	288	Wi	2014	1.200 Mio. €	Genehmigung erteilt
Vattenfall/ Stadtwerke München (SWM)	Offshore-Windpark „DanTysk“	288	Wi	2014	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark „Riffgrund 1“	277	Wi	2014	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Großkraftwerke Mannheim AG (GKM)	Mannheim/ Block 9	911	St	2014/15	1.200 Mio. €	im Bau
Windreich AG	Offshore-Windpark „Austerngrund“	400	Wi	2015		im Genehmi- gungsverfahren
PNE Wind AG	Offshore-Windpark „Gode Wind 1“	332	Wi	2015		Genehmigung erteilt
RWE Innogy	Innogy Nordsee I	324	Wi	2015	rd. 1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Dong Energy	Offshore-Windpark „Riffgrund 2“	300	Wi	2015	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark „Amrumbank West“	288	Wi	2015	1.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Stadtwerke Duisburg	Duisburg Wanheim	rd. 500	Eg	2015/16	450–500	Projekt wird geprüft
E.ON Wasserkraft	Waldeck II (Erweiterung)	300	Ps	2015/16	rd. 250 Mio. €	Genehmigung erteilt
Vattenfall AB	Offshore-Windpark „Sandbank 24“	576	Wi	2015/16		Genehmigung erteilt
RWE Power AG	Staßfurt/ Projekt „Adele“	90	Dr	2016		in Planung
Stadtwerke Düsseldorf	Düsseldorf-Lausward	rd. 500	Eg	2016	500 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren

**Tabelle 4.6: Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung**

Unternehmen	Kraftwerk	MW <sub>el</sub> netto	Energieträger	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. €	Status
Trianel Power	Krefeld/ Chemiepark Krefeld- Uerdingen	1.200	Eg	2016	600 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
Vattenfall Europe	GuD Klingenberg	300	Eg	2016	350 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
E.ON Kraftwerke	Staudinger 6 (Groß- krotzenburg)	1.100	St	ca. 2016	1.200 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
Iberdrola	Offshore-Windpark „Wikinger“/Ostsee	400	Wi	2016		im Genehmi- gungsverfahren
Vattenfall Europe	Innovationskraftwerk Wedel/Stellingen	600	Eg	2016/17		in Planung
Stadtwerke Trier	Schweich	300	Ps	ab 2017	350 Mio. €	in Planung
SüdWestStrom	Brunsbüttel	1.820	St	2017	3.000 Mio. €	Genehmigung erteilt
Stadtwerke Ulm (SWU)	GuD Ulm/ Flughafen Leipheim	1.200	Eg	2017/18	900 Mio. €	in Planung
Schluchseewerke AG	Atdorf	1.400	Ps	2018	1.600 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
Donaukraftwerk Jochenstein AG	Jochenstein/Energie- speicher Riedl	300	Ps	2018	350 Mio. €	in Planung
Vattenfall Europe	Berlin-Karlshorst	40	Bi	2019	350 Mio. €	in Planung
Trianel Power	Landkreis Gotha/ Talsperre Schmalwasser	1.000	Ps	ab 2019	1.000 Mio. €	in Planung
Trianel Power	Simmerath/Rursee	640	Ps	2019	700 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
Stadtwerke Mainz	Heimbach	rd. 500	Ps	2019	800 Mio. €	in Planung
Trianel Power	Nethe/Höxter	390	Ps	ab 2019	500 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
MIBRAG	Profen	660	Br	ca. 2020	1.500 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
RWE Power	BoAplus Niederaußern	1.100	Br	k. A.	1.500 Mio. €	in Planung
Kraftwerke Mainz- Wiesbaden AG (KMW)	Mainz	k. A.	Eg	k. A.		in Planung
RheinEnergie AG	Köln-Niehl	max. 1.200	Eg	k. A.		im Genehmi- gungsverfahren
Dong Energy	Mecklar-Marbach/ Ludwigsau (Nordhessen)	1.100	Eg	k. A.	415 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
OMV Power International	Burghausen (Industriegebiet Haiming)	850	Eg	k. A.	600 Mio. €	Genehmigung erteilt
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S	465	Eg	k. A.	220 Mio. €	Genehmigung erteilt
N.V. Nuon	Meppen	450	Eg	k. A.		in Planung
Repower AG	GuD/Chemiepark Leverkusen	430	Eg	k. A.	340 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
GDKW Bocholt Power GmbH (Advanced Power AG (CH), Siemens Project Ventures)	Bocholt/ Industriepark Mussum	415	Eg	k. A.	350 Mio. €	Genehmigung erteilt
Alpiq Holding AG (CH)	Premnitz	400	Eg	k. A.	400 Mio. €	im Genehmi- gungsverfahren
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Calbe	400	Eg	k. A.		im Genehmi- gungsverfahren

**Tabelle 4.6: Im Bau/im Genehmigungsverfahren/in Planung**

Unternehmen	Kraftwerk	MWel netto	Energieträger	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektkosten in Mio. €	Status
UPM (Papierhersteller)	Dörpen	150	Eg	k. A.		im Genehmigungsverfahren
EnBW AG	Forbach (Erweiterung)	+ 200	Ps	k. A.		in Planung
Stadtwerke Ulm (SWU)	Blautal	45	Ps	k. A.		in Planung
E.ON Kraftwerke	Stade	1.100	St	k. A.		im Genehmigungsverfahren
GETEC Energie AG	Gemeinschaftskraftwerk Büttel/Bayer Industriepark	800	St	k. A.	rd. 1.000 Mio. €	im Genehmigungsverfahren
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark „Arkonabecken Südost“/Ostsee	max. 480	Wi	k. A.		Genehmigung erteilt
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	Offshore-Windpark „Delta Nordsee“	max. 480	Wi	k. A.		Genehmigung erteilt
PNE Wind AG	Offshore-Windpark „Gode Wind 2“	252	Wi	k. A.		Genehmigung erteilt
Norderland/Northern-Energy-Gruppe/STRABAG	Offshore-Windpark „Albatros 1“	ca. 55	Wi	k. A.		Genehmigung erteilt
<b>Summe</b>					<b>42.528</b>	



**WEC intern**

**5**





**WORLD ENERGY COUNCIL**  
CONSEIL MONDIAL DE L'ÉNERGIE  
*For sustainable energy.*

## World Energy Council (WEC)

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 90 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen aus Energiewirtschaft, Energiepolitik und Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger – Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energien – sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle drei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)



**WORLD ENERGY COUNCIL**  
Weltenergieerat - Deutschland

## Weltenergieerat – Deutschland

Der Weltenergieerat – Deutschland ist das nationale Mitglied für die Bundesrepublik Deutschland im World Energy Council (WEC). Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als nichtstaatlicher, gemeinnütziger Verein ist der Weltenergieerat – Deutschland unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Ziel des Weltenergieerat – Deutschland ist die Umsetzung und Verbreitung der WEC-Arbeitsergebnisse in Deutschland, insbesondere um den globalen und längerfristigen Aspekten der Energie- und Umweltpolitik auch in der nationalen Diskussion Beachtung zu verschaffen.

Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Positionen und Studien des WEC intensiv mit. Daneben organisiert er auch eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

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

## 5.1 Höhepunkte 2011 / 2012

Seit Erscheinen der letzten Ausgabe von „Energie für Deutschland“ können der World Energy Council und der Weltenergieat – Deutschland auf zahlreiche Aktivitäten zurückblicken, über die nachfolgend in chronologischer Reihenfolge berichtet wird. Dazu zählen hochrangig besetzte nationale und internationale Veranstaltungen sowie zwischenzeitlich publizierte Studien.

### Veranstaltungen 2011 / 2012

#### Landespresse-Roadshow

Mai – Oktober 2011, Berlin, Hannover, Schwerin



Veröffentlichung der Energie für Deutschland 2011 in Berlin: Der Weltenergieat – Deutschland mit dem Schwerpunktautor Dr. Jürgen Neubarth (2. v.l.), Geschäftsführer e3 consult, und dem Leiter der Redaktionsgruppe Dr. Hans-Wilhelm Schiffer (2. v.r.), Leiter Allgemeine Wirtschaftspolitik/Wissenschaft, RWE AG

Mit der Veröffentlichung der Publikation „Energie für Deutschland 2011“ mit dem Schwerpunktthema „Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“ im Mai 2011 in Berlin wurde die Landespresse-Roadshow initialisiert. Der Weltenergieat – Deutschland stellte sich ferner der Landespresse in Hannover und in Schwerin als Ansprechpartner für globale, europäische und nationale Energiefragen vor. Präsident Jürgen Stotz stellte bei diesen Presseterminen die Ergebnisse aus der Publikation im Zusammenhang mit der aktuellen Landespolitik dar und stand den Medienvertretern für Fragen und Interviews zur Verfügung. Das große Interesse der regionalen Journalisten machte eine rege Nachfrage an faktenbasierten Informationen auf lokaler Ebene deutlich. 2012 ist eine Fortsetzung der Landespresse-Roadshow geplant.

#### World Energy Leaders' Summit

15. September, Rio de Janeiro



Der Bürgermeister von Rio de Janeiro, Eduardo Paes, begrüßt die Teilnehmer des World Energy Leaders' Summit

Zum zweiten Mal fand der „World Energy Leaders' Summit“ als internationale Dialogplattform des World Energy Councils statt. Rund 100 hochkarätige Vertreter der Energiebranche aus 26 Ländern trafen sich in Rio de Janeiro, um zum Thema „2011: a Year of Change for the Energy Industry?“ zu diskutieren. Das Treffen stand unter dem Eindruck der Ereignisse in Fukushima und dem politischen Umsturz in der MENA Region<sup>1</sup>. In drei Diskussionsforen tauschten sich internationale Experten zur Zukunft der unkonventionellen Energieträger und der Tiefseeförderung, zur Finanzierung von Energieinfrastruktur sowie zu Smart Grids aus.

Wesentliche Diskussionsergebnisse waren:

- In der MENA Region liegen rund 60 % der gesamten Ölreserven und 45 % der Gasreserven. Der „Arabische Frühling“ ist ein wichtiger Faktor in der Bewertung von Energiesicherheit.
- Eine wesentliche Folge des Reaktorunfalls in Fukushima ist der Verlust von Vertrauen der Öffentlichkeit in Kerntechnik und in Experten. Um Vertrauen zurückgewinnen zu können, müssen globale Sicherheitsregime gestärkt werden.

<sup>1</sup> MENA: Middle East and North Africa

- Ein knappes Angebot und niedrige Zinsen führen zu Spekulation auf dem Ölmarkt. Unkonventionelle Energieträger werden zukünftig jedoch eine immer größere Rolle spielen. Sie sind essentiell, um den künftig steigenden Energiebedarf zu decken. 50 % der Öl- und Gasreserven werden aus unkonventionellen Ressourcen stammen. Zu welchem Zeitpunkt und in welchen Mengen die USA Flüssiggas (LNG) exportieren werden, ist nur noch eine politische Entscheidung. Kanada könnte in dieser Frage seinen Nachbarn zuvorkommen.
- Politische Unsicherheiten sind für die Wirtschaft schwierig zu bewerten und abzusichern. Mancherorts haben beispielsweise verspätete politische Entscheidungen über eine CO<sub>2</sub>-Steuer zu erhöhten Strompreisen um bis zu 10 % geführt (Policy Risk Premium). Einige große Öl-Unternehmen rechnen mit einem CO<sub>2</sub>-Preis von 40–50 USD/t als Kriterium für die Bewertung von Rentabilität.
- Brasilianische Unternehmen sind per Gesetz dazu verpflichtet, 1 % ihres Umsatzes in Forschung und Entwicklung zu investieren. Daher stammt das weltweit innovativste Ölunternehmen aus Brasilien.
- Smart Grids sind keine Option, sondern eine Notwendigkeit, um den steigenden Strombedarf über vorhandene Leitungen zu decken. Smart Grid Lösungen bieten dem Verbraucher die Möglichkeit, langfristig Kosten zu sparen. Eine umfassende Kooperation zwischen politischen Entscheidungsträgern, Technologie- und Versorgungsunternehmen wäre eine Basis für die Gestaltung eines Business Models.

