

Roland Götz **Mythos**  
**Diversifizierung.**  
**Europa und das Erdgas**  
**des kaspischen**  
**Raums**

■ **Executive Summary**

Transport costs for crude oil and natural gas are not at all the same: While crude oil can be transported cost-efficiently in tankers, the cheapest way to transport natural gas is via pipelines. Thus, when Europeans address the question of gas supply, they are in a good position, given the gas-extracting and exporting states that surround them on all sides.

And yet Europe anxiously discusses its own dependence on ‚uncertain‘ suppliers, calling for a geographical diversification of its own gas supply to solve the problem. However, this demand does not take into account that, on the one hand, European gas imports from Russia will decrease anyway relative to those from Africa and the Middle East, and that on the other, transporting gas by pipeline naturally involves a strong dependence between supplier and customer.

For some time now, the ‚Caspian region‘ has increasingly come to the fore, consisting of the post-Soviet states of Central Asia and the South Caucasus but not including Russia and Iran. While international attention was attracted by the region’s oil after the fall of the Soviet Union, European interests focussed on natural gas. The plan was to offer political support to the Caspian region to make its natural-gas resources accessible to Europe and to release Europe and the other countries concerned from their dependence on Russia. Next to Europe and Russia, China has also begun to show an interest in Caspian resources, and

**Die Erdgasvorkommen des Kaspischen Raums haben nicht nur im Westen, sondern auch in der Region große Erwartungen geweckt. Während Europa mit ihnen die Hoffnung verbindet, seine Erdgasimporte weiter regional diversifizieren zu können, möchten sich die Staaten der Region von Russland emanzipieren. Doch für eine Umorientierung der Erdgasexporte Richtung Westen müsste eine Reihe von Bedingungen erfüllt werden. Voraussetzungen sind, dass Aserbaidschan zu größeren Gasexporten nach Europa in der Lage sein, während Turkmenistan und Kasachstan vor allem Russland und China beliefern werden. Europa sollte sich nicht auf einen politisch gesteuerten „Diversifizierungswettbewerb“ mit Gazprom einlassen.**

it has already pushed far ahead with its extraction and pipeline projects.

Potential gas-exporting countries include Kazakhstan, Turkmenistan, Uzbekistan, and Azerbaijan but not Kyrgyzstan, Tajikistan, Georgia, and Armenia. While Kazakhstan, Turkmenistan, and Azerbaijan are 'young' gas regions, Uzbekistan has already reached its limit, having exhausted 35 percent of its resources.

Having decreased markedly in the nineties, Azerbaijan's gas production soared when the country started to exploit the newly-discovered gas field of Shah Deniz, and it now hopes to increase its output to 20 billion m<sup>3</sup> by 2020. While one part is intended for domestic consumption and Georgia, another will be reserved for Turkey. The remainder might go to Europe.

In Kazakhstan, natural gas is extracted primarily in the northwest and on the shelf of the Caspian Sea, where it is a by-product of crude-oil production. The medium-term extraction volume is expected to reach 75 billion m<sup>3</sup>, with an export potential of 40 billion m<sup>3</sup>.

Turkmenistan is the country with the biggest natural-gas deposits in the region. However, although it was said in 2003 that the reserves of the late president Niyazov amounted to 22.5 trillion m<sup>3</sup>, this figure may be doubted. According to estimates, the country's reserves and resources added up to no more than around 2.8 and 6 trillion m<sup>3</sup>, respectively, by the end of 2005. While Turkmen gas extraction had still amounted to 90 billion m<sup>3</sup> per year at the end of the Soviet era, it then went down to 20 billion m<sup>3</sup>. It was not before 2001 that the extraction volume increased again, reaching 50 billion m<sup>3</sup> in that year and 67 billion m<sup>3</sup> in 2006. Turkmenistan's officially stated extraction objective of 120 billion m<sup>3</sup> for 2010 is certainly unrealistic, although we may expect the volume to go up to 150 billion m<sup>3</sup> in the medium term. If the country should fulfil its long-term delivery contract with Russia, which provides for an annual supply of 90 billion m<sup>3</sup> from 2020 onwards, it would still have around 40 billion m<sup>3</sup> left to export to China, Iran, Turkey, and maybe Europe.

Uzbekistan reached an extraction volume of 58 billion m<sup>3</sup> in 2006, of which 47 billion m<sup>3</sup> went for domestic consumption while twelve billion m<sup>3</sup> were ex-

ported to southern Kazakhstan, Kyrgyzstan, Tajikistan, and Russia. Given the high exhaustion degree of its gas fields, the country will hardly be able to exceed the volume of 2006 in the future.

Caspian natural gas can be exported to all four cardinal points. The countries that could be supplied include Russia, Belarus, Ukraine, Moldova, China, Pakistan, India, Turkey, and Europe. However, the currently existing pipeline connections only go north and west. The system that goes north towards Russia starts in southern Turkmenistan and Uzbekistan. In Kazakhstan, it splits up into two branches, one leading to Moscow, the other to Ukraine. Those parts of the system that have not been maintained due to the fall of the Soviet Union are to be repaired in the near future to bring its capacity up to 90 billion m<sup>3</sup>. There are plans to start building a pipeline which runs east towards China in 2009. The pipeline leading from Turkmenistan to Uzbekistan and Kazakhstan will be designed to carry 30 billion m<sup>3</sup>. At the moment, pipelines towards the south, which could convey Turkmen gas to Afghanistan and all the way to Pakistan and India, are not making any progress. A gas pipeline that goes west towards Turkey and Europe, on the other hand, running along the eastern shore of the Caspian Sea to connect the Turkmen field of Kordpedze to the Iranian city of Kordkuy, has been in operation since 1997.

Through the South Caucasus Pipeline (SCP) which was completed in 2007, Azerbaijan gained access to the Turkish and the European market for the first time. Designed to carry a volume of 16 trillion m<sup>3</sup>, the pipeline is to be extended further so as to allow Azerbaijan to export greater volumes of natural gas to the west. Moreover, the USA vociferously demands the construction of an underwater pipeline, the so-called Trans-Caspian Gas Pipeline.

Presumably, much of the Caspian natural gas which will soon be on its way towards the west will come from Azerbaijan, especially as, with the SCP, the country has an export pipeline which can be extended according to requirements, and as Turkmenistan's options to export gas to the west are hardly developed.

To export gas to countries located outside the CIS, Russia has three existing and/or planned pipelines at

its disposal – transit pipelines to Europe, direct pipelines to Europe, and pipelines that go east. The main line of the oldest and largest system runs through Ukraine to Slovakia and Czechia all the way to Germany, while its branches go to Hungary as well as, via Moldova, to Rumania, Bulgaria, and Turkey. Furthermore, the system is complemented by the Yamal-Europe Pipeline which runs through Belarus and Poland. However, all these pipelines run through the territories of CIS states. So-called direct pipelines which circumvent the transit countries include the Blue Stream Pipeline leading across the Black Sea to Turkey, the planned North Stream Pipeline which runs across the Baltic Sea to Poland, and a pipeline to Finland. Having had exclusive rights over Russian gas exports since 2006, Gazprom now intends to build a pipeline across the Black Sea together with the Italian ENI: This South Stream pipeline is to run from the starting point of the Blue Stream Pipeline to the Bulgarian city of Varna and on to southern Italy and/or Austria.

