

Götz, Roland

Research Report

Russlands Erdöl und der Welterdölmarkt: Trends und Prognosen

SWP-Studie, No. S 40/2005

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Götz, Roland (2005) : Russlands Erdöl und der Welterdölmarkt: Trends und Prognosen, SWP-Studie, No. S 40/2005, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/252586>

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 der Welterdölmarkt

Trends und Prognosen

S 40
Dezember 2005
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, 2005

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	Der russische Erdölsektor im Überblick
7	Dominierendes Privateigentum, große Ressourcen
9	Erweiterbares Transportsystem
11	Förder- und Exportentwicklung bis 2005
12	Aussichten für Ölförderung und Öllexport
12	Prognosen für die langfristige Ölförderung klaffen auseinander
14	Binnennachfrage beschränkt Öllexport
17	Wohin wird wieviel des russischen Öls künftig fließen?
19	Investitionsbedarf, Auslandskapital und staatliche Wirtschaftspolitik für den Ölsektor
19	Hoher Investitionsbedarf erfordert Auslandskapital
19	Rechtliche Rahmenbedingungen schrecken Investoren ab
21	Die binnenwirtschaftlichen Schattenseiten des Ölbooms
22	Rußland, der Kaspische Raum und der Welterdölmarkt
22	Weltweit steigender Öl-Einfuhrbedarf
23	Rußland und der Kaspische Raum als Erdölexporteure
26	Ausblick
27	Anhang
27	I. Alternativprognosen für die russische Ölförderung
28	II. Prognosen für den Welterdölmarkt – eine datenkritische Analyse
31	Internetquellen
31	Abkürzungen

Rußlands Erdöl und der Welterdölmarkt. Trends und Prognosen

Während Erdgas, außer als Flüssiggas, nur auf regionalen Märkten gehandelt wird, kann Erdöl (wie Kohle) per Schiff über große Entfernungen rentabel transportiert werden. Daher muß die Erdölversorgung in weltweitem Zusammenhang betrachtet werden. Rußland ist neben Saudi-Arabien der größte Produzent und Exporteur von Erdöl. Verglichen mit den Ölförderländern des Nahen Ostens und manchen afrikanischen Ölexporturen gilt es zudem als politisch stabil. Der Gedanke liegt nahe: Könnte Rußland nicht noch stärker als bisher zur Welt-Erdölversorgung beitragen? Auf russischer Seite scheint man dazu bereit. Man sieht darin eine weitere Möglichkeit zur Positionierung Rußlands auf der weltpolitischen Bühne. Wladimir Putin will Energie (neben Bildung und Gesundheit) jedenfalls zu einem Hauptthema von Rußlands G8-Präsidentschaft 2006 machen.

Dieser Anspruch wirft eine Reihe von Fragen auf: Reichen die russischen Ölförder- und Transportkapazitäten für eine verstärkte Belieferung des Weltmarkts überhaupt aus? Welche innen- und wirtschaftspolitischen Weichenstellungen sind für eine erhöhte Belieferung des Weltmarkts durch Rußland erforderlich und welche sind zu erwarten? Wohin wird Rußlands Öl künftig vermehrt fließen – nach Europa, in die USA oder in Richtung China/ Ferner Osten? Hängt davon die Energiesicherheit Europas oder Deutschlands ab? Welche Bedeutung haben die zu erwartenden Ölexporte aus dem Kaspischen Raum neben denen Rußlands?

Nachdem die russische Erdölförderung bereits seit 1999 stark angestiegen ist, wird sie voraussichtlich weiter zunehmen, wobei die Zuwachsraten aber immer geringer werden und voraussichtlich nach 2020 ein Fördermaximum erreicht wird. Da der russische Binnenverbrauch schneller als die Ölförderung anwachsen wird, wird der Export von Rohöl und Ölprodukten aus Rußland ab 2015 kaum noch zunehmen. Im Vergleich zu Rußland werden die Erdölförderung im Kaspischen Raum und der Erdöllexport von dort stärker ansteigen und so zu einer erhöhten Versorgung des Welterdölmarkts beitragen.

Der Hauptstrom des russischen Erdöls wird nach wie vor über Pipelines und Häfen im europäischen

Teil Rußlands nach Europa gelangen. Zusätzliches russisches Öl wird vorwiegend in die USA und in Richtung China und Südostasien exportiert werden, wo zukünftig der größte Nachfrageanstieg zu erwarten ist. Dafür werden Pipelines zur Barentssee, an die russische Pazifikküste und nach China gebaut und die Hafenskapazitäten in der Ostsee, im Schwarzen Meer und an der Pazifikküste erweitert. Umgehungspipelines um den Bosphorus sind ebenfalls geplant.

Was den Ausbau der russischen Förderkapazitäten durch ausländisches Kapital betrifft, wird das neu gefaßte Gesetz über Bodenschätze Bedeutung erlangen: Da es Auslandskapital im Bieterverfahren für neue Ölfelder diskriminiert, wird der Zustrom von internationalem Kapital in den russischen Erdölsektor entsprechend begrenzt und dessen Entwicklung gehemmt werden. Der seit Anfang der neunziger Jahre weitgehend privatisierte russische Erdölsektor wird auch weiterhin durch eine gemischte Eigentümerstruktur gekennzeichnet bleiben, wobei privates nationales und ausländisches Kapital gegenüber Staatsunternehmen überwiegen werden. Eine Nationalisierung der Erdölwirtschaft ist zwar keinesfalls zu erwarten, jedoch sind weitere Erwerbungen privater Unternehmen durch Staatsfirmen nicht auszuschließen. Das staatliche Pipelinemonopol wird im wesentlichen erhalten bleiben. Damit werden auch die langwierigen Entscheidungsprozesse über neue Pipelines fort dauern.

Die Eigentumsverhältnisse im Förder- und Transportbereich stehen zwar einer positiven Entwicklung der russischen Erdölwirtschaft nicht grundsätzlich im Wege, doch setzen sie dem Wachstumstempo der Branche deutliche Grenzen. Da Rußland den Energiechartavertrag, der Ausländern den Zugang zu russischen Ressourcen und Transportwegen erleichtern würde, offenbar nicht ratifizieren möchte, sind die Möglichkeiten westlicher beziehungsweise europäischer Einflußnahme auf die innere Ordnung des Energiesektors sehr begrenzt. Somit kann auch von dem zwischen der EU und Rußland geführten Energiedialog keine grundsätzliche Änderung der Situation erhofft werden.

Für den Welterdölmarkt ist ein weiterhin hohes Preisniveau und in dessen Folge ein schneller Zuwachs der Ölförderung in Nicht-OPEC-Ländern zu erwarten. Rußlands wird an dieser Entwicklung nur unterproportional teilnehmen, da sein Erdölsektor schon jetzt nahe der Obergrenze seines Förderpotentials operiert. Russisches Erdöl wird das Angebot auf dem Weltmarkt zwar weiter erhöhen, Rußland wird aber

nicht den Mittleren Osten als Reservekapazität (Swingproducer) zum Ausgleich von Schwankungen des Ölpreises ersetzen können.

Europas Energiesicherheit ist durch die zu erwartende Ausweitung des russischen Erdölexportes nach China/Südostasien und die USA nicht bedroht, denn die russischen Erdölexporte werden überwiegend weiterhin nach Europa gehen, wo zudem der Importbedarf nur noch geringfügig zunehmen wird. Gleichzeitig ist abzusehen, daß Europa in Zukunft mehr Erdöl als bisher aus dem Kaspischen Raum und dem Nahen Osten importieren wird als in der Vergangenheit, weswegen die Erweiterung und Sicherung der Transportwege von dort an Bedeutung gewinnen werden.

Der russische Erdölsektor im Überblick

Dominierendes Privateigentum, große Ressourcen

Der russische Erdölsektor wird von privaten Unternehmen dominiert, die Anfang der neunziger Jahre aus der ehemaligen staatlichen Wirtschaftsverwaltung entstanden sind.¹ Er unterscheidet sich damit deutlich von der in Staatsbesitz befindlichen Erdölwirtschaft in den nahöstlichen und den mittel- und südamerikanischen Förderländern. Die zur Zeit, im Jahre 2005, größten vollständig privaten Ölkonzerne sind Lukoil, TNK-BP, Surgutneftegas, das Jukos-Restunternehmen sowie Slavneft. Vollständig in Staatsbesitz ist nur Rosneft (vorbehaltlich einer für 2006 geplanten Teilprivatisierung), während sich die regionalen Fördergesellschaften Tatneft und Baschneft zum Teil im Besitz der russischen Republiken Tatarstan beziehungsweise Baschkortostan befinden.² Sibneft wurde 2005 von der halbstaatlichen Gasprom seinen privaten Eigentümern abgekauft. Durch die Übernahme des Jukos-Hauptbetriebs Juganskneftegas durch Rosneft und den Transfer von Sibneft zu Gasprom hat sich der Staatseinfluß in der russischen Erdölwirtschaft verstärkt. Er beträgt nun, 2005, rund 30 Prozent des Produktionspotentials. Ausländische Firmen kommen, einschließlich des 50-prozentigen Anteils von BP an TNK-BP, auf einen Anteil von knapp 10 Prozent der Förderung.³ Die russische Erdölwirtschaft weist somit eine noch »gesunde« Mischung von privaten, staatlichen und ausländischen Unternehmen auf, was ihrer Entwicklung förderlich sein dürfte. Das überbetriebliche Pipelinennetz ist dagegen (mit Ausnahme der aus Kasachstan kommenden CPC-Pipeline) im Besitz der staatlichen Transneft.⁴

1 Roland Götz, Rußlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2004 (S 6/04), S. 9f, <www.swp-berlin.org/common/get_document.php?id=782>.

2 Porträts der russischen Erdölunternehmen enthält: Andreas Heinrich, Globale Einflussfaktoren auf das Unternehmensverhalten. Die corporate governance des russischen Erdöl- und Erdgassektors, Münster: LitVerlag, 2004, S. 94–125.

3 Interfax-Meldung vom 28.9.2005; siehe Johnson's Russia List, JRL 9258, <www.cdi.org/russia/johnson/9258-6.cfm>.

4 Das Caspian Pipeline Consortium (CPC) befindet sich zu 24% in russischem und zu 19% in kasachischem Staatsbesitz,

Tabelle 1

Erdölförderung russischer Unternehmen im Jahr 2004

	in Million barrel per day (mbd) ⁵	in Mio. t	Anteil (in %)
Jukos*	1,7	85,7	19
Lukoil	1,7	84,1	18
TNK-BP	1,4	70,3	15
Surgutneftegas	1,2	59,6	13
Sibneft	0,7	34,0	7
Tatneft	0,5	25,1	5
Slavneft	0,4	22,0	5
Rosneft	0,4	21,6	5
Baschneft	0,2	12,0	3
Gasprom	0,2	12,0	3
PSA-Betriebe	0,0	2,4	1
Andere	0,6	30,0	7
Zusammen	9,2	458,8	100

* Vor Verkauf des Hauptbetriebs Juganskneftegas an Rosneft.

Quelle: Inna Gaiduk/Raisa Vasilenko, Year 2004: Records and Anti-Records, in: Russian Petroleum Investor, März 2005, <www.bisnis.doc.gov/bisnis/bisdoc/RPI_records.pdf>.

Die russischen Ölfelder befinden sich zu etwa 54 Prozent im nördlichen Westsibirien östlich des Uralgebirges, zu 20 Prozent im Schelf (Kontinentalsockel), weitere rund 12 Prozent liegen im Norden des europäischen Rußlands und in der Wolga- und Uralregion. Die Erdölregion im Gebiet des nördlichen Kaukasus (einschließlich Tschetscheniens) ist heute erschöpft und daher nur noch von lokaler Bedeutung.⁶

der Rest gehört 9 privaten Eignern. Die 2001 fertiggestellte 1510 Kilometer lange Pipeline verläuft vom kasachischen Tengiz zum russischen Schwarzmeerhafen Novorossiysk, siehe <www.cpc.ru>.

⁵ Im folgenden werden Erdölmengen in mbd (million barrel per day) angegeben, wobei 50 mbd nach verbreiteter Konvention zu 1 Mio. Tonnen pro Jahr umgerechnet werden. Auf die exaktere Umrechnung von 49 mbd zu 1 Mio. Tonnen wird hier verzichtet. Da in verschiedenen Quellen die Umrechnungsfaktoren differieren, müssen daraus resultierende Fehler in Höhe von 2% in Kauf genommen werden.

⁶ Zu den russischen Öregionen im einzelnen siehe John D. Grace, Russian Oil Supply: Performance and Prospects, New York: Oxford University Press, 2005, S. 14–64.

Karte 1
Ölfelder und Pipelines



Quelle: SWP.

Dagegen warten im russischen Teil des Kaspischen Meers noch Offshore-Felder auf die Erschließung.⁷ Die restlichen 14 Prozent der russischen Ölvorkommen

sind in Ostsibirien und im Fernen Osten einschließlich Sachalins gelegen (siehe Karte 1).⁸

Nach westlicher Methodologie werden die Ölvorkommen in Reserven und Ressourcen unterteilt.

⁷ Zu den Offshore-Feldern des Kaspischen Meeres siehe Andrew Neff, *Caspian Oil Not Likely to Fill Market Void or Depress Prices*, in: *Oil & Gas Journal*, 103 (2005) 21, S. 39-42.

⁸ Aleksej Kantorovič (Direktor des Instituts für Erdöl- und Erdgasgeologie der Sibirischen Abteilung der Russischen Akademie der Wissenschaften), *V ožidanii vostočnoj programmy* [In Erwartung des Programms für den Osten], in: *Neftegazovaja vertikal'*, 6.12.2005.

Reserven sind Vorkommen, die mit den vorhandenen Technologien und zu den gegenwärtigen wirtschaftlichen Bedingungen förderbar sind (»nachgewiesene Reserven«). Ressourcen sind vermutete, aber gegenwärtig weder technisch noch rentabel gewinnbare Vorkommen (»wahrscheinliche und mögliche Ressourcen«).

