

Hobohm, Jens

**Research Report**

## Mehr Erdgas für den Klimaschutz? Chancen und Risiken einer erweiterten Gasstrategie für die europäische Energieversorgung

SWP-Studie, No. S 32/2008

**Provided in Cooperation with:**

Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), German Institute for International and Security Affairs, Berlin

*Suggested Citation:* Hobohm, Jens (2008) : Mehr Erdgas für den Klimaschutz? Chancen und Risiken einer erweiterten Gasstrategie für die europäische Energieversorgung, SWP-Studie, No. S 32/2008, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/252690>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

## **SWP-Studie**

Stiftung Wissenschaft und Politik  
Deutsches Institut für Internationale  
Politik und Sicherheit

*Jens Hobohm*

# **Mehr Erdgas für den Klimaschutz?**

Chancen und Risiken einer  
erweiterten Gasstrategie für die  
europäische Energieversorgung

S 32  
November 2008  
Berlin

**Alle Rechte vorbehalten.**

Abdruck oder vergleichbare  
Verwendung von Arbeiten  
der Stiftung Wissenschaft  
und Politik ist auch in Aus-  
zügen nur mit vorheriger  
schriftlicher Genehmigung  
gestattet.

Die Studie gibt ausschließ-  
lich die persönliche Auf-  
fassung des Autors wieder

© Stiftung Wissenschaft und  
Politik, 2008

**SWP**

Stiftung Wissenschaft und  
Politik  
Deutsches Institut für  
Internationale Politik und  
Sicherheit

Ludwigkirchplatz 3-4  
10719 Berlin  
Telefon +49 30 880 07-0  
Fax +49 30 880 07-100  
[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)  
[swp@swp-berlin.org](mailto:swp@swp-berlin.org)

ISSN 1611-6372

# Inhalt

5	<b>Problemstellung und Empfehlungen</b>
7	<b>Herausforderung Klimaschutz und die fossilen Energieträger</b>
8	<b>Die Potentiale von Erdgas für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa</b>
8	Potentiale im Kraftwerkssektor
10	Potentiale in den Wärmemärkten
10	Potentiale im Transportsektor
12	<b>Energiepolitische Bewertung einer erweiterten Erdgasstrategie</b>
12	Nachhaltigkeit
13	Versorgungssicherheit und Energiesicherheit
21	Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung
24	Zusammenfassung der energiepolitischen Bewertung
25	<b>Handlungsoptionen europäischer Energiepolitik</b>
25	Rahmenbedingungen einer Erdgasstrategie
26	Nachfrageseitige Optionen
26	<i>Wärmemärkte</i>
27	<i>Transportsektor</i>
29	<i>Die Rolle der Energieeffizienz</i>
31	Angebotsseitige Optionen
31	<i>Pipeline-Infrastruktur und neue Lieferanten</i>
33	<i>Liquefied Natural Gas (LNG)</i>
35	<i>Biogas</i>
36	<i>Erdgasspeicherung</i>
37	Gasbilanz 2030 und Fazit
39	<b>Abkürzungen und Glossar</b>

*Jens Hobohm ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der  
Forschungsgruppe Globale Fragen*

**Mehr Erdgas für den Klimaschutz?  
Chancen und Risiken einer erweiterten Gasstrategie  
für die europäische Energieversorgung**

Die europäische Energieversorgung wird sich noch auf absehbare Zeit auf fossile Energieträger stützen. Ein Weg, um deren Klimaverträglichkeit zu verbessern, könnte die Erhöhung des Anteils kohlenstoffarmer Energiequellen sein. Insbesondere Erdgas hat das Potential, in signifikantem Umfang zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen: Die in dieser Studie vorgeschlagenen Maßnahmen zu einer gesteigerten Verwendung von Erdgas würden langfristig europaweit zu einer Vermeidung von circa 85 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Aber kann Europa eine solche Strategie verfolgen, ohne die Versorgungsrisiken zu erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung zu gefährden?

Die vorliegende Studie zeigt, wie eine »erweiterte Erdgasstrategie« aussehen könnte, und bewertet diese unter energiepolitischen Gesichtspunkten. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass die Ausweitung des Erdgasanteils energiepolitisch zu verantworten ist und einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten kann, den die EU nicht ungenutzt lassen sollte. Mindestens 20 Prozent des Heizöls, 15 Prozent der Festbrennstoffe in den Wärmemärkten und 25 Prozent der europäischen Fahrzeugflotte (»Transportsektor«) sollten auf Erdgas umgestellt werden. Eine deutliche Ausweitung der Stromerzeugung aus Erdgas kann hingegen nicht befürwortet werden. Bei der Umsetzung der hier empfohlenen europäischen Gasstrategie sollte die EU vor allem die folgenden fünf Aspekte berücksichtigen:

- ▶ Begleitend zu den Maßnahmen zur Erhöhung der Nachfrage nach Erdgas ist die Effizienz der europäischen Energieverwendung insgesamt mindestens in dem von der EU angestrebten Umfang (20% gegenüber Baseline) zu verbessern. Die Bedeutung dieser sicheren, nachhaltigen und weitgehend wirtschaftlichen »Energiequelle« wird immer noch unterschätzt.
- ▶ Angesichts der in Europa rückläufigen Eigenförderung von Erdgas wird es immer wichtiger, dass sich die EU den Zugang zu neuen Gasquellen über Pipelines sichert. Europa sollte am Nabucco-Projekt festhalten und neben den zentralasiatischen Gasquellen noch andere Bezugsoptionen prüfen (z.B. Irak, Iran).

- ▶ Der Erwerb von Flüssiggas (LNG) vergrößert die Diversität der Lieferbeziehungen und verschafft Zugang zu den weltweiten Gasmärkten, wird aber auch die Gaspreisvolatilität erhöhen und zu Angleichungseffekten mit höherpreisigen Gasmärkten führen. Dennoch sollte Europa die zum Bezug von LNG erforderliche Infrastruktur ausbauen, möglichst auch an einem Standort in Deutschland und/oder Polen.
- ▶ Biogas ist eine Energiequelle, die bei einer großflächigen Direkteinspeisung in die Erdgasnetze dazu beitragen kann, die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Gasverwendung weiter zu verringern, die Importabhängigkeit zu reduzieren und die vorhandenen Landflächen effektiv zu nutzen. Seine potentiellen Kapazitäten liegen europaweit mindestens im Bereich der Jahresleistung einer großen Gaspipeline wie Nabucco. Europa sollte die Biomasse-Förderung neu ausrichten und in diesem Zusammenhang stärker auf Biogas setzen.
- ▶ Die Untertage-Speicherung von Erdgas ist ein adäquates Mittel gegen Versorgungsunterbrechungen. Europas Gaswirtschaft ist auch ohne politische Vorgaben bereits auf dem Weg, die kommerziellen Speicherkapazitäten von heute 17 Prozent auf 26 Prozent des europäischen Gasbedarfs auszuweiten. Darüber hinausgehende strategische Speicher bedürfen einer sorgfältigen Kosten-Nutzen-Analyse und eines effektiven Mechanismus zur Bereitstellung von Gasreserven im Krisenfall im Sinne der Energiesolidarität. In einigen Ländern besteht allerdings noch ein Defizit an Speichermöglichkeiten.

Insgesamt ist eine erweiterte Gasstrategie in den Bereichen Wärmemärkte und Transport klar zu befürworten. Die EU muss dabei die genannten Aufgabengebiete im Blick behalten: Steigerung der Effizienz der Energieverwendung, Konstruktion neuer Pipelines, Erhöhung des Anteils von Flüssiggas und Biogas und Ausbau der Kapazitäten der Erdgasspeicherung. Die Kombination dieser Maßnahmen wird die Sicherheit der europäischen Gasversorgung erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung nicht beeinträchtigen.

# Herausforderung Klimaschutz und die fossilen Energieträger

Die Europäische Union hat sich durch Beschluss des Europäischen Rates im März 2007 darauf festgelegt, die Emissionen an Treibhausgasen (THG) bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu verringern. Unter der Bedingung dass eine internationale Vereinbarung zum Klimaschutz<sup>1</sup> zustande kommt, will sich die EU sogar zu einer 30-prozentigen Reduktion der Treibhausgase verpflichten. Im Jahr 2005 lagen die Treibhausgasemissionen allerdings erst rund 8 Prozent unter denen des Jahres 1990. Die EU hat also noch einen langen Weg vor sich, wenn sie die selbstgesteckten Ziele im Hinblick auf den Klimaschutz erreichen will.

Unter den Treibhausgasen hat Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) mit 82 Prozent (gemessen an den CO<sub>2</sub>-Äquivalenten des Jahres 2005) den weitaus größten Anteil. Die meisten CO<sub>2</sub>-Emissionen (93%) wiederum entstehen bei der Umwandlung und Verwendung von Energie. Somit verursachen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen 76 Prozent der europäischen Treibhausgase. Folglich liegt es auf der Hand, dass Strategien zur Vermeidung von Treibhausgasen von höchster Bedeutung sind für das Erreichen der anspruchsvollen Zielsetzungen der EU. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der EU-27 lagen im Jahr 1990 bei 4109 Megatonnen (Mt) und im Jahr 2005 noch bei 3973 Mt. In der Energieverwendung wurde also erst ein Rückgang um 3,3 Prozent erzielt. Soll das Ziel der 20- bzw. 30-prozentigen Verringerung auch bei den energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden, verbleibt ab 2005 noch eine Reduktionsverpflichtung von 685 Mt bzw. 1096 Mt, falls eine internationale Vereinbarung zum Klimaschutz, zum Beispiel im Rahmen eines Kyoto-Folgeabkommens, zustande kommt.<sup>2</sup>

Die verschiedenen Möglichkeiten zur Senkung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen lassen sich unter

dem Begriff »Dekarbonisierung« zusammenfassen. Hierbei gibt es grundsätzlich vier Vorgehensweisen:

1. Reduzierung des Energiebedarfs, zum Beispiel durch Effizienzsteigerung;
2. Steigerung des Anteils (nahezu) CO<sub>2</sub>-freier Energieträger am Energiemix. Hierzu zählen Kernenergie und erneuerbare Energien;
3. Abscheidung des CO<sub>2</sub> während der Energiewandlung und dauerhafte Einlagerung des Absorptionsprodukts (Carbon Capture and Storage, CCS);
4. Substituierung von Energieträgern mit hoher durch solche mit geringerer CO<sub>2</sub>-Intensität (z.B. Kohle durch Gas).

Die beiden erstgenannten Strategien zur Dekarbonisierung, die Steigerung der Energieeffizienz und die Verwendung kohlenstofffreier (insbesondere erneuerbarer) Energieträger, werden in den kommenden Dekaden beachtliche Fortschritte machen. Jedoch gehen selbst sehr ambitionierte Szenarien nicht davon aus, dass die Dominanz der fossilen Energieträger in diesem Zeitraum gebrochen werden kann. Folglich sind in den nächsten Jahrzehnten auch Strategien gefragt, die auf die fossilen Energieträger selbst zielen, ohne dass der notwendige Wandel hin zu einer kohlenstofffreien Energieversorgung dabei aus dem Blick verloren würde. Unter den vier Möglichkeiten zur Dekarbonisierung sind dies die beiden letztgenannten.

Bei CCS gibt es noch eine Reihe von technischen, politischen und ökonomischen Problemen zu lösen, so dass diese Methode im kommerziellen Maßstab bis etwa 2020 nicht zur Verfügung stehen wird. Zudem kommt CCS aus heutiger Sicht nur in der großtechnischen Anwendung (z.B. in Kraftwerken) in Frage. Demgegenüber könnten CO<sub>2</sub>-arme fossile Energieträger, vor allem Erdgas, schon in absehbarer Zeit verstärkt eingesetzt werden, um die Emissionen zu reduzieren. Bei dieser Option setzt die vorliegende Studie an. Im Zentrum steht die Frage, welchen Beitrag die vermehrte Verwendung von Erdgas leisten kann, um die europäischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsziele zu erreichen, und was die europäische Energiepolitik tun sollte, um diesen Beitrag zu realisieren, ohne dass die anderen energiepolitischen Ziele (Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit) darunter leiden.

<sup>1</sup> Weitere Bedingung ist, dass sich andere Industrieländer »zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer zu einem ihren Verantwortlichkeiten und jeweiligen Fähigkeiten angemessenen Beitrag verpflichten.«

<sup>2</sup> Alle Emissionsdaten für 1990 und 2005 in diesem Absatz entstammen der Webpräsenz der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC), <<http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Setup.do>> (eingesehen am 9.4.2008).



## Die Potentiale von Erdgas für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa

Erdgas hatte im Jahr 2006 einen Anteil von 24 Prozent am gesamten Primärenergieverbrauch der EU-27. Es wird vor allem (zu ca. 71%) zur Erzeugung von Heiz- und Prozesswärme in Wohngebäuden und in der Industrie eingesetzt. Etwa 29 Prozent des in Europa verwendeten Erdgases wird in der zentralen Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft- und Heizwerken verfeuert. Erdgas als Kraftstoff macht hingegen heute erst circa 0,1 Prozent des gesamten europäischen Gasbedarfs aus.<sup>3</sup>

In den Mitgliedstaaten der EU hat Erdgas einen sehr unterschiedlichen Stellenwert: Der Anteil, den Erdgas an der Primärenergieversorgung einnimmt, schwankt zwischen 0 Prozent (Malta, Zypern) und 49 Prozent (Niederlande). Manche Mitgliedstaaten wie Finnland, Griechenland und Portugal setzen circa zwei Drittel des Gases in der Stromerzeugung ein, in anderen Ländern wie Estland, Frankreich, Polen und der Slowakei spielt Erdgas in der Stromerzeugung nur eine untergeordnete Rolle. Lediglich in drei EU-Staaten gibt es derzeit nennenswerte Bestände an erdgasbetriebenen Kraftfahrzeugen: Italien (ca. 400 000) und Deutschland (64 000) sind hier führend, Frankreich liegt mit rund 8000 Fahrzeugen bereits weit dahinter zurück.<sup>4</sup>

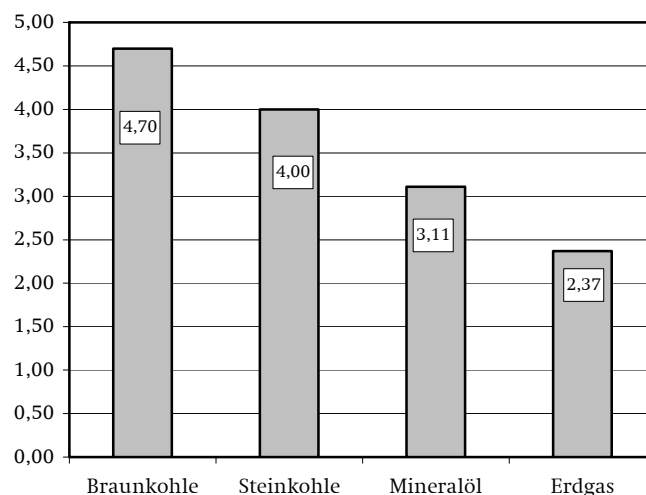
Erdgas emittiert bei der Verbrennung aufgrund seines hohen Wasserstoffanteils vergleichsweise wenig CO<sub>2</sub> (siehe Abbildung 1). Um das Einsparpotential von Erdgas gegenüber Kohle oder Öl präzise zu ermitteln, genügt es jedoch nicht, die Emissionsfaktoren des Brennstoffs einander gegenüberzustellen. Vielmehr wäre ein genauer Vergleich der Emissionen nur möglich, wenn die jeweiligen Nutzungen der Energieträger möglichst konkret beschrieben und mit Methoden wie der Lebenszyklusanalyse, also der umfassenden Bewertung von Emissionen von der Herstellung eines Gutes bis zu dessen Betrieb und Entsorgung, im Hinblick auf ihre Klimarelevanz untersucht würden. Für die Zwecke dieser Studie genügt allerdings eine

<sup>3</sup> Laut Eurostat betrug der Verbrauch an Erdgas im Fahrzeugsektor im Jahr 2005 508 ktoe, das entspricht knapp 0,12% des gesamten europäischen Gasbedarfs.

<sup>4</sup> Über die Bestände in anderen EU-Mitgliedstaaten lagen keine Informationen vor, sie dürften vernachlässigbar sein.

Abschätzung der Einsparpotentiale mit Hilfe eines vereinfachten Verfahrens. Dabei werden im Wesentlichen der Emissionsfaktor und der Nutzungsgrad der jeweils betrachteten Technik im Betrieb (also ohne Herstellung und Entsorgung) für die Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Reduktionspotentiale herangezogen.

**Abbildung 1**  
CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener Brennstoffe  
(in t CO<sub>2</sub> je t Rohöleinheit<sup>5</sup>)



Quelle: Hans-Wilhelm Schiffer, »Deutscher Energiemarkt 2007«, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58 (März 2008) 3, S. 47.

### Potentiale im Kraftwerkssektor

Im Kraftwerkssektor konkurriert Erdgas mit Energieträgern wie Kohle, Kernenergie und Wasserkraft. Welche Stromerzeugungsanlagen mit welchen Energieträgern zum Einsatz kommen, richtet sich im Wesentlichen nach zwei Kriterien:

- Gesetzliche Vorrangregelungen können dazu führen, dass bestimmte Kraftwerke als sogenannte »must-run«-Anlagen betrieben werden. Das heißt, ihr Einsatz richtet sich lediglich nach ihrer technischen Verfügbarkeit und nicht nach ihren jewei-

<sup>5</sup> Eine Tonne Öleinheit (toe) ist die Energiemenge einer bestimmten Sorte Rohöl und entspricht etwa 41,9 Gigajoule.

ligen Grenzkosten: Immer wenn sie Strom anbieten, wird dieser auch abgenommen. Beispiele hierfür sind Anlagen, die mit erneuerbaren Energieträgern operieren, aber auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die aus ökologischen Gründen privilegiert werden.

- ▶ Alle übrigen Anlagen werden im Strommarkt nach ihren sogenannten Grenzkosten eingesetzt, das heißt nach denjenigen Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Produkts entstehen. Aus diesen ergibt sich die »merit order«, die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Anlagen mit sehr niedrigen Grenzkosten kommen zuerst zum Zug (z.B. Laufwasserkraft, Kernenergie, Braunkohle). Sie erreichen 7000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr und mehr und decken so die Grundlast ab.<sup>6</sup> Die Mittellast wird meist von älteren Braunkohlekraftwerken und Steinkohlekraftwerken sowie neueren Gaskraftwerken mit hoher Effizienz (Gas- und Dampfkraftwerke) getragen. Sie erreichen 1000 bis 5000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, in Einzelfällen auch mehr. Die Spitzenlast schließlich wird von Gasturbinen, Pumpspeicherkraftwerken, Ölkraftwerken und anderen Anlagen mit hohen Grenzkosten bereitgestellt.

Entscheidend für die Grenzkosten sind dabei vor allem die Brennstoffkosten, da sie den Hauptanteil der variablen Kosten ausmachen. Hinzu kommen allerdings die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen die variablen Kosten auch erheblich beeinflussen.

Neben den genannten Kriterien spielt noch eine Rolle, ob die Kraftwerke flexibel genug sind, um kurzfristige Lastschwankungen auszugleichen, wofür eigene Marktpreise existieren.

Erdgas steht im Kraftwerkssektor vor allem in Konkurrenz zu Steinkohle, da beide Energieträger in der Mittellast zum Einsatz kommen. Wegen der hohen Öl- und Gaspreise liegen allerdings die Grenzkosten von Gaskraftwerken derzeit erheblich über denen von

<sup>6</sup> Die Begriffe Grundlast, Mittellast, Spitzenlast werden in der Energiewirtschaft für die unterschiedlich intensiven Phasen im Hinblick auf den Stromverbrauch genutzt. Während ganzjährig (also auch nachts und an Feiertagen) eine (Grund-)Last von ca. 30% der maximalen Leistungsnachfrage besteht, steigt die Stromnachfrage tagsüber deutlich an (Mittellast), erreicht gegen Mittag und am frühen Abend Spitzenwerte (Spitzenlast) und fällt zur Nacht hin wieder ab. An Wochenenden und an Feiertagen ergeben sich andere Lastverläufe durch den geringeren industriellen Bedarf. Die Kraftwerke müssen zu jeder Zeit die benötigte Leistung mit ausreichender Sicherheit bereitstellen können.

Kohlekraftwerken. Selbst alte Kohlekraftwerke produzieren zu günstigeren Kosten als neue Gaskraftwerke, es sei denn, dem Kraftwerksbetreiber wäre es noch vor dem starken Anstieg der Ölpreise gelungen, einen sehr günstigen Gaspreis zu vereinbaren. Erst bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen (z.B. über 40 Euro/t) werden Gaskraftwerke wieder wirtschaftlicher als Kohlekraftwerke. Dies hängt aber davon ab, wie groß der Preisunterschied zwischen Kohle und Gas tatsächlich ist.

Wie sind nun vor diesem Hintergrund die Potentiale für Gas in der Stromerzeugung zu beurteilen? Unter der Annahme, dass die Politik die marktwirtschaftlichen Prinzipien der Strommärkte nicht außer Kraft setzen will, sind sie begrenzt. Wo Gas zur Stromerzeugung eingesetzt wurde, war es bis etwa zum Jahr 2005 branchenüblich, Verträge abzuschließen, die Preisgleitformeln mit einer Bindung an die Steinkohlenpreise enthielten, um eine Konkurrenzfähigkeit zwischen den beiden Energieträgern sicherzustellen. Aufgrund der deutlich gestiegenen Öl- und Gaspreise wurden solche Verträge in den letzten Jahren aber nur noch vereinzelt angeboten. Die Konkurrenzfähigkeit von Erdgas in den Strommärkten hat dadurch stark gelitten. Vorstellbar wäre, mit Russland oder einem anderen Lieferland auf höchster politischer Ebene eine Partnerschaft zu vereinbaren, die sich auch auf Lieferungen von Erdgas für Stromerzeugungszwecke bezieht.

Ein anderer Weg wäre ein Eingriff in die marktwirtschaftliche Struktur der Stromerzeugung. Die Politik könnte dem Erdgas mit noch näher zu definierenden Instrumenten in der Stromerzeugung einen bestimmten Anteil verschaffen. Denkbar wäre etwa eine Regelung ähnlich dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz. Dieses garantiert den erneuerbaren Energien den Vorrang bei der Stromerzeugung und legt wirtschaftlich auskömmliche Einspeisetarife für diese fest. Ein solches Gesetz läge aber in der Verantwortung der einzelnen Mitgliedstaaten. Die europäischen Institutionen haben sich immer wieder dafür ausgesprochen, dass jedes Land die Entscheidungen über seinen Energiemix selbst trifft.

