

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Roland Götz

Rußlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU

S 12
April 2002
Berlin

**Nachweis in öffentlich
zugänglichen Datenbanken
nicht gestattet.**

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

© Stiftung Wissenschaft und
Politik, 2002

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
swp@swp-berlin.org

Inhalt

Problemstellung und Empfehlungen 5

Die Energiesituation der EU in langfristiger Perspektive 7

Grundlagen 7

Der Energieverbrauch in der EU 11

Energieerzeugung in der EU 12

Risiken der Energieabhängigkeit 12

Zukünftige Energieoptionen Europas 14

Die russische Energiestrategie bis 2020 17

Voraussetzungen 17

Ressourcen und Förderung von Energieträgern 19

Erdgas in der russischen Energiestrategie 20

Rußlands langfristiger Export von Energieträgern
(insbesondere von Erdgas) 25

Über die Energiestrategie hinaus 29

Alternativszenario für russisches Erdgas 29

Erdgas aus Zentralasien 30

Die Europäische Energiecharta und Rußland 32

Schlußfolgerungen 34

Anhang 35

Karte 35

Tabellen 36

Dokumente 44

Aufsätze und Monographien 44

Abkürzungen 47

Rußlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU

Die Bevölkerung der Europäischen Union hat einen Anteil von 6% an der Weltbevölkerung, verbraucht aber 16% der weltweit produzierten Energie. Bis 2030 wird der Energieverbrauch in der EU weiter zunehmen, die Eigenherzeugung jedoch abnehmen. Daher werden die Energieimporte weiter ansteigen müssen – in der auf rund 30 Mitgliedsländer erweiterten EU des Jahres 2030 werden sie rund 60% des Verbrauchs ausmachen, stellt die EU-Kommission in ihrem neuen Grünbuch zur Energieversorgungssicherheit fest. Zwar sei die Energieversorgung Europas nicht unmittelbar bedroht, meint die Europäische Kommission. Und eine hohe Importabhängigkeit sei auch per se nicht gefährlich. Man müsse allerdings die weitere geographische Diversifizierung der unumgänglichen Importe von Energieträgern sowie gleichzeitig die vermehrte Energieeinsparung und die stärkere Entwicklung erneuerbarer Energiequellen vorantreiben.

Unter den Energieträgern, von denen die Energiesicherheit Europas abhängt, spielen Erdöl und Erdgas eine quantitativ herausragende Rolle, während feste Brennstoffe (Kohle), Kernenergie und erneuerbare Energien aus unterschiedlichen Gründen geringere Bedeutung haben. Da Erdgas fast ausschließlich über Pipelines nach Europa geliefert wird, hat sich – im Unterschied zu Kohle und Erdöl – ein regionaler Erdgasmarkt herausgebildet, auf dem Rußland, Algerien und Norwegen dominieren. Die Situation ist damit anders gelagert als bei Erdöl oder Kohle, wo von einem Weltmarkt gesprochen werden kann. Der besondere Stellenwert der Erdgasversorgung für die Energiesicherheit der EU wird in der vorliegenden Untersuchung in erster Linie berücksichtigt. Zur Erreichung des im Kyoto-Protokoll gesetzten Ziels, das bis 2012 eine Reduktion der Emission von Treibhausgasen um 8% gegenüber 1990 vorsieht, wäre eine weitergehende Substitution von Kohle und Erdöl durch Erdgas wünschenswert. Auch vor diesem Hintergrund kommt der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdgas besondere Bedeutung zu.

Neben den OPEC-Staaten bieten sich Rußland und in einem gewissen Umfang auch andere GUS-Staaten an, um den wachsenden Erdgas-Einfuhrbedarf der EU zu decken. Da gleichzeitig mit der Herausgabe des Grünbuchs der EU die russische Regierung eine Neufassung ihrer Energiestrategie beschlossen hat, die bis 2020 konzipiert ist, liegt es nahe, die beiden Dokumente zu vergleichen. In der Untersuchung werden die entsprechenden Aussagen des EU-Grünbuchs jenen der russischen Energiestrategie gegenübergestellt und unter Hinzuziehung von Experteneinschätzungen analysiert. Dabei erweisen sich die Prognosen der russischen Energiestrategie teilweise als zu optimistisch. Und die europäische Seite erwartet von Rußland Gasmengen, die das für Europa zur Verfügung stehende russische Exportpotential voraussichtlich weit übersteigen.

Trotz dieser Vorbehalte wird Rußland weiterhin für die Versorgung Europas mit Energie und insbesondere mit Erdgas eine wichtige Rolle spielen. Aufgabe der Zukunft wird es freilich sein, Rußland vom Weg der bloßen Produktionssteigerung bei konventionellen Energieträgern abzubringen und es dazu zu bewegen, zusammen mit Europa den Weg der Energieeinsparung und der Umorientierung auf erneuerbare Energien und damit auch der Verringerung von Treibhausgasemissionen zu beschreiten. Im Rahmen des Energiedialogs zwischen der EU und Rußland werden entsprechende Gespräche geführt, die aber noch nicht zu greifbaren Ergebnissen geführt haben. Auch die geplante Neufassung des Grünbuchs Energieversorgungssicherheit könnte die an Rußland gerichteten Erwartungen präzisieren.

Aus der Analyse ergeben sich folgende Empfehlungen:

- ▶ Rußland sollte von europäischer Seite verstärkt auf die Vermeidung von Leitungs- und Transportverlusten und die Möglichkeit der Energieeinsparung verwiesen werden, da durch eine Senkung des russischen Binnenverbrauchs Erdgas und Erdöl für den Export freigemacht werden können. Finanzielle Mittel der EU sollten gegebenenfalls vorrangig zur Energieeinsparung in Rußland, jedoch nicht zur Finanzierung von dortigen Energieförderprojekten genutzt werden.
- ▶ Kasachstan und Turkmenistan könnten mit ihrem Erdgas in Zukunft neben dem russischen Binnenmarkt über das russische Pipelinetz auch den europäischen Markt beliefern. Dafür ist Voraussetzung, daß Rußland eine positive Haltung zur Liberalisierung des Energiemarktes einnimmt und den Energiechartavertrag ratifiziert. Die europäische Seite sollte ihre Bemühungen fortsetzen, Rußland von den Vorteilen einer klaren und international anerkannten Regelung des Energietransits zu überzeugen, wie sie der Energiechartavertrag bietet. Die von russischer Seite vorgeschlagene »Gasallianz« zwischen Rußland, Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan läuft dagegen auf eine Abschottung des Gasmarktes in der GUS unter russischer Kontrolle hinaus. In diesem Zusammenhang bedürfen auch die Ziele und Grundsätze einer angestrebten strategischen Energiepartnerschaft zwischen der EU und Rußland weiterer Klärung.

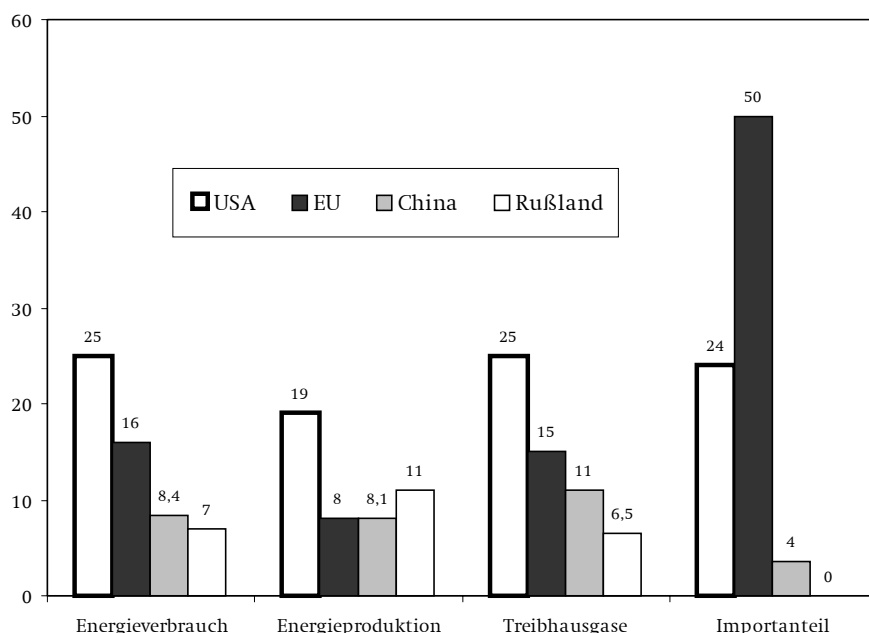
Die Energiesituation der EU in langfristiger Perspektive

Grundlagen

In den 15 Staaten der Europäischen Union wurden 1999 rund 16% der weltweit erzeugten Energie verbraucht, jedoch nur 8% selbst erzeugt. Der Importanteil am Verbrauch lag damit bei 50%. Die Kohlenstoffemissionen der EU-Länder machten 15% der weltweit emittierten Menge aus. Damit ist die EU einer der wichtigsten Akteure auf dem Weltenergiemarkt (siehe Diagramm 1).

Diagramm 1

Anteile der EU-15, der USA, Chinas und Rußlands am Energieverbrauch, an der Energieproduktion sowie an den Treibhausgasemissionen der Welt sowie Importanteile im Jahr 1999 (in %)



Quelle: Energy Information Administration (EIA), <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/euro.html>;
<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/contentsnjava.html>.

Die EU muß im Vergleich zu den anderen großen Weltwirtschaftsmächten USA und China einen wesentlich höheren Anteil an Energie importieren. Dies bedeutet eine entsprechend höhere Abhängigkeit vom Weltenergiemarkt. Sowohl der hohe Grad der Importabhängigkeit der EU als auch die Diskussion um die Treibhausgasemissionen und im Zusammenhang damit die Forderungen nach einer Energiewende haben die Frage nach einer europäischen Energiepolitik aufgeworfen.

Während einzelne Energiebereiche mit dem Montanvertrag und dem Euratomvertrag auf europäischer Ebene geregelt wurden, ist es bislang nicht zur Formulierung einer umfassenden gemeinsamen Energiepolitik der EU gekommen.¹ Die EU-Kommission unternahm allerdings in den neunziger Jahren mehrere Anläufe, um eine Debatte über die Sicherheit der Energieversorgung der Gemeinschaft in Gang zu bringen.² Zuletzt hat die Generaldirektion Energie und Verkehr der Europäischen Kommission am 19. November 2000 ein Grünbuch »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit« verabschiedet und zu einer Diskussion darüber aufgerufen.³ Zentrales Thema dieses Grünbuchs ist die Sicherheit der Energieversorgung der EU. Diese ist, wie das Grünbuch ausführt, keineswegs mit einer hohen Autonomie bei der Energieversorgung gleichzusetzen. Statt dessen gilt es, die Risiken zu minimieren, die mit der Energieabhängigkeit Europas verbunden sind.⁴

Die Europäische Kommission geht in ihrem Grünbuch zur Energieversorgungssicherheit der EU von einem Basisszenario aus, das die Fortsetzung der Ende 1999 bestehenden Trends und die Verwirklichung der bis damals beschlossenen Maßnahmen in den folgenden 30 Jahren zugrunde legt.⁵ Es fußt auf folgenden Annahmen:

1 Zu den Politikbereichen und Zuständigkeiten der EU siehe Elke Thiel, Die Europäische Union. Von der Integration der Märkte zu gemeinsamen Politiken, Opladen 1998, insbesondere S. 184ff.

2 Vgl. Georg C. Goy, Chancen für eine gemeinsame europäische Energiepolitik?, in: Wochenberichte des DIW, (1996) 41, <http://www.diw.de/deutsch/publikationen/wochenberichte/docs/96-41-2.html>. Zum Mitte der neunziger Jahre erreichten Diskussionsstand siehe das Weißbuch »Eine Energiepolitik für die Europäische Union«, Brüssel 1995, http://www.boxer99.de/DOKUMENTE/EU_Buch_Weissbuch_energiepolitik.pdf.

3 Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/gpr/2000/com2000_0769de01-01.pdf, im folgenden zitiert als »Grünbuch«. Ein Grünbuch der EU stellt eine Diskussionsgrundlage dar, während ein Weißbuch bereits eine Positionsbestimmung vornimmt. In der Praxis sind die Grenzen zwischen beiden Dokumentarten jedoch fließend.

Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Anlagen, Brüssel 2000, http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/gpr/2000/act769de01/com2000_0769de01-02.pdf, im folgenden zitiert als »Grünbuch-Anlagen«.

Commission Européenne, Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. Technical Document, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-technique/doctechlv-en.pdf, im folgenden zitiert als »Green Paper. Technical Document«.

4 Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch, S. 11.

5 Ebd., S. 74ff. Leider enthalten das Grünbuch und seine Begleitdokumente keine ausreichende Darstellung der Ergebnisse des Szenarios in Tabellenform. Die Daten können nur zum Teil und näherungsweise den Diagrammen entnommen werden. Einige Hinweise finden sich auch in: Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Shared Analysis. Energy Analysis and Forecast Study, Vol. 5, EU Energy Outlook to 2020, <http://www.shared-analysis.fhg.de/Pub-fr.htm>.

- ▶ Wirtschaftswachstum (Zunahme des BIP) um durchschnittlich 2% pro Jahr;⁶
- ▶ mäßige Steigerung der Energiepreise;
- ▶ weitere technische Fortschritte bei der Verbesserung der Energieeffizienz (des Verhältnisses von Energieaufwand und Produktionsergebnis);
- ▶ bis 2010 vollständige Öffnung des europäischen Energiemarktes für den Wettbewerb;
- ▶ Strukturwandel der europäischen Volkswirtschaften in Richtung weniger energieintensiver Zweige;
- ▶ Umstrukturierung bei der Strom- und Wärmeerzeugung durch weitere Umstellung auf Erdgas;
- ▶ Fortsetzung der Politik einer Förderung der erneuerbaren Energien im bis Ende 1999 beschlossenen Ausmaß;
- ▶ ab 2008 Begrenzung des CO₂-Ausstoßes von Personenkraftwagen gemäß den freiwilligen Vereinbarungen mit der Automobilindustrie;
- ▶ Verwirklichung der Pläne zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung bzw. Verringerung des Kernenergieanteils an der Stromerzeugung in Belgien, Deutschland, den Niederlanden, Spanien und Schweden.⁷

Es wird (in offenbarem, aber bewußtem Gegensatz zu allen Erwartungen) angenommen, daß bis 2030 keine neuen Initiativen – etwa auf den Gebieten Energieeinsparung und Entwicklung der erneuerbaren Energien bzw. eine Revision des Ausstiegs aus der Kernenergie zur Verringerung der Emission von Treibhausgasen – ergriffen werden. Das Szenario hat gewollt »konservativen« Charakter und stellt dar, was zu erwarten ist, wenn in den kommenden Jahrzehnten vielfach »alles weitergeht wie bisher«. Es läßt dadurch erkennen, daß Handlungsbedarf besteht.