Bei den Reserven an konventionellem Erdöl steht Rußland an siebter Stelle der Weltrangliste, bei den Ressourcen mit einem Anteil von 16 Prozent an erster.⁹ Werden Reserven und Ressourcen an konventionellem Öl zusammengefaßt, nimmt es nach Saudi-Arabien den zweiten Rang ein. Wenn sogenannte unkonventionelle Ölquellen wie Kanadas Ölsande mitberücksichtigt werden, steht Rußland auf dem dritten Platz.¹⁰

Obwohl Rußland über erheblich geringere Erdölreserven als Saudi-Arabien verfügt, liegt es bei der Erdölförderung mit diesem Land fast gleichauf. Der Grund dafür ist, daß Rußland ein vergleichsweise hohes Verhältnis von Förderung zu Reserven aufweist.¹¹ So verbraucht Rußland gegenwärtig jährlich

rund 5 Prozent seiner Reserven. Dagegen werden in Afrika, wo sich rund 9 Prozent der Ölreserven der Welt befinden, jährlich nur 3 Prozent gefördert, in Saudi-Arabien, das rund 22 Prozent der Weltölreserven besitzt, sind es derzeit nur 1,5 Prozent und im gesamten Mittleren Osten mit seinen 62 Prozent der Weltreserven nur 1,2 Prozent (siehe Tabelle 2, S. 10).¹²

Dies zeigt, daß die Erdölförderung in Rußland, auch wenn sie noch in gewissem Umfang gesteigert werden kann, früher zurückgehen wird als in Afrika und im Nahen Osten. Allerdings können aus den angeführten Zahlen keine Schlüsse auf den Zeitraum bis zur Erschöpfung der Reserven (»Reichweite der Reserven«) gezogen werden, da der Ausweis von Ölreserven unternehmenspolitischer Steuerung unterliegt: Da die Exploration sehr teuer ist, wird von den Ölgesellschaften nur in dem Maß exploriert, wie es für die Sicherung der Förderung in einem absehbaren Zeitraum erforderlich ist. Dies hat zur Folge, daß mit der Zeit immer weitere Reserven ausgewiesen werden können, solange entsprechende Ressourcen zur Verfügung stehen. Dies ist auch in Rußland zu erwarten. Es ist jedoch unklar, wann die wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen für eine Ausbeutung dieser Vorkommen, die größtenteils in Gebieten mit extremen klimatischen Verhältnissen liegen, gegeben sein werden. In Rußland umfaßt der Bestand an entdeckten, aber nicht in die Förderung einbezogenen Ölfeldern sieben große und mehrere hundert kleinere Ölvorkommen. Deren Ausschöpfung erfordert erhebliche Investitionsaufwendungen sowie technische und Managementkenntnisse, die noch nicht zur Verfügung stehen oder erst im Rahmen von Joint-ventures mit ausländischen Ölkonzernen gewonnen werden sollen.¹³

Erweiterbares Transportsystem

Im Unterschied etwa zu dem des Kaspischen Raums stellt das Transportsystem Rußlands keinen entscheidenden Engpaß für die Entwicklung des Erdölsektors dar. Das System der Ölexportpipelines war ursprünglich für die Ölversorgung der Sowjetrepubliken sowie der RGW-Länder konzipiert worden. Da der Ölbedarf

⁹ Hier wird die westliche Definition der Reserven zugrundegelegt. Im Unterschied zu dieser ignoriert die russische bzw. sowjetische Methodologie der Reservenklassifikation wirtschaftliche Gesichtspunkte und liefert daher im Vergleich zu den westlichen Angaben überhöhte Werte, siehe dazu Erik Janssen, *Can Russian Oil Growth Be Sustained*, Oktober 2005 (Clingendael Briefing Papers, Nr. 4), <www.clingendael.nl/publications/2005/20051000_ciep_briefing_russian-oil.pdf>, sowie Grace, *Russian Oil* [wie Fn. 6], S. 250ff, dort zur russischen Methodologie S. 260ff. Während die nach westlicher Methodologie berechneten russischen Ölreserven rund 70 Mrd. Barrel betragen, werden von russischer Seite 100–150 Mrd. Barrel genannt; siehe ebd., S. 182.

¹⁰ Als »unkonventionelle Ölproduktion« bezeichnet man die Herstellung von Öl aus Pflanzen, Erdgas, Kohle, Ölsanden und Schiefer. Zu Reserven und Ressourcen der unkonventionellen Ölproduktion siehe – mit leicht abweichenden Angaben – auch die Zahlen der Energy Information Administration, die sich auf Statistiken von BP sowie des *Oil and Gas Journal* stützt, <www.eia.doe.gov/emeu/international/petroleu.html#WorldReserves>.

¹¹ Der Kehrwert des Verhältnisses der Förderung zu den Reserven, der sogenannte Reserven-Produktion-Faktor (r/p) wird häufig fälschlich als Lebensdauer der Reserven interpretiert. Tatsächlich gibt dieser Wert die Zahl der Jahre an, in welchen die gegenwärtig ausgewiesenen Reserven erschöpft wären, wenn eine konstante Förderleistung aufrechterhalten werden könnte. Dies ist aber nicht der Fall, denn die Ölförderung nimmt nach Erreichen eines Förderhöhepunkts ab, so daß die Reserven eine viel längere »Lebensdauer« aufweisen, als der r/p -Faktor suggeriert. Dazu kommt noch, daß der Umfang der Reserven durch »Umbuchung« von Ressourcen in Reserven ansteigen kann.

¹² Berechnet nach: *British Petroleum (BP)*, *Statistical Review of World Energy 2005*, Oil: Proved Reserves, <www.bp.com/downloads>.

¹³ Grace, *Russian Oil* [wie Fn. 6], S. 190–195.

Tabelle 2
Länder mit den größten konventionellen Erdölvorräten 2004 (in Mrd. Faß)

	Mrd. Faß (barrel)			Anteile (%) an den		
	Reserven	Ressourcen	Vorräte insgesamt	Reserven	Ressourcen	Vorräten insgesamt
Saudi-Arabien	261	64	325	22	11	18
Rußland	69	99	168	6	16	9
Iran	132	29	160	11	5	9
Irak	115	28	143	10	5	8
Kuwait	101	5	106	9	1	6
VAE	98	7	105	8	1	6
Venezuela*	77	22	99	7	4	6
USA	24	59	83	2	10	5
Kasachstan	30	29	59	3	5	3
Nigeria	35	16	51	3	3	3
Libyen	39	7	46	3	1	3
Mexiko	23	21	44	2	4	2
China	23	16	39	2	3	2
Welt	1170	601	1772	100	100	100

* Venezuelas Schwerstöle (*extra heavy oils*) sind hier nicht einbezogen, ebensowenig Kanadas Ölsande (*tar sands*), die einen Umfang von 175 Mrd. Faß haben. Würden diese berücksichtigt, stünde Kanada bei den Reserven und Vorräten insgesamt an zweiter Stelle der Weltrangliste.

Quelle: Auf Basis der Daten der *Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)*, Energiestudie 2004, S. 41ff, <www.bgr.bund.de>.

im heutigen GUS-Raum erheblich abgenommen hat, können diese Pipelines nun einen großen Teil des Öl-exports nach Europa übernehmen. Neu hinzu kam bis 2005 neben der CPC-Pipeline von Tengiz nach Novorossijsk der Ausbau des »Baltischen Pipeline-systems« zu den russischen Ostseehäfen.¹⁴ Weder die Vereisungsgefahr in der östlichen Ostsee noch die Gefahr von Tankerunfällen in dem dicht befahrenen Gewässer konnten Transneft davon abhalten, den nahe am bestehenden Pipelinennetz gelegenen Transportstützpunkt Primorsk mit Hochdruck auszubauen. Nicht zu vergessen sind die Ölverladeterminale am Schwarzen Meer (Novorossijsk, Tuapse), an der Ostsee (Primorsk, Ventspils, Butinge) und die geplanten Terminals an der Pazifikküste (De Kastri, Perevoznaja). Die nach Europa führenden Pipelines und die Schwarzmeerbahnen werden außer für russische Exporte auch für den Transit von Erdöl aus den zentralasiatischen GUS-Republiken benötigt, solange diese keine eigenen Zugänge zum Weltmarkt besitzen.

¹⁴ Das »Baltische Pipelinesystem« führt zum russischen Ostseehafen Vyborg sowie zu den (weitgehend stillgelegten) Ölterminals in Lettland und Litauen. Es hat seinen Namen von der russischen Bezeichnung »Baltisches Meer« für die Ostsee.

Nach der 2005 erfolgten Inbetriebnahme der Baku–Tbilissi–Ceyhan-Pipeline (BTC) dürfte die Inanspruchnahme des russischen Transportsystems für derartige Transitlieferungen jedoch zurückgehen. Aber auch Rußland könnte zukünftig die BTC-Pipeline mitbenutzen, um damit den Engpaß des Bosphorus zu umgehen.¹⁵ Wenn die Pläne für den Ausbau der Transportkapazitäten realisiert werden, dürften ab 2010 genügend Pipeline- und Hafenskapazitäten zur Verfügung stehen, um den teuren Öltransport per Eisenbahn einschränken zu können.¹⁶

¹⁵ Eugene Khartukov/Ellen Starostina, Ex-Soviet Oil Exports: Are the Russians Really Coming?, in: Middle East Economic Survey (MEES, online), 47 (26.1.2004) 4, <www.mees.com/postedarticles/oped/a47n04d01.htm>.

¹⁶ Siehe auch Roland Götz, Rußlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, September 2004 (S 34/04), S. 10–16, <www.swp-berlin.org/common/get_document.php?id=1019>.

Förder- und Exportentwicklung bis 2005

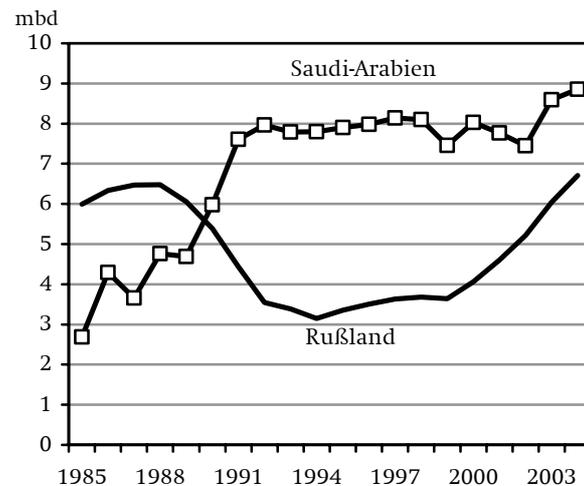
Die russische Ölförderungsleistung ist in den neunziger Jahren aus verschiedenen Gründen um die Hälfte zurückgegangen. Teilweise hatte dies organisatorische Ursachen, die mit der Privatisierung zusammenhängen, teilweise war der Rückgang auch durch die fallende Nachfrage in den ehemaligen Sowjetrepubliken und in Rußland selbst bedingt. Seit 2000 jedoch steigt die russische Erdölförderung stetig an und hat 2005 mit knapp 9,5 Millionen Barrel pro Tag (*million barrel per day*, mbd) das Fördervolumen überschritten, das Rußland schon zu Beginn der neunziger Jahre erreicht hatte. Dieser steile Anstieg der russischen Erdölförderung seit 2000 ist vor allem eine Folge verbesserter Fördertechnologien, die in bereits produzierenden Feldern angewandt werden, und nicht auf neu erschlossene Ölfelder zurückzuführen. Die Kooperation mit westlichen Unternehmen wie Halliburton und Schlumberger hat hierbei eine entscheidende Rolle gespielt.¹⁷ Während Rußland – von Schwankungen abgesehen – in etwa ebensoviel Erdöl fördert wie Saudi-Arabien, liegt es beim Erdölexport seit Anfang der neunziger Jahre deutlich hinter Saudi-Arabien (siehe Schaubild 1).¹⁸ Dies hängt damit zusammen, daß Rußland rund 30 Prozent seiner Förderung in Form von Ölprodukten selbst verbraucht, während der Eigenverbrauchsanteil in Saudi-Arabien bei nur rund 20 Prozent liegt.

Es ist nicht auszuschließen, daß Rußland für einige Jahre zum weltgrößten Ölexportland werden könnte, wenn Saudi-Arabien (wie zeitweilig schon in der Vergangenheit) trotz steigender Förderkapazitäten auf deren volle Nutzung verzichtet, um entsprechende Kapazitätsreserven zu behalten. Langfristig wird die Förderkapazität Saudi-Arabiens voraussichtlich bei über 15 mbd liegen, während die Rußlands maximal 13 mbd betragen dürfte. Da sich auch der Binnenverbrauch in beiden Ländern parallel entwickeln dürfte, ist das langfristige Exportpotential Rußlands (maximal 10 mbd) etwas geringer als das Saudi-Arabiens einzuschätzen.

¹⁷ Leslie Dienes, *The Present Oil Boom*, <www.cdi.org/russia/johnson/8236-12.cfm>; ders., *Observations on the Problematic Potential of Russian Oil and the Complexities of Siberia*, in: *Eurasian Geography and Economics*, 45 (2004) 5, S. 319–345.

¹⁸ Export ist hier die Differenz von Rohölförderung und dem Verbrauch von Ölprodukten und umfaßt somit sowohl den Export von Rohöl als auch den Export von Ölerzeugnissen.

Schaubild 1
Erdölexport Rußlands und Saudi-Arabiens 1985–2004



Quelle: *British Petroleum (BP)*, *BP Statistical Review of World Energy 2005*, <www.bp.com/downloads>.

Aussichten für Ölförderung und Ölexport

Prognosen für die langfristige Ölförderung klaffen auseinander

Ob das seit 1999 zu beobachtende starke Wachstum der russischen Erdölförderung auch über 2005 hinaus anhalten wird, ist in der Fachwelt umstritten. Bezogen auf die für 2020 prognostizierte Ölförderung lassen sich drei Lager unterscheiden: Die »Skeptiker« sehen einen Rückgang der russischen Ölförderung bis 2020 auf 5–9 mbd voraus (siehe dazu den Anhang: »Alternativszenarien der Ölförderung«, S. 27). Die »vorsichtigen Optimisten«, darunter die Autoren der russischen »Energiestrategie«, erwarten, daß sich die russische Ölförderung bei rund 10–11 mbd stabilisieren wird. Die »Optimisten« halten einen Anstieg auf 12 mbd und darüber hinaus für möglich.

Ein Urteil über die in den kommenden Jahren und Jahrzehnten zu erwartende Förderung muß sich auf eine Analyse der russischen Reserven und Ressourcen stützen. Unter diesen lassen sich mehrere Gruppen differenzieren.¹⁹

- ▶ Eine erste Gruppe umfaßt die bereits produzierenden Felder, darunter die sehr großen Ölfelder Westsibiriens, auf deren Wiederinstandsetzung der Förderaufschwung seit 1999 basiert. Sie werden auch noch in den kommenden Jahren den Großteil des in Rußland geförderten Öls liefern. Allerdings wird ihre Förderleistung abnehmen, da sie einen hohen Grad der Erschöpfung aufweisen.
- ▶ Zur zweiten Gruppe zählen kleinere Felder, die sich in der Nähe der bereits ausgebeuteten Vorkommen befinden und die mit verhältnismäßig geringen Kosten entwickelt und an das vorhandene Pipeline-netz angeschlossen werden können. Sie sind ergiebig genug, um den Förderrückgang in den großen Feldern aufzufangen, jedoch nicht, um eine Förderzunahme zu bewirken.
- ▶ Eine dritte Gruppe setzt sich aus einer Reihe von Ressourcen mit unterschiedlichen Charakteristika zusammen. Zum einen sind dies kleine und mittlere Felder, an denen die großen russischen Ölfirmen, die sich auf die anstehenden Großprojekte konzentrieren, gegenwärtig nicht interessiert sind (in

westlichen Ländern werden solche Felder von kleineren Gesellschaften ausgebeutet), zum anderen sind es technisch anspruchsvolle und wegen ökologischer Auswirkungen teilweise umstrittene Großprojekte in der westlich des Urals befindlichen Timan-Petschora-Region, in Westsibirien und im Fernen Osten auf Sachalin.²⁰ Nur wenn diese Projekte bald in Angriff genommen werden, können sie die russische Ölförderung noch bis 2020 und darüber hinaus ansteigen lassen.

