

Götz, Roland

Research Report

Rußlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt

SWP-Studie, No. S 34/2004

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Götz, Roland (2004) : Rußlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt, SWP-Studie, No. S 34/2004, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/252531>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Roland Götz

Rußlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt

S 34
September 2004
Berlin

Alle Rechte vorbehalten.

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

© Stiftung Wissenschaft und
Politik, 2004

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

ISSN 1611-6372

Inhalt

- 5 **Problemstellung und Schlußfolgerungen**
- 7 **Exportentwicklung und Transportsysteme für russisches Erdöl und Erdgas**
- 10 **Der Erdöltransport**
- 10 Erdöl über die Barentssee und die Ostsee zum Weltmarkt
- 12 Die Družba-Erdölpipeline:
Russisches Öl nach Europa
- 12 Erdölexport über das Schwarze Meer und durch den Engpaß Bosporus
- 14 Erdöl aus dem Osten Rußlands nach China und Japan
- 17 **Der Erdgastransport**
- 17 Gas aus Sibirien nach Deutschland
- 19 Gas aus der Barentssee – nach Europa oder in die USA?
- 20 Russisches Gas für Südostasien
- 21 **Russische Pipelineprojekte (Übersicht)**
- 24 **Rußlands Gasmonopol und die zentralasiatische Konkurrenz:
Gas-OPEC statt liberalisierter Gasmarkt?**
- 26 **Interessen und Interessenkonflikte**
- 27 **Abkürzungen**

Rußlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt

Nach den Vorgaben der russischen Energiestrategie wie auch nach den Plänen der russischen Energiewirtschaft werden die Exporte von Erdöl und Erdgas bis 2020 erheblich ansteigen und entsprechende Anforderungen an den Aus- und Neubau von Häfen und Pipelines stellen. Indes unterscheidet sich die Situation im Ölbereich von jener im Gasbereich. Der Export von Erdöl wird bereits 2004 begrenzt, da die Transportkapazitäten voll ausgelastet sind. Dabei soll sich der Ölexport bis 2020 gegenüber 2000 noch verdoppeln. Dies erfordert den Neubau großer Exportpipelines sowie die Erweiterung der russischen Ölverladekapazitäten an den Küsten der Ostsee, der Barentssee sowie des Schwarzen Meeres.

Da für den russischen Erdgasexport im Zeitraum 2000–2020 nur eine Zunahme um die Hälfte erwartet wird und die Pipelinekapazitäten Richtung Westeuropa nicht voll ausgelastet sind, könnte der Aus- und Neubau von Gaspipelines in ruhigerem Tempo vonstatten gehen als der von Ölfertleitungen. Wenn dennoch über mehrere neue Gasexportpipelines diskutiert wird, so liegt dem offenbar das Bestreben des russischen Gasexporteurs Gazprom zugrunde, über Wahlmöglichkeiten für den Gastransit Richtung Westen zu verfügen.

Sowohl im Öl- als auch im Gasbereich wird eine Verlagerung des Schwerpunkts der Exportrichtungen stattfinden. Die Exportzuwächse sollen hauptsächlich nicht in Europa, sondern in den USA sowie in China und Japan bzw. Südostasien erzielt werden. Da die bestehende Transportinfrastruktur jedoch auf den ehemaligen RGW-Raum bzw. Westeuropa ausgerichtet ist, müssen in Ostrichtung bzw. für den Export in die USA eine Reihe neuer Transporteinrichtungen geschaffen werden.

Der Ausbau des russischen Pipelinenetzes stagnierte zwischen 1985 und 2000. Gleichzeitig entstand ein erheblicher Bedarf an Rekonstruktion und Überholung der Anlagen sowie an der Beseitigung von Engpässen. Deshalb werden in den Jahren bis 2020 eine Reihe von Großprojekten zum Bau von Pipelines, Hafenterminals sowie Einrichtungen für den Transport von Flüssiggas erforderlich werden, ganz abgesehen von der teuren Erschließung neuer Fördergebiete in klimatisch schwierigen Regionen. Es ist

offen, wie die nötigen Investitionen finanziert werden sollen, wenn ausländisches Kapital nach dem Willen der russischen Regierung nur unter engen Voraussetzungen – es darf keinen bestimmenden Einfluß nehmen – herangezogen werden soll.

Der russische Staat nimmt über die in Staatsbesitz stehenden Exportpipelines Einfluß auf die Exporte der russischen Unternehmen der Erdöl- und Erdgasbranche und kann dabei auch außenpolitische Ziele verfolgen. Im Ölbereich, wo die privaten Ölförderungsgesellschaften auf den staatlichen Pipelinebetreiber Transneft angewiesen sind, hat zum Beispiel der russische Präsident das letzte Wort bei der Entscheidung über Pipelines, die entweder China oder Japan begünstigen. Im Gasbereich will der halbstaatliche russische Konzern Gazprom seine bisherige Monopolstellung als russischer Gaslieferant Europas bewahren. Er strebt die Kontrolle über die weißrussischen und ukrainischen Gasfernleitungen an und hat die Gaswirtschaften der zentralasiatischen GUS-Republiken durch langfristige Lieferverträge an sich gebunden. Damit kollidieren Pläne, unter Umgehung russischen Territoriums Gasexporte aus dem kaspischen Raum nach Europa zu ermöglichen. Europas Energiesicherheit beruht aber nicht zuletzt auf der räumlichen Diversifizierung seiner Energieimporte. Daher ist es im europäischen Interesse, daß Transportrouten – wie zum Beispiel Pipelines aus Turkmenistan und Kasachstan –, wenn sie wirtschaftlich rentabel sind, nicht an politischen Hemmnissen scheitern.

Die Studie kommt zu mehreren Schlußfolgerungen:

- ▶ Für die vermehrte Versorgung Europas mit Erdgas steht die Verstärkung des westlichen Arms der Jamal-Europa-Pipeline und/oder die Verlegung einer Unterwasserpipeline durch die Ostsee Richtung Deutschland und England auf der Tagesordnung. Daneben sind noch erhebliche Kapazitätsreserven im ukrainischen Netz der Gasexportpipelines vorhanden, die das Potential der Gasexporte Richtung Westen vergrößern und im Rahmen einer russisch-ukrainischen Kooperation erschlossen werden können.
- ▶ Bei der Erweiterung und dem Neubau von Pipelines und Häfen sollten ökologische Erwägungen, betreffend die Schiffspassagen durch die Ostsee und die Dardanellen, nicht außer acht gelassen werden. Für Europa hätte die Erweiterung der Družba-Ölpipeline von Belarus bis Wilhelmshaven besondere Priorität, weil dadurch die Tankerpassage durch die Ostsee entsprechend verringert wird. Ebenfalls vor

allem aus ökologischen Gründen wäre in europäischer Sicht der Bau von Umgehungspipelines vom Schwarzen Meer zum Mittelmeer erwünscht, die den Tankertransport durch die Dardanellen vermeiden helfen.

- ▶ Während diese genannten Projekte schnell und mit verhältnismäßig geringem Aufwand realisiert werden können, wird es noch erhebliche Zeit dauern, bis die teuren Pipeline- und Hafenprojekte in der Barentssee und in Ostsibirien betriebsbereit sein werden, die dem Export russischen Erdöls auf die Weltmärkte dienen sollen. Ob Rußland daher in dem erwarteten Umfang zur Entspannung auf den Welt-Ölmärkten beitragen kann, muß bezweifelt werden. Ebenso ist absehbar, daß die geplante Aufnahme des Erdgasexports aus Rußland in die USA und nach China, Japan sowie Südkorea – wofür immens teure Flüssiggas-Großprojekte in der Barentssee, auf Jamal und in Ostsibirien verwirklicht werden müssen – noch erhebliche Zeit in Anspruch nehmen wird.
- ▶ Ergänzend zum russischen Erdgasangebot sollte den zentralasiatischen GUS-Staaten die Möglichkeit offengehalten werden, eigene Pipelines Richtung Westen zu bauen, die nicht über Rußland führen. Hierfür sollten Rentabilitäts Gesichtspunkte, nicht aber geopolitisch motivierter Druck Moskaus ausschlaggebend sein.

Exportentwicklung und Transportsysteme für russisches Erdöl und Erdgas

In sowjetischer Zeit diente das Netz der Erdöl- und Erdgasleitungen in erster Linie zur Versorgung der UdSSR sowie der RGW-Staaten, deren energieintensive Industrien von Kohle auf Öl und später auf Erdgas umgestellt wurden. Der Anstieg des Erdölpreises in den siebziger Jahren veranlaßte die Sowjetunion, den lukrativen Export ins kapitalistische Ausland in dem Umfang zu betreiben, wie es der eigene Bedarf sowie der Bedarf der sozialistischen Bruderländer erlaubte. Nach 1990 gewann der Erdöl- und Erdgasexport angesichts der schwachen Binnennachfrage neue Bedeutung, stieß jedoch an die Grenzen des seit Mitte der achtziger Jahre vernachlässigten Transportsystems.

Für den Ausbau der Transportwege ins Ausland ist die längerfristige quantitative Entwicklung des Energieträgerexports entscheidend.¹ Diese ist – mit allen Vorbehalten gegenüber langfristigen Prognosen – in der russischen Energiestrategie vorgezeichnet, die im August 2003 von der russischen Regierung gebilligt wurde.² Vorgesehen ist demnach eine erhebliche Steigerung der Fördermenge von Erdöl sowie ein vor allem durch Importe erhöhtes Aufkommen von Erdgas, dem eine vergleichsweise geringe Zunahme des Binnenverbrauchs gegenüberstehen soll. Somit werden zusätzliche Mengen für den Export erwartet (vgl. Tabelle 1).

Während West- und Osteuropa einschließlich der Türkei bis 2020 noch Hauptempfänger russischer Erdöl- und Erdgasexporte bleiben sollen, rücken die USA sowie Südostasien an die zweite Stelle vor der GUS auf. Bei Erdöl wird prognostiziert, daß die zusätz-

lichen Exporte 2020 gegenüber 2000 zu drei Vierteln in Richtung USA und Südostasien gehen werden, bei Erdgas wird der Exportzuwachs zu zwei Dritteln in Richtung USA sowie China, Japan und Südkorea erwartet. Die russischen Öl- und Gaskonzerne möchten offenbar die Exportchancen ergreifen, die sich ihnen durch den Energiehunger großer Länder wie den USA, China und Japan bieten. In Westeuropa sieht man dagegen bei Erdgas einen nur wenig ansteigenden Absatz voraus, weil man auf dem sich liberalisierenden europäischen Absatzmarkt von einer sich verschärfenden Preiskonkurrenz ausgeht.

Tabelle 1
Export von Energieträgern 2000–2020
gemäß russischer Energiestrategie von 2003

	2000	2020	Veränderung 2000–2020
Erdöl	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Export insgesamt	145	303	+158
Export in GUS-Staaten	17	50	+33
Export nach Europa*	128	160	+33
Export nach China/ Südostasien/USA	1	93	+93
Erdgas	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Export insgesamt	194	281	+87
Export in GUS-Staaten	60	50	-10
Export nach Europa*	134	165	+31
Export nach China/ Südostasien/USA**	0	66	+66

Abweichungen bei der Summenbildung beruhen auf Rundung.