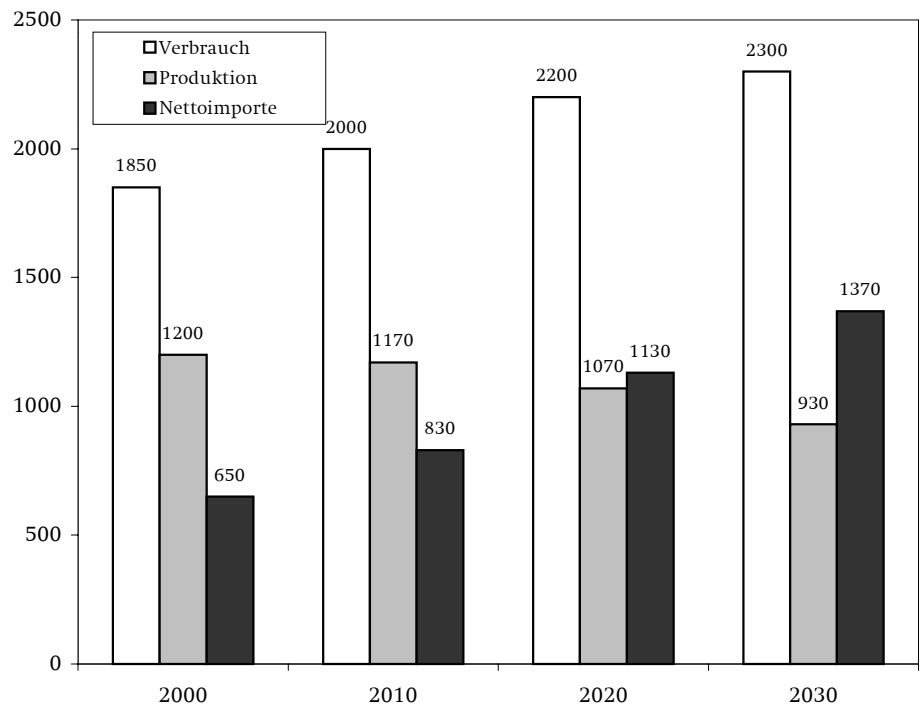
Das Szenario wurde sowohl für die gegenwärtige EU mit 15 Mitgliedstaaten (EU-15) durchgerechnet als auch für den Kreis der Staaten, die voraussichtlich bis 2030 der EU angehören werden. Diese sogenannte EU-30 schließt Norwegen und die Schweiz ein und wird insgesamt rund 30 Mitglieder haben. Wenn es um die künftige Einfuhrabhängigkeit Europas geht, sind insbesondere die Ergebnisse für die EU-30 von Bedeutung, da in ihr der wichtige Erdöl- und Erdgasexporteur Norwegen als zur Gemeinschaft zugehörig betrachtet und damit die Abhängigkeit von außereuropäischen Ländern besonders deutlich wird. (Die Hauptergebnisse des Basis-szenarios für eine maximal erweiterte EU des Jahres 2030 geben Diagramm 2 [S. 10] sowie Tabelle 1 [S. 36] wieder.)

In Diagramm 2 sind Verbrauch, Produktion und Nettoimporte aller Energieträger der erweiterten EU (umgerechnet in Rohöleinheiten) dargestellt. Die Einfuhrabhängigkeit ergibt sich, wie auch in Tabelle 1 auf-

⁶ Das Grünbuch nennt eine Zunahme des BIP um 90% im Zeitraum 1998 bis 2030. Die Berechnung derartiger Wachstumsraten w aus Anfangs- und Endwerten erfolgt hier und an anderer Stelle nach der Formel $w = (\exp(\ln(A_t/A_0) / n) - 1) * 100$, wobei A_0 den Ausgangswert, A_t den Endwert und n die Zahl der Perioden bedeuten.

⁷ Darunter gänzlicher Ausstieg aus der Kernenergie in den Niederlanden bis 2010 und in Deutschland bis 2025.

Diagramm 2
Energiebilanz der EU-30 (in Mio. t Rohöleinheiten)



Quelle: Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, S. 23 (Schätzwerte aus Zeichnung).

geführt, als Anteil der Nettoimporte von Energieträgern am Verbrauch von Primärenergie. Während das jährliche BIP-Wachstum im Basisszenario des Grünbuchs mit 2% angesetzt wird, nimmt nach derselben Quelle der Energieverbrauch nur um 0,7% pro Jahr zu, womit eine erhebliche Abkopplung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum unterstellt wird. Die Steigerung der Einfuhrabhängigkeit von 36% auf 60% ist demnach vor allem auf den Rückgang der einheimischen Produktion von Energie bzw. Energieträgern und weniger auf eine Erhöhung des Energieverbrauchs zurückzuführen. Als zweites bedeutsames Ergebnis des Szenarios ist die Zunahme der CO₂-Emissionen hervorzuheben, was einen Fehlschlag der Bemühungen um die Reduzierung der Treibhausgasemissionen bedeuten würde, allerdings unter dem Vorbehalt, daß zusätzliche Maßnahmen zur Verhinderung dieser Entwicklung unterbleiben.

Im folgenden werden die Bestimmungsgründe von Energieverbrauch, Eigenerzeugung und Energieeinfuhr in die EU näher betrachtet.

Der Energieverbrauch in der EU

Die Zunahme des Energieverbrauchs wird im Grünbuch folgendermaßen begründet:⁸ Europas Energiebedarf stieg zwischen 1986 und 2000 um 1 bis 2% pro Jahr an, und es scheint so, als würde dieser Trend in den kommenden zwei bis drei Jahrzehnten anhalten. Zwar bleibt das Wachstum des Energieverbrauchs in Europa infolge von Energiesparmaßnahmen aller Art um 1 bis 2% hinter dem Wirtschaftswachstum zurück, jedoch ist – von kurzfristigen Schwankungen abgesehen – nicht mit einem »Nullwachstum« des Energieverbrauchs zu rechnen, solange die gesamtwirtschaftliche Produktion der EU-Länder durchschnittlich um 2 bis 4% pro Jahr zunimmt. Das Szenario des Grünbuchs geht zwischen 2000 und 2010 von einem durchschnittlichen Zuwachs des gesamten Endenergieverbrauchs in den »alten« EU-Ländern um weniger als 1% pro Jahr aus (Tabelle 2, S. 36). In den neuen Beitrittsländern ist zwar mit Wachstumsraten von 3 bis 6% zu rechnen, jedoch auch mit erheblichem Spielraum bei der Energieeinsparung, so daß dort die Zunahme des Energieverbrauchs nicht wesentlich höher ausfallen wird als in der EU-15.

Der (End-)Energieverbrauch der europäischen Industrie blieb zwischen 1985 und 2000 praktisch stabil.⁹ Dies war einerseits technologischen Verbesserungen von Geräten und Anlagen, andererseits einer säkularen Verschiebung der Produktionsstruktur zugunsten des Dienstleistungssektors zu verdanken. In den Jahren zwischen 2000 und 2020 soll der Energieverbrauch der Industrie nur gering zunehmen. Ebenso gering soll die Zunahme des Energieverbrauchs der privaten Haushalte bleiben, weil deren Zahl nur noch wenig ansteigen wird. Der Energieverbrauch im Dienstleistungs- sowie im Verkehrssektor wird, so nimmt man an, doppelt so rasch wie in der Industrie wachsen.

Der Primärenergieverbrauch wird in der EU-15 gemäß den Annahmen des Grünbuchs zwischen 2000 und 2020 noch weniger zunehmen als der Endenergieverbrauch, da die Effizienz der Energieerzeugung weiter steigen wird (Tabelle 3, S. 36). Die Verwendung von Kernenergie wird leicht abnehmen, während Kohle und Öl geringfügig mehr Absatz finden werden. Mit mehr als einem Prozent pro Jahr werden der Verbrauch von Erdgas sowie die Nutzung erneuerbarer Energieträger steigen. Das Szenario geht davon aus, daß Erdgas beim Primärenergieverbrauch zwischen 2000 und 2020 den absolut größten Zuwachs erzielen wird. Auch dieser Umstand legt es nahe, seine Rolle für die Energiesicherheit Europas näher zu untersuchen. Die mit einem halben Prozent pro Jahr vergleichsweise geringe Zunahme des Primärenergieverbrauchs alleine würde die Energiesituation der EU nicht schwerwiegend beeinflussen. Sie trifft allerdings mit einer erheblichen Abnahme der Binnenerzeugung zusammen.

⁸ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch, S. 15ff.

⁹ Primärenergie ist die in den Energieträgern (Erdöl, Erdgas, Kohle usw.) enthaltene Energiemenge, die durch technische Verfahren in vom Verbraucher nutzbare Endenergieformen (Heizöl, Benzin, Strom usw.) verwandelt wird, wobei ein Teil der Primärenergie verlorengeht.

Energieerzeugung in der EU

Die Eigenerzeugung der EU (hier: EU-15) wird bei allen Energieträgern, außer bei den erneuerbaren Energien, das 2000 erreichte Niveau nicht halten können und bis 2020 um insgesamt rund 20% bzw. jährlich um mehr als ein Prozent zurückgehen (vgl. Tabelle 4, S. 37). Auch für die EU-30 wird ein entsprechender Trend prognostiziert.¹⁰ Er beruht darauf, daß sich die fossilen Energiereserven Europas der Erschöpfung nähern, während gleichzeitig die Förderkosten steigen und dadurch die eigene Erzeugung gegenüber Importen zunehmend unrentabel wird.

Für den hier besonders interessierenden Erdgassektor gilt: Noch werden rund zwei Drittel des benötigten Erdgases in der EU selbst produziert, vor allem in Großbritannien und Holland. Schon innerhalb der kommenden fünf Jahre wird die Erdgasproduktion in Großbritannien zurückgehen, dann auch in Holland, das bereits damit beginnt, russisches Erdgas zuzukaufen, um seine Exportverpflichtungen erfüllen zu können. Gesamteuropa folgt diesem Trend verzögert: Norwegens Gasproduktion kann noch erheblich ausgeweitet werden, dürfte aber auch innerhalb von 15 bis 20 Jahren ihr Maximum erreichen.¹¹ Allerdings gibt es auch optimistischere Prognosen, welche die norwegischen Offshore-Vorkommen in der Barentssee einbeziehen. Entgegen den Annahmen im Grünbuch könnte Norwegen demnach seine Position als Erdgaslieferant halten und sogar ausbauen. Auf norwegischem Offshore-Territorium (einschließlich dem norwegischen Teil der Barentssee) befinden sich zwar nur 3% der Weltressourcen (gegenüber 30% auf russischem Gebiet), jedoch besitzt das Land – im Unterschied zu Rußland – die technischen und finanziellen Möglichkeiten, um Europa für viele Jahrzehnte zu beliefern. Bis 2020 will Norwegen in 136 neue und die 58 bestehenden Förderstätten 200 Mrd. US-Dollar investieren, also mindestens ebensoviel, wie die russische Energiestrategie vorsieht (164–171 Mrd. US-Dollar). Die moderne norwegische Technologie verspricht zudem einen hohen Ausbeutungsgrad der geologischen Vorräte und effiziente Fördermethoden.¹²

Risiken der Energieabhängigkeit

Bei steigendem Energiebedarf und gleichzeitig abnehmender eigener Erzeugung müssen die Energieimporte weiter ansteigen. Das Grünbuch prognostiziert für die EU-15 einen Anstieg der Energieabhängigkeit (Anteil der Importe am Verbrauch) von 50% im Jahr 2000 auf 70% im Jahr 2030.¹³ Die Importabhängigkeit der EU-30, die im Jahr 2000 rund 35% betragen

¹⁰ Grafik in: *Commission Européenne*, Green Paper. Technical Document, S. 5.

¹¹ Jörg Schindler/Werner Zittel, Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit« in Form von drei Thesen zur künftigen Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaft, September 2001, http://www.energiekrise.de/news/forum/Gruenbuch_Stellungnahme_LBST.pdf, S. 23 (im folgenden zitiert als »Schindler/Zittel, Kommentar«).

¹² A. Ornes, in: www.rusenergy.com/projects/a12012001.htm.

¹³ *Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, Grünbuch, S. 23.

hatte, wird 2030 rund 60% erreichen (siehe Tabelle 1, S. 36). Daraus entstehen Risiken, die nach Meinung der Verfasser des Grünbuchs nicht vermieden, sondern nur minimiert werden können. Sie resultieren, so wird ausgeführt, im einzelnen aus folgenden Schwachstellen der Energieversorgung bzw. der Versorgungssicherheit:¹⁴

- ▶ physische Risiken wie die Erschöpfung von Energiequellen, die Unterbrechung von Energielieferungen (als Ursachen werden geopolitische Krisen, Naturkatastrophen oder Streiks genannt), die Einstellung der europäischen Kohleförderung oder der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie aufgrund eines schweren Unfalls in einem Kernkraftwerk;
- ▶ wirtschaftliche Risiken, die mit hohen Schwankungen der Weltmarktpreise für Energieträger zusammenhängen; hier werden ebenfalls geopolitische Risiken genannt, und es wird auf die OPEC, den nahöstlichen Friedensprozeß, das Irak-Embargo und die Entwicklungen in Iran und Libyen verwiesen;
- ▶ gesellschaftliche Risiken im Sinne sozialer Spannungen, die innerhalb der EU als Reaktionen auf Preiserhöhungen oder als Versorgungsunterbrechungen bei Energie und Treibstoffen auftreten könnten;
- ▶ ökologische Risiken im Sinne von Schäden, die durch die Energienutzung entstehen können (Unfälle mit Tankern oder in Kernkraftwerken, Schadstoffemissionen).

Es fällt auf, daß die (geo-)politischen Risiken im Grünbuch nicht weiter ausgeführt werden. Man hat den Eindruck, daß die Verfasser von einer ausführlichen Erörterung dieses Themas wegen seiner politischen Brisanz – und vielleicht auch wegen differierender Ansichten innerhalb der EU-Staaten – bewußt Abstand nahmen, während es doch zweifellos ein wesentlicher Beweggrund für die Beschäftigung mit der Sicherheit der Energieversorgung Europas war und auch zukünftig sein dürfte. Eine Bewertung derartiger Risiken fällt in der Tat schwer. Politisch motivierte Blockaden von Energielieferungen durch einzelne Staaten oder Staatengruppen sind unwahrscheinlich und nur im Rahmen von grundlegenden Veränderungen der weltpolitischen Konstellationen und Bündnisse vorstellbar. Terroristische Angriffe auf Förder- oder Transporteinrichtungen sind eher wahrscheinlich, haben jedoch nur begrenzte Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit Europas. Unkalkulierbar bleibt das Risiko von Kriegen in denjenigen Regionen, von denen Europa vor allem mit Energieträgern versorgt wird. Um physische, wirtschaftliche und geopolitische Risiken zu minimieren, bietet sich die räumliche Diversifikation der Bezugsquellen an. Je nach Energieträgern stellt sich die Situation unterschiedlich dar (die folgenden Importanteile beziehen sich auf die EU-15).

Bei Kohle kann man von einem weltweiten, räumlich differenzierten Wettbewerbsmarkt sprechen, woraus geringe Risiken der Lieferunterbrechung und verhältnismäßig niedrige Preise resultieren. Auch die stark zunehmende Abhängigkeit der EU von Kohleimporten (gegenwärtig rund

¹⁴ Ebd., S. 73.

50%, ansteigend bis 2030 auf bis zu 100%) wird daher nicht als Gefährdung der Energiesicherheit angesehen.¹⁵

Bei Erdöl (Tabelle 5, S. 37) kommt ein hoher Abhängigkeitsgrad (gegenwärtig rund 75%, bis 2030 ansteigend auf bis zu 90%) zu einer sich immer weiter erhöhenden räumlichen Konzentration auf den Mittleren Osten (Saudi-Arabien, Iran, Irak, Vereinigte Arabische Emirate, Kuwait, Katar), da die Bezüge aus Norwegen und Rußland abnehmen werden. Damit verstärkt sich nicht nur die Abhängigkeit vom OPEC-Kartell, sondern auch die Konzentration auf eine als geopolitisch unstabil geltende Region.

Der europäische Erdgasmarkt ist – anders als der Erdölmarkt – gegenwärtig kein Weltmarkt, sondern ein regionaler Markt mit allerdings vielen regionalen Anbietern, darunter Rußland, Norwegen und Algerien, die zusammen 95% der europäischen Importe bestreiten (siehe dazu auch die Karte der Gaspipelines im Anhang, S. 35). Bei Erdgas ist die Importabhängigkeit Europas (gegenwärtig 40%, bis 2030 ansteigend auf bis zu 70%) zwar ebenfalls hoch, aber nicht ganz so dramatisch wie bei Erdöl. Wenn Flüssiggas (LNG) einbezogen wird, kann Gas aus mehr Regionen bezogen werden als Erdöl: Sie reichen von Norwegen über Rußland, die Kaspische Region und den Iran bis nach Nordafrika (Algerien und Libyen) und Nigeria (Tabelle 6, S. 37). Ab 3500 km ist Flüssiggas billiger als Erdgas, das über Onshore-Pipelines transportiert wird.¹⁶ Erdgas über Offshore-Pipelines ist bereits bei einer Länge von 2000 km teurer als LNG (siehe Diagramm 3). Ein »Nahezu-Weltmarkt« für Erdgas könnte entstehen, wenn zukünftig in verstärktem Maße der Iran, Katar und Turkmenistan sowie afrikanische Länder wie Nigeria als Anbieter auftreten.