## Ghorfa – 2. Deutsch-Arabisches Energieforum

20. – 21. Oktober 2011, Berlin



(v. r. n. l.) Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieat – Deutschland und H.E. Ramzy Ezzeldin Ramzy, Botschafter der Arabischen Republik Ägyptens in Berlin

Im Oktober trat der Weltenergieat – Deutschland als Kooperationspartner beim 2. Deutsch-Arabischen Energieforum in Berlin auf. Die Veranstaltung gilt als eine Plattform zum Austausch über aktuelle und geplante Projekte in der Deutsch-Arabischen Zusammenarbeit im Energiesektor. Staatssekretär Jochen Homann betonte in seiner Ansprache die vorhandenen guten Handelsbeziehungen im Öl- und Gassektor sowie das große Potenzial in der Kooperation im Bereich der erneuerbaren Energien. Der Geschäftsführer des Weltenergieat – Deutschland, Dr. Carsten Rolle, moderierte die Diskussionsrunde „Fosile Fuels – Security of Supply at Risk?“. Weitere Themen der Konferenz waren Wasserentsalzung, Übertragungs- und Verteilnetze, Energieeffizienz, Wissenstransfer sowie die Entwicklung neuer Kraftwerke. Das dritte Deutsch-Arabisches Energie Forum wird voraussichtlich am 11./12. Oktober 2012 in Berlin stattfinden.

## Energietag 2011: „Die deutsche Energiewende im Lichte internationaler Entwicklungen“

11. Oktober 2011, Berlin

Der diesjährige Energietag stand ganz im Zeichen der deutschen Energiewende. Wie ist die Rollenverteilung im künftigen Energiemix? Wie sieht Europas Weg in die Energiezukunft aus? Wer trägt die Verantwortung für die Sicherheit unseres Versorgungssystems? Experten aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft diskutierten gemeinsam die aktuellen Fragen der nationalen und internationalen Energiewirtschaft. Im Mittelpunkt standen die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland, der europäischen Energiebinnenmarkt sowie die Folgen von Ereignissen wie dem Arabischen Frühling auf Politik und Investitionen im Energiesektor weltweit.

Dr. Michael Süß, CEO Sector Energy, Siemens AG, machte in seiner Keynote deutlich, dass die Energiewende in Deutschland technisch möglich sei, ihr Gelingen aber große Investitionen erfordere, die durch Planungs- und Investitionssicherheit mobilisiert werden müssen. Eine EU-weite Energiepolitik sei ebenfalls eine wichtige Voraussetzung für den erfolgreichen Umbau des Energiesystems.

Laurens de Vries, Assistant Professor an der Delft University of Technology, leitete mit seinem Impulsvortrag

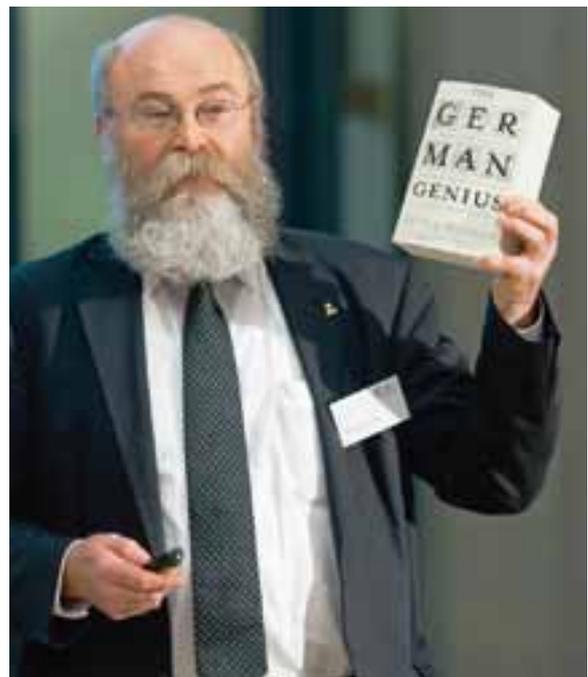
das erste Panel ein „Die neue Rolle der Energieträger im Energiekonzept 2.0 – Wer trägt die Verantwortung für die Sicherheit der Stromversorgung?“. In seiner Präsentation zum Thema Kapazitätsmärkte machte de Vries deutlich: Jede Form des Eingreifens in den Markt ist komplex und birgt unterschiedliche Risiken und Chancen. Eine internationale Lösung für politische Marktanreize wäre vielversprechend, sei jedoch langwierig in der Gestaltung.

Professor William D. D'haeseleer, Direktor des Energy Institute, Universität Leuven, äußerte in seinem Vortrag „Außenansicht: Deutschland, ein kleines gallisches Dorf, das sich globalen Trends einfach widersetzt oder sie doch bestimmen wird?“ seine Zweifel an der Energiewende als ambitioniertes Vorhaben der deutschen Nachbarn. Die Herausforderungen seien gewaltig, die Unsicherheiten zahlreich. Deutschland werde von nun an von seinen Nachbarn als Freiluft-Laboratorium besonders aufmerksam beobachtet.

Am Nachmittag diskutierten die größtenteils internationalen Referenten über die Energiesicherheit Europas. Ein Schwerpunkt der Debatte um die geostrategische Entwicklung Europas in der Welt war die zunehmende Bedeutung von Gas und LNG für die Europäer. Strategische Partnerschaften sowie Infrastruktur sind der Schlüssel zu mehr Energieversorgungssicherheit in Europa.



Dr. Michael Süß, CEO Sector Energy, Siemens AG und Mitglied des Präsidiums, Weltenergieerat – Deutschland



Prof. William D. D'haeseleer, Direktor des Energy Institute, Universität Leuven und Chairman, WEC – Belgium



Dr. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Präsidiums, Weltenergieerat – Deutschland und Mitglied des Vorstands, RWE AG



Jürgen Stotz, Präsident des Weltenergieerat – Deutschland, begrüßte die rund 200 Gäste des Energietages



(v.l.n.r.) John V. Mitchell, Associate Fellow, Chatham House; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieerat – Deutschland; Prof. William D. D'haeseleer, Direktor, Energy Institute, Universität Leuven und Chairman, WEC – Belgium; Enno Harks, Senior Political Advisor, BP Europa SE; Dr. Karin Kneissl, Energieanalytikerin und Dozentin, Jürgen Stotz, Präsident, Weltenergieerat – Deutschland; Lazlo Verro, Head of Gas, Coal & Power Markets Division, IEA; Henning Krumrey, Journalist, Wirtschaftswoche



(v.l.n.r.) Hans Schweickardt, Verwaltungsratspräsident, Alpiq Holding AG; Lex Hartman, Mitglied der Geschäftsführung, TenneT TSO GmbH; Henning Krumrey, Journalist, Wirtschaftswoche; Dr. Ingo Luge, Vorsitzender des Vorstands, E.ON Energie AG; Dr. Laurens de Vries, Assistant Professor, Delft University of Technology



