ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Engerer, Hella; von Hirschhausen, Christian

Working Paper

Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen - unsichere Perspektiven

DIW Discussion Papers, No. 171

Provided in Cooperation with:
German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Engerer, Hella; von Hirschhausen, Christian (1998) : Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen - unsichere Perspektiven, DIW Discussion Papers, No. 171, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/61529

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.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

DIW Diskussionspapiere
Discussion Papers

Diskussionspapier Nr. 171

Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen - unsichere Perspektiven

von
Hella Engerer und Christian von Hirschhausen

Berlin, Juli 1998

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin
Königin-Luise-Str. 5, 14195 Berlin
Phone: +49-30-89789- 0
Fax: +49-30-89789- 200
Internet: http://www.diw-berlin.de

DIE ENERGIEWIRTSCHAFT AM KASPISCHEN MEER:

ENTTÄUSCHTE ERWARTUNGEN - UNSICHERE PERSPEKTIVEN

von

Hella Engerer und Christian von Hirschhausen[1]

[1] Unter Mitarbeit von Katharina Dittmann, Wolfgang Härle, Axel Schumacher, Iris Semmann.
Wir danken W. Schrettl, B. Seidel und K. Geppert für kritische Anregungen. Eine Kurzfassung der Studie ist erschienen im Wochenbericht des DIW, Nr. 24/98.

ZUSAMMENFASSUNG

Über die Rolle der Energievorkommen am Kaspischen Meer gibt es eine rasch wachsende geopolitische Literatur, bei der *ökonomische* Aspekte bisher weitgehend vernachlässigt wurden. So wird bis heute auf die große Bedeutung der kaspischen Erdöl- und Erdgasvorkommen verwiesen, obwohl die Produktions- und Exportdaten der Region ein völlig anderes Bild zeichnen; dem Einbruch der Energiewirtschaft der GUS-Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres ist bisher kein spürbarer Aufschwung gefolgt. In diesem Papier werden die Probleme der Energiewirtschaft am Kaspischen Meer aus vier unterschiedlichen Perspektiven kritisch beleuchtet: Neben den *Ressourcen*, den *Eigentumsverhältnissen* und den *Transportengpässen* wird auch die Frage der *Wirtschaftlichkeit* der geplanten Projekte hinterfragt. Es stellt sich heraus, daß aufgrund vielfältiger Probleme in allen vier Bereichen ein Aufbruch in der Region unwahrscheinlich ist. Während die kaspischen Vorkommen für den mittel- und westeuropäischen Raum nicht die erwartete energiewirtschaftliche Bedeutung haben werden, gewinnt die Region durch die Osterweiterung der EU als zukünftiger „Nachbar“ auch unabhängig vom Energiesektor größere Bedeutung.
JEL-Klassifizierung: Q41, P33, F14

ABSTRACT

The growing literature on the potential role of energy resources around the Caspian Sea is dominated by geoplitics whereas economic aspects have been largely neglected thus far. The relevance of Caspian oil and gas reserves continues to be praised, though objective data on production and exports provide an opposite impression: the post-socialist depression of the energy sector in the Caspian CIS-countries has not been turned into an upswing. This paper analyses four critical aspects of the question: the nature of the *resources*, disputes over *ownership*, *transport* bottlenecks and the *economic feasibility* of the planned projects. Our result is that due to a combination of obstacles, an energy-induced economic boom in the area is unlikely. Though the Caspian energy resources will not have the expected relevance for Central and Western Europe, the region will nonetheless play an increasing role as a neighbour of an eastward-enlarged European Union.

INHALTSVERZEICHNIS

Die Ausgangslage: Einbruch der Energieproduktion nach dem Zerfall der Sowjetunion.....4
Die Ressourcenfrage: Ist die Kaspische Region tatsächlich der Golf des 21. Jahrhundert? 8
Die Eigentumsfrage: Kaspisches Meer oder kaspischer See? 11
Die Transportfrage: Wo entlang, wie weit, wohin? 13
Die Frage der Wirtschaftlichkeit: Sind die Vorkommen international wettbewerbsfähig? 19
Die kaspische Region: ein künftiger EU-Nachbar 22

TABELLENVEREICHNIS

Tab. 1: Erdöl: Produktion, Nettoexport und Inlandsverbrauch 6
Tab. 2: Erdgas: Produktion, Nettoexport und Inlandsverbrauch 7
Tab. 3: Internationale Konsortien zur Erschließung von Erdöl und Erdgasfeldern 10
Tab. 4: Erdölpipelines: wichtige bestehende und geplante Routen.....14
Tab. 5: Erdgaspipelines; wichtige bestehende und geplante Routen.....16
Tab. 6: Internationale Konsortien im Rahmen der Pipelineprojekte.....18
Tab. 7: Vergleich langfristiger Ölpreisszenarien 2000 - 2020 19
Tab. 8: Kosten für Gaslieferungen nach Westeuropa.....21

SCHAUBILDER (ANHANG)