The objective of Gazprom is a double diversification of its export routes. On the one hand, it searches for alternative routes of transport that do not run through the western transit countries. On the other, gas exports to Europe are to be supplemented, if not even replaced, by exports to the east. In this context, Gazprom is certainly not looking for the most cost-efficient way to expand its transport capacities. However, it is guided by strategic considerations in this: The transit pipelines running through Ukraine and Belarus are by now regarded as ‚insecure‘, so that the Baltic Sea pipeline might be an alternative. What has also been taken into consideration is to build a bigger southern pipeline leading from Iran to Europe, the so-called Nabucco project, and, in continuation of this, to expand the Blue Stream Pipeline all the way to Europe.

Has the race for diversification become a foreign-policy strategy in the field of energy? Some people in Europe demand that the construction of pipelines should not be left to companies but should be made an issue of EU policy, and that the EU states should be able to speak with one voice on the question of gas imports. However, this must be viewed critically as the EU does not have either the formal competences

or the means to finance anything but the preliminary stages of a pipeline. The fact is that the energy companies are still following their own business interests. Even if Nabucco became reality, it would hardly change the diversification of Europe's gas exports, unless Iran starts to export extensive volumes of gas to Europe. Yet this option is hardly realistic, given the country's moot political priorities in terms of gas export.

It is to be expected that Russia and, in second place, Africa will remain Europe's most important natural-gas suppliers for a long time to come. And yet the Europeans should use every chance that presents itself to expand their cooperation with the states in the Caspian region.

## ■ Die Erdgasversorgung Europas

Während Erdöl über große Strecken kostengünstig per Tanker befördert und daher weltweit gehandelt werden kann, wird Erdgas am billigsten durch Pipelines transportiert. Das schränkt den Anbieterkreis geographisch ein. Daher bestehen überall dort, wo Pipelines verlegt werden können, regionale Gasmärkte. Europa wird vor allem aus Russland und Nordafrika per Pipeline und (noch) in geringem Umfang aus dem Nahen Osten sowie aus Afrika mit dem teureren Flüssiggas beliefert. Europa ist, weil rundum von Erdgas fördernden und exportierenden Regionen umgeben, im Vergleich zu Nordamerika oder Südostasien für die Gasversorgung besonders gut positioniert.

Dennoch wird in Europa voller Besorgnis über die angeblich gefährlich hohe Abhängigkeit von „unsicheren“ Lieferanten diskutiert, wobei die kurzfristigen Gaslieferunterbrechungen anlässlich der Streitigkeiten zwischen Russland und Ukraine/Belarus über den Gaspreis bei deren Inlandsversorgung als (allerdings ungeeignete) Anknüpfungspunkte dienen.<sup>1)</sup> Als Ausweg wird unter anderem die räumliche Diversifizierung der Gasbezüge gefordert, darunter an erster Stelle die Errichtung eines „südlichen Gastransportkorridors“, der aus der Osttürkei kommend nach Südosteuropa und weiter bis Zentraleuropa führen soll (Nabucco-Pipeline). Wenig beachtet wird, dass Europas Gasimporte aus Russland zwar noch zuneh-

1) Roland Götz: Die Debatte um Europas Energieversorgungssicherheit, Diskussionspapier der SWP (Dossier Energieversorgung), März 2007, <[www.swp-berlin.org/de/common/get\\_document.php?asset\\_id=3855](http://www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=3855)>.

men, im Vergleich zu den Importen aus Afrika sowie aus dem Nahen Ostens aber abnehmen werden, wodurch sich das Problem einer „zu hohen Abhängigkeit“ ohnehin entschärft. Verkannt wird auch, dass gerade beim leitungsgebundenen Gastransport eine äußerst intensive gegenseitige Abhängigkeit zwischen Lieferanten und Abnehmern besteht. Diese schließen über Jahrzehnte laufende Lieferverträge mit festgelegten Mengen und einem am Ölpreis orientierten Abnahmepreis ab, weswegen politisch motivierte Preiserhöhungen oder Lieferunterbrechungen schwerste Rückwirkungen auf die verursachende Seite nach sich ziehen würden und daher nicht zu erwarten sind.<sup>2)</sup>

2) Roland Götz: Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit. Berlin 2007 [= SWP-Studie 27/2007], <[http://www.swp-berlin.org/de/produkte/swp\\_studie.php?id=7909www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org/de/produkte/swp_studie.php?id=7909www.swp-berlin.org)>.

3) Eine ausführliche Zusammenfassung der Argumentation bietet Jürgen Wagner: „Der russisch-europäische Erdgaskrieg. Nabucco, die Gas-OPEC und die Konturen des Neuen Kalten Kriegs“, in: *Studien zur Militarisierung Europas*, 30/2007, <<http://www.imi-online.de/download/EU-Studien-30-2007.pdf>>.

4) Rat der Europäischen Union: Die EU und Zentralasien: Strategie für eine neue Partnerschaft. Ratsdokument 10113/07, 31.5.07 <[www.auswaertiges-amt.de/diplo/de/Europa/Aussenpolitik/Regionalabkommen/Zentralasien-Strategie-Text-D.pdf](http://www.auswaertiges-amt.de/diplo/de/Europa/Aussenpolitik/Regionalabkommen/Zentralasien-Strategie-Text-D.pdf)>.

Die postsowjetischen Staaten Zentralasiens und des südlichen Kaukasus, die hier wegen ihrer energie-wirtschaftlichen Verflechtung als „Kaspischer Raum“ gemeinsam behandelt werden, zogen nach dem Ende der Sowjetunion erhebliche Aufmerksamkeit auf sich, wofür Schlagworte wie „Great Game am Kaspischen Meer“ bezeichnend sind.