* Europa meint hier West- und Osteuropa, einschließlich der Türkei, aber ohne die GUS-Staaten.

** Zum Teil Flüssiggas.

Quelle: Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda [Energiestrategie Rußlands bis 2020], gebilligt am 28.8.2003, <www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>.

Folgt man der Exportprognose der russischen Energiestrategie, müssen die Transportkapazitäten für Rohöl, die praktisch ausgelastet sind, bis 2020 verdoppelt werden. Während bei den Transportkapazitäten für russisches Öl 2004 bereits empfindliche

¹ In dieser Arbeit wird nur der Export von Erdöl und Erdgas behandelt. Rußland exportiert per Schiff und Bahn jedoch auch Kohle, davon 2003 9 Mio. t in GUS-Staaten und 49 Mio. t in sonstige Länder, darunter die EU-Staaten sowie Japan, Südkorea und Taiwan; vgl. den Jahresbericht 2003 des Vereins der Kohlenimporteure, <www.verein-kohlenimporteure.de>.

² Roland Götz, Licht und Schatten. Die Energiepartnerschaft zwischen Rußland und der EU, in: Osteuropa, (2003) 9–10, S. 1525–1539; ders., Rußlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2004 (S 6/2004), <www.swp-berlin.org>; Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda [Energiestrategie Rußlands bis 2020], gebilligt am 28.8.2003, <www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>.

Engpässe bestehen, haben die Gaspipelines insgesamt noch Reservekapazitäten. Allerdings gibt es für den Gasexport in Ostrichtung und für den Export von Flüssiggas noch keinerlei Transportmöglichkeiten. Des Weiteren stellt sich die Frage, welche Transportmittel (Pipelines, Schiffe, Eisenbahn) jeweils vermehrt zum Einsatz kommen werden. Bei der Betrachtung von Transportalternativen ist zu beachten, daß erstens die auf den Heizwert (Öläquivalent) bezogenen Transportkosten bei Erdgas wegen dessen geringerer Dichte wesentlich höher sind als bei Erdöl und Kohle und daß zweitens die spezifischen Transportkosten bei den verschiedenen fossilen Energieträgern je nach Transportentfernung sehr unterschiedlich ausfallen (vgl. Schaubild).

Erdöl kann zu geringeren Kosten transportiert werden als eine dem Heizwert entsprechende Menge von Erdgas; Kohle mit gleichem Heizwert läßt sich auf See sogar noch billiger transportieren als Erdöl. Bei Erdöl ist der Schiffstransport stets billiger als der Leitungstransport, wobei nur auf Land verlegte Leitungen (Onshore-Pipelines) relevant sind. Der im Diagramm nicht verzeichnete Transport von Erdöl per Eisenbahn ist noch teurer als der Pipelinetransport. Bei Erdgas kommen für den Seeweg zwei Möglichkeiten in Frage: Entweder werden Unterwasserpipelines (Offshore-Pipelines) verlegt, oder Erdgas wird bei sehr tiefen Temperaturen zu LNG (Liquid natural gas) verflüssigt, in Spezialschiffen transportiert und dann wieder gasifiziert.³ Bis zu einer Transportentfernung von rund 2000 km sind für den Erdgastransport über See Offshore-Pipelines günstiger. Erst ab dieser Entfernung rentiert sich wegen der hohen Fixkosten der erforderlichen Anlagen die Umwandlung in Flüssiggas und dessen Transport. Aufgrund der spezifischen Transportkosten der verschiedenen Energieträger können Kohle und Erdöl weltweit unbegrenzt per Schiff transportiert werden, ohne daß die Transportkosten erheblich zu Buche schlagen. Dagegen kann Erdgas kostengünstig nur bis rund 4000 km durch Pipelines, in der Form von LNG aber weltweit befördert werden.⁴

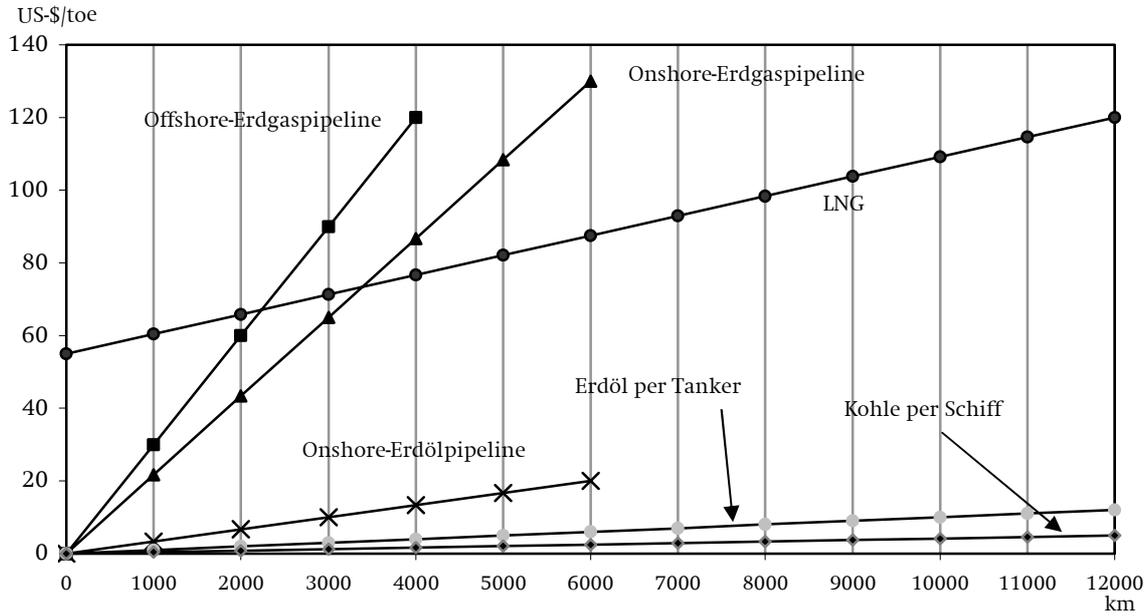
³ Flüssiggas (LNG) wird durch Abkühlung von Erdgas auf -162 Grad erzeugt, wobei sich das Volumen auf ein Sechshundertstel vermindert; siehe <www.dea.de/1170.htm>.

⁴ Die Rentabilität des Erdgastransports hängt zudem vom Pipelinedurchmesser sowie vom Betriebsdruck ab. Größere Pipelines und erhöhter Betriebsdruck erhöhen die Transportkapazität, erfordern jedoch entsprechend hohe Investitionen in Pipelines und Kompressorstationen. Siehe dazu näher *Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Reserven, Res-*

ourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover 2003 (Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft 28), S. 133-134.

Schaubild

Transportkosten beim Transport von Erdgas, Erdöl und Kohle per Pipeline sowie per Schiff (US-Dollar pro km Transportentfernung)



Die Energieträger sind gemäß ihrem Heizwert in toe (tons oil equivalent; Tonnen Öläquivalent) umgerechnet.

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover 2003 (Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft 28), S. 69.

Der Erdöltransport

Abgesehen vom innerbetrieblichen Öltransport und dem Transport zu russischen Verbrauchern wurden 2002 aus Rußland 138 Mio. Tonnen Erdöl exportiert und weitere 19 Mio. Tonnen aus Drittländern durchgeleitet, davon aus Kasachstan 15 Mio. Tonnen, aus Aserbaidschan 3 Mio. Tonnen und aus Turkmenistan 0,5 Mio. Tonnen. Die Exporte – ohne Transitlieferungen – erfolgten zu 40% per Pipeline, zu 55% per Schiff sowie zu 5% über die Eisenbahn.⁵ Damit ist der Seeweg für den russischen Erdöllexport der wichtigste Transportweg. Allerdings müssen auch die Seehäfen durch Pipelines versorgt werden, wobei Engpässe auftreten. Angesichts der beabsichtigten Steigerung des Öl-exports Richtung Europa sowie der Pläne der russischen Ölgesellschaften, neue Abnehmer in China, Südostasien und in den USA zu gewinnen, wird der weitere Ausbau des Pipelinenetzes und der Hafenterminals erforderlich werden. Im folgenden werden entsprechende Projekte näher betrachtet.⁶

Erdöl über die Barentssee und die Ostsee zum Weltmarkt

Vor allem mit Blick auf den Ausbau der Lieferbeziehungen zwischen Rußland und den USA schlugen russische Ölkonzerne Ende 2002 vor, einen Pipelinestrang von den westsibirischen Ölfeldern nach Murmansk zu bauen, um von diesem eisfreien und tiefen Hafen Großtanker zur amerikanischen Ostküste fahren zu lassen. Im Gespräch war eine längere Pipeline durch Karelien und eine kürzere Offshore-Pipeline durch das Weiße Meer zur Halbinsel Kola. Die Kosten wurden je nach Route auf 9 bis 15 Mrd. US-Dollar geschätzt. Das Projekt der Murmansk-Pipeline, für das sich vor allem die Erdölgesellschaft Jukos unter ihrem ehemaligen Chef Chodorkovskij eingesetzt hatte, war auf Widerstand der staatlichen russischen Pipelinebetreibergesellschaft Transneft gestoßen. Transneft bestritt nicht nur Notwendigkeit und Rentabilität

dieser Exportroute, sondern wandte sich auch gegen deren privatwirtschaftliche Finanzierung. Als Alternative zu Murmansk befürwortet Transneft den Ausbau des Hafens Indiga (westlich der Petschora-Mündung) zum Ölexporthafen, der durch eine kürzere Pipeline als die nach Murmansk von den west- bzw. nordsibirischen Ölfeldern erreicht werden könnte. Allerdings müßte man bei dieser Alternative die gesamte Infrastruktur neu aufbauen und im Winter Eisbrecher einsetzen. Ob die Entscheidung für Murmansk oder Indiga fällt – in jedem Fall würde ein großer Ölhafen an der Barentssee bedeutende russische Ölexporte in die USA ermöglichen. Langfristig könnte er rund 10% des US-amerikanischen Ölimports bestreiten. Bis dahin bemühen sich russische Ölgesellschaften wie Lukoil und Rosneft darum, in der Förderregion Tima-Petschora, zu der auch das Offshore-Ölfeld Prirazlomnoe gehört, ein Transportsystem aufzubauen, das Öltransporte von verschiedenen Häfen der Barentssee nach Murmansk ermöglicht. Außerdem ist der Bau einer Pipeline vom westsibirischen Ölfeld Vankor zum Hafen Dikson an der Karasee geplant.⁷

Zu sowjetischer Zeit und noch in den neunziger Jahren erfolgte der Erdöllexport per Schiff über die baltischen Häfen Ventspils (Lettland) und Butinge (Litauen) sowie die Schwarzmeerbahnen. Im Zuge der Annäherung der baltischen Staaten an EU und Nato suchte Rußlands staatlicher Pipelinebetreiber Transneft nach Exportwegen, die die baltischen Häfen umgingen. Die Möglichkeit, die aus Rußland nach Ventspils und Butinge führenden Pipelines zu erweitern, wurde angeblich aus kommerziellen, tatsächlich aber aus politischen Gründen nicht realisiert. Ende 2002 stoppte Transneft die Belieferung von Ventspils gänzlich. Seither erhält der lettische Ölhafen russisches Erdöl sowie Raffinerieprodukte nur noch per Eisenbahn. Da sich der litauische Ölhafen Butinge seit 2002 im Mehrheitsbesitz der russischen Jukos befindet, blieb ihm das Schicksal von Ventspils

⁵ Kari Liutho, *The Russian Oil Exports via the Baltic Sea*, Turku 2003 (Turku School of Economics and Business Administration Series B3/2003), S. 25.