Erdöl: Felder und Pipelines
Erdgas: Felder und Pipelines

Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion haben neben Rußland insbesondere die nun souveränen Staaten Aserbaidschan, Turkmenistan und Kasachstan große Hoffnungen auf die Erschließung und den Export der Erdöl- und Erdgasvorkommen in der kaspischen Region gesetzt. Internationale Energiekonzerne sprachen von einem großen Potential und kündigten umfangreiche Investitionsprojekte an; das Kaspische Meer wurde zuweilen als Golf des 21. Jahrhunderts bezeichnet. Bis jetzt haben sich die Erwartungen keineswegs erfüllt. Die Energieproduktion in den genannten Länder verharrt nach ihrem Einbruch zu Beginn der 90er Jahre auf niedrigem Niveau. Mittelfristig wird sich an diesem Bild kaum etwas ändern. Die gesicherten Vorkommen an Erdöl und Erdgas in der kaspischen Region erreichen noch nicht einmal die der Nordsee. Völkerrechtliche Konflikte, darunter der ungeklärte rechtliche Status des Kaspischen Meeres, verschlechtern zudem die Investitionsbedingungen. Darüber hinaus ist das Problem der Exportwege ungelöst; die Wirtschaftlichkeit der geplanten Routen - sie führen zudem durch politisch instabile Regionen - ist fraglich. Niedrige internationale Energiepreise verschlechtern die Perspektiven der Energiewirtschaften in der kaspischen Region. Auch wenn im Laufe des vergangenen Jahres das Engagement von ausländischen Investoren zugenommen hat, ist angesichts der bestehenden Probleme ein Aufbruch am Kaspischen Meer unwahrscheinlich.

DIE AUSGANGSLAGE: EINBRUCH DER ENERGIEPRODUKTION NACH DEM ZERFALL DER SOWJETUNION

Zu sowjetischer Zeit war die Erschließung der Erdöl- und Erdgasressourcen in der kaspischen Region durch die qualitativ höherwertigen Vorkommen in Westsibirien verdrängt worden. Trotz der vorrangigen Entwicklung von Feldern in der russischen Teilrepublik konnten Ende der 80er Jahre neben der RSFSR auch die andereren Anrainer des Kaspischen Meeres, d.h. die kasachische, turkmenische und aserbaidschanische Teilrepublik, ihren gesamten Primärenergiebedarf aus eigenen Quellen decken. Sie waren im Unterschied zu den weiteren Sowjetrepubliken überhaupt nicht oder nur bei einzelnen Energieträgern von russischen Energielieferungen abhängig. Die kasachische Teilrepublik konnte Erdöl und die turkmenische Teilrepublik Erdgas sogar in andere Sowjetrepubliken liefern bzw. an Drittstaaten netto exportieren. Nach dem Zerfall der Sowjetunion ist die Energieproduktion infolge der wirtschaftlichen Krise zunächst in allen Ländern stark zurückgegangen (vgl. Tabelle 1 und 2). Bei weniger starken Verbrauchsrückgängen ist gleichzeitig der Umfang der Nettoexporte gesunken. Die nun souveränen Staaten Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan sind zwar nach wie vor kaum von Energieimporten u.a. aus Rußland abhängig. Allerdings sind bislang insbesondere Kasachstan und Turkmenistan bei Exporten an Drittländer auf das russische Transportsystem angewiesen.

Rußland ist - trotz Produktionsrückgängen infolge der wirtschaftlichen Krise - mit einer Förderung von 570 Mrd. m^3 weltweit der größte Erdgasproduzent und mit einer Förderung von ca. 306 Mill. t

der drittgrößte Erdölproduzent. Das Land exportierte 1997 netto etwa 191 Mrd. m^3 Gas und 178 Mill. t Mineralöl.

Kasachstan ist nach Rußland der zweitgrößte Erdölproduzent in der ehemaligen Sowjetunion. Die Produktion von Erdöl erreichte mit 25,7 Mill. t Ende 1997 wieder das Niveau von Anfang der 90er Jahre. Bei gesunkenem Inlandsverbrauch konnten die Nettoexporte sogar auf 16,5 Mill. t Mineralöl (1990: 6 Mill. t) ausgeweitet werden. Allerdings ist der Transit über das russische Pipelinenetz auf 6 - 8 Mill. t/Jahr begrenzt.[2] Deshalb wurde Öl auch über Aserbaidschan und Georgien zum Schwarzen Meer transportiert. Die Erdgasförderung konnte 1997 zwar auf 6,1 Mrd. m^3 (1996: 4,8 Mrd. m^3) gesteigert werden. Um seinen Bedarf zu decken war Kasachstan indes auf Importe aus Rußland, Turkmenistan und Usbekistan angewiesen.

Turkmenistan ist der zweitgrößte Erdgasproduzent in der ehemaligen Sowjetunion. Die Erdgasgewinnung erreichte 1989 mit nahezu 90 Mrd. m^3 ihren Höchststand und fiel bis Ende 1997 auf nur noch 35 Mrd. m^3. Hiervon wurden 1997 fast zwei Drittel exportiert (1990: 70 Mrd. m^3). Die rückläufige Produktion ist neben der Veralterung der Anlagen vor allem auf die eingeschränkten Möglichkeiten des Exports an zahlungsfähige Nachfrager zurückzuführen. Exporte konnten in der Vergangenheit nur über russische Pipelines erfolgen. Die russische Seite war seit 1995 jedoch nicht mehr bereit, turkmenisches Erdgas nach Westeuropa durchzuleiten, sondern forderte die ausschließliche Belieferung der wenig zahlungskräftigen Nachfolgestaaten der Sowjetunion.[3] Angesichts von Zahlungsrückständen weigerte sich Turkmenistan Anfang 1997, Erdgas weiterhin an ehemalige Sowjetrepubliken zu exportieren und stellte vorübergehend Lieferungen u.a. an die Ukraine ein.[4] Eine Einigung zwischen Rußland und Turkmenistan über den Ankaufpreis von turkmenischem Gas bzw. die Höhe des Transittarifs sowie die Transitroute konnte nicht erzielt werden.[5] Die Erdölgewinnung hat sich 1997 auf einem Niveau von 4,5 Mill. t stabilisiert; wie in der Vergangenheit konnte Turkmenistan damit seinen Bedarf decken.