Sobald die Technik der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) verfügbar wird, dürften Kohlekraftwerke ein größeres CO<sub>2</sub>-Einsparpotential aufweisen als Erdgaskraftwerke ohne CCS: Es wird erwartet, dass Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung

mindestens ein Drittel weniger CO<sub>2</sub> ausstoßen als gasbetriebene Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerke ohne CCS.<sup>7</sup>

Vor diesem Hintergrund muss das Potential eines zusätzlichen Einsatzes von Erdgas in der Stromerzeugung wohl als begrenzt gelten. In erster Näherung kann es wie folgt quantifiziert werden:

Im Jahr 2005 wurden etwa 236,7 Mtoe Festbrennstoffe in der Stromerzeugung Europas eingesetzt. Der Gaseinsatz in der Stromerzeugung lag bei 126,9 Mtoe. Würden 20 Prozent der Festbrennstoffe (und hier wird vereinfachend von Steinkohle ausgegangen) durch Erdgas ersetzt, so sanken die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 106 Mt und der Erdgasbedarf stiege im Kraftwerkssektor allein durch diese Maßnahme um etwa 28 Prozent auf 161,9 Mtoe an.<sup>8</sup>

## Potentiale in den Wärmemärkten

Seit die meisten europäischen Länder in weiten Teilen mit Gas versorgt werden, konkurriert Erdgas in den Wärmemärkten mit Energieträgern wie Heizöl, Kohle, anderen Festbrennstoffen oder Strom. In Westeuropa ist Erdgas heute vor allem eine Alternative zu Öl oder anderen national bedeutsamen Energieträgern. In Osteuropa und dem östlichen Teil Deutschlands gab es und gibt es zum Teil bis heute erhebliche Bestände an Kohleheizungen. Gerade in den ärmeren Bevölkerungsschichten ist Kohle ein akzeptierter, da günstiger Energieträger.

Der Einsatz von Erdgas in den Wärmemärkten ist entscheidend von der Verfügbarkeit eines Leitungsnetzes und der jeweiligen regionalen Konkurrenzfähigkeit von Gas abhängig. Eine beliebige Steigerung der Penetrationsrate von Gas ist somit nicht möglich. Durch die Gasnetzregulierung sind den Ausbaumöglichkeiten nämlich enge Grenzen gesetzt. Da die Regulierung den Kostendruck der Gasnetzbetreiber erhöht, orientiert sich die Entscheidung über die Realisierung von Ausbaumaßnahmen an deren Wirtschaftlichkeit. Das führt dazu, dass dünn besiedelte

<sup>7</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.), *RECCS Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)*, Wuppertal 2007, S. 19.

<sup>8</sup> Ausgegangen wurde von einem Nutzungsgrad von 37% bei den zu ersetzenden Steinkohlekraftwerken und 50% bei den neu zu errichtenden oder bestehenden Gaskraftwerken. Die verwendeten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren beziehen sich nur auf den Brennstoff: 4,0 kg CO<sub>2</sub>/kg oe (=Öleinheiten) Brennstoff bei Steinkohle und 2,37 kg CO<sub>2</sub>/kg oe Brennstoff bei Gas.

Regionen nicht mehr mit Gasnetzen erschlossen werden, da die Erschließungsmaßnahmen dort nicht profitabel sind. Deshalb sind die Ausbaupotentiale für Gas in den Wärmemärkten ebenfalls vorsichtig zu beurteilen.

Um die Einsparpotentiale abzuschätzen, können folgende Annahmen herangezogen werden: Gas-Brennwertheizungen nutzen den Brennstoff – bezogen auf den oberen Heizwert – zu circa 98 Prozent aus, da sie auch die Kondensationswärme des Abgases verwerten. Der Nutzungsgrad von Ölheizungen mit Brennwerttechnik liegt geringfügig unter dem von Gasheizungen, der von Kohlezentralheizungen wird im Vergleich dazu mit etwa 70–75 Prozent, der von Kohle-Einzelöfen mit 65 Prozent veranschlagt.<sup>9</sup> Dank des besseren Emissionsfaktors (vgl. Abbildung 1) sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Erdgasheizung um etwa ein Viertel niedriger als die einer vergleichbaren Ölheizung. Gegenüber Kohle sind die Einsparungen wegen des schlechteren Nutzungsgrads dieses Brennstoffs bei gleicher Heizleistung noch größer.

Europaweit (EU-27) wurden im Jahr 2005 52,7 Mtoe Festbrennstoffe und 148 Mtoe Öl für Heiz- und Prozesswärmezwecke eingesetzt. Geht man davon aus, dass es gelänge, 15 Prozent der Festbrennstoffe (hier wieder vereinfachend mit Kohle gleichgesetzt) und 20 Prozent des Öls durch Erdgas zu ersetzen, so ergäbe sich ein zusätzlicher Gasbedarf in den Wärmemärkten von 33 Mtoe (+12%) und eine Reduzierung der direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 46 Mt.

## Potentiale im Transportsektor

Die Berechnung des Potentials zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung, das durch den zusätzlichen Einsatz von Erdgas im Transportsektor ausgeschöpft werden könnte, erfordert eine etwas genauere Analyse. Der Grund hierfür ist der technologische Vorsprung, über den Fahrzeuge mit Antriebssystemen auf der Basis herkömmlicher Flüssigtreibstoffe gegenüber Erdgasfahrzeugen verfügen. Hinzu kommt, dass bisher alle erdgasgetriebenen Fahrzeuge mit Ottomotor arbeiten, der nicht so effizient ist wie der Dieselantrieb. Wie bereits oben erwähnt, spielt Erdgas im europäischen Fahrzeugsektor bisher nur eine Nischenrolle. Lediglich Italien besitzt bereits eine relativ hohe Zahl von

<sup>9</sup> Vgl. EWI/Prognos, *Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage – Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030*, Köln/Basel 2006, S. 42.

Erdgasfahrzeugen, in Deutschland hat der Bestand an erdgasgetriebenen Fahrzeugen trotz beachtlicher Steigerungsraten in den letzten Jahren die Promillegrenze noch nicht überschritten.<sup>10</sup> Somit sind Lernkurveneffekte mit entsprechenden Auswirkungen auf die Kosten und die technische Reife erdgasgetriebener Motoren noch nicht im gleichen Maß eingetreten wie bei benzin- und dieselgetriebenen Fahrzeugen.

Das Concawe-Projekt<sup>11</sup> hat in umfangreichen Analysen Fahrzeugsysteme in Verbindung mit Treibstoffarten bewertet. Ergebnis dieser Analysen ist, dass heute moderne Diesel-Fahrzeugsysteme hinsichtlich Kraftstoffbedarf und Treibhausgasemissionen Erdgasfahrzeugen teilweise noch überlegen sind.<sup>12</sup> Erst mit den noch zu erwartenden Effizienzverbesserungen bei den Erdgasmotoren »überholen« die Erdgasfahrzeuge die Fahrzeugsysteme mit Dieselantrieb in den genannten Kategorien. Aus diesem Grund wird der Vorsprung der Erdgasfahrzeuge in puncto Kohlendioxidemissionen in dieser Untersuchung lediglich mit 15 Prozent taxiert (obwohl der Vergleich der Emissionsfaktoren von Öl und Gas um 24 Prozent niedrigere Emissionen nahe legt).<sup>13</sup>

Wird nun davon ausgegangen, dass 25 Prozent der europäischen Fahrzeugflotte durch Erdgasfahrzeuge ersetzt würden, so ergäben sich ein Erdgasmehrbedarf von 90 Mtoe und eine Einsparung bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen um 39 Mt. Dies entspricht etwa 3,6 Prozent der europäischen Emissionen im Transportsektor.

Insgesamt ließen sich durch den verstärkten Einsatz von Erdgas in der EU-27 in erster Näherung 191 Mt CO<sub>2</sub> einsparen, darunter 106 Mt im Kraftwerkssektor, 46 Mt

in den Wärmemärkten und 39 Mt im Transportsektor. Dies wären immerhin 28 Prozent von den 685 Mt, die nach 2005 zur Erfüllung des 20-Prozent-Ziels eingespart werden müssen. Die folgende Tabelle stellt die Auswirkungen auf Erdgasbedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Überblick dar.

**Tabelle 1**  
**CO<sub>2</sub>-Einsparpotential und Erdgasmehrbedarf durch verstärkten Erdgaseinsatz in der EU-27**

Sektor	CO <sub>2</sub> -Einsparung [Mt]	Erdgasmehrbedarf [Mtoe]
Kraftwerke	106	35
Wärmemärkte	46	33
Transport	39	90
Summe	191	158

Quelle: Eigene Schätzungen und Berechnungen.

Die Aufstellung macht deutlich, dass unter den hier getroffenen Annahmen im Kraftwerksbereich rechnerisch die größten CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale durch eine stärkere Nutzung von Erdgas bestehen. Aber auch in den anderen beiden Einsatzbereichen sind die Sparpotentiale offenbar so attraktiv, dass auch diese Wege zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vertiefend geprüft werden sollten. Es ist allerdings auch erkennbar, dass mit einer solchen Strategie ein erheblicher Erdgasmehrbedarf verbunden wäre. Daher wird im Folgenden zunächst geklärt, ob die Maßnahmen zu einer gesteigerten Verwendung von Erdgas auch aus Sicht der anderen energiepolitischen Ziele vertretbar wären, und anschließend, ob und mit welchen Mitteln sie in die Tat umgesetzt werden könnten.

<sup>10</sup> Am 1.1.2008 waren laut Kraftfahrzeugbundesamt 64 436 erdgasbetriebene Fahrzeuge in Deutschland zugelassen. Dies entspricht einem Anteil von 0,13% an allen zugelassenen Kraftfahrzeugen in Deutschland, siehe <www.kba.de/> (eingesehen am 22.4.2008).

<sup>11</sup> European Council for Automotive Research and Development (EUCAR)/Joint Research Center of the European Commission/Concawe, *Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context*, März 2007 (=Version 2c), <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW> (eingesehen am 14.10.2008).

<sup>12</sup> Eine Auswertung von Herstellerangaben der im ersten Halbjahr 2008 in Deutschland verfügbaren Erdgasfahrzeuge ergab, dass der mittlere direkte CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Fahrzeuge mit Erdgasantrieb bei 153 g/km liegt. Die Vergleichsgruppe derselben Modelle mit optimierten Dieselantrieben wies einen Mittelwert von 148 g/km auf.

<sup>13</sup> Alternative Fuels Contact Group, *Market Development of Alternative Fuels*, Brüssel 2003, S. 2, nennt 13% gegenüber Diesel- und 16% gegenüber Benzinfahrzeugen ab 2010.

# Energiepolitische Bewertung einer erweiterten Erdgasstrategie

Ausgangspunkt der vorliegenden Studie war die Überlegung, dass durch den vermehrten Einsatz von Erdgas in der Energieversorgung CO<sub>2</sub> (und übrigens auch andere Schadstoffemissionen) eingespart und damit ein signifikanter Beitrag zur Erfüllung der europäischen Nachhaltigkeitsziele geleistet werden könnte.<sup>14</sup> In ihrer Energiestrategie hat sich die EU jedoch auf ein energiepolitisches Zieldreieck festgelegt, in dem neben der Nachhaltigkeit auch die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung ihren Platz haben. Auch wenn in der Debatte über die Energiepolitik der EU das Thema Nachhaltigkeit, und dies wiederum mit einer starken Fokussierung auf den Klimaschutz, im Vordergrund steht, hat doch in den Jahren 2007 und besonders 2008 die Diskussion über Versorgungssicherheit größere Bedeutung gewonnen. Ein beständiges Problem sind gleichzeitig die im ersten Halbjahr 2008 auf neue historische Höchststände gestiegenen Öl- und Kraftstoffpreise. Ungeachtet dieser tagespolitischen Konjunkturen nimmt die Energiestrategie keine Schwerpunktsetzung oder Gewichtung der drei Ziele vor. Nachfolgend wird untersucht, ob und wie sich der Vorschlag einer erweiterten Erdgasstrategie mit den anderen beiden energiepolitischen Kernzielen, der »Versorgungssicherheit« und der »Wettbewerbsfähigkeit«, verträgt. Dabei werden die Energieträger Öl, Kohle und Erdgas miteinander verglichen, um beurteilen zu können, wie sich die Erhöhung des Erdgasanteils zu Lasten der anderen beiden Energieträger auf die Erreichbarkeit der energiepolitischen Ziele der EU auswirken würde. Zunächst wird jedoch die Ausgangshypothese, dass eine Erdgasstrategie einen Beitrag zur Erhöhung der Nachhaltigkeit liefern kann, überprüft.

<sup>14</sup> So könnten mit einer stärkeren Verwendung von Erdgas im Fahrzeugsektor erhebliche Einsparungen bei den Stickoxyden (>80%) und bei der Feinstaubbelastung (nahezu 100%) im Verkehr erreicht werden. Die Vorteile von Erdgas bei diesen »klassischen« Luftschadstoffen sind somit weit größer als beim Kohlendioxid, vgl. <[www.umweltbundesamt.de/verkehr/alternative-kraftstoffe/erdgas/lpg1.htm](http://www.umweltbundesamt.de/verkehr/alternative-kraftstoffe/erdgas/lpg1.htm)> (eingesehen am 30.5.2008).

## Nachhaltigkeit

Das Ziel Nachhaltigkeit wird in der Debatte über die richtige Energiepolitik meist mit Umwelt- und Klimaschutz gleichgesetzt. So konzentriert sich die bereits mehrfach zitierte Energiestrategie *Eine Energiepolitik für Europa* auf den drohenden Klimawandel und die Notwendigkeit der Reduktion der Treibhausgasemissionen. Die vorliegende Studie folgt dieser Sichtweise. Sie geht von der Hypothese aus, dass durch den erhöhten Einsatz von Erdgas die Treibhausgasemissionen reduziert werden können.

Im vorigen Kapitel wurde gezeigt, wie hoch die CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale durch vermehrte Erdgasnutzung in den drei untersuchten Sektoren sein könnten. Insgesamt, so das Ergebnis, ließen sich 191 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr durch einen verstärkten Erdgaseinsatz vermeiden. Insofern ist bereits der Nachweis geführt worden, dass die Nachhaltigkeit einer verstärkten Erdgasnutzung im Vergleich mit den Energieträgern Öl und Kohle gegeben ist.

Erdgas hat aber gegenüber Öl und Kohle noch weitere Umweltvorteile: So enthält es keine Aromaten, deutlich weniger Schwefel und ist praktisch staubfrei. Diese Tatsache spielt angesichts der in den letzten Jahren insbesondere in Ballungszentren zu beobachtenden Feinstaubbelastung eine immer größere Rolle. Die Einsparpotentiale von Erdgas gegenüber Öl oder Kohle liegen (prozentual) bei diesen Luftschadstoffen weit über den erreichbaren CO<sub>2</sub>-Einsparungen.

Der Vollständigkeit halber ist an dieser Stelle auch noch ein (theoretischer) Vergleich mit Kohle im Transportsektor durchzuführen, der angesichts fehlender Referenzwerte in Europa nur qualitativ erfolgen kann. Die hohen Preise von Rohöl werden dazu führen, dass in Ländern wie Südafrika, China und den USA das Verfahren der Kohleverflüssigung eingesetzt wird, um synthetische Kraftstoffe zu gewinnen. Die OPEC geht in ihrem *World Oil Outlook 2008* davon aus, dass bis zum Jahr 2030 etwa 1,5 Millionen Barrel pro Tag Öl-äquivalent aus Kohle gewonnen werden.<sup>15</sup> Wegen des ungünstigen CO<sub>2</sub>-Faktors ist der aus Kohle hergestellte Kraftstoff indes wenig umweltverträglich. Zudem

<sup>15</sup> OPEC, *World Oil Outlook 2008*, Wien 2008, S. 86.

enthält Kohle im Vergleich mit Öl und Erdgas auch am meisten Stäube und Schwefel. Zwar könnte eines Tages, sobald diese Technologie ausgereift ist, das CO<sub>2</sub> mittels CCS abgeschieden werden, bis dahin ist die Umweltverträglichkeit petrochemischer Produkte aus Kohle jedoch deutlich schlechter als die von Öl und Gas.

In der nachfolgenden Tabelle ist die Umweltverträglichkeit von Kohle, Öl und Gas je nach ihrer Verwendung im Sinne einer Rangfolge dargestellt. Die Bewertung stützt sich ausschließlich auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Kraftwerkssektor und in den Wärmemärkten ist Erdgas aus Umweltsicht eindeutig überlegen. Im Transportsektor liegen Erdgasfahrzeuge heute noch geringfügig hinter vergleichbaren Spitzenmodellen mit konventionellem Dieselantrieb, bereits in wenigen Jahren ist jedoch zu erwarten, dass auch hier die Verwendung von Erdgas zu deutlichen Umweltvorteilen führt.

**Tabelle 2**  
**Rangfolgen von Öl, Gas und Kohle im**  
**Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit**

	Öl	Gas	Kohle
Kraftwerke	2	1	3
Wärmemärkte	2	1	3
Transportsektor heute	1	2	3
Transportsektor 2010+	2	1	3

Als Fazit der umweltpolitischen Bewertung ist festzuhalten, dass die Verwendung von Erdgas in allen betrachteten Anwendungsbereichen zu einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen könnte. Im Transportsektor käme der Vorteil hinzu, dass die Belastung mit Feinstaub und anderen Luftschadstoffen durch einen erhöhten Einsatz von Erdgas deutlich reduziert würde.

## Versorgungssicherheit und Energiesicherheit

### Energiesicherheit als multidimensionales Konzept.

Zu dem Begriff der »Versorgungssicherheit«, der im Deutschen noch überwiegend verwendet wird,<sup>16</sup> hat sich in jüngerer Zeit, inspiriert durch die Debatte im

angelsächsischen Raum, zunehmend der Begriff »Energiesicherheit« gesellt. Gleichwohl nennt die Energiestrategie der EU als eines ihrer Ziele ausdrücklich noch »security of supply« (Versorgungssicherheit). Der semantische Unterschied zwischen beiden Begriffen lässt sich in etwa wie folgt beschreiben: Während der Akzent bei »Versorgungssicherheit« eher auf dem Aspekt der sicheren Energieverteilung und Verfügbarkeit von Energie beim Endkunden liegt, hat »Energiesicherheit« keine solche Konnotation. »Energiesicherheit« umfasst somit stärker die gesamte Lieferkette inklusive der Rohstoffförderung (»upstream«) und die damit verbundenen außen- und sicherheitspolitischen Aspekte. In vielen Veröffentlichungen werden Versorgungssicherheit und Energiesicherheit synonym verwendet. Im englischsprachigen Raum taucht »energy security« auch als Oberbegriff für die Gesamtheit der energiepolitischen Ziele aus Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit auf.<sup>17</sup> Eine allgemein anerkannte Definition bzw. Abgrenzung der Begriffe gibt es bisher nicht. Die nachfolgende Untersuchung definiert Energiesicherheit/ Versorgungssicherheit als »ununterbrochene Verfügbarkeit von ausreichenden Mengen an Energie angemessener Qualität zu planbaren und bezahlbaren Preisen über einen definierten Zeitraum«.

*Ununterbrochene Verfügbarkeit:* Bereits der erste Begriff dieser Definition zeigt, wie unterschiedlich die Bedürfnisse nach Energiesicherheit und damit auch das Verständnis davon sein können. Während die Energieversorgung von Anlagen der Informationstechnologie nicht einmal für die Dauer von Sekundenbruchteilen unterbrochen werden darf, würde eine solche Unterbrechung im Betrieb einer Waschmaschine eines Privathaushalts wohl kaum negativ wahrgenommen. Stromanwendungen haben grundsätzlich höhere Anforderungen an die sogenannte Unterbrechungsfreiheit der Energieversorgung als Brennstoffanwendungen wie Heizungs- oder Prozesswärmeanlagen, was an der thermischen Trägheit von Gebäuden bzw. Anlagen liegt. Die vorliegende Untersuchung bezieht sich nur auf den Vergleich der Versorgungssicherheit von Öl, Gas und Kohle, also ausschließlich auf Brennstoffe. Sie nimmt dabei überwiegend die Perspektive der Gesamtwirtschaft und nicht die des Individuums ein.

Die Verfügbarkeit von Energieträgern muss differenziert bewertet werden, je nach dem, ob man kurz-,

<sup>16</sup> Vgl. Manuel Frondel/Christoph M. Schmidt, »Die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland: eine empirische Analyse«, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58 (April 2008) 4, S. 8–14.

<sup>17</sup> Vgl. Florian Baumann, *Energy Security as Multidimensional Concept*, München: Centrum für Angewandte Politikforschung, März 2008 (CAP Policy Analysis 1/08).

mittel- oder langfristige Zeiträume betrachtet. Kurzfristige Versorgungsengpässe können vor allem durch Störungen auf den Transportwegen verursacht werden. Mittelfristig ist hingegen eher entscheidend, ob die Kapazitäten in den Förderländern ausreichen, um die benötigten Energiemengen zu gewinnen. Die langfristige Verfügbarkeit von Energieträgern hat hingegen überwiegend eine geologische Dimension und ist an die Frage geknüpft, wie groß die Reserven und Ressourcen der betrachteten Brennstoffe sind. Langfristig relevant ist aber natürlich auch, ob politisch, wirtschaftlich und infrastrukturell Zugang zu diesen Ressourcen besteht.

Eine Möglichkeit, um die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsunterbrechungen zu reduzieren, ist die Entwicklung redundanter und diversifizierter Lieferbeziehungen. Als weitere Kriterien für eine sichere Energieversorgung gelten die politische Stabilität der Lieferländer und die geringe Verletzlichkeit der Transportwege.

*Ausreichende Mengen:* Die benötigte Menge einer Ware ist nach der ökonomischen Theorie nicht starr, sondern korrespondiert mit dem Preis. Die Preiselastizität der Nachfrage gilt im Energiebereich als relativ gering. Generell lösen höhere Preise aber Anpassungsprozesse aus, die vor allem langfristig zu einem niedrigen Verbrauch führen können. Kurz- bis mittelfristig ist die Verbrauchsmenge hingegen relativ stabil, auch wenn die Preise schwanken.