Unter „Kaspischer Raum“ werden hier die südkaukasischen und zentralasiatischen GUS-Staaten verstanden, nicht jedoch Russland und der Iran. „Europa“ meint hier die EU sowie Norwegen, die Schweiz, die Balkanländer und die Türkei. Im Vordergrund der internationalen Aufmerksamkeit standen die Erdölvorkommen dieses Raumes, während sich das Interesse Europas mehr auf die Erdgasvorkommen richtete. Letztere machen rund sechs Prozent der noch verbleibenden Weltvorkommen aus und sind damit nur wenig geringer als die Vorkommen Afrikas, die in hohem Maße der Erdgasversorgung Europas dienen. Vielfach wird daher gefordert, durch politische Unterstützung das Erdgaspotenzial des Kaspischen Raums für Europa zugänglich zu machen und damit gleichzeitig die betreffenden Länder sowie Europa selbst aus der Dominanz Russlands zu lösen.<sup>3)</sup> Auch die im Zusammenhang mit dem Amtsantritt von Außenminister Steinmeier und der deutschen EU-Ratspräsidentschaft proklamierte „Energie-Außenpolitik“ sowie die „Zentralasienstrategie“ enthalten als wichtige Bestandteile jeweils die angestrebte Sicherung von Energieimporten aus dem Kaspischen Raum.<sup>4)</sup> Umgekehrt werden die betreffenden Staaten durch Diversifizierung ihrer Gasex-

porte in eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Russland versetzt und sind daher an einer Belieferung Europas interessiert. Von westlicher Seite gibt es über die europäische Versorgungsfrage hinaus Interesse daran, die wirtschaftlichen Beziehungen zu den Staaten des Kaspischen Raums zu vertiefen, um deren Emanzipationsbestrebungen vom „großen Bruder“ Russland zu unterstützen.

Welche Bedeutung der Kaspische Raum für die Erdgasversorgung Europas haben kann, muss vor dem Hintergrund seines Förder- und Exportpotenzials sowie der Transportmöglichkeiten untersucht werden. Außerdem sind die Gegenstrategien des russischen Gaskonzerns *Gazprom* zu berücksichtigen.

Neben Russland und dem Westen tritt zunehmend China als dritter großer Interessent an den Energieressourcen des Raums auf. Obwohl Chinas Interesse sich mehr auf Erdöl als auf Erdgas richtet, sind die chinesischen Förder- und Pipelineprojekte schon verhältnismäßig weit gediehen.<sup>5)</sup> Dies liegt unter anderem daran, dass die geographischen und politischen Voraussetzungen für den Pipelinebau in Richtung China günstiger sind als für Leitungen in Westrichtung. Auch könnte eine Rolle spielen, dass der Kreml bzw. *Gazprom* gegen die Belieferung Chinas, das aufgrund der niedrigeren Preise als Exportmarkt weniger attraktiv ist, kaum etwas einzuwenden haben, während sie das Vordringen von Konkurrenz aus dem Kaspischen Raum auf dem europäischen Gasmarkt möglichst verhindern wollen.

### ■ Das Exportpotenzial des Kaspischen Raums

Als Gasexportländer kommen aus dem Kaspischen Raum die zentralasiatischen Staaten Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan sowie Aserbaidschan in Frage, nicht jedoch Kirgisistan, Tadschikistan, Georgien und Armenien. Ausgangspunkt ist deren mittelfristiges Förderpotential, also die nach weitgehender Erschließung der Gasfelder für einige Jahrzehnte zu erwartende, verhältnismäßig stabile jährliche Fördermenge.<sup>6)</sup> Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan sind noch „junge“ Gasregionen, deren „Erschöpfungsgrad“, d.h. das Verhältnis der kumulierten Förderung zum jeweiligen Gesamtvorkommen, bei

5) China besitzt in der Provinz Xinjiang selbst große Erdgasvorkommen.

6) Während die Ölförderung einer „Glockenkurve“ folgt, ist bei der Gasförderung nach einem mehrere Jahre währenden Anstieg ein „Förderplateau“ zu erwarten, auf das ein Abfall der Förderung folgt. Die mehr oder weniger konstante Plateauförderung kann für zwanzig bis dreißig Jahre erfolgen.

fünf Prozent (Kasachstan), zwölf Prozent (Aserbaidschan) und 17 Prozent (Turkmenistan) liegt. Die Gasförderung der drei Länder kann daher, vorausgesetzt die erforderlichen Investitionen werden getätigt, noch deutlich gesteigert werden. Usbekistan hat mit einem Erschöpfungsgrad von 35 Prozent dagegen bereits ein Stadium erreicht, in dem die Förderung voraussichtlich kaum mehr ansteigen und in einigen Jahren sinken wird.

Das mittelfristige Fördervolumen hängt, vorausgesetzt die erforderlichen Investitionen in die Erschließung der Felder werden vorgenommen, vom Umfang des Gesamtpotenzials der Gasregion ab. Um es zu bestimmen, kann auf Beispiele des Förderverlaufs in anderen Staaten zurückgegriffen werden. Sie legen nahe, dass die nachhaltig erzielbare Höchstförderung („Plateauförderung“) bei rund 1,3 Prozent des Gesamtpotenzials liegt.<sup>7)</sup> Das mittelfristige Exportpotenzial ergibt sich sodann aus dem mittelfristigen Förderpotenzial durch Hinzufügung der Importe und Verminderung um den geschätzten Inlandsverbrauch.

7) Roland Götz: Schätzung des mittelfristigen Produktions- und Exportpotenzials von Erdgasregionen, in: Diskussionspapier der SWP, August 2007, (Dossier Energiesicherheit), <[www.swp-berlin.org/de/common/get\\_document.php?asset\\_id=4261](http://www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=4261)>.

*Bei Öl- und Gasvorkommen sind „Reserven“ die gegenwärtig technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen. „Ressourcen“ sind entweder zwar nachgewiesen, aber (noch) nicht technisch und wirtschaftlich gewinnbar, oder es sind nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche Vorkommen. Reserven und Ressourcen bilden zusammen das „verbleibende Potenzial“. Zusammen mit der „kumulierten Förderung“ bildet es das „Gesamtpotenzial“. Die Daten beziehen sich auf „konventionelles“ Erdgas (Naturgas und Begleitgas der Erdölförderung), während „unkonventionelle“ Vorkommen (Kohleflözgas, Gashydrate, Aquifergas) unberücksichtigt bleiben. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, <[www.bgr.bund.de/cln\\_011/nn\\_322882/DE/Themen/Energie/energie-node.html?-nnn=true](http://www.bgr.bund.de/cln_011/nn_322882/DE/Themen/Energie/energie-node.html?-nnn=true)>, S. 37.*



**I Tabelle 1: Die Erdgaspotenziale der kaspischen Gasproduzenten (Mrd. m<sup>3</sup>)**

	AZ	KZ	TM	UZ	Ge- samt
Kumulierte Förderung	426	265	2023	1694	4408
Ausbeutungsgrad* (Prozent)	12	5	17	35	17
Reserven**	1370	3000	4000	1620	9990
Ressourcen	1900	2500	6000	1500	11900
Verbleibendes Potenzial	3270	5500	10000	3120	21890
Gesamtpotenzial	3696	5765	12023	4814	26298

\* Verhältnis von kumulierter Förderung zu Gesamtpotenzial.

\*\* Für Turkmenistan mit 4000 statt wie in der Quelle mit 2800 angenommen, um die neu entdeckten Felder Südjolotan und Osman zu berücksichtigen. Quelle: BGR, Reserven, S. 57, [Fn. 12].