⁶ Siehe auch die Webseite der russischen Pipelinegesellschaft Transneft <www.transneft.ru/Projects>.

⁷ Barents Observer, 14.4.2004, <www.barentsobserver.com>; Homepage von Rosneft, <www.rosneft.ru/english/projects/vankorsk.html>.

Karte 1
Russische Ölexportpipelines Richtung Westen



erspart, Butinge soll sogar seine Exportkapazität erweitern können.⁸

Statt dessen konzentrierte sich Transneft auf den Aufbau des »Baltischen Pipelinesystems« (BPS)⁹, mit dem die Anbindung der am finnischen Meerbusen gelegenen Erdölhäfen Primorsk und Vysotsk an die Erdölfördergebiete Westsibirien und Timan-Petschora erfolgt. Das BPS ging 2001 in Betrieb und hat im März 2004 eine Kapazität von 42 Mio. Tonnen erreicht;

⁸ EIA Country Analysis Briefs, Baltic Sea Region, Januar 2004, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/baltics.html>.

⁹ Der Name »Baltisches Pipelinesystem« kommt von der russischen Benennung für die Ostsee (»Baltisches Meer«) und verweist nicht auf die Baltischen Staaten.

geplant ist eine Erweiterung auf 62 Mio. Tonnen. Ergänzend zu russischem Öl wird auch an eine Durchleitung von Erdöl aus Kasachstan gedacht.¹⁰ Nachteile von Primorsk und Vysotsk sind jedoch Vereisung im Winter und die Gefahr von Havarien in den von Eisbrechern geschaffenen Fahrrinnen. Der Ausbau des Baltischen Pipelinesystems wird von Transneft mit wirtschaftlichen Erwägungen begründet. So wird etwa darauf verwiesen, daß Transitgebühren für die Durchleitung durch fremde Staaten eingespart werden. Man wird allerdings mit der Vermutung nicht falsch

¹⁰ Liutho, The Russian Oil Exports via the Baltic Sea [wie Fn. 5], S. 26.

liegen, daß die Abkoppelung von den baltischen Exportterminals in Rußland als geopolitischer Vorteil gesehen wird, hinter den ökonomische und ökologische Erwägungen zurücktreten.¹¹ Insbesondere die ökologischen Gefahren werden durch die erhebliche Zunahme der Öltransporte aus den Ostseehäfen verschärft. Die Passage durch die flache, schmale und dabei dicht befahrene Kadetrinne südlich der dänischen Insel Falster ist für schwerfällige Tanker mit großem Tiefgang gefährlich. Immerhin hat Rußland sich verpflichtet, ab April 2005 keine einwandigen Tanker mehr durch die Ostsee fahren zu lassen.

Die Družba-Erdölpipeline: Russisches Öl nach Europa

Für die Versorgung Westeuropas mit russischem Öl ist vor allem der Pipelinetransport von Bedeutung. Die Hauptexportpipeline für russisches Erdöl Richtung Westen, die Družba-(»Freundschaft«-)Pipeline mit einer Kapazität von insgesamt 85 Mio. Tonnen pro Jahr, kommt von Samara und teilt sich an der russischen Grenze bzw. in Belarus in drei Leitungsstränge. Ein kleindimensionierter Strang verläuft nach Lettland, mit einer Abzweigung nach Litauen zu den dort befindlichen Ostseehäfen bzw. zur litauischen Raffinerie Mažeikiai. Der nördliche Hauptstrang führt durch Polen über die Raffinerie in Płock nach Deutschland zur Raffinerie in Schwedt an der Oder. Ein südlicher Strang geht durch die nördliche Ukraine nach Ungarn und Kroatien bzw. zweigt in die Slowakei und die Tschechische Republik ab. Voll ausgelastet ist nur der nördliche Strang, der nach Deutschland führt. Die Leitungsverbindungen nach Lettland und Litauen liegen brach. Der südliche Družba-Strang ist nicht ausgelastet, weil der Bedarf an russischem Öl in Ungarn, Tschechien und den Balkanländern zurückgegangen ist.

Bereits Anfang der neunziger Jahre hat man daran gedacht, die nördliche Družba-Pipeline auszubauen und bis Wilhelmshaven weiterzuführen. Damit könnte russisches und kaspisches Öl auf den Weltmarkt gelangen, ohne durch die Nadelöhre Bosphorus und Kadetrinne (Ostsee) transportiert werden zu müssen. Bis zum Verteilerpunkt Mozyr in Belarus, wo sich die Družba-Pipeline in den nördlichen und

den südlichen Strang teilt, hat sie genügend freie Kapazität. Erforderlich wäre die Erweiterung des nördlichen Strangs von Mozyr bis zur polnischen Grenze sowie durch Polen bis Schwedt um 20 Mio. Tonnen Jahreskapazität. Daran anschließend könnte eine neue Pipeline von Schwedt zum Ölhafen Wilhelmshaven gebaut werden.¹² Die vorgeschlagene Erweiterung der nördlichen Družba-Pipeline würde die ökologischen Gefahren vermindern, die durch eine vermehrte Passage von Öltankern durch die Dardanellen bzw. die Ostsee entstehen, und erfordert andererseits nicht derart hohe Investitionen wie der Bau eines Ölhafens an der russischen Barentssee mit den dazugehörigen Pipelines.

Ein Erbstück der sowjetischen Zeit ist die Adria-Pipeline, die zum Transport von Nahost-Öl vom kroatischen Adriahafen Omišalj nach Ungarn und Jugoslawien konzipiert worden war. Sie mündet in die südliche Družba-Pipeline. Nun wird beabsichtigt, die Fließrichtung der Adria-Pipeline umzukehren und damit russisches Öl nach Omišalj und weiter auf den Weltmarkt zu transportieren. Entsprechende Pläne werden seit Anfang der neunziger Jahre diskutiert, allerdings konnten sich die Beteiligten noch nicht auf die Details einer endgültigen Regelung einigen.¹³

Erdölexport über das Schwarze Meer und durch den Engpaß Bosphorus

Der Schwarzmeerhafen Novorossijsk ist gegenwärtig der bedeutsamste russische Ölverladehafen. Er hat 2004 eine Verladekapazität von 45 Mio. Tonnen pro Jahr, die weiter erhöht werden soll, und er ist das ganze Jahr eisfrei, kann allerdings wegen schwerer Stürme in der Region insgesamt drei Monate pro Jahr nicht benutzt werden. Ein weiterer Nachteil des Hafens besteht darin, daß die Öltanker die Dardanellen bzw. den Bosphorus passieren müssen, was mit der Gefahr von Havarien und als deren Folge erheblichen Umweltschäden verbunden ist. Diese Wasserstraße passierten bereits 2003 nicht weniger als 5500 Öltanker mit rund 150 Mio. Tonnen Erdöl. Bis 2010 wird eine Steigerung des Transportaufkommens auf rund 200 Mio. Tonnen Öl erwartet, wenn sowohl der

¹² Ernesto Soria/John Gray, Extending Družba Still Makes Sense for More Russian Oil Exports, in: Oil & Gas Journal, 5.4.2004, S. 60–63.

¹³ Energy Information Administration, Country Analysis Briefs, Balkans Region, Januar 2004, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/balkans.html>.

¹¹ Siehe auch Juhani Laurila, Determinants of Transit Transports between the European Union and Russia, Bofit online, 1/2002, <www.bof.fi/bofit/fin/7online/abs/pdf/bon0102.pdf>.

Export von russischem wie kaspischem Öl weiter ansteigen wird.¹⁴ Schon jetzt aber ist der Wasserweg an der Grenze seiner Kapazität angelangt. Hinzu kommt die stete Gefahr von Tankerunglücken unweit der Millionenstadt Istanbul. Daher wird nach Möglichkeiten zur Umgehung des Bosporus gesucht, was letztlich auf den Bau von Pipelines hinauslaufen würde, die vom Schwarzen Meer zum Mittelmeer führen. In diesem Zusammenhang werden, zum Teil bereits seit vielen Jahren, sowohl in den Schwarzmeer-Anrainerstaaten wie auch in der EU unterschiedliche Varianten diskutiert.

Eine Planungsvariante sieht den Bau einer Pipeline vom rumänischen Schwarzmeerhafen Constanța nach Belgrad vor, womit sich eine Verbindung zum kroatischen Adria-Hafen Omišalj ergeben würde. Alternativ dazu könnten von Constanța oder vom bulgarischen Hafen Burgas Pipelines entweder durch Mazedonien zum albanischen Adria-Hafen Vlore oder auf einer kürzeren Route zum nordgriechischen Hafen Alexandroupolis gelegt werden. Die kürzeste Bosporus-Umgehung böte eine geplante Pipeline vom türkischen Schwarzmeerstädtchen Kiyiköy nach Ibrikbaba bzw. Saros an der türkischen Küste des Ägäischen Meeres. Alle Bosporus-Umgehungen erfordern allerdings Umladekosten und Transitgebühren und haben dadurch den ökonomischen Nachteil, daß ihre Auslastung nicht gesichert ist, solange sich die Durchfahrt durch die Dardanellen als billigste, wenn auch gefährliche Alternative anbietet.