Dr. Laurens de Vries, Assistant Professor, Delft University of Technology



John V. Mitchell, Associate Fellow, Chatham House

## World Energy Outlook 2011

11. November Berlin

Als eine weitere erfolgreiche Großveranstaltung im Herbst fand die Vorstellung des World Energy Outlook 2011 (WEO) durch Dr. Fatih Birol, Chefökonom der Internationalen Energieagentur (IEA), mit anschließender Podiumsdiskussion statt. Der gemeinsamen Einladung von Weltenergierrat – Deutschland, Wirtschaftsministerium, Bundesverband der Deutschen Industrie, Internationalen Energieagentur (IEA) sowie dem Forum für Zukunftsenergien folgten rund 300 Personen. Dr. Uwe Franke, Mitglied des Präsidiums im Weltenergierrat – Deutschland und Vorsitzender des Vorstands der BP Europa SE, sowie Staatssekretär Jochen Homann hielten die einführenden Impulsvorträge und betonten darin die Relevanz des WEO für politische und unternehmerische Entscheidungsträger.

In seinem Vortrag warnte Dr. Birol davor, dass sich aufgrund des weltweit ungedeckten deutlichen Energieverbrauchsanstiegs die Tür zur Erreichung des 2-Grad-Ziels zu schließen drohe. Die Dynamik werde vor allem von Ländern außerhalb der OECD bestimmt. Das Zeitalter der fossilen Brennstoffe sei noch lange nicht vorüber. Nach der Dekade der Kohle sieht die IEA im globalen Energiemix insbesondere für Erdgas eine goldene Zukunft.

Anschließend wurden die Ergebnisse des World Energy Outlook im Rahmen einer Podiumsdiskussion zwischen Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik aufgegriffen. Eine detaillierte Zusammenfassung der Ergebnisse des WEO 2011 findet sich im Kapitel 2.2.



Dr. Uwe Franke, Mitglied des Präsidiums, Weltenergierrat – Deutschland und Vorsitzender des Vorstands, BP Europa SE



Präsentation des WEO 2011 durch Dr. Fatih Birol im Haus der Deutschen Wirtschaft, Berlin



Jochen Homann, Staatssekretär, BMWi



Dr. Fatih Birol, Chefökonom, IEA



(v. l. n. r.) Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierrat – Deutschland; Jürgen Stotz, Präsident, Weltenergierrat – Deutschland; Jochen Homann, Staatssekretär, BMWi, Dr. Fatih Birol, Chefökonom, IEA; Dr. Uwe Franke, Mitglied des Präsidiums, Weltenergierrat – Deutschland und Vorsitzender des Vorstands, BP Europa SE



(v. l. n. r.) Dr. Oliver Geden, Senior Research Fellow, SWP; Dr. Rainer Görgen, Leiter des Referates Langfristaspekte der Energiepolitik, BMWi; Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierrat – Deutschland; Dr. Fatih Birol, Chefökonom, IEA; Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Leiter Allgemeine Wirtschaftspolitik/Wissenschaft, RWE AG



Pressekonferenz am Rande der Executive Assembly: (v.l.n.r.) Nouredine Boutarfa, CEO Sonelgaz und Chairman von WEC Algerien; Dr. Pierre Gardonnaix, Chairman WEC; Dr. Christoph Frei, Secretary General WEC.

## Executive Assembly 2012

21.– 24. November 2011, Oran, Algerien

Im November findet traditionell die Executive Assembly, die Mitgliederversammlung des World Energy Council (WEC), statt. Vom 21. bis zum 24. November tagten in Oran/Algerien die Arbeitsgruppen des WEC und präsentierten ihre Berichte, dem internationalen Netzwerk. In diesem Rahmen fand gleichzeitig der Algerische Energietag statt, an dem sich hochrangige Vertreter der algerischen Energiewirtschaft trafen. Energieminister Youcef Yousfi sprach in seiner Eröffnungsrede die Potenziale und Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik in seinem Land an.

Während der Konferenz in Oran wurde unter anderem auf die aktuellen Studien des WEC aufmerksam gemacht. Zu den aktuellen Veröffentlichungen zählen der „World Energy Insight“, das „2011 Assessment of country energy and climate policies“, der „Survey of Energy Resources – Shale Gas What’s new?“ sowie die „Global Transport Scenarios 2050“. Für 2012 wird die Veröffentlichung der Global Energy Scenarios mit Spannung erwartet. Weitere Ergebnisse der Gremiensitzungen können auf der Webseite [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org) unter „Events“ nachgelesen werden.

In Oran informierte der Weltenergieerat – Deutschland das globale Netzwerk über Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft sowie über eigene Aktivitäten. Besonderes Interesse weckten neben den Ergebnissen der Umfrage zur deutschen Energiewende, die englische Version der „Energie für Deutschland 2011“, sowie die Vorstellung der „Young Energy Professionals“ (YEP) als nachahmenswertes Konzept für junge Berufstätige in der Energiewirtschaft.

## Energiefrühstück „(Un)Sicherheit unserer Energieversorgung“

25. Januar 2012, Berlin

Zu Beginn dieses Jahres befasste sich der Weltenergieerat – Deutschland mit dem Thema „Energieversorgungssicherheit“, dem wegen internationaler Spannungen in der Golfregion zuletzt wieder mehr mediale Aufmerksamkeit geschenkt wurde. Gemeinsam mit dem britischen Botschafter lud der Verband am 25. Januar zu einem Energiefrühstück mit dem Titel „(Un)Sicherheit unserer Energieversorgung“ nach Berlin ein. Experten aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft folgten der Einladung und nutzten den intimen Rahmen zur angeregten Diskussion.

Bei dieser Gelegenheit präsentierte Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergieerat – Deutschland, das Prinzip der Messbarkeit von Versorgungssicherheit, welches bereits 2010 in einer WEC-Studie erarbeitet wurde. Er machte deutlich, dass die Quantifizierung von Versorgungssicherheit eine wesentliche Voraussetzung für die Bewertung und die Gestaltung von nachhaltiger Energiepolitik darstellt.