Aserbaidschan ist als eine der ältesten Ölförderregionen der Welt bekannt. Im Jahre 1891 war das Land mit einer Förderung von 10,8 Mill. t der weltweit größte Erdölproduzent.[6] Das höchste Fördervolumen wurde mit etwa 25 Mill. t/Jahr in den 40er Jahren erreicht. Seit den 50er Jahren nimmt die Förderung kontinuierlich ab. Ende 1997 produzierte das Land sogar nur noch 9 Mill. t Erdöl. Der Export von Mineralöl ist ebenfalls zurückgegangen. In der Vergangenheit mußte

---

2 Vgl. Petroleum Economist, January 1997, S. 34.

3 Zuvor hatte Rußland Turkmenistan für den Erdgastransit eine Quote von 11 vH der russischen Erdgasexporte eingeräumt Vgl. Finansovye Izvestija vom 20. Januar 1998, S. 2.

4 Die Zahlungsrückstände der Ukraine kumulierten sich im Jahresverlauf 1996 bis Anfang 1997 auf 450 Mill. USD. Vgl. Finansovye Izvestija vom 13. Januar 1998, S. 1.

5 Turkmenistan verlangt 42 USD/1000 m^3, die russische Seite bietet für den Ankauf von turkmenischem Gas allerdings nur zwischen 32 und 36 USD/1000 $m^{3.}$. Rußland verkauft Erdgas ab ukrainischer Grenze übrigens für 83 USD/1000 m^3. Vgl. Finansovye Izvestija vom 20. Januar 1998, S. 2; Financial Times vom 21. Januar 1998, S. 8; Vwd-Rußland vom 12. Mai 1998, S. 2..

6 Vgl. Vwd-Rußland vom 15. September 1997, S. 3.

Erdöl zunächst verladen bzw. verrschifft werden, bevor es u.a. über das russische Pipelinenetz exportiert werden konnte. Seit Herbst 1997 fließt *early oil* vom Chiraq-Feld durch die wiedereröffnete, durch tschetschenisches Gebiet verlaufende Pipeline Baku-Novorossijsk (Rußland). Die Erdgasförderung war in den vergangenen Jahren ebenfalls rückläufig und erreichte 1997 ein Niveau von nur noch 6,3 Mrd. m^3 (1990: rd. 10 Mrd. m^3). Diese Fördermenge deckt in etwa den gesunkenen Eigenbedarf.[7]

Tabelle 1: **Erdöl: Produktion, Nettoexport und Inlandsverbrauch**

Erdöl (in Mill. t)[1]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Rußland								
Rohölproduktion	516,2	461,1	396,4	354,4	317,8	307,0	301,0	305,8
Nettoexport	257,5	186,6	162,6	149,9	165,6	159,4	174,0	178,4
Inlandsverbrauch	258,7	274,6	233,8	204,5	152,2	147,6	127,0	127,4
Kasachstan								
Rohölproduktion	25,8	26,6	25,8	23,0	20,3	20,5	23,0	25,7
Nettoexport	-1,7	3,9	3,9	7,2	6,3	10,2	16,5	16,5
Inlandsverbrauch	27,5	22,7	21,9	15,8	14,0	10,3	6,5	9,2
Turkmenistan								
Rohölproduktion	5,7	5,4	5,2	4,9	4,4	4,7	4,4	4,5
Nettoexport	2,6	2,1	0,2	0,8	0,7	0,3	0,3	0,3
Inlandsverbrauch	3,1	3,3	5,0	4,1	3,7	4,4	4,1	4,2
Aserbaidschan								
Rohölproduktion	12,5	11,7	11,1	10,3	9,6	9,2	9,1	9,0
Nettoexport	3,1	2,5	4,0	2,8	2,1	0,9	1,2	1,5
Inlandsverbrauch	9,5	9,2	7,1	7,5	7,5	8,3	7,9	7,5

1) ohne Lagerbestandsveränderungen

Quelle: Datenbank Energie-Osteuropa des DIW

[7] Die aserbaidschanische Teilrepublik war aufgrund ihres gestiegenen Verbrauchs Mitte der 80er Jahre zum Nettoimporteur von Gas geworden. Das Erdgas wurde u.a. aus der russischen sowie turkmenischen Republik (via Usbekistan, Kasachstan, Rußland) bezogen. Weitere etwa 3 Mrd. m^3 wurden auf der Grundlage eines Swapgeschäftes zwischen der UdSSR und dem Iran per Pipeline aus dem Iran eingeführt. Nach dem Zerfall der Sowjetunion hat Aserbaidschan aufgrund gestiegener Importpreise seinen Verbrauch - vorübergehend sogar mit adminstrativen Maßnahmen - gedrosselt. Vgl. Finansovye Izvestija vom 9. Okotber 1995.