*Angemessene Qualität:* Die physische Qualität der Energieprodukte ist in weiten Teilen der Welt nicht gefährdet, da die Industriestandards für die Endprodukte in hohem Maße vereinheitlicht wurden. Die Industrie kann im Übrigen mit unterschiedlichen Qualitäten umgehen, was am Beispiel der variierenden Erdgasqualitäten in Europa deutlich wird. Ein Beleg für die Bedeutung einer angemessenen Qualität der Energieprodukte ist der Versuch, in Europa steigende Mindestquoten für Biokraftstoffe einzuführen: Das Vorhaben musste zunächst gestoppt werden, als bekannt wurde, dass ältere Fahrzeuge eine Beimischung von Biotreibstoffen nicht verkrafteten.

*Planbare und bezahlbare Preise:* Insbesondere für die Wirtschaft, aber auch für private Verbraucher stellt nicht nur die absolute Höhe der Energiepreise, sondern auch deren Volatilität ein Problem dar. Während sich Unternehmen mit entsprechenden Finanzprodukten gegen die Risiken stark pendelnder Preise absichern können, sind die meisten Endverbraucher den Preisschwankungen der Märkte weitgehend ungeschützt ausgesetzt.

Die Bezahlbarkeit der Preise ist in hohem Maß von dem verfügbaren Einkommen und der Kaufkraft der Konsumenten abhängig und lässt sich nicht einheitlich definieren. Für etwa ein Drittel der Weltbevölkerung ist Energie ein unbezahlbarer Luxus, doch auch in den reicheren Ländern bleibt sozial schwachen Energiekonsumenten bei starken Preissteigerungen nur der Weg in den Konsumverzicht. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen hat in seinem Hauptgutachten zum Thema Armut bereits im Jahr 2004 auf die wachsende sogenannte »Energiearmut« hingewiesen.<sup>18</sup> Auch die Internationale Energieagentur (IEA) hat dieses Thema aufgegriffen und wird es zu einem Schwerpunkt im geplanten *World Energy Outlook 2008* machen.<sup>19</sup>

Das Problem der Bezahlbarkeit der Preise weist Überschneidungen mit dem von der EU proklamierten Ziel »Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung« auf, das im nächsten Kapitel gesondert behandelt wird. Aus diesem Grund wird in der nachfolgenden Bewertung darauf verzichtet, einen eigenen Indikator hierfür zu verwenden.

*Definierter Zeitraum:* Der letztgenannte Aspekt der oben genannten Definition von Energiesicherheit (siehe S. 13), nämlich deren Gebundenheit an einen bestimmten Zeitraum, ist wichtig, da die langfristige Sicherung der Energieversorgung andere Maßnahmen erfordert als der kurzfristige Schutz vor Versorgungsunterbrechungen. Während kurzfristige Störungen der Energieversorgung meist durch technisch-ökonomische Vorkehrungen wie ausreichende Lagerhaltung, Redundanz der technischen Systeme oder Diversität der Lieferbeziehungen begegnet werden kann, lässt sich der langfristige Zugang zu Energieressourcen eher durch Infrastrukturmaßnahmen und weit in die Zukunft gerichtete politische Entscheidungen (Stichwort »Energiewende«) sichern. Hierauf wird weiter unten vertiefend eingegangen.

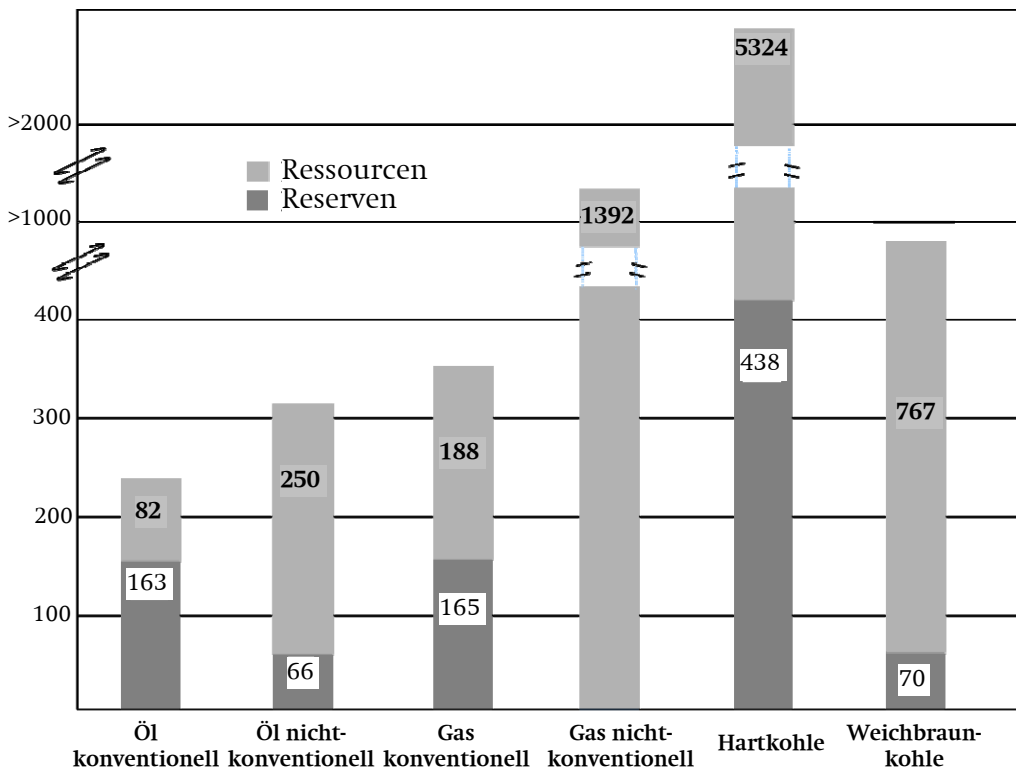
**Bewertung der Energiesicherheit.** Die Bewertung einer erweiterten Erdgasstrategie anhand des dargestellten Konzepts von Energiesicherheit steht vor der Herausforderung, dass die beschriebenen Dimensionen nur teilweise zu operationalisieren sind. Aktuelle Arbeiten, die auf die Messung der Energiesicher-

<sup>18</sup> Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), *Welt im Wandel: Armutsbekämpfung durch Umweltpolitik*, Berlin/Heidelberg 2005, S. 39.

<sup>19</sup> Vgl. International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2008*, Paris (im Erscheinen), <[www.worldenergyoutlook.org/2008.asp](http://www.worldenergyoutlook.org/2008.asp)> (eingesehen am 9.6.2008).

Abbildung 2

Weltweite Reserven und Ressourcen fossiler Energieträger 2006 gemäß Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (in Gigatonnen Öleinheiten, gtoe)



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *Energierohstoffe*,  
[www.bgr.bund.de/cln\\_101/nn\\_322882/DE/Themen/Energie/energie\\_\\_node.html?\\_\\_nnn=true](http://www.bgr.bund.de/cln_101/nn_322882/DE/Themen/Energie/energie__node.html?__nnn=true) (eingesehen am 10.6.2008).

heit bzw. der Verwundbarkeit der Energieversorgung abzielen, verwenden folgende Indizes:

- ▶ Konzentrationsmaße wie den Hirschmann-Herfindahl- oder den Shannon-Wiener-Index bezüglich der Lieferländer;
- ▶ Indizes der politischen Stabilität der Lieferländer, zum Beispiel den Hermes Index;<sup>20</sup>
- ▶ Importquote;
- ▶ Energieintensität<sup>21</sup> bzw. Anteil des Wertes der Energieimporte am Bruttoinlandsprodukt;<sup>22</sup>
- ▶ CO<sub>2</sub>-Intensität des Primärenergiebedarfs;<sup>23</sup>
- ▶ Entfernung zwischen Liefer- und Empfängerland.<sup>24</sup>

<sup>20</sup> Frondel/Schmidt, »Die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland« [wie Fn. 16].

<sup>21</sup> World Energy Council, *Europe's Vulnerability to Energy Crises*, London 2008.

<sup>22</sup> Ebd., S. 8.

<sup>23</sup> Ebd., S. 9.

<sup>24</sup> Chloé Le Coq/Elena Paltseva, *Common Energy Policy in the EU: The Moral Hazard of the Security of External Supply*, Stockholm: Swedish Institute for European Policy Studies, Februar 2008 (SIEPS Report 1/08).

Die Bewertung der Energiesicherheit erfolgt üblicherweise für jedes Land einzeln, da jedes Land über einen eigenen Energiemix und individuelle Lieferstrukturen verfügt. Bewertungen für größere Regionen (z.B. die EU) werden mit Hilfe von gewichteten Mittelwerten gebildet.

Im Folgenden wird die Energiesicherheit unter den Bedingungen einer erweiterten Gasstrategie bewertet, wobei besonderes Augenmerk auf den Vergleich von Öl, Gas und Kohle gelegt wird. Bei der Bewertung geht es nicht darum, das Maß an Energiesicherheit in absoluter Höhe zu messen. Ziel ist es vielmehr, die Wirkung einer auf verstärkten Erdgaseinsatz abzielenden Strategie für die Energiesicherheit in Europa grundsätzlich abzuschätzen.

In der nachfolgenden Darstellung werden die einzelnen Kriterien zum Vergleich der Energiesicherheit von Kohle, Öl und Gas ausführlich diskutiert. Die Ergebnisse sind am Ende des Kapitels (S. 20) in einer Tabelle zusammengefasst.



**Geologische (langfristige) Verfügbarkeit.** Aktuelle Studien über die langfristige (geologische) Verfügbarkeit kommen einheitlich zu dem Ergebnis, dass die Ressourcen an Kohle am weitesten reichen und die von Gas denen von Öl hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit überlegen sind. So nennt die *BP Statistical Review of World Energy* vom Juni 2008 statische Reichweiten (berechnet anhand des Verhältnisses der weltweit heute wirtschaftlich erschließbaren Reserven zur Weltproduktion des Jahres 2007) für konventionelles Erdöl von 41,6 Jahren, für Erdgas von 60,3 Jahren und für Kohle von 133 Jahren. Diese Angaben sind für jedes Land unterschiedlich, je nach individueller Förderung bzw. Ressourcenlage. Werden die nicht-konventionellen Reserven und Ressourcen (z.B. Ölschiefer, Teersande, Gashydrate) in die Kalkulation einbezogen, liegen die Werte vor allem bei Gas und Kohle erheblich höher, wie Abbildung 2 (S. 15) zeigt.

**Mittelfristige Verfügbarkeit der Kapazitäten.** In der aktuellen Diskussion über die Höhe der Ölpreise mehren sich die Stimmen derer, die die sogenannte »Peak Oil«-Theorie vertreten und unter anderem den mittlerweile sieben Jahre währenden Preisanstieg als Beleg für deren Richtigkeit sehen. Diese Theorie besagt, dass nach Erreichen des (weltweiten) Fördermittelpunkts, also des Punkts, an dem die Reserven zu 50 Prozent erschöpft sind, die Fördermenge unweigerlich zurückgeht, da neu erschlossene Ölquellen nicht mehr in der Lage seien, den Rückgang in den bestehenden »Wells« zu kompensieren. In der Tat ging im Jahr 2007 erstmals seit 2002 die Förderung um 0,2 Prozent zurück, obwohl die weltweite Nachfrage weiterhin wuchs. Daraus allerdings bereits eine Trendwende abzuleiten, wäre verfrüht. Andererseits haben im ersten Halbjahr 2008 mehrere renommierte Experten aus Ländern wie Russland und Saudi-Arabien und auch die IEA, die in der Vergangenheit stets eine eher optimistische Erwartung hinsichtlich der Ölförderung hatte, öffentlich Bedenken geäußert, ob die Ölproduktion insbesondere in den nächsten 5 Jahren im erforderlichen Maß gesteigert werden kann. Führende Vertreter der IEA weisen inzwischen in ungewöhnlicher Deutlichkeit darauf hin, dass die Investitionen im Upstream-Bereich in jüngerer Zeit unzureichend waren und sich daher eine Lücke zwischen den notwendigen und den möglichen Fördermengen auftut. Diese Diskussion zeigt, dass unabhängig von der Richtigkeit der Peak-Oil-Theorie die Förderkapazitäten eine entscheidende Größe für die Energiesicherheit sind. Diese Tatsache gilt für alle

Energieträger. Dass es zu Kapazitätsengpässen kommen könnte, wird aber speziell beim Öl erwartet. Die IEA hat weltweit alle neuen Ölförderprojekte im Hinblick auf die dort entstehenden Förderkapazitäten überprüft und kommt zu dem Ergebnis, dass sich zwischen der erwarteten Bedarfsentwicklung und der insgesamt zu erwartenden Förderkapazität bis zum Jahr 2015 eine Lücke von 12,5 Millionen Barrel pro Tag auftun könnte, etwa 15 Prozent des Weltölbedarfs.<sup>25</sup> Auch wenn alle Beteiligten gegen diese Gefahr entschieden vorgehen würden, ist fraglich, ob die Förderkapazitäten künftig noch flexibel genug an den Bedarf angepasst werden können. Wahrscheinlicher ist, dass sich der Bedarf – erzwungenermaßen durch die hohen Preise – an die verfügbaren Kapazitäten anpassen wird. Die globale Finanzkrise, die nach jetziger Einschätzung eine deutliche »Delle« im weltweiten Wirtschaftswachstum hinterlassen wird, dürfte in diesem Punkt allerdings für Entspannung sorgen, was sich auch schon zuletzt in den Ölnotierungen abzeichnete, die sich gegenüber den Höchstständen im Juli 2008 halbiert haben.

Die Rahmenbedingungen der Förderkapazitäten beim Gas sind grundsätzlich sehr ähnlich. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass es aufgrund der Leitungsgebundenheit (noch) keinen Weltmarkt für Erdgas gibt und die Erschließung dieses Energieträgers etwa 20 Jahre nach der von Öl begann. Europa hat hier den Vorteil, dass 80 Prozent der weltweiten Gasreserven weniger als 4500 Kilometern von seinen Grenzen entfernt liegen. Als wichtigste Lieferregionen für den steigenden europäischen Gasbedarf gelten Russland, Nordafrika und der persische Golf. Die von manchen Autoren vermutete russische »Gaslücke« lässt sich bisher nicht plausibel nachweisen. Allenfalls könnte es zu Verzögerungen bei der Erschließung der großen Gasfelder auf der Jamal-Halbinsel sowie des Schtokman-Feldes in der Barentssee kommen.<sup>26</sup> Der russische Gaskonzern *Gazprom* selbst baut derzeit neue Exportkapazitäten in den Westen auf. Auch Algerien und Nigeria können weitere Förderkapazitäten erschließen. Wenn es gelingt, die schwierigen politischen Probleme mit dem Iran zu lösen und die Sicherheitslage im Irak zu verbessern, dürften auch diese beiden Länder, die über große und bisher unterentwickelte

25 »Die Sirenen schrillen«. Gespräch von Astrid Schneider und Fatih Birol«, in: *Internationale Politik*, 14 (April 2008) 4, S. 35.

26 Roland Götz, *Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, August 2007 (SWP-Studie 21/07).

Gasvorräte verfügen, wichtige Partner für Gaslieferungen nach Europa werden. Aktuelle modellgestützte Untersuchungen kommen somit zu dem Ergebnis, dass der wachsende Erdgasbedarf Europas gedeckt werden kann, allerdings zu dem Preis einer wachsenden Abhängigkeit von wenigen Lieferanten.<sup>27</sup>

Die Fördersituation bei Kohle ist generell weniger problematisch als bei Öl und Gas. Die Zahl der Lieferländer ist deutlich höher, da Kohle in vielen Staaten ausreichend vorhanden ist. Dies ist einer der Gründe dafür, dass lediglich etwa 16 Prozent des weltweiten Kohlebedarfs international gehandelt werden. Angesichts steigender Frachtraten und des generell hohen Energiepreinsniveaus sind zuletzt aber auch die Kohlepreise deutlich gestiegen. Vor allem durch den stark gewachsenen Kohlebedarf Chinas sind die Märkte gegenwärtig »short«. Insgesamt hat sich aber nichts an der Einschätzung geändert, dass Kohlekapazitäten in ausreichendem Maß aufgebaut werden können, um den Weltkohlebedarf auch mittel- und langfristig zu decken.

**Importabhängigkeit.** In der Regel werden inländische Ressourcen als sicherer eingeschätzt als aus Drittländern importierte Rohstoffe. Dies hat zum einen damit zu tun, dass der Transportweg einheimischer Ressourcen kürzer und weniger verletzlich ist, zum anderen damit, dass die Abhängigkeit von Dritten generell als Risiko empfunden wird, vor allem wenn es sich um politisch instabile Staaten handelt. Die Störanfälligkeit der Transportwege und die politische Stabilität der Lieferländer werden in gesonderten Indikatoren bewertet, daher beschränkt sich die Messung der Importabhängigkeit auf die Importquote. Diese wird aus der (besser dokumentierten) Eigenförderquote abgeleitet:

Importquote = 1-Eigenförderquote

Es wird angenommen, dass die in der EU geförderten Energieträger auch zu 100 Prozent in der Union verbraucht werden. Diese Vereinfachung ignoriert zwar die Tatsache, dass es in begrenztem Umfang auch Exporte von Energieträgern aus der EU in Nicht-EU-Länder gibt. Der Fehler ist aber zu vernachlässigen, da der Unterschied bei der Importabhängigkeit zwischen den Energieträgern so groß ist, dass das Ergebnis nicht davon beeinflusst wird. Die folgende Tabelle stellt die Importquoten im Überblick dar.

<sup>27</sup> Vgl. David Bothe/Stefan Lochner, »Erdgas für Europa: Die ewiGAS<sub>2008</sub> Prognose«, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 32 (Frühjahr 2008) 1, S. 22-29.

**Tabelle 3**  
**Importquoten der EU-27 nach Energieträgern im Jahr 2007**

	Öl	Gas	Kohle
Importquote	83,9%	60,2%	43,9%

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis des *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, London 2008.

Auf lange Sicht wird sich die Importabhängigkeit bei allen genannten Energieträgern weiter erhöhen, da die europäischen Vorräte zur Neige gehen. Die Rangfolge der drei Energieträger wird sich aber auf absehbare Zeit nicht ändern.

**Politische Stabilität der Lieferländer.** Einen pragmatischen Ansatz zur Messung bzw. Einschätzung der (wirtschafts-)politischen Stabilität verfolgen Manuel Frondel und Christoph M. Schmidt, indem sie die Klassifizierung der *Euler Hermes Kreditversicherungs-AG* heranziehen.<sup>28</sup> Diese Klassifizierung misst das Risiko eines Kreditausfalls bei Geschäften mit einem bestimmten Land und beruht auf der »Country Risk Classification« der OECD. Die Klassifizierung verwendet eine achtstufige Skala von 0 (kein Ausfallrisiko – politisch stabil) bis 7 (höchstes Ausfallrisiko – politisch extrem instabil). Frondel und Schmidt normieren diese Skala auf Werte zwischen 0 (geringes Risiko) und 1 (höchstes Risiko). Die vorliegende Studie greift für die Bewertung der politischen Stabilität ebenfalls auf die so normierte Hermesklassifizierung zurück.

Neben der politischen Stabilität der Lieferanten ist aber ebenso entscheidend, ob es nur wenige oder viele Anbieter gibt und wie die Marktanteile der Lieferanten verteilt sind. Je größer die Zahl der Lieferanten und je gleichmäßiger ihre Marktanteile verteilt sind, desto geringer das Ausfallrisiko. Eines der bekanntesten Konzentrationsmaße ist der Herfindahl-Index. Durch die Quadratur und Aufsummierung der Marktanteile der Lieferanten entsteht ein Maß, dass bei nur einem Anbieter einen Wert von 1,0 liefert, bei mehreren Anbietern aber schnell kleine Werte erreicht, vor allem wenn die Marktanteile nahezu gleich groß sind. Je

<sup>28</sup> Frondel/Schmidt, »Die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland« [wie Fn. 16], S. 11. Zum Zeitpunkt der Abfassung dieser Studie waren die im Artikel zitierten Länder-einstufungen bei drei Ländern, darunter Russland, bereits überholt. Zur aktuellen Einstufung der Länder vgl. <[www.agaportal.de/pages/aga/deckungspolitik/laenderklassifizierung.html#top](http://www.agaportal.de/pages/aga/deckungspolitik/laenderklassifizierung.html#top)> (eingesehen am 27.6.2008).

näher der Herfindahl-Index an 1,0 liegt, desto höher ist das Versorgungsrisiko.

Um die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten und ihre politische Stabilität gleichzeitig zu messen, werden die quadrierten Marktanteile der Lieferländer mit der normierten Risikobewertung nach Hermes multipliziert. Das Ergebnis ist eine Herfindahl-gewichtete Risikobewertung. Diese kann wiederum Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Aufgrund eingeschränkter Datenverfügbarkeit wurden lediglich die Lieferländer in der Berechnung einzeln betrachtet, die zusammen 90 Prozent der Importe bereitstellen. Nur diese sind auch in der folgenden Tabelle 4 dargestellt.

**Tabelle 4**  
**Anteile der wichtigsten Lieferländer an den Energieimporten Europas (in %) und ihre Einstufung gemäß Hermes-Kreditbürgschaften**

	Öl	Gas*	Kohle**	Hermes	normiert
Russland	34,0	39,5	26,0	3	0,43
Norwegen	13,6	28,0		0	0
Libyen	9,0	3,2		6	0,86
Algerien	2,9	15,9		3	0,43
Saudi-Arabien	5,8			2	0,29
Iran	5,2			6	0,86
Südafrika			20,5	3	0,43
Nigeria	2,4	4,7		6	0,86
USA	1,9		9,4	0	0
Kasachstan	4,0			4	0,57
Australien			14,0	0	0
Kolumbien			12,6	4	0,57
Irak	2,7			7	1
Aserbaidschan	2,7			5	0,71
Venezuela	2,0			6	0,86
Indonesien			8,1	5	0,71
Kuwait	1,3			2	0,29
Mexiko	1,3			2	0,29
Angola	1,2			6	0,86
Syrien	1,2			7	1
Katar		2,4		2	0,29
<b>Summe</b>	<b>91,2</b>	<b>93,7</b>	<b>90,7</b>		

Angegeben sind jeweils die Anteile der Länder an den Importen in die EU-27 im Jahr 2007. Die Reihenfolge entspricht der Summe aus Öl, Gas und Kohle

\* Pipelinegas und LNG

\*\* Nur Steinkohle (»Hard coal«)

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis des *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, London 2008, Eurostat und Hermes Kreditversicherungs AG.

Die restlichen Länder wurden zusammengefasst und wie ein Land behandelt.<sup>29</sup> Tabelle 5 stellt die Ergebnisse der Herfindahl-gewichteten Risikobewertung im Überblick dar.