Zukünftige Energieoptionen Europas

Im folgenden werden die Aussichten für die zukünftige Nutzung der verschiedenen Energieträger betrachtet. Dabei sei daran erinnert, daß im 20. Jahrhundert die Vorherrschaft der Kohle zunächst durch das Erdöl gebrochen wurde und dann das Erdgas einen Aufschwung erlebte. Aber wie soll es weitergehen? Wenn nichts Einschneidendes unternommen wird (d.h., wenn die Voraussetzungen des Szenarios des Grünbuchs weiter gelten), wird sich der Energieverbrauch der EU bis 2030 weiter in Richtung der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle verschieben. Ihr Anteil wird – ohne Berücksichtigung der neuen Mitgliedsländer – von 79% im Jahr 2000 auf 86% im Jahr 2030 zugenommen haben (Tabelle 7, S. 38).

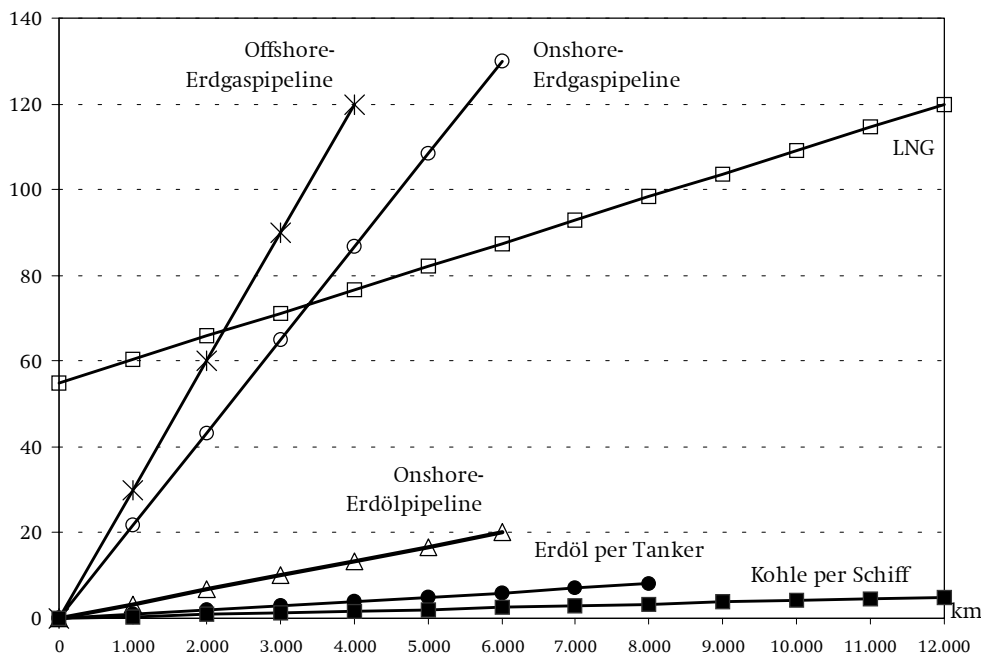
Das Grünbuch 2000 stellt in einem Diagramm seinen Referenzfall für die Entwicklung des europäischen Gasmarkts dar, wobei der Verbrauch,

¹⁵ Hier und im folgenden werden die Zahlenangaben aus dem Text des Grünbuchs verwendet, da die Angaben in den dort ebenfalls zu findenden Diagrammen differieren.

¹⁶ Andernorts wird der Breakeven Point (hier der Schnittpunkt mit der LNG-Linie) für 42" Onshore-Pipelines allerdings bei 4500 km angegeben. Vgl. *International Energy Agency, World Energy Outlook: 2001 Insights*, Paris 2001, S. 157.

Diagramm 3

Transportkosten von Energieträgern bei verschiedenen Transportarten
(in US-Dollar/toe)



Quelle: Hilmar Rempel, Erdgas im 21. Jahrhundert. Vortrag auf der Frühjahrstagung 2001 des Fachbereichs Aufsuchung und Gewinnung der DGMK, Celle, 26.4.2001, http://www.bgr.de/b123/erdgas_21/erdgas_21.pdf, S. 6. Im Unterschied zu den anderen Transportarten treten beim LNG-Transport hohe fixe Kosten für die Verflüssigungsanlagen auf.

die Eigenproduktion und die Nettoimporte unterschieden werden.¹⁷ Daraus ergeben sich, wobei eine Umrechnung von Öleinheiten in Kubikmeter Erdgas vorgenommen wird, die in Tabelle 8 (S. 38) genannten – ungefähren – Zahlenwerte.¹⁸ Der Erdgasverbrauch wird gemäß Grünbuch-Szenario in der erweiterten EU zwischen 2001 und 2020 um jährlich 1 bis 2% und zwischen 2021 und 2030 nur noch um 1% pro Jahr zunehmen. Der Rückgang der Eigenerzeugung wird erst ab 2011 angenommen. Trotz dieser als günstig zu bezeichnenden Annahmen ergibt sich aus dem Zusammenwirken der beiden Faktoren eine Verdoppelung des gesamten Importbedarfs bis 2020 und fast eine Verdreifachung bis 2030.¹⁹

¹⁷ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch, S. 42.

¹⁸ Für die Umrechnung von Erdgas in Rohöleinheiten (RÖE, toe) werden in der Literatur verschiedene Konversionskoeffizienten (1000 m³ Erdgas pro toe) genannt, die von 1,1 bis 1,3 reichen. Hier wird – mangels näherer Angaben im Grünbuch – der international weitverbreitete Koeffizient 1,111 (entsprechend 0,9 toe pro 1000 m³ Erdgas) verwendet, der auch den Berechnungen des BP Statistical Review of World Energy 2001 zugrunde liegt; vgl. <http://www.bp.com/downloads/702/BPwebglobal.pdf>, S. 20ff.

¹⁹ Das Grünbuch liegt mit seinem Szenario an der unteren Grenze der Prognosen, die von der Energy Information Administration (EIA), der International Energy Agency (IEA) sowie dem Energy and Environment Programme des Royal Institute of International Affairs aufgestellt wurden. Vgl. Jonathan Stern, Traditionalists versus the New Economy:

Der Anteil russischer Lieferungen in die EU-30 lag im Jahr 2000 bei rund 70% (der im Grünbuch genannte Anteil von 41% bezieht sich auf die EU-15).²⁰ Außer von Rußland, das netto rund 125 Mrd. m³ lieferte, wurde Europa im Jahr 2000 im wesentlichen noch von Algerien mit 35 Mrd. m³ Pipelinegas und 26 Mrd. m³ Gas aus Flüssiggas sowie von Nigeria mit 6 Mrd. m³ Gas aus Flüssiggas versorgt.²¹ Wenn der Anteil der Bezüge der erweiterten EU aus Rußland, wie das Grünbuch annimmt, im Jahr 2030 nur noch 60% betragen soll, müssen Rußlands Lieferungen dennoch bis dahin fast verdreifacht werden, wie Tabelle 8 (S. 38) zeigt. Zu prüfen ist, ob derartige Erwartungen an Rußland mit dessen Energiestrategie vereinbar sind. Weiterhin ist zu überlegen, welche Alternativen in Betracht kommen, wenn Rußland die ihm zugewiesene Rolle nicht spielen kann. Zunächst soll die geltende russische Energiestrategie, die den Zeitraum bis 2020 erfaßt, in den hier interessierenden Teilen dargestellt werden.

Competing Agendas for European Gas Markets to 2020, London: The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environment Programme, November 2001 (Briefing Paper, New Series No. 26), <http://www.riia.org/Research/eep/stern2020.pdf>.

20 Tabelle 8 weist Nettoeinfuhren aus, was die unterschiedlichen Angaben für den russischen Erdgasexport in Tabelle 12 zum Teil erklären kann. Im übrigen muß darauf verwiesen werden, daß die Berechnungen des Grünbuchs, auf denen Tabelle 8 basiert, hier nicht gänzlich nachvollzogen werden können.

21 BP Statistical Review of World Energy 2001, S. 27ff.

Die russische Energiestrategie bis 2020

Voraussetzungen

Die russische Energiestrategie aus dem Jahr 2000 löst die vorausgehende Strategie ab, die 1995 von Präsident und Regierung gebilligt worden war und bis 2010 reichte. Die neue Energiestrategie, die bis 2020 konzipiert ist, wurde nach Expertenanhörungen und parlamentarischen Erörterungen am 23. November 2000 von der russischen Regierung bestätigt. Nach Ergänzung durch Daten für das Jahr 2000 wurde sie schließlich vom russischen Energieministerium publiziert.²²

In der Energiestrategie von 2000 wird konstatiert, daß es in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre nicht gelungen sei, wesentliche Ziele der Strategie von 1995 zu erreichen. Insbesondere seien die ökonomischen, finanziellen und mengenmäßigen Ziele verfehlt worden, was auf die Wirtschaftskrise und die Lage der Staatsfinanzen zurückgeführt wird. Die Förderung von Energieträgern sei nicht von einer entsprechenden Ausweitung der Reserven begleitet worden. Die Investitionen im Energiebereich hätten sich gegenüber Anfang der neunziger Jahre auf ein Drittel vermindert. Der spezifische Energieverbrauch sei im gleichen Zeitraum um 20% angestiegen.²³ Es sei nicht gelungen die »Gaspause«, das heißt die Umstellung der Elektrizitätserzeugung auf Erdgas, die durch die Entdeckung und Ausbeutung der großen westsibirischen Gasfelder möglich geworden war, für die Erneuerung der Strom- und der Kohlewirtschaft zu nutzen.

Allerdings ist auch die Strategie von 2000 durch einen übertriebenen Optimismus hinsichtlich der künftigen Entwicklung der russischen Energiewirtschaft gekennzeichnet. Man erwartet unter anderem, daß es gelingen wird, bis 2020 den spezifischen Energieverbrauch mindestens zu halbieren. Dadurch soll es trotz einer Verdreifachung des BIP möglich werden, die Zunahme des gesamten Energieverbrauchs auf maximal 35% zu beschränken.²⁴ Die Grunddaten der russischen Energiestrategie bis 2020, die – je nach gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und steuerlicher Bevorzugung des Energiesektors – eine günstige und eine ungünstige Variante unterscheidet, sind in den Tabellen 9 und 10 (S. 39f) dargestellt.

²² *Ministerstvo Energetiki Rossijskoj Federacii, Osnovnye položenija énergetičeskoj strategii Rossii na period do 2020 goda* [Energieministerium der Russischen Föderation, Grundsätze der Energiestrategie Rußlands für die Periode bis 2020], Moskau 2000, http://www.mte.gov.ru/oficial/strateg_energ.htm (im folgenden zitiert als »Energiestrategie«). Vgl. dazu auch: *International Energy Agency, Russian Energy Survey 2002*, Paris 2002; russische Version: *Énergetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, <http://www.iea.org/public/studies/RussiaRus.pdf>.

²³ Der spezifische Energieverbrauch ist der Energieverbrauch pro Einheit Produktion.

²⁴ Das BIP soll – unter günstigen binnen- und außenwirtschaftlichen Bedingungen, bezogen auf 1998 – auf das 3- bis 3,15-fache, also um 200 bis 215% wachsen. Da 1999–2001 bereits ein Wirtschaftswachstum von insgesamt rund 15% zu verzeichnen war, bedeutet dies eine Verdreifachung des BIP (eine Zunahme um 200%) im Zeitraum 2000–2020.

Hier ist nicht der Ort für eine ausführliche Diskussion der Frage, ob die der Energiestrategie zugrundeliegende angenommene Verdreifachung des russischen BIP, also dessen jährliches Wachstum um 5,6%, im Zeitraum 2000–2020 realistisch ist – dieses Ziel scheint recht hoch gesteckt zu sein. Schon eine durchschnittliche Zunahme des BIP um 3 bis 4% pro Jahr wäre als großer Erfolg anzusehen. Erhebliche Zweifel müssen außerdem an der prognostizierten Senkung des spezifischen Energieverbrauchs angemeldet werden. Wenn der Primärenergieverbrauch nur um 35%, das heißt jährlich um 1,5% wachsen darf, müßte die jährliche Einsparung 4% betragen. Eine derart rasante Steigerung der Energieeffizienz der Produktion wäre zwar höchst willkommen, setzt jedoch hohe Investitionen in Energiesparmaßnahmen und einen erheblichen strukturellen Wandel der Volkswirtschaft voraus: Nach der Rechnung der Energiestrategie soll alleine der Strukturwandel, das heißt die Verschiebung zu den weniger energieintensiven Dienstleistungen, 70% der Energieeinsparung bewirken. Daß derartig hochgespannte Ziele realistisch sind, wird jeder bezweifeln, der die geringe Wirksamkeit entsprechender Planungen aus sowjetischer Zeit kennt.²⁵ Die angestrebten Preiserhöhungen für Erdgas im Inlandsverbrauch sowie parallele Preiserhöhungen für Kohle werden bis 2010 eine (reale) Verdreifachung der Preise für Strom und Wärme zur Folge haben. Dies könnte durchaus zu Einsparungen beim Inlandsverbrauch führen, wird aber auch erhebliche Auswirkungen auf die soziale Lage haben und muß daher im Hinblick auf die politische Durchsetzbarkeit mit Vorbehalt aufgenommen werden.

Da der Inlandsverbrauch von Erdgas nur gering zunehmen soll, wird gemäß Energiestrategie der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch in Rußland von derzeit 48% auf 42 bis 45% sinken. Der Anteil des Erdöls wird mit 22 bis 23% praktisch stabil bleiben, der Anteil der Kohle von 20% im Jahr 2000 leicht (auf 21 bis 23%) steigen. Die Energiestrategie peilt also eine Verminderung des Einsatzes von Erdgas zur Wärme- und Elektrizitätserzeugung an, wobei es von Kohle sowie Kernenergie ersetzt werden soll, während erneuerbare Energien keine bedeutende Rolle spielen. Die negativen Auswirkungen der geplanten Ausweitung der Kohleverfeuerung auf die Umwelt werden nicht thematisiert. Die russische Energiestrategie prognostiziert und verfißt somit langfristige Tendenzen, die im Widerspruch zu den Absichten stehen, die im Grünbuch und in anderen europäischen Dokumenten zur Energiepolitik formuliert sind. Dies beruht einerseits darauf, daß Rußland Erdgas vom Binnenverbrauch in den Export umlenken will. Andererseits kommt hier die in Rußland vorhandene positive Einstellung zum Einsatz von Kohle und Kernenergie als Energieträger der Zukunft zum Ausdruck.

Die gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung der russischen Energiepläne im Zeitraum 2001–2020 erforderlich sind, werden mit 550 bis 700 Mrd. US-Dollar (zu konstanten Preisen) angegeben. Davon entfallen

²⁵ Hella Engerer, Einsparpotentiale in der sowjetischen Energiewirtschaft, in: Friedemann Müller (Hg.), *Rußlands Energiepolitik: Herausforderung für Europa*, Baden-Baden 1992 (Aktuelle Materialien zur Internationalen Politik, Bd. 31), S. 59–64.