Bereits gebaut, aber noch nicht genutzt ist eine Pipeline vom ukrainischen Schwarzmeerhafen Odessa zur südlichen Družba-Pipeline mit der Einmündung beim westukrainischen Brody. Diese »Odessa-Brody-Pipeline« war für den Transport von Öl aus dem kaspischen Raum (Aserbaidschan, Kasachstan) nach Europa gedacht gewesen, zusätzlich war eine Verlängerung zum nördlichen Strang der Družba-Pipeline und/oder weiter zum Ostseehafen Gdańsk geplant. Da sich aber seit der Fertigstellung der Pipeline im Jahr 2002 weder Lieferanten noch Abnehmer für Öl aus dem kaspischen Raum fanden, die den Transportweg Odessa-Brody nutzen wollten, schlug die russische Ölgesellschaft TNK-BP vor, in umgekehrter Richtung russisches Erdöl aus der Družba-Pipeline von Brody nach Odessa zu leiten, um es mit Tankern durch den Bos-

porus auf den Weltmarkt befördern zu können. Dieser Vorschlag ließ in der ukrainischen Öffentlichkeit, in der EU und auch in den USA den Verdacht aufkommen, Rußland wolle auf diese Weise den Weg für kaspisches Öl nach Westen versperren. Nach hitzigen Diskussionen schienen zunächst Anfang 2004 die Befürworter der ursprünglichen Transportrichtung Odessa-Brody die Oberhand gewonnen zu haben. Mitte 2004 hat sich jedoch bei der ukrainischen Ölgesellschaft Uktransnafta die Einsicht durchgesetzt, daß es noch Jahre dauern könnte, bis Öl aus dem kaspischen Raum den angebotenen Weg nach Europa nehmen würde. So erklärte sie sich bereit, nun doch auf den Vorschlag der »umgekehrten Nutzung« der Pipeline einzugehen.¹⁵

Kasachisches Öl fließt seit 2001 bereits durch die rund 1500 km lange Pipeline des Caspian Pipeline Consortium (CPC) vom kasachischen Ölfeld Tengiz zu den russischen Schwarzmeerhäfen Novorossijsk und Tuapse. Der Pipelinestrang hat in der ersten Bauphase eine Kapazität von 28 Mio. Tonnen und soll bis 2008 auf über 67 Mio. Tonnen pro Jahr erweitert werden.¹⁶ Das erfordert nicht nur den entsprechenden Ausbau der Verladekapazität der Häfen Novorossijsk und Tuapse, sondern wirft auch die schon erwähnten Probleme für den Weitertransport des Erdöls durch das Schwarze Meer ins Mittelmeer auf.

Eine Alternative zur CPC könnte die Ölpipeline Baku-Tibilissi-Ceyhan (BTC) werden, die für den Transport von kaspischem bzw. aserbaidchanischem Öl auf den Weltmarkt konzipiert ist und nach ihrer Fertigstellung 2005 eine Kapazität von 50 Mio. Tonnen pro Jahr aufweisen wird.¹⁷ Auch in Rußland hat man Interesse an der Nutzung der BTC für Öltransporte in das Mittelmeer bekundet, denn durch die Erdölleitung Baku-Novorossijsk, die neben der Pipeline Baku-Supsa

¹⁵ Kiew weist Pipeline-Antrag Moskaus ab, in: Neue Zürcher Zeitung, 6.2.2004, S. 5; Arkadiusz Sarna, Odessa-Brody. The Governments European Choice, in: CES Comments, 12.2.2004, <www.osw.waw.pl/en/epub/ekoment/2004/02/040212.htm>; Margarita M. Balmaceda, Ukraine's Energy Policy and U.S. Strategic Interests in Eurasia, Washington, D.C.: Woodrow Wilson International Center for Scholars, 2004 (Occasional Paper 291), <<http://wwics.si.edu/topics/pubs/OP291.pdf>>.

¹⁶ Interfax Petroleum Report 25/2004, S. 28f.

¹⁷ Siehe die offizielle Dokumentation der BTC: <www.caspiandevelopmentandexport.com/ASP/BTC.asp>. Siehe auch Zurab Tevadze, Eksportnye maršruti i problemy transportirovki Kaspijskoj nefti [Exporttrouten und Probleme bei dem Transport des kaspischen Öls], in: Zentral'naja Azija i Kavkaz, (2004) 1, S. 104-117.

¹⁴ Christopher Slaney, Turkish Concerns for Bosporus Complicates Oil Transport Scenarios, in: Washington Report on Middle East Affairs, Mai 2004, <www.wrmea.com/archives/May_2004/0405034.html>.

ebenfalls aserbaidischisches Öl nach Westen transportiert, könnte auch in umgekehrter Richtung russisches Erdöl von Novorossijsk nach Baku gepumpt werden.¹⁸ Allerdings steht Transneft dieser Idee skeptisch gegenüber und dessen Präsident, Semen Vajnsťok, möchte auf den Öltransport über ausländisches Territorium am liebsten ganz verzichten.¹⁹

Einen ökonomisch und politisch noch interessanteren Routenvorschlag hat im Februar 2004 der georgische Präsident Michail Saakaschwili in Moskau unterbreitet: Von Novorossijsk könnte eine Pipeline entlang der Schwarzmeerküste gelegt und in Georgien an die BTC-Pipeline angeschlossen oder parallel zur BTC nach Ceyhan weitergeführt werden. Da die Route durch das von Georgien abtrünnige Abchasien führen würde, wäre dafür aber Rußlands Unterstützung bei der Regelung des »eingefrorenen« Abchasien-Konflikts unverzichtbare Voraussetzung.²⁰ 2004 gibt es aber noch keine Anzeichen, daß Rußland, nachdem es im Adscharien-Konflikt mit Tbilissi kooperiert hat, auch sein Protektorat Abchasien zugunsten Georgiens aufzugeben bereit ist.

Erdöl aus dem Osten Rußlands nach China und Japan

Bislang fehlen Pipelines, die russisches Erdöl nach Südostasien transportieren könnten. Nur China erhält geringe Mengen (2004 sind es 5–6 Mio. t) Erdöl pro Jahr per Eisenbahn. Aufgrund der hohen Nachfrage sollen die Erdöltransporte nach China auf dem Schienenweg 2007 bereits 30 Mio. Tonnen betragen.²¹ Die russische Jukos, die das Erdöl nach China liefert, schlug vor, eine Ölpipeline von Angarsk (Baikal-See)

zum chinesischen Daqing zu bauen.²² Über die 2400 km lange und 2,8 Mrd. US-Dollar teure Pipeline sollten jährlich 20–30 Mio. Tonnen Öl nach Nordchina gepumpt werden. China zeigt starkes Interesse am Ölimport aus Rußland und hat diese Pipeline bereits in seine Entwicklungsplanung aufgenommen.²³ Für Rußland hat diese Pipelinevariante allerdings den Nachteil, daß China der alleinige Abnehmer des Öls wäre und daher nachträglich Änderungen bei Preisen und Mengen fordern könnte.

Mit der Verhaftung Chodorkovskijs und den staatsanwaltlichen Ermittlungen gegen Jukos sind die Pläne der Angarsk–Daqing-Pipeline obsolet geworden. Nunmehr bevorzugen die russische Regierung und Transneft eine Pipelineführung nach Nachodka, dem russischen Hafen am Japanischen Meer, mit einer Kapazität von 50 Mio. Tonnen pro Jahr. Dafür gibt es zwei Varianten. Eine südliche Strecke begänne bei Angarsk westlich des Baikal-Sees, verlief südlich des Baikal-Sees und entlang der Transsibirischen Eisenbahn, wäre 3800 km lang und würde 5–6 Mrd. US-Dollar kosten. Die nördliche Variante würde bei Taišet (westlich von Bratsk) beginnen, entlang der Baikal–Amur-Magistrale (BAM) nördlich des Baikal-Sees verlaufen und wäre ab Skovorodina (südlich Tynda) identisch mit der ursprünglich geplanten Trasse Angarsk–Nachodka. Die 4200 km lange Pipeline soll 16 Mrd. US-Dollar kosten und bis zu 6 Jahren Bauzeit erfordern. Da beide Pipelinevarianten unweit des Baikal-Sees verlaufen, erhebt die Regierung der russischen Republik Jakutien Einwände gegen diese Pläne und schlägt eine weiter nördlich verlaufende Öl- und Gasstrasse vor, die auch die Nutzung der jakutischen Öl- und Gasfelder einbezieht.²⁴ Schließlich ist auch eine Streckenführung mit Abzweigungen sowohl nach Daqing als auch nach Nachodka in der Diskussion. Allerdings ist diese »Kompromißvariante« nicht nur die teuerste, sie setzt vor allem auch voraus, daß in Ostsibirien eine entsprechend hohe Fördermenge von 80 Mio. Tonnen zur Verfügung steht – woran Fachleute bislang noch zweifeln.

18 Das wäre technisch durchaus möglich, da diese Pipeline ursprünglich ohnehin zur Versorgung der Raffinerien in Baku durch Öl aus Südrußland gebaut worden war. Die Leitung ist auf 15 Mio. t ausgelegt, wird aber nur mit 2,5 Mio. t ausgelastet, weil Aserbaidischien der Pipeline Baku–Supsa den Vorzug gibt.

19 Rossija ne nužen transit po innostrannoju territorii [Rußland braucht keinen Transit über fremde Länder], Interview mit Semen Vajnsťok in: Kommersant, 17.6.2004; siehe auch <www.transneft.ru/press/Default.asp?LANG=RU&ATYPE=9&ID=5684>.

20 Cory Welt, A Georgian–Russian Pipeline: For Peace or Profit?, 3.9.2004, in: <www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav030904.shtml>.

21 Vwd (Vereinigte Wirtschaftsdienste) Rußland, 11.12.2003, S. 2.

22 Bei Daqing befindet sich das größte chinesische Ölfeld, das seit Anfang der sechziger Jahre in Betrieb ist und auf dem große Raffinerien stehen.

23 Igor Tombert, Nefteprovod na dal'nem vostoke. Èkonomika i geopolitika [Der Öltransport im Fernen Osten. Wirtschaft und Geopolitik], in: Central'naja Azija i Kavkaz, (2004) 1, S. 127–137 (128).

24 Sergei Chernyshov, Long-Suffering Projects, in: Russian Petroleum Investor, (2004) 4, S. 15–22.

Eine Ölpipeline nach Nachodka hat aus russischer Sicht den Vorteil, daß die Bindung an ein einziges Abnehmerland (China) vermieden wird, während gleichzeitig Ölexporte sowohl nach Südostasien als auch in die USA möglich wären. Rußland könnte dadurch seinen Einfluß in Südostasien verstärken. Außerdem würde durch die Trassenführung nach Nachodka ein Energie-Transportkorridor nach Ost-sibirien geschaffen, der die dortige Wirtschaft beleben könnte.²⁵ Japan ist sehr an dieser Variante interessiert und deshalb auch bereit, dafür Kredite zu Vorzugskonditionen zu vergeben, was neben ökonomischen auch politische Gründe haben könnte – eine russisch-chinesische »strategische Energiepartnerschaft« würde dadurch hintertrieben.²⁶ Allerdings könnte nur die relativ kurze Ölpipeline nach Daqing schnell und vergleichsweise billig fertiggestellt werden, während die Leitungen nach Nachodka je nach Variante erst zwischen 2010 und 2020 betriebsbereit wären.