- ▶ Schließlich gehören zu den russischen Ressourcen große Vorkommen in Ostsibirien und im Schelf des nördlichen Eismees (Karasee und Barentssee). Die Entwicklung dieser Felder, die laufende Förderung unter arktischen Bedingungen, der Bau von Transportwegen und die Anforderungen des Umweltschutzes werden sehr hohe Kosten verursachen, die nur bei einem langfristig hohen Ölpreis zu rechtfertigen sind.

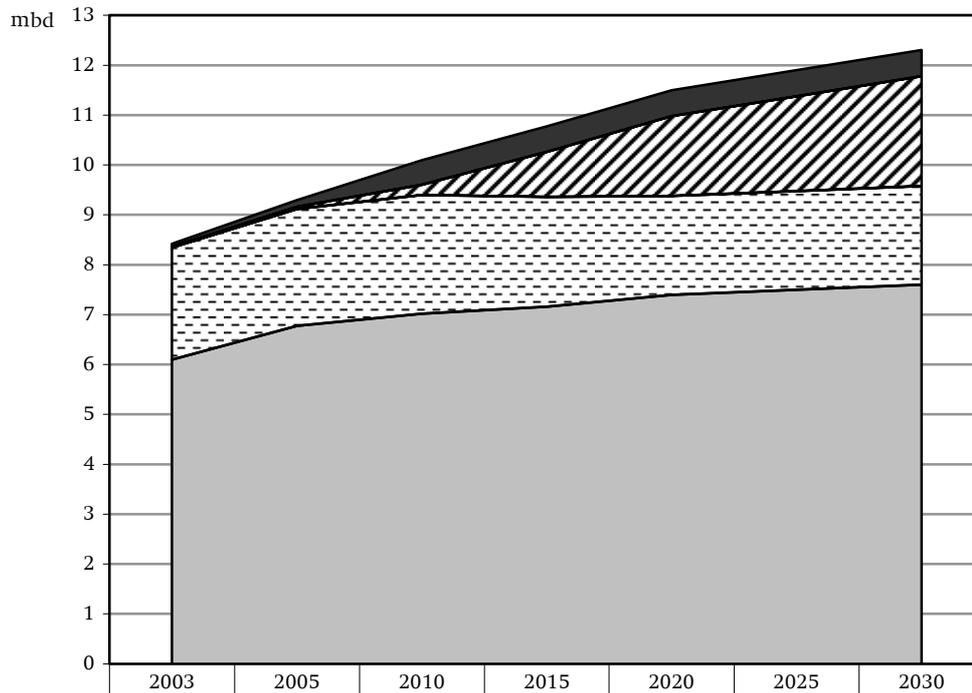
Zusammengenommen bedeutet dies, daß künftig von einer Abnahme der Zuwachsraten der russischen Ölförderung gegenüber der Periode 1999–2004 auszugehen ist, die in eine Phase der Stagnation (»Plateauförderung«) und schließlich in die eines Förderrückgangs übergehen wird. Dabei lassen sich allerdings die Zeitpunkte des Beginns und des Endes der Plateauförderung nicht zuverlässig angeben. Die vorliegenden Prognosen zum russischen Ölsektor geben Anlaß zu einer vorsichtig optimistischen Sicht, der zufolge ein weiterer Förderanstieg und eine Stagnation der Förderung ab 2010 auf hohem Niveau erwartet werden kann.

Die von der russischen Regierung im Jahr 2003 beschlossene *Energiestrategie* hatte in ihrem sogenannten »günstigen« Szenario eine für die Erdölwirtschaft vorteilhafte Besteuerung, die staatliche Förderung von Explorationen und ein hohes, aus heutiger Sicht jedoch eher noch niedriges Niveau des Erdölpreises

¹⁹ Grace, Russian Oil [wie Fn. 6], S. 214ff.

²⁰ Vor allem bei dem kombinierten Öl- und Gasprojekt Sachalin II, das von Royal Dutch/Shell und japanischen Unternehmen vorangetrieben wird, könnten Umweltschutzanliegen zu Verzögerungen führen.

Schaubild 2
Prognose der Ölförderung in den russischen Regionen (in mbd)



	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030
■ Sachalin	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
▨ Ostsibirien	0,0	0,0	0,2	0,9	1,6	1,9	2,2
▤ Europäisches Rußland	2,2	2,3	2,4	2,2	2,0	2,0	2,0
■ Westsibirien	6,1	6,8	7,0	7,2	7,4	7,5	7,6

Quelle: Aleksej Kantorovič, V ožidanii vostočnoj programmy [In Erwartung des Programms für den Osten], in: Neftegazovaja vertikal', 6.12.2005.

unterstellt.²¹ Dieses Szenario ging für den Zeitraum 2000–2020 von einer Wachstumsrate der Erdölförderung um 2,4 Prozent pro Jahr aus, was einer Zunahme der Förderleistung um 60 Prozent entspräche. Zwar hat die Realität sogar diese optimistische Prognose bereits überholt, da die Förderung 2005 bereits um knapp 50 Prozent über der Fördermenge von 2000 lag, während die »Energiestrategie« für 2005 erst von einem Anstieg von knapp 40 Prozent gegenüber 2000 ausgegangen war. Gleichwohl kann nicht davon gesprochen werden, daß die »Energiestrategie« gänzlich obsolet sei, denn sie ist nicht auf die Abbildung kurzfristiger Entwicklungen ausgerichtet, sondern auf mittelfristige Trends. Als Ergebnis umfangreicher

Beratungen kann sie die Sichtweise aufzeigen, die zur Zeit ihrer Erstellung und Verabschiedung 2002/2003 gegeben war. Die russische Föderale Agentur für Energetik (FAE) erwartet unter dem Eindruck der günstigen Entwicklung des russischen Ölsektors zwischen 2000 und 2004 einen rasanten Anstieg der Erdölförderung bis 2010, allerdings werde dann die Förderleistung bis 2020 praktisch konstant bleiben.²² Ihre Prognose für 2020 liegt mit 12 mbd deutlich über der des »günstigen« Szenarios der »Energiestrategie« (10,4 mbd). Der russische Industrie- und Energieminister Viktor Christenko prognostiziert für 2015 eine Erdölförderung in Höhe von 10,6 mbd, was einem mittleren Szenario entspricht.²³ Das Institut für Erdöl- und Erdgasgeologie der

²¹ Russisches Industrie- und Energieministerium, Ėnergetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda [Energiestrategie Rußlands bis 2020], <www.minprom.gov.ru/docs/strateg/1>, im folgenden zitiert als »Russische Energiestrategie«.

²² FAĖ predlagaet izmenit' parametry Ėnergetičeskoj strategii Rossii [Die FAE schlägt vor, die Parameter der Energiestrategie Rußlands zu verändern], in: RusEnergy – Novosti TEK, 20.1.2005.

²³ Viktor Christenko, Vortrag auf der fünften Öl- und Gas-

Sibirischen Abteilung der Russischen Akademie der Wissenschaften schließlich sieht einen bis 2030 andauernden Anstieg der Erdölförderung voraus.²⁴ Aus diesem Institut stammt auch eine Prognose der Ölförderung in den russischen Ölregionen, die von einer auch langfristig dominierenden Rolle der westsibirischen Ölregion ausgeht (siehe Schaubild 2, S. 13). Erst ab 2015 wird demnach Ostsibirien einen erheblichen Anteil der russischen Ölförderung bestreiten.

Westliche Beobachter aus privaten Einrichtungen sind vielfach deutlich pessimistischer als die öffentlichen Instanzen in Rußland und halten sogar die vergleichsweise zurückhaltenden Prognosen der russischen »Energiestrategie« für überhöht, was mit Vorbehalten gegenüber der russischen Methodologie der Reservenschätzung zusammenhängt (siehe Anhang I, S. 27). Doch gibt es auch auf westlicher Seite gewichtige Stimmen, die zu einem ähnlich positiven Ergebnis kommen wie die russischen Institutionen. Vor allem die großen öffentlichen Institute, die die internationalen Energiemärkte analysieren, haben ähnliche Vorhersagen entwickelt: Die zum amerikanischen Energieministerium gehörende *Energy Information Administration (EIA)* etwa stellt in ihrem jährlichen »International Energy Outlook« drei Szenarien für die weltweite Ölförderung vor, die sich nach niedrigem, mittlerem und hohem Ölpreis und entsprechendem Förderverlauf unterscheiden. Für den Referenzfall (mittlerer Ölpreis) errechnet die EIA eine Ölförderung von rund 11 mbd im Jahr 2020, während bei hohem Ölpreis 12 mbd für möglich gehalten werden.²⁵ Die von den OECD-Ländern getragene *International Energy Agency (IEA)* präsentiert ein Szenario, das dem Referenzfall der EIA ähnelt (siehe Schaubild 3).²⁶

Die optimistischsten russischen wie westlichen Schätzungen sagen für 2020 eine Förderhöhe von bis zu 12 mbd vorher und liegen damit um 15 Prozent über dem Wert, den die russische »Energiestrategie« in ihrem »günstigen« Szenario berechnet. Die skeptischsten Prognosen für 2020 (siehe dazu auch den Anhang) dagegen liegen um ein Drittel darunter.

woche am 31.10.2005 in Moskau, <www.minprom.gov.ru/appearance/showAppearanceIssue?url=activity/energy/appearance/8>.

²⁴ Kantorovič, V ožidanii [wie Fn. 8].

²⁵ *Energy Information Administration (EIA)*, *International Energy Outlook 2005*, Washington, D.C., Juli 2005 (im folgenden zitiert als »IEO 2005«), Appendix E, <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.

²⁶ *International Energy Agency (IEA)*, *World Energy Outlook 2005*, Paris 2005, S. 90.

Für die folgenden Ausführungen wird keine »wahrscheinliche Entwicklung der russischen Ölförderung« zugrunde gelegt – der Beurteilungsspielraum hierfür wäre zu breit ist. Als Orientierungspunkt wird statt dessen ein maximaler Beitrag Rußlands zur weltweiten Erdölversorgung unterstellt, der sich aus den vorliegenden Prognosen ergibt. Die Untersuchung stützt sich dabei auf die Angaben der EIA für den Fall eines hohen Ölpreises und einer entsprechend hohen Förderleistung. Es werden jedoch auch Vergleiche zur Referenzprognose der EIA gezogen, die auf der Annahme eines verhältnismäßig niedrigen Ölpreises beruht.

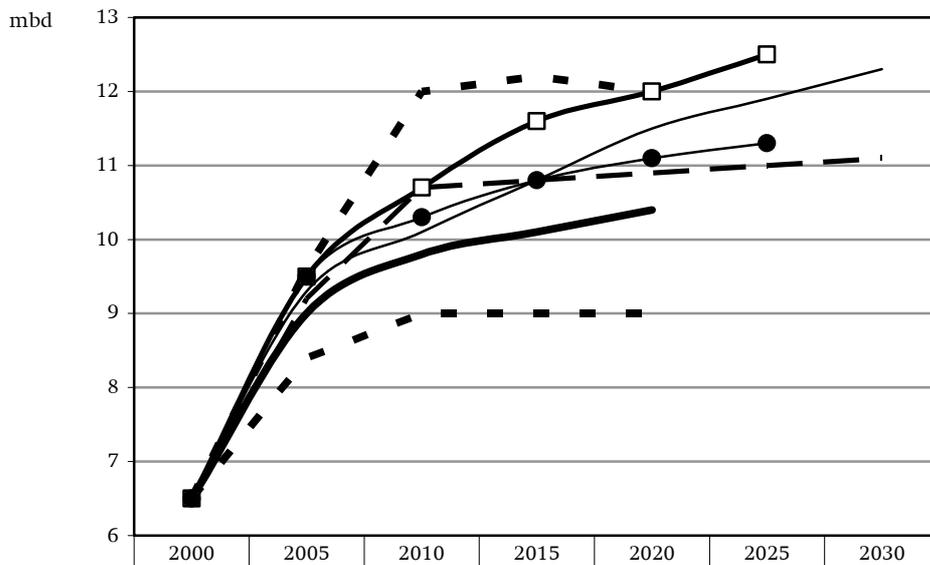
Binnennachfrage beschränkt Ölexport

Öl wird entweder als Rohöl exportiert oder im Inland raffiniert und in verarbeiteter Form (Heizöl, Benzin) auf den heimischen und internationalen Markt geliefert. Unter Binnenverbrauch bzw. Konsum von Öl wird in der russischen Statistik das in Raffinerien weiterverarbeitete Öl, gemäß internationaler Definition jedoch der Verbrauch von Ölprodukten im Inland verstanden.²⁷ Der russische Inlandsbedarf für Raffineriezwecke wird, abhängig vom Wirtschaftswachstum und von den Exportaussichten für Raffinerieprodukte, bis 2020 zwar ansteigen, aber dennoch die Exporte von Rohöl nicht überproportional beschneiden, solange die Ölförderung weiter zunimmt. Im Referenzfall (mittleres Wirtschaftswachstum, mittlerer Ölpreis) wird der Gesamtexport von Rohöl und Rohölerzeug-

²⁷ Während die russische Statistik mit »Verbrauch« den Raffinerieverbrauch meint, ist in den Statistiken von BP und EIA unter »Nachfrage«, »Verbrauch« bzw. »Konsum« der Verbrauch von Raffinerieprodukten im Inland dargestellt. Dem entsprechend bedeutet der in EIA-Statistiken ausgewiesene Export nicht Rohöl, sondern den Export von Rohöl und Ölprodukten zusammengenommen, vgl. *EIA*, *International Petroleum Monthly*, Appendix C: Glossary, <www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/appc.html>. Es ist in diesem Zusammenhang allerdings irreführend, wenn in der EIA-Publikation »Country Analysis Briefs: Russia« behauptet wird, daß »über 70% der russischen Rohölproduktion direkt exportiert werden, während der Rest lokal raffiniert wird«. Tatsächlich wird ungefähr die Hälfte des russischen Rohöls direkt exportiert, die andere Hälfte in Raffinerien weiterverarbeitet. Von den Ölprodukten wird fast die Hälfte exportiert, so daß die verbleibenden 30% den Konsum von Ölprodukten bezeichnen, vgl. *EIA*, *Country Analysis Briefs Russia*, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html>.