**Tabelle 5**  
**Herfindahl-gewichtete Risikobewertung der Energieimporte der EU-27 nach Energieträgern 2007**

	Öl	Gas	Kohle
Risikobewertung	0,065	0,085	0,068

Quelle: wie Tabelle 4.

Dieses Ergebnis ist in mehrfacher Hinsicht überraschend: Zum einen schneidet Öl nicht wie »gefühl« schlechter ab als Gas, zum anderen stellt sich auch die Risikobewertung der Kohlelieferungen nicht besser dar als die der Ölversorgung, was besonders verwundert. Hierfür gibt es mehrere Gründe. Die Ölversorgung zeichnet sich durch eine relativ große Anzahl von Exportstaaten aus, immerhin 16 Lieferländer deckten 2007 90 Prozent der Importe der EU. Bei der Kohleversorgung sind es hingegen nur 6 Länder, bei der Gasversorgung nur 5, die 90 Prozent der Importe auf sich vereinen. Durch die Herfindahl-Gewichtung sind besonders die Exporteure mit den größten Marktanteilen für die Bewertung relevant. Die wichtigsten Kohlelieferanten, Russland und Südafrika, werden in der Hermes-Klassifizierung aber nur mit 3 (normiert: 0,43) bewertet. Bei Öl und Gas rangiert hingegen das als risikolos eingeschätzte Norwegen an zweiter Stelle. Dies führt zu einer Heraufstufung der Versorgungssicherheit von Öl und Gas. Insgesamt liegen die Energieträger bei dieser Bewertung dicht beieinander, wobei Gas etwas schlechter abschneidet. In einer perspektivischen Betrachtung müsste berücksichtigt werden, dass der Marktanteil Norwegens aufgrund sinkender Fördermengen zurückgehen wird. Damit steigt tendenziell das Risiko der Öl- und Gasversorgung, während das der Kohleversorgung etwa gleichbleiben wird. Künftige Gaslieferungen dürften zunehmend aus Ländern stammen, die heute als politisch instabil eingeschätzt werden. Die politische Entwicklung in den Exportländern ist allerdings nicht vorhersagbar.

**Verletzlichkeit der Lieferwege.** Die Lieferwege der Energieträger Öl und Gas sind zumindest für einen

<sup>29</sup> Als Risikobewertung für dieses fiktive Lieferland »Rest of the World« wurde 0,57 angesetzt, was der Risikobewertung von Ländern wie Kasachstan entspricht.

Teil des Transports vom Bohrloch bis zum Endkonsumenten an Leitungen gebunden. Am stärksten trifft dies auf Erdgas zu – lediglich das verflüssigte Erdgas (LNG) wird in Schiffen zu den Regasifizierungsterminals verbracht, um dann in Leitungssystemen zum Endkunden transportiert zu werden. Bei der Kohle ist das Gegenteil der Fall. Diese wird ausschließlich per Schiff, Eisenbahn oder Lastkraftwagen zu den Verbrauchern, meist Kraftwerken, Stahl- oder Zementwerken, geliefert. Lediglich die Förderbänder in der Braunkohlenverstromung können gewissermaßen als Leitungen angesehen werden, sind aber in der Regel nur wenige Kilometer lang und daher nicht mit den großen »Gasautobahnen« zu vergleichen, die Gas teilweise über mehrere tausend Kilometer nach Europa befördern. Die Ölversorgung erfolgt per Schiff zu den großen Importhäfen Europas, von dort geht es mit Binnenschiffen oder über Pipelines weiter zu den Raffinerien. Transport und Verteilung der Endprodukte erfolgen dann in der Regel über die Straße.

Leitungsgebundene Lieferwege sind verletzlicher als nicht-leitungsgebundene, da Unterbrechungen durch Unfälle, Havarien oder Terroranschläge die gesamte Leitung betreffen. Der Ausfall eines Öltankers, zum Beispiel durch einen Terrorangriff, hätte hingegen keine Folgen für die übrige Lieferkette. Verlaufen die Leitungen durch Drittstaaten, so besteht zusätzlich die Gefahr einer Beeinflussung durch das Transitland, vor allem wenn die Transportpipelines physisch mit dem restlichen Leitungsnetz in dem betreffenden Land verbunden sind.

Schiffswege sind dann gefährdet, wenn ein hohes Transportaufkommen durch Meerengen geleitet werden muss. Zwei hervorstechende Beispiele hierfür sind die Straße von Hormuz im persischen Golf, durch die bereits im Jahr 2004 etwa 30 Prozent der weltweiten Ölexporte verschifft wurden, und die Straße von Malakka zwischen Malaysia und Singapur, die für die asiatischen Verbraucherländer entscheidende Relevanz hat.<sup>30</sup> Die Straße von Hormuz wird wegen ihrer elementaren Bedeutung seit langem durch die US-Marine geschützt.

Die Kohleverschiffung hingegen steht weniger vor derartigen Problemen und wird daher allgemein als unproblematisch angesehen. Von keinem der wichtigsten Lieferländer für Kohle aus muss eine Meerenge

durchschifft werden, die ähnlich verletzlich wäre wie die Straße von Hormuz.

Für die Zwecke dieser Studie genügt diese qualitative Betrachtung. Aus europäischer Sicht sind die Transportwege für Kohle am sichersten, gefolgt von denen für Öl. Am verletzlichsten ist der Gastransport durch Pipelines.

**Angemessenheit der Qualität.** Die physische Qualität der gelieferten Energieträger ist insbesondere für industrielle Kunden, deren Prozesse auf eine bestimmte Brennstoffbeschaffenheit eingestellt sind, von außerordentlichem Belang. Die Materialeigenschaften von Kohle, Öl und Gas schwanken aber durchaus. Meist lässt sich jedoch dadurch eine gewisse Konstanz in der Qualität herstellen, dass die Ressourcen über längere Zeiträume aus einer Lieferregion bezogen werden. Raffinerien, Kraftwerke und industrielle Prozesse können in begrenztem Umfang auf schwankende Beschaffenheiten eingestellt werden. Ein grundsätzlicher Unterschied zwischen den Energieträgern besteht in dieser Beziehung nicht. Der Energieindustrie ist es bei allen dreien gelungen, für den Endverbraucher angemessene Brennstoffqualitäten zur Verfügung zu stellen. Insofern fällt die Bewertung der Energieträger in dieser Hinsicht gleich aus.

**Vorhersagbarkeit der Preise.** Nach der obigen Definition gehört die Planbarkeit der Preise für Energieträger zu einer sicheren Energieversorgung hinzu. Diese Preise werden an den Märkten gebildet. Sie können nicht über eine längere Zeit vorausberechnet werden, weil sie mit Angebot und Nachfrage schwanken. Dabei spielt die physische oder wahrgenommene Versorgungslage ebenso eine Rolle wie die Erwartung, dass es zu Engpässen kommen könnte. Die Volatilität der Energiepreise hat in den letzten Jahren zugenommen. Die Ölpreise als »Leitwährung« der Energiewirtschaft bilden sich unabhängig von den Preisbewegungen anderer Energieträger. Wegen der hohen Austauschbarkeit der Produkte und seiner weltweiten Vernetztheit gilt der Ölmarkt als sehr reaktiv und effizient. Diese Eigenschaften sind aber auch mit ein Grund für die zunehmenden Preisausschläge der letzten Jahre.

Die Gaspreise sind zumindest in weiten Teilen Mitteleuropas kurzfristig besser vorhersagbar als die Ölpreise, da sie auf der Großhandelsebene, also bei der Belieferung von Kraftwerken und industriellen Großverbrauchern, in der Regel an die Ölpreise mit einer zeitlichen Verzögerung von drei bis sechs Monaten gebunden sind. Die Preisbildung erfolgt dergestalt,

<sup>30</sup> Vgl. Enno Harks, *Der globale Ölmarkt, Herausforderungen und Handlungsoptionen für Deutschland*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Mai 2007, S. 22 (SWP-Studie 11/07).

dass zu einem Grundpreis ein variabler Bestandteil hinzukommt, dessen Höhe vom Mittelwert des Ölpreises über einen Zeitraum von etwa drei Monaten abhängt. Somit steht für Gasgroßkunden mit ölgebundenen Kontrakten drei bis sechs Monate vorher fest, welche Preise zu bezahlen sind. Aktuelle Untersuchungen hierzu gehen davon aus, dass sich die Ölpreisbindung lockern, aber nicht völlig verschwinden wird.<sup>31</sup> Durch die Mittelwertbildung schwanken die Gaspreise weit weniger als die Ölpreise. Lediglich an den Gas-Spotmärkten, deren Bedeutung allerdings kontinuierlich zunimmt, sind ähnliche Preisschwankungen zu beobachten wie an den Ölmärkten.

Die Kohlepreise haben sich in der Vergangenheit meist weniger sprunghaft entwickelt als die von Öl und Gas. Dabei blieben sie stets deutlich unterhalb der Preise der fossilen Konkurrenzenergien.<sup>32</sup> Langfristig betrachtet können die Kohlepreise als am stabilsten angesehen werden, auch wenn die kurzfristigen relativen Preisausschläge ähnliche Größenordnungen annehmen können wie bei den Ölpreisen.

**Bezahlbarkeit der Preise.** Es wurde bereits oben darauf hingewiesen, dass sich die Frage der Bezahlbarkeit der Preise teilweise mit dem Problem der Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung überschneidet. Aus diesem Grund wird dieser Aspekt aus der Bewertung der Energiesicherheit ausgeklammert.

Die nachfolgende Tabelle stellt die Ergebnisse der Bewertung der Energiesicherheit im Überblick dar. Die Bewertung basiert teilweise auf absoluten Messgrößen, die aber aus Gründen der Vergleichbarkeit in eine Reihenfolge transferiert wurden: Rang 1 bedeutet, dass der Energieträger bei diesem Kriterium im Vergleich mit den anderen beiden am besten zu bewerten ist. In der Gesamtbewertung wird der Energieträger am günstigsten bewertet, der die niedrigste Summe aus den Rangzahlen aufweist. Eine Gewichtung der Kriterien erfolgt nicht, da alle Kriterien als gleichrangig eingestuft werden.

<sup>31</sup> Clingendael International Energy Programme, *Pricing Natural Gas. The Outlook for the European Market*, Den Haag, Januar 2008, <[www.clingendael.nl/publications/2008/20080100\\_ciep\\_energy\\_pricing.pdf](http://www.clingendael.nl/publications/2008/20080100_ciep_energy_pricing.pdf)>.

<sup>32</sup> Vgl. Hans-Wilhelm Schiffer, *Global Trends in World Coal Markets: Supply, Demand and Perspectives for CCS*, Paper Presented at the ENERDAY – Conference on Energy Economics and Technology, Dresden 11.4.2008, S. 18, <[www.tu-dresden.de/www/leeg/events/enerday/2008/download.html?9,3](http://www.tu-dresden.de/www/leeg/events/enerday/2008/download.html?9,3)> (eingesehen am 22.6.2008).

**Tabelle 6**  
**Vergleichende Bewertung (Rang) von Öl, Gas und Kohle im Hinblick auf die Energiesicherheit in Europa**

Kriterium	Öl	Gas	Kohle
Mittel- oder langfristige Verfügbarkeit	3	2	1
Importabhängigkeit	3	2	1
Politische Stabilität und Konzentration der Lieferländer	1	3	2
Verletzlichkeit der Lieferwege	2	3	1
Angemessenheit der Qualität	1	1	1
Vorhersagbarkeit der Preise	3	1	2
Summe	13	12	8
<b>Gesamtrang</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

Tabelle 6 zeigt, dass Öl und Gas hinsichtlich ihrer Einstufung der Energiesicherheit sehr dicht beieinanderliegen mit leichten Vorteilen für das Gas, während Kohle insgesamt am besten abschneidet. Eine Strategie, die auf höheren Gaseinsatz zielt, ist also aus Sicht der Versorgungssicherheit (leicht) positiv zu bewerten, wenn sie Öl substituiert. Eine Verdrängung von Kohle durch Gas würde aber die Versorgungssicherheit verringern.

Die Bewertung gibt den heutigen Stand des Wissens wieder. Durch politische Veränderungen, geologische Funde neuer Ressourcen, technische Entwicklungen oder zunehmende Konzentration auf wenige Lieferanten können sich diese Einschätzungen ändern. Wahrscheinlich ist jedoch, dass die Energieversorgung mit Kohle dauerhaft sicherer ist als die mit Öl und Gas.

Ergänzend sei an dieser Stelle angemerkt, dass es eine vollständige Energiesicherheit nicht geben kann. Selbst sehr aufwendige technische Systeme können versagen, wie Störfälle in Kernkraftwerken belegen. Die komplexe Kette für Energielieferungen kann durch technisches Versagen, Havarien, Wetterereignisse, Erdbeben, Terrorismus, Kriminalität, politische Einflussnahme oder schlicht durch menschliches Versagen unterbrochen oder gestört werden. Nur gegen einen Teil der aufgezählten Ursachen kann die Energiepolitik ansteuern. Sie sollte, wenn sie die Energiesicherheit erhöhen will, darauf hinarbeiten, die Wahrscheinlichkeit des Eintretens solcher Ereignisse zu reduzieren oder die Folgen beherrschbar zu halten und die volkswirtschaftlichen Schäden durch den Ausfall oder die Störung zu minimieren. Energiepolitik

kann darüber hinaus durch die Setzung von stabilen rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die Förderung von Infrastrukturvorhaben daran mitwirken, dass die Energieversorgung dauerhaft gesichert wird.

## Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung

Das dritte energiepolitische Hauptziel der EU neben der Nachhaltigkeit und der Versorgungssicherheit ist die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung. Was eine wettbewerbsfähige Energieversorgung ist, wird allerdings in der einschlägigen Mitteilung der Kommission *Eine Energiepolitik für Europa* nicht definiert.<sup>33</sup> Dort gibt es lediglich einen Verweis auf die Volatilität und den Anstieg der Energiepreise und die Belastungen, die hieraus für die europäischen Volkswirtschaften entstehen. Darüber hinaus erwähnt die Mitteilung die Beiträge des Binnenmarkts für wettbewerbsfähige Energiepreise und Investitionen.

Die Wettbewerbsfähigkeit der (Primär-)Energieversorgung ist einerseits für die Stromwirtschaft, andererseits vor allem für das produzierende Gewerbe wichtig und dort wiederum besonders für Branchen mit einer hohen Energieintensität. Private Endkonsumenten stehen nicht im Wettbewerb zueinander, und bei Unternehmen mit geringer Energieintensität spielt der Energieverbrauch aus betriebswirtschaftlicher Sicht meist nur eine untergeordnete Rolle.<sup>34</sup> Angesichts stark gestiegener Energiepreise gewinnen allerdings die Energiekosten in immer mehr Branchen an Bedeutung.

Eine wettbewerbsfähige Energieversorgung liegt aus betriebswirtschaftlicher Sicht dann vor, wenn alle Wettbewerber etwa gleiche Energiekosten bei der Herstellung eines Gutes haben. Dies setzt nicht notwendigerweise ein niedriges Energiepreisniveau voraus. Die Energiekosten hängen einerseits von der Höhe der Preise für Energie ab (inklusive der zu entrichtenden Steuern), andererseits von der Energieeffizienz des Produktionsprozesses. Ein Unternehmen mit einer energieeffizienten Produktion verfügt gegenüber einem Unternehmen mit weniger effizienten Anlagen unter sonst gleichen Bedingungen über Kostenvorteile. Unterschiede in der Energiebesteuerung oder Subventionen

für Energie beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen allerdings mindestens ebenso stark. Beispiele hierfür sind China, Indien oder Venezuela, die den Energieverbrauch subventionieren und damit ihre einheimischen Produktionsbetriebe unterstützen.

Einen ähnlichen Effekt wie Subventionen hat die Abschottung der nationalen Märkte ressourcenreicher Staaten gegenüber dem Weltmarkt. Die einheimischen Produktionsbetriebe erhalten Energie zu günstigen Konditionen weit unter dem Niveau der Weltmarktpreise. So verfahren zum Beispiel Saudi-Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate, die mit großem Erfolg eigene energieintensive Industrien aufbauen.<sup>35</sup> Eventuelle Knappheitssignale des Weltmarkts werden an die einheimischen Unternehmen nicht weitergegeben. Dadurch kommt es zu einer weltweiten Wettbewerbsverzerrung, und den Betrieben in den betreffenden Ländern fehlen Anreize zum Energiesparen.

Die EU-Kommission betont zu Recht, dass hohe Energiepreise für die europäischen Konsumenten eine Belastung sind, da Kaufkraft in Europa verlorengelht. Insofern spielt auch die absolute Höhe der Energiepreise eine Rolle. Dieser Kaufkraftverlust schwächt indirekt die Wettbewerbsfähigkeit, indem die Investitionsfähigkeit der Unternehmen verringert und die Inlandsnachfrage gebremst wird.

Zweck der energiepolitischen Bewertung in diesem Kapitel ist es, zu beurteilen, ob eine Erhöhung des Erdgaseinsatzes in Europa mit den energiepolitischen Zielen der EU in Einklang steht. Um diese Frage im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung zu beantworten, sollen im Folgenden zunächst die Energieträger Öl, Erdgas und Kohle untereinander im Hinblick auf ihre Preiswürdigkeit analysiert werden, und zwar ohne Berücksichtigung der unterschiedlichen Besteuerung, da diese in den Mitgliedstaaten der EU nicht einheitlich geregelt ist.<sup>36</sup>

<sup>35</sup> Aus ökonomischer Sicht ist es für einen Ölstaat sinnvoll, die Wertschöpfungskette für Öl zu verlängern, z.B. in Form von ölverarbeitenden Betrieben. Die Verstromung von Öl und Gas zum Aufbau einer stromintensiven Aluminiumindustrie, wie sie in den Vereinigten Arabischen Emiraten praktiziert wird, lässt sich jedoch kaum mit ökonomischer Optimierung erklären, da diese Produkte auf dem Weltmarkt derzeit etwa viermal so teuer sind wie z.B. Kohle. Ausschlaggebend für diese Entscheidung der VAE war möglicherweise die im Land ausgeprägte Ablehnung von Rohstoffimporten.

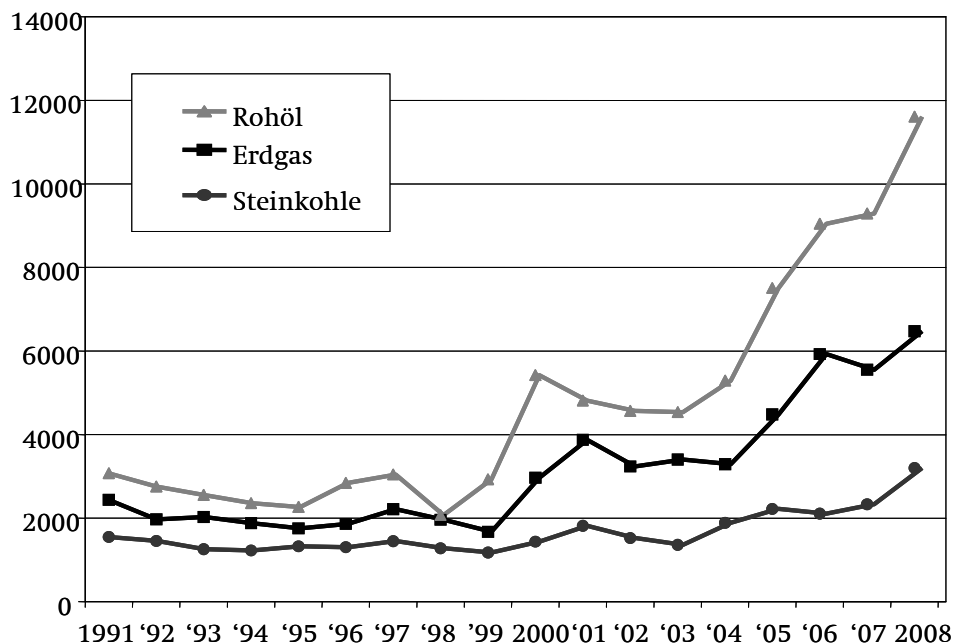
<sup>36</sup> So liegt die Mehrwertsteuer für Energieprodukte in Irland, Griechenland, Luxemburg, Portugal und Großbritannien deutlich unter dem allgemeinen Mehrwertsteuersatz dieser Länder. In den anderen EU-Staaten gibt es keine derartige Regelung.

<sup>33</sup> Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa*, Brüssel, 10.1.2007, KOM(2007) 1 endg., S. 4.

<sup>34</sup> Ausnahmen sind z.B. das Hotelgewerbe, Krankenhäuser oder Speditionen. In diesen Branchen stellen die Energiekosten einen bedeutenden Kostenfaktor dar.

Abbildung 3

Entwicklung der Grenzübergangpreise von Erdgas, Steinkohle und Rohöl frei deutsche Grenze in Euro/Terajoule (TJ)



Die hier genannten Preise für 2008 sind die Mittelwerte des ersten Quartals.

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, <[www.bafa.de/bafa/de/energie/rohoeel/energieinfo/2008/mai.html](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/rohoeel/energieinfo/2008/mai.html)>, (eingesehen am 8.7.2008).

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Grenzübergangpreise in Deutschland für Heizöl, Erdgas und Kohle in den Jahren 1991 bis 2007. Diese Preise variieren leicht zwischen den einzelnen europäischen Ländern, die Preisunterschiede sind aber grundsätzlich übertragbar. Es wird deutlich, dass Öl seit 1999 und mit größerem Abstand vor allem seit 2002 der teuerste Energieträger ist, gefolgt von Gas und der deutlich günstigeren Kohle.

Die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas im Vergleich mit den anderen fossilen Energieträgern ist aber nicht nur von den Grenzübergangspreisen abhängig, denn aus Sicht der Endkunden machen die Kosten des Transports und der Verteilung der Energie einen erheblichen Teil des Gesamtpreises aus. Um die Konkurrenzfähigkeit von Erdgas auf dieser Ebene zu beurteilen, ist eine Differenzierung zwischen den Anwendungsfällen bzw. den betrachteten Kunden notwendig. Im obigen Kapitel »Potentiale von Erdgas für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa« wurden der Kraftwerkssektor, die Wärmemärkte und der Transportsektor als mögliche Einsatzgebiete für erhöhten Erdgaseinsatz identifiziert. Es ist somit zu fragen, wie sich die Konkurrenzfähigkeit von Gas in diesen drei Bereichen darstellt.

**Kraftwerkssektor.** Der Kraftwerkssektor zeichnet sich durch eine hohe Wettbewerbsintensität zwischen den eingesetzten Brennstoffen aus. Bereits oben wurde auf die »merit order« der Kraftwerke hingewiesen (siehe S. 9), also die Einsatzrangfolge, die sich allein nach den Grenzkosten der Stromerzeugung richtet. Diese wiederum sind im Wesentlichen durch die Brennstoffkosten und die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate determiniert. Nach der Preiskonstellation dieser beiden Einflussgrößen richtet sich folglich die Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber Kohle und Öl.