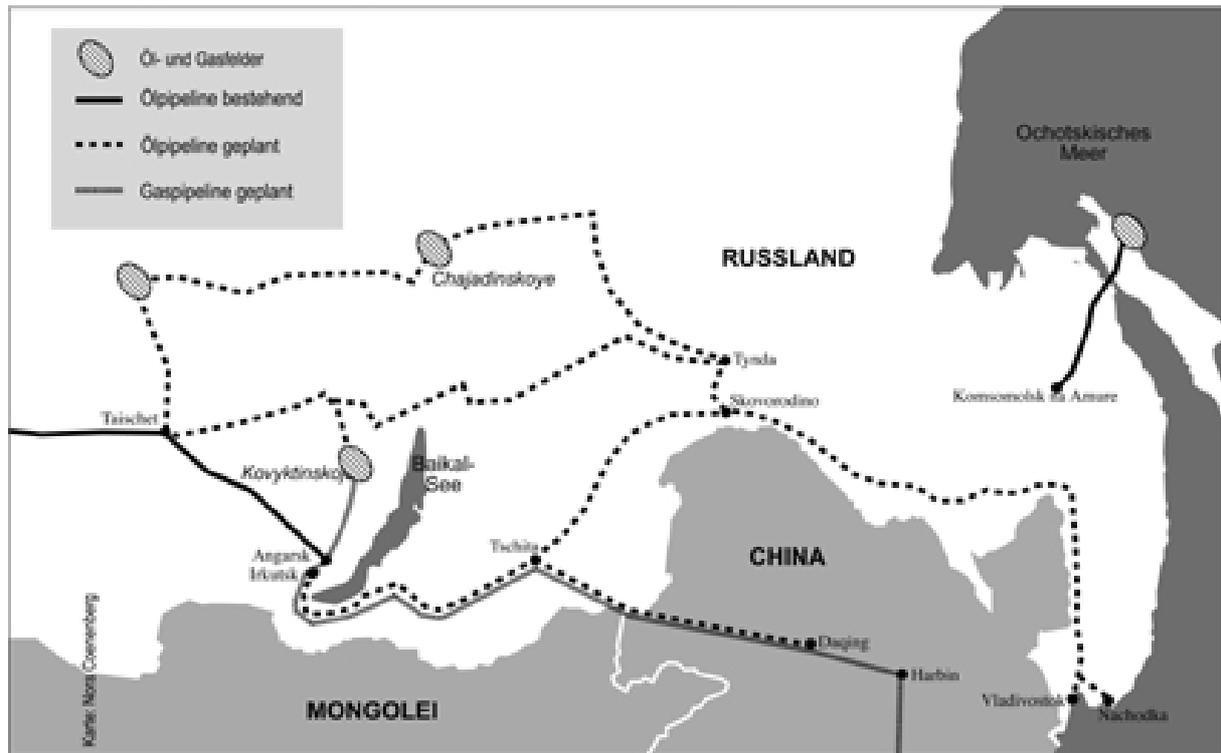
Auf Sachalin werden von je einem eigenen internationalen Konsortium fünf Öl- und Gasförderprojekte betrieben, von denen aber nur zwei, Sachalin-1 und Sachalin-2, die beide an der Nordspitze der Insel gelegen sind, in nächster Zukunft Öl und Gas auf den Markt bringen werden. Ein von ExxonMobil geführtes Konsortium (Sachalin-1) beabsichtigt den Bau einer 250 km langen Unterwasserpipeline zum russischen Festland, wo bei De Kastrı ein Ölexportterminal entsteht. Eine von Shell geführte Gruppe (Sachalin-2) beabsichtigt den Bau einer 800 km langen Überlandleitung an die Südspitze von Sachalin zum eisfreien Hafen Prigorodnoe (südlich Južno-Sachalinsk).

Der russische Erdölexport wird zwischen 2000 und 2020 voraussichtlich nicht durch das Förderpotential, sondern durch die Transportkapazitäten begrenzt werden. Denn die Großprojekte der Exporthäfen bzw. Exportpipelines an der Barentssee und in Ostsibirien werden wesentlich langsamer vorankommen, als die potentiellen Exportmengen absehbar ansteigen.

²⁵ Ivan *Tišinskij*, *Neft' primorskogo naliva* [Öl von der Sorte Primorsk], in: *Profil'*, 11.8.2003.

²⁶ Ekaterina *Kravčenko*/Aleksej *Tichonov*, *Ključi ot neftnanogo raja* [Schlüssel zum Ölparadies], in: *Izvestija*, 30.9.2003; Edward C. *Chow*, *Russian Pipelines. Back to the Future?*, in: *Georgetown Journal of International Affairs*, (Winter/ Fröhjahr 2004), S. 27–33, <www.ceip.org/files/pdf/chowarticle-jan04.pdf>.

Karte 2
Öl- und Gaspipelines nach Osten



Der Erdgastransport

Gas aus Sibirien nach Deutschland

Das System der nach Westen führenden russischen Haupterdgaspipelines beginnt mit zwei Leitungssträngen in den großen westsibirischen Erdgasfeldern südöstlich der Jamal-Halbinsel. Der zentrale südliche Strang (»Bruderschaft«) führt durch die Ukraine, die Slowakei und die Tschechische Republik nach Österreich und endet in Deutschland. Eine Abzweigung verläuft durch die Ukraine und Moldova über Rumänien und Bulgarien bis in die Türkei. Der nördliche Strang (»Polarlicht«) geht durch Weißrußland und vereinigt sich in der Ukraine mit dem südlichen Leitungsstrang. Ein dritter Strang (»Union«) führt von den Gasfeldern im Wolga-Ural-Gebiet bei Orenburg in die Ukraine und trifft dort auf den zentralen Leitungsstrang.²⁷

Die Gesamtkapazität dieses noch aus sowjetischer Zeit stammenden ukrainischen Gastransportsystems beträgt rund 140 Mrd. m³, die tatsächlich darüber gelieferte Gasmenge liegt bei 130 Mrd. m³. Hinzu kommt das neue Teilstück der Fernleitung »Jamal-Europa«, das von Toržok (Gebiet Tver') über Belarus und Polen nach Deutschland verläuft und mit seinem ersten Strang im Endausbau eine Kapazität von 33 Mrd. m³ aufweisen wird.²⁸ Eine weitere parallele Leitung gleicher Kapazität soll nachfolgen, sobald der Bedarf dafür erkennbar ist. Noch nicht annähernd ausgenutzt ist die auf 16 Mrd. m³ veranschlagte Kapazität der neuen Gaspipeline (»Blauer Strom«) von Südrußland durch das Schwarze Meer in die Türkei. Insgesamt beträgt die Kapazität des Leitungssystems für Gasexporte nach Gesamteuropa (einschließlich der Türkei) somit 190 Mrd. m³. Durch die Rekonstruktion des ukrainischen Pipelinesystems sowie den Bau einer

²⁷ Daß die Hauptexportpipelines der UdSSR Richtung Deutschland durch die Ukraine und weiter durch die Slowakei und Tschechien und nicht auf kürzerem Weg durch Belarus und Polen gelegt wurden, lag daran, daß Polen als politisch unsicher eingeschätzt wurde; siehe Katharina Preuß Neudorf, *Die Erdgaswirtschaft in Rußland*, Köln 1996, S. 44.

²⁸ Isabel Gorst, *Broadening Export Strategy*, in: *Petroleum Economist*, (2004) 5, S. 21–23; Aleksandr Davydov, *Razvilka s političeskim uklonom* [Weggabelung mit politischer Ausrichtung], in: *Vremja novostej*, 21.6.2004; Alla Sapun, *Pravo na gazovuju zadvižku* [Das Recht auf den Gasriegel] in: *Neftegazovaja vertikal'*, (2004), S. 7.

zweiten Jamal-Europa-Leitung könnte sie um weitere 60 Mrd. m³ erhöht werden.²⁹

Der auf der Jamal-Halbinsel beginnende und bis Zentralrußland (Toržok) reichende Teil der Jamal-Europa-Pipeline ist noch nicht in Angriff genommen worden. Diese mehrere tausend Kilometer lange Leitung würde entbehrlich, wenn auf Jamal Gasverflüssigungsanlagen gebaut werden und das Flüssiggas (LNG) weltweit verschifft wird. Auch weil die Probleme des Tankertransports von LNG in vereisten Gewässern noch nicht geklärt sind, hat Gazprom die Erschließung der Gasfelder auf der Jamal-Halbinsel vorerst vertagt, was die Frage aufwirft, woher das zusätzliche Gas kommen soll, das für Europa vorgesehen ist.³⁰ Abgesehen von noch zu erschließenden kleineren Gasvorkommen in Westsibirien kommt dafür vor allem Importgas aus Turkmenistan in Frage.

Die Nordeuropäische Gaspipeline (NEGP) bzw. North-Transgas- oder Ostsee-Pipeline ist seit den neunziger Jahren in der Diskussion. Sie soll vom russischen Ostseehafen Vyborg nach Deutschland und Dänemark und weiter nach England führen, wobei Abzweigungen nach Schweden sowie in das russische Gebiet Kaliningrad erwogen werden.³¹ An der rund 6 Mrd. US-Dollar teuren Pipeline hatten bereits die englische BP, Ruhrgas und Wintershall sowie die niederländische Gasuni Interesse gezeigt. Im Dezember 2000 hatte die EU-Kommission dem Projekt den Status eines Trans-europäischen Netzwerks (TEN) verliehen und es 2002 als prioritäres Vorhaben innerhalb des Energiedialogs Rußland-EU eingestuft, was EU-Mittel für Projektstudien freimachte.³² Im Juni 2003 hatten Präsident

²⁹ Nach ukrainischen Angaben kann die Kapazität der durch die Ukraine verlaufenden Exportpipelines mit verhältnismäßig geringen Kosten auf über 170 Mrd. m³ aufgestockt werden; siehe verschiedene Beiträge in: *National Security & Defence*, (2003) 3, und (2004) 1, <www.uceps.org/eng/section/National_Security_and_Defence/>.

³⁰ Interview mit dem stellvertretenden Gazprom-Chef Aleksandr Rjazanov, in: *Neftegazovaja vertikal'*, (2004) 10.

³¹ Vladimir Baidashin, *Gas via Baltic*, in: *Russian Petroleum Investor*, (2004) 4, S. 30–37.