Als weiterer Referent hielt Dr. Heiko Borchert, Managing Director der Sandfire AG, einen Impulsvortrag zum Thema „Sicherheitspolitische Dimension der Energiesicherheit: Unerlässlich, aber vernachlässigt“. Darin analysierte er die verschiedenen Aspekte von Energiesicherheit und stellte aus geopolitischer Sicht die Risiken und den Handlungsbedarf für die europäische Versorgungssicherheit dar.

Im Anschluss an die Präsentationen wurde über die zukünftige Bedeutung von einzelnen Energieträgern und Rohstoffen sowie die Sicherung der Handelswege und Infrastruktur diskutiert. Als einen wesentlichen Garant für die zukünftige Energieversorgung in Europa bewerteten die Gesprächspartner eine zunehmende politische Stärkung der europäischen Ebene.



(v.l.n.r.) Mark van Stiphout, EU-Kommission; Dr. Christoph Frei, World Energy Council; Boris Schucht, 50 Hertz-Transmission GmbH; Dr. Carsten Rolle, Weltenergierat – Deutschland; Dr. Michael Süß, Siemens Energy; Jürgen Stotz, Weltenergierat – Deutschland; Günther Oettinger, EU-Kommission; Dr. Uwe Franke, BP Europe SE; Dr. Rainer Seele, Wintershall Holding GmbH; Dr. Johannes Teysen, E.ON AG; Dr. Klaus-Dieter Barbknecht, VNG AG; Olaf Köppe, KPMG; Thomas Richterich, Nordex SE

## **Treffen des Weltenergierat – Deutschland mit EU-Kommissar Günther Oettinger**

*13. Februar 2012, Berlin*

Zum zweiten Mal trafen die Mitglieder des Präsidiums am 13. Februar 2012 den EU-Kommissar für Energie Günther Oettinger zu einem Gedankenaustausch in Berlin. Die Themen des diesjährigen Treffens waren unter anderem die Umsetzung der energiepolitischen Roadmaps, die Zukunft des europäischen Energiebinnenmarktes und die Integration erneuerbarer Energien sowie internationale Klimapolitik.

Die Gesprächspartner lobten die Möglichkeit zum Gedankenaustausch und befürworteten die Fortführung des Dialogs.



(v.l.n.r.) Christoph Frei, Secretary General, WEC; Dr. Johannes Teysen, CEO, E.ON AG; Dr. Pierre Gadonneix, Chairman, WEC

## World Energy Leaders' Summit

19./20. April 2012, Istanbul

Kurz vor Drucklegung dieser Publikation trafen sich auf Einladung des World Energy Council hochrangige Vertreter aus Energiewirtschaft und Politik zum „World Energy Leaders' Summit“ in Istanbul. Die thematischen Schwerpunktthemen des Treffens waren neben der aktuellen energiepolitischen Situation des Gastlandes Türkei die geopolitische Bedeutung von Gas sowie erneuerbare Energien und Speichertechnologien.

Als Hauptredner traten Recep Tayyip Erdoğan, türkischer Premierminister, und Taner Yıldız, türkischer Energieminister sowie Pierre Gadonneix, Chairman des WEC, auf. Aus Deutschland hielt Dr. Leonard Birnbaum, Mitglied des Vorstands der RWE AG und des Präsidiums des Weltenergieerat – Deutschland, einen Vortrag über die „Finanzierung CO<sub>2</sub>-armer Technologien“.

Der „World Energy Leaders' Summit“ wird halbjährlich vom World Energy Council und dem jeweiligen Gastland organisiert. Über das Treffen in Istanbul wird ausführlich in der „Energie für Deutschland 2013“ berichtet.



Eröffnungsrede von Pierre Gadonneix, Chairman WEC, am World Energy Leaders' Summit in Istanbul

**Publikationen 2011/2012**

**Umfrage zur deutschen Energiewende: German Energy Policy – A Blueprint for the World?**

Oktober 2011

Die deutsche Energiewende ist kein Vorbild für die Welt, aber wichtiger Impulsgeber. So lautet die zentrale Aussage der weltweiten Umfrage des Weltenergieerat – Deutschland anlässlich der aktuellen energiepolitischen Ausrichtung Deutschlands. Grundlage der Ergebnisse sind Antworten von Experten aus 21 Länderkomitees des World Energy Council, darunter 14 aus Europa. Im Fokus der Umfrage standen dabei Fragekomplexe zum Gelingen der Energiewende in Deutschland, zu ihren Auswirkungen sowie zur Vorbildfunktion für andere Länder.

Die wesentlichen Ergebnisse sind:

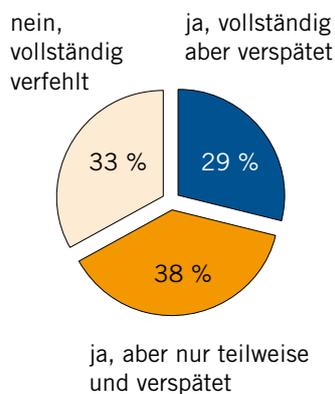
- Keiner der befragten Experten erwartet, dass Deutschland sämtliche Ziele der Energiewende in der anvisierten Frist erreichen kann. Zwei Drittel der Befragten glauben, dass die Deutschen ihre Ziele später als geplant teilweise bzw. ganz erreichen werden.
- 76 % erwarten aufgrund der eingeleiteten Energiewende bis 2020 eine Schwächung der Wirtschaftskraft Deutschlands. In der längeren zeitlichen Perspektive nimmt diese Einschätzung merklich ab, über-

wiegt aber weiterhin im Meinungsbild. 33 % sehen nach 2020 eine Stärkung der deutschen Wirtschaft.

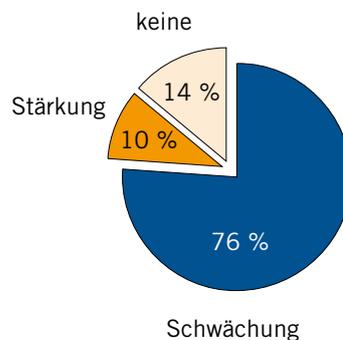
- Der überwiegende Teil der Befragten erwartet mittelfristig einen Anstieg vor allem der europäischen Strompreise von bis zu 20 %.
- Die Mehrzahl der Befragten sehen erhöhte Gefahren für die Versorgungssicherheit Europas.
- Keiner der befragten Experten hält es für vorstellbar, dass sein Land den deutschen energiepolitischen Ansatz vollständig übernehmen könnte. Allerdings halten 62 % einzelne Bausteine durchaus für nachahmenswert, wie etwa die Ausbauziele der erneuerbaren Energien.