480 bis 600 Mrd. US-Dollar auf die Energiewirtschaft im engeren Sinne. Die Energieinvestitionen werden demnach in den kommenden 20 Jahren jeweils einen Anteil von 5 bis 6% am BIP haben und damit ein Drittel bis ein Viertel der gesamten Investitionen ausmachen. Zu 80 bis 90% sollen sie aus Eigenmitteln der Energiewirtschaft finanziert werden. Staatliche Mittel sind nur für die Erhöhung der Sicherheit der Kernkraftwerke, die Beseitigung des Elektroenergiedefizits im Fernen Osten sowie die Umstrukturierung der Kohleindustrie vorgesehen. Nähere Angaben über den Umfang der erforderlichen ausländischen Investitionen in den russischen Energiesektor macht die Energiestrategie nicht. Er dürfte aber im angegebenen Zwanzigjahreszeitraum bei mindestens 100 Mrd. US-Dollar (ebenfalls zu konstanten Preisen) liegen müssen. Die Erwartung, daß pro Jahr durchschnittlich 5 Mrd. US-Dollar an ausländischen Investitionen in die russische Energiewirtschaft fließen werden, erscheint angesichts der Vielzahl möglicher Projekte nicht zu hoch gegriffen, bedeutet aber fast eine Verzehnfachung gegenüber dem gegenwärtigen Stand (2000: rund 650 Mio. US-Dollar).²⁶

Ressourcen und Förderung von Energieträgern

Die russische Ressourcenstatistik unterscheidet in Fortführung der sowjetischen Terminologie zwischen prognostizierten Ressourcen (prognosnye resursy) sowie entdeckten Reserven (razvedannye zapasy). Diese Unterscheidung ähnelt der im Westen gängigen Trennung zwischen noch nicht entdeckten Ressourcen (undiscovered resources) sowie nachgewiesenen und wirtschaftlich nutzbaren Reserven (reserves). Allerdings bestehen vor allem bei der Reservenberechnung erhebliche Unterschiede. Der westliche Reservenbegriff (»sicher nachgewiesen und unter heutigen ökonomischen Bedingungen förderbar«) hatte unter sowjetischen Bedingungen keinen Sinn ergeben, denn in der sowjetischen Planwirtschaft bestanden keine festen Kriterien für eine ökonomische Reservendefinition. Die Erschließung eines Erdöl- oder Erdgasfeldes war vielmehr eine politische Entscheidung. Da jedoch die heutigen russischen Reserven Zahlen auf den alten Berechnungen aufbauen, müssen sie als überhöht gelten, was es im folgenden zu bedenken gilt.

Die Energiestrategie verweist darauf, daß Rußland, bezogen auf die ganze Welt, bei Erdöl mehr als 12–13% der prognostizierten Ressourcen sowie 13% der entdeckten Reserven besitzt. Bei Erdgas betrage der Anteil an den Weltressourcen sogar 42% und an den Reserven 34%. Rußlands Anteile an den Steinkohlereserven werden mit 20% und an der Braunkohle mit 32% angegeben. Bezogen auf die prognostizierten Ressourcen seien bisher 17% des Erdöls, aber nur 5% des Erdgases gefördert worden, bei Kohle liegt dieser Anteil noch weit niedriger. In der Energiestrategie wird allerdings darauf verwiesen, daß nur rund 25% der prognostizierten Ressourcen gefördert werden können. Diese Grenze werde bei Erdöl in

²⁶ Interfax Statistical Report 12/2001 vom 23.3.2001, S. 14.

absehbarer Zeit erreicht. Bei Erdgas und Kohle sei bis auf weiteres keine mengenmäßige Begrenzung absehbar, jedoch stelle sich die Frage der Förderkosten.

Da die Perspektiven für die Förderung von Energieträgern sowohl vom zukünftigen Energiepreisniveau als auch von der Steuerbelastung und den technischen Entwicklungen bei der Suche und der Erschließung der Lagerstätten abhängen, werden in der russischen Energiestrategie eine günstige sowie eine ungünstige Variante unterschieden (Tabellen 9 und 10, S. 39f). Die ungünstige Variante nimmt geringere Fördermengen der jeweiligen Energieträger sowie geringere Exportmengen an. Sie beruht auch auf vorsichtigeren Annahmen über die Entwicklung der Absatzpreise sowie der Besteuerung.

Die Annahmen und Prognosen der russischen Energiestrategie gehen in beiden Varianten von deutlichen Förder- und Erzeugungszuwächsen sowie einem erheblichen Einsparerfolg aus. Daraus ergibt sich dann das dort dargestellte zunehmende Exportpotential. Im folgenden soll untersucht werden, ob diese Erwartungen für den Erdgasbereich gerechtfertigt sind.

Erdgas in der russischen Energiestrategie

Der Umfang der zukünftigen russischen Erdgasförderung wird nach Aussage der Energiestrategie von denselben Faktoren beeinflusst werden, die für die Erdölförderung gelten, also vom Weltmarktpreis für Erdgas, von der Besteuerung und von der technischen Entwicklung der Fördertechnologie. Hinzu kommt als bedeutsame Determinante der Inlandspreis für Erdgas, der bislang weit niedriger ist als der Weltmarktpreis und dadurch die Rentabilität der Gaswirtschaft beeinträchtigt. Er soll nach den Plänen der Regierung (ohne Berücksichtigung der Inflationsrate, also »real«) bis 2003 auf das Zweieinhalbfache angehoben werden und bis 2007 das europäische Niveau erreichen, was seine reale Vervierfachung bedeuten würde. Nur unter den oben genannten »günstigen« Bedingungen wird in der russischen Energiestrategie das Erdgas-Fördervolumen für 2020 auf 700 Mrd. m³ prognostiziert, was einen – bescheidenen – Zuwachs von rund 130 Mrd. m³ gegenüber 2000 bedeuten würde. Aber selbst dieser nicht übermäßige Förderzuwachs scheint bei näherer Betrachtung nicht sehr wahrscheinlich zu sein.

Wie beim Erdöl treten auch bei der Gasförderung die bisherigen *westsibirischen Hauptfördergebiete* in die Phase geringer werdender Produktivität ein. Die drei »Gigantenfelder« *Medveschje*, *Urengoj* und *Jamburg*, die im Jahr 2000 85% des russischen Erdgases lieferten, sind zu 78%, 67% und 46% erschöpft. Um die Gasförderung nicht weiter absinken zu lassen, wurde im Oktober 2001 die Förderung im Feld *Zapoljarnoe* (östlich von Urengoj) aufgenommen, das durch eine kurze Verbindungsleitung an die bestehenden Pipelines angeschlossen werden konnte. Zapoljarnoe soll bis 2005 ein Fördervolumen von 100 Mrd. m³ erreichen, das nicht nur für den russischen Binnenmarkt, sondern auch für Exportlieferungen nach Europa einschließlich der Türkei benötigt wird. Die auf dem Boden des Schwarzen

Meeres in die Türkei verlaufende Unterwasserpipeline »Blue Stream«, die 2009 ihre volle Kapazität von 16 Mrd. m³ erreicht haben wird, wird ebenfalls von Zapoljarnoe gespeist. Mit Zapoljarnoe, dem letzten großen Gasfeld auf dem Festland, kann die Erdgasförderung in Westsibirien voraussichtlich bis 2010 stabilisiert werden. Weitere kleinere Felder in Westsibirien, in Ostsibirien und im Fernen Osten sollen erschlossen werden. Letztere werden vor allem Bedeutung für die regionale Gasversorgung sowie für Lieferungen nach China, Japan und Korea gewinnen. Für die Belieferung Westeuropas bleiben die Felder in Westsibirien entscheidend. Ab ungefähr 2010 und spätestens ab 2015 ist jedoch mit einem deutlichen Rückgang der westsibirischen Fördermenge zu rechnen, also gerade dann, wenn der Einfuhrbedarf Europas anwachsen wird.

Eine Ausweitung der Förderung in jenen Regionen, die für den europäischen Gasmarkt von direkter Bedeutung sind, wäre nur zu erwarten, wenn die Offshore-Vorkommen in der Barentssee (*Shtokmanov-Feld*) sowie die großen Gasfelder auf der *Jamal-Halbinsel* (*Bovanenkovo*, *Kruzenstern*) zur Produktionsreife gebracht und durch Pipelines erschlossen werden könnten. In der russischen Energiestrategie ist der Beitrag dieser beiden großen, neuen Gasförderregionen ab 2011 bereits berücksichtigt.²⁷ In beiden Fällen sind jedoch Fragen offen. Die großen Vorkommen erfordern den Bau langer und daher teurer Pipelines. Ihre Rentabilität ist schon aus diesem Grunde schwer zu kalkulieren.²⁸ Weitere große Gasvorkommen befinden sich ebenfalls in der Barentssee sowie in der östlich von Novaja Zemlja gelegenen Karasee. Die beiden »erwarteten« Vorkommen in der Karasee, Leningradskoje und Rusanovskoje, haben die gleiche Größenordnung wie das Shtokmanov-Feld.²⁹

Die Standardwerke der Energiewirtschaft stellen die mittel- und langfristigen Aussichten der russischen Erdgaswirtschaft fast ebenso optimistisch dar wie die russischen Quellen. So beziffert die Internationale Energieagentur (IEA) die russischen Reserven auf rund 47 000 Mrd. m³. Bei einem jährlichen Fördervolumen von 500 bis 600 Mrd. m³ läßt sich daraus auf den ersten Blick auf eine mehr als 40 Jahre lange Lebensdauer der russischen Gasförderung auf gegenwärtigem Niveau schließen.³⁰ Gegen eine derartige Betrachtung sprechen zunächst allgemeine Einwände, die die konventionelle Definition von Reserven und Ressourcen betreffen.³¹ Darüber hinaus ist, wie oben ausgeführt wurde, generelle Skepsis gegen-

²⁷ Dies geht aus der vorläufigen Fassung der Energiestrategie von März 2000 hervor; vgl. *International Energy Agency, Russian Energy Survey 2002*, Paris 2002 (im folgenden zitiert als IEA 2002), Tab. 5.2.

²⁸ Christian von Hirschhausen, *The Russian Gas Reserves: A Fresh Look after a Decade of Transformation*, in: ders. (Hg.), *Modernizing the Infrastructure in Transformation Economies*, Cheltenham/Northampton 2002 (im Erscheinen).

²⁹ Arild Moe/Anne-Kristin Jørgensen, *Offshore Mineral Development in the Russian Barents Sea*, in: *Post-Soviet Geography and Economics*, (2000) 2, S. 98–133 (99ff).

³⁰ IEA, *World Energy Outlook: 2001 Insights*, S. 206. Ebenso IEA 2002, S. 136, der russischen Fassung: *Energetičeskaja politika Rossii, Obzor 2002*, <http://www.iea.org/public/studies/RussiaRus.pdf>.

³¹ Schindler/Zittel, *Fossile Energiereserven*, S. 6ff.

über den russischen Reserveangaben angebracht.³² Erforderlich erscheint eine Korrektur unter Einbeziehung der Rentabilität. Schon für die großen westsibirischen Gasfelder Jamburg, Urengoj und Medveschje sowie ihre Umgebung (Satellitenfelder) ergeben sich niedrigere als die offiziellen Reserveschätzungen, wenn aus wirtschaftlichen Erwägungen nur die leichter zu extrahierenden Schichten (Cenoman-Formation) berücksichtigt werden. Die Felder der Jamal-Halbinsel wie auch diejenigen in der Barentssee sollten gänzlich aus der Reservestatistik herausgenommen werden, da es zweifelhaft ist, ob sie unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als förderwürdig anzusehen sind. Dasselbe gilt für eine Reihe von west- und ostsibirischen Gasfeldern. Folgt man dieser Auffassung, dann betragen die korrigierten russischen Gasreserven nur 18 000–20 000 Mrd. m³ und damit rund die Hälfte der offiziell angegebenen Werte.³³ Folglich haben die nachgewiesenen, wirtschaftlich förderungswürdigen russischen Reserven etwa dieselbe Größenordnung wie die des Iran (Tabelle 11, S. 41).

Das Erdgasvorkommen *Štokmanovskoje* (*Shtokmanov*) liegt 650 km nordöstlich von Murmansk in der Barentssee. Es soll planungsgemäß – womöglich zusammen mit den benachbarten Offshore-Feldern *Ledovoje* und *Ludlovskoje* – bei Erreichen der vollen Produktionskapazität jährlich bis zu 90 Mrd. m³ Gas liefern. Die Investitionskosten werden sich insgesamt auf 40 Mrd. US-Dollar belaufen.³⁴ Das Shtokmanov-Vorkommen gehört zu den fünf größten der Welt und ist beispielsweise doppelt so groß wie das Troll-Feld in der Nordsee, das bislang größte Offshore-Feld.³⁵ Shtokmanov ist nicht nur wegen seiner Größe attraktiv, sondern auch weil es neben Erdgas große Mengen von Gaskondensat (Erdöl) enthält.

In der Shtokmanov-Region sind erhebliche technische Schwierigkeiten zu überwinden: Zu Kälte und Dunkelheit im arktischen Winter kommen die Wassertiefe von 280 bis 360 m, Treibeis und bis 25 m hohe Wellen erschwerend hinzu. Außerdem liegt das Feld außerhalb der Reichweite von Hubschraubern. Nachdem zunächst die französische TotalFinaElf zusammen mit Conoco, Fortum und Norsk Hydro als Projektbetreiber vorgesehen war und im September 2001 ihre Absicht zur Investition von 2,5 Mrd. US-Dollar bekundet hatte, erklärten Anfang Oktober überraschend Gazprom und die ebenfalls russische Rosneft, daß sie die Erschließung alleine durchführen wollten. Daß dies gelingen wird, muß bezweifelt werden, da den russischen Gesellschaften weder ausreichende Erfahrungen mit der Offshore-Förderung noch geeignete Technologien und ausreichende Finanzmittel zur Verfügung stehen.³⁶

Die Produktion auf der *Jamal-Halbinsel* (Felder *Bovanenkovo*, *Kruzenstern*) soll 2020 rund 85 Mrd. m³ betragen. Von der Gasleitung »Jamal–Europa«

³² Ebd., S. 13, und Schindler/Zittel, Kommentar, S. 30.

³³ Hirschhausen, The Russian Gas Reserves.

³⁴ M. Krutichin, <http://www.rusenergo.com/projects/a05102001.htm>.

³⁵ Arild Moe, Offshore Developments: The Compatibility of Federal Decisions and Regional Concerns, in: Geir Hønneland/Helge Blakkisrud, Centre-Periphery Relations in Russia: The Case of the Northwestern Regions, Aldershot 2001, S. 133–164 (148).

³⁶ M. Krutichin, <http://www.rusenergo.com/projects/a05102001.htm>.

existierte im Jahr 2000 nur der rund 3000 km lange Abschnitt, der parallel zu bestehenden Pipelines von Deutschland über Polen bis an die russisch-weißrussische Grenze führt. Für 2002 ist die Fertigstellung des 370 km langen Teilstücks von der Grenze Weißrusslands zur Kompressorstation Torschok nordwestlich von Moskau vorgesehen. Ob und wann das dann noch fehlende, fast 3000 km lange Teilstück von Torschok bis zur Jamal-Halbinsel fertiggestellt werden wird, ist nicht abzusehen. Die Kosten wurden mit 7 bis 10 Mrd. US-Dollar veranschlagt, wozu noch weitere rund 10 Mrd. US-Dollar für Förderanlagen kommen werden. Nach Angaben von J. Komarov von Gazprom belaufen sich die Gesamtkosten des Projekts Jamal-Europa sogar auf mehr als 30 Mrd. US-Dollar.³⁷ Andere Quellen nennen noch höhere Werte.³⁸ Damit das Jamal-Gas rentabel wird, müßte das Weltmarkt-Preisniveau für Erdgas auf das Doppelte der jetzigen Höhe steigen.³⁹

Beide Großprojekte können nur Erdgas liefern, das wesentlich teurer ist als das aus den westsibirischen Vorkommen, auf die sich der russische Gasexport bislang stützt. Dabei würde das Jamal-Gas nach verschiedenen Schätzungen noch um die Hälfte teurer sein als das aus der Barentssee. Damit stellt sich das Problem der langfristigen Konkurrenzfähigkeit des russischen Gasexports auf dem europäischen Markt und die Frage, ob der Vorteil der räumlichen Diversifizierung im Sinne einer Alternative zu Westsibirien die höheren Entwicklungskosten in den beiden nördlichen Großprojekten aufwiegt.⁴⁰

Auch wenn die Rentabilität der Gasförderung in der Barentssee und auf der Jamal-Halbinsel gegeben wäre, bestünde das Problem der Finanzierung dieser Vorhaben. Die Tilgung und Verzinsung der bereits aufgenommenen Kredite erfordert zwischen 2001 und 2003 jährlich zweieinhalb Mrd. US-Dollar und beträgt ab 2004 immer noch bis zu zwei Mrd. US-Dollar.⁴¹ Gazprom hat Mühe, mit seinen Gewinnen aus den Auslandsumsätzen laufende Vorhaben zu finanzieren und seine bereits aufgenommenen Kredite (angeblich 13 Mrd. US-Dollar) zu bedienen.⁴² Ein großes Problem besteht darin, daß Gazprom auf dem russischen Binnenmarkt, wo zwei Drittel der Gasproduktion abgesetzt werden, wegen der zu niedrigen, staatlich kontrollierten Binnenpreise gegenwärtig kein Geld verdienen kann: Während der Weltmarktpreis bei 80 US-Dollar pro 1000 m³ liegt, bezahlen die russischen Industriebetriebe und die Elektrizitätswirtschaft nur 20 US-Dollar.⁴³ Mit einer durchgreifenden Änderung der Situation ist trotz der geplanten Preisanhebungen (2002: 35%) nicht zu rechnen, weil

³⁷ J. Komarov, »Gazprom« i vnešnye rynki gaza [Gazprom und die Außenmärkte für Gas], in: *Neftegazovaja vertikal'*, 15.10.2001, S. 10.