- ▶ Da die Ölpreise stets deutlich über denen von Erdgas und Kohle lagen, spielt Öl in Europa nur eine untergeordnete Rolle in der Stromerzeugung: Lediglich 3,9 Prozent des im Jahr 2006 in der EU verbrauchten Stroms wurde aus Öl erzeugt. Es ist davon auszugehen, dass die Bedeutung von Öl in der Stromerzeugung künftig noch zurückgeht.
- ▶ In den neunziger Jahren lag die Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas bei unter 0,5 ct/kWh Brennstoff. In dieser Zeit war Erdgas in der Verstromung wirtschaftlicher als Kohle.
- ▶ Im Mittel der Jahre 2000 bis 2005 lag die Preisdifferenz von Gas und Kohle etwa bei 0,7 ct/kWh Brenn-

stoff. Bei dieser Preiskonstellation wäre Erdgasverstromung etwa ab einem CO<sub>2</sub>-Preis von 20 bis 25 Euro/t wirtschaftlicher als Kohle.

- ▶ Im Mittel der Jahre 2006 bis 2008 (erstes Quartal) lag die Preisdifferenz von Gas und Kohle etwa bei 1,2 ct/kWh Brennstoff. Unter diesen Bedingungen ist Erdgasverstromung etwa ab einem CO<sub>2</sub>-Preis von 40 bis 45 Euro/t günstiger als Kohleverstromung.<sup>37</sup>

21 Prozent des in der EU verbrauchten Stroms wurden im Jahr 2006 aus Gas und 28,6 Prozent aus Kohle erzeugt.<sup>38</sup> Das aktuelle Baseline-Szenario der EU geht davon aus, dass der Brennstoffeinsatz in Gas- und Kohlekraftwerken von 2005 bis zum Jahr 2030 um jeweils rund 12 Prozent ansteigen wird, während der Öleinsatz zur Stromerzeugung um 64 Prozent zurückgeht.<sup>39</sup> Damit haben die Autoren der Studie bereits sehr deutlich den Gaseinsatz in der Verstromung gegenüber der Vorgängeruntersuchung aus dem Jahr 2005 reduziert. Dort war man noch von einem Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas um 26 Prozent ausgegangen. Die ohnehin schon geringe Bedeutung des Öls wird demnach weiter abnehmen.

Angesichts der in Kontinentaleuropa immer noch vorherrschenden Bindung der Gaspreise an die Ölpreise dürfte Erdgas bis auf weiteres deutlich teurer bleiben als Kohle, auch wenn die Kohlepreise jüngst ebenfalls stark angestiegen sind. Erdgaskraftwerke haben es unter diesen Bedingungen schwer, sich gegen Kohlekraftwerke durchzusetzen. Ob die CO<sub>2</sub>-Preise dauerhaft so hoch steigen, wie oben skizziert, ist unsicher. Ab etwa 45 Euro/t könnte zudem CCS wirtschaftlich werden.<sup>40</sup> Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass Kohle seinen Platz in der Verstromung behalten und nicht von Erdgas im großen Stil verdrängt wird. Erdgasverstromung wird in Spitzen- und Mittellastzeiten, zur Bereitstellung von Regelenergie und beim Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen – wenn gleichzeitig ein Strom- und Wärmebedarf vorliegt – wettbewerbsfähig bleiben.

<sup>37</sup> Eigene Berechnungen des Autors anhand der deutschen Grenzübergangpreise für Energie der Jahre 1991 bis 2008, siehe <[www.bafa.de/bafa/de/energie/index.html](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/index.html)> (eingesehen am 10.7.2008).

<sup>38</sup> European Commission, Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN), *EU Energy in Figures 2007/2008*, Brüssel 2008.

<sup>39</sup> Leonidas Mantzos/Pantelis Capros, *European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2007*, Luxemburg 2008, S. 96.

<sup>40</sup> Vgl. Friedrich Seefeldt/Marco Wunsch/Michael Schlesinger (Prognos AG), *The Future Role of Coal in Europe*, Berlin/Basel 2007, S. 69.

**Wärmemärkte.** Die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas in den Wärmemärkten, also in der Beheizung von Gebäuden, der Warmwassererzeugung und der Erzeugung von Prozesswärme für das produzierende Gewerbe kann anhand von qualitativen Überlegungen abgehandelt werden. Erdgas stand bei der Wärmeerzeugung schon immer in Konkurrenz zu Heizöl und Kohle. Kohle ist aus Sicht der Endverbraucher eindeutig wirtschaftlicher, da der Brennstoff billiger ist und in der Regel auch nicht alle Räume beheizt werden. Aus Gründen des Umweltschutzes und des höheren Komforts ist die Kohle allerdings in weiten Teilen Europas, insbesondere in den Großstädten, bereits weiträumig abgelöst worden. Signifikante Restbestände an Kohleheizungen gibt es noch in den neuen Mitgliedstaaten der EU. Ausschlaggebend für den Umstieg auf Erdgas oder andere Energieträger war für die Kunden vor allem der höhere Komfort. Der Hauptkonkurrent von Gas wurde somit das Heizöl, in jüngerer Zeit sind es auch Biomasse oder stromgetriebene Wärmepumpen. Durch die Ölbindung der Gaspreise sind diese gegenüber Heizöl in der Regel wettbewerbsfähig. In den Verhandlungen der internationalen Gasunternehmen mit den Importeuren wird das sogenannte Marktwertprinzip angewendet. Dieses Prinzip sorgt dafür, dass sich die Kaufpreise für Gas an den Preisen anderer Brennstoffe, und eben insbesondere von Heizöl, ausrichten. Insofern wird Erdgas in den Wärmemärkten auch mittelfristig gegenüber Öl wettbewerbsfähig bleiben.

**Transportsektor.** Erdgas spielt im Transportsektor Europas bisher noch keine Rolle. Wie bereits oben erwähnt, haben lediglich drei EU-Staaten derzeit nennenswerte Bestände an erdgasbetriebenen Kraftfahrzeugen: Italien (ca. 400 000), Deutschland (64 000) und Frankreich (8000). Die Ursachen hierfür liegen einerseits in der noch fehlenden Infrastruktur an Tankstellen, andererseits am eingeschränkten Angebot an Fahrzeugen, die mit Erdgas betrieben werden. Darüber hinaus wird Erdgas als Kraftstoff von den Verbrauchern noch nicht das gleiche Vertrauen entgegengebracht wie den flüssigen Kraftstoffen. Wohl als Folge der stark gestiegenen Kraftstoffpreise und der Marketingkampagnen der Gasversorger ist allerdings zu beobachten, dass das Interesse an Erdgasfahrzeugen zugenommen hat.

Die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas wird durch zwei ökonomische Faktoren beeinflusst: den Anschaffungspreis des Fahrzeugs und die Kraftstoffkosten. Der Neupreis von Fahrzeugen mit Erdgasantrieb liegt



heute meist etwa auf der Höhe von Öko-Modellen mit Dieselantrieb und damit um circa 1500 bis 3000 Euro über dem von vergleichbaren Wagen mit herkömmlichem Benzinantrieb. Durch die meist vorhandene bivalente Antriebstechnik ergeben sich systembedingt Mehrkosten bei der Herstellung, die sich aber mit wachsenden Stückzahlen reduzieren dürften, wenn gleich sie nicht ganz verschwinden werden.

Die Nutzungskosten sind im Wesentlichen von den Preisen für Erdgas als Kraftstoff abhängig: Die EU-Kommission nennt in ihrer Mitteilung *Eine Energiepolitik für Europa* Marktpreise von 230–340 Euro/t Öleinheit für Erdgas als Kraftstoff und 398–582 Euro/t Öleinheit für Benzin und Diesel.<sup>41</sup> In Deutschland ist durch das Energiesteuergesetz eine niedrigere Besteuerung von Erdgas als Kraftstoff bis zum Jahr 2018 garantiert. Jedoch auch netto liegen die Kosten für Erdgas heute deutlich unter denen von Benzin oder Diesel. Langfristig dürfte sich ein ähnlicher Mechanismus einstellen wie in den Wärmemärkten: Nach erfolgreicher Markteinführung von Erdgas als Kraftstoff wird dies so bepreist, dass es stets im Vergleich mit Benzin bzw. Diesel konkurrenzfähig bleibt. Ähnliche Überlegungen könnten für die Verwendung von Kraftstoffen aus verflüssigter Kohle angestellt werden, die allerdings heute in Europa keine Alternative darstellen. Bei anhaltend hohen Rohölpreisen ist es jedoch vorstellbar, dass auch kohlebasierte Kraftstoffe auf den Markt kommen könnten. Die nachfolgende Tabelle stellt die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung im Überblick dar.<sup>42</sup>

**Tabelle 7**  
Vergleichende Bewertung (Rangfolge) von Öl, Gas und Kohle im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit

	Öl	Gas	Kohle
Kraftwerke	3	2	1
Wärmemärkte	2	2	1
Transportsektor (heute)	2	1	(3)
Transportsektor (2018+)	1	1	(1)

<sup>41</sup> Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa* [wie Fn. 33], S. 34.

<sup>42</sup> Da sektoral differenzierte Ergebnisse erzielt werden sollen, ist eine Addition der Rangpositionen hier wie auch in Tabelle 2 nicht sinnvoll.

## Zusammenfassung der energiepolitischen Bewertung

In diesem Kapitel wurde untersucht, wie sich eine Ausweitung des Erdgaseinsatzes in den Bereichen Kraftwerke, Wärmemärkte und Transportsektor mit den Vorgaben des energiepolitischen Zieldreiecks der EU vertragen würde. Die nachfolgende Tabelle stellt die Ergebnisse dieser Bewertung im Überblick dar.

**Tabelle 8**  
Gesamtergebnis der energiepolitischen Bewertung eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Europa

	Nachhaltigkeit	Energiesicherheit	Wettbewerbsfähigkeit
<b>Kraftwerke</b>	Verbesserung	Verschlechterung	Verschlechterung
<b>Wärmemärkte</b>	Verbesserung	Heute: Leichte Verbesserung Langfristig: Neutral	Neutral
<b>Transportsektor</b>	Verbesserung	Heute: Leichte Verbesserung Langfristig: Neutral	Heute: Verbesserung Langfristig: Neutral

Die Tabelle zeigt, dass ein erhöhter Erdgaseinsatz in den Wärmemärkten und im Transportsektor energiepolitisch positiv zu bewerten wäre. Die Einsparungen beim CO<sub>2</sub> sind in den Wärmemärkten am größten, da dort der bessere Emissionsfaktor von Erdgas voll durchschlägt. Es ist allerdings im Einzelfall zu prüfen, ob andere Optionen wie Wärmepumpen oder erneuerbare Energieträger zu noch höheren Einsparungen führen könnten. Scheiden diese Alternativen aus, ist Erdgas aus gesamtgesellschaftlicher Sicht eine gute Wahl. Aber auch im Transportsektor kann Erdgas zu einer signifikanten Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, ohne die anderen energiepolitischen Ziele zu gefährden. Dieses Potential ist bisher noch weitgehend ungenutzt geblieben.

Eine Verstärkung des Erdgaseinsatzes im Kraftwerkssektor zu Lasten von Kohle ist hingegen aus Gründen der Versorgungssicherheit, aber auch wegen der fraglichen Wettbewerbsfähigkeit der Gasverstromung nicht anzuraten. Hier sollte das Augenmerk neben einer Umstellung auf erneuerbare Energien auf dem Vorsatz liegen, dass CCS-Verfahren so schnell wie möglich kommerziell nutzbar zu machen.

## Handlungsoptionen europäischer Energiepolitik

### Rahmenbedingungen einer Erdgasstrategie

Nachdem die energiepolitische Bewertung einer erweiterten Erdgasstrategie positiv ausgefallen ist, stellt sich die Frage nach der Umsetzbarkeit eines solchen Vorhabens. Zunächst ist zu klären, ob erhöhte Erdgas-mengen überhaupt verfügbar sind. Die meisten heute vorliegenden Prognosen zum europäischen Energiebedarf erwarten einen Anstieg des Gaseinsatzes. Neuere Studien gehen tendenziell von einem weniger starken Anstieg aus als ältere. In der nachfolgenden Darstellung sind exemplarisch drei Referenz- bzw. Baseline-Szenarien skizziert, die die allgemein anerkannte Bandbreite der erwarteten Entwicklung des Gasbedarfs bis zum Jahr 2030 repräsentieren:

- ▶ Der *European Environment Outlook* der European Environment Agency (EEA) aus dem Jahr 2005 entwickelt das ambitionierteste Szenario des künftigen Gasbedarfs: Dort wird unter Annahme eines Ausstiegs aus der Kernenergie für das Jahr 2030 allein im Gebiet der EU-25 ein Gasbedarf von 639 Mtoe ermittelt. Um mit den beiden anderen genannten Vorhersagen vergleichbar zu sein, muss der Gasbedarf Rumäniens und Bulgariens hinzuaddiert werden, der im Jahr 2030 nach dem Szenario der National Technical University (NTU) Athen (s.u.) bei rund 23 Mtoe liegen könnte. Somit wäre nach dem EEA-Szenario von einem Gasbedarf der EU-27 von etwa 662 Mtoe auszugehen (+49%).<sup>43</sup>
- ▶ Der *World Energy Outlook 2007* der IEA nennt für das Jahr 2005 für die EU-27 einen Gasbedarf von 444 Mtoe und lässt ihn im Referenzfall auf 610 Mtoe wachsen (37%). Auffällig ist die starke Zunahme in der Stromerzeugung (81%) während der Anstieg im Endenergiebedarf (21%) vorsichtiger beurteilt wird.<sup>44</sup>
- ▶ Am aktuellsten ist das Baseline-Szenario der NTU Athen, das im Auftrag der EU Kommission erarbeitet worden ist. Nach dieser Analyse würde der Gasbedarf bis zum Jahr 2030 insgesamt nur um 16 Prozent ansteigen und dann 516 Mtoe betragen.

<sup>43</sup> European Environment Agency, *European Environment Outlook*, Kopenhagen 2005.

<sup>44</sup> IEA, *World Energy Outlook 2007. China and India Insights*, Paris 2007.

Dabei wurde davon ausgegangen, dass alle Sektoren deutlich mehr Erdgas verbrauchen. So wird im Endenergiebereich eine Steigerung des Erdgasbedarfs um 14 Prozent, im Kraftwerkssektor um 11 Prozent unterstellt.<sup>45</sup>

Die beiden ersten Szenarien haben gemeinsam, dass sie zu einer Zeit erstellt wurden, in der die Öl- und Gaspreise noch um mindestens 50 Prozent unter denen des Jahres 2008 lagen. So ging selbst der *World Energy Outlook 2007* noch von einer realen Stagnation der Ölpreise bei etwa 60 US-Dollar/Barrel aus. Vor allem in der Stromerzeugung ist, wie oben gezeigt wurde, der Einsatz von Erdgas stark von der Wettbewerbsfähigkeit des Gases gegenüber Kohle abhängig. Durch diesen Zusammenhang hat sich die Wettbewerbsfähigkeit von Gas in der Verstromung seit dem Jahr 2004 deutlich verschlechtert. Diese Entwicklung findet in neueren Erhebungen Berücksichtigung und führt zu einer entsprechend vorsichtigeren Beurteilung der Wachstumsperspektiven für Erdgas in der Verstromung.<sup>46</sup>

Ein weiterer Grund, warum vor allem die beiden erstgenannten Studien den künftigen Gasbedarf überschätzt haben dürften, ist die Tatsache, dass die Effizienz der Energieverwendung möglicherweise schneller steigen wird als in diesen Prognosen angenommen. Hierauf wird im folgenden Abschnitt, der sich den energiepolitischen Handlungsoptionen der Nachfrageseite zuwendet, vertiefend eingegangen.

Die nachfolgende Diskussion der Handlungsoptionen stützt sich auf das Baseline-Szenario der EU, wonach der Erdgasbedarf ohne weitere politische Maßnahmen lediglich leicht ansteigen dürfte. Eine erweiterte Erdgasstrategie, die von dieser Prämisse

<sup>45</sup> Mantzos/Capros, *European Energy and Transport. Trends to 2030* [wie Fn. 39].

<sup>46</sup> Ein Beispiel hierfür ist die Veränderung der Annahmen über die künftige Gasverstromung im Energiereport IV von EWI/Prognos. In der sogenannten Ölpreisvariante, die von deutlich höheren Energiepreisen als die Referenzprognose ausgeht, erreicht die Erdgasverstromung im Jahr 2030 lediglich 10,2% der Bruttostromerzeugung. In der Referenzvariante aus dem Jahr 2005 war man noch von 32,7% ausgegangen, vgl. EWI/Prognos, *Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage* [wie Fn. 9].

ausgeht, bewegt sich somit im Rahmen vorhandener Szenarien und dürfte nicht an der fehlenden Verfügbarkeit von Erdgas scheitern.

Im zweiten Schritt ist zu fragen, was Europa tun muss, um die beschriebenen Potentiale einer Erdgasstrategie auszuschöpfen. Der Ausgangspunkt für die Umsetzung einer solchen Strategie muss ein Konsens über das Ziel sein. Nur wenn Europa sich weitgehend einig darin ist, dass eine Erhöhung des Erdgasanteils für eine Übergangszeit von einigen Dekaden bis zur Umstellung auf ein weitgehend CO<sub>2</sub>-freies Energiesystem sinnvoll ist, kann dieser Weg beschritten werden. Anschließend ist die Zielstellung in konkrete Maßnahmen zu übersetzen.

Dabei muss die europäische Energiepolitik einen Spagat zwischen zwei Prinzipien meistern, dem der Subsidiarität und dem der Zentralität. Einerseits betont die Energiestrategie<sup>47</sup> die Wichtigkeit eines stärkeren Zusammenrückens und gemeinsamen Handelns im Energiebereich, da man nur so insbesondere die Herausforderungen der Nachhaltigkeit und der Energiesicherheit erfolgreich bewältigen könne. Andererseits erinnert der Aktionsplan des Europäischen Rates vom März 2007 mit Blick auf die Kernenergie an die volle Souveränität der Mitgliedstaaten hinsichtlich der Wahl ihres Energiemixes. Die Europäische Union hat daher bislang weitgehend darauf verzichtet, Politiken zu einzelnen Energieträgern zu formulieren. In gewisser Weise kann allerdings in dem Beschluss des Europäischen Rates vom März 2007, ein verbindliches Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 vorzugeben und dies auch auf die einzelnen Länder herunterzuberechnen, ein Abrücken vom Grundsatz der Selbstverantwortung gesehen werden. Die (unausgesprochene) Begründung hierfür ist die Erkenntnis, dass die anspruchsvollen Ziele beim Klimaschutz sonst nicht erreichbar sind. Insofern wäre eine Energiepolitik, die Ziele für Energieträger vorgibt, kein vollständiges Novum für die Union.

Im Folgenden werden verschiedene Optionen aufgezeigt, die es der EU erlauben würden, den Erdgasanteil zu erhöhen und gleichzeitig die unerwünschten »Risiken und Nebenwirkungen« einer solchen Energiepolitik zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren. Zunächst werden dabei die Optionen vorgestellt, die auf der Nachfrageseite zur Verfügung stehen. Gleichzeitig wird auf die Wichtigkeit der Steigerung der

Energieeffizienz hingewiesen, ohne die eine solche Strategie nicht verantwortbar ist. Im zweiten Schritt werden die angebotsseitigen Optionen beschrieben, die vor allem auf Risikominimierung, Diversifizierung und die weitere Verbesserung der Klimaverträglichkeit der Erdgasverwendung abzielen.

An der Schnittstelle zwischen Angebot und Nachfrage steht die Wirtschaftspolitik und hier speziell die Vollendung des Binnenmarkts für Energieprodukte. Nur wenn Erdgas wirklich grenzüberschreitend gehandelt werden kann, lassen sich die Versorgungssicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit und die Nachhaltigkeit der Energieversorgung in der EU verbessern.

## Nachfrageseitige Optionen

### Wärmemärkte

Der Energiemix in den Wärmemärkten unterliegt einer dynamischen Entwicklung. Die bereits oben beschriebene Substitutionsbewegung von der Kohle und später vom Öl zum Erdgas ist unterschiedlich intensiv verlaufen: In den siebziger Jahren nahm der europäische Gasbedarf (inkl. der Gasmengen für Stromerzeugung) noch um 9 Prozent jährlich zu. In den 1980er Jahren reduzierte sich das Wachstum auf 1,7 Prozent p.a., stieg dann aber im Zeitraum 1990 bis 1999 wieder auf 2,7 Prozent p.a. (vor allem infolge der schnell wachsenden Mengen im Stromsektor), um sich seit dem Jahr 2000 nur noch mit 1,3 Prozent p.a. fortzusetzen.

Insbesondere die schnellen Fortschritte bei der Effizienzsteigerung der Gasnutzung, aber auch die hohen Preise für Erdgas haben dazu geführt, dass sich das Wachstum des Gasverbrauchs in den letzten Jahren verlangsamte bzw. seit 2005 sogar zum Stillstand kam. Ob sich darin bereits eine Trendwende abzeichnet, kann noch nicht beurteilt werden. Tatsache ist, dass einerseits Kunden sparsamer mit Energie umgehen und sich in einigen Ländern bereits verstärkt Alternativen zuwenden, zum Beispiel Wärmepumpen oder Biomasse-Heizungen, andererseits die Erschließungsaktivitäten der Gasunternehmen reduziert wurden.

Ein Grund für die Zurückhaltung der Unternehmen liegt in der Netzregulierung. Da das Netz für sich genommen wirtschaftlich sein muss und zu erwarten ist, dass die Erträge dort durch die bevorstehende

<sup>47</sup> Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, *Eine Energiepolitik für Europa* [wie Fn. 33].

Anreizregulierung<sup>48</sup> und tendenziell weiter zurückgehen, werden alle Ausbaumaßnahmen in den Energienetzen anders als in den siebziger Jahren künftig nur noch dann ergriffen, wenn sie sich mit strengen Anforderungen bezüglich der Wirtschaftlichkeit vereinbaren lassen. Reicht die Wärmedichte in einer Region nicht aus, um ein Gasnetz dort binnen weniger Jahre wirtschaftlich betreiben zu können, wird die Erschließung nicht vorangetrieben. Hinzu kommt, dass die Verzinsung im regulierten Geschäft deutlich unter den Renditeerwartungen der Konzerne liegt, so dass die Investitionsbereitschaft tendenziell zurückgehen wird.