Die Potenziale der einzelnen kaspischen Erdgasexporteure:

### *Aserbaidshans*

Aserbaidshans Gasförderung war in den neunziger Jahren wegen Erschöpfung der damals bekannten Gasfelder von über zehn Mrd. m<sup>3</sup> auf rund fünf Mrd. m<sup>3</sup> zurückgegangen. Erst die Produktionsaufnahme des großen, unweit Baku unter dem Kaspischen Meer gelegenen Gasfeldes „Shah Deniz“ verspricht einen erneuten Aufschwung der Gasförderung des Landes.<sup>8)</sup> In der ersten Stufe (voraussichtlich ab 2008) wird eine Förderleistung von 8,5 Mrd. m<sup>3</sup> erwartet, die bis 2020 auf 20 Mrd. m<sup>3</sup> ansteigen soll.<sup>9)</sup> Ein Teil des Gases wird im Inland verbraucht sowie nach Georgien exportiert werden, ein weiterer Teil ist für den türkischen Verbrauch reserviert. Der Rest könnte weiter nach Europa geleitet werden. Das auf Aserbaidshans Ölfeldern anfallende Begleitgas (2007: acht Mrd. m<sup>3</sup>) wird vor allem für den Inlandsverbrauch benötigt werden. Für die Belieferung des geplanten „südlichen Gaskorridors“ (Nabucco) dürften erst ab 2015 rund drei Mrd. m<sup>3</sup> zur Verfügung stehen.<sup>10)</sup> Während 2006 Aserbaidshans Fördermenge von sechs Mrd. m<sup>3</sup> nicht ausreichte, um den Inlandsbedarf von elf Mrd. m<sup>3</sup> zu decken und daher Gasimporte aus Russland im Umfang von 4,5 Mrd. m<sup>3</sup> erforderlich waren, kann mittelfristig eine Förder-

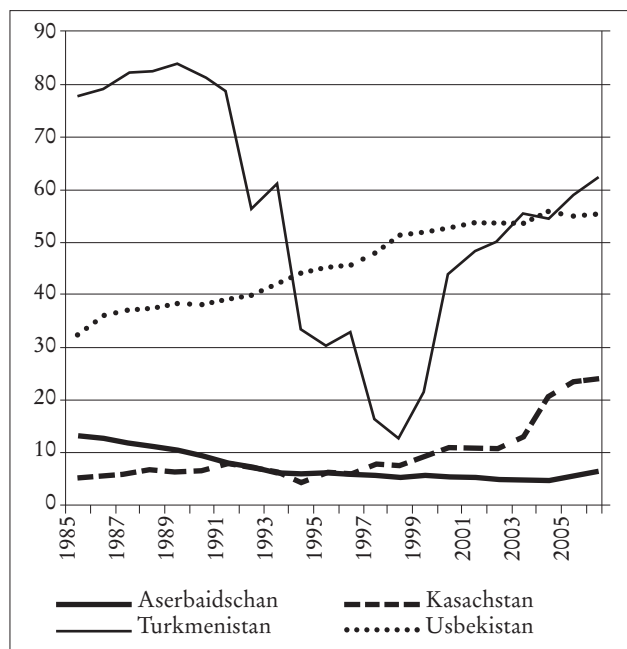
8) „Shah Deniz“ wird von der norwegischen Statoil verwaltet (Operating company), die im Verlauf von 15 Jahren 2,2 Mrd. US-Dollar in das Feld investiert hat.

9) Helge Billington (Project Manager von Statoil), Vortrag auf dem 1st South East Europe Energy Dialogue, Thessaloniki, 28./29. Juni 2007, S. 6, <[www.energia.gr/synopsis\\_conclusions.pdf](http://www.energia.gr/synopsis_conclusions.pdf)>.

10) Vladimir Mišin: „Šag k eksportu gaza“ in: *Nezavisimaja gazeta*, 10.7.2007.

menge von knapp 50 Mrd. m<sup>3</sup> sowie unter Berücksichtigung des steigenden Inlandsverbrauchs ein Exportvolumen von rund 30 Mrd. m<sup>3</sup> erwartet werden. Wenn davon fünf Mrd. m<sup>3</sup> an Georgien geliefert werden, verbleiben rund 25 Mrd. m<sup>3</sup> für den Export in die Türkei und nach Europa.

**■ Schaubild 1: Die Entwicklung der Gasförderung in den Staaten des Kaspischen Raums 1975–2006 (Mrd. m<sup>3</sup>)**



### *Kasachstan*

Kasachstans Erdgasförderung bewegte sich in den 1990er Jahren zwischen fünf und zehn Mrd. m<sup>3</sup> und überschritt 2005 den Umfang von 20 Mrd. m<sup>3</sup>. 2006 wurden 26 Mrd. m<sup>3</sup> gefördert. Um den Inlandsverbrauch von 22 Mrd. m<sup>3</sup> zu decken (darunter zwölf Mrd. m<sup>3</sup> für Zwecke der Erdölförderung), wurden 2006 elf Mrd. m<sup>3</sup> aus Russland und Usbekistan importiert, umgekehrt 15 Mrd. m<sup>3</sup> nach Russland und weiter in die Ukraine sowie nach Aserbaidschan exportiert.<sup>11)</sup>

Das kasachische Erdgas wird vorwiegend im Nordwesten und im Schelf des Kaspischen Meers gefördert, größtenteils als Begleitgas der dort anzutreffenden Erdölförderung. Der Nordosten des Landes sowie die südlichen Bevölkerungszentren müssen da-

11) „Nefť i gaz Kazachstana 2005“, in: *Neftegazovaja vertikalʹ*, 30.4.2006.

gegen, so lange keine leistungsfähige West-Ost-Gaspipeline existiert, von Russland und Usbekistan versorgt werden. Diese Importe dürften jedoch, wenn die Pipelineinfrastruktur ausgebaut worden ist, zukünftig entbehrlich werden.

Da das Land mit Gesamtvorkommen von 5,8 Billionen m<sup>3</sup> nach Turkmenistan über die größten Reserven und Ressourcen im kaspischen Raum verfügt, kann mittelfristig ein Förderpotenzial von rund 75 Mrd. m<sup>3</sup> und unter Berücksichtigung eines voraussichtlich steigenden inländischen Gasverbrauchs ein Exportpotenzial von rund 40 Mrd. m<sup>3</sup> erreicht werden. Bis es dazu kommt, gilt es jedoch noch viele technische Probleme zu lösen. Vor allem das große Ölfeld Kaşagan im Kaspischen Meer, das unter flachem Wasser gelegen ist, was den Einsatz von großen Schiffen erschwert und wo bis zu fünf Monaten im Jahr mit Eis zu rechnen ist, wird nur allmählich die Ölförderung und damit die Lieferung von Begleitgas aufnehmen können. Abnehmer für das kasachische Erdgas wird wie bisher Russlands *Gazprom* sein, das damit die westlichen GUS-Staaten beliefern möchte, künftig aber auch China.