³⁸ Survival May Become Gazprom's Main Objective in the Near Future, in: *The Russian Oil and Gas Report*, (2001) 71, 6.7.2001.

³⁹ Ivan Gribanov, Gazprom Sets Forth Strategic Priorities, in: *The Russian Energy*, (2002) 2, S. 11.

⁴⁰ Moe, Offshore Developments, S. 155.

⁴¹ S. Pirani, in: <http://www.gn.apc.org/media/members/spirani/pf0105.html>.

⁴² Mathias Brüggemann, Gazprom braucht frische Dollar, in: *Handelsblatt*, 5.3.2002, S. 11.

⁴³ VWD Russland, 11.2.2002, S. 1.

der Abstand zu gewinnbringenden Preisen hoch ist und sehr wahrscheinlich politische Widerstände gegen weitere Anhebungen der Binnenpreise auftreten werden. Daher können die genannten Vorhaben voraussichtlich nur mit wesentlicher Beteiligung ausländischer Firmen realisiert werden.

Allerdings sprechen die Erfahrungen, die ausländische Konzerne und Konsortien in den neunziger Jahren mit Gazprom gemacht haben, bis auf weiteres nicht für große Fortschritte auf diesem Gebiet. Für die Erschließung des Schtokmanov-Gasfeldes in der Barentssee hatte Anfang der neunziger Jahre ein amerikanisch-norwegisch-finnisches Konsortium (Conoco, Norsk, Hydro und Neste) Expertisen erstellt, das jedoch auf Anweisung Jelzins durch die russische Gazprom-Tochter Rosshelf ersetzt worden war, der die Explorations- und Produktionslizenzen bis 2018 übertragen wurden.⁴⁴ Auch bei der Erschließung der Jamal-Halbinsel kam es nicht zu einer Zusammenarbeit von Gazprom und – in diesem Fall – Amoco. Ebenso wenig einigen konnte sich Gazprom mit Fremont Energy über die gemeinsame Erschließung von Gasfeldern im nördlichen Westsibirien. In all diesen Fällen war Gazprom offenbar nicht zu weitgehenden Zugeständnissen bereit, etwa zur Überlassung von Pipelinekapazitäten an die ausländischen Partner.⁴⁵ Erst wenn sich diese russische Politik ändert, besteht Aussicht auf Zufluß von Auslandskapital in der Höhe, die eine Inbetriebnahme der genannten Großprojekte wahrscheinlich werden läßt.⁴⁶

Auf der Jamal-Halbinsel mit ihrer fragilen Bodenstruktur ist mit einem hohen Ausmaß von Umweltschäden zu rechnen, was auch die Energiestrategie anerkennt. Gegen die Erschließung der dortigen Gasfelder sprechen außer schwerwiegenden ökologischen Folgen (Luft-, Wasser- und Bodenverschmutzung) die Beeinträchtigung der Lebensgrundlagen der einheimischen Bevölkerung (Nenzen, Chanten).

Wenn jedoch auf absehbare Zeit nicht mit einem Förderbeitrag der beiden Vorkommen in der Barentssee und auf der Jamal-Halbinsel zu rechnen ist, müssen die Prognosen ab 2010 revidiert werden. Ohne die Förderung in der Barentssee wird die russische Gesamtförderung 2010 nur rund 600 Mrd. m³ erreichen und damit nicht über das Niveau des Jahres 2000 hinausgehen. Wenn auch das Jamal-Vorkommen nicht einbezogen werden kann, wird die Gesamtförderung Rußlands 2020 auf rund 530 Mrd. m³ sinken. Die Gesamtsicht der Energiestrategie für den Erdgasbereich, nach der die Förderung ab 2010 bzw. 2015 ansteigen wird, ist somit als zu optimistisch zu beurteilen. Realistisch ist es dagegen, bis 2010

⁴⁴ Moe, *Offshore Developments*, S. 133–164 (142).

⁴⁵ I. Gribanov, in: <http://www.rusenergo.com/projects/a20042001.htm>.

⁴⁶ Auch die Vereinbarung von Production-Sharing-Agreements (PSA) stößt auf Schwierigkeiten, wie der Fall Prirazlomnoje zeigt. Zunächst hatte sich die australische BHP an der Ausbeute des vor der Petschora-Bucht gelegenen mittelgroßen Ölfeldes interessiert gezeigt, sich jedoch 1999 zurückgezogen, weil es ihr nicht profitabel erschien. Dann hatten im Jahr 2000 Gazprom und Wintershall die gemeinsame Fortführung des Projekts angekündigt. Jedoch konnte man sich im Jahr 2001 nicht über die genauen Bedingungen des PSA verständigen, woraufhin Wintershall das Projekt zunächst auf Eis legte.

mit einer Stabilisierung des Förderniveaus bei 600 Mrd. m³ und danach mit einer allmählichen Abnahme zu rechnen.

In der Strategie ungenügend berücksichtigt sind die Gasförderkapazitäten der russischen Ölgesellschaften, die bislang keinen Zugang zum von Gazprom verwalteten Leitungsnetz haben. Alleine 20–30 Mrd. m³ Begleitgas, das bei der Erdölförderung jährlich anfällt und bislang abgefackelt wird, weil es nicht transportiert werden kann, könnte nutzbringend verwendet werden. Außerdem würden die kapitalkräftigen russischen Ölgesellschaften anstelle der kapitalschwachen Gazprom die rund 500 kleineren Erdgasvorkommen ausbeuten können, die in Rußland noch auf ihre Erschließung warten. Diese Vorkommen haben zwar eine geringere Tagesförderleistung und höhere laufende Kosten als die großen »alten« Felder, ihre Erschließung erfordert aber nicht den bei diesen zu betreibenden riesigen Investitionsaufwand. Allerdings werden nur diejenigen von ihnen in Produktion gehen, die in vertretbarer Entfernung von bestehenden Gaspipelines liegen, denn die kleinen Felder rechtfertigen den Bau von neuen, langen Pipelines nicht. Die zügige Erschließung aller bekannten Felder vorausgesetzt, könnte die russische Erdgasproduktion zwar bis 2015 um 2 bis 3% pro Jahr steigen, doch zeigen die bisherigen Erfahrungen, daß der tatsächliche Zeitbedarf stets deutlich höher liegt als geplant.⁴⁷ Daher sind die Bedenken gegenüber den amtlichen russischen Prognosen durchaus gerechtfertigt.

Rußlands langfristiger Export von Energieträgern (insbesondere von Erdgas)

Die russische Energiestrategie sieht ab 2000 einen zunehmenden Export von Energieträgern vor. Der Höhepunkt des Energieexports wird allerdings – bis auf Elektroenergie – in den Jahren 2012–2015 erreicht. Danach ist eine Stabilisierung bzw. ein leichter Rückgang zu erwarten.

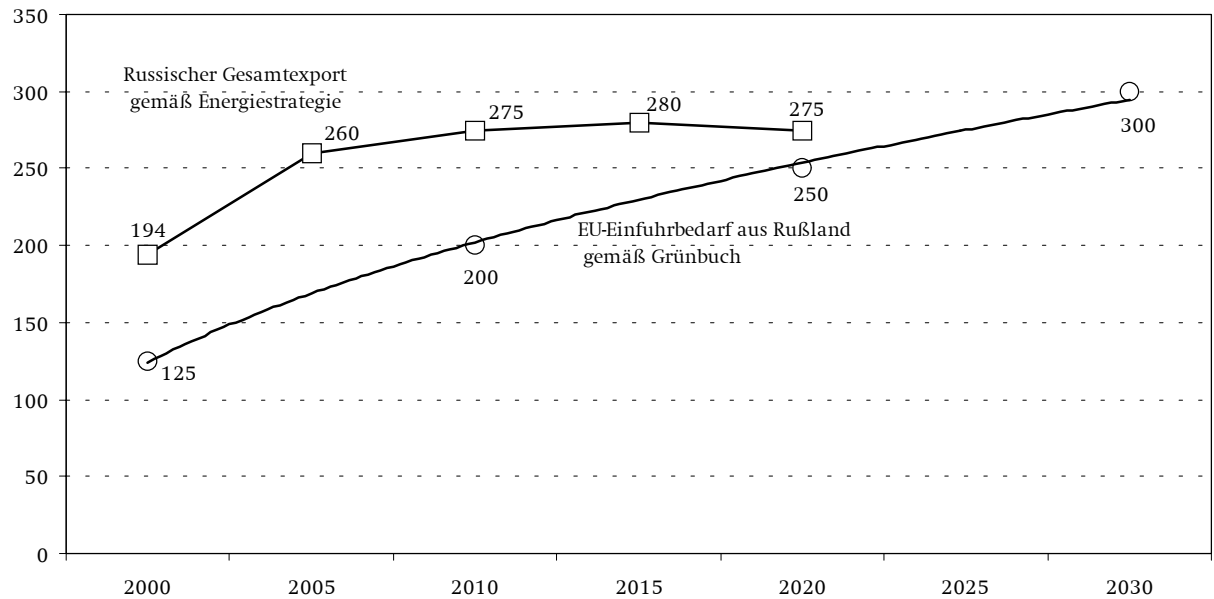
Das Exportpotential Rußlands bei Erdgas beträgt gemäß der Energiestrategie im Jahr 2020 je nach Variante zwischen 270 und 275 Mrd. m³. Dies entspricht auf den ersten Blick den von europäischer Seite geäußerten Erwartungen. Dabei wird jedoch weder ein russischer Gasexport in die GUS-Länder noch nach Südostasien berücksichtigt. Außerdem ist zu bedenken, daß die russische Energiestrategie nur bis 2020 reicht und zu diesem Zeitpunkt ein Überschreiten der Höchstmenge des Erdgasexports erkennen läßt, während der Importbedarf Europas nach 2020 immer weiter anwachsen dürfte (siehe Diagramm 4, S. 26).

Die russische Energiestrategie sieht vor, daß zukünftig ein größerer Anteil der Energieexporte nach China, Japan und Südostasien gehen soll. Gleichzeitig soll der »Energiedialog« zwischen Rußland und der EU vertieft werden. Die Zusammenarbeit mit den europäischen Staaten auf dem Gebiet der Energie soll sich nach russischer Ansicht auf gemeinsame

⁴⁷ Schindler/Zittel, Kommentar, S. 29.

Diagramm 4

Erdgas aus Rußland in die EU-30 (in Mrd. m³)



Quelle: Tabellen 8 und 9 im Anhang, S. 38 und 39.

regionale Investitionsprojekte einschließlich des Energietransports erstrecken. Investoren aus Europa sollen an der Erschließung der Erdöl- und Erdgasvorkommen im Rahmen von Produktionsteilungsabkommen (Production Sharing Agreements, PSA) mitarbeiten. Weiterhin will man auf dem Gebiet der Energieeinsparung, der Verringerung von Schadstoffemissionen sowie bei der Stabilisierung des Weltenergiemarkts zusammenarbeiten. Der »Energiedialog« bzw. die »Energiepartnerschaft« soll neben Bestrebungen zur Schaffung einer Freihandelszone Teil der Überlegungen für einen gemeinsamen europäischen Wirtschaftsraum sein.

Im Anschluß an Gespräche des Präsidenten der Europäischen Kommission Romano Prodi mit dem russischen Präsidenten Putin im Jahre 1999 war von einer Verdoppelung der Erdgasbezüge der europäischen Länder aus Rußland die Rede gewesen. Sollten hierbei die Gesamtbezüge Europas aus Rußland und das Ausgangsjahr 1999 gemeint gewesen sein, würde es sich um eine Erhöhung um 125 Mrd. m³ auf dann 250 Mrd. m³ handeln. Da in der Energiestrategie 2000 für 2015 der Spitzenwert des russischen Gasexports mit 280 Mrd. m³ prognostiziert wird, wären das knapp 90% des gesamten russischen Gasexports. Für die Exporte in die GUS blieben dann maximal noch 30 Mrd. m³ übrig. Dies wären 13 Mrd. m³ weniger, als im Jahr 2000 in die GUS-Staaten (vor allem Ukraine, Belarus und Moldova) geliefert worden sind. Allerdings bliebe dann auch für Exporte nach China und andere ostasiatische Länder nichts übrig, was den Absichten einer Ausweitung des Exports in diese Region widerspricht.

Eine deutliche Erhöhung der Erdgasexporte nach Europa müßte daher von einer erheblichen, über die Prognosezahlen der Energiestrategie weit

hinausgehenden Ausweitung der russischen Erdgasförderung und/oder einer starken Verringerung des Binnenverbrauchs begleitet werden. Die Energiestrategie sieht aber als Folge des erwarteten russischen Wirtschaftswachstums, selbst bei den angestrebten ehrgeizigen Einsparungen, im Zeitraum bis 2020 eine Erhöhung des Erdgas-Binnenverbrauchs vor. Andererseits beruhen die Angaben über die Zunahme der Erdgasförderung ohnehin schon auf reichlich optimistischen Erwartungen, so daß nicht ersichtlich ist, wie eine erhebliche Erhöhung oder sogar eine Verdoppelung der europäischen Erdgasbezüge aus Rußland bewerkstelligt werden soll.

Neben Europa ist bislang die GUS der zweite wichtige Absatzmarkt für russisches Erdgas. In den neunziger Jahren hatte Rußland den westlichen postsowjetischen Raum mit insgesamt 70–90 Mrd. m³ Erdgas beliefert. Die Ukraine erhielt 50–60 Mrd. m³, Belarus rund 15 Mrd. m³ und Moldau rund 3 Mrd. m³. In die baltischen Länder wurden rund 4 Mrd. m³ geliefert. Seit Mitte der neunziger Jahre erhalten die GUS-Länder und das Baltikum in zunehmendem Maße Erdgas, das von der Gesellschaft ITERA aus Turkmenistan importiert oder von ihren eigenen russischen Produktionsstätten bezogen wird.⁴⁸ Während im Jahr 2000 die Exporte von Gazprom in die postsowjetischen Staaten nur noch rund 40 Mrd. m³ betrugen, lieferte ITERA weitere 45 Mrd. m³ in diese Länder.⁴⁹ Die Gesellschaft ist dabei allerdings auf das von Gazprom betriebene Pipelinennetz angewiesen. Das verhindert bislang auch, daß sie oder andere Unternehmen auf dem europäischen Markt als Exporteure von Erdgas auftreten, das nicht von Gazprom stammt.

Nach eigenen Angaben will Gazprom sich die Absatzmärkte in der GUS erhalten und in den kommenden Jahren die Absatzmengen ausweiten. Es ist jedoch vorstellbar, daß die Belieferung der GUS-Staaten – unter Vermittlung von ITERA – weitgehend oder sogar vollständig von Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan übernommen wird. Das ist insbesondere zu erwarten, wenn die Gasförderung in Rußland nicht ausreichen sollte, um sowohl Europa als auch die GUS und ostasiatische Länder wie beabsichtigt zu beliefern.