Schaubild 3

Prognosen nationaler und internationaler Institute für die russische Erdölförderung (in mbd)



	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
■ ■ Russische Föderale Agentur für Energetik	6,5	9,6	12,0	12,2	12,0		
—□— EIA: Hoher Ölpreis	6,5	9,5	10,7	11,6	12,0	12,5	
— Russische Akademie der Wissenschaften	6,5	9,3	10,1	10,8	11,5	11,9	12,3
—●— EIA: Referenzfall	6,5	9,5	10,3	10,8	11,1	11,3	
— — IEA: Referenzfall	6,5	9,2	10,7	10,8	10,9	11,0	11,1
— Russian Energy Strategy: Optimistisches Szenario	6,5	9,0	9,8	10,1	10,4		
■ ■ Russian Energy Strategy: Moderates Szenario	6,5	8,4	9,0	9,0	9,0		

Quellen: Siehe Fußnoten 21 bis 26.

nissen Rußlands zwischen 2005 und 2020 um 1,3 mbd auf über 8 mbd anwachsen, der von Rohöl um 0,9 mbd auf 6,4 mbd (siehe Tabelle 3a, S. 16).

Der Anteil des Rohölverbrauchs (Raffineriedurchsatz) wird in Rußland zwischen 2005 und 2020 bei rund 40 Prozent liegen, der Anteil des Ölkonsums (Konsums von Ölprodukten) auf unter 20 Prozent sinken. Die Entwicklung im russischen Ölsektor wird dadurch einen anderen Verlauf nehmen als im Gassektor: Während dort der Anteil des Gas-Binnenverbrauchs mit rund zwei Dritteln der Förderung auf einem im Vergleich zu anderen Gasexportländern sehr hohen Niveau verbleiben wird, wandelt sich Rußland im Ölsektor zunehmend zu einem typischen Exporteur mit niedrigem Binnenverbrauch.

Legt man die von einem hohen Ölpreis ausgehende optimistische EIA-Schätzung der Förderung zugrunde,

so wird der Rohölexport auf über 7 mbd, der Export von Rohöl und Rohölprodukten bis auf 9 mbd ansteigen. Rußland wird dann – mit einem 2020 erreichten Gesamtexportanteil von 75 Prozent – ein noch ausgeprägteres Profil als Ölexportland haben als im Referenzszenario (siehe Tabelle 3b).

Tabelle 3a
Rußlands Ölexport 2000–2020 im EIA-Referenzfall (in mbd bzw. %)

<i>mbd</i>	2000	2005	2010	2015	2020	Veränderung 2006–2020
Rohöl-Förderung	6,5	9,5	10,3	10,8	11,1	1,6
Rohöl-Binnenverbrauch	3,7	4,0	4,2	4,4	4,7	0,7
Binnenverbrauch von Ölprodukten	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	0,3
Export von Rohöl	2,8	5,5	6,1	6,4	6,4	0,9
Export von Ölerzeugnissen	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7	0,4
Export von Rohöl und Ölerzeugnissen	3,9	6,8	7,5	7,9	8,1	1,3
<i>Anteil an der Rohöl-Förderung (%)</i>	<i>2000</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>	<i>2015</i>	<i>2020</i>	
Raffineriedurchsatz	57	42	41	41	42	
Binnenverbrauch von Ölprodukten	40	28	27	27	27	
Export von Rohöl	43	58	59	59	58	
Export von Ölerzeugnissen	17	14	14	14	15	
Export von Rohöl und Ölerzeugnissen	60	72	73	73	73	

Quellen: IEO 2005 [wie Fn. 25]; Russische Energiestrategie [wie Fn. 21].

Tabelle 3b
Rußlands Ölexport 2000–2020 im EIA-Hochpreisszenario (in mbd bzw. %)

<i>mbd</i>	2000	2005	2010	2015	2020	Veränderung 2006–2020
Rohöl-Förderung	6,5	9,5	10,7	11,6	12,0	1,6
Rohöl-Binnenverbrauch	3,7	4,0	4,2	4,4	4,7	0,7
Binnenverbrauch von Ölprodukten	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	0,3
Export von Rohöl	2,8	5,5	6,5	7,2	7,3	0,9
Export von Ölerzeugnissen	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7	0,4
Export von Rohöl und Ölerzeugnissen	3,9	6,8	7,9	8,7	9,0	1,3
<i>Anteil an der Rohöl-Förderung (%)</i>	<i>2000</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>	<i>2015</i>	<i>2020</i>	
Raffineriedurchsatz	57	42	39	38	39	
Binnenverbrauch von Ölprodukten	40	28	26	25	25	
Export von Rohöl	43	58	61	62	61	
Export von Ölerzeugnissen	17	14	13	13	14	
Export von Rohöl und Ölerzeugnissen	60	72	74	75	75	

Quellen: wie Tabelle 3a.

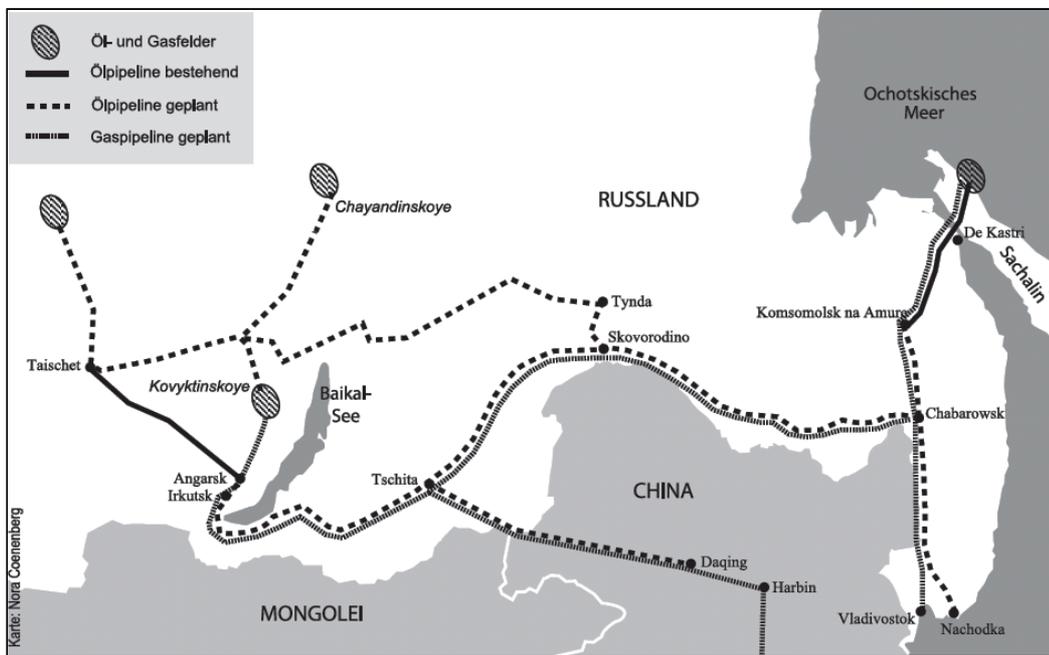
Wohin wird wieviel des russischen Öls künftig fließen?

Der Exportanstieg wird sich voraussichtlich auf mehrere Regionen verteilen. Das traditionelle Absatzgebiet für russisches Öl ist Europa. Dorthin sind bislang mehr als 80 Prozent der Exporte geflossen – der Rest der Ausfuhren ging weit überwiegend in die ehemaligen Sowjetrepubliken. Für die zukünftigen Rohöl-exporte nach Europa nennt die russische »Energiestrategie« Richtwerte von 150–160 Millionen Tonnen beziehungsweise rund 3 mbd, womit die bereits erreichten Lieferungen (2000: 128 Mio. Tonnen) nur um 25 Prozent überschritten würden. Das liegt daran, daß in Zukunft die USA und China immer mehr an Bedeutung gewinnen werden. Für den Export in die asiatisch-pazifische Region veranschlagt die »Energiestrategie« für 2020 eine Richtgröße von 30 Prozent der Gesamtexporte, was rund 100 Millionen Tonnen oder 2 mbd entsprechen würde.²⁸ Eine ebensolche Menge könnte 2020 für den nordamerikanischen Markt bestimmt sein. Entscheidend für den Umfang des Öl-

exports nach Asien und in die USA wird sein, wie sich die Transportinfrastruktur entwickelt. Zwar wird russisches Öl schon jetzt in nicht geringen Mengen (10–15 Mio. Tonnen pro Jahr) per Eisenbahn nach China transportiert, doch stellt dies angesichts der gegenüber dem Pipelinetransport höheren Kosten keine dauerhafte Lösung dar. In die USA wurden bislang nur wenige Tankerladungen Öl direkt verschifft.

Der Mangel an Transportkapazitäten soll durch zwei Großprojekte behoben werden: Zum einen wird die lange diskutierte ostsibirische Ölpipeline Richtung Pazifikküste gebaut werden, die auch eine Abzweigung zum chinesischen Erdölzentrum Daqing einschließt. Ihre Gesamtkapazität soll 80 Millionen Tonnen (1,6 mbd) betragen, wovon 50 Millionen (1 mbd) für die Pazifikküste und 30 Millionen für China bestimmt sind. Vom Endpunkt der ostsibirischen Pipeline, dem russischen Ölhafen Nachodka, können sowohl Südostasien als auch die USA per Tanker beliefert werden (siehe Karte 2). Eine rein »chinesische« Pipeline (die von Jukos ins Gespräch gebracht worden war) ist damit vom Tisch – sie hätte Rußland

Karte 2
Pipelines nach China und zur Pazifikküste



Quelle: SWP

28 Russische Energiestrategie [wie Fn. 21], S. 55.

Tabelle 4
Pipelines und Verladekapazitäten für Export und Transit (in mbd)

	2003	2005	2010	2015	Zunahme 2004-2015
Baltisches Pipelinesystem – Hafen Primorsk	0,6	1,0	1,2	1,2	0,6
Andere Ostseehäfen	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2
Druschba-Pipeline	1,3	1,3	1,3	1,3	0,1
Pipelines zum Schwarzen Meer	1,3	1,3	1,3	1,3	0,0
Kaspisches Pipelinekonsortium	0,4	0,6	1,3	1,3	0,9
Ostsibirische Pipeline zum Pazifik	0,0	0,0	0,6	1,0	1,0
Zusammen	3,6	4,4	6,0	6,4	2,8

Quelle: Russisches Industrie- und Energieministerium, <http://www.minprom.gov.ru/activity/energy/appearance/8/Slajd_9_.jpg?display=>>. Hier nicht enthalten sind die Kapazitäten der geplanten Pipeline zur Barentssee.

zu sehr von einem einzigen Abnehmerland abhängig gemacht. Auch unter Berücksichtigung der nach China und zur Pazifikküste zielenden Pipelines wird Rußland jedoch nicht zu einem Hauptversorger des ölhungrigen Chinas bzw. Südasiens werden können. Dazu wird die Transportkapazität bei weitem

nicht ausreichen, und auch die Förder- bzw. Exportmengen Ostsibiriens und des Fernen Ostens (Sachalin) sind dafür zu gering (siehe Schaubild 2, S. 13, und Tabelle 4). Diese Weltregionen werden deshalb nach wie vor den überwiegenden Teil ihres Öls aus dem Nahen Osten beziehen.

Investitionsbedarf, Auslandskapital und staatliche Wirtschaftspolitik für den Ölsektor

Hoher Investitionsbedarf erfordert Auslandskapital

Der Investitionsbedarf des russischen Ölsektors wird vom russischen Industrie- und Energieministerium für den Zeitraum 2005 bis 2015 (zu konstanten Preisen des Jahres 2000) wie folgt beziffert:²⁹

- ▶ Suche und Erschließung von neuen Ölfeldern: 31 Mrd. US-Dollar
- ▶ Verbesserung der Fördertechnik: 144 Mrd. US-Dollar
- ▶ Ausbau des Pipelinesystems und der Hafenanlagen: 13 Mrd. US-Dollar
- ▶ Ausbau der Raffineriekapazitäten: 14 Mrd. US-Dollar.

Diese gesamten, innerhalb von zehn Jahren entstehenden Aufwendungen von rund 200 Milliarden US-Dollar bzw. rund 20 Milliarden US-Dollar pro Jahr können nach den Berechnungen des russischen Industrie- und Energieministeriums in einer ersten, bis 2010 reichenden Etappe aus Eigenmitteln der Unternehmen finanziert werden. In späteren Etappen werden dagegen Fremdmittel erforderlich werden. Diese können entweder von inländischen Investoren aus Branchen außerhalb des Öl- und Gassektors oder von ausländischen Gesellschaften aufgebracht werden, die sich in Rußland engagieren wollen und können.

Rechtliche Rahmenbedingungen schrecken Investoren ab

Ob es zu einem vermehrten Zufluß von Auslandskapital in den russischen Erdölsektor kommt, wird davon abhängen, wie sich das russische Recht der Bodenschätze weiter entwickelt, das durch ein neues Gesetz geregelt werden soll.³⁰ Das entsprechende Gesetz von 1992 war allenthalben als unzureichend und

²⁹ Russisches Industrie- und Energieministerium, Strategija neftegazovogo kompleksa Rossii na period do 2010–2015 gg. [Strategie des Öl- und Gaskomplexes Rußlands für die Periode 2010–2015], Moskau 2005, S. 59f.

³⁰ Föderales Gesetz »O nedrach« [Über Bodenschätze], Text des Gesetzentwurfs, Stand 17.6.2005, <www.energypolicy.ru/files/Subsoil%20law-Govt.17.06.2005.pdf>.

investorenfeindlich bewertet worden. Während das alte Recht das Instrument der staatlichen Lizenz in den Mittelpunkt gestellt hatte, soll die neue Regelung die zwischenzeitlich erfolgten Änderungen des Handels- und Gesellschaftsrechts aufnehmen und neben dem Instrument der Lizenz auch das zivilrechtliche Vertragsprinzip zur Geltung kommen lassen.³¹ In der Gesetzesvorlage, die bis Ende 2005 in der Duma verabschiedet werden soll, sind auf Vorschlag des federführenden Ministeriums für Naturressourcen beide Prinzipien – Lizenzprinzip und Vertragsprinzip – enthalten.³² Die russische Regierung will das neue Vertragsrecht allerdings nur auf neu zu vergebende Felder anwenden, so daß für den Großteil der Ölvorkommen weiter das alte Lizenzrecht gelten würde. Für Offshore-Vorkommen gibt es darüber hinaus spezielle Lizenzregelungen. Ebenso werden die bestehenden Production Sharing Agreements (PSA) von dem Gesetz nicht betroffen.