Tabelle 2: **Erdgas: Produktion, Nettoexport und Inlandsverbrauch**

Erdgas (in Mrd. m^3)[1]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Rußland								
Produktion	640,5	643,0	640,4	618,3	607,3	595,0	601,0	570,0
Nettoexport	131,8	103,8	172,0	160,3	174,4	182,2	188,5	190,9
Inlandsverbrauch	508,7	539,2	468,4	458,0	432,9	412,8	412,5	379,1
Kasachstan								
Produktion	7,1	7,9	8,1	6,7	4,5	5,9	6,4	6,1
Nettoexport	-5,9	-5,9	-6,0	-4,2	-4,4	-4,4	-4,5	-4,5
Inlandsverbrauch	13,0	13,8	14,1	10,9	8,9	10,3	10,9	10,6
Turkmenistan								
Produktion	87,8	84,3	60,1	65,3	35,7	32,3	35,2	35,0
Nettoexport	71,9	70,0	51,8	48,1	27,2	25,7	24,0	23,0
Inlandsverbrauch	15,9	14,3	8,3	17,2	8,5	6,6	11,2	12,0
Aserbaidschan								
Produktion	9,9	8,6	7,9	6,8	6,4	6,6	6,3	6,3
Nettoexport	-8,4	-8,4	-3,8	-2,3	-2,0	0,0	0,0	0,0
Inlandsverbrauch	18,3	17,0	11,7	9,1	8,4	6,6	6,3	6,3

1) ohne Lagerbestandsveränderungen

Quelle: Datenbank Energie-Osteuropa des DIW

Insgesamt kann von einem Aufbruch am Kaspischen Meer bislang keine Rede sein. Abgesehen von Rußland produzieren die Anrainerstaaten nur geringe Mengen an Öl und Gas, die für die internationalen Märkte heutzutage kaum von Bedeutung sind. In den genannten Ländern hat der Energiesektor indes eine über die stabile Eigenversorgung mit Energie hinausgehende Bedeutung für die Gesamtwirtschaft. Er ist der wichtigste Industriezweig. Auf ihn entfielen 1996 in Aserbaidschan mehr als zwei Drittel, in Turkmenistan über 55 %, in Kasachstan reichlich 40 % und in Rußland fast 30 % der Industrieproduktion.[8] Durch Energieexporte (inkl. Strom und Kohle) wurden in Rußland über 46 % (1997) und in Kasachstan ein Drittel (1996) der Exporterlöse erzielt.[9] Turkmenistan erwirtschaftet durch Erdgasausfuhren etwa 60 % (1996) seiner Exporteinnahmen in konvertiblen Währungen.[10] Durch den starken Rückgang der Energiepreise seit 1997 kann das Exportpotential all dieser Länder erheblich zurückgehen.

8 Vgl. Me⟩gosudarstvennyj Statisti eskij Komitet Sodru⟩estva Nezavisimych Gosudarstv*: Sodru⟩estvo Nezavisimych Gosudarstv v 1996 godu, Statist ceskij e⟩egodnik*, Moskau 1997, S. 31.

9 Vgl. Goskomstat Rossii: *Social'no-ekonomi eskoe polozenie Rossii, janvar' 1998 goda*, Moskau 1998, S. 103; Kazakstan Economic Trends, Quarterly Issue (July - September 1997), S. 128.

10 Vgl. European Bank for Reconstruction and Development: *Transition Report Upadate April 1997*, S. 57. Anzumerken ist, daß Aserbaidschan aufgrund seiner stark rückläufigen Energieproduktion 1996 noch keine Nettoexporte tätigen konnte.

DIE RESSOURCENFRAGE: IST DIE KASPISCHE REGION TATSÄCHLICH DER GOLF DES 21. JAHRHUNDERTS?

Die Angaben über den Umfang der Erdöl- und Erdgasvorkommen in der kaspischen Region divergieren stark. Meist werden die in der kaspischen Region vermuteten Reserven Rußlands, Kasachstans, Turkmenistans, Aserbaidschans und des Irans berücksichtigt.[11] Die als nachgewiesen klassifizierten Erdölreserven der Region liegen zwischen 2 - 4 Mrd. t; die sicheren Erdgasreserven in einer Größenordnung zwischen 4,5-7 Bill. m^3; weitere 23 - 28 Mrd. t Öl und ca. 8 Bill. m^3 Gas gelten als mögliche Ressourcen.[12] In der Region lagern damit nur etwa 2 % der nachgewiesenen weltweiten Erdöl- und 3 - 5 % der Erdgasreserven. Die Erdölvorkommen erreichen nicht einmal die der Nordsee; auch die Gasvorkommen liegen nur unwesentlich darüber. Das Kaspische Meer ist schon gar nicht - wie oftmals behauptet - der Golf des 21. Jahrhunderts.