³² Zu den Aktivitäten der EU siehe den Energiedialog EU-Rußland, <http://europa.eu.int/comm/energy/russia/overview/index_en.htm>, und das TEN-Programm, <http://europa.eu.int/comm/en/index_en.html>.

lichen Jamal-Pipeline von Toržok nach Deutschland gebaut und/oder das ukrainische Pipelinesystem erweitert werden. Die Gründe für die Attraktivität der teuren Unterwasserpipeline sind denn auch eher im politischen Bereich und hier vor allem in den Beziehungen Rußlands zu seinen westlichen GUS-Partnern zu finden. In den neunziger Jahren haben die Transitländer Belarus und Ukraine Rußland bzw. Gazprom mehrfach Kummer bereitet. Gas wurde unerlaubt aus den Transitpipelines entnommen und das für Belarus bzw. die Ukraine bestimmte Gas von den nationalen Gasgesellschaften nur mit großer Verzögerung bezahlt, so daß sich erhebliche Schulden kumulierten. Gazprom versuchte daraufhin, die Gastransportsysteme der beiden Nachbarländer Rußlands unter seine Kontrolle zu bekommen.³⁵ In der Ukraine endete dieses Bemühen vorläufig mit einem »Gastransportkonsortium« zur Verwaltung des ukrainischen Gasnetzes unter russischer und deutscher Beteiligung.³⁶ In Belarus wollte Gazprom die nationale Gasgesellschaft Beltransgas übernehmen. Dies scheiterte bislang jedoch am Widerstand Lukaschenkos.³⁷ Bei Gazprom würde man daher gerne auf die Nutzung des Beltransgas-Netzes für den Export nach Europa verzichten – die NEGP könnte für den Gastransit durch Belarus zumindest teilweise Ersatz bieten. Wo die Interessen der deutschen Seite bei der Ostsee-Pipeline liegen, ist angesichts der vergleichsweise hohen Kosten der Unterwasserpipeline, die nur langfristig durch ersparte Transitgebühren amortisiert werden

können, schwerer zu erkennen. Es ist auch nicht klar, ob die NEGP einen ins Gewicht fallenden Beitrag zur deutschen Gasversorgung leisten kann, wenn Gas auch nach Kaliningrad und Großbritannien geliefert werden soll. Von Seiten des deutschen Unternehmenspartners wird darauf verwiesen, daß die NEGP Teil eines Gesamtprojekts ist, mit dem E.ON in die russische Gasförderung einsteigen will. Die Finanzierung soll zum Teil durch Aktientausch erfolgen, wobei Gazprom-Aktien gegen Aktien einer neu zu gründenden gemeinsamen russisch-deutschen Gesellschaft getauscht werden.³⁸

Deutschland könnte aber auch mit relativ geringen Aufwendungen durch einen Ausbau des ukrainischen Pipelinesetzes mit zusätzlichem Gas aus Rußland versorgt werden. In diesem Zusammenhang würde sich anbieten, die Kapazität der Gasleitung Toržok–Dolina (bei Užgorod) durch Kompressorstationen auf ihre Nennleistung von 28 Mrd. m³ zu erhöhen. Auch die Weiterleitung von russischem Gas über Deutschland bis nach England wäre möglich. Die Rekonstruktion des ukrainischen Gastransitnetzes einschließlich der nach Turkmenistan und Usbekistan führenden Versorgungsleitungen würde es erlauben, mit einem vergleichsweise geringen Aufwand zusätzliche Exportkapazität für russisches Erdgas zu gewinnen. Dafür müßte allerdings geklärt werden, ob und auf welche Weise das bislang staatliche ukrainische Gasnetz zukünftig privaten Investoren geöffnet werden soll.³⁹

Gas aus der Barentssee – nach Europa oder in die USA?

Zu den schon Jahre lang diskutierten Projekten gehört das Gaskondensat-Vorkommen Štokmanovskoe, das 550 km vor der Küste der Kola-Halbinsel in der Barentssee gelegen ist. Von dort soll eine 555 km lange Offshore-Pipeline zum Festland (Kola-Halbinsel) gebaut werden. Das Gas soll dann entweder in Flüssiggas (LNG) umgewandelt und per Schiff weitertransportiert oder es soll eine Onshore-Pipeline gebaut werden, die

35 Kirsten Westphal, Russische Konzerne im postsowjetischen Raum. Transnationalisierungsprozesse zwischen (Re-)Integration und Expansion, in: Olga Alexandrova/Roland Götz/Uwe Halbach (Hg.), Rußland und der postsowjetische Raum, Baden-Baden 2003, S. 122–148 (130–133).

36 Die Idee des Gastransportkonsortiums kam im Verlauf der russisch-ukrainischen Verhandlungen über die Schuldenregulierung für russische Gaslieferungen und die eventuelle Privatisierung des ukrainischen Pipelinesystems auf. Am 9.6.2002 wurde dazu eine Vereinbarung zwischen der ukrainischen und der russischen Regierung unterzeichnet. Am 29.1.2003 bekundete Ruhrgas sein Interesse an der Teilnahme an dem Konsortium. Siehe die Beiträge sowie die tabellarische Zusammenstellung des Verhandlungsverlaufs in: National Security & Defence, (2004) 1, <www.uceps.org/eng/section/National_Security_and_Defence/>.

37 Gazprom strebte die Mehrheitsbeteiligung an dem neu zu gründenden Gemeinschaftsunternehmen an, während die belarussische Seite nur eine Minderheitsbeteiligung zugestehen wollte. Außerdem konnte man sich über den Wert des Vermögens von Beltransgas nicht einigen: Gazprom legte den Buchwert von 480 Mio. US-Dollar zugrunde, während Beltransgas seinen Marktwert mit 5 Mrd. US-Dollar bezifferte.

38 Siehe das Interview mit dem E.ON-Vorsitzenden Wulf Bernotat in: Der Spiegel, (2004) 29, S. 68.

39 Es spricht vieles dafür, das ukrainische Gastransportsystem nach dem Vorbild anderer osteuropäischer Länder in einem transparenten Verfahren zu privatisieren; siehe dazu verschiedene Beiträge in: National Security & Defence, (2004) 1, <www.uceps.org/eng/section/National_Security_and_Defence/>.

dann in die Ostsee-Pipeline münden könnte.⁴⁰ Die Gesamtkosten des Projekts werden von russischer Seite mit einigen Dutzend Mrd. US-Dollar beziffert. Interesse daran zeigten bislang außer den russischen Firmen Gazprom und Rosneft auch Conoco (USA), Total (Frankreich), Norsk Hydro (Norwegen) und Fortum (Finnland). Im Falle des Baus einer Gasverflüssigungsanlage könnten von Štokmanovskoe aus in erster Linie die USA und Kanada beliefert werden, während eine über Land zum finnischen Meerbusen führende Pipeline Erdgas in das europäische Netz einspeisen würde. Das weitere Schicksal dieser Pläne hängt jedoch davon ab, daß sich die ausländischen Partner mit Gazprom und Rosneft über die finanziellen Aspekte des Vorhabens einigen, das die Form eines Production Sharing Agreements (PSA) haben soll.⁴¹ Von Gazprom wird dem Štokmanovskoe-Vorhaben jedenfalls Priorität gegenüber der Erschließung der Gasvorkommen auf der Jamal-Halbinsel eingeräumt.⁴² Wenn dort Flüssiggas erzeugt wird, werden beide Großvorkommen nur noch eine geringe Rolle für die Gasversorgung Europas spielen, weil dann der amerikanische Absatzmarkt dominieren wird.

Russisches Gas für Südostasien

Von dem Gasfeld Ocha im Norden Sachalins (Sachalin-1) soll unter der Regie von ExxonMobil eine Gaspipeline nach Japan gebaut werden, die zunächst die Insel von Norden nach Süden durchkreuzt und dann unter Wasser nach Japan führt. Ein zweites Gasprojekt, das von Shell betrieben wird (Sachalin-2), sieht den Bau einer Gasverflüssigungsanlage an der Südspitze von Sachalin vor, von wo aus LNG per Tanker verschifft werden kann.

Die Ölgesellschaft TNK-BP plant den Bau einer 4000 km langen und 12 Mrd. US-Dollar teuren Pipeline vom Erdgasfeld Kovykta (westlich des Baikal-Sees gelegen) nach Nordostchina und dann über Nordkorea

oder alternativ durch das Gelbe Meer weiter nach Südkorea samt einer Unterwasserverbindung nach Japan (siehe Karte 2, S. 16).⁴³ Diese Pipeline wäre um 600 km kürzer und 2 Mrd. US-Dollar billiger, wenn sie durch die Mongolei geführt werden könnte, was jedoch auf den Widerstand Chinas stößt. China, das selbst über große Gasvorkommen verfügt, kann alleine jedoch nicht derart viel Gas abnehmen, daß die Pipeline ohne die Verlängerung nach Südkorea rentabel wäre.⁴⁴

⁴⁰ S. Tsigankov, The Natural Gas Production in Russia and Its Export to Europe, Vortrag auf der Konferenz in Stavanger, 14.5.2003, <www.gascentre.unece.org/gchome/members/Balashov_HL_14%2005%2003%20E.pdf>.

⁴¹ Sergei Glazkov, Shtokman Speed-up, in: Russian Petroleum Investor, (2003) 10, S. 26–31; Andrey Nolinitsky, Shtokman Project Stymied. Gas Won't Reach Europe before 2010, in: RusEnergy, <www.rusenergy.com/eng/projects/a30012002.htm>.

⁴² Interview mit dem stellvertretenden Gazprom-Chef Aleksandr Rjazanov, in: Neftegazovaja vertikal', (2004) 10.

⁴³ Selig S. Harrison, Gas and Geopolitics in Northeast Asia, in: World Policy Journal, (Winter 2002/03), S. 23–36.

⁴⁴ China soll 20 Mrd. m³ pro Jahr abnehmen, Südkorea weitere 10 Mrd. m³. An dem Projekt interessiert sind die russische Rusia-Petroleum (die zu TNK-BP gehört), die chinesische CNPC sowie die koreanische Kogas. Die russische Gazprom steht dem Projekt, das sein Gastransportmonopol brechen würde, noch abweisend gegenüber; siehe: BP Led Pipeline Project to Asia Picks Up Steam, in: The Moscow Times, 14.8.2003, <www.themoscowtimes.com/stories/2003/08/14/045.html>.

Russische Pipelineprojekte (Übersicht)

In Tabelle 2 (S. 22f) werden die wichtigsten Pipelineprojekte zusammengestellt, die der Erweiterung der Transportkapazitäten für russisches Erdöl und Erdgas dienen können. Damit verbundene Projekte zum Ausbau von Häfen bzw. zur Erschließung neuer Fördergebiete werden hier nicht aufgeführt. Daher sind die Gesamtkosten, die mit einzelnen Pipelineprojekten verbunden sind, gegebenenfalls entsprechend höher zu veranschlagen als die reinen Kosten für den Bau der Leitungen, Kompressoren und Steuerungsanlagen.

Im Erdölbereich können die Erweiterung des Baltischen Pipelinesystems sowie der Družba-Pipeline sowie eine der verschiedenen Bosphorus-Umgehungen vergleichsweise rasch und billig realisiert werden. Damit wären die Voraussetzungen sowohl für eine Erhöhung der für Europa bestimmten Erdölliefermenge als auch für die Verminderung der ökologischen Gefahrensituation geschaffen. Dagegen ist bei den Pipelineprojekten in der Barentssee, die vor allem dem Erdölexport in die USA dienen sollen, mit mehrjährigen Bauzeiten und erheblichen Kosten zu rechnen. Dasselbe gilt für die Projekte im Fernen Osten, die zur Belieferung der ostasiatischen Märkte geplant sind. Daher können die Transportschwierigkeiten zu einem Engpaß werden, der die Ausweitung des russischen Erdölexports auf die Weltmärkte hemmt.

Da im Gasbereich Richtung Westen noch Reservekapazitäten bestehen und die potentiellen Exportmengen nicht derart rasch zunehmen werden wie im Erdölbereich, wird der Ausbau des Pipelinesystems mittelfristig mit der für Europa vorgesehenen Exportmenge Schritt halten können. Dagegen sind für die Exportprojekte, die auf die Märkte in den USA bzw. in China und Japan/Korea abzielen, längere Bauzeiten und hohe Kosten absehbar.