Das neue Recht läßt bestehende Auslandsbeteiligungen unberührt, erlaubt der Regierung aber, ausländische Bieter von Auktionen für noch unerschlossene »große« bzw. »strategische« Erdöl- und Erdgasressourcen auszuschließen.³³ Zwar führt das neue Gesetz mit dem Vertragsprinzip ein marktwirtschaftliches Element in das System der Vergabe von Nutzungsrechten für Bodenschätze ein, doch bleiben mit dem weiter bestehenden Lizenzprinzip und der erwähnten Diskriminierung von Ausländern staatliche

³¹ Während Lizenzen eine hierarchische Beziehung zum staatlichen Lizenzgeber herstellen, behandeln vertragsrechtliche Regelungen Staat und private Vertragspartner gleichberechtigt. Außerdem können zivilrechtliche Verträge wie Eigentumstitel transferiert werden.

³² *Institute of Energy Policy*, The New Russian Subsoil and Trunk Pipeline Legislation, <www.energypolicy.ru/eanalit.php?id=1001828>

³³ Als »ausländische« Bietergesellschaften definiert das Gesetz solche, die unter mehrheitlichem Einfluß von Ausländern stehen (§ 60 Absatz 5). Als »große« bzw. »strategische« Ressourcen sollen nach Meinung des russischen Ministeriums für Naturressourcen solche gelten, die über als 150 Mio. Tonnen Erdöl bzw. mehr als eine Billion Kubikmeter Erdgas verfügen; siehe Aleksandr Bekker, Zastoporil dviženie zakonoproekta »O nedrach« [Das Gesetzesvorhaben »Über Bodenschätze« wurde gebremst], in: *Vedomosti*, 28.11.2005.

Eingriffsrechte erhalten, die nicht nur den Kapitalzufluß nach Rußland behindern, sondern auch Ansatzpunkte für Korruption bieten könnten.

Auch im Transportbereich ist der staatliche Einfluß stark. Das Netz der Ölfernleitungen – daneben existieren zahlreiche innerbetriebliche Pipelines – wird von der staatlichen Transneft betrieben, die Gasfernleitungen gehören der staatlichen Gasprom.³⁴ Solange eine gesetzliche Regelung aussteht, ist nicht klar, ob und in welchem Umfang private Öl- und Gasfernleitungen (trunk pipelines) gebaut und betrieben werden dürfen.³⁵ Ebenso bleibt die Regelung des Zugangs zu den Exportfernleitungen für Öl und Gas für die einzelnen russischen Ölunternehmen und die unabhängigen Gasproduzenten in der alleinigen Kompetenz von Transneft bzw. Gasprom, was ihnen Spielraum für die Diskriminierung einzelner Unternehmen bietet.

Um einen diskriminierungsfreien Zugang in- und ausländischer Unternehmen zu Vorkommen von Energierohstoffen und Energietransportsystemen zu garantieren, sind die Europäische Energiecharta und der darauf basierende Energiechartavertrag geschaffen worden.³⁶ Rußland hat dieses Vertragswerk zwar signiert, aber die Ratifizierung durch die Duma steht aus. Der Grund dafür sind nicht in erster Linie die noch nicht erzielte Einigung über einige Punkte im Transitprotokoll des Energiechartavertrags, sondern ein grundsätzlicher Unwille der russischen Seite, den Energiesektor diskriminierungsfrei für beliebige in- und ausländische Unternehmen zu öffnen.³⁷

Die staatliche Einflußnahme auf den Energiesektor und die Begrenzung des Zutritts von Ausländern wird damit gerechtfertigt, daß dadurch »strategische« In-

³⁴ Die einzige relevante Ausnahme ist die Ölpipeline des Caspian Pipeline Consortium (CPC), die von Kasachstan über russisches Territorium führt und im Besitz verschiedener privater Gesellschaften steht.

³⁵ Für privat zu finanzierende Ölpipelines war vor allem der ehemalige Jukos-Chef Chodorkowski mit seinen Plänen für Ölpipelines nach Murmansk bzw. nach China vergeblich eingetreten. Angeblich war dies einer der Gründe für seine Verfolgung durch die russischen Behörden.

³⁶ Informationen zu Energiecharta, Energiechartavertrag und Transitprotokoll finden sich auf der Website des Energiecharta-Sekretariats: <www.encharter.org/index.jsp>.

³⁷ Die russische Auffassung wird in der Arbeit von Oleg Fomenko dargelegt; siehe dazu die Rezension »The Energy Charter Treaty Does Harm to Russia«, in: Oil & Gas Vertical, <www.ngv.ru/eng/projects/analysis/test.hspl>, sowie Oleg Fomenko, K pozicii Rossii po DECh [Zur russischen Position zum Energiechartavertrag], in: Neftegazovaja vertikal', (2004) 18. Rußland räumt allerdings ein, den Energiechartavertrag »vorläufig« anwenden zu wollen.

teressen des russischen Staates gewahrt werden sollen – eine Argumentation, die an populistische Mahnungen vom »Ausverkauf des Landes« erinnert. Problematisch ist diese Argumentation deshalb, weil eine derartige Strategie leicht im Sinne der »einheimischen« Kapitalgruppen dazu benutzt werden kann, unliebsame Konkurrenz abzuwehren. Auf diese Weise können inländische Bieter billiger in den Besitz von Rohstoffvorkommen gelangen, als es der Fall wäre, wenn ausländische Interessenten ebenfalls Angebote abgeben könnten. Beispiele dafür, daß genau dies geschieht, bieten die in den Jahren 2002 und 2004 vereitelten Versuche der chinesischen staatlichen Ölgesellschaft CNPC, die russische Slavneft und den Jukos-Hauptbetrieb Juganskneftegas zu kaufen. Beide Gesellschaften wurden von russischen Unternehmen dann sehr »preiswert« erworben.³⁸ Nicht ausgeschlossen ist immerhin, daß ausländische Unternehmen, auch wenn sie bei der Lizenzvergabe oder Auktion nicht zum Zuge kommen, Anteile an den erfolgreichen russischen Unternehmen erwerben, wobei ihnen jedoch nur Minderheitsbeteiligungen erlaubt sind.

Der Ölsektor wird voraussichtlich stärker von privatem und auch von Auslandskapital geprägt sein als der ebenso bedeutende Gassektor, in dem neben der den Markt beherrschenden halbstaatlichen Gasprom nur kleine russische »unabhängige Produzenten« und eine Reihe von Erdölgesellschaften agieren. Eine Nationalisierung des Erdölsektors ist nicht in Sicht, aber auch keine vollständige Liberalisierung im Sinne einer Öffnung für in- und ausländisches Kapital.

Ein völlig freier Zugang des internationalen Kapitals zur russischen Erdölwirtschaft hätte zwar voraussichtlich eine schnellere Erschließung der russischen Erdölressourcen und damit einen steileren Anstieg der Ölförderung zur Folge, wäre aber auch mit einem früheren Ende der Plateauförderung und einem früheren, womöglich sogar rasanteren Niedergang der Ölförderung verbunden.³⁹ Da der Ölpreis voraussichtlich hoch bleiben wird, ergeben sich für die russischen Ölfirmen aber ohnehin genügend Anreize und ausreichende finanzielle Möglichkeiten, um die Erdölförderung mit hoher Intensität voranzutreiben.

³⁸ Konstantin Smirnov, Investnetmest [Kein Platz für Investitionen], in: Kommersant-Vlast', 31.10.2005.

³⁹ Wenn die Förderung in einem Feld zu schnell erhöht wird, besteht die Gefahr, daß nicht die maximale Menge des Erdöls gefördert werden kann. Dieser negative Effekt ist bereits zu sowjetischer Zeit bei den großen westsibirischen Ölfeldern aufgetreten.

Die binnenwirtschaftlichen Schattenseiten des Ölbooms

Es verbleibt das schwer lösbare Problem der Rückwirkungen des »Ölbooms« auf die Gesamtwirtschaft. Der Ölsektor hatte 2001 einen Anteil von 15 Prozent am BIP, der Gassektor von weiteren 6 Prozent, womit Rußland Charakteristika eines »Ressourcenstaats« aufweist.⁴⁰ Der Devisenzufluß in Höhe von rund 150 Milliarden Euro pro Jahr aus dem Öl- und Gasexport regt einerseits die Binnenkonjunktur an, sorgt aber andererseits für einen »starken« Rubel, der Importe von Konsum- und Investitionsgütern verbilligt. Umgekehrt werden die Exporte der verarbeitenden Industrie verteuert. Deren Wettbewerbsfähigkeit wird so auf dem russischen Binnenmarkt wie auch auf dem Weltmarkt untergraben. Gleichzeitig steigen die Preise für heimische Güter und Dienstleistungen, die keinem Importdruck ausgesetzt sind. Zwar versucht der russische Staat, die Aufwertungs- und Inflationsgefahr aufzufangen, indem er den »Übergewinn« aus dem Ölgeschäft abschöpft und nach norwegischem Vorbild in einem Stabilisierungsfonds zurücklegt, aber das gelingt nur in einem gewissen Umfang.⁴¹ Seit dem jüngsten »Ölboom« hat sich der Rubel stetig aufgewertet, und die Inflationsraten bewegen sich im zweistelligen Bereich. Um die heimische verarbeitende Industrie vor der Auslandskonkurrenz zu schützen, werden protektionistische Maßnahmen diskutiert, wenn auch die viel beschworene nationale Industriepolitik eher ein Wunschtraum bleibt. Als industriepolitisches Mittel kann gelten, daß Gasprom aufgrund staatlicher Preisvorschriften seine Inlandspreise für Gas weit unterhalb des beim Export erzielbaren Preises und kaum kostendeckend ansetzen muß, was vor allem die Elektrizitätserzeugung in Gaskraftwerken und damit die stromintensive Aluminium- und Düngemittelindustrie begünstigt. In Gefahr sind allerdings weniger die Hersteller solcher Grundstoffe, sondern die inländischen Anbieter von Konsum- und Investitionsgütern wie zum Beispiel der Kraftfahr-

zeugbau, die gegenüber der Auslandskonkurrenz qualitativ nicht wettbewerbsfähig sind und durch die Rubelaufwertung auch noch ihren Preisvorteil verlieren.

Rußland wird somit von der »holländischen Krankheit« beziehungsweise dem »Ressourcenfluch« geplagt. Darüber hinaus können in Rußland »institutionelle Pathologien« wie »Rent-seeking« (Streben nach Einkünften aus der Vermarktung von Naturressourcen) und Korruption beobachtet werden, die zum Teil mit der Ressourcendominanz zusammenhängen, zum Teil jedoch auch als »Erbe« des Sowjetsystems zu betrachten sind.⁴² Diese Faktoren bremsen seine Entwicklung zu einem modernen Industriestaat, während jedoch gleichzeitig durchaus »Wohlstandsinseln« entstehen, in denen die Einkommen aus den Ressourcensektoren verausgabt werden oder Zulieferer von den Aufträgen der Öl- und Gasbranchen profitieren.

⁴⁰ Masaaki Kuboniwa u.a., How Large Is the Oil and Gas Sector of Russia, in: Eurasian Geography and Economics, 46 (2005) 1, S. 68–76, <www.ingentaconnect.com/content/bell/psg>.

Während die amtliche russische Statistik für den Öl- und Gassektor für 2001 nur einen Anteil von 7% am BIP ausweist, werden dort die Handelsgewinne mit einbezogen, wodurch sich ein Anteil von 21% ergibt.

⁴¹ In den Stabilisierungsfonds werden Einnahmen aus dem Ölexport abgeführt, sobald der Ölpreis über einer festgelegten Grenze liegt (2005: 20 US-Dollar pro Barrel).

⁴² Rudiger Ahrend, How to Sustain Growth in a Resource Based Economy? The Main Concepts and their Application to the Russian Case, Januar 2005, <www.unece.org/lead/sem/sem2005/papers/Ahrend.pdf>; Christophe Cordonnier, Russia: Natural Resource Rent and Competitiveness, Moskau: Russian-European Centre for Economic Policy, 2005 (RECEP Report 4/2004), <www.recep.ru/files/documents/A_quasi_rent_economy_en.pdf>. Zur Korruption in Rußland siehe Petra Stykow, Der Fall Rußland. Korruption als Kollateralschaden der Transformation?, in: Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, 73 (2004) 2, S. 247–262, <www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/vierteljahreshefte/docs/papers/v_04_2_6.pdf>.

Rußland, der Kaspische Raum und der Welterdölmarkt

Weltweit steigender Öl-Einfuhrbedarf

Wenn die Weltwirtschaft weiter wächst, womit in den kommenden Jahrzehnten gerechnet werden kann, wird auch der Energieverbrauch zunehmen. Weil die Energieintensität der Produktion abnehmen wird beziehungsweise der Energieeinsatz mit steigender Effizienz erfolgen wird, wird der Energieverbrauch allerdings nicht in gleichem Maße wie die Produktion ansteigen. Die Energy Information Administration (EIA) hat dazu folgende Prognosen entwickelt:⁴³

Bei den Energieträgern werden sich aus heutiger Sicht nur leichte Verschiebungen ergeben: Der Einsatz der Kernenergie wird weltweit unterproportional zunehmen, überproportional wird dagegen der Erdgasverbrauch ansteigen, während die Nutzung von Erdöl, Kohle und erneuerbarer Ressourcen jeweils dem Trend des gesamten Energieverbrauchs folgen wird. In regionaler Betrachtung zeigen sich allerdings Unterschiede: In Europa wird der Kohle- und Kernenergieeinsatz zurückgehen, während die Verwendung erneuerbarer Ressourcen schneller als der Energieverbrauch insgesamt anwachsen wird. Dagegen wird in den Entwicklungs- und Schwellenländern der Anteil der Kernenergie im Energiemix zunehmen und die Kohle ihren Anteil halten.⁴⁴ Der weltweite Erdölverbrauch wird sich, je nach dem tatsächlichen Wachstum der Weltwirtschaft, bis 2025 um zwischen 1,4 und 2,3 Prozent pro Jahr erhöhen.⁴⁵ Regional wird der Erdölverbrauch mit dem jeweiligen Wirtschaftswachstum korrespon-

⁴³ Die folgende Darstellung stützt sich auf den International Energy Outlook der Energy Information Administration [s. Fn. 25], weil er die einzige frei zugängliche Quelle für langfristige regional disaggregierte Prognosen für den internationalen Energiemarkt darstellt. Für eine kritische Würdigung dieser Quelle vgl. Anthony H. Cordesman/Khalid R. Al-Rodhan, *The International Energy Outlook 2005. It Is Hard to Make Predictions, Especially About the Future*, Washington, D.C., 5.8.2005, <www.csis.org/index.php?option=com_content&task=view&id=28&Itemid=72>. Dort wird zu Recht kritisiert, daß die EIA ihre Nachfrageanalysen nicht mit den preisabhängigen Angebotsschätzungen abgestimmt hat.

⁴⁴ IEO 2005 [wie Fn. 25], Tabelle A2, S. 99.