### *Turkmenistan*

Während Kasachstan das erdölreichste Land Zentralasiens ist, verfügt Turkmenistan über die größten Erdgasvorräte in der Kaspischen Region. Freilich besteht über deren genauen Umfang keine Klarheit. Die Aussagen über die turkmenischen Vorkommen sind mit großen Unsicherheiten behaftet, weil sie entweder von offiziellen turkmenischen Stellen stammen, deren Glaubwürdigkeit stark bezweifelt werden muss, oder auf anonymen Quellen beruhen, die nicht nachgeprüft werden können.<sup>12)</sup> Die Resultate einer noch vom im Dezember 2006 verstorbenen Präsidenten Saparmurat Nijasov bei der U.S. Consultingfirma DeGoyler & McNaughton 2005 in Auftrag gegebene Bewertung der Reserven des größten, seit 1982 produzierenden Gasfelds Dauletabat sind von turkmenischer Seite nie bekannt gegeben worden. Nijasov hatte die „Gasreserven“ Turkmenistans 2003 mit 22,5 Billionen m<sup>3</sup> angegeben. Dabei konnte es sich jedoch keinesfalls um bekannte und rentabel gewinnbare Vorkommen gehandelt haben, sondern um lediglich vermutete Vorkommen.

12) International Crisis Group: Central Asia's Energy Risks, (*Asia Report* 133, Mai 2007), S. 13–15, <<http://www.crisisgroup.org/home/index.cfm?id=4866&cl=1>>.

- 13) Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, <[http://www.bgr.bund.de/cln\\_011/nn\\_322882/DE/Themen/Energie/energie-node.html?-nnn=true](http://www.bgr.bund.de/cln_011/nn_322882/DE/Themen/Energie/energie-node.html?-nnn=true)>.
- 14) Zeitreihen zur Gasförderung der postsowjetischen Staaten, die den nationalen Statistiken entsprechen, finden sich im Abschnitt „World oil and gas production“ des *Petroleum Economist*. Im *BP Statistical Review of World Energy* (zuletzt Juni 2007), werden dagegen um rund fünf Prozent niedrigere Daten genannt, weil dort eine Umrechnung auf international übliche „Standardkubikmeter“ (gemessen bei 15°C) vorgenommen wird.
- 15) International Crisis Group, S. 14 [Fn. 12].

Die BGR dagegen schätzt die Reserven Turkmenistans für Ende 2005 auf 2,8 Billionen m<sup>3</sup> und die Ressourcen auf sechs Billionen m<sup>3</sup>, was verbleibenden Vorkommen von 8,8 Billionen m<sup>3</sup> entspricht.<sup>13)</sup> In welchem Umfang diese Angaben durch das 2006 entdeckte große Gasfeld Südjolotan (Južnyj Jolotan) sowie das im März 2007 entdeckte benachbarte Feld Osman einer Revision unterzogen werden müssen, ist noch nicht genau abzusehen. Im Folgenden werden die verbleibenden Vorkommen Turkmenistans mit zehn Billionen m<sup>3</sup> angesetzt.

Turkmenistans Gasförderung hatte am Ende der Sowjetunion noch rund 90 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr betragen, war dann in den neunziger Jahren jedoch unter 20 Mrd. m<sup>3</sup> gefallen, weil Russlands Gazprom wegen Uneinigkeit über den Gaspreis die Importe und auch die Transitlieferungen in die Ukraine unterbrach. Erst 2001 erreichte Turkmenistans Gasförderung wieder 50 Mrd. m<sup>3</sup> und stieg bis 2006 auf 67 Mrd. m<sup>3</sup> an.<sup>14)</sup> Bei einem Inlandsverbrauch von 17 Mrd. m<sup>3</sup> konnten 2006 50 Mrd. m<sup>3</sup> exportiert werden, wovon sechs Mrd. m<sup>3</sup> in den Iran und 44 Mrd. m<sup>3</sup> nach Russland gingen, von wo das turkmenische Gas in die Ukraine und nach Belarus weitergeleitet wurde. Turkmenische Offizielle nannten für 2010 ein Förderziel von 120 Mrd. m<sup>3</sup>, was jedoch angesichts dessen, dass schon 2006 80 Mrd. m<sup>3</sup> angepeilt und nicht erreicht worden waren, als unrealistisch gelten muss.<sup>15)</sup>

Das mittelfristige jährliche Gasförderpotenzial des Landes kann auf rund 150 Mrd. m<sup>3</sup> geschätzt werden. Für den Export stünden dann unter Berücksichtigung des künftigen Eigenverbrauchs rund 130 Mrd. m<sup>3</sup> zur Verfügung. Wenn Turkmenistan seinen langfristigen Liefervertrag mit Russland einhält, der um das Jahr 2020 Liefermengen von bis zu 90 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr vorsieht, verbleiben rund 40 Mrd. m<sup>3</sup> für die geplanten Exporte nach China sowie für ebenfalls beabsichtigte Exporte in den Iran, die Türkei und weiter Richtung Europa. Die genaue Aufteilung der Exportmengen wird davon abhängen, welche Preiskonditionen die betreffenden Abnehmer bieten und welche Transportmöglichkeiten zur Verfügung stehen werden.

### *Usbekistan*

Usbekistans Erdgasförderung stieg in den neunziger Jahren von zunächst 30 Mrd. m<sup>3</sup> auf 50 Mrd. m<sup>3</sup> an.

Sie erreichte 2006, wie bereits in den vier vorangegangenen Jahren, 58 Mrd. m<sup>3</sup>. Bei einem hohen Inlandsverbrauch von 47 Mrd. m<sup>3</sup> konnten 2006 zwölf Mrd. m<sup>3</sup> exportiert werden, die in die Bevölkerungszentren des südlichen Kasachstan sowie nach Kirgistan, Tadschikistan und Russland gingen. Allerdings wird von Insidern bezweifelt, dass angesichts hoher Verluste bei Förderung und Transport die von der offiziellen Statistik genannten Mengen für den Export zutreffen.<sup>16)</sup>

Das mittelfristige Gasproduktionspotenzial Usbekistans wird wegen des fortgeschrittenen Erschöpfungsgrads der usbekischen Gasfelder voraussichtlich kaum den 2006 erreichten Wert überschreiten und selbst bei wenig steigendem Inlandsbedarf keine Exporte erlauben.<sup>17)</sup>

16) International Crisis Group, S. 16 [Fn. 12].

17) Usbekistan könnte Erdgas aus Turkmenistan beziehen und in seine Nachbarstaaten weiterleiten.