China, Südkorea und Japan sind weitere große zukünftige Absatzmärkte für russisches Erdgas. Wegen ihrer relativen Nähe zu den chinesischen Küstenregionen kommen für Pipelineprojekte nur die Gasfelder in Ostsibirien in Frage. Bislang gibt es lediglich verschiedene Machbarkeitsstudien, darunter die eines von BP geführten Konsortiums für die Entwick-

⁴⁸ Die Gesellschaft ITERA war 1992 als Handelshaus gegründet worden und hat sich seither zu einem bedeutenden Produzenten und Lieferanten von Erdgas in die GUS-Staaten sowie das Baltikum entwickelt, wohin sie im Jahr 2000 nach eigenen Angaben 86 Mrd. m³ Erdgas lieferte; vgl. http://www.iteragroup.com/english/about_co/activity_nd_e.htm. Die Beziehungen zwischen ITERA und Gazprom sind unklar. Angeblich gehören zu den Eigentümern von ITERA frühere Gazprom-Manager. Auch wird vermutet, daß das rasante Wachstum von ITERA damit zusammenhing, daß Vermögensteile von Gazprom unter Wert an ITERA übertragen wurden; vgl. die Darstellung von William Browder, in: *Carnegie Endowment for International Peace, Russian & Eurasian Program*, <http://www.ceip.org/files/events/events.asp?EventID=468>.

⁴⁹ N. Golubev, in: <http://www.rusenergo.com/companies/a24072001.htm>.

lung des Kovykta-Feldes, das sich 400 km nördlich von Irkutsk befindet. Von dort soll eine 2700 km lange, die Mongolei umgehende Pipeline mit einer Jahreskapazität von 30 Mrd. m³ nach China gebaut werden. Sie wird bis zu 5 Mrd. US-Dollar kosten. Weitere 10 Mrd. US-Dollar werden für die Entwicklung des Feldes benötigt. In einer gewissen Konkurrenz dazu stehen Pläne für die Erdgasversorgung Chinas per Pipeline aus der russischen Republik Jakutien sowie aus Kasachstan und Turkmenistan.

Nach jahrelangem Zögern scheint nun der amerikanische Konzern Exxon Mobil bereit zu sein, die Förderung von Erdöl und Erdgas auf Sachalin im Rahmen des Production Sharing Agreement Sachalin-I in Angriff zu nehmen und insgesamt 30 Mrd. US-Dollar zu investieren. Geplant ist in einer ersten Phase ab 2005 die Gewinnung von jährlich 8 Mio. t Erdöl und 9,6 Mrd. m³ Erdgas. Shell beabsichtigt, im Rahmen von Sachalin-II, wo bereits Erdöl gefördert wird, eine Anlage zur Erzeugung von Flüssiggas mit einer Jahreskapazität von 9,6 Mio. t zu errichten.⁵⁰ Als Absatzmarkt kommt vor allem Japan in Frage. Die geplanten Gasexporte nach China, Südkorea und Japan schmälern zwar nicht direkt das Potential für Ausfuhren nach Westen, das auf den westsibirischen Vorkommen beruht. Allerdings können vermehrte Investitionen in den östlichen Regionen Rußlands die Entwicklung der westlichen Fördergebiete durchaus negativ beeinflussen.

⁵⁰ Moskauer Deutsche Zeitung, 29.11.2001, http://www.mdz-moskau.de/Wirtschaft_und_Finanzen/2001/11/29/13.23.50.htm.

Über die Energiestrategie hinaus

Alternativszenario für russisches Erdgas

Geht man als wahrscheinlichste Variante statt von einem steten Förderzuwachs eher von einer niedrigen langfristigen Fördergrenze bei 500 bis 600 Mrd. m³ Erdgas aus, wird nicht der Zuwachs der Förderung, sondern der Binnenverbrauch zur entscheidenden Determinante der russischen Exportmöglichkeiten. In den neunziger Jahren hatte sich der russische Binnenverbrauch von 480 Mrd. m³ auf rund 400 Mrd. m³ verringert. Sowohl der Einsatz von Erdgas für Heizung und Stromerzeugung als auch die Nachfrage der Industrie waren zurückgegangen. Dagegen war die Belieferung der Haushalte mit 50 bis 60 Mrd. m³ auf ungefähr gleichem Niveau geblieben. Der Binnenverbrauch von Erdgas ist in Rußland allerdings nach wie vor vergleichsweise hoch und erreicht den Pro-Kopf-Wert der USA, was auf ein großes – allerdings nur theoretisches – Einsparpotential verweist. Im Zusammenhang damit müßten die Binnenpreise für Energie auf ein Niveau angehoben werden, das die laufenden Kosten der Energieerzeuger und deren notwendige Investitionen deckt. Weiterhin müßten eine Vielzahl von administrativen und rechtlichen Regelungen geändert bzw. neu eingeführt werden, die das Bewußtsein für die Notwendigkeit der Energieeinsparung bei der Bevölkerung und in der Wirtschaft erhöhen. Realistischerweise kann mit einer raschen Umsetzung dieser Absichten jedoch nicht gerechnet werden.

Nachfolgend wird beispielhaft eine Alternativrechnung vorgestellt, die zu weniger optimistischen Ergebnissen als die Energiestrategie kommt (Tabelle 13, S. 43). Dabei wird auch in der Alternativrechnung die »günstige« Variante der Energiestrategie zugrunde gelegt, jedoch bleiben die Fördervolumen der Barentssee und der Jamal-Halbinsel unberücksichtigt. Bei einer geringeren russischen Gasförderung, als in der Energiestrategie angenommen wird, kann der im Grünbuch festgestellte Bedarf Europas an Einfuhren aus Rußland im Jahr 2010 nur auf Kosten der Exporte in die GUS gedeckt werden. Im Jahr 2020 wird jedoch Rußland nur noch dieselbe Menge an Erdgas wie 2000 nach Europa liefern können, auch wenn dann gar keine Belieferung der GUS-Staaten mehr erfolgt. Für die EU ergibt sich folglich ein von Rußland nicht zu befriedigender Einfuhrbedarf von rund 120 Mrd. m³. Diese Menge an Erdgas muß aus anderen Ländern kommen. Dies können – entgegen den Annahmen des Grünbuchs – Norwegen, Algerien sowie der Mittlere Osten und der Kaspische Raum sein. Für eine Ausweitung des norwegischen Erdgasexports kommen vor allem die Offshore-Vorkommen im norwegischen Teil der Barentssee in Frage. Da wesentlich kürzere Pipelines als von den russischen Vorkommen in der Barentssee oder der Jamal-Halbinsel erforderlich sind, wird norwegisches Gas zu niedrigeren Preisen als das russische Gas angeboten werden können. Als eigentliche Konkurrenz sieht man in Norwegen daher eher

Algerien als Rußland an.⁵¹ Alleine der Gasexport aus Nordafrika könnte sich in wenigen Jahren verdoppeln.⁵²

Neue Gastransitrouten (einschließlich Schiffstransporte von LNG) nach Europa wurden bereits vorgeschlagen bzw. befinden sich im Stadium der Prüfung (Tabelle 14, S. 43).⁵³ Der Schiffstransport von Flüssiggas könnte in den kommenden Jahrzehnten lange und teure Erdgaspipelines überflüssig machen. Damit würde die Belieferung Europas mit Erdgas, etwa aus dem Iran, aus Katar oder aus Angola, an Bedeutung gewinnen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß nach Rußland der Iran und Katar die größten Gasreserven haben.⁵⁴

Erdgas aus Zentralasien

Größeres Gewicht als bisher wird der Transport von Erdgas aus den zentralasiatischen Republiken nach Westeuropa und/oder die Versorgung der südrussischen Gebiete aus Zentralasien erlangen. Gas aus Kasachstan, Turkmenistan oder Usbekistan könnte im Süden Rußlands russisches Gas ersetzen und es für den Export nach Westen freimachen. Der Umfang dieser Gaslieferungen aus Mittelasien könnte nach westlichen Schätzungen 2005 rund 50 Mrd. m³ und 2010 rund 100 Mrd. m³ betragen.⁵⁵ Dies allerdings setzt ein entsprechend angehobenes Preisniveau auf dem russischen Binnenmarkt sowie den Zugang zum russischen Pipelinennetz voraus. Zwar kann Rußland die Konkurrenz zwischen den potentiellen Gaslieferanten Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan zu seinen Gunsten nutzen, doch müßte es ein eigenes, langfristiges Interesse daran haben, diese Länder durch einigermaßen attraktive Bedingungen an sich zu binden und sie nicht auf andere Exportwege zu verweisen (Iran, Afghanistan). Auch müssen die Kapazitäten der aus Zentralasien nach Rußland führenden Pipelines erhöht werden. Diese hatten zu sowjetischen Zeiten 100 Mrd. m³ betragen und waren durch mangelnde Instandhaltung auf unter 60 Mrd. m³ gesunken.⁵⁶

Gazprom beabsichtigt angeblich, seine Bezüge aus Turkmenistan von 2 Mrd. m³ im Jahr 2002 auf 80 Mrd. m³ im Jahr 2012 zu erhöhen.⁵⁷ Wie sich die Arbeitsteilung zwischen Gazprom und ITERA, die in der GUS und auch in Europa expandieren will, weiter entwickeln wird, ist derzeit allerdings nicht abzusehen. Bislang hat Gazprom die eigenen Interessen, die es als

51 A. Ornes, in: <http://www.rusenergy.com/projects/a12012001.htm>.

52 Martin Quinlan, Doubling of Gas Export Capacity in Sight, in: *Petroleum Economist*, (März 2002) 3, S. 4-7.

53 *Commission Européenne*, Green Paper. Technical Document, S. 67.

54 Die Erdgasvorkommen im Iran und in Katar übertreffen diejenigen Norwegens und Algeriens bei weitem. Die Vorkommen im Nahen Osten insgesamt haben die gleiche Größenordnung wie jene Rußlands; IEA, *World Energy Outlook: 2001 Insights*, S. 140ff.

55 Terry Adams, Russian Gas Market to Open up to Central Asian Supplies, in: *Petroleum Economist*, November 2001, S. 8f.

56 Tom Nicholls, Turkmenistan: All that Gas and Nowhere to Go, in: *Petroleum Economist*, November 2001, S. 12f.

57 Nachrichtenagenturen Interfax und VWD, 11.12.2001.

nationale Interessen Rußlands interpretiert, höher gestellt als die der Gasproduzenten in den benachbarten zentralasiatischen Staaten. Dies wurde insbesondere durch den Bau der Gasleitung durch das Schwarze Meer zur türkischen Nordküste (»Blue Stream«) dokumentiert. Der Gazprom-Chef Aleksej Miller bekannte offenherzig: »Uns ist sehr wichtig, den türkischen Markt für uns zu behalten. Vor allem wegen der Konkurrenz durch das zentralasiatische Gas mit seinen riesigen Vorräten. Wenn »Blue Stream« nicht verwirklicht wird, kommt das zentralasiatische Gas, und zwar für 40 oder 36 Dollar [pro 1000 m³]. Und dann nach Europa. Dadurch kann »Blue Stream« unsere nationalen Interessen schützen.«⁵⁸

Wenn Gazprom kein selbst produziertes Gas mehr in die GUS liefert, sondern nur noch sein Pipelinenetz zur Verfügung stellt, kann es nicht nur seine Lieferverpflichtungen gegenüber den europäischen Ländern besser einhalten, sondern muß sich auch nicht mehr mit der schlechten Zahlungsmoral mancher GUS-Staaten herumschlagen. Für die Gasexporte aus Zentralasien in die Ukraine und nach Belarus kann das bereits vorhandene russische Pipelinenetz genutzt werden. Das verursacht geringere Kosten als eine zusätzliche Erschließung von Gasfeldern in Westsibirien und der Bau zusätzlicher Leitungen. Dies setzt allerdings eine entsprechende Genehmigung der Durchleitung voraus, was mit der Ratifizierung der Europäischen Energiecharta durch Rußland dokumentiert würde (s.u.).

In eine andere Richtung gehen russische Pläne für eine »Eurasische Gasallianz« Rußlands, Kasachstans, Usbekistans und Turkmenistans. Sie wurde von Präsident Putin anlässlich des Besuchs des turkmenischen Präsidenten Nijasow im Januar 2002 öffentlich vorgestellt. Putin versteht darunter die Kontrolle des Umfangs, der Richtung und der Bedingungen des Transports von Erdgas aus Zentralasien über das russische Pipelinenetz.⁵⁹ Dabei wäre Rußland bzw. Gazprom in der Lage, die Liefermengen, die Ankaufs- und Absatzpreise sowie die Transportgebühren für das Erdgas aus Zentralasien maßgeblich und in seinem Sinne zu bestimmen.⁶⁰ Nach dieser mehr geopolitisch als ökonomisch geprägten Vorstellung hätte Rußland langfristigen Zugriff auf die Erdgasproduktion seiner südlichen GUS-Nachbarn, die es zur Deckung seines Binnenbedarfs dringend benötigt. Alternative Exportkanäle in Richtung Iran, Türkei und Afghanistan wären diesen Ländern dann verschlossen oder nur mit Zustimmung Rußlands zu öffnen. Vor allem wäre die von Rußland gefürchtete Konkurrenz Turkmenistans auf den westlichen Märkten beseitigt. Auch die Projekte Kasachstans und Turkmenistans zur Belieferung Chinas mit Erdgas befänden sich dann unter russischer Kontrolle.

Weniger klar ist, welche Motive die zentralasiatischen Länder haben sollten, an einer derartigen Allianz teilzunehmen, die ihren Spielraum einengt. In erster Linie könnte Turkmenistan geneigt sein, seine Beziehungen zu Rußland auf diese Weise auf eine gesicherte Grundlage zu stellen und

⁵⁸ Interview mit Aleksej Miller, in: Rossijskaja gazeta, 18.12.2001, S. 1.

⁵⁹ Ansprache Putins am 21.1.2002, <http://www.kremlin.ru/events/440.html>.

⁶⁰ Michael Lelyvheld, Russian Plan Seeking Control of Central Asian Gas Exports, in: Turkmen Report, 24.1.2002, <http://www.rferl.org/bd/tu/reports/>.

in Kooperation mit Rußland seinen Erdgassektor weiterzuentwickeln. Dies gilt jedenfalls so lange, wie alternative Entwicklungsmöglichkeiten, die jeweils mit dem Bau einer großen Exportpipeline für Erdgas zusammenhängen (Transkaspische Pipeline, Iran-Türkei-Pipeline, Afghanistan-Pipeline) nicht über das Planungsstadium hinauskommen.

Die Europäische Energiecharta und Rußland

Betrachtet man die Entstehungsgeschichte der Europäischen Energiecharta, so erscheint es geradezu paradox, daß gerade Rußland mit ihrer Ratifizierung seit Jahren in Verzug ist. Die Europäische Energiecharta ging aus einer Initiative des damaligen Ministerpräsidenten der Niederlande, Ruud Lubbers, aus dem Jahr 1990 hervor. Lubbers hatte vorgeschlagen, der Sowjetunion nicht nur durch einseitige Hilfe, sondern durch gegenseitige Kooperation unter die Arme zu greifen, insbesondere auf dem Energiesektor. Diese Idee – der »Lubbers-Plan« – wurde von der EG-Kommission aufgegriffen, die eine Arbeitsgruppe damit beauftragte, die verschiedenen Kapitel der Europäischen Energiecharta auszuformulieren. Bereits am 16. und 17. Dezember 1991 wurde die Europäische Energiecharta von 47 Staaten unterzeichnet. Darunter waren sämtliche EG- und EFTA-Mitglieder, die mittel- und osteuropäischen Staaten sowie die Sowjetrepubliken einschließlich Rußland. Die Europäische Energiecharta stellte nur eine Absichtserklärung dar. Erst der Energiechartavertrag war ein völkerrechtlich verbindliches Dokument. Er wurde nach mehrjährigen Verhandlungen am 17. Dezember 1994 zwar von 51 Ländern unterzeichnet, allerdings von vielen, darunter Rußland, seither noch nicht ratifiziert.