⁴⁵ Unter »Verbrauch«, »Konsum« und »Nachfrage« ist im Zusammenhang mit Erdöl stets der Verbrauch von Erdölprodukten zu verstehen.

dieren: Die Länder mit dem größten Verbrauchszuwachs werden China und andere Schwellenländer sein, während die westeuropäischen Staaten ihren Erdölverbrauch kaum noch steigern werden; die USA werden ihren Erdölkonsum leicht unterdurchschnittlich ausweiten (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5
Erdölnachfrage und Wirtschaftswachstum 2002–2025 nach der Prognose der Energy Information Administration (EIA) (durchschnittliche Zunahme in % pro Jahr)

		Wirtschaftswachstum		
		Schnell	Mittel	Langsam
Zunahme des BIP	Welt	4,6	3,9	3,1
	USA	3,6	3,1	2,5
	China	7,0	6,2	5,3
	Westeuropa	2,5	2,0	1,6
Zunahme des Ölkonsums	Welt	2,3	1,9	1,4
	USA	1,8	1,4	1,2
	China	5,1	4,5	3,9
	Westeuropa	0,6	0,3	0,1

Quelle: IEO 2005 [wie Fn. 25]. Mit »Westeuropa« sind hier alle Länder Europas westlich des ehemaligen Ostblocks gemeint, also die EU15 zuzüglich der Schweiz, Norwegens und Islands.

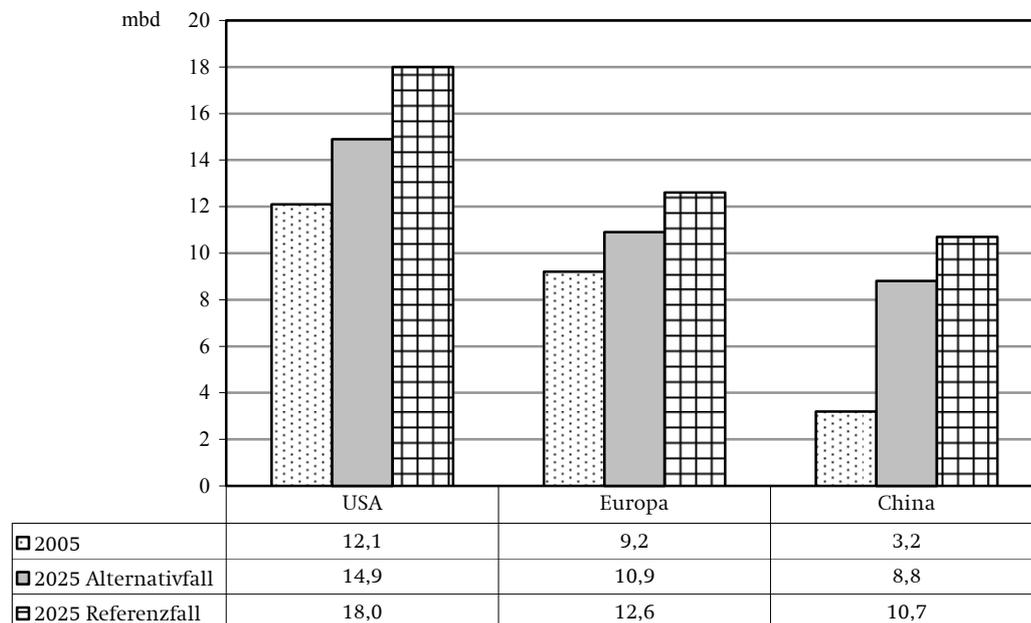
In absoluten Zahlen werden auch in Zukunft die USA der größte einzelne Erdölverbraucher bleiben. Daneben wird China als zweitgrößter Erdölkonsument treten. Das relative Gewicht der USA und Europas als Erdölverbraucher wird immer geringer werden, das Chinas anwachsen.

Folgende Ergebnisse sind im Rahmen der Modellprognosen der EIA für die Öl-Großkonsumenten USA, Europa und China unter Berücksichtigung der jeweiligen Entwicklungen von Eigenförderung und Verbrauch zu erwarten:

- ▶ Wenn das Wirtschaftswachstum dem EIA-Referenzfall entspricht, wird sich die Ölimportnachfrage Chinas 2025 gegenüber 2005 mehr als verdreifachen, in den USA um rund 60 Prozent und in Europa um rund 40 Prozent zunehmen (siehe Schaubild 4).

Schaubild 4

Ölimporte der USA, Chinas und Europas 2005 und 2025 nach den Prognosen der Energy Information Administration (EIA) (in mbd)



Der Alternativfall beruht auf der Kombination von hohem Ölpreis und langsamem Wirtschaftswachstum.

Quelle: IEO 2005 [wie Fn. 25]; EIA, Short Term Energy Outlook, Oktober 2005. »Europa« schließt hier alle Länder des Kontinents westlich der ehemaligen UdSSR, also die EU25 zuzüglich der Schweiz, Norwegens, Islands, der Balkanländer und der Türkei ein. Erfasst ist Öl aus konventioneller wie unkonventioneller Produktion (einschließlich der Produktion aus Pflanzen, Erdgas, Kohle, Ölsanden und Schiefer).

- Im Fall eines weltweit schwachen Wirtschaftswachstums und hohen Ölpreises (»Alternativfall«) wird sich der Ölimport Chinas knapp verdreifachen, während der der USA um rund 30 Prozent und der Europas um etwa 20 Prozent ansteigen wird.

Welcher der beiden Fälle nach 2005 eintreten wird, kann allerdings nicht vorhergesagt werden. Es gilt jedoch zu bedenken, daß das Szenario eines hohen Ölpreises und schwachen Wirtschaftswachstums nicht weniger wahrscheinlich ist als der »Referenzfall« eines mittleren Ölpreises und mittleren Wachstums.

Woher werden die zusätzlichen Importmengen kommen? Darauf kann zunächst die Förderentwicklung in den Weltregionen Aufschluß geben, wobei auch hier zwischen den Rahmenbedingungen, die von einem anhaltend hohen Ölpreis ausgehen, und denen, die mit einem mittleren Ölpreis (Referenzfall) verbunden wären, unterschieden werden muß. Aus der Verknüpfung von Ölnachfrage- und -angebotsentwicklung in den Produzentenländern können dann Aussagen über die Exportentwicklung gewonnen werden.

Rußlands Beitrag zur Erdölversorgung steht im Vordergrund des Interesses der folgenden Darlegungen, allerdings wird auch der angrenzende Kaspische Raum (von Bedeutung sind allerdings nur die Öl-exportländer Aserbaidschan und Kasachstan) in die Betrachtung mit einbezogen.

Rußland und der Kaspische Raum als Erdölexporteure

Rußland wird seine Ölförderung nach der Prognose der EIA bei einem anhaltend hohen Ölpreis zwischen 2005 und 2020 (2025) um 2,5 mbd (3 mbd) ausweiten. Um 40 Prozent größer als der Rußlands wird aber der Förderzuwachs im Kaspischen Raum (zentralasiatische GUS-Staaten) sein.⁴⁶ Auch bei einem mittleren Ölpreis

⁴⁶ Unter den zentralasiatischen GUS-Staaten kommen als Öl-exportländer vor allem Kasachstan und Aserbaidschan in Frage. Usbekistan kann seinen Eigenbedarf decken, während Kirgistan und Turkmenistan Ölimporteure sind.

Tabelle 6a
Ölförderung bei hohem Ölpreis, 2005–2025 (in mbd)

	2005	2010	2015	2020	2025	Zunahme	
						2006–2020	2006–2025
Kaspischer Raum	2,2	3,3	4,9	5,7	7,0	3,5	4,8
Rußland	9,5	10,7	11,6	12,0	12,5	2,5	3,0
OPEC	34,1	33,3	33,0	35,4	37,9	1,3	3,8
Non-OPEC, Non-GUS	38,5	45,5	50,2	53,0	55,5	14,5	17,0
Welt	84,3	92,8	99,7	106,1	112,9	21,8	28,6

Quelle: IEO 2005 [wie Fn. 25] und EIA, Short Term Energy Outlook, Oktober 2005, <www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>.

Tabelle 6b
Ölförderung bei mittlerem Ölpreis (Referenzfall), 2005–2025 (in mbd)

	2005	2010	2015	2020	2025	Zunahme	
						2006–2020	2006–2025
Kaspischer Raum	2,2	3,3	4,5	5,3	6,2	3,1	4,0
Rußland	9,5	10,3	10,8	11,1	11,3	1,6	1,8
OPEC	34,1	37,7	41,3	46,8	52,7	12,7	18,6
Non-OPEC, Non-GUS	38,5	43,0	46,3	47,5	48,7	9,0	10,2
Welt	84,3	94,3	102,9	110,7	118,9	26,4	34,6

Quelle: wie Tabelle 6a.

wird nach den Berechnungen der EIA der Förderzuwachs im Kaspischen Raum den in Rußland über treffen (siehe Tabellen 6a und 6b).⁴⁷

Die EIA kommt überdies zu dem bemerkenswerten Schluß, daß bei einem hohen Ölpreis der Förderzuwachs in den Nicht-OPEC-Staaten zwischen 2005 und 2020 den der OPEC weit übersteigen wird (Tabelle 6a). Dieses Ergebnis folgt aus der Annahme, daß die OPEC ihre Förderung am Förderverhalten der Nicht-OPEC-Länder orientieren wird (Swing-producer-Verhalten). Da dies gleichzeitig mit einer Abnahme des OPEC-Förderanteils an der Weltförderung verbunden wäre, hält sie diesen Fall für wenig wahrscheinlich. Dagegen ist einzuwenden, daß sich die OPEC vermutlich nicht an einer statistischen Relation wie dem OPEC-Förderanteil, sondern an Nutzenüberlegungen

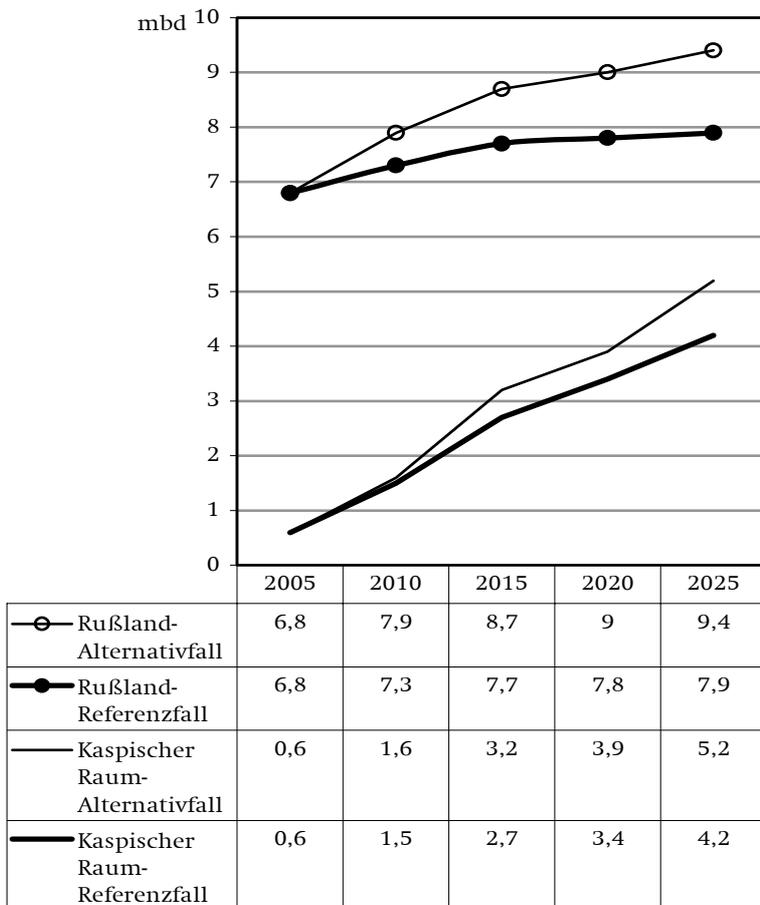
orientieren wird, die durchaus für ein derartiges Verhalten sprechen können (siehe Anhang II, S. 28).

Im Referenzfall einer mittleren Ölpreisentwicklung wird die Förderzunahme in den Staaten, die nicht der OPEC und nicht der GUS angehören, dagegen nur rund ein Drittel des weltweiten Förderzuwachses ausmachen (Tabelle 6b). In beiden Fällen wird die Förderzunahme in den anderen Nicht-OPEC-Ländern diejenige Rußlands allerdings um das Fünffache über treffen. Dies deutet darauf hin, daß Rußland keine hervorragende Rolle bei der Abdeckung des zusätzlichen Einfuhrbedarfs der Verbraucherländer spielen wird, sondern daß neben der OPEC je nach Erdölpreisentwicklung vor allem die anderen Nicht-OPEC-Staaten mehr oder weniger stark in Erscheinung treten werden.

Freilich ist nicht die Ölförderung, sondern das Exportpotential (Förderung abzüglich Eigenverbrauch) für den Öl-Weltmarkt entscheidend. Rußlands Exportzunahme wird zwischen 2005 und 2020 bei einem hohen Ölpreis rund 2 mbd betragen, bei einem mittleren nur 1 mbd. Da der Eigenkonsum im Kaspischen Raum vergleichsweise wenig zunehmen wird, kann von dort ein zusätzlicher Ölexport von rund 3 mbd erwartet werden (Schaubild 5). Der zusammengefaßte

⁴⁷ Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt etwas vorsichtiger bis 2020 einen Anstieg auf 250 Mio. Tonnen bzw. 5 mbd, wobei ein weiterer Anstieg bis 2030 nicht ausgeschlossen ist, siehe Hilmar Rempel, Die Kaspische Region: Golf des 21. Jahrhunderts, Vortrag am 29./30.4.2004 in Celle, <www.bgr.bund.de/cln_029/nn_454936/DE/Themen/Energie/Erdoel/erdoel__inhalt.html__nnn=true>.

Schaubild 5
Erdölexport aus Rußland und aus dem Kaspischen Raum



Quelle: IEO 2005 [wie Fn. 25]; Russische Energiestrategie [wie Fn. 21]; vgl. auch Tabelle 3a.

Erdölexport Rußlands sowie des Kaspischen Raums wird bei mittlerem Ölpreis von unter 8 mbd bis 2025 auf 12 mbd und bei hohem Ölpreis auf über 14 mbd ansteigen, wobei der hauptsächliche Zuwachs aus dem Kaspischen Raum kommen wird.