Es ist daher zu fragen, ob eine sehr restriktive Anreizregulierung den positiven Potentialen des Energieträgers Erdgas ausreichend Rechnung trägt. Die vor allem auf Wettbewerb und die langfristige Sicherung des Betriebs ausgerichtete Zielstellung der Regulierung wirkt, wie gesagt, dem Netzausbau entgegen. Die Politik sollte dafür sorgen, dass den Unternehmen genügend Anreize verbleiben, über die reine Netzverdichtung hinaus neue Versorgungsgebiete zu erschließen.

Darüber hinaus könnte, insbesondere auf regionaler oder kommunaler Ebene, der Verwendung von leistungsgebundenen Energieträgern gegenüber anderen Energieträgern (vor allem Öl) mittels ordnungs- bzw. planungsrechtlicher Eingriffe Vorrang eingeräumt werden. Hierbei ist allerdings jeweils zu berücksichtigen, ob Fernwärmenetze zur Verfügung stehen, um gegebenenfalls Einsatzmöglichkeiten für Kraft-Wärme-Kopplung zu schaffen. Auch dem Umstieg auf erneuerbare Energieträger sollte eine politische Privilegierung von Erdgas nicht im Wege stehen.

## Transportsektor

Die Steigerung des Anteils von Erdgas im Transportsektor erfordert größere Anstrengungen als in den Wärmemärkten, da die Hemmnisse wegen der geringen Verbreitung von Erdgasfahrzeugen derzeit noch weit größer sind. Bereits in einem Grünbuch aus dem Jahr 2000 (*Hin zu einer europäischen Strategie für Versorgungssicherheit*) hat die EU das Ziel formuliert, bis zum

<sup>48</sup> Die Anreizregulierung gestattet den Unternehmen, Netzentgelte zu erheben, die nur dann wirtschaftlich sind, wenn bestimmte Benchmarks hinsichtlich der Netzkosten eingehalten werden. Da die Vorgaben sich an den Kostenstrukturen der Besten der Branche orientieren, haben die Unternehmen permanent einen Anreiz, ihre Kosten weiter zu senken.

Jahr 2020 20 Prozent des Kraftstoffbedarfs durch Alternativen zu ersetzen. Genannt wurden Biokraftstoffe, Erdgas und Wasserstoff.<sup>49</sup> Für Erdgas zeichnet eine Mitteilung der Kommission aus dem Jahr 2001 ein »Optimistisches Ausbauszenario«, dem zufolge der Anteil von Erdgas am Kraftstoffverbrauch im Jahr 2010 bei 2 Prozent, 2015 bei 5 Prozent und 2020 bei 10 Prozent liegen könnte. In den Folgejahren konzentrierten sich die Debatte und die Gesetzgebungsaktivitäten in der EU jedoch auf Biokraftstoffe. In den Jahren 2007 und 2008 wurde aber aufgrund der stärker werdenden Zweifel an der Nachhaltigkeit der Biotreibstoffe eine Korrektur dieser Förderpolitik eingeleitet.

Für Erdgas und Wasserstoff wurde eine sogenannte Kontaktgruppe eingesetzt, die Empfehlungen erarbeiten sollte, wie der Anteil der genannten Alternativtreibstoffe zu steigern wäre. Diese Kontaktgruppe legte Ende 2003 einen Bericht vor, der Erdgas bis 2020 ein Potential von 10 Prozent Marktanteil am europäischen Kraftstoffbedarf einräumt.<sup>50</sup> Darüber hinaus gab es bisher keine weiteren konkreten Zielstellungen oder Rechtsakte.

Die ersten Schritte, um die Verbrauchsquote von Erdgas im Transportsektor zu erhöhen, bestünden somit in gesetzgeberischen Maßnahmen und in der Entwicklung einer Umsetzungsstrategie. In dieser Studie wurde das CO<sub>2</sub>-Einsparpotential von Erdgasfahrzeugen bei Umstellung von 25 Prozent der Fahrzeuge auf 39 Mt geschätzt (siehe oben S. 11). Bis zum Jahr 2020 ist ein Anteil von 25 Prozent am gesamten Bestand nicht zu erreichen, da die Austauschquoten der Fahrzeuge dafür zu gering sind, aber als langfristiges Ziel, zum Beispiel bis 2030, könnte eine solche Quote angepeilt werden. Darüber hinausgehende Ziele sollten zunächst nicht anvisiert werden. Erst wenn Erdgas über die zunehmende Beimischung von Biogas künftig weitere Einsparpotentiale bietet, könnten auch höhere Anteile sinnvoll sein.

Derzeit gibt es noch eine Reihe von Faktoren, die die Steigerung der Erdgasquote im Transportsektor bremsen: die geringe Zahl an Erdgas-Tankstellen,<sup>51</sup> das

<sup>49</sup> Europäische Kommission, *Grünbuch »Hin zu einer europäischen Strategie für mehr Energieversorgungssicherheit«*, Luxemburg 2001.

<sup>50</sup> Alternative Fuels Contact Group, *Market Development of Alternative Fuels* [wie Fn. 13], S. 23.

<sup>51</sup> Mitte Oktober 2008 gab es in Deutschland, Österreich und der Schweiz 1047 Tankstellen mit Erdgaszapfsäulen, davon etwa 800 in Deutschland, siehe <[www.gas24.de/cms/26-0-steuern-erdgas.html](http://www.gas24.de/cms/26-0-steuern-erdgas.html)> (eingesehen am 14.10.2008).

dürftige Angebot an erdgasgetriebenen Fahrzeugen und das noch unzureichende Vertrauen der Verbraucher in die Gastechnik bzw. der mangelnde Bekanntheitsgrad von Erdgas als Kraftstoff. Ein Durchbruch für Erdgas im Transportbereich ist nur zu erreichen, wenn diese Hemmnisse gleichzeitig überwunden werden. Daher ist es erforderlich, dass eine möglichst große Zahl von Mitgliedstaaten der EU koordinierte Anstrengungen unternehmen. Eine denkbare Einstiegsstrategie wäre die Fokussierung auf Flottenbetreiber, da diese üblicherweise sehr regelmäßig bei den gleichen Tankstellen tanken. Die Umstellung großer Nutzfahrzeuge, zum Beispiel von Müllabfuhrern oder öffentlichen Verkehrsunternehmen, auf Erdgas dürfte erheblich zur Emissionsreduzierung in Ballungsräumen beitragen. Hierdurch ist aber kein Durchbruch im Individualverkehr und damit im Massenmarkt zu erreichen. Allerdings könnte die Umstellung der Flotten von öffentlichen Fuhrparkbetreibern eine wichtige Vorbildfunktion für private Verbraucher haben.

Die Erhöhung der Zahl der Erdgastankstellen setzt voraus, dass diese an die Erdgasnetze angeschlossen werden. Die hierfür anfallenden Netzausbaukosten sollten im vollen Umfang von den Regulierungsbehörden anerkannt werden. Andererseits sollten Tankstellenpächtern verstärkt (finanzielle) Anreize geboten werden, auch Erdgas zu verkaufen. Die Gefahr ist, dass sich die Tankstellenbetreiber, die in engem Kontakt mit den Mineralölgesellschaften stehen, aufgrund des Interessenkonflikts der Mutterkonzerne gegen Erdgas entscheiden, sofern diese nicht auch im Erdgasgeschäft tätig sind. Da die Anfangsinvestitionen an der Tankstelle, aber auch in den Netzanschluss, gerade wenn eine größere Entfernung zu den bestehenden Gasnetzen zu überbrücken ist, nicht unerheblich sein dürften, sollte der Staat hier mit Investitionshilfen zur Seite stehen, um den Einstieg finanziell zu erleichtern. Wenn dies nicht ausreicht, könnten auch ordnungsrechtliche Schritte in Erwägung gezogen werden, zum Beispiel die Verpflichtung der Mineralölwirtschaft, an einem gewissen Prozentsatz ihres Tankstellennetzes Erdgas anzubieten.

Das Angebot des Vorstandsvorsitzenden von *Gazprom*, Alexej Miller, vom Juni 2008, gemeinsam mit den europäischen Partnern ein Netz von Gastankstellen in Europa aufzubauen, zeigt bei allen politischen Bedenken gegen eine solche Offerte, dass die Gaswirt-

schaft bereit ist, sich an den Infrastrukturkosten zu beteiligen.<sup>52</sup>

Die Nachfrage nach Erdgasfahrzeugen sollte darüber hinaus mit finanziellen Anreizen für die Autofahrer gefördert werden. In Deutschland gilt für Erdgas als Kraftstoff ein reduzierter Mineralölsteuersatz. Diese Regelung wurde bis zum Jahr 2018 verlängert. Hier ist ungefähr 2013 eine Anschlusslösung zu finden. Ähnliche Maßnahmen sollten aber in allen EU-Ländern getroffen werden. Die EU könnte zum Beispiel eine Maximalgrenze der Besteuerung von Erdgas als Kraftstoff einführen. Bereits heute legt die Union ja Mindestgrenzen bei der Mineralölbesteuerung fest, so dass auch Obergrenzen als Markteinführungsinstrument vorstellbar sind. Neben der kraftstoffbezogenen Besteuerung ist die konsequente Ausrichtung der Kraftfahrzeugsteuer an den CO<sub>2</sub>-Emissionen ein geeignetes Instrument, um emissionsarme Fahrzeuge – und damit auch Erdgasautos – zu fördern. Darüber hinaus wäre es wichtig, die Popularität von Erdgasfahrzeugen durch entsprechende Werbemaßnahmen zu erhöhen, eine Aufgabe, bei der Fahrzeughersteller, Gaswirtschaft und die Regierungen der Mitgliedstaaten zusammenarbeiten könnten.

Eine eindeutige, langfristige Zielstellung durch die EU, die Unterstützung der Tankstellen bei der Erweiterung ihres Erdgasangebots und Anreize für die Kunden sollten bereits dazu führen, dass die Automobilhersteller ihre Palette an Erdgasautos erweitern. Bisher rechnen die Produzenten jedoch offenbar nicht mit einem Durchbruch für komprimiertes Erdgas und setzen in ihren Entwicklungs- und Forschungsaktivitäten andere Schwerpunkte. So bieten zwar die meisten großen Hersteller mittlerweile Erdgasfahrzeuge an, ihre Kraftstoffstrategien aber sind mittel- bis langfristig auf weiterentwickelte synthetische Kraftstoffe ausgerichtet, die aus unterschiedlichen Primärrohstoffen wie Erdgas, Kohle oder Biomasse gewonnen werden können.<sup>53</sup> Der Vorteil eines Erfolgs dieser synthetischen Kraftstoffe wäre, dass die vorhandene Infra-

52 Frank Nienhuysen, »Gazprom schlägt europäisches Gas-Tankstellennetz vor. Vorstandschef Alexej Miller sieht in dem Treibstoff die einzige echte Alternative zu Benzin und Diesel«, in: *Süddeutsche Zeitung*, 28.6.2008, S. 30. Miller machte seinen Vorschlag auf der Jahreshauptversammlung der Aktionäre der Holding.

53 Volkswagen z.B. setzt bisher in seiner Kraftstoff- und Antriebsstrategie nicht auf CNG (Komprimiertes Erdgas) sondern auf GTL und andere »Synfuels«, siehe <[www.volkswagen.de/vwcms\\_publish/vwcms/master\\_public/virtualmaster/de3/unternehmen/mobilitaet\\_und\\_nachhaltigkeit/technik\\_innovation/SunFuel.html](http://www.volkswagen.de/vwcms_publish/vwcms/master_public/virtualmaster/de3/unternehmen/mobilitaet_und_nachhaltigkeit/technik_innovation/SunFuel.html)> (eingesehen am 25.7.2008).

struktur an den Tankstellen (aber auch in der Logistikkette) weitergenutzt werden könnte, ohne auf Erdgasnetze angewiesen zu sein. Diesem unbestreitbaren Nutzen steht aber der Nachteil erheblicher Kosten der Herstellung im Vergleich mit herkömmlichen Kraftstoffen oder komprimiertem Erdgas gegenüber. Auch wenn diese höheren Kosten mit neuen Verfahren deutlich reduziert werden können, bleibt synthetischer Kraftstoff aus verflüssigtem Erdgas oder anderen Primärrohstoffen teurer als komprimiertes (gasförmiges) Erdgas.

Die EU befindet sich gegenwärtig in einem Entscheidungsprozess, an dessen Ende für neu zugelassene Fahrzeuge ein verbindlicher Mittelwert an CO<sub>2</sub>-Emissionen festgelegt werden dürfte. In dem Kommissionsvorschlag für eine »Verordnung [...] zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen [...]« vom Dezember 2007 wird als Ziel genannt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Neuwagen bis zum Jahr 2012 auf 130 g CO<sub>2</sub>/km zu begrenzen. Weitere Maßnahmen sollen eine zusätzliche Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um 10 g/km bewirken, so dass das in der Mitteilung KOM(2007) 19 genannte Gemeinschaftsziel von 120 g/km verwirklicht werden könnte.<sup>54</sup>

Sollten die europäischen Automobilhersteller tatsächlich auf diesen Wert verpflichtet werden, dürfte dies den Einsatz von Erdgas im Transportsektor dauerhaft begünstigen.

## Die Rolle der Energieeffizienz

Unter den an der Nachfrageseite ansetzenden Handlungsoptionen zur Umsetzung einer erweiterten Erdgasstrategie kommt dem Thema Energieeffizienz eine besondere Rolle zu, da sich eine effizientere Energieverwendung nicht nur auf den Energieträger Erdgas positiv auswirkt, sondern auf alle Energieträger.<sup>55</sup> Während die Optionen zur Steigerung des Erdgasanteils in den Wärmemärkten und im Transportsektor ohne Gegenmaßnahmen an anderer Stelle zu einem höheren Erdgaseinsatz führen würden, kann

die Steigerung der Energieeffizienz diesen Anstieg zumindest teilweise kompensieren oder sogar ganz verhindern. In Tabelle 1 (S. 11) wurde der Erdgasmehrbedarf der EU-27, der mit einer erweiterten Gasstrategie verbunden wäre, in den Wärmemärkten auf 33 Mtoe und im Transportsektor auf 90 Mtoe geschätzt. Im Jahr 2007 lag der Erdgasbedarf der EU-27 bei 434 Mtoe. Die genannten Steigerungen würden also ceteris paribus einen Mehrbedarf von 28 Prozent bedeuten.

Das aktuelle Baseline-Szenario der EU-Kommission *European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2007* (EU Trends – Update 2007) steckt den quantitativen Rahmen ab, innerhalb dessen sich der künftige Bedarf an Erdgas (und an den anderen Energieträgern) in Europa bewegen könnte. Eine Orientierung an den dort genannten Zahlen verdeutlicht, welche Herausforderung die Sicherung der europäischen Erdgasversorgung gerade unter der Maßgabe eines intensivierten Erdgaseinsatzes bedeutet und in welchem Umfang eine Steigerung der Energieeffizienz dazu beitragen kann, sie zu meistern.

- ▶ Das Szenario basiert auf einem Erdgasbedarf in Europa von rund 445 Mtoe (2005), der auf 505 Mtoe (2020) bzw. 516 Mtoe im Jahr 2030 ansteigen könnte (16%).
- ▶ Die Zunahme betrifft Endenergie (+14%) und den Kraftwerkssektor (+11%) etwa im gleichen Maß. Ein nennenswerter Anstieg von Erdgas im Transportsektor wurde nicht unterstellt.
- ▶ Die Eigenproduktion von Erdgas in der EU-27 sinkt von 188 Mtoe (2005) auf 85 Mtoe (2030). Die Importquote steigt von 58 Prozent (2005) auf 84 Prozent (2030).
- ▶ Der Importbedarf von Erdgas nach Europa wächst demnach um 68 Prozent von 257 Mtoe (2005) auf 431 Mtoe (2030). Der Zuwachs von 175 Mtoe entspricht etwa 194 Mrd. m<sup>3</sup>. Zum Vergleich: Die geplante Nordstream-Pipeline soll in der Endausbaustufe eine Kapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. haben, die Nabucco-Pipeline eine Kapazität von 31 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. Die genannte Analyse versteht sich als Baseline-Szenario. Das bedeutet, dass die aktuellen Zielsetzungen der EU bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen, des Anteils der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz in diesem Szenario noch nicht abgebildet sind, sondern lediglich die bis Ende 2006 bereits umgesetzten Politiken der Mitgliedstaaten. Insofern kann die darin angegebene starke Steigerung des Importbedarfs nicht als unveränderlich angenommen werden. Wenn es der EU gelingt, ihre anspruchsvollen Nachhaltigkeitsziele

<sup>54</sup> Europäische Kommission, *Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen*, KOM (2007) 856 endg., Brüssel 2007, S. 2–3.

<sup>55</sup> Ein Beispiel hierfür ist die Wärmedämmung von Gebäuden, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger zu einem Rückgang des Energiebedarfs führt.

zu erreichen, wird sich der Erdgas-Importbedarf deutlich weniger stark erhöhen als soeben skizziert.

In einer Reihe von Dokumenten bekundet die EU, dass sie ein Einsparpotential beim Energieverbrauch von 20 Prozent für möglich hält, unter anderem im Grünbuch Energieeffizienz aus dem Jahr 2005. Dort heißt es, dass Europa mindestens 20 Prozent des »derzeitigen« Energieverbrauchs einsparen könne.<sup>56</sup> Der Aktionsplan für Energieeffizienz der EU-Kommission aus dem Jahr 2006 konkretisiert das Ziel dahingehend, dass die 20 Prozent auf das Baseline-Szenario bezogen werden, das die NTU Athen 2005 im Auftrag der Kommission erstellt hat (EU Trends – Update 2005).<sup>57</sup> Die Mitteilung der Kommission 20 und 20 bis 2020 von Januar 2008 nennt hingegen das Ziel »den Energieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent zu senken.«<sup>58</sup>

Wird vorsichtshalber davon ausgegangen, dass sich die 20-prozentige Einsparung auf das Baseline-Szenario »EU Trends – Update 2005« bezieht und erst bis zum Jahr 2030 erreicht wird, so könnte der Gasbedarf dann noch circa 437 Mtoe betragen.

Eine erweiterte Gasverwendung in den Wärmemärkten und im Transportsektor von zusammen 123 Mtoe, wie in dieser Studie vorgeschlagen, hätte somit im Jahr 2030 einen Gesamtbedarf von rund 560 Mtoe (ca. 622 Mrd. m<sup>3</sup>) zur Folge – 2,5 Prozent mehr, als im Baseline-Szenario 2005 bzw. 8,5 Prozent mehr als in dem aktualisierten Szenario von 2007 antizipiert werden. Die nebenstehende Abbildung 4 stellt diese Zusammenhänge im Überblick dar.

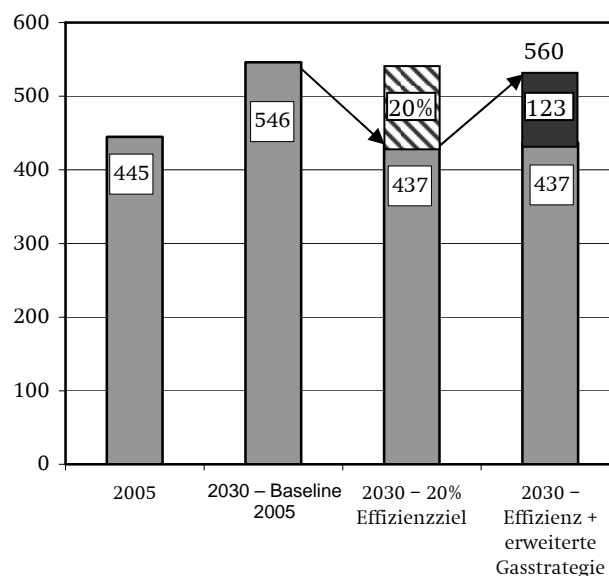
Die Handlungsoptionen Europas zur Steigerung der Energieeffizienz sind vielfältig. Zunächst sollte die EU die Unklarheit über das 20-Prozent-Effizienzziel beseitigen, es gegebenenfalls auf das neue Baseline-Szenario beziehen, auf die Ebene der Mitgliedstaaten herunterbrechen und verbindlich machen. In weiteren Rechtsakten ist dann zu präzisieren, wie das Effizienzziel erreicht werden soll. Offenbar genügt es nicht, die Ausarbeitung von Aktionsplänen zu verlangen. So musste die Kommission im September 2007 Vertragsverletzungsverfahren gegen 12 Mitglied-

<sup>56</sup> Europäische Kommission, *Weniger kann mehr sein – Grünbuch über Energieeffizienz*, Luxemburg 2005.

<sup>57</sup> Dies., *Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen*, KOM (2006) 545 endg., Brüssel 2006.

<sup>58</sup> Dies., *20 und 20 bis 2020 – Chancen Europas im Klimawandel*, KOM (2008)30 endg., Brüssel 2008, S. 9.

**Abbildung 4**  
Erdgasbedarf in der EU-27 2005 und 2030 (in Mtoe)



Quelle: Leonidas Mantzos/Pantelis Capros, *European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2005*, Luxemburg 2006; dies., *European Energy and Transport. Trends to 2030 – Update 2007*, Luxemburg 2008, sowie eigene Schätzungen des Autors.

staaten einleiten, die ihre Aktionspläne zur Steigerung der Energieeffizienz nicht vorgelegt hatten.<sup>59</sup>

Der Aktionsplan für Energieeffizienz vom Oktober 2006 und die nachfolgenden Maßnahmen der letzten Jahre weisen hier in die richtige Richtung. Im Aktionsplan wurden konkrete Bereiche (z.B. für Geräte und Anlagen oder Gebäude) genannt, bei denen einheitliche Effizienzvorgaben verlangt werden sollen. Allerdings müssen die angekündigten Regelungen noch in europäisches Recht übersetzt werden, damit die Effizienzstandards in ganz Europa verbindlich werden. Wirkungsvolle Sanktionsmechanismen zur Durchsetzung der Einsparziele würden den Druck auf die Mitgliedstaaten erhöhen, das große und in den meisten Fällen wirtschaftliche Potential einer höheren Energieeffizienz auch wirklich auszuschöpfen.

Letztlich indes können die Hemmnisse, die einer Steigerung der Energieeffizienz entgegenstehen, nicht von Brüssel beseitigt werden. Die Verantwortung liegt

<sup>59</sup> Vgl. Oliver Geden, *Die Implementierung des EU-Energieaktionsplans. Europäische Energie- und Klimapolitik im Spannungsfeld von Sorgfalt und Zeitdruck*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2008 (SWP-Aktuell 25/08), S. 7; Oliver Geden/Severin Fischer, *Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven*, Baden-Baden 2008 (= Asko Europa Stiftung [Hg.], Denkart Europa, Bd. 8), S. 102–107.