Grundgedanke der Europäischen Energiecharta war die Energiekooperation auf marktwirtschaftlicher Grundlage bei Gleichbehandlung. Der Energiehandel und der freie Transport von Energiegütern sollten ebenso gewährleistet werden wie darüber hinaus die Kooperation durch Informationsaustausch sowie die Vorgabe von stabilen rechtlichen Rahmenbedingungen.⁶¹ Bei Investitionen gilt die Inländerbehandlung, was bedeutet, daß ein Vertragsland ausländische Investoren und inländische Firmen gleich behandeln muß.⁶²

Rußland (genauer: die Dumamehrheit) sträubt sich bislang dagegen, die Energiecharta und den Energiechartavertrag zu ratifizieren, weil es den von Gazprom vorgebrachten Gegenargumenten folgt. Streitpunkt ist Artikel 7 des Vertrages, der den Energietransit behandelt. Gazprom argumentiert, daß es jährlich bis zu fünf Mrd. US-Dollar Umsatz einbüßen würde, wenn es sein Leitungsnetz für den Gastransit aus Turkmenistan und anderen Ländern nach Europa freigeben müßte.⁶³ Es trifft aber nicht

⁶¹ P. Sennkamp, Die Europäische Energiecharta und die Energiekooperation mit Mitteleuropa und der GUS, <http://userpage.fu-berlin.de/~acht/encharta.doc>.

⁶² Zu einer skeptischeren Beurteilung der Wirkung der Energiecharta siehe Bryan Clark, Transit and the Energy Charter Treaty: Rhetoric and Reality, <http://webjcli.ncl.ac.uk/1998/issue5/clark5.html>.

⁶³ So der ehemalige Gazprom-Chef Rem Vachirev, nach Moscow Times, 26.4.2001, S. 5.

zu, daß der Energiechartavertrag die Vertragsstaaten verpflichtet, ihre Leitungsnetze Konkurrenten zu öffnen. Er untersagt lediglich die Unterbrechung von vertraglich vereinbarten Transitlieferungen, ohne daß ein Streitschlichtungsverfahren vorausging.

Gazprom behauptet weiter, daß die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes und der Übergang von langfristigen Liefervereinbarungen zu einem Spotmarkt für Gas Rußland die Möglichkeit nehmen würde, die Erschließung von Gasvorkommen und den Bau von Gasleitungen zu finanzieren, die dem europäischen Markt zugute kommen sollen. Die Banken würden Gazprom kein Geld leihen, wenn es nur zum Beispiel einjährige Lieferverträge vorweisen könnte. Daher könnte Gazprom auch keine Garantie für die langfristige Belieferung Europas übernehmen.⁶⁴ Gazprom besteht dagegen auf der Weiterführung von Lieferverträgen mit Laufzeiten von 10 bis 25 Jahren zu »take or pay«-Bedingungen, das heißt der Abnehmer muß auf jeden Fall bezahlen, ob er das Gas benötigt oder nicht. Nach Ansicht der europäischen Wettbewerbschüter wird dadurch aber die Konkurrenz ausgeschaltet und der Gaspreis hoch gehalten.

Wenn Rußland den Energiechartavertrag ratifiziert, werden die Verhandlungen über Transitgebühren und -quoten zwischen den GUS-Staaten entpolitisiert und auf eine juristisch einwandfreie Grundlage gestellt. Für alle GUS-Staaten würden gleiche und klare Bedingungen gelten. Der Bau von geopolitisch motivierten, aber ökonomisch nicht gerechtfertigten Umgehungspipelines etwa um die Ukraine oder die Mongolei könnte vermieden werden. Es würde eine international gültige Rechtsgrundlage geschaffen, auf deren Basis Verletzungen der Transitbedingungen geahndet und entsprechende Entschädigungen festgesetzt werden könnten.

Die Grundkonzeption der Europäischen Energiecharta läuft in gewissem Umfang dem russischen Verständnis einer »strategischen Partnerschaft« mit Europa auf dem Energiesektor zuwider. Sieht die EU in der Energiepartnerschaft mit Rußland eine lose Kooperation, die Entscheidungen über Energietransportrouten und die Erschließung von Fördergebieten den Gewinnkalkulationen der privaten Unternehmen überläßt, betont die russische Position die staatliche Ebene und ist von geopolitischen Überlegungen geprägt. Aus russischer Sicht geht es um die Absprache konkreter Großprojekte und ein finanzielles Engagement der EU beim Bau von Fördereinrichtungen und Pipelines, wobei die Kontrolle über den Energiesektor in russischer (staatlicher) Hand bleiben soll. Die Vorstellungen beider Seiten über die Energiepartnerschaft haben somit ausgesprochen asymmetrischen Charakter.⁶⁵ Um zu vermeiden, daß der Versuch, die Energiepartnerschaft über die rhetorische Ebene hinauszuentwickeln, statt zu einer Vertiefung der Beziehungen eher zu Irritationen führt, sollten die grundsätzlichen Positionen beider Seiten weiter diskutiert werden.

⁶⁴ Gazpromchef Aleksej Miller, nach: A. Raff, in: The St. Petersburg Times, 27.4.2001, http://www.sptimesrussia.com/secur/665/news/b_3174.htm.

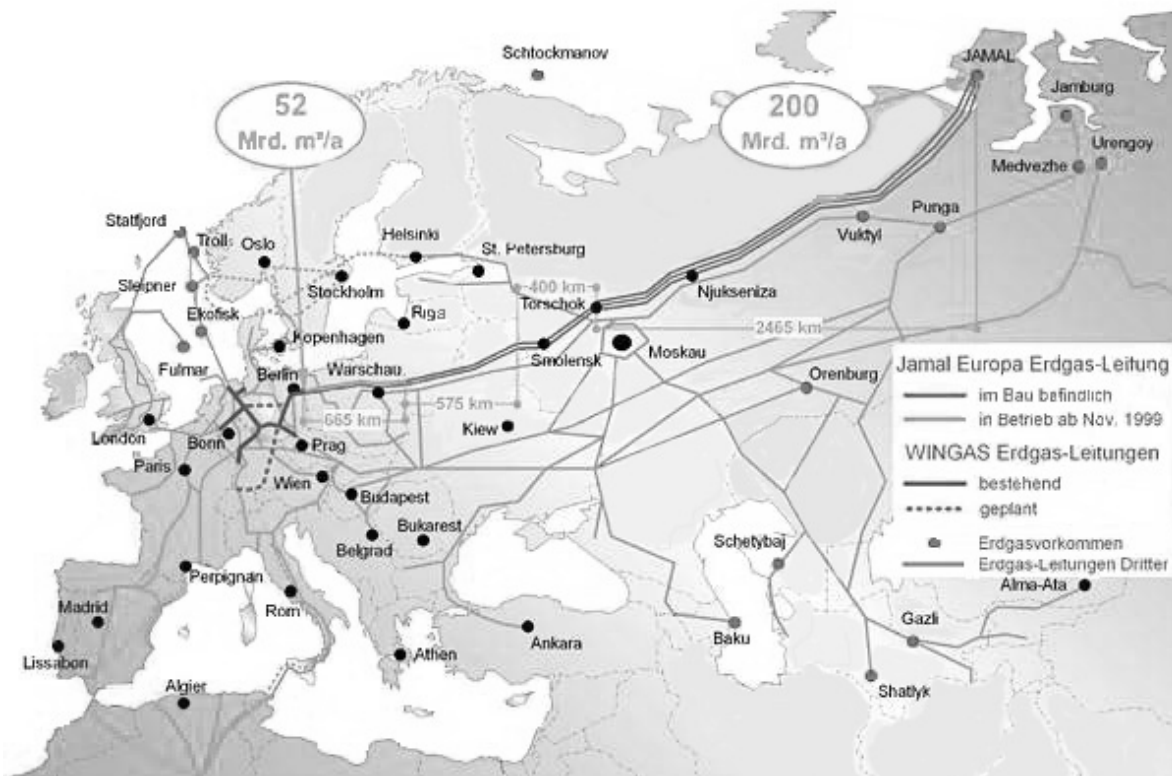
⁶⁵ Marius Vahl, Just Good Friends? The EU-Russian »Strategic Partnership« and the Northern Dimension, März 2001 (CEPS Working Document No. 166), <http://www.ceps.be/Pubs/2001/WD166.PDF>, S. 25ff.

Schlußfolgerungen

- ▶ Die Idee einer stärkeren Einbindung Rußlands in die europäische Energieversorgung bedarf weiterer Begründung und Präzisierung. Die Überlegungen müssen nicht ausgeschöpfte Lieferpotentiale europäischer Länder (insbesondere Norwegens) sowie das Potential heimischer erneuerbarer Energien einbeziehen. Nicht zuletzt muß auch der Umfang der möglichen Energieeinsparung, sowohl in der EU als auch in Rußland, weiter geklärt werden.
- ▶ Zwar gibt die russische Energiestrategie für das Jahr 2010 einen Gesamtumfang der Erdgasexporte an, der den europäischen Bedarf sowie weitere Exporte in die GUS und nach Südostasien deckt, doch ist dies für die Jahre nach 2010 und insbesondere für die Zeit nach 2020 nicht mehr der Fall. Daraus folgt, daß nicht nur die an Rußland geknüpften Erwartungen überdacht, sondern auch alternative Bezugsquellen für Erdgaslieferungen in die EU verstärkt in die Überlegungen einbezogen werden sollten.
- ▶ Wenn mit guten Gründen bezweifelt wird, daß die großen Erdgasfördergebiete in der Barentssee und auf der Jamal-Halbinsel zu wettbewerbsfähigen Kosten erschlossen werden können, wird sich das russische Exportpotential wegen der Erschöpfung der großen westsibirischen Vorkommen nach 2010 gegenüber den Prognosen der russischen Energiestrategie erheblich reduzieren und weder für den Bedarf der EU noch den der GUS ausreichen. Bevor aber die technisch und finanziell sehr aufwendigen und ökologisch fragwürdigen Großprojekte der Gasförderung im arktischen Norden Rußlands, die Bestandteile der russischen Energiestrategie sind, ebenfalls als unverzichtbare Elemente der langfristigen europäischen Energiesicherheit definiert werden, sollte auch im europäischen Bereich nach Alternativen gesucht werden. Diese liegen nicht nur in der räumlichen Diversifikation der Erdgasbezüge unter Einbeziehung Nordafrikas sowie Zentralasiens, sondern auch in der Überprüfung der Rolle des Erdgases als letzter verbleibender fossiler Energieträger (nach Kohle und Erdöl), das heißt in der Intensivierung der Diskussion um erneuerbare Energien.

Anhang

Karte Erdgaspipelines



Quelle: [http://www.wingas.de/www/wingas.nsf/vwFiles/4ADB8BCE5A75F4B14125683300534A71/\\$file/jamal_d.jpg](http://www.wingas.de/www/wingas.nsf/vwFiles/4ADB8BCE5A75F4B14125683300534A71/$file/jamal_d.jpg).
Die Erdgasleitung von Jamal besteht noch nicht. Die geplante Pipeline von Shtokmanov ist in der Karte nicht eingezeichnet.

Tabelle 1

Energie-Einfuhrabhängigkeit (Anteil der importierten Energie am Gesamtverbrauch) und Anstieg der CO₂-Emissionen in der EU (in %)

	2000	2010	2020	2030
Einfuhrabhängigkeit				
EU-15	49	54	62	71
EU-30	36	42	51	60
Anstieg der CO ₂ -Emissionen gegenüber 1990				
EU-15		5	12	22
EU-30		7	18	31

Quelle: *Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, S. 77.

Tabelle 2

Endenergieverbrauch der Wirtschaftssektoren in der EU-15 (Mio. t RÖE)*

	2000	2010	2020	Wachstumsrate 2001–2020 (%)
Industrie	259	283	291	0,6
Haushalte	257	268	282	0,5
Dienstleistungen	140	159	177	1,2
Verkehr	301	346	360	0,9
Zusammen	957	1056	1111	0,7

* Mio. t RÖE = Mtoe = Million tons oil equivalent (Millionen Tonnen Rohöleinheiten).

Quelle: Pantelis Capros *et al.*, European Energy and CO₂ Emissions Trends to 2020, Athen, Juni 1999, <http://www.e3mlab.ntua.gr/%5Cpapers%5CBulletin99.pdf>, Tab. 2.

Tabelle 3

Primärenergieverbrauch in der EU-15 nach Energieträgern (Mio. t RÖE)

	2000	2010	2020	Wachstumsrate 2001–2020 (%)
feste Brennstoffe	207	182	218	0,3
Öl	602	650	658	0,4
Erdgas	338	401	431	1,2
Kernenergie	223	227	199	–0,6
andere	80	90	102	1,2
Zusammen	1450	1550	1608	0,5

Quelle: *Commission Européenne*, Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. Technical Document, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-technique/doctechlv-en.pdf, Tabelle 7, S. 46.

Tabelle 4**Erzeugung von Energieträgern in der EU-15 (Mio. t RÖE)**

	2000	2010	2020	Wachstumsrate 2001–2020 (%)
Kohle (feste Brennstoffe)	110	86	70	–2,2
Erdöl (flüssige Brennstoffe)	165	129	99	–2,5
Erdgas	204	191	141	–1,8
Kernenergie	223	227	199	–0,6
erneuerbare Energien	79	88	100	1,2
Zusammen	781	721	609	–1,2

Quelle: Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Shared Analysis. Energy Analysis and Forecast Study, Vol. 5, EU Energy Outlook to 2020, <http://www.shared-analysis.fhg.de/Pub-fr.htm>. Vgl. auch die Zeichnung in: Commission Européenne, Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. Technical Document, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-technique/doctechlv-en.pdf, S. 5.

Tabelle 5**Anteile der Erdölimporte der EU-15 1999 nach Lieferländern (in %)**

Saudi-Arabien	13	Übertrag:	OPEC zusammen	51
Libyen	10		Norwegen	21
Iran	9		Ex-UdSSR	18
Irak	7		Mexiko	2
Nigeria	4		andere	8
Algerien	4		Zusammen	100
Venezuela	2			
Kuwait	2			
OPEC zusammen	51			

Quelle: Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, S. 40.

Tabelle 6**Anteile der Erdgasimporte der EU-15 1999 nach Lieferländern (in %)**

Rußland	41
Algerien	29
Norwegen	25
andere (LNG)	5
Zusammen	100

Quelle: Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, S. 44.

Tabelle 7
Anteile der Energieträger am Verbrauch der EU-15 in den
Jahren 1998 und 2030 (in %)

	1998	2030
Erdöl und Erdölprodukte	41	38
Erdgas	22	29
Kohle (feste Brennstoffe)	16	19
fossile Energieträger zusammen	79	86
Kernenergie	15	6
erneuerbare Energien	6	8
Zusammen	100	100

Quelle: *Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, S. 49.

Tabelle 8
Der europäische Erdgasmarkt (EU-30) 2000–2030

		2000	2010	2020	2030
<i>Mio. t RÖE</i>					
Verbrauch	Mtoe	420	520	590	660
Produktion	Mtoe	260	260	220	210
Importe insgesamt	Mtoe	160	260	370	450
<i>Mrd. m³</i>					
Verbrauch	Mrd. m ³	467	578	655	733
Produktion	Mrd. m ³	289	289	244	233
Importe insgesamt	Mrd. m ³	178	289	411	500
Importe aus Rußland*	Mrd. m ³	125	200	250	300
Importanteil Rußlands*	%	70	69	61	60
<i>Veränderung im</i>			2001–	2011–	2021–
<i>Zehnjahreszeitraum</i>			2010	2020	2030
Verbrauch	%		2,2	1,3	1,1
Produktion	%		0,0	–1,7	–0,5
Importe	%		5,0	3,6	2,0

* Die Importe aus Rußland sind Schätzwerte aufgrund von Angaben im Grünbuch, S. 45, sowie der Äußerungen von Kommissionspräsident Prodi (siehe S. 26 oben).

Quelle: *Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel 2000, S. 42. Bei den Importen handelt es sich um Nettoimporte. Zur Umrechnung von m³ in RÖE siehe Fn. 18.