Dieser Exportanstieg aus dem Kaspischen Raum (4 bzw. 6 mbd) geht deutlich über den zusätzlichen Einfuhrbedarf Europas hinaus, wobei die positive Diskrepanz zwischen dem zusätzlichen Angebot und der zusätzlichen Nachfrage Europas im Fall eines hohen Ölpreises und schwachen Wirtschaftswachstums besonders hoch sein wird. Der russische Mehr-export dürfte nur zu einem kleineren Teil nach Europa und überwiegend auf den amerikanischen und chinesisch/südostasiatischen Markt gelangen, während die Ausfuhren aus dem Kaspischen Raum sowohl über die Baku-Tbilissi-Ceyhan-Pipeline den europäischen Markt als auch über die neue kasachisch-chinesische Ölpipeline China erreichen werden.

Rußlands Anteil am Erdölimport der großen Verbraucherregionen USA, China und Europa wird zwischen 2005 und 2025 nur im Alternativfall eines hohen Ölpreises und geringen Wirtschafts- und Nachfragewachstums mit knapp 30 Prozent konstant bleiben, im Referenzfall jedoch auf unter 20 Prozent zurückgehen.⁴⁸ Wird der Öllexport aus dem Kaspischen Raum hinzugezählt, steigt diese Relation im Alternativfall auf 40 Prozent an und verbleibt im Referenzfall bei 30 Prozent. In beiden Fällen wird also der Anteil des postsowjetischen Raums bzw. der heutigen GUS an der Erdölversorgung der großen Ölkonsument-Regionen insgesamt auch in Zukunft konstant bleiben.

⁴⁸ Bei dieser Rechnung wird der Öllexport Rußlands dem zusammengefaßten Ölimport der USA, Europas und Chinas gegenübergestellt, ohne Rücksicht darauf, daß Rußland neben diesen auch noch andere Länder mit Öl beliefert.

Ausblick

Rußland kann in Anbetracht seines Ressourcenpotentials bei Öl, Gas und Kohle zweifellos als eine Energiegroßmacht bezeichnet werden. Es spielt bei Erdöl vor allem eine das Ölangebot auf dem Weltmarkt stabilisierende Rolle. Die zusätzliche Nachfrage Europas muß aus anderen Regionen gedeckt werden, darunter nicht zuletzt aus dem Kaspischen Raum. Ein die OPEC ablösender »Swing-producer«, der Nachfrage- und Preisschwankungen auf dem Weltmarkt ausgleichen könnte, wird Rußland keinesfalls werden, da es auch zukünftig nicht über die dafür erforderlichen ungenutzten Förderkapazitäten verfügen wird.

Die Schaffung derartiger Reservekapazitäten würde eine Erschließung der heimischen Ressourcen mit maximaler Geschwindigkeit voraussetzen. Dies ist aber nicht vorrangiges Ziel der russischen Energiepolitik. Rußlands Ressourcenpotential könnte in der Tat im Erdöl- wie auch im Erdgasbereich rascher zugänglich gemacht werden, wenn kleinen inländischen sowie kleinen und großen ausländischen Unternehmen der Zugang zum Markt erleichtert würde. Statt dessen setzt die russische Führung im Öl- und Gassektor verstärkt auf die Schaffung und Erhaltung halbstaatlicher und staatlicher integrierter Großunternehmen. Es sind diese Konzerne, denen sie vorzugsweise die Sicherung der heimischen Energieversorgung übertragen und die Expansion in der GUS sowie auf dem Weltmarkt ermöglichen will. Zu einer Nationalisierung des Ölsektors wird es in Rußland allerdings voraussichtlich nicht kommen, da sich bereits eine Symbiose von privatem Kapital und staatlichen Instanzen gebildet hat, aus der beide Seiten Vorteile ziehen, etwa indem hohe Angehörige der Präsidialadministration Führungspositionen in Unternehmen des Energiesektors bekleiden.

In einer Periode hoher Ölpreise und unvermindert steigender Weltnachfrage nach Erdöl und Erdölprodukten ist die russische Förder- und Exportpolitik sowohl mit nationalen Zielsetzungen als auch mit denen der Abnehmerländer kompatibel. Die Einnahmen aus dem Ölgeschäft beleben die russische Wirtschaft, der russische Staat profitiert von den hohen Steuereinnahmen und die Abnehmerländer in West und Ost begrüßen die zuverlässige Belieferung mit Erdöl. Dieses Bild wird allenfalls von den geschil-

derten Problemen getrübt, die bei einer fortdauernden Dominanz des Öl- und Gassektors in Rußlands Binnenwirtschaft auftreten werden. Anders kann es jedoch aussehen, wenn der Erdölpreis längere Zeit unter 20 Dollar pro Barrel fallen sollte. Dann würden manche russischen Erschließungsprojekte auf Eis gelegt und das Wachstum der Ölförderung verzögert werden oder sogar enden. Dem russischen Staat würde ein großer Teil seiner Einnahmen entgehen, während die Umstellung der Volkswirtschaft auf nicht vom Öl- und Gasexport getragene Aktivitäten nur langsam vorankäme. Solange aber die OPEC-Staaten Vorteile in der Kombination von hohem Ölpreis und relativ geringen Zuwächsen ihrer Fördermengen sehen, wofür vieles spricht, wird Rußlands Wirtschaft vom Ölexport geprägt bleiben.

Anhang

I. Alternativprognosen für die russische Ölförderung

Neben den oben genannten großen staatlichen Institutionen erstellten auch private Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen Prognosen für die russische Erdölförderung. Sie kommen überwiegend zu kritischeren Einschätzungen als die staatlichen russischen Stellen, was zum Teil daran liegen mag, daß sie geringere Reserven und Ressourcen als diese annehmen.

Mit einem Maximalwert der russischen Ölförderung vor 2010 und einem darauffolgenden deutlichen Rückgang rechnet der bekannte Vertreter der »Peak-oil«-These *Jean Laherrère*, wobei er von den zurückliegenden auf die noch zu erwartenden Funde und schließlich auf die zukünftige Produktionsentwicklung schließt.⁴⁹ Allerdings wird gegen diese Vorgehensweise und ihre Ergebnisse eingewendet, daß dabei technologische Entwicklungen nicht berücksichtigt werden, die eine höhere Förderung ermöglichen könnten.⁵⁰ Zu den »Pessimisten« gehört ebenfalls die *Consulting-Gruppe Wood Mackenzie*.⁵¹ Nach deren Einschätzung kann die russische Ölförderung – wenn keine begrenzenden Faktoren wie mangelnde Investitionen und Transportmöglichkeiten wirksam werden (»unconstrained case«) – zwar bis 2010 stark ansteigen, wird danach aber ebenso stark zurückgehen. In dem jedoch wahrscheinlicheren Fall, daß derartige Begrenzungen auftreten, sei 2010 zwar gleichfalls ein Förderhöhepunkt zu erwarten, jedoch mit geringerer Fördermenge als im unbegrenzten Fall. Nachfolgend

werde die Ölförderung bis 2020 ebenfalls deutlich zurückgehen. Wenn man allerdings die möglichen und die noch zu entdeckenden Ressourcen einbezieht, kann nach *Wood Mackenzie* eine gleichbleibende russische Ölförderung bis 2025 (Plateauförderung) erwartet werden (siehe Schaubild A-1, S. 28).

Der amerikanische Geograph und Fachmann für die sowjetische Ölindustrie *Leslie Dienes* gibt zu bedenken, daß sich zwar die Ausbeute aus den erschlossenen russischen Feldern durch die Anwendung von Techniken wie dem horizontalem Bohren auch in Zukunft noch weiter erhöhen lasse, doch seien zum Ausgleich für den Förderrückgang in den alten Ölfeldern erhebliche Investitionen in neue Vorkommen erforderlich.⁵² Angesichts der schwierigen geologischen und klimatischen Bedingungen in den neuen Ölprovinzen in Ostsibirien und im Fernen Osten werde die russische Ölförderung in den nächsten Jahren wahrscheinlich bei 9 bis 10 mbd (also auf dem Niveau von 2005/2006) stagnieren und dann zurückgehen. In einem Kommentar dazu sehen *Bradshaw* und *Bond* für Rußland zwar Möglichkeiten für eine Förderausweitung auch in Zukunft gegeben, aber nur unter der Voraussetzung, daß die staatliche Politik Auslandsinvestitionen nicht weiter behindere.⁵³

Jedoch kommen auch manche nichtstaatliche Institutionen zu optimistischen Annahmen hinsichtlich der russischen Ölförderung: Das *Oxford Institute for Energy Studies* prognostiziert eine Entwicklung, wie sie die EIA in ihrem Hochpreisszenario voraussieht.⁵⁴ Die *Cambridge Energy Research Associates (CERA)* rechnen in ihrem »wahrscheinlichsten« Szenario ebenfalls mit Fördermengen, die dem Hochpreisszenario der EIA entsprechen und sich damit an der oberen Grenze der

49 *Jean Laherrère*, *Forecasting Production from Discovery*, Mai 2005, <www.mnforsustain.org/oil_forecasting_production_using_discovery_laherrere505.htm#Figure%2043>. *Laherrère* ist maßgeblich verantwortlich für die Prognosen der Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO), siehe <www.peakoil.ie/downloads/newsletters>.

50 *Michael Lynch*, *Crying Wolf: Warnings about Oil Supply*, März 1998, <www.hubbertpeak.com/Lynch>.

51 *Tim Lambert/Ian Woolen*, *View of 12 million b/d Russian Output by 2010 Places Focus on Export Limits*, in: *Oil and Gas Journal*, 102 (26.7.2004) 28, S. 32–38; *Wood Mackenzie*, *Has Russian Oil Production Peaked?*, Juni 2005, <www.woodmacresearch.com/cgi-bin/wmprod/portal/energy/highlightsDetail.jsp?oid=697831>.

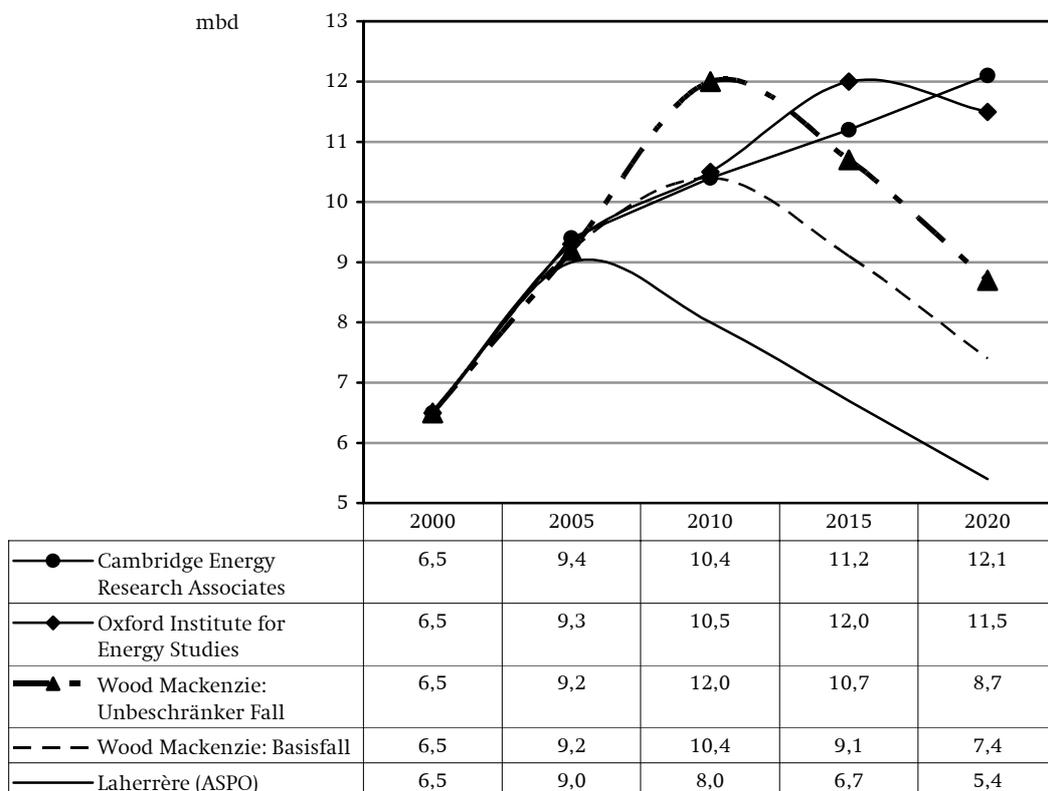
52 *Dienes*, *Observations* [wie Fn. 17].

53 *Michael Bradshaw/Andrew R. Bond*, *Crisis amid Plenty Revisited: Comments on the Problematic Potential of Russian Oil*, in: *Eurasian Geography and Economics*, 45 (Juli/August 2004) 5, S. 352–358.

54 *Robert Skinner/Robert Arnott*, *The Oil Supply and Demand Context for Security of Oil Supply to the EU from the GCC Countries*, Report, Kuwait City, 2.4.2005 (Oxford Institute for Energy Studies, OIES Report WPM 29), <www.oxfordenergy.org/pdfs/WPM29.pdf>.

Schaubild A-I

Prognosen für die Erdölförderung in Rußland von privaten Institutionen (in mbd)



Quellen: Siehe die entsprechenden Fußnoten in diesem Abschnitt.

Prognosen der staatlichen Institutionen bewegen.⁵⁵ Insgesamt fächern die Prognosen der nichtstaatlichen Einrichtungen den Raum der möglichen Entwicklungen weiter auf, stehen jedoch nicht grundsätzlich im Widerspruch zu denen der staatlichen Institutionen.

II. Prognosen für den Welterdölmarkt – eine datenkritische Analyse

Eine Reihe nationaler und internationaler Einrichtungen haben Prognosen für die weltweite Erdölförderung bis 2025/2030 erstellt, darunter die Statistische Abteilung des amerikanischen Energieministeriums,⁵⁶ die Internationale Energieagentur,⁵⁷ die OPEC⁵⁸ und die Europäischen Kommission.⁵⁹ Unter diesen Vorhersagen zeichnen sich die jährlich publizierte Langfrist-Prognosen der EIA durch die weiteste regionale Disaggregation der Daten aus, was sie für Länderanalysen besonders geeignet erscheinen läßt.

Bei den Voraussagen für den gesamten Energieverbrauch im Zeitraum bis 2020 unterscheiden sich die genannten Institute im jeweiligen »Referenzfall« (d.h. dem »mittleren« als dem am wahrscheinlichsten betrachteten Szenario) kaum: Sie alle erwarten in der

der bis 2025/2030 erstellt, darunter die Statistische Abteilung des amerikanischen Energieministeriums,⁵⁶ die Internationale Energieagentur,⁵⁷ die OPEC⁵⁸ und die Europäischen Kommission.⁵⁹ Unter diesen Vorhersagen zeichnen sich die jährlich publizierte Langfrist-Prognosen der EIA durch die weiteste regionale Disaggregation der Daten aus, was sie für Länderanalysen besonders geeignet erscheinen läßt.