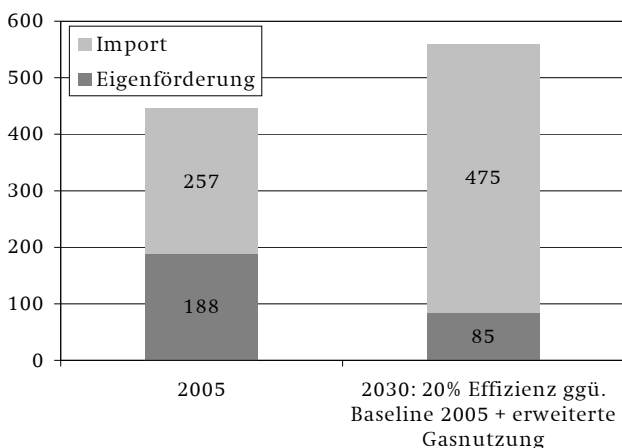
bei den Mitgliedstaaten, bei denen das Umsetzungs-tempo noch zu wünschen übriglässt.

Im Fazit kann festgehalten werden, dass auf der Nachfrageseite eine Reihe von Handlungsoptionen bestehen, um den Anteil von Erdgas in den Wärmemärkten und im Transportsektor zu vergrößern. Mit einer aktiv betriebenen Energieeffizienzpolitik kann die Zunahme des Gasbedarfs dabei in einem vertretbaren Rahmen gehalten werden. Unabhängig davon wird der europäische Erdgasimportbedarf in den nächsten zwei Dekaden stark ansteigen, da die Eigenförderung vor allem in Großbritannien, den Niederlanden und Deutschland zurückgeht.

## Angebotssseitige Optionen

Abbildung 4 hat gezeigt, dass der Erdgasbedarf Europas bei einer erweiterten Erdgasnutzung unter der Voraussetzung von signifikanten Effizienzverbesserungen bis zum Jahr 2030 etwa auf 560 Mtoe ansteigen könnte. Im gleichen Zeitraum wird die europäische Erdgaseigenförderung von 188 auf 85 Mtoe zurückgehen, wie die nachfolgende Abbildung veranschaulicht.

**Abbildung 5**  
Eigenförderung und Importbedarf von Erdgas in der EU-27 2005 und 2030 (in Mtoe)



Quelle: wie Abbildung 4.

Gegenüber 2005 bedeutet dies eine Zunahme des Importbedarfs um 218 Mtoe (242 Mrd. m<sup>3</sup>) bzw. 85 Prozent. Die europäischen Gasunternehmen stehen vor der Herausforderung, den Erdgasbezug aus dem außereuropäischen Ausland stark auszuweiten, um diesen Bedarf zu befriedigen. Aber auch einheimisches

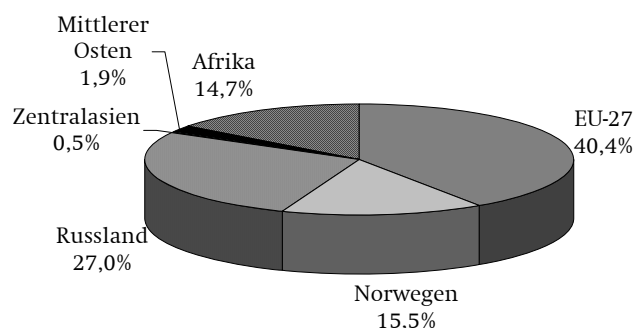
oder importiertes Biogas könnte mittel- bis langfristig zur Deckung des europäischen Bedarfs beitragen.

Im Folgenden werden jene Optionen skizziert, die den Europäern auf der Angebotsseite zu einer langfristigen Sicherung ihres Gasbedarfs zur Verfügung stehen.

## Pipeline-Infrastruktur und neue Lieferanten

Europa bezieht heute Erdgas aus sechs Regionen (siehe Abbildung 6).

**Abbildung 6**  
Marktanteile der Lieferregionen in der Gasversorgung der EU-27 im Jahr 2005



Quelle: David Bothe/Stefan Lochner, »Erdgas für Europa: Die ewiGAS<sub>2008</sub> Prognose«, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 32 (Frühjahr 2008) 1, S. 24.

Potentiale für eine Ausweitung der Exporte sind in Russland, dem Mittleren Osten, Afrika und Norwegen gegeben. Auch Zentralasien könnte mehr Erdgas fördern, es ist aber fraglich, ob dies für die Deckung des europäischen Gasbedarfs in Frage kommt. Aufgrund der kürzeren Transportwege nach Russland ist davon auszugehen, dass russische gegenüber europäischen Gasversorgungsunternehmen Vorteile im Wettbewerb um das zentralasiatische Gas haben.

Die künftige Bedeutung Russlands für die europäische Gasversorgung ist Gegenstand intensiver politischer Diskussionen. Insbesondere die Aktivitäten Russlands außerhalb des eigenen Terrains, zum Beispiel in Nordafrika, werden in Europa mit gemischten Gefühlen betrachtet. So hat *Gazprom* der libyschen Staatsführung vorgeschlagen, die kompletten Öl- und Gasexporte des Landes aufzukaufen.<sup>60</sup> Es gibt Befürch-

<sup>60</sup> Claus Hecking/Wolfgang Proissl, »Kalter Krieg«, in: *Financial Times Deutschland*, 22.7.2008, S. 23.



tungen, Europa könnte in puncto Gas- (und eventuell auch Öl-)Lieferungen zunehmend von Russland abhängig werden. Sollte es Russland tatsächlich gelingen, einen erheblichen Teil der algerischen und libyschen Gasexporte unter seine Kontrolle zu bringen und als »Zwischenhändler« gegenüber Europa aufzutreten, dürften sich diese Befürchtungen noch verstärken. *Gazprom* könnte dann Preise und Mengen immer stärker bestimmen. Zudem wäre zu fragen, ob sich der Energiekonzern mit seinem Engagement in diesen und anderen Ländern nicht möglicherweise »verzettelt« und auf Dauer die notwendigen Investitionen im russischen Gassektor vernachlässigt. Die von Russland, Katar und dem Iran im Oktober 2008 gegründete »Gas-Troika« bildet darüber hinaus einen Nukleus für ein denkbare künftiges Gaskartell, was ebenfalls ernst zu nehmen ist.

Unabhängig von den Aktivitäten *Gazproms* ist es aus europäischer Sicht unabdingbar, den Zugang zu den oben genannten Gasreserven mittels Pipelines (und LNG, mehr dazu weiter unten) zu sichern. Da Pipelineversorgung bis zu einer Länge von etwa 3000 Kilometern meist wirtschaftlicher ist als der Transport von Flüssiggas, hat Europa gute Chancen, erste Wahl für die genannten Gasexportländer zu sein. Die heute geplanten Pipelines genügen dabei voraussichtlich noch nicht, um den stark wachsenden Importbedarf zu decken. Allerdings sinkt die europäische Eigenförderung nur allmählich, so dass nicht alle Pipelines bereits bis 2020 benötigt werden. Die folgende Tabelle stellt die wichtigsten geplanten Leitungen im Überblick dar:

**Tabelle 9**  
**Geplante Gaspipelines mit Zielgebiet EU**

Name	Kapazität [Mrd. m <sup>3</sup> p.a.]	Ursprungsland	Zielland	Inbetriebnahme
Nordstream	2 x 27,5	Russland	Deutschland	2011/ 2012
South Stream	30	Russland	Österreich Italien	ab 2013
Nabucco	31	Türkei	Österreich	ab 2013
Skandled	7	Norwegen	Schweden Dänemark	2012
GALSI	8	Algerien	Italien (via Sardinien)	2012
Med Gaz	8	Algerien	Spanien	Ende 2009

Quelle: Unternehmensangaben.

Die Tabelle zeigt, dass insgesamt Pipelines in die EU mit einer Kapazität von mindestens 139 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. vorgesehen sind. Das Projekt einer die Adria durchquerenden Trans-Adriatic-Pipeline (TAP), die den eurasischen Korridor,<sup>61</sup> durch den auch Nabucco verlaufen soll, mit Süditalien verbindet, ist hier ebenfalls zu erwähnen. Die TAP ist aus Sicht der EU aber keine Importpipeline, da sie lediglich die Verbindung zwischen zwei EU-Ländern (Griechenland und Italien) herstellt.

Aus einer »business as usual«-Perspektive ist die Kapazität der geplanten Pipelines folgendermaßen zu bewerten: Das EU-Trends-2007-Szenario geht davon aus, dass der zusätzliche Importbedarf der Europäischen Union im Jahr 2020 etwa bei 148 Mrd. m<sup>3</sup> und im Jahr 2030 bei 194 Mrd. m<sup>3</sup> liegen wird. Rechnet man mit ein, dass sich die Kapazitäten eines Teils der bestehenden Leitungen durch neue Kompressorstationen wahrscheinlich erhöhen werden, und setzt voraus, dass alle genannten neuen Pipelines in den bisher angekündigten Zeiträumen realisiert werden, so dürfte auch im Jahr 2020 genug Pipelinekapazität zur Verfügung stehen, zumal die schon vorhandenen Leitungen zurzeit nicht alle voll ausgelastet sind. Für die Zeit nach 2020 sind jedoch weitere Optionen für die Gasversorgung aufzubauen.

Im Umkehrschluss kann aber auch festgehalten werden, dass aus heutiger Sicht alle angekündigten Pipelines benötigt werden, um den Gasbedarf zu decken, vor allem, wenn dieser durch die in dieser Studie vorgeschlagenen Maßnahmen noch weiter gesteigert werden sollte. Die zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme der Pipelines eröffnet die Chance, dabei in gewissem Umfang auf aktuelle Entwicklungen zu reagieren. Hierin liegt aber auch ein Risiko für das Projekt der Nabucco-Pipeline. Da die anderen Vorhaben einen Planungsvorsprung haben, könnte es für Nabucco schwierig werden, bis zur vorgesehenen Inbetriebnahme im Jahr 2013 genug Transportverträge bzw. Gaslieferungen zu akquirieren. Die Verlegung durch das Kaspische Meer zur Anbindung der zentralasiatischen Gasreserven scheint in absehbarer Zeit wegen ungeklärter Gebietsansprüche nicht zu gelingen, und ob in Aserbaidschan ausreichend Gas für entsprechende Verträge zur Verfügung steht, ist fraglich.

<sup>61</sup> Als eurasischer oder »vierter« Korridor wird in Abgrenzung zu den Gaslieferungen aus der Nordsee, aus Afrika oder aus Russland der Lieferungsweg über die Türkei nach Südosteuropa bezeichnet.

Abhilfe könnten Anbindungsleitungen in den Iran oder – was bisher zu wenig diskutiert wurde – in den Irak schaffen. Während der Iran wegen seiner unkooperativen Haltung im Atomkonflikt gegenwärtig politisch weitgehend isoliert ist, könnte sich der Irak auf mittlere Sicht als wichtiger Gaslieferant und Partner in der Region erweisen. Immerhin verfügt das Land über Gasreserven, die größer sind als die Norwegens, aber bisher aufgrund einer mangelhaften Infrastruktur kaum erschlossen wurden. So wird das in der Erdölförderung anfallende Begleitgas heute meist abgefackelt. Dabei handelt es sich um Mengen mit einem erheblichen Export- und Klimaschutzpotential. Der *Shell*-Konzern teilte im September 2008 mit, er habe eine Rahmenvereinbarung für ein Joint Venture zur Nutzung dieses Gases abgeschlossen. Allein im südlichen Irak liege das Aufkommen an abgefackeltem Gas bei über 7 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr.<sup>62</sup> Da die Kohlenwasserstoffreserven des Landes seit Jahren nicht mehr systematisch erkundet wurden, ist auch davon auszugehen, dass künftig noch mehr Gas im Irak gefunden wird. Damit dieses adäquat genutzt werden kann, müssen im Irak selbst aber eine Reihe von Voraussetzungen geschaffen werden. Neben der zwingenden Verbesserung der Sicherheitslage und der längst überfälligen Verabschiedung des Ölgesetzes sollte Bagdad seine Fokussierung auf Öl beenden und seine Aufmerksamkeit stärker dem Erdgas zuwenden. Hierzu könnten die Europäer einen Beitrag leisten, indem sie ihr Interesse an irakischem Gas explizit erklären und beispielsweise eine Machbarkeitsstudie für eine Anbindung der irakischen Gasfelder an die Nabucco-Pipeline kofinanzieren würden. Einer der Schlüssel für den Erfolg einer solchen Strategie dürfte die Einbindung der Kurden in die Vereinbarungen sein.

Die Unsicherheit, ob überhaupt genügend Gas für die Nabucco-Pipeline vorhanden ist, könnte die privaten Investoren, die mit ihrem Kapital für den Erfolg des Projekts haften, davon abhalten, die endgültige Bauentscheidung zu treffen. Wenn die EU diese sinnvolle Pipeline will, muss sie ihre Anstrengungen zur Überwindung all der Hindernisse verstärken, die dem Projekt im Wege stehen. Dazu gehört neben der vorgeschlagenen Feasibility Study und dem Dialog mit dem Irak eine Fortsetzung der »Gasdiplomatie« auf höchster politischer Ebene mit den kaspischen

Anrainerstaaten. Ob die EU im Gebietskonflikt über die Querung des Kaspischen Meeres mit Erfolg vermitteln kann, ist allerdings fraglich. Darüber hinaus sollte die Union zu einer gemeinsamen Position finden, wie mit dem Iran im Hinblick auf Erdgaslieferungen umzugehen ist. Diese Überlegungen sind im Kontext der internationalen Bemühungen über eine Einigung im Atomkonflikt zu sehen.

### Liquefied Natural Gas (LNG)

Durch Abkühlung auf  $-162^{\circ}\text{C}$  wird Erdgas flüssig, und sein Volumen reduziert sich auf den sechshundertsten Teil gegenüber dem gasförmigen Zustand. Das verflüssigte Erdgas (LNG) kann in großen Tankschiffen über weite Entfernungen transportiert werden und ähnelt damit Erdöl mehr als das pipelinegebundene gasförmige Erdgas. Die größten heute gebauten LNG-Tankschiffe mit Membrantechnik können 256 000 m<sup>3</sup> LNG fassen, was über 150 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas entspricht. Allerdings braucht man zur Verflüssigung im Exportland und zur Regasifizierung im Zielland eine aufwendige Infrastruktur, von deren Dimension die jeweilige Kapazität abhängt. Beispielsweise wird das in Rotterdam im Bau befindliche LNG-Anlandeterminale (Gas Access To Europe, »Gate«) eine Kapazität von 12 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas haben, wozu mehr als 130 Schiffsladungen LNG benötigt werden.<sup>63</sup> Drei solcher Terminals würden bei hoher Auslastung ausreichen, um die Jahresleistung einer Nabucco-Pipeline zu importieren. Zudem ist auch eine Technik in Entwicklung, bei der LNG an Bord des Schiffes regasifiziert werden kann. Damit entfielen die Notwendigkeit von Regasifizierungsanlagen im Importhafen. Lediglich entsprechend starke Gaspipelines zur Aufnahme des Gases würden benötigt.

Während Pipelinegas im Wesentlichen in drei regionalen Märkten (Amerika, Europa, Asien) gehandelt wird, entwickelt sich derzeit in hohem Tempo ein Weltmarkt für LNG mit einem atlantischen und einem pazifischen Schwerpunkt. Die weltweit gehandelte Menge an LNG hat sich zwischen 1995 und 2005 verdoppelt. Szenarien von Cedigaz zufolge könnte der globale LNG-Handel bis zum Jahr 2015 nochmals um

<sup>62</sup> Pressemitteilung der Royal Dutch Shell plc, <[www.shell.com/home/content/media/news\\_and\\_library/press\\_releases/2008/iraq\\_shell\\_gas\\_agreement\\_22092008.html](http://www.shell.com/home/content/media/news_and_library/press_releases/2008/iraq_shell_gas_agreement_22092008.html)> (eingesehen am 25.9.2008).

<sup>63</sup> E.ON Ruhrgas steigt in Gate LNG-Terminal in Rotterdam ein. Wichtiger Meilenstein für die Versorgungssicherheit Deutschlands, 5.8.2008, <[www.presseportal.de/pm/55267/1240973/e\\_on\\_ruhrgas\\_ag/](http://www.presseportal.de/pm/55267/1240973/e_on_ruhrgas_ag/)> (eingesehen am 11.8.2008).

75 Prozent anwachsen.<sup>64</sup> Allerdings machte LNG im Jahr 2005 erst 7 Prozent des weltweiten Erdgasbedarfs aus.

Traditionell existieren für verflüssigtes Erdgas mehr Anlandekapazitäten als Exportterminals – das Verhältnis lag im Jahr 2005 bei 2,2 zu 1. Somit konkurrieren die Importländer um die knappen Exportkapazitäten. Dieser Trend wird durch die Schiffe mit integrierter Regasifizierung noch verstärkt. Aufgrund seiner infrastrukturellen Ähnlichkeit mit dem Ölmarkt wird der LNG-Markt zunehmend »Charakterzüge« des Weltölhandels übernehmen. LNG wird zu einer höheren Volatilität und einer gewissen Angleichung der Preise an den Erdgas-Spotmärkten führen, da aufgrund der weltweiten Handelbarkeit des Produkts Ausgleichseffekte zwischen den Märkten realisiert werden können. Die LNG-Tanker können nach dem Beladen in die Richtung gelenkt werden, wo die Preise am höchsten sind. Infolgedessen bleibt den anderen Handelsplätzen nichts anderes übrig, als die Spotmarktpreise anzupassen, wenn sie im Wettbewerb um LNG-Lieferungen nicht leer ausgehen wollen.

LNG macht Erdgas auch dann verfügbar, wenn zwischen Quelle und Verbrauchsort weite Entfernungen liegen. Hieraus ergeben sich neue Lieferbeziehungen, zum Beispiel nach Katar, wo weltweit die mit Abstand größten Exportkapazitäten für LNG entstehen. Auch Nigeria entwickelt sich zu einem wichtigen Energielieferanten. So konnte der deutsche Außenminister im August 2008 eine Absichtserklärung zur Vertiefung der Zusammenarbeit beider Länder im Energiesektor unterzeichnen. Diese sieht unter anderem Lieferungen von Flüssigerdgas ab dem Jahr 2014 vor.<sup>65</sup>

Europa deckt derzeit etwa 10 Prozent seines Gasbedarfs mit LNG (2007: 47 Mrd. m<sup>3</sup>), die Anlandekapazität liegt bei etwa 100 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. Am starken Wachstum des weltweiten LNG-Marktes kann Europa im begrenzten Umfang teilhaben. In einer Reihe von europäischen Ländern werden derzeit LNG-Anlandeterminals erweitert, gebaut oder geplant. Die gesamte im Bau bzw. in Planung befindliche Kapazität liegt bei über 110 Mrd. m<sup>3</sup>, eine Verdoppelung der Kapazitäten

ist also absehbar.<sup>66</sup> Allerdings stehen manche dieser Projekte schon seit einer Reihe von Jahren in den Büchern, ohne dass signifikante Fortschritte erzielt worden wären, zum Beispiel das Projekt der E.ON Ruhrgas AG in Wilhelmshaven. Offenbar ist die Wirtschaftlichkeit von LNG-Lieferungen im sehr gut mit Pipelines erschlossenen Mitteleuropa nicht notwendigerweise gewährleistet, so dass der Konzern bisher eine Bauentscheidung für das Projekt im eigenen Land zurückstellte. Andererseits hat das Unternehmen im August 2008 bekanntgegeben, dass es sich an dem geplanten LNG-Terminal in Rotterdam beteiligen wird und 3 Mrd. m<sup>3</sup> der 12 Mrd. m<sup>3</sup> Gesamtkapazität gebucht hat.

Die meisten LNG-Kapazitäten entstehen in den nächsten Jahren in Großbritannien. Der größte Gasmarkt Europas benötigt Alternativen, um seinen Gasbedarf auch bei rückläufiger Eigenförderung decken zu können. Aber auch Italien und Spanien bauen erhebliche Anlandekapazitäten auf.

Auffällig ist das fast völlige Fehlen von LNG-Kapazitäten im Ostseeraum. Das einzige Projekt (2,5 Mrd. m<sup>3</sup>) wird derzeit von der polnischen Firma PGNiG geplant, Standort ist voraussichtlich Swinemünde. Offenbar ist trotz hoher Abhängigkeit von den russischen Lieferungen die ökonomische Hemmschwelle für LNG-Terminalprojekte umso höher, je mehr sich der Anlandepunkt den russischen Gasquellen nähert. Da Russland erwägt, in der Nähe von Petersburg ein LNG-Exportterminal zu errichten, könnte sich der polnische Wunsch, durch einen eigenen Flüssiggasterminal von russischen Gaslieferungen unabhängiger zu werden, als ökonomisch irrational herausstellen. Denn gegenüber den Lieferungen aus Russland hätten Lieferungen aus allen anderen Staaten aufgrund der erheblich größeren Transportentfernung Wettbewerbsnachteile, und Diversifizierung bliebe ein dauerhaft nur mit staatlicher Unterstützung erreichbares Ziel. Gleichwohl würde ein LNG-Terminal Polen die Möglichkeit verschaffen, Erdgas von nicht-russischen Quellen zu beziehen, auch wenn dies nicht der Normalfall werden dürfte.

Die europäische Gaswirtschaft baut mit hoher Dynamik eine LNG-Infrastruktur auf, und zwar dort, wo ökonomische Vorteile damit verbunden sind. Die

<sup>64</sup> Petroleum Economist (Hg.), [Karte] *The Future of LNG*, London 2007.

<sup>65</sup> Andreas Rinke/Klaus Stratmann, »Abkommen mit Nigeria: Berlin sucht neue Energiepolitik«, in: *Handelsblatt*, 1.9.2008, <[www.handelsblatt.com/politik/international/berlin-sucht-neue-energiepolitik;2030585](http://www.handelsblatt.com/politik/international/berlin-sucht-neue-energiepolitik;2030585)> (eingesehen am 24.9.2008).