Zur Verteilung der Ressourcen auf die einzelnen Länder und zu den Entwicklungsprojekten liegen nur grobe Angaben vor. Gleichwohl ist festzustellen, daß die Vorkommen in der kaspischen Region für Rußland und den Iran eine eher untergeordnete Bedeutung haben: **Rußland** soll über erkundete Ressourcen in der kaspischen Region im Umfang von rd. 1 Mrd. t Öl verfügen.[13] Dies entspricht nur etwa einem Siebtel der russischen, gesicherten Gesamtreserven. Im kaspischen Teil des **Irans** befinden sich an möglichen Ressourcen weniger als 2 Mrd. t Öl, während sich die nachgewiesenen Gesamtreserven des Landes auf ca. 13 Mrd. t. Öl belaufen. Im Vergleich zu Rußland und dem Iran spielen für die anderen Anrainerstaaten die kaspischen Vorkommen eine große Rolle. Einzelne Ländern haben indes allzu optimistische Planungen hinsichtlich der Ausbeutung von Ressourcen und dem Umfang ihrer künftigen Erdöl- bzw. Erdgasförderung:

Auf **Kasachstan** entfallen von den nachgewiesenen Reserven der kaspischen Region etwa 1,5 - 2 Mrd. t Erdöl und 1,5 - 2,3 Bill. m^3 Erdgas. Die bedeutendsten kasachischen Lagerstätten sind die Felder von Kara aganak[14] und Tengiz[15] sowie die Offshore-Ressourcen im nördlichen Teil des Kaspischen Meeres östlich der Wolga-Mündung. Geplant ist, die Ölförderung ab 2004 deutlich zu erhöhen und ein Niveau von 160 Mill. t zu erreichen.[16] Die Förderung aus dem Kaspischen Meer

---

11 Mitunter werden allerdings auch die Vorkommen in Usbekistan, das kein Anrainer des Kaspischen Meeres ist, hinzugerechnet. Usbekistan verfügt über geringe Ölreserven und über gesicherte Erdgasreserven von rd. 2 Bill. m^3. Vgl. US-Energy Information Administration: "Caspian Sea Region", Oktober 1997 (www.eia.doe.gov/emeu/cabs/caspian.html).

12 Vgl. The Economist vom 7. Februar 1998, S. 5f; US-Energy Information Administration: "Caspian Sea Region", a.a.O., Izvestija vom 1. April 1998, S. 1.

13 Vgl. Izvestija vom 1. April 1998, S. 1. Anzumerken ist, daß über die Reserven Rußlands in der kaspischen Region bislang nur grobe Angaben vorliegen.

14 Das Feld von Karacaganak ist eine Erweiterung des russischen Orenburgvorkommens. Das auf kasachsichem Gebiet geförderte Erdgas wurde bislang vollständig nach Orenburg exportiert.

15 Tengiz gilt als das größte unerschlossene Ölfeld der Welt. Die ökonomisch abbaubaren Vorkommen sollen sich auf etwa 1 Mrd. t Öl belaufen.Vgl. Matthey J. Sagers: "The Oil Industry in the Southern-Tier Former Soviet Republics", in: *Post-Soviet Geography*, 35/5, S. 275.

16 Vgl. Finansovye Izvestija vom 14. April 1998, S. 5.

soll dabei bis zum Jahr 2004 auf 5 Mill. t und bis zum Jahr 2014 auf 50 - 60 Mill. t/Jahr erhöht werden.[17]

In **Turkmenistan** lagern etwa die Hälfte der nachgewiesenen Erdgasreserven. Große Vorkommen befinden sich im Amudarya- und Murgab-Becken. Von den Offshore-Vorkommen im Kaspischen Meer betrachtet die turkmenische Seite u.a. das Serdar-Ölfeld sowie das Feld von Azeri und Teile des Feldes von Chiraq als ihr Eigentum. Das 1993 beschlossene Programm zur Entwicklung des Erdöl- und Erdgassektors sieht erhebliche Steigerungen der Förderung innerhalb kürzester Zeit vor. So soll bis zum Jahr 2000 die Förderung von Gas auf 130 Mrd. m^3 zunehmen; das ist das Vierfache des derzeitigen Förderniveaus. Die Erdölförderung soll sogar auf das Siebenfache (28 Mill. t) steigen.[18] Im Jahr 2004 ist geplant, eine Förderung von 60 Mill. t Öl und 200 Mrd. m^3 Gas zu erreichen. Die Höchstförderung soll 80 Mill. t Öl und 230 Mrd. m^3 betragen. Diese Produktionsziele sind unrealistisch.

Aserbaidschan hat etwa 1 Mrd. t nachgewiesene Erdölreserven. Aserbaidschan beansprucht ebenfalls das Serdar-Ölfeld (von aserbaidschanischer Seite Kjapas-Feld genannt) sowie die Felder Azeri, Chiraq und Guneschli. Bis zum Jahr 2010 soll die Produktion auf rd. 47 Mill. t Öl gesteigert werden. Die Erdgasförderung soll um mehr als 10 Mrd. m^3 auf 16,5 Mrd. m^3 zunehmen; künftig soll auch Erdgas exportiert werden.[19]

Die Anrainerstaaten haben in den letzten Jahren durch eine entsprechende Gestaltung ihrer Gesetzgebung versucht, ausländische Investoren für die Erschließung der Erdöl- und Erdgasvorkommen zu gewinnen. Häufig wurden zunächst Joint-Ventures gegründet, die später um weitere Unternehmen zu internationalen Konsortien erweitert wurden (vgl. Tabelle 3). Einige der von den Konsortien geplanten Vorhaben sind hinsichtlich des Umfangs zu erschließender Vorkommen und der geplanten Investitionssumme sehr groß. Wie der Fall des Serdar- bzw. Kjapas-Ölfeldes zeigt, sind aufgrund der ungeklärten Eigentumsrechte am Kaspischen Meer zumindest die Offshore-Projekte mit Unsicherheiten behaftet. Auch die Umsetzung der anderen Vorhaben ist angesichts der politischen Instabilitäten in der Region nicht gewährleistet.