**■ Tabelle 2: Gasbilanzen 2006 (Mrd. m<sup>3</sup>)**

	AZ	KZ	TM	UZ	Gesamt
Förderung	6	26	67	58	157
Importe	5	11	0	1	
Verbrauch**	11	22	17	47	97
Exporte	0	15	50	12	77
Förderquote* (Prozent)	0,17	0,45	0,56	1,20	0,60

\* Verhältnis von Förderung zu Gesamtpotenzial.

\*\* Als Differenz berechnet. Quelle für Förderung, Importe und Exporte: International Energy Agency, Natural Gas Information 2007. Paris 2007, S. 20 ff.

**■ Tabelle 3: Gasbilanzen 2020 (Mrd. m<sup>3</sup>)**

	AZ	KZ	TM	UZ	Gesamt
Förderung*	48	75	156	63	342
Import	0	0	0	0	0
Verbrauch**	16	33	26	60	135
Export, darunter nach:	32	42	130	3	207
Russland***	0	10	30	3	40
GUS***	5	10	60	0	75
China***	0	20	30	0	50
Türkei/Europa***	25	0	10	0	35

\* Geschätzt als Anteil am Gesamtpotenzial (1,2 Prozent).

\*\* Annahme eines Verbrauchsanstiegs um 50 Prozent gegenüber 2006, außer für Usbekistan.

\*\*\* Gerundete Werte.

## ■ Die Exportmöglichkeiten für Erdgas aus dem Kaspischen Raum

Aus dem Kaspischen Raum kann Erdgas in alle vier Himmelsrichtungen exportiert werden, wobei Russland und – über russländische Pipelines – Belarus, die Ukraine und Moldova sowie China, Pakistan und Indien, die Türkei und Europa versorgt werden können. Allerdings sind Gaspipelines bisher nur in Richtung Norden und Westen in Betrieb, während Verbindungen nach Osten und Süden noch fehlen.

Richtung Norden (Russland, Belarus, Ukraine und Moldova)

Das nach Russland führende, „Mittelasienzentrum“ (engl. Central Asia–Center, CAC) genannte Pipelinesystem beginnt in den südlichen Gasregionen Turkmenistans und Usbekistans. Es unterteilt sich im kasachischen Aleksandrov Gaj in einen Richtung Moskau sowie in einen Richtung Ukraine führenden Arm, dessen Kapazität seit 2006 erweitert wird.<sup>18)</sup> Das Gesamtsystem hatte Ende der achtziger Jahre eine Kapazität von 90 Mrd. m<sup>3</sup> besessen, die danach wegen unterlassener Instandhaltung auf 45 Mrd. m<sup>3</sup> gesunken war. Nach einer 2007 zwischen Russland sowie Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan getroffenen Vereinbarung soll es repariert und auf 90 Mrd. m<sup>3</sup> erweitert werden.<sup>19)</sup> Auch die Leitung, die unter Umgehung Usbekistans am Ostufer des Kaspischen Meers über Kasachstan nach Russland führt, wird wieder auf volle Kapazität gebracht. Damit sind die technischen Voraussetzungen gegeben, damit das zwischen Russland und Turkmenistan geschlossene, bis 2028 laufende Gaslieferabkommen („25-Jahres-Vertrag“) erfüllt werden kann.

Richtung Osten (China)

Bis 2009 soll eine Pipeline gebaut werden, die von Turkmenistan über Usbekistan und Kasachstan nach China führt. Ihre Kapazität ist auf 30 Mrd. m<sup>3</sup> ausgelegt. Der Bau einer weiteren, aus Westkasachstan kommenden Gaspipeline, die entlang der bereits in Bau befindlichen kasachischen Ölpipeline nach China verlaufen könnte, wird ebenfalls erwogen.<sup>20)</sup> Weniger Aussichten hat wegen des bergigen Reliefs dagegen ein Routenverlauf von Turkmenistan über

18) Der Ausbau des Pipelinesegments Aleksandrov Gaj (Kasachstan) – Novoposkov (Ukraine) ist der verbliebene Restposten des zwischen Russland, der Ukraine und Deutschland ausgehandelten „Gastransportkonsortiums“. Da über Novoposkov auch das Gas in die Blue Stream-Pipeline geleitet wird, könnte auf diesem Wege auch turkmenisches Gas in die Türkei exportiert werden.

19) Roland Götz: Zentralasiatische Energieexporte. Zwischen russischer Dominanz, Diversifizierungsplänen der EU und neuen Märkten in Asien, in: *Russlandanalysen*, 137/2007, S. 2–5, <[www.russlandanalysen.de/content/media/russlandanalysen137.pdf](http://www.russlandanalysen.de/content/media/russlandanalysen137.pdf)>.

20) Mehmet Ögütçü: Kazakhstan's Expanding Cross-Border Gas Links. Implications for Europe, Russia, China, and other CIS countries, in: CEPMLP Internet Journal, 2007, <[http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol17/article17\\_8.php](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol17/article17_8.php)>.

Tadschikistan und Kirgisistan nach China. In Xinjiang können dann die aus dem Kaspischen Raum kommenden Gaspipelines in die chinesische West-Ost-Pipeline einmünden, die außerdem über die Altaj-Pipeline aus Westsibirien gespeist werden soll. Ob und wann die China-Exportpläne der kaspischen Staaten und Russlands realisiert werden, wird vom Ausgang der Verhandlungen über den Gaspreis abhängen.<sup>21)</sup>

#### Richtung Süden (Pakistan/Indien)

Keine Fortschritte sind bei den gigantischen Pipelineprojekten festzustellen, die Gasexporte Turkmenistans über Afghanistan nach Pakistan und Indien ermöglichen sollen. Die Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Indien-Pipeline (TAPI) war seit den achtziger Jahren in der Planung, kam aber wegen der politischen Lage im Iran und in Afghanistan nicht voran.

#### Westen (Türkei/Europa)

Seit Ende 1997 führt eine Gaspipeline entlang des Ostufers des Kaspischen Meers vom turkmenischen Korpedže in das iranische Kord-Kui. Dort mündet sie in das iranische Pipelinenetz ein. Darüber wurden 2006 sechs Mrd. m<sup>3</sup> Gas in die Türkei exportiert, eine Erhöhung des Gastransits auf zehn bis fünfzehn Mrd. m<sup>3</sup> ist vorgesehen.

Aserbaidschan gewinnt durch die 2007 fertig gestellte South Caucasus Pipeline (SCP), die von Baku über Tbilissi nach Erzerum weitgehend entlang der Baku-Tbilissi-Ceyhan-Ölpipeline verläuft, erstmals einen Zugang zum türkischen und europäischen Markt.<sup>22)</sup> Sie ist zunächst auf 16 Mrd. m<sup>3</sup> ausgelegt, könnte jedoch durch Verlegung weiterer Leitungsstränge auf derselben Trasse derart erweitert werden, dass die vom Volumen her möglichen Erdgasexporte des Landes Richtung Westen aufgenommen werden können.