Die Investitionskosten, die für die Erweiterung des russischen Pipelinesetzes bis 2020 erforderlich sind, wenn die vorliegenden Planungen realisiert werden, betragen unter Zugrundelegung der oben angeführten Angaben je nach Wahl der Varianten rund 20–35 Mrd. US-Dollar für Ölpipelines sowie rund 60–100 Mrd. US-Dollar für Gaspipelines einschließlich der Kompressorstationen. Die langen und daher teuren Gaspipelines von der Jamal-Halbinsel bzw. der Barentssee nach

Nordrußland können eingespart werden, wenn auf Jamal bzw. auf der Kola-Halbinsel Gasverflüssigungsanlagen gebaut werden. Auf jeden Fall handelt es sich dabei um ein großes Investitionsvolumen, das schwerlich ohne einen wesentlichen Beitrag ausländischer Investoren aufzubringen ist.

Tabelle 2
Russische Pipelineprojekte

1. Erdölpipelines

	Karte* Nr.	Von	Nach	Kosten (Mrd. US-Dollar)	Länge (km)	Kapazität bzw. Kapazi- tätserhöhung (Mio. t)
Baltisches Pipeline- system (BPS)	1	Westsibirien / Timan-Petschora	Primorsk (Rußland)	2,0		von 42 auf 62
Erweiterung Družba-Pipeline	1	Mozyr (Belarus)	Schwedt; Wilhelms- haven			20
Barentssee	1	Westsibirische Felder (Rußland)	Murmansk (Rußland)	9,0-15,0	2800- 3900	50-100
Barentssee (Alternative)	1	Westsibirische Felder (Rußland)	Indiga (Rußland)	12,0	1700	50-100
Karasee	1	Vankor-Feld (Rußland)	Dikson (Karasee, Rußland)			15
South-East European Line (Bosporus- Umgehung)	1	Constanța (Rumänien)	Omišalj (Kroatien)	1,6	1375	25
Bosporus-Umgehung	1	Constanța oder Burgas (Bulgarien)	Vlore (Albanien)	1,1	900	38
Bosporus-Umgehung (Alternative)	1	Burgas (Bulgarien)	Alexandroupolis (Griechenland)	0,7	900	35
Bosporus-Umgehung (Alternative)	1	Kiyiköy (Türkei)	Ibrikbaba oder Saros (Türkei)	0,9	200	60
Adria-Pipeline- Umkehrung	1	südliche Družba- Pipeline (Ukraine)	Omišalj (Kroatien)			
Anschluß an Baku- Tiflis-Ceyhan(BTC)- Pipeline	1	Novorossijsk (Rußland)	Baku (Aserbaidshan) oder Supsa (Georgien)			
Ostsibirien-China/ Pazifik	2	Angarsk (Rußland)	Daqing (China)	2,8	2400	20-30
Ostsibirien-China/ Pazifik (Alternative)	2	Angarsk (Rußland)	Nachodka (Russische Pazifikküste)	5,0-6,0	3800	50
Ostsibirien-China/ Pazifik (Alternative)	2	Taišet (Rußland)	Nachodka (Rußland)	12,0-16,0	4200	80
Sachalin	2	Nord-Sachalin (Rußland)	De Kastri (Rußland)		250	
Sachalin	2	Nord-Sachalin (Rußland)	Prigorodnoe (Süd-Sachalin)		800	

* Vgl. Karte 1, S. 11; Karte 2, S. 16; Karte 3, S. 18.

Quellen: Petroleum Economist, EIA Country Analysis Briefs, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>; Interfax Petroleum Report, FSU Pipeline Advisory, jeweils verschiedene Ausgaben.

2. Gaspipelines

	Karte* Nr.	Von	Nach	Kosten (Mrd. US-Dollar)	Länge (km)	Kapazität bzw. Kapazi- tätserhöhung (Mrd. m ³)
Ukrainisches Netz	3	Toržok (Rußland)	Dolina (Ukraine)			25
Jamal-Europa (westlicher Teil, 2. Leitung)	3	Toržok (Rußland)	Frankfurt/Oder	2,5	1600	33
Jamal-Europa (nördlicher Teil)	3	Jamal-Halbinsel (Rußland)	Toržok (Rußland)	20,0–40,0	2500	80
Nordeuropäische Gaspipeline (NEGP)/ Ostsee-Pipeline	3	Vyborg (Rußland)	Greifswald; Bacton (England)	6,0–10,0	1200 ^a 1800 ^b	19–30
Zentralasien- Zentrum	3	Alexandrov Gaj (Rußland)	Užgorod (Ukraine)	2,0	1500	19
Barentssee	3	Štokmanovskoe (Russische Barentssee)	Teriberka (Kola- Halbinsel, Rußland); Vyborg (Rußland)	20,0–40,0	555 ^a 1360 ^b	60
Ostsibirien- Südostasien	2	Kovykta (Rußland)	China/Südkorea	12,0	4000	22

a offshore.

b onshore.

* Vgl. Karte 1, S. 11; Karte 2, S. 16; Karte 3, S. 18.

Quellen: Petroleum Economist, EIA Country Analysis Briefs, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>; Interfax Petroleum Report, FSU Pipeline Advisory, jeweils verschiedene Ausgaben.

Rußlands Gasmonopol und die zentralasiatische Konkurrenz: Gas-OPEC statt liberalisierter Gasmarkt?

Rußlands Gazprom hat Schritte unternommen, um den zentralasiatischen Gasförderländern Turkmenistan, Usbekistan und Kasachstan den direkten Exportweg nach Westen abzuschneiden und wie zu sowjetischen Zeiten als einziger Mittler für zentralasiatische Gasexporte nach Europa aufzutreten. Bereits seit Ende 2002 in Betrieb ist die Unterwasser- gasleitung »Blue Stream«, die westsibirisches Erdgas durch das Schwarze Meer zur türkischen Küste bei Samsun transportiert; von dort wird es bis Ankara weitergeleitet.⁴⁵ Die Nutzung der Pipeline, die im Endausbau 2010 eine Kapazität von 16 Mrd. m³ aufweisen wird, ist 2003 allerdings ins Stocken geraten, nachdem die Türkei ihrer Abnahmeverpflichtung wegen mangelnden Bedarfs bzw. des ihrer Ansicht nach zu hohen Preises nicht nachkam. Gazprom betreibt außerdem energisch den Ausbau der Pipelines, die von den turkmenischen Gasfeldern nach Rußland führen (System »Zentralasien-Zentrum«). Der hier als nächstes geplante Schritt ist ein Neubau einer Pipelineverbindung von Alexandrov Gaj an der kasachisch-russischen Grenze über Novoposkov an der ukrainisch-russischen Grenze nach Użgorod an der ukrainisch-slowakischen Grenze. Diese 1500 km lange Leitungsverbindung, die 2 Mrd. US-Dollar kosten wird, ist bislang das Hauptprojekt des russisch-ukrainisch-deutschen Gastransportkonsortiums, das sich der Verwaltung und Entwicklung des ukrainischen Gasnetzes widmen soll.

Gazprom verfolgt die Strategie, Gaslieferungen aus Zentralasien (vor allem aus Turkmenistan, Usbekistan, Kasachstan) langfristig für die Versorgung Rußlands sowie für den Reexport nach Europa zu sichern. Um dieses Ziel zu erreichen, hat Gazprom 2003 die Gaswirtschaften der zentralasiatischen GUS-Staaten fast vollständig unter seine Kontrolle gebracht. Die Ölgesellschaft hat nicht nur Turkmenistan durch Lieferverträge langfristig an sich gebunden, sondern auch Usbekistan, durch das turkmenische Gas nach Rußland strömt. In Usbekistan ebenso wie in Kasachstan

⁴⁵ Vgl. die Angaben zu »Blue Stream« auf der Homepage von Gazprom: <www.gazprom.ru/articles/article8606.shtml>. Zu Rußlands Strategie siehe auch: Roland Götz, Rußlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2002 (S 12/2002), S. 30–33.

will Gazprom in Joint-ventures mit den nationalen Gasgesellschaften selbst Gas fördern. Damit lassen sich mehrere »Fliegen mit einer Klappe schlagen«: Erstens kann der russische Binnenmarkt mit verhältnismäßig billigem Erdgas aus nicht allzu weit entfernten Quellen und über das bereits bestehende, wenn auch renovierungs- und erweiterungsbedürftige Leitungsnetz »Zentralasien-Zentrum« versorgt werden, das von Turkmenistan kommend durch Usbekistan und Kasachstan nach Rußland führt.⁴⁶ Zweitens kann zentralasiatisches Gas Gazprom helfen, Exportverpflichtungen gegenüber den Abnehmern in GUS-Ländern und Westeuropa zu erfüllen. Drittens wird verhindert, daß Länder wie Turkmenistan und Kasachstan als Konkurrenten Rußlands auf westlichen Gasmärkten auftreten. Ein von Gazprom sehr erwünschter Effekt dieser Strategie wäre auch, daß das nach Rußland gelieferte Erdgas aus Zentralasien zumindest bis 2015 die absehbaren Verzögerungen bei der Erschließung der Förderregionen Jamal und Štokmanovskoe ausgleichen kann.⁴⁷

Die Strategie von Gazprom entspricht der Idee einer »Gas-OPEC« bzw. einer »Eurasischen Allianz der Gasproduzenten«, die Putin im Januar 2002 angeregt hatte. Dieses Kartell zwischen Rußland, Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan soll nach russischer Ansicht nicht nur den Gaspreis auf ausreichend hohem Niveau stabilisieren, sondern auch die Auswirkungen der künftigen europäischen Gasmarktliberalisierung neutralisieren und stabile Rahmenbedingungen für den Gastransport schaffen.⁴⁸ Damit werden die Absichten der EU konterkariert, den liberalisierten Gasmarkt auch in die GUS auszuweiten. In dieses Bild fügt sich ein, daß die Verhandlungen

⁴⁶ Im August 2003 hatte Gazprom-Chef Miller mit der turkmenischen Regierung ein Abkommen über die Erweiterung der Ferngasleitung von Turkmenistan nach Rußland auf 70–80 Mrd. m³ geschlossen. Dies ergänzt den im April zwischen Turkmenistan und Rußland abgeschlossenen Gasliefervertrag mit einer Laufzeit von 25 Jahren und einem Gesamtvolumen von 2000 Mrd. m³.

⁴⁷ Vladimir Socor, In Case You Missed This Mega-Deal, 27.4.2003, <www.freerepublic.com/focus/f-news/915335/posts>.

⁴⁸ So Putin beim Besuch Nijazovs im Januar 2002 in Moskau.

zwischen Rußland und der EU über die Ratifizierung der Energiecharta und insbesondere des dazugehörigen Transitprotokolls durch Rußland Ende 2003 zum Erliegen gekommen sind.