---

17 Vgl. Vwd-Rußland vom 3. Februar 1998, S. 4.

18 Matthey J. Sagers: "The Oil Industry in the Southern-Tier Former Soviet Republics", a.a.O., S. 293.

19 Vgl. United Nations Economic Commission for Europe: *Economic Survey of Europe*, Nr. 1, New York und Genf 1998, S. 182.

Tabelle 3: **Internationale Konsortien zur Erschließung von Erdöl- und Erdgasfeldern**

Konsortium	Feld(er)	Reserven/Ressourcen Erdöl/Erdgas	Investitionen	Gründung
Kasachstan				
Tengizchevroil (TCO) Mobil 25 %, Chevron 45 %, Kazakoil 25 %, LukArco 5 %	Tengiz, Korolevskoe	rd.1 Mrd.t nachgewiesene Reserven; vermutete Ressourcen: bis zu 5 Mrd. t	geplant: 20 Mrd. USD (Chevron)	erstmalig im Apr. 1993; hier: Stand Apr. 1996
British Gas 32,5 %, Agip 32,5 %, Texaco 20 %, Lukoil 15 %	Kara aganak	1 Bill. m^3 (geschätzt)		Nov. 1997
KasachstanKaspiSchelf (KKS) Agip, British Gas, BP/Statoil, Mobil, Shell, Total, Kazakoil jeweils rd. 14,29 %	Offshore-Felder	850 Mill. t (geschätzt)	150 Mill. USD (geschätzt)	Dez. 1993
Juskazneftegaz (teilweise in Zusammenarbeit mit Hurricane Hydrocarbons)	Kumkol'	400 Mill.t/ 100 Mrd. m^3 (geschätzt)	na	Feb. 1994
Kazgermunai RWE-DEA 25 %, Erdöl-Erdgas Gommern GmBH (EEG) 17,5 %, International Finance Corporation (IFC) 7,5 %, Kazakoil 25 %, Hurricane Kumkol Munai (HKM) 25 %	Aksabulak	15 Mill. t (geschätzt)	600 Mill. USD	
China National Petroleum Corporation. KazTransoil	Uzen'		1,2 Mrd. USD	Sept. 1997
Aktobe Preussag Munai Ltd. Preussag Energie GmbH 50%, Kasach Oil 50%	Aktjubinsk			
Turkmenistan				
Mobil 40 %, Monument 35 %, Burun Energy 25 %	Burun			Memorandum of Understanding, Mai 1998
Aserbaidschan				
AOIC (Azerbaijdshan International Oil Consortium) BP 17,12 %, Amoco 17,01 %, Exxon 8,0 %, Unocal 10,05 %, Socar 10 %, Lukoil 10 %, Statoil 8,57 %, Pennzoil 4,82 %, Itochu 3,92 %, Ramco 2,08 %, Delta/Nimir 1,68 %, TPAO 6,75 %	Guneschli, Azeri, Chiraq (Offshore-Felder)	650 Mill. t (geschätzt)	geplant: 7,5 Mrd. USD	Sept. 1994
Schach Deniz BP 25 %, Statoil 25 %, Elf-Aquitaine 10 %, Lukoil 10 %, Socar 10 %, TRAO 10 %, Iran 10 %	Schach-Deniz	100 Mill. t/400 Mrd. m^3 (geschätzt)	4 Mrd. USD (geschätzt)	Juni 1996
Caspian International Petroleum Consortium (CIPC) Lukagip 45 %, Pennzoil 30 %, Lukoil 12,5 %, Socar 7,5 %, Agip 5 %	Karabach	85 Mill. t	1,7 Mrd. USD.	Nov. 1995
Lenkoran/Talysch-Deniz Elf-Aquitaine 40 %, Socar 25 %, Denimex 10 %, OIEC Overseas Ltd 10 %, Total 10 %, Pertofina 5 %	Lenkoran, Talysch-Deniz	50 - 80 Mill.t (geschätzt)	2 Mrd. USD	Jan. 1997

DIE EIGENTUMSFRAGE: KASPISCHES MEER ODER KASPISCHER SEE?

Während sowjetischer Zeit wurde der Rechtsstatus des Kaspischen Meeres in zwei Verträgen aus den Jahren 1921 und 1940 zwischen der UdSSR und Persien geregelt.[20] Es ging hierbei lediglich um Fragen des Fischfangs und der Schiffahrt; auch wurde bestimmt, daß dritte Staaten keine Rechte am Kaspischen Meer beanspruchen können. Eine Aufteilung der Ressourcen wurde aber nicht vorgenommen. Die UdSSR betrachtete als Grenze zum Iran die Linie zwischen Astara (heutiges Aserbaidschan) und Gasan-Kuly (heutiges Turkmenistan) und faßte den nördlich davon liegende Teil als Territorium der Sowjetunion auf. Innerhalb der Union unterlag das Meer dem Unionsrecht, und die einzelnen Teilrepubliken hatten keine Kompetenzen.