Insbesondere von amerikanischer Seite wird aus geopolitischen Erwägungen vehement der Bau der Trans Caspian Gas Pipeline (TCGP), einer Unterwasserpipeline zwischen der turkmenischen Hafenstadt Turkmenbaschi (vormals Krasnovodsk) und Baku, gefordert. Deren Realisierung scheiterte bisher an der ungelösten Statusfrage des Kaspischen Meers, an von Russland vorgebrachten Umweltbedenken

- 21) Während der Gaspreis in Europa an den Ölpreis gekoppelt ist und daher dessen Anstieg nachvollzog, versucht China, eine Bindung an den niedrigen Kohlepreis durchzusetzen.
- 22) Die SCP heißt auch Baku-Tbilissi-Erzerum-Pipeline (BTE). BP: South Caucasus Pipeline <[www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9006670&contentId=7014371](http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=9006670&contentId=7014371)>.

und an ihrer nicht geklärten Rentabilität: Die auf 2,5–5,0 Mrd. US-Dollar geschätzten Baukosten der Pipeline können nur amortisiert werden, wenn sie auch vollständig ausgelastet werden kann, woran jedoch Zweifel bestehen.

*Wenn das Kaspische Meer als Meer definiert wird, stehen jedem Anrainerstaat, ausgehend von seiner Uferzone, eine Zwölf-Meilen-Zone als territoriales Gebiet sowie ein 200-Meilen-Streifen entlang seiner Küste als „ausschließliche Wirtschaftszone“ zu, wobei im Falle des Kaspischen Meers eine Grenzziehung zwischen den jeweiligen Wirtschaftszonen in der Mitte des Gewässers erforderlich wird. Wenn es dagegen als See (also als Binnengewässer) betrachtet wird, würden seine Bodenschätze von den Anrainerstaaten gemeinsam ausgebeutet werden (Kondominiumslösung). Russland und Kasachstan haben sich 1998 für den nördlichen Teil des Kaspischen Meers bereits auf eine Aufteilung geeinigt, Aserbaidschan folgte ihnen 2001. Wegen Differenzen zwischen Aserbaidschan und Turkmenistan über den genauen Verlauf der Abgrenzung ihrer Wirtschaftszonen in einem Gebiet, in dem große Ölfelder gefunden wurden, und weil der Iran von vornherein auf der Kondominiumslösung beharrte, ist die Statusfrage bis auf Weiteres nicht endgültig gelöst.*

*Gawdat Bahgat: Prospects for Energy Cooperation in the Caspian Sea, in: Communist and Post-Communist Studies, 2007, S. 157–168. – Barbara Janusz, The Caspian Sea. Legal Status and Regime Problems. Chattam House Briefing Papers, August 2005), <<http://www.isn.ethz.ch/pubs/ph/details.cfm?lng=en&id=18937>>*

Der überwiegende Teil des aus dem Kaspischen Raum nach Westen exportierten Erdgases wird voraussichtlich aus Aserbaidschan stammen, während Turkmenistan deutlich weniger liefern wird. Während Turkmenistan für Gasexporte nach Russland und China über eine ausreichende Transportinfrastruktur verfügt bzw. verfügen wird, sind Turkmenistans Exportmöglichkeiten nach Westen vergleichsweise wenig entwickelt. Aserbaidschan dagegen besitzt mit der SCP eine Exportpipeline, die je nach Bedarf erweitert



werden kann. Aserbaidischans Gasförderung und der Gasexport werden in Zukunft vor allem davon bestimmt werden, wie sich der Gasmarkt in der Türkei und in Südeuropa entwickelt und welchen Raum dort die Konkurrenten aus Russland und Afrika einnehmen werden.

**■ Tabelle 4: Vorhandene und geplante Exportpipelines aus dem Kaspischen Raum\***

Name	Verlauf	Kapazität (nach Erweiterung) in Mrd. m <sup>3</sup>	In- betrieb- nahme (Erwei- terung)
CAC	Turkmenistan – Usbekistan – Kasachstan – Russland – Ukraine/Belarus	45 (90)	1970 (2014)
CAC	Turkmenistan – Kasachstan – Russland	1 (10)	1974 (2010)
	Turkmenistan – Kasachstan – China	30	2009
	Turkmenistan – Iran – Türkei	8	1997/2006
TAPI	Turkmenistan – Afghanistan – Pakistan – Indien	30	Unbe- stimmt
TCP	Turkmenistan – Kaspisches Meer – Aserbaidischans	10	Unbe- stimmt
	Kasachstan – China	30	2009
SCP	Aserbaidischans – Georgien – Türkei	16	2007

\* Ohne Pipelines für Russlands Binnenmarkt und die Versorgung Kirgisistans und Tadschikistans.

### ■ Gazproms Pipelinepolitik

Für Russlands Gasexporte in Staaten außerhalb der GUS kommen drei existierende bzw. geplante Pipelinesysteme in Frage: Erstens Transitpipelines nach

Europa, zweitens Direktpipelines nach Europa sowie drittens Pipelines Richtung Osten. Außerdem entsteht durch den Bau von Anlagen für die Produktion von Flüssiggas (*Liquid natural gas*, LNG) auf Sachalin, in der Barentssee und an der Ostsee ein viertes Transportsystem mit überwiegender Ausrichtung auf Absatzgebiete außerhalb Europas.

Das älteste und größte, noch aus Sowjetzeiten stammende Gaspipelinesystem verläuft mit seinen Hauptsträngen durch die Ukraine über die Slowakei und Tschechien nach Deutschland. Nebenstränge gehen nach Ungarn sowie über Moldova nach Rumänien und Bulgarien bis in die Türkei. Dazu kommt die 2005 fertig gestellte Jamal-Europa-Pipeline durch Belarus und Polen nach Deutschland. Alle diese „Transitpipelines“ verlaufen über die Territorien von GUS-Staaten. Da sie technisch mit den Gasleitungen und Gasspeichern zur Binnenversorgung der Transitstaaten verknüpft sind, wirken sich illegale Entnahmen, die im Zusammenhang mit Streitigkeiten zwischen den Transitstaaten und Gazprom bzw. Russland über den bei der Belieferung dieser Länder anzuwendenden Gaspreis erfolgen, auch auf die Transitlieferungen aus.<sup>23)</sup> Dies ist eines der Motive von Gazprom, Alternativen zu den Transitpipelines zu schaffen.

23) Roland Götz: *Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. Ein Risiko für die europäische Energiesicherheit?* Berlin 2006 [SWP-Studie 38], <[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)>.