**Abbildung 5.1: Umfrage zur deutschen Energiewende**

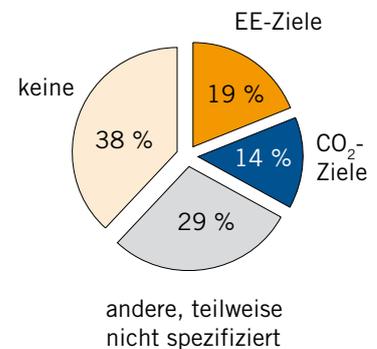
Wird Deutschland die Ziele des Energiekonzepts erreichen?



Welche Auswirkungen auf die Wirtschaftskraft Deutschlands werden bis 2020 erwartet?



Sind einzelne Elemente des deutschen Wegs übernehmenswert?





wissheit in Bezug auf die Volatilität von Energie- und Rohstoffpreisen und den Zugang zu Kapitalmärkten aus.

- Beim Thema Energieeffizienz wird zunehmend verstanden, dass technischer Fortschritt allein nicht ausreichen wird, um die enormen Potenziale zu heben. Vielmehr müssen gleichzeitig Investitionen in Bildung und institutionelle Rahmenbedingungen flankierend erfolgen.
- Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien steht weltweit zumindest auf der energiepolitischen Agenda weit oben. Die sich abzeichnenden konjunkturellen Entwicklungen lassen jedoch Anleger in vielen Weltregionen weiterhin vorsichtig agieren, wenn es um Investitionen in erneuerbare Energien geht.
- Zudem sind innovative und intelligente technische Entwicklungen, wie Smart-Grids, Stromspeicher, Elektrofahrzeuge und nachhaltige Städte ein zunehmend wichtiger Bestandteil auf der globalen Energieagenda.
- Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) war in den letzten zwei Jahren das Thema mit dem höchsten Unsicherheitsfaktor. Aufgrund der fehlenden Klarheit über ein langfristiges globales Klimaschutzregime existieren praktisch keine wirksamen Finanzierungsmechanismen und Anreize, um die Technologie über Pilotprojekte hinaus weiter zu entwickeln.
- Der Verknüpfung von Wasser und Energie wird eine immer größere Bedeutung auf der globalen Energieagenda beigemessen (Water-Energy-Nexus). Bereits heute wird der weit überwiegende Teil des Süßwassers für Energie und Nahrungsmittelproduktion genutzt. Es ist zu erwarten, dass der „water-footprint“ verschiedener Technologien zunehmend an Bedeutung gewinnen wird.
- Die Diskussion um die Zusammenhänge zwischen Wasser und Energie spielt auch beim Thema unkonventionelle Energieträger eine wichtige Rolle. Durch mittlerweile kostengünstige Fördertechniken und die damit verbundene Ausweitung der Förderung in den vergangenen Jahren ist das Thema „unconventionals“ besonders in Nordamerika von zentraler Bedeutung. Bereits heute sind erhebliche Auswirkungen auf das globale Preisgefüge und die Handelsströme zu beobachten.

Insgesamt fällt auf, dass jene Themen, die in den vergangenen Jahren als wesentlicher Bestandteil einer Lösung für ein zukunftsfähiges globales Energiesystem angesehen wurden, mit einem höheren Unsicherheitsfaktor belegt sind. Risiken, die mit diesen Themen in Verbindung gebracht werden, nehmen zu. So vor allem regulatorische und finanzielle Unsicherheiten aber auch Auswirkungen von Großunfällen. Der Umgang mit diesen Risiken und ihre Steuerung wird damit zu einem zentralen Thema der globalen Energieagenda.



#### **World Energy Perspective: Nuclear One Year After Fukushima**

*März 2012*

Ein Jahr nach Fukushima, umfasst dieser Bericht der Nuclear Task Force faktenbasierte Informationen und Hinweise zum aktuellen Stand sowie zur weiteren Entwicklung von Kernenergie weltweit. Dieser Report ist Teil des WEC-Szenarien-Projektes und richtet sich insbesondere an politische Entscheidungsträger.



#### **World Energy Issues Monitor**

*Februar 2012*

Der Issues Monitor präsentiert die Ergebnisse der jährlichen Umfrage innerhalb des globalen Expertennetzwerkes des WEC (siehe S. 141). Die Erhebung untersucht die Relevanz von Themen sowie Unsicherheitsfaktoren innerhalb der Energiebranche. Neben einer globalen Ergebniszusammenfassung werden im Bericht verschiedene Regionen untersucht.



#### **Energy Sector Environment Innovation**

*Dezember 2011*

Der WEC hat den COP-17 und der WTO drei wesentliche Aussagen zu Handelsrichtlinien im Energiesektor präsentiert. Diese umfassen die Bereiche Zugang zu Umweltgütern und Dienstleistungen, Innovationen und Urheberrechte sowie Carbon Leakage.



### **Global Transport Scenarios 2050**

*Dezember 2011*

In den nächsten vier Jahrzehnten wird der Transportsektor vor beispiellosen Herausforderungen stehen: die demografische Entwicklung, Die Urbanisierung, die Minimierung und Auslagerung von Emissionen, alternde Infrastruktur und der steigende Kraftstoffbedarf. Die Szenarien setzen sich mit diesen Fragen auseinander und untersuchen die Entwicklung des Transportsektors bis 2050.



### **Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's New**

*Dezember 2011*

Der Bericht stellt eine Ergänzung zum Report on Shale Gas von 2010 dar. Die vermutete Revolution auf dem Gasmarkt hat sich außerhalb der Grenzen der USA nicht bestätigt. Vielmehr bedarf es einer neuen differenzierten und regionalen Betrachtung, der dieser Bericht Rechnung trägt.



### **Policies for the future: 2011 Assessment of country energy and climate policy**

*November 2011*

Die Publikation widmet sich der Bewertung verschiedener nationaler Energie- und Klimapolitiken, mit dem Ziel, politische Entscheidungen vergleichbar darzustellen sowie Optimierungspotential zu identifizieren. Gleichzeitig trägt diese Analyse zum Verständnis einer erfolgreichen Übertragbarkeit von politischen Entscheidungen auf andere Länder bei.