Nach dem Zerfall der Sowjetunion stellt sich zum einen die Frage der Staatennachfolge, d.h., ob die nun souveränen Staaten an die vormals geschlossenen Verträge mit dem Iran gebunden sind und wenn ja, welche der Staaten überhaupt als Rechtsnachfolger der Union gelten.[21] Zum anderen ist die Frage zu klären, ob und wie die Rechte an dem Gewässer und an den Bodenschätzen auf die neuen, souveränen Anrainerstaaten aufzuteilen sind. Eine Rolle spielt hierbei, ob das Kaspische Meer ein offenes Meer oder ein Binnengewässer ist. Bei Binnenseen kommt neben dem Prinzip der sogenannten Realteilung (vgl. Genfer See) das Prinzip des Kondominiums (gemeinsame Herrschaftsausübung; vgl. Bodensee außerhalb des Küstengewässers bis zu 25 m Tiefe) in Betracht. Wird das Kaspische Meer hingegen als offenes Meer betrachtet, so wäre grundsätzlich die Internationale Seerechtskonvention von 1982 zu berücksichtigen. Diese regelt u.a. die Hoheitszone der Küstengewässer (bis zu 12 Meilen) und die exklusive Wirtschaftszone (200-Meilen-Zone). Da das Kaspische Meer ohnehin nur eine Breite von etwa 200 Meilen hat, liegt eine Aufteilung des Gewässers und der Bodenschätze nach dem Äquidistanzprinzip nahe. Die Anwendung des Seerechts erfordert grundsätzlich die Zustimmung aller Anrainerstaaten.[22]

Der Konflikt über die Eigentumsrechte am Kaspischen Meer brach im Herbst 1994 offen aus. Aserbaidschan hatte mit einem westlichen Konsortium sowie dem russischen Erdölunternehmen Lukoil einen Vertrag über die Erschließung von Offshore-Feldern geschlossen. Daraufhin intervenierte Rußland und erklärte unter Berufung auf die russisch-persischen Abkommen, daß ein Alleingang eines Anrainerstaates bei der Ausbeutung der kaspischen Ressourcen nicht möglich sei. Hinsichtlich des Streitpunkts, ob das Kaspische Meer ein offenes Meer oder ein Binnensee ist, haben die einzelnen Anrainerstaaten folgende, teils schwankende Meinungen vertreten:

---

[20] Vgl. zu den folgenden Ausführungen insbesondere Henn-Jüri Uibopuu: "Das Kaspische Meer und das Völkerrecht", in: *Recht in Ost und West*, 39/7, S. 201ff, Friedemann Müller: "Die Region des Kaspischen Meeres - Energiereichtum und Geopolitik", in: *Osteuropa-Wirtschaft*, 41/3, S. 272f.

[21] Im 1992 geschlossenen Abkommen von Alma-Ata haben sich die Sowjetrepubliken auf eine gemeinsame Rechtsnachfolge geeinigt. Allerdings hat Rußland, das auf anderen Gebieten die Rechtsnachfolge der Sowjetunion angetreten ist, immer wieder versucht, hinsichtlich des Kaspischen Meeres die Rolle des Unionsnachfolgers einzunehmen und seine Vorstellungen gegenüber den anderen postsowjetischen Anrainerstaaten durchzusetzen.

[22] Eine weitere Frage ist, ob Rußland den anderen Anrainern den Transit über die Wolga in die Ostsee erlauben muß.

Kasachstan hat 1994 einen Vorschlag zum Rechtsstatus des Kaspischen Meeres vorgelegt, in dem das Kaspische Meer als offene See betrachtet wird und daher grundsätzlich die Seerechtskonvention anzuwenden ist. Gewässer und Bodenschätze sind nach kasachischer Ansicht also gemäß des Äquidistanzprinzips aufzuteilen.

Rußland betrachtete das Kaspische Meer zunächst als Binnengewässer und strebte dabei die Lösung des Kondominiums an. Der Grund war, daß bei einer Aufteilung des Kaspischen Meeres keines der erkundeten Offshore-Felder auf russischem Territorium liegen würde. Im Oktober 1994 begründete Rußland vor den Vereinten Nationen seine Ansicht, das Kaspische Meer sei ein Binnengewässer, offiziell mit der fehlenden Verbindung des Kaspischen Meeres zur Hohen See. Ende 1996 schlug Rußland vor, die Zone des Küstengewässers von bislang 10 auf 45 Meilen auszudehnen und außerhalb dieser Zone das Kaspische Meer gemeinsam zu nutzen. Im Frühjahr 1998 lenkte die russische Seite, die bis dahin zu keinem Kompromiß bereit war, ein. Sie erklärte nun, daß sie der Aufteilung des Meeresbodens nach dem Äquidistanzprinzip zustimmen würde. Ende April 1998 wurde in einer Grundsatzeinigung zwischen Rußland und Kasachstan die Aufteilung des Meeresbodens bei gleichzeitig gemeinsamer Nutzung des Gewässers festgehalten. Ein Abkommen wurde Ende Juli unterzeichnet.