Gasfernleitungen, die die Transitländer umgehen („Direktpipelines“) sind die bereits existierende und noch erweiterungsfähige Blue Stream-Pipeline durch das Schwarze Meer in die Türkei sowie die in zwei Ausbaustufen geplante Nord Stream-Pipeline durch die Ostsee nach Deutschland und eine nach Finnland führende Gasleitung. Mitte 2007 gab Gazprom überraschend bekannt, dass es zusammen mit der italienischen ENI eine weitere Gaspipeline durch das Schwarze Meer, die South Stream, bauen will. Sie soll vom Ausgangspunkt der Blue Stream-Pipeline nach Varna (Bulgarien) verlaufen und dann nach Süditalien und/oder Österreich weitergeführt werden. Ihre Kapazität ist mit 30 Mrd. m<sup>3</sup> veranschlagt. Erst in einer frühen Planungsphase befinden sich zwei Pipelines nach China. Die eine soll, aus Westsibirien kommend, über den kurzen russländisch-chinesischen Grenzabschnitt zwischen Kasachstan und der Mongolei führen (Altai-Pipeline), die andere von Ostsibirien nach China verlaufen.

**I Tabelle 5: Maximalkapazitäten für Erdgasexporte aus Russland (Mrd. m<sup>3</sup>)**

	Übergabepunkte	2004	2010	2020	2030
Transitpipelines zusammen		182	204	204	204
Ukraine-Polen	Chodnovici	5	5	5	5
Ukraine-Slowakei	Uschgorod	100	100	100	100
Ukraine-Ungarn	Beregovo	15	15	15	15
Ukraine-Rumänien	Chust	5	5	5	5
Ukraine-Moldova-Rumänien	Izmail	28	40	40	40
Belarus-Polen	Brest	6	6	6	6
Belarus-Polen (Jamal)	Kondrakti	23	33	33	33
Direktpipelines zusammen		25	83	126	126
Finnland	Svetogorsk-Imatra	9	9	9	9
Türkei (Blue Stream)	Beregovaja-Samsun-Ankara	16	16	32	32
Rumänien (South Stream)	Beregovaja-Varna	0	30	30	30
Deutschland (Nord Stream)	Greifswald	0	28	55	55
China	Altai/Zabajkalsk			40	80
LNG zusammen		0	13	54	92
LNG USA	Schtokman (Barentssee)			23	23
LNG USA	Jamal (Karasee)				25
LNG Kanada	Ust Luga (Ostsee)			5	5
LNG Asien	Sachalin (Pazifik)		13	26	39
Alle Kapazitäten		207	300	384	422

Manfred Hafner: Gas Corridors between EU and Neighbouring Countries, Brüssel, 12.12.2006  
 <[www.encouraged.info/conferences/index.html](http://www.encouraged.info/conferences/index.html)> und eigene Ergänzungen.

Gazprom, das sich Mitte 2006 das exklusive Recht auf Gasexporte aus Russland gesetzlich garantieren ließ, zielt auf eine doppelte Diversifizierung seiner Exportwege: Zum einen sollen Alternativen zu den Transportwegen durch die westlichen Transitstaaten geschaffen werden, zum anderen soll eine Alternative zu den Gasexporten nach Europa entstehen, indem der Gasexport nach Osten – ebenfalls auf direktem Weg unter Vermeidung der Mongolei – sowie der LNG-Transport aufgenommen wird. Wenn Gazprom somit nicht die billigste Erweiterungsmöglichkeit seiner Transportkapazitäten wählt, die in der Modernisierung der bestehenden Pipelines und der Verlegung von zusätzlichen Leitungssträngen auf bereits existierenden Trassen besteht, liegen dem nicht, wie oft unterstellt wird, politische Motive, sondern unternehmensstrategische Zielsetzungen zugrunde: Die Ostseepipeline bietet eine Alternative zu den Transitpipelines durch die Ukraine und Belarus, die von Gazprom als „unsicher“ angesehen werden. Im

Falle der Blue Stream war es darum gegangen, den türkischen Gasmarkt, dessen Nachfragepotenzial damals erheblich überschätzt worden war, nicht Konkurrenten aus dem Kaspischen Raum (vor allem Turkmenistan) bzw. dem Nahen Osten (Iran) zu überlassen. Gleichzeitig wurde bereits damals die Konzeption einer großen „südlichen“ Gaspipeline vom Iran nach Europa in Frage gestellt, die heute als Nabucco-Projekt diskutiert wird. Überlegungen, die Blue Stream zu erweitern und bis Europa weiterzuführen, also einen zur Nabucco-Pipeline parallelen Leitungsstrang zu verlegen (Blue Stream II bzw. South Stream), führen diesen strategischen Ansatz fort. Dabei stößt Gazprom bei den großen europäischen Gaskonzernen nicht auf Widerstand, weil diese ihre guten Geschäftsbeziehungen mit Gazprom nicht aufs Spiel setzen wollen.

Diversifizierungswettbewerb als Energieaußenpolitik?

Vielfach wird gefordert, den Pipelinebau „nicht den Unternehmen zu überlassen“, sondern auf EU-Ebene politisch zu lenken, indem die EU-Staaten „mit einer Stimme sprechen“ und die Diversifizierung ihrer Gasimporte vorantreiben. Aber wäre das wirklich eine Erfolg versprechende Strategie? Die EU hat weder die formellen Kompetenzen, noch die Mittel, um für Pipelines mehr als Vorstudien zu finanzieren. Faktisch bestimmen weder die EU-Kommission noch nationale Regierungen über den Pipelinebau in Europa, sondern die Energiekonzerne verfolgen ihre Geschäftsinteressen, wie das Beispiel der italienischen ENI zeigt.

Davon abgesehen: Ob Nabucco gebaut werden wird oder nicht, wird den Grad der Diversifizierung der europäischen Gasimporte nicht entscheidend verändern, da mit den 30 Mrd. m<sup>3</sup> eines „südlichen Transportkorridors“ nur sechs bis acht Prozent des bis 2020 auf 400 bis 500 Mrd. m<sup>3</sup> angestiegenen Importbedarfs Europas abgedeckt werden könnten. Ein anderes Bild ergäbe sich, wenn der Iran umfangreiche Gasexporte nach Europa aufnehmen würde. Dann könnte dieser neben Russland und Afrika zum dritten Hauptversorger Europas aufsteigen. Irans Prioritäten der Gasexportpolitik sind aber nicht klar erkennbar. Teheran plant sowohl eine große Pipeline nach Pakistan und Indien, als auch Swap-Geschäfte

mit Russlands Gazprom und auf diese Weise indirekte Exporte nach Europa wie auch die Belieferung Europas durch die Türkei. Außerdem beabsichtigt der Iran umfangreiche LNG-Lieferungen nach China und Südostasien.

Für Europa werden voraussichtlich Russland und an zweiter Stelle Afrika noch für lange Zeit die Hauptversorger mit Erdgas bleiben. Dennoch sollten alle Chancen genutzt werden, die sich für die Kooperation mit den Staaten des Kaspischen Raums eröffnen. Dies wird umso erfolgreicher sein, je weniger der Eindruck eines politisch gesteuerten „Diversifizierungswettlaufs“ mit Russland erweckt wird.