### **World Energy Insight 2011**

*November 2011*

„World Energy Insight 2011“ ist das offizielle Magazin des WEC, welches in Artikeln, Fallstudien und Interviews mit hochrangigen Experten und Entscheidungsträgern die unterschiedlichen aktuellen Fragen der globalen Energiewirtschaft behandelt.

## 5.2 Ausblick

### Geplante Veranstaltungen

**FOREN 2012 – Central and Eastern Europe Energy Forum**

*17. – 21. Juni 2012, Neptun-Olimp/Rumänien*

**Energie- und Mobilitätstechnologien von morgen**

*25. Juni 2012*

**Energietag 2012**

*11. September, Berlin*

**3. Deutsch-Arabisches Energie Forum**

*11./12. Oktober in Berlin*

**World Energy Outlook 2012**

*November, Berlin*

**WEC Executive Assembly**

*5. – 8. November, Monte Carlo/Monaco*

**WEC Bi-regional Forum North America & Latin America and the Caribbean**

*6./7. Dezember 2013 Cancun/Mexico*

**World Energy Leaders' Summit**

*6. Februar 2013, Neu Delhi/Indien*

**Africa Energy Indaba 2013**

*18. – 21. Februar 2013, Johannesburg/Südafrika*

### Geplante Publikationen

**Bedeutung internationaler Wasserkraftspeicher für die Energiewende**

*September 2012*

**World Energy Countries Policy Assessment 2012**

*November 2012*

**World Energy Issues Monitor 2013**

*Januar 2013*

## 5.3 Gremien des Weltenergieerat – Deutschland

### Präsidium

Jürgen Stotz (Präsident)  
 Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum, RWE AG  
 (Stellvertreter des Präsidenten)  
 Dr. Klaus-Dieter Barbknecht, VNG – Verbundnetz Gas  
 AG (Schatzmeister)  
 Dr. Uwe Franke, BP Europa SE (bis April 2012)  
 Ulrich Gräber, AREVA NP GmbH (bis Dezember 2011)  
 Tuomo J. Hatakka, Vattenfall Europe AG  
 Michael Heiland, DTK  
 Stefan vom Scheidt, Areva NP GmbH (ab Januar 2012)  
 Michael Schmidt, BP Europa SE (ab Mai 2012)  
 Dr. Rainer Seele, Wintershall Holding GmbH  
 Dr. Michael Süß, Siemens AG  
 Dr. Johannes Teysen, E.ON AG  
 (WEC Vice Chair Europe)  
 Hans-Peter Villis, EnBW AG

### Präsidialausschuss

Dr. Bernd-Michael Zinow, EnBW AG (Vorsitzender)  
 Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG  
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE  
 Alexander Jung, Vattenfall Europe AG  
 Dr. Peter Heinacher, RWE AG  
 Bernhard Kaltefleiter, VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Dr. Guido Knott, E.ON AG  
 Marina Tcharnetsky, Wintershall Holding GmbH  
 Mathias Schuch, AREVA NP GmbH

### Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)  
 Nicole Kaim  
 Klaus-Peter Kreß  
 Alexander Zafiriou (bis April 2012)

---

### Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)  
 Dr. Rainer J. Abbenseth  
 Dr. Harald Andrulleit, BGR  
 Hans Georg Buttermann, EEFA  
 Dr. Werner Bledau, Vattenfall Europe AG  
 Martin Czakainski, ETV GmbH  
 Paul-Georg Garmer, BDEW e.V.  
 Daniel Genz, Vattenfall Europe AG  
 Enno Harks, BP Europa SE  
 Dr. Jörg Jasper, EnBW AG  
 Karl Krüger, VNG – Verbundnetz Gas AG

Dr. René Lüddecke, EWE AG  
 Christian Meyer zu Schwabedissen, AREVA NP GmbH  
 Werner Nowak, E.ON Ruhrgas AG  
 Dr. Peter Klüsener, Siemens AG  
 Janik Reitel, Bosch Solar Energy AG  
 Dr. Eberhard von Rottenburg, BDI e.V.  
 Dr. Ulrike Schneider, Robert Bosch GmbH  
 Dr. Stefan Ulreich, E.ON AG  
 Dr. Martin Wedig, GVSt e.V.  
 Alexander Zafiriou, E.ON AG

---

### Young Energy Professionals (YEP)

Katharina Bloemer, Vattenfall Europe AG  
 Tanja Braun, Hitachi Power Europe GmbH  
 Liisa Clemens, Hitachi Power Europe GmbH  
 Marc Eisenreich, TU Darmstadt  
 Kerstin Engel, GEWI AG  
 Stephanie Flinth, VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Moritz Frahm, Stadtwerke München  
 Stefanie Gunst, VNG – Verbundnetz Gas AG

Margit Hagemeyer, Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG  
 Matthias Hermann  
 Christine Heinrich, Marquard & Bahls AG  
 Jörn Higgen, E.ON Energy Trading SE  
 Mareike Huster, Vattenfall Europe AG  
 Marcel Ketterer, EnBW Trading GmbH  
 Markus Mindt, AREVA NP GmbH  
 Matthias Müller, Siemens AG

Tobias Noack, Horváth & Partner GmbH  
 Annina Ogrizek, Stobbe Nymoen & Partner consult GbR  
 Martin Pinkpank, Lahmeyer International GmbH  
 Sebastian Rehfeldt, Hitachi Power Europe GmbH  
 Alexander Ribbentrop, REpower Systems AG

Ingmar Schaaf, RWE Supply & Trading GmbH  
 Chris Schmelter, Vattenfall Europe Distribution GmbH  
 Laura Schütte, Vattenfall Europe AG  
 Armin Schwab, Voith Hydro GmbH & Co KG  
 Martin Stiegler, Siemens Energy Inc. (USA)

---

### Mitglieder Weltenergierrat – Deutschland

Anwaltssozietät Freshfields Bruckhaus Deringer  
 AREVA NP GmbH  
 Autobahn Tank & Rast Holding GmbH  
 Babcock Borsig Service GmbH  
 BDEW Bundesverband der Energie- und  
 Wasserwirtschaft e.V.  
 BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und  
 Rohstoffe  
 BNL Clean Energy GmbH  
 BP Europa SE  
 DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.  
 Deutsches ITER Industrie Forum e.V. (DIIF)  
 Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)  
 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.  
 Deutsches Atomforum e.V.  
 Deutsches TalsperrenKomitee e.V.  
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
 Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH  
 E.ON AG  
 Ernst & Young AG  
 EWE AG  
 Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und  
 Rohrleitungsbau e.V.  
 Forschungszentrum Jülich GmbH  
 Gas-Union GmbH  
 GVSt Gesamtverband Steinkohle e.V.  
 GETAC GmbH  
 Heitkamp Ingenieur-und Kraftwerksbau GmbH