Tabelle 9
Daten der russischen Energiestrategie bis 2020 (günstige Variante)

	<i>Einheit</i>	<i>2000</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>	<i>2015</i>	<i>2020</i>
<i>Produktion</i>						
Erdöl	Mio. t	323	327	335	345	360
Erdgas	Mrd. m ³	584	600	655	690	700
Kohle	Mio. t	258	300	335	370	430
Elektrizität	Mrd. KWh	876	1020	1180	1370	1620
Kernenergie	Mrd. KWh	131	175	205	260	340
Wasserkraft	Mrd. KWh	165	170	177	190	200
Nichtkonventionelle	Mio. t RÖE	1	4	7	12	20
<i>Ausfuhr</i>						
Erdöl	Mio. t	145	175	180	170	165
Erdgas	Mrd. m ³	194	260	275	280	275
Kohle	Mio. t	43	18	20	21	20
Elektrizität	Mrd. KWh	15	25	35	55	75
<i>Binnenverbrauch</i>						
Erdöl	Mio. t	178	152	155	175	195
Erdgas	Mrd. m ³	390	340	380	410	425
Kohle	Mio. t	215	282	315	349	410
Elektrizität	Mrd. KWh	861	995	1145	1315	1545
<i>Binnenverbrauch/Produktion</i>						
Erdöl	%	55	46	46	51	54
Erdgas	%	67	57	58	59	61
Kohle	%	83	94	94	94	95
Elektrizität	%	98	98	97	96	95

Quelle: Russische Energiestrategie (Ausfuhrwerte 2000 korrigiert nach Goskomstat, Handbook Russia 2001, <http://www.gks.ru/eng/bd.asp>) sowie eigene Berechnungen. Der Binnenverbrauch ist als Differenz von Produktion und Ausfuhr berechnet (scheinbarer Binnenverbrauch, mit Einschluß von Lagerveränderungen und Verlusten).

Tabelle 10
Daten der russischen Energiestrategie bis 2020 (ungünstige Variante)

	<i>Einheit</i>	2000	2005	2010	2015	2020
<i>Produktion</i>						
Erdöl	Mio. t	323	308	305	305	305
Erdgas	Mrd. m ³	584	580	615	640	660
Kohle	Mio. t	258	270	290	320	340
Elektrizität	Mrd. KWh	876	970	1055	1135	1240
Kernenergie	Mrd. KWh	131	155	190	210	235
Wasserkraft	Mrd. KWh	165	165	170	180	190
Nichtkonventionelle	Mio. t RÖE	1	3	5	8	12
<i>Ausfuhr</i>						
Erdöl	Mio. t	145	160	155	155	150
Erdgas	Mrd. m ³	194	245	245	260	270
Kohle	Mio. t	43	14	15	15	18
Elektrizität	Mrd. KWh	15	22	30	35	40
<i>Binnenverbrauch*</i>						
Erdöl	Mio. t	178	148	150	150	155
Erdgas	Mrd. m ³	390	335	370	380	390
Kohle	Mio. t	215	256	275	305	322
Elektrizität	Mrd. KWh	861	948	1025	1100	1200
<i>Binnenverbrauch/Produktion</i>						
Erdöl	%	55	48	49	49	51
Erdgas	%	67	58	60	59	59
Kohle	%	83	95	95	95	95
Elektrizität	%	98	98	97	97	97

* Der Binnenverbrauch ist in der ungünstigen Variante geringer als in der günstigen Variante (Tab. 9), da niedrigeres Wirtschaftswachstum angenommen wird.

Quelle: Russische Energiestrategie. Ausfuhrwerte 2000 korrigiert nach Interfax Statistical Report 10/2001 (9.3.2001), S. 42, sowie eigene Berechnungen.

Tabelle 11
Korrigierte russische Gasreserven in Westsibirien
und im nördlichen Eismeer (Mrd. m³)

<i>Feld</i>	<i>offiziell</i>	<i>korrigiert</i>
Jamburg	3 900	2 000–3 000
Urengoj	3 700	3 000
Zapolarnoje	3 000	3 000
Medveschje	640	600
sonstige Westsibirien (Förderung im Gang)	3 000	1 500–2 000
sonstige Westsibirien (untersucht)	13 000	4 500–6 000
Jamal	10 000	0
Schtokmanov	3 200*	0

* Bei von Hirschhausen: 2 200.

Quelle: Christian von Hirschhausen, The Russian Gas Reserves: A Fresh Look after a Decade of Transformation, in: ders. (Hg.), Modernizing the Infrastructure in Transformation Economies, Cheltenham/Northampton 2002 (im Erscheinen).

Tabelle 12
Erdgaslieferungen Rußlands über Pipelines (brutto)
in europäische Länder im Jahr 2000

	<i>Mrd. m³</i>	<i>Anteile (%)</i>
Belgien	0,0	0
Dänemark	0,0	0
Deutschland	34,0	26
Finnland	4,3	3
Frankreich	13,5	10
Griechenland	1,6	1
Irland	0,0	0
Italien	21,1	16
Luxemburg	0,0	0
Niederlande	0,0	0
Österreich	5,1	4
Portugal	0,0	0
Schweden	0,0	0
Spanien	0,0	0
UK	0,0	0
EU-15	79,6	61
Bulgarien	3,2	2
Kroatien	1,1	1
Polen	6,9	5
Rumänien	3,2	2
Slowakei	7,9	6
Slowenien	0,7	0
Tschechien	7,5	6
Ungarn	7,8	6
Osteuropa*	38,3	29
andere	1,6	1
Schweiz	0,6	0
Türkei	10,3	8
sonstige	12,5	10
Europa insgesamt	130,3	100

* Ohne Baltikum.

Quelle: Cedigaz nach BP Statistical Review of World Energy 2001,
S. 28, <http://www.bp.com/downloads/702/BPwebglobal.pdf>.

Tabelle 13**Alternativszenario Erdgas****ohne Barentssee und ohne Jamal (Mrd. m³)**

	2000	2010	2020		2000	2010	2020
<i>Produktion</i>				<i>Produktion</i>			
Energiestrategie*	584	655	700	Alternativrechnung	584	605	530
Barentssee	0	50	85				
Jamal	0	0	85				
<i>Binnenverbrauch</i>				<i>Binnenverbrauch</i>			
Energiestrategie*	390	380	425	Alternativrechnung	390	400	400
<i>Ausfuhr</i>				<i>Ausfuhr</i>			
Energiestrategie*	194	275	275	Alternativrechnung	194	205	130
				Europa	130	192	130
				GUS	64	13	0
				Südostasien	0	0	0

* Günstige Variante.

Quelle: Russische Energiestrategie und eigene Berechnungen.

Tabelle 14**Pläne für alternative Gastransitrouten nach Europa**

Barentssee (russischer Teil)–Finnland–Schweden–Dänemark–Deutschland.

Alternative: LNG-Terminal

Barentssee (norwegischer Teil)–norwegisches Pipelinesystem.

Alternative: LNG-Terminal

Turkmenistan–Aserbaidtschan–Georgien–Türkei–Balkan (Transkaspische Pipeline)

Turkmenistan–Iran–Türkei–Balkan

Iran (LNG-Terminal)–Europa

Iran–Aserbaidtschan/Armenien–Rußland–Ukraine–Slowakische Republik

Iran–Türkei–Griechenland–Italien

Ägypten–Libyen–Italien/Algerien

Ägypten–Israel–Libanon–Syrien–Türkei–Europa

Libyen–Italien

Katar–Kuwait–Irak–Türkei–Europa

Katar–Saudi-Arabien–Jordanien–Libanon–Syrien–Türkei–Europa

Angola (LNG-Terminal)–Europa

Quelle: *Commission Européenne*, Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. Technical Document, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-technique/doctechlv-en.pdf, Tab. 12.

Dokumente

- Commission Européenne*, Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. Technical Document, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-technique/doctechlv-en.pdf
- Commission of the European Communities*, Progress Report on the Response to the Green Paper »Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply«, December 2000 – end October 2001, Brussels, 3.12.2001, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/comt_contr_lv/sec_2001_1962_en.pdf
- Deutscher Bundestag*, Erster Bericht der Enquete-Kommission »Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung«, Drucksache 14/7509, <http://www.bundestag.de/gremien/ener/index.html>
- European Commission/Directorate-General for Energy*, Energy in Europe. Economic Foundations for Energy Policy. Special Issue, December 1999, Bruxelles 1999, www.shared-analysis.fhg.de/Pub-fr.htm
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, Grünbuch »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit«, Brüssel 2000, http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/gpr/2000/com2000_0769de01-01.pdf
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, Grünbuch »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit«. Anlagen, Brüssel 2000, http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/gpr/2000/act769de01/com2000_0769de01-02.pdf
- Main Gas Pipelines in the CIS, <http://finnbarents.urova.fi/barentsinfo/maps/mapsbig/gaspipes.jpg>
- Ministerstvo Énergetiki Rossijskoj Federacii*, Osnovnye položenija énergetičeskoj strategii Rossii na period do 2020 goda [Energieministerium der Russischen Föderation, Grundsätze der Energiestrategie Rußlands für die Periode bis 2020], Moskau 2000, www.mte.gov.ru/oficial/strateg_energ.htm
- Petroleum Economist, Energy map of the former Soviet Union, 2001 edition, London 2001
- Vertrag über die Energiecharta, <http://www.jura.uni-sb.de/BGBI/TEIL2/1997/19970005.A20.HTML>
- Weißbuch »Eine Energiepolitik für die Europäische Union«, Brüssel 1995, http://www.boxer99.de/Dokumente/EU_Buch_Weissbuch_energiepolitik.pdf
- WINGAS Jamal-Europa-Projekt, www.wingas.de/www/wingas.nsf/frame/412568310032472C4125681E0033E16C

Aufsätze und Monographien

- Blok, Kornelius/De Jager, David/Hendriks, Chris, Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change. Summary Report for Policy Makers, March 2001, http://europa.eu.int/comm/environment/enveco/climate_change/summary_report_policy_makers.pdf
- BP Statistical Review of World Energy 2001, <http://www.bp.com/downloads/702/BPwebglobal.pdf>

- Capros, Pantelis *et al.*, European Energy and CO₂ Emissions Trends to 2020, Athen, Juni 1999, <http://www.e3mlab.ntua.gr/%5Cpapers%5CBulletin99.pdf>
- Capros, Pantelis/Mantzios, Leonidas, The European Energy Outlook to 2010 and 2030, in: International Journal for Global Energy Issues, 14 (2000) 1–4, S. 137–154, <http://www.e3mlab.ntua.gr/%5Cpapers%5C7ntua.pdf>
- Clark, Bryan, Transit and the Energy Charter Treaty: Rhetoric and Reality, <http://webjcli.ncl.ac.uk/1998/issue5/clark5.html>
- Energy Information Administration, Regional Indicators: European Union (EU), <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/euro.html>
- Russia: Oil and Gas Exports, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html>
- International Energy Outlook 2002, [http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/pdf/0383\(2002\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/pdf/0383(2002).pdf)
- Engerer, Hella, Einsparpotentiale in der sowjetischen Energiewirtschaft, in: Friedemann Müller (Hg.), Rußlands Energiepolitik: Herausforderung für Europa, Baden-Baden 1992 (Aktuelle Materialien zur Internationalen Politik, Bd. 31), S. 59–64
- Erdmann, Georg, Analyse und Bewertung der Aussagen des Grünbuchs der EU-Kommission vom 29.11.2000 »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit«, Berlin, April 2001, <http://www.gee.de/index.html>
- Energiekonzepte für das 21. Jahrhundert, in: Internationale Politik, (2001) 1, S. 3–10, <http://www.gee.de/index.html>
- European Bank for Reconstruction and Development, Transition report 2001: Energy in Transition, London 2001
- Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Shared Analysis. Energy Analysis and Forecast Study, Vol. 5, EU Energy Outlook to 2020, <http://www.shared-analysis.fhg.de/Pub-fr.htm>
- Goy, Georg C., Chancen für eine gemeinsame europäische Energiepolitik? in: Wochenberichte des DIW, (1996) 41, <http://www.diw.de/deutsch/publikationen/wochenberichte/docs/96-41-2.html>
- Hirschhausen, Christian von, The Russian Gas Reserves: A Fresh Look after a Decade of Transformation, in: ders. (Hg.), Modernizing the Infrastructure in Transformation Economies, Cheltenham/Northampton 2002 (im Erscheinen)
- International Energy Agency, World Energy Outlook: 2001 Insights, Paris 2001
- Russian Energy Survey 2002, Paris 2002; Russische Version: Энергетическая политика России, обзор 2002, <http://www.iea.org/public/studies/RussiaRus.pdf>
- Kübler, Knut, Glanz und Elend quantitativer Ziele in der Energiepolitik. Zur aktuellen Situation in der Europäischen Gemeinschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, (2001) 1, S. 67–71
- Moe, Arild, Offshore Developments: The Compatibility of Federal Decisions and Regional Concerns, in: Geir Hønneland/Helge Blakkisrud, Centre-Periphery Relations in Russia: The Case of the Northwestern Regions, Aldershot 2001, S. 133–164

- Moe, Arild/Jørgensen, Anne-Kristin, Offshore Mineral Development in the Russian Barents Sea, in: Post-Soviet Geography and Economics, (2000) 2, S. 98-133
- Müller, Friedemann (Hg.), Rußlands Energiepolitik: Herausforderung für Europa, Baden-Baden 1992 (Aktuelle Materialien zur Internationalen Politik, Bd. 31)
- Voraussetzungen einer europäischen Zusammenarbeit mit den Republiken der Sowjetunion im Energiesektor, in: ders. (Hg.), Rußlands Energiepolitik: Herausforderung für Europa, Baden-Baden 1992 (Aktuelle Materialien zur Internationalen Politik, Bd. 31), S. 151–162
- Rempel, Hilmar, Erdgas im 21. Jahrhundert. Vortrag auf der Frühjahrstagung 2001 des Fachbereichs Aufsuchung und Gewinnung der DGMK, Celle, 26.4.2001, http://www.bgr.de/b123/erdgas_21/erdgas_21.pdf
- Sagers, Matthew J., The Russian Natural Gas Industry in the Mid-1990s, in: Post-Soviet Geography, (1995) 9, S. 521–564
- Developments in Russian Crude Oil Production in 2000, in: Post-Soviet Geography and Economics, (2001) 3, S. 153–201
- Schindler, Jörg/Zittel, Werner, Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission »Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit« in Form von drei Thesen zur künftigen Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaft, September 2001, http://www.energiekrise.de/news/forum/Gruenbuch_Stellungnahme_LBST.pdf
- Schindler, Jörg/Zittel, Werner, Fossile Energiereserven (nur Erdöl und Erdgas) und Versorgungsengpässe aus Europäischer Perspektive. Vorstudie im Auftrag des Deutschen Bundestages, Ottobrunn 2000, www.hermannscheer.de/pdf/lbst.pdf
- Sennekamp, Peter, Die Europäische Energiecharta und die Energiekooperation mit Mitteleuropa und der GUS, <http://userpage.fu-berlin.de/~acht/encharta.doc>
- Stern, Jonathan, Traditionalists Versus the New Economy: Competing Agendas for European Gas Markets to 2020, London: The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environment Programme, November 2001 (Briefing Paper New Series No. 26), <http://www.riia.org/Research/eep/stern2020.pdf>
- Vahl, Marius, Just Good Friends? The EU-Russian »Strategic Partnership« and the Northern Dimension, März 2001 (CEPS Working Document No. 166), <http://www.ceps.be/Pubs/2001/WD166.PDF>

Abkürzungen

b	Barrel (entspricht rund 159 l Rohöl)
b/d	Barrels per day
BIP	Bruttoinlandsprodukt
boe	Barrel of oil equivalent
Btu	British thermal unit
CEPS	Centre for European Policy Studies (Brüssel)
CO ₂	Kohlendioxid
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Berlin)
EFTA	European Free Trade Association
ECT	Energy Charter Treaty
EIA	Energy Information Administration
EU	Europäische Union
EU-15	Europäische Union mit 15 Mitgliedstaaten
EU-30	Europäische Union mit bis zu 30 Mitgliedstaaten
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
IEA	International Energy Agency
KWh	Kilowattstunde
LNG	Liquid Natural Gas
mb/d	Million barrels per day (1 mb/d = 50 Mt)
Mt	Million metric tonnes
Mtoe	Million tonnes oil equivalent (Millionen t Rohöleinheiten)
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PSA	Production Sharing Agreement
RÖE	Rohöleinheiten
t	Tonne
toe	Tonne oil equivalent (Tonne Rohöleinheiten)
toe/y	toe per year
UdSSR	Union der sozialistischen Sowjetrepubliken (Sowjetunion)
VWD	Vereinigte Wirtschaftsdienste