⁵⁵ Matthew J. Sagers, Russian Oil Production: Short-Term and Long-Term Perspectives, Vortrag auf der Moscow International Oil and Gas Exhibition (MIOGE), 21.6.2005, Cambridge, Mass.: Cambridge Energy Research Associates, <www.mioge.ru/zip/presentations/2005/Sagers.pps>. Dort wird auch ein »unbeschränktes« Szenario präsentiert, das den Entwicklungspfad darstellt, auf dem sich die russische Ölindustrie bis Mitte 2004 (Jukos-Affäre) bewegt haben soll, und der bis 2020 zu einer Förderung von 14,9 mbd geführt hätte.

⁵⁶ IEO 2005 [wie Fn. 25].

⁵⁷ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2004, Paris 2004 (im folgenden zitiert als »WEO 2004«).

⁵⁸ Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), Oil Outlook to 2025, Wien 2004, <www.opec.org/library/OPEC%20Review/OWEM04.pdf>.

⁵⁹ European Commission, World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030 (WETO 2030), Brüssel 2003.

Periode 2005 bis 2020 eine jahresdurchschnittliche Zunahme des weltweiten Energiekonsums um rund 2 Prozent.⁶⁰ Für den Erdölverbrauch sagt die EIA etwas höhere Zuwächse als die anderen Institute voraus: Während IEA, OPEC und die Europäische Kommission in ihren Referenzszenarien für 2020 einen Erdölverbrauch zwischen 104 und 106 mbd veranschlagen, nennt die EIA einen Wert von 110 mbd.⁶¹

Gegen die »Standardszenarien« aller Institute muß eingewandt werden:

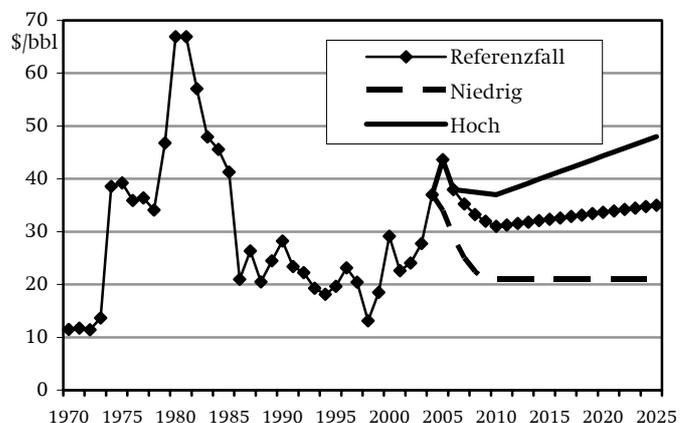
1. Sie sehen keinen wesentlichen Anstieg des Erdölpreises gegenüber 2002/03 vor und betrachten die Preiserhöhung 2004/05 als vorübergehend. Nur das »Hochpreisszenario« der EIA unterstellt einen – aus Sicht von 2005 durchaus mäßigen – Anstieg des Erdölpreises.
2. Sie gehen davon aus, daß die OPEC (und hier vor allem Saudi-Arabien) ihre Förderung bis 2020/25 verdoppelt. Es wird aber weder überzeugend dargelegt, ob die OPEC überhaupt das Potential zu einer derartigen Erhöhung ihrer Ölförderung im genannten Zeitraum hätte, noch werden die Nutzererwägungen der OPEC-Länder explizit einbezogen, das heißt, es wird nicht gefragt, ob eine solche Förderausweitung überhaupt im Interesse dieser Ländergruppe wäre.

Die EIA liefert zwar – im Unterschied zu den anderen Institutionen – regional bzw. nach Ländern disaggregierte Daten, doch sind ihre Wachstums- und Preisszenarien nur unvollständig aufeinander abgestimmt. Nur im Referenzszenario der EIA wird dem mittleren Wirtschaftswachstum der einzelnen Staaten und Staatengruppen eine mittlere Preisentwicklung und damit auch eine entsprechende Entwicklung der Ölförderung zugeordnet, woraus sich der Importbedarf beziehungsweise das Exportvolumen ergibt.⁶² Die Fälle niedrigen und hohen Wirtschaftswachstums sind in der Darstellung der EIA dagegen nicht unmittelbar mit den dort ebenfalls präsentierten Alternativen des hohen oder niedrigen Ölpreises verbunden.⁶³

Wenn man nicht nur den Standardszenarien (Referenzfällen) folgen will, ist es ratsam, die für das Wirtschafts- bzw. Nachfragewachstum und die Ölpreisentwicklung kalkulierten Fälle zu kombinieren. Für die Nachfrageentwicklung bietet die EIA neben dem Referenzfall die Varianten eines langsamen und eines schnellen Wirtschaftswachstums an, die durch einen Zu- oder Abschlag gegenüber den Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts beziehungsweise der Ölnachfrage gewonnen werden. Für die Ölpreisentwicklung unterscheidet die EIA folgende Fälle (gemeint ist die »reale« Entwicklung des Ölpreises mit der Preisbasis 2003, also seine um die weltweite Inflation bereinigte Höhe):

- ▶ Niedriger Ölpreis: Bis 2008 sinkt der Ölpreis auf 21 Dollar je Barrel (bbl) und verbleibt auf dieser Höhe bis 2025;
- ▶ Mittlerer Ölpreis (EIA-Referenzfall): Der Ölpreis sinkt bis 2010 auf 31 Dollar/bbl und steigt bis 2025 leicht auf 35 Dollar/bbl an;
- ▶ Hoher Ölpreis: Der Ölpreis erreicht seinen Maximalwert 2005 und verbleibt zwischen 2006 und 2012 zwischen 37 und 38 Dollar/bbl, um bis 2025 auf 48 Dollar/bbl anzusteigen.

Schaubild A-II
Der Ölpreis 1970–2025 (Dollar pro barrel in Preisen von 2003)



Quelle: IEO 2005 [wie Fn. 25], S. 28.

Entsprechend zu den Preisszenarien werden Varianten der Förderkapazität und des Fördervolumens gebildet. Das Hochpreisszenario der EIA führt für 2020 auf ein Erdölangebot von 106 mbd, während in ihrem Szenario für langsames Wirtschaftswachstum für dasselbe Jahr eine Nachfrage von 102 mbd vorhergesagt wird. Wenn daher die Daten der EIA aus deren kombi-

⁶⁰ WEO 2004 [wie Fn. 57], Tab. B6, S. 529.

⁶¹ WEO 2004 [wie Fn. 57], Tab. B7, S. 530.

⁶² Der Importbedarf ist, wenn von Lagerveränderungen abgesehen wird, gleich dem um die Eigenproduktion (Eigenförderung) verminderten Konsum von Öl und Ölprodukten.

⁶³ Es verwundert, warum die EIA ihr Modell nicht dazu einsetzt, die Nachfrage- und Angebotsseite zu integrieren. Statt der jeweils drei unverbunden nebeneinanderstehenden Nachfrage- und Produktionsalternativen könnte dann eine Vielzahl von Szenarien angeboten werden.

nierten Hochpreis- bzw. Niedrigwachstums-Szenarien verwendet werden, ergibt sich das Bild eines annähernden Gleichgewichts von Angebot- und Nachfrage. Daher kann ein »Alternativfall« konstruiert werden, der das EIA-Szenario des hohen Ölpreises und des langsamen Wirtschaftswachstums verbindet. Diese Kombination ist jedoch auch für sich gesehen plausibel: Der hohe Ölpreis verlagert Kaufkraft von den großen Verbraucherländern zu Staaten, wo das Einkommen vermutlich weniger produktiv verausgabt wird als in den Ländern, denen es entzogen wurde, was insgesamt zu Wachstumsverlusten führt.

Die allgemeine ökonomische Theorie legt die Hypothese nahe, daß die Ölförderung in Zukunft desto höher ausfällt, je höher der Ölpreis in den kommenden Jahren ist. Dieser ökonomisch einleuchtende Zusammenhang wird von der EIA jedoch nur für die Nicht-OPEC-Länder unterstellt, während der OPEC die Rolle des »Swing-producers« zugemessen wird, der die Lücke zwischen Ölnachfrage und Ölangebot der Nicht-OPEC-Länder füllt. Die Ölförderung in der OPEC reagiert gemäß diesen Annahmen überproportional und negativ auf Veränderungen des Ölpreises: Bei hohem Preisniveau sei die Ölförderung in der OPEC extrem gering, während sie bei einem niedrigen Ölpreis ebenso extrem hoch sein soll. Die EIA (und auch die IEA) definieren ihren »Referenzfall« als Kombination aus verhältnismäßig niedrigem Ölpreis und hoher Ölförderung der OPEC.

Diese Annahme, die der OPEC eine rein passive Rolle zuweist, berücksichtigt jedoch weder die Eigeninteressen der OPEC-Länder, noch deren Fördermöglichkeiten ausreichend.⁶⁴ Es darf nämlich durchaus unterstellt werden, daß auch die OPEC mehr oder weniger ausdrücklich eine aktive Gewinnmaximierungspolitik verfolgt und daher nicht als bloß passiver »Swing-producer« reagiert.⁶⁵ Außerdem ist das Förder-

⁶⁴ Anthony Cordesman/Nawaf Obaid/Khalid Al-Rodhan, Global Energy Demand and Capacity Building in Saudi Arabia's Petroleum Sector, Working Draft, Washington, D.C., 2.5.2005, <www.csis.org/media/csis/pubs/050502_saudiolcapacity.pdf>.

⁶⁵ Wenn man langfristige Gewinnmaximierung unterstellt, wird der Marktanteil der OPEC an der Welterdölförderung zwischen 41% und 46% liegen und damit nicht weit über den gegenwärtigen Anteil (knapp 40%) hinausgehen, siehe *International Monetary Fund*, World Economic Outlook, April 2005, S. 157–183 (169), <www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2005/01/index.htm>, wo Arbeiten von Dermot Gately verwendet werden, darunter Dermot Gately, OPEC's Incentives for Faster Output Growth, in: *The Energy Journal*, 25 (2004) 2, S. 75–96, <www.econ.nyu.edu/dept/courses/gately/OPEC%20Incentives%20for%20Faster%20Output%20Growth.

potential der OPEC kritisch zu hinterfragen. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Situation in Saudi-Arabien. Dieser weltgrößte Ölproduzent wird zwar seine Förderkapazität (Förderung 2005: 10 mbd) bis 2009 wohl auf 12 mbd und bis 2020 auf 15 mbd steigern können, sehr wahrscheinlich aber nicht in noch höherem Ausmaß.⁶⁶ Dies erfordert, um das weltweite Gleichgewicht von Ölangebot und -nachfrage zu gewährleisten, eine entsprechend hohe Förderleistung der Nicht-OPEC-Staaten. Diese wiederum ist aber nur bei einem dauerhaft hohen Ölpreis zu erwarten, der sich auf Grund der Marktsituation voraussichtlich auch einstellen wird. Die OPEC-Länder, in denen die Produktionskosten wesentlich geringer sind, könnten zwar den Ölpreis unterbieten und kurzfristig (unter Ausnutzung ihrer Reservekapazitäten) höhere Mengen absetzen, dies muß jedoch nicht ihrer langfristigen Strategie entsprechen. Wenn die OPEC als einheitlich handelnde Organisation aufgefaßt wird, erzielt sie bei hohem Ölpreis und begrenzter Fördermenge auf lange Sicht höhere Einnahmen als bei niedrigem Ölpreis.⁶⁷ Außerdem könnte es der langfristigen Kalkulation der OPEC-Länder entsprechen, ihre Reserven zu schonen, da sie längere Zeit brauchen werden, um ihre Volkswirtschaften auf eine nicht vom Ressourcenreichtum gesteuerte Entwicklung umzustellen.

pdf>. Zum Gewinnmaximierungsverhalten der OPEC siehe auch Manfred Horn, Zur Preispolitik der OPEC in langfristiger Perspektive, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 28 (2004) 4, S. 285–292.

⁶⁶ Die Angaben der staatlichen Ölgesellschaft ARAMCO und die unabhängiger Beobachter widersprechen sich. Vor allem ist die Zukunft des für die saudische Ölproduktion ausschlaggebenden weltgrößten einzelnen Ölfeldes Ghawar umstritten, siehe zur Kontroverse von Matthew R. Simmons mit ARAMCO Julian Darley, A tale of two planets, 17.3.2004, <www.fromthewilderness.com/free/ww3/031704_two_planets.html>. Cordesman u.a., Global Energy Demand [wie Fn. 64] kommen zu dem Ergebnis, daß die saudische Förderkapazität bei hohem Ölpreis eher bei 12,5 mbd liegen dürfte als bei 15 mbd (ebd., S. 37).

⁶⁷ Finn R. Aune u.a., Are High Oil Prices Profitable for OPEC in the Long Run?, April 2005 (Statistics Norway, Discussion papers Nr. 416), <www.ssb.no/english/publications/etter_serie/dp/>.

Internetquellen

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), <www.bgr.bund.de>

British Petroleum (BP), BP Statistical Review of World Energy 2005, <www.bp.com/downloads>

Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook 2005 (IEO 2005), <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>, Country Analysis Brief Russia, <www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html>, Short Term Energy Outlook, <www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>.

European Commission (EC), World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030 (WETO), <http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/weto_final_report.pdf>.

International Energy Agency (IEA), Oil Market Report (OMR), <<http://omrpublic.iea.org/>>.

International Monetary Fund, World Economic Outlook, April 2005, <www.imf.org/external/pubs/ft/weo>.

Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), Oil Outlook to 2025, <www.opec.org/library/opec%20review/owem04.pdf>.

Russisches Industrie- und Energieministerium: Russische Energiestrategie bis 2020, Moskau 2003, <<http://www.minprom.gov.ru/docs/strateg/1>>.

US Geological Survey (USGS), Resource Assessment Summaries of the Countries of the World, <http://energy.cr.usgs.gov/energy/stats_etry/Stat2.html>.

Abkürzungen

ASPO Association for the Study of Peak Oil and Gas

bbf [blue barrel], barrel (Faß)

BGR Bundesanstalt für Geowissenschaften und Raumforschung

BIP Bruttoinlandsprodukt

BP British Petroleum

BTC Baku–Tbilissi–Ceyhan Pipeline

CERA Cambridge Energy Research Associates

CNPC China National Petroleum Company

CPC Caspian Pipeline Consortium

EC European Commission

EIA Energy Information Administration

FAE Föderale Agentur für Energetik

GUS Gemeinschaft Unabhängiger Staaten

IEA International Energy Agency

IEO International Energy Outlook (der EIA)

mbd million barrel per day (wird auch mb/d abgekürzt)

OMR Oil Market Report (der IEA)

OIES Oxford Institute for Energy Studies

OPEC Organization of Petroleum Exporting Countries

PSA Production Sharing Agreement

TNK Tjumenskaja neftjanaja kompanija (Tjumener Ölgesellschaft)

USGS US Geological Survey

WEO World Energy Outlook (der IEA)

WETO World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (der EC)