Von Nutzen für die europäischen Gaskonsumenten wäre es allerdings, wenn nicht politische Zwänge, sondern der Wettbewerb über Versorgungswege und Preise entscheiden würden. Für diese Entwicklung gibt es trotz der gegenteiligen russischen Bemühungen einige Aussichten. Rußland könnte Konkurrenz durch Gasleitungen bekommen, die aus Zentralasien direkt in die Türkei geführt werden: Zum einen will BP Amoco weitgehend parallel zur Ölleitung Baku-Tiflis-Ceyhan eine Gasleitung von Baku ins türkische Erzerum bauen. Zum anderen ist eine Gasleitung vom Iran in die Türkei und dann weiter nach Europa im Gespräch. Konkret wird bereits von der Wiener »Nabucco Company« mit Unterstützung der EU eine Gasleitung geplant, die von der Ostgrenze der Türkei über Bulgarien, Rumänien und Ungarn nach Österreich führen soll und die bis in die Niederlande verlängert werden könnte. Diese 3400 km lange Pipeline soll 4,4 Mrd. Euro kosten, von 2006 bis 2009 gebaut werden und dann 20 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr transportieren.⁴⁹ Als Gaslieferanten kommen der Iran und womöglich die zentralasiatischen GUS-Republiken in Frage, aber nur wenn sie sich nicht vollständig an Rußland gebunden haben. Ein drittes Projekt sieht den Bau einer Gasleitung vom Iran nach Armenien vor, die über Georgien und die Ukraine nach Europa verlängert werden könnte. Um dabei Rußland zu umgehen, müßte eine 550 km lange Unterwasserpipeline vom georgischen Supsa nach Feodosia auf der Krim gebaut werden.⁵⁰ Auch in diesem Fall könnte Turkmenistan als Gaslieferant ins Spiel kommen. Allerdings wird es nicht einfach sein, derartige Projekte, die sowohl Rußlands Politik einer eurasischen Gasallianz als auch die Eindämmungspolitik der USA gegenüber dem Iran durchkreuzen, Wirklichkeit werden zu lassen.

Sowohl die Erdöl- als auch die Erdgaspipelines für den Ferntransport samt der dazugehörigen Infrastruktur sind in Rußland ebenso wie in den anderen GUS-Staaten in Staatshand.⁵¹ Hatte es noch 2003 Diskussionen über privaten Pipelinebau gegeben, haben Mitte 2004 sowohl der russische Ministerpräsident Michail Fradkov wie auch Transneft-Präsident Semen Vajnshtok geäußert, daß die großen Pipelinesysteme in staatlichem Eigentum und unter staatlicher Kontrolle bleiben sollten. Zwar wollen russische Öl- und Gasfirmen auf dem internationalen Kapitalmarkt Kredite zum Pipelinebau aufnehmen, aber von einer ins Gewicht fallenden Beteiligung ausländischer Gesellschaften am russischen Energietransportsystem nichts wissen.⁵² Diese Haltung könnte angesichts des hohen Investitionsbedarfs den geplanten Ausbau der Pipelines und Häfen gefährden.

⁴⁹ Siehe zum Nabucco-Projekt <www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/work/2004/investment/ses2.10.pdf>. Das Projekt wird von der österreichischen OMV Erdgas GmbH vorangetrieben, die dabei auch mit der National Iranian Gas Export Company (NIGEC) zusammenarbeiten will.

⁵⁰ Die Pipeline würde 50 Mrd. m³ Gas nach Europa sowie 10 Mrd. m³ in die Ukraine transportieren und dem russischen Gasexport heftige Konkurrenz machen; siehe Sergei Blagov, *Russia and Armenia: United by Geopolitics, Divided by Energy Resources*, in: Eurasianet, 17.5.2004, <www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav051704.shtml>.

⁵¹ Die einzige Ausnahme ist die Pipeline des Caspian Pipeline Consortium (CPC) von Tengiz (Kasachstan) nach Novorossijsk. An dem Konsortium sind Rußland mit 24%, Kasachstan mit 19%, ChevronOil mit 15% sowie acht weitere Öl- und Gasgesellschaften beteiligt.

⁵² Die geplante Ostsee-Pipeline wird nur in ihren außerhalb Rußlands verlaufenden Abschnitten zum Teil Eigentum ausländischer Gesellschaften werden.

Interessen und Interessenkonflikte

Der Ausbau der russischen Transportinfrastruktur berührt in mehrfacher Hinsicht die europäischen und deutschen Interessen. Zwar liegen die Entscheidungen über den Bau von Pipelines in den Händen von Unternehmen. Aber wenn abzusehen ist, daß die Marktkräfte alleine nicht ausreichen, um die gewünschte Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist die Politik aufgerufen, geeignete Anreize zu schaffen. Dies geschieht auf EU-Ebene durch die Aufnahme entsprechender Projekte in die Liste der Trans-Europäischen Netzwerke (TEN), wodurch Fördermittel für Projektstudien bereitgestellt und erweiterte Finanzierungsmöglichkeiten eröffnet werden können.⁵³ Manchmal vermischen sich allerdings (oft vermeintliche) nationale mit unternehmenspolitischen Interessen oder durchkreuzen einander. Leicht werden Pipelineentscheidungen auch zu geopolitischen Schachzügen stilisiert, wie es zum Beispiel bei der Ceyhan-Pipeline oder in der Frage der »Umdrehung« der Fließrichtung der Odessa–Brody-Pipeline der Fall war. Weitere Ursachen für Verzögerungen oder das Nichtzustandekommen von Projekten könnten auch sein, daß die Rentabilität nicht geklärt ist oder daß die beteiligten Seiten sich nicht über finanzielle Regelungen einig werden. Dies erklärt auch, warum Pipelinepläne vielfach über Jahre diskutiert werden. In Rußland haben derartige Verzögerungen bereits zu spürbaren Engpässen beim Öllexport geführt und den teuren sowie umweltschädlichen Bahntransport von Rohöl stark ansteigen lassen.

Ohne eine entsprechende Erweiterung seiner Öllexportkapazitäten kann Rußland nicht den ihm möglichen Beitrag zur Deckung des weltweit wachsenden Ölimportbedarfs und damit auch zur Beruhigung des Ölpreises leisten. Da der Rohölmarkt ein Weltmarkt ist, hat der Ausbau der Öltransportkapazitäten – unabhängig von deren geographischer Lage – große Bedeutung. Ob die Verladekapazitäten an der Ostsee oder am Schwarzen Meer erweitert, die Družba-Pipeline ausgebaut oder neue Kapazitäten an der Barentssee oder im Fernen Osten Rußlands geschaffen werden – all dies verbessert direkt oder indirekt die Versor-

gungslage Europas. Ein besonderes Anliegen der europäischen Staaten ist die bedenkliche ökologische Situation, die mit den Tankertransporten durch die Ostsee und vom Schwarzen Meer ins Mittelmeer gegeben ist. Insofern liegt es im Interesse Europas, wenn die schon lange diskutierten Pipelines für die Bosphorus-Umgehung realisiert werden und wenn russische Ölfirmlen die ins Mittelmeer führende Ceyhan-Pipeline mit nutzen und neue Exportkapazitäten an Orten schaffen, die einen direkten Zugang zum Weltmeer haben. Für Deutschland wäre der Ausbau der Družba-Pipeline und ihre Weiterführung nach Wilhelmshaven eine gute Alternative zum Tankertransport durch die Ostsee.

Der Gastransport berührt direkt europäische Interessen, weil die Entscheidungen über einzelne Erdgaspipelines erhebliche regionalpolitische Auswirkungen haben. Entweder kann das bestehende Leitungsnetz, das über Belarus/Polen oder die Ukraine führt, ausgebaut oder es können neue Leitungen durch die Ostsee oder durch die Türkei verlegt werden. Im europäischen Interesse ist einerseits eine diversifizierte Versorgungsstruktur, andererseits die Vermeidung von nicht ausgelasteten und daher unrentablen parallelen Versorgungssträngen. Es ist daher abzuwägen, ob nicht unter Rentabilitäts Gesichtspunkten der Ausbau des ukrainischen Gastransportsystems und/oder die Erweiterung der Jamal–Europa-Pipeline in ihren weißrussischen bzw. polnischen Abschnitten eine kostengünstigere und daher zeitlich vorzuziehende Alternative wäre als etwa der Bau der Nordeuropäischen Gaspipeline (NEGP) bzw. Ostsee-Pipeline.

Rußlands Interesse an der NEGP könnte damit zusammenhängen, daß sie eine Alternative zum Transit von Erdgas über das Territorium fremder Staaten (Belarus–Polen bzw. Ukraine–Slowakei–Tschechien) bietet. Ist die Ostsee-Pipeline installiert, verbessert Gazprom seine Verhandlungsposition in Fragen der Transitgebühren gegenüber seinen westlichen Nachbarländern. Alternativ wäre aber auch eine gemeinsame Gewinnmaximierung der russischen und ukrainischen Seite mit »gerechter« Aufteilung der Gewinnanteile möglich, wie sie das russisch-

⁵³ Vgl. <<http://europa.eu.int/comm/energy/ten-e/en/financing.html>>.

ukrainisch-deutsche »Gastransportkonsortium« vor-
sieht.⁵⁴

Aus Sicht der europäischen Abnehmer wäre es wünschenswert, wenn durch einen gesonderten Anschluß der zentralasiatischen Gasproduzenten an das europäische Netz der Wettbewerb auf dem europäischen Gasmarkt gefördert werden könnte. Rußland und die Ukraine haben jedoch ein gemeinsames Interesse daran, Gas aus Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan über das russische und ukrainische Netz nach Europa zu leiten, und verfolgen dieses Ziel durch den gemeinsamen Ausbau entsprechender Pipelineverbindungen. Damit werden Pläne der betreffenden zentralasiatischen Länder für Exportpipelines, die über die Türkei nach Europa führen, zumindest vorerst obsolet. Auf lange Sicht ist jedoch zu erwarten, daß ein erhöhter europäischer Importbedarf die Entstehung eines Gasversorgungskorridors bewirken wird, der vom Iran und Zentralasien über die Türkei nach Westeuropa reicht.

Abkürzungen

BAM	Baikal-Amur-Magistrale
BPS	Baltic Pipeline System
BTC	Baku-Tbilissi-Ceyhan (pipeline)
CPC	Caspian Pipeline Consortium
EIA	Energy Information Administration
EU	Europäische Union
FSU	Former Soviet Union
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
LNG	Liquid natural gas
NEGP	North European Gas Pipeline
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PSA	Production sharing agreement
RGW	Rat für Gegenseitige Wirtschaftshilfe
TEN	Trans-European Network
TNK-BP	Tjumenskaja Neftjanaja Kompanija – British Petroleum
toe	tons oil equivalent

⁵⁴ Ferdinand Pavel *et al.*, Is the Ukrainian-Russian Gas Consortium in the Economic Interest of Ukraine?, April 2003, <www.ier.kiev.ua/English/papers/s33_en.pdf>.