<sup>66</sup> Terminals in Erweiterung, im Bau oder in Planung: Großbritannien: 7 (ca. 39 Mrd. m<sup>3</sup>), Italien: 4 (ca. 24 Mrd. m<sup>3</sup>), Spanien: 3 (22 Mrd. m<sup>3</sup>), Niederlande 3 (>12 Mrd. m<sup>3</sup>), Polen, Frankreich, Deutschland und Kroatien: jeweils 1, siehe <[www.gie.eu.com/maps\\_data/lng.html](http://www.gie.eu.com/maps_data/lng.html)> (eingesehen am 14.8.2008).

Importkapazität wird bis Mitte des nächsten Jahrzehnts bei weit über 200 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. liegen. Jenseits einer wohlwollenden Genehmigungspraxis von öffentlicher Seite ist angesichts dieser Eigendynamik ein politischer Handlungsbedarf gegenwärtig nicht zu erkennen. Allenfalls das polnische Projekt könnte Unterstützung, zum Beispiel in Form von Bürgschaften, benötigen. Es ist eine politische Entscheidung, ob die wirtschaftlichen Risiken, die mit diesem Projekt verbunden wären, über Bürgschaften abgedeckt werden sollen. Möglicherweise gibt es kostengünstigere Lösungen, um die Gasversorgungssicherheit in Polen zu verbessern.

LNG wird aber trotz des Ausbaus der Kapazitäten in Europa weiterhin der »Juniorpartner« der Gasversorgung sein, da Pipelines angesichts der begrenzten Transportentfernung in den meisten Fällen die wirtschaftlichere Lösung bleiben.

## Biogas

Biogas ist ein überwiegend aus Methan und Kohlendioxid bestehendes Gasgemisch, das aus pflanzlichen oder anderen biogenen Rohstoffen, Mist oder Gülle gewonnen werden kann. Dabei wird entweder das Verfahren der Fermentation angewendet, bei dem die Rohstoffe unter Abschluss von Sauerstoff (»anaerob«) vergärt werden, oder es wird sogenanntes Bio-Synthesegas (Bio Synthetic Natural Gas, Bio-SNG) durch Biomasse-Vergasung hergestellt. Ausgangsstoff für die Vergasung ist meist Holz.

Biogas kann entweder direkt zur Strom- und Wärmeerzeugung oder als Kraftstoff eingesetzt oder durch Reinigung und Verdichtung zu einem Gas mit mehr als 95 Prozent Methangehalt aufbereitet werden. Es trägt dann die Bezeichnung Biomethan, ist voll mit Erdgas kompatibel und kann mit entsprechender Technik in vorhandene Erdgasnetze eingespeist werden.<sup>67</sup> In Versorgungsgebieten mit sehr hohem Brennwert (z.B. dort, wo Nordseegas verwertet wird) kann es erforderlich sein, den Brennwert des Biogases durch Beimischung von (fossilem) Flüssiggas zu erhöhen, um die Brenneigenschaften des konventionellen Gases im Gasnetz nicht zu verändern. Aus dem Netz heraus kann die Biogas-Erdgas-Mischung wie reines Erdgas in allen Gasgeräten (Heizungen, KWK-Anlagen, Erdgasfahrzeugen usw.) verwendet werden. Wegen seiner

<sup>67</sup> Im Einzelfall kann aufgrund der unterschiedlichen Gasbeschaffenheit die Einspeisung erschwert sein.

Kompatibilität mit Erdgas bietet Biogas den Vorteil, dass die Verbraucher direkt über die bestehende Gasnetz-Infrastruktur beliefert werden können. Was seine Nutzung als Kraftstoff betrifft, so gelten allerdings die gleichen infrastrukturellen Herausforderungen, wie sie oben bereits beschrieben wurden.

Die Einschätzung des Potentials für Biogas hängt von einer Reihe von Rahmenbedingungen ab. Das Institut für Energetik und Umwelt in Leipzig hat im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen die Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie untersucht. Ergebnis dieser Studie ist, dass das Potential in der EU-27 und den europäischen Nachfolgestaaten der Sowjetunion unter der Voraussetzung, dass jedes Land in der Lage ist, sich mit Nahrungsmitteln selbst zu versorgen, im Jahr 2005 bei 300 Mrd. m<sup>3</sup> lag und 2020 bei 500 Mrd. m<sup>3</sup> liegen könnte. Diese Maximalbetrachtung lässt allerdings Konkurrenzen mit anderen energetischen Nutzungen außer Acht (z.B. Holzproduktion für den Wärmebereich, Rapsanbau für Biodiesel usw.).<sup>68</sup> Gleichwohl wird deutlich, dass das Biogaspotential beträchtlich ist. Selbst wenn nur 10 Prozent hiervon realisiert werden könnten, würde dadurch bereits mindestens die Jahresleistung einer Großpipeline wie Nabucco dezentral bereitgestellt.

In Anbetracht der Diskussion über Nutzungskonkurrenzen mit Lebensmitteln und die effektive Verwendung knapper Fördermittel wurde die Biomasseförderung durch den Wissenschaftlichen Beirat Agrarpolitik (WBA) beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz im Jahr 2007 auf den Prüfstand gestellt. Der WBA empfahl, die Bioenergieerzeugung zum einen in wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bzw. Heizanlagen auf Basis von Hackschnitzeln und zum anderen auf Basis von Biogas aus Gülle und Reststoffen in den Mittelpunkt der deutschen Bioenergiepolitik zu stellen. Unter der Maßgabe, dass die Politik auf eine Ausweitung der Biokraftstoffanteile hinwirken möchte, wurde empfohlen, die Förderstrategie konsequent auf die Linie Biogas-Kraftstoff mit Direkteinspeisung ins

<sup>68</sup> Bündnis 90/Die Grünen, *Möglichkeiten einer Europäischen Biogaseinspeisungsstrategie*, Berlin, Januar 2007, <[www.gruene-bundestag.de/cms/publikationen/dok/203/203923\\_reader\\_europaeische\\_biogaseinspeisestrat-print~1.html](http://www.gruene-bundestag.de/cms/publikationen/dok/203/203923_reader_europaeische_biogaseinspeisestrat-print~1.html)> (eingesehen am 13.8.2008).

Erdgasnetz auszurichten.<sup>69</sup> Auch in der Europäischen Union wird über den richtigen Weg in Sachen Biokraftstoffe gestritten.

Vor diesem Hintergrund erscheint es ratsam, europaweit die Biomassepolitik neu zu justieren und dabei die Anstrengungen zur Förderung von Biogas zu verstärken. Die Vorschläge des WBA, die Biogas eine hervorgehobene Rolle zuweisen, können dabei einen gangbaren Weg aufzeigen. Bei einer Konzentration auf Gülle und Reststoffe (wie vom WBA vorgeschlagen) liegt das Gesamtpotential in der EU allerdings »nur« bei etwa 20 Mrd. m<sup>3</sup>. Das große Potential von Energiepflanzen und Resthölzern sollte daher nicht gänzlich ungenutzt bleiben. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass das Biogaspotential bis zum Jahr 2030 bei mindestens 50 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. liegen dürfte. Mittels einer Biogaseinspeisung in die Erdgasnetze ist zwar keine direkte Erhöhung des biogenen Anteils bei Kraftstoffen verbunden, der Weg über Erdgas als Kraftstoff führt jedoch indirekt zum gleichen Ziel: Mit steigenden Biogasanteilen an der Erdgasversorgung und zunehmender Zahl von Erdgasfahrzeugen werden die Abhängigkeit von Erdöl im Verkehrssektor und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der gesamten Erdgasverwendung gleichzeitig reduziert.

### Erdgasspeicherung

Die Untertagespeicherung von Erdgas ist eine Möglichkeit, um kurz- bis mittelfristige Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen. Strategische Energiereserven dienen hingegen dazu, die Folgen von unvorhersehbaren Versorgungsunterbrechungen beherrschbar und den Schaden für die betroffene Volkswirtschaft möglichst gering zu halten. Ein Beispiel hierfür sind die für 90 Tage kalkulierten Ölreserven (bezogen auf den jeweiligen Importbedarf), die die IEA-Mitgliedsländer vorhalten. Kommt es zu einer schwerwiegenden Versorgungsunterbrechung, treten verschiedene Mechanismen in Kraft, unter anderem die Freigabe dieser strategischen Reserve. In ihrer über 30-jährigen Geschichte hat die IEA erst zwei Mal mit der Freigabe von Ölreserven auf Versorgungsunterbrechungen reagiert: während des Golfkriegs im Jahr 1991

<sup>69</sup> Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, *Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik*, November 2007, <[www.bmelv.de/cln\\_044/nn\\_751706/SharedDocs/downloads/14-WirUeberUns/Beiraete/Agrarpolitik/GutachtenWBA.html](http://www.bmelv.de/cln_044/nn_751706/SharedDocs/downloads/14-WirUeberUns/Beiraete/Agrarpolitik/GutachtenWBA.html)>, S. ii (eingesehen am 13.8.2008).

und in der Folge der Hurrikane Katrina und Rita im Jahr 2005. In einer Reihe von anderen Fällen wurden Maßnahmen wie eine Einschränkung des Verbrauchs oder die Erhöhung der Produktion durch die Erzeugerstaaten als ausreichend erachtet, um die Versorgungskrise zu bewältigen.

Ein vergleichbarer Mechanismus für Erdgas existiert bisher nicht. Dies hat zum einen mit dem regionalen Charakter der Gasmärkte in Nordamerika, Europa und Asien zu tun, der eine »interkontinentale Solidarität« im Gasbereich unmöglich macht. Zum anderen ist die Speicherung von Erdgas teurer als die von Öl, da eine aufwendige Technik und für Untertagspeicher bestimmte geologische Formationen erforderlich sind, um große Gasmengen sicher zu speichern. Ungeachtet dessen stellt sich die Frage, ob zur Erhöhung der Sicherheit der Erdgasversorgung in Europa verbindliche Standards für eine Mindestbevorratung von Erdgas eingeführt werden sollten. Immerhin würde dies – einen effektiven Ausgleichsmechanismus für Krisenfälle vorausgesetzt – dem Begriff der Energiesolidarität entsprechen, der in der EU-Energiestrategie formuliert wurde. Die Energiestrategie erwähnt Gasspeicherung auch als mögliche Maßnahme zur Steigerung der Versorgungssicherheit, schränkt aber ein, dass der Bevorratung eine vertiefende Kosten-Nutzen-Abwägung aus Sicht der Verbraucher vorausgehen muss. Das für Spätherbst 2008 erwartete Kommissionspaket »Versorgungssicherheit« wird unter anderem auch eine Revision oder Evaluierung der EU-Richtlinie zur Gasversorgungssicherheit von 2004 enthalten. Damit dürfte ein Konsultationsprozess angestoßen werden, an dessen Ende eine Gasbevorratung stehen könnte.

Gasspeicherung ist seit vielen Jahren Routine in der Gaswirtschaft, da auf diese Weise die großen Verbrauchsunterschiede zwischen Winter und Sommer ausgeglichen werden können. Da Erdgas etwa zu 70 Prozent in der (temperaturabhängigen) Wärmeerzeugung eingesetzt wird, sind die Bedarfsschwankungen zwischen Sommer und Winter bei Gas größer als bei Öl. Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass es in einer Reihe von europäischen Ländern bereits signifikante Speicherkapazitäten gibt. Die 130 in der EU vorhandenen Untertagespeicher verfügen über ein Arbeitsgasvolumen, das 17 Prozent des europäischen Gasbedarfs (2006) entspricht. Weitere 92 Speicher sind in Planung oder im Bau, bei einigen Projekten handelt es sich um Erweiterungen von vorhandenen Speichern. Die geplanten Depots würden nochmals 9 Prozent des europäischen Bedarfs des Jahres 2006 fassen, so dass

dann insgesamt ein Viertel des europäischen Bedarfs bevorratet wäre. Insgesamt scheint bei Realisierung aller Projekte keine Knappheit an Speichern zu bestehen. Allerdings gehen die Bemühungen der Länder in dieser Frage stark auseinander, was überwiegend mit geologischen Faktoren zu tun hat, aber auch mit der relativen Bedeutung von Erdgas für die Energieversorgung des jeweiligen Staates.

Folgende Vorschläge sollten in der weiteren Diskussion über Erdgasspeicherungen berücksichtigt werden:

- ▶ Grundsätzlich hat die Gaswirtschaft ein Eigeninteresse an Speicherung, allerdings nicht an der Vorhaltung von »strategischen« Erdgasreserven.
- ▶ Angesichts der hohen Kosten der Gasspeicherung sollte geprüft werden, welche Speicher tatsächlich notwendig sind, um die Versorgungssicherheit in der gewünschten Weise zu erhöhen. Bevorzugt sind Gasspeicher in Ländern mit günstigen geologischen Formationen zu errichten.
- ▶ Da sich die Grenzübergangskapazitäten nicht beliebig erhöhen lassen, sollten sich besonders Länder (oder Regionen) mit nur einem Gaslieferanten um zusätzliche Speicherkapazitäten bemühen.
- ▶ Eine Alternative zur Gasspeicherung sind abschaltbare Gasverträge, wie sie in der Wirtschaft bereits existieren. Solche Verträge erlauben es großen (meist industriellen) Gasverbrauchern, den Bezug von Gas zu unterbrechen und temporär auf andere Energieträger wie Öl oder Flüssiggas auszuweichen. Jeder Mitgliedstaat sollte selbst entscheiden können, ob er die Speicherverpflichtung im eigenen Land erfüllt oder die Versorgung durch abschaltbare Verträge inländischer Kunden bzw. durch Lieferverträge mit Speicherbetreibern in anderen Mitgliedstaaten sicherstellt.
- ▶ Sowohl die Bevorratung als auch etwaige abschaltbare Verträge sind zu überwachen, um die Verfügbarkeit sicherzustellen.
- ▶ Es sollte überprüft werden, wo grenzüberschreitende Kapazitäten erhöht werden müssen, um im Ernstfall wirklich »Solidarität« zu ermöglichen.
- ▶ Krisenreaktionsmechanismen bei (unverschuldeten) Lieferunterbrechungen sind aufzubauen und zu formalisieren.

**Tabelle 10**  
Arbeitsgasvolumen existierender und geplanter Gasspeicher in der EU (jeweils in Mio. m<sup>3</sup>)

Land	Bestand	Planung	Verbrauch 2006	Bestand zu Verbrauch 2006
Belgien	659	100	16659	4%
Bulgarien	350		3223	11%
Dänemark	1001		5040	20%
Deutschland	19138	7975	88319	22%
Frankreich	11860	2030	44022	27%
Großbritannien	3980	6624	90060	4%
Irland	210		4459	5%
Italien	13955	8357	76872	18%
Lettland	2300		1563	147%
Niederlande	5078	3920	38107	13%
Österreich	4020	2400	8285	49%
Polen	1575	1225	13747	11%
Portugal	150	30	4044	4%
Rumänien	2694	2350	16229	17%
Schweden	1		980	0%
Slowakei	2600		5975	44%
Spanien	3829	5251	34463	11%
Tschechien	2891	770	8417	34%
Ungarn	3720	1600	12728	29%
Summe EU	80011	42632	473193	17%

Hinweis: Die nicht genannten Länder der EU verfügen nicht über Gasspeicher.

Quellen: Gas Infrastructure Europe, *Storage Map*, [www.gie.eu.com/maps\\_data/storage.html](http://www.gie.eu.com/maps_data/storage.html), ergänzt durch Robert Sedlacek, »Untertage-Gasspeicherung in Deutschland«, in: *Erdöl Erdgas Kohle*, 123 (November 2007) 11, S. 430.

## Gasbilanz 2030 und Fazit

Die nachfolgende Tabelle bilanziert die in diesem Kapitel aufgezeigten Optionen einer erweiterten europäischen Gasstrategie. Es wird deutlich, dass die Gasversorgung Europas auch unter der Maßgabe einer verstärkten Erdgasnutzung gesichert werden könnte. Unter realistischen Annahmen bezüglich der Bedarfsentwicklung und Auslastung besteht im Jahr 2030 kein Mangel an Kapazitäten. Wahrscheinlicher ist, dass bis zu diesem Zeitpunkt Überkapazitäten existieren, die auch andere Versorgungsszenarien möglich machen könnten. Dies Ergebnis deckt sich mit ande-

**Tabelle 11**  
**Mögliche Gasbilanz für die EU-27 im Jahr 2030**

	<i>Engpassleistung</i>		<i>Auslastung</i>	<i>Realistische Kapazität</i>	
	<i>Mtoe</i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup></i>		<i>Mtoe</i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup></i>
Gasbedarf 2030 gemäß Baseline-Szenario 2007	516	574		516	574
(-) Bedarfsreduktion durch Effizienz- steigerung	79	88		79	88
(+) Zusatzbedarf durch erweiterte Gasstrategie	123	137		123	137
<b>(=) Gasbedarf 2030</b>	<b>560</b>	<b>622</b>		<b>560</b>	<b>622</b>
Eigenförderung EU-27 (2030)	85	94	100%	85	94
Importpipelines Bestand 2008	360	400	80%	288	320
LNG Terminals Bestand 2008	92	102	40%	37	41
Biogaspotential EU-27 2030	45	50	90%	41	45
Projektierte Importpipelines	125	139	80%	100	111
Projektierte LNG-Terminals	102	113	40%	41	45
<b>Förder-/ Import- kapazität 2030</b>	<b>809</b>	<b>898</b>		<b>591</b>	<b>656</b>
Über (+) bzw. Unterdeckung (-)	248	276		31	34

ren Arbeiten, die auf aufwendige quantitative Modelle zurückgreifen konnten.<sup>70</sup>

Die Optionen, die der EU zur Umsetzung der beschriebenen Gasstrategie auf der Angebotsseite zur Verfügung stehen, wie zum Beispiel der Bau neuer Leitungen, die Diversifizierung der Quellen, die Erhöhung des LNG-Bezugs, die verstärkte Produktion von Biogas und die Erweiterung der Erdgasspeicherkapazitäten, sind vielfältig und ergänzen einander. Werden sie kombiniert mit einer Strategie zur Verbesserung der Energieeffizienz, die den Bedarf »im Schach« hält, so spricht viel dafür, dass die Erdgasversorgung Europas langfristig gesichert werden kann. Auch die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung leidet nicht unter einer solchen Strategie.

Darüber hinaus bietet die Netzeinspeisung von Biogas nicht nur die Chance, einen Teil des Importbedarfs zu substituieren, sondern auch die Nachhaltigkeit der Erdgasverwendung weiter zu verbessern. Mit dieser Perspektive ist eine Ausweitung des Erdgasanteils zur Reduktion der Kohlendioxidemissionen in den Wärmemärkten und im Transportsektor nicht nur verantwortlich, sondern ein wichtiger Beitrag zur europäischen Energie- und Klimapolitik.

<sup>70</sup> Bothe/Lochner, »Erdgas für Europa« [wie Fn. 27]. Diese Untersuchung geht für das Jahr 2030 von einem Erdgasverbrauch von 818 Mrd. m<sup>3</sup> aus und kommt dennoch zu dem Ergebnis, dass die Erdgasversorgung mittels neu zu errichtender Pipelines gesichert werden kann.

## Abkürzungen und Glossar

BtL	Biomass to Liquid Synthetisch erzeugter Flüssigkraftstoff aus Biomasse	Primär- energie	Beschreibt den gesamten Energieverbrauch einer Volkswirtschaft in seiner »primären« Erscheinungsform, also vor seiner Umwandlung in Strom, Fernwärme, Benzin oder ähnliche (End-)Energieprodukte.
CCS	Carbon Capture and Storage, Kohlenstoffabscheidung und -speicherung		
CNG	Compressed Natural Gas Komprimiertes Erdgas. In Fahrzeugen wird es bei etwa 200 bar in speziellen Tanks gespeichert	Synfuel	Oberbegriff für synthetisch gewonnene Kraftstoffe. Es ist möglich, diese Kraftstoffe unabhängig vom Rohstoff mit einer einheitlichen, hohen Qualität zu erzeugen. Vorteil von Synfuel ist, dass die Motoren auf diesen Kraftstoff optimiert werden können und auf diese Weise auch eine hohe Effizienz erreicht werden kann. Allerdings liegen die Produktionskosten von Synfuels deutlich über denen konventioneller Kraftstoffe und auch deutlich über dem von CNG
CO2	Kohlendioxid		
CtL	Coal to Liquid Synthetisch erzeugter Flüssigkraftstoff aus Kohle		
EEA	European Environment Agency		
Endenergie	Ist die Energie, die bei Endverbrauchern, also privaten Haushalten, bei Gewerbe/Handel/Dienstleistungen in der Industrie und im Verkehrssektor verbraucht wird (siehe auch Primärenergie)		
Europa	Mit diesem Begriff ist in dieser Studie immer die EU-27 gemeint, wenn es nicht ausdrücklich anders erwähnt wird.	TAP THG toe	Trans-Adriatic-Pipeline Treibhausgase Eine Tonne Öleinheit (toe) ist die Energiemenge einer bestimmten Sorte Rohöl und entspricht etwa 41,9 Gigajoule
EU-27	Die Gesamtheit der Mitgliedstaaten der Europäischen Union im Jahr 2008.	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
GtL	Gas to Liquid Synthetisch erzeugter Flüssigkraftstoff aus Erdgas	WBA	Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik
GuD	Gas-und-Dampf (-Kombikraftwerk)		
IEA	International Energy Agency		
ktoe	Tausend (Kilo) Tonnen Öleinheiten = 41,9 Terajoule		
LNG	Liquefied Natural Gas Verflüssigtes Erdgas: Durch Abkühlung auf -162°C lässt sich Erdgas verflüssigen. Es muss dann nicht komprimiert werden, sondern verringert sich aufgrund der Verflüssigung auf etwa ein Sechshundertstel seines Volumens im gasförmigen Zustand. Die Kühlung wird dadurch gewährleistet, dass ein Teil des Gases auf dem Transportweg verdampft.		
LPG	Liquefied Petroleum Gas »Autogas« (auch: Flüssiggas, Verwechslungsgefahr mit LNG). LPG ist eine Butan-Propan Mischung, die bereits bei etwa 6 bar flüssig wird und daher nicht so stark komprimiert werden muss wie Erdgas. Bei Butan und Propan handelt es sich um höherwertige Kohlenwasserstoffe, die in der Mineralölgewinnung anfallen und im Hinblick auf ihre Verfügbarkeit wie Öl zu beurteilen sind. Die Umweltverträglichkeit liegt etwa zwischen der von Erdgas und Mineralöl. In dieser Studie wurde LPG als Option wegen seiner energiewirtschaftlichen Ähnlichkeit zu Öl nicht vertiefend untersucht.		
Mt	Megatonnen = Millionen Tonnen		
Mtoe	Millionen (Mega) Tonnen Öleinheiten = 41,9 Petajoule		
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries		
p.a.	per annum		