Hitachi Power Europe GmbH  
 Horváth & Partner GmbH  
 KPMG AG  
 Lahmeyer International GmbH  
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH  
 Marquard & Bahls AG  
 N-Ergie AG  
 Nordex AG  
 Oliver Wyman AG  
 PricewaterhouseCoopers AG  
 RheinEnergie AG  
 Robert Bosch GmbH  
 RWE AG  
 Siemens AG/Sektor Energy  
 TenneT TSO GmbH  
 TÜV Rheinland Holding AG  
 Vattenfall Europe AG  
 VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und  
 Informationstechnik e.V.  
 VDI – Verein Deutscher Ingenieure e.V.  
 VGB PowerTech e.V.  
 VIK Verband der Industriellen Energie- und  
 Kraftwirtschaft e.V.  
 VNG – Verbundnetz Gas AG  
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG  
 WIBERA Wirtschaftsberatung AG  
 Wintershall Holding AG  
 50Hertz-Transmission GmbH



# Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>	<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	EEX	European Energy Exchange
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	EGV	EG-Vertrag (Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft)
Bil.	Milliarden	EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)
BIP	Bruttoinlandsprodukt	EIB	Europäische Investitionsbank
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung	ELIX	European Electricity Index
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Vereinigung der europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber)
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung	ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	EOR	Enhanced Oil Recovery (verbesserte Erdölgewinnung)
Bnetza	Bundesnetzagentur	EP	Europäisches Parlament
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz	EPEX	European Power Exchange Spot SE
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO <sub>2</sub> )	ERGEG	European Regulator's Group for Electricity and Gas (Vereinigung europäischer Regulatoren)
CDM	Clean Development Mechanism	ETS	European Emission Trading System
CEO	Chief Executive Officer	EUA	European Union Allowances (EU-Emissionsrechte)
CH <sub>4</sub>	Methan	EU-15	Mitgliedstaaten der Europäischen Union (vor der 1. Erweiterung 2004)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid	EU-27	Mitgliedstaaten der Europäischen Union (Stand 2007)
CO <sub>2</sub> -eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent	F&E	Forschung und Entwicklung
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention	FKW	Perflourierter Kohlenwasserstoff
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermische Anlage)	GDP	Gross Domestic Product (Bruttoinlandsprodukt)
CPRS	Carbon Pollution Reduction Scheme	GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
CPS	Current-Policy-Scenario	GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
CRE	Commission de régulation de l'énergie	GVSt	Gesamtverband Steinkohle e.V.
ct	Eurocent	GW	Gigawatt
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein	IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
dena	Deutsche Energie-Agentur	GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
DERA	Deutsche Rohstoffagentur	GW	Gigawatt
DII	DESERTEC Industrial Initiative	H-FKW	Teilhaalogenierter Flourkohlenwasserstoff
DUH	Deutsche Umwelthilfe	HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
EDM	Energiedatenmanagement	IEA	Internationale Energieagentur
EDV	Elektronische Datenverarbeitung		
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis – Institute		
EED	Energy Efficiency Directive		
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz		
EEPR	European Energy Programme for Recovery		
EEV	Endenergieverbrauch		

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>	<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Anlagen mit integrierter Kohlevergasung)	OTC	over the counter (bilaterale Geschäfte, die außerbörslich stattfinden, ggf. über die Börse abgewickelt werden können.)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	PCI	Projects of common interest
ISO	Independent System Operator (unabhängiger Verteilnetzbetreiber)	PEV	Primärenergieverbrauch
ITO	Independent Transmission Operator (unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber)	PV	Photovoltaik
JI	Joint Implementation	ppm	parts per million
kcal	Kilokalorien	PPP	Purchasing Power Parity (Kaufkraftparität)
KMU	Kleinere und mittlere Unternehmen	RÖE	Rohöleinheiten
kWh	Kilowattstunde	SET-Plan	Strategieplan für Energietechnologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	SKE	Steinkohleneinheiten
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)	TEC	Transatlantic Economic Council (Transatlantischer Wirtschaftsrat)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry	THG	Treibhausgas
m <sup>2</sup> /a	Quadratmeter Nutzfläche	TWh	Terrawattstunde
MENA	Middle East and North Africa	UCTE	Union for the Coordination and Transmission of Electricity
Mio.	Millionen	UN	United Nations (Vereinte Nationen)
Mrd.	Milliarden	UNEP	United Nations Environmental Program (Umweltprogramm der Vereinten Nationen)
MW	Megawatt	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz	USA	United States of America
NAP	Nationaler Allokationsplan beim EU-Emissionsrechtehandel	USD	US-Dollar
N <sub>2</sub> O	Distickstoffoxid	VAE	Vereinigte Arabische Emirate
NGO	Non-Governmental Organisation	VO	Verordnung der Europäischen Union
NPS	New-Policy-Scenario	VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
NRA	National Regulatory Authority (Nationale Regulierungsbehörden der EU Mitgliedstaaten)	WEC	World Energy Council
OE	Öläquivalent	WEO	World Energy Outlook
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	WTO	World Trade Organization
OME	Other Major Economies (Große Nicht-OECD Volkswirtschaften, z. B.: Brasilien, China, Mittlerer Osten, Russland, Südafrika)		
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)		

# Energieeinheiten

Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

\* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo = k =  $10^3$  = Tausend

Mega = M =  $10^6$  = Million

Giga = G =  $10^9$  = Milliarde

Tera = T =  $10^{12}$  = Billion

Peta = P =  $10^{15}$  = Billionarde









WORLD ENERGY COUNCIL  
Weltenergieerat - Deutschland

Herausgeber:

Weltenergieerat – Deutschland e.V.  
Gertraudenstr. 20 · 10178 Berlin  
Tel: +49 (0)30/20616750  
E-Mail: [info@weltenergieerat.de](mailto:info@weltenergieerat.de)

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org) · [www.weltenergieerat.de](http://www.weltenergieerat.de)

Schutzgebühr: 18,- €