Turkmenistan hatte sich zunächst der kasachischen Haltung angeschlossen, dann aber vorübergehend den russischen Vorschlag einer 45-Meilen-Zone unterstützt. Anfang 1997 erklärte Turkmenistan, daß gemäß einer in den siebziger Jahren durch ein sowjetisches Ministerium vorgenommene Aufteilung des Kaspischen Meeres das Azeri und Chiraq-Feld zum turkmenischen Sektor gehöre.[23] Dies wurde von Aserbaidschan, das die Felder ebenfalls beansprucht, bestritten.[24] Der im Juli 1997 geschlossene und kurz darauf aber annullierte Vertrag zwischen Aserbaidschan und Rußland über die gemeinsame Ausbeutung des etwa 180 km vor Baku und 100 km vor der turkmenischen Küste liegenden Serdar-Feldes, wurde von Turkmenistan nicht nur heftig kritisiert. Infolge des Vorfalls war Turkmenistan wieder eher bereit, den Vorschlag einer Aufteilung nach dem Äquidistanzprinzip aufzugreifen. Allerdings fordert Turkmenistan eine Aufteilung sowohl des Meeresbodens als auch des Gewässers.[25]

Aserbaidschan hatte die russische Ansicht, das Kaspische Meer sei ein Binnensee, von Anfang an nicht geteilt und sich der kasachischen Haltung angeschlossen. Auch der russische Vorschlag einer 45-Meilen-Zone wurde von Aserbaidschan nicht akzeptiert, da bereits Felder außerhalb der Zone für die Exploration vorgesehen waren. Aserbaidschan ist vielmehr für die Anwendung des Äquidistanzprinzips, und zwar sowohl hinsichtlich des Gewässers als auch des Meeresbodens. Das

---

23 Vgl. Izvestija vom 11. April 1998, S. 1.

24 Aserbaidschan wies darauf hin, daß auf sowjetischen Karten die genannten Felder nicht auf turkmenischem Gebiet liegen würden. Vgl. RFE/RL Newsline vom 14. August 1997.

25 Vgl. RFE/RL Newsline vom 19. Mai 1998.

Land will sich daher dem Abkommen zwischen Rußland und Kasachstan nicht direkt anschließen, unterstützt aber dennoch den Kompromißvorschlag.[26]

Der **Iran** ist wie ursprünglich auch Rußland der Ansicht, das Kaspische Meer solle gemeinsam genutzt werden. Er fordert im Unterschied zu Rußland indes eine 10-Meilen-Zone für das Küstengewässer. Der Iran will sich dem bilateralen Vertrag zwischen Rußland und Kasachstan nicht anschließen, sondern besteht auf einer Einigung aller fünf Anrainerstaaten.[27] Die Haltung des Irans kann damit letztlich die Umsetzung des Kompromißvorschlags, der zuweilen als Durchbruch bei der Eigentumsfrage des Kaspischen Meeres bezeichnet wurde, noch zum Scheitern bringen.

Hinter den zähen Verhandlungen über die Eigentumsrechte an den Vorkommen im Kaspischen Meer stehen offenbar über die Eigentumsfrage hinausgehende Interessen. Rußland hat zwar gewisse Vorteile, wenn es als Staat Miteigentümer an den kaspischen Vorkommen wird. Aufgrund seiner sonstigen Ressourcen ist für Rußland eine Einigung über die Eigentumsrechte jedoch nicht drängend. Die russische Seite konnte daher über längere Zeit eine kompromißlose Haltung einnehmen und eine Einigung über den Rechtsstatus des Kaspischen Meeres blockieren. Hieraus ergab sich für die anderen Anrainer ein bedeutender Zeitverlust. Diese konnten jene positiven wirtschaftlichen Effekte, die sich gerade in der Transformationsphase von einer forcierten Erschließung der kaspischen Ressourcen erwartet hatten, nicht realisieren.

DIE TRANSPORTFRAGE: WO ENTLANG, WIE WEIT, WOHIN?

Die Erschließung weiterer Erdöl- und Erdgasvorkommen im kaspischen Raum setzt voraus, daß ein Großteil der Energie an internationale Märkte, insbesondere nach West- und Osteuropa sowie Asien, exportiert wird. Dafür ist die Erweiterung der bestehenden Transportkapazitäten erforderlich. Bisher werden Exporte auch über lange Landwege betrieben, die mit hohen Kosten verbunden sein dürften, z.B. der Eisenbahntransport nach Novorossijsk oder an die baltischen Häfen. Aufgrund der bislang einseitigen Abhängigkeit vom russischen Pipelinenetz haben verschiedene Länder ein Interesse daran, zum Transit durch Rußland alternative Routen zu bauen. Einige der bislang diskutierten Trassen führen indes durch langjährige politische Krisenregionen wie Tschetschenien und Kurdistan.[28]

Die Vorhaben bei **Erdöl** (vgl. Tabelle 4) sind verglichen mit den Erdgasprojekten weiter vorangeschritten. Endgültige Entscheidungen über die Routen wurden aber noch nicht getroffen.

---

26 Vgl. OSTinvest vom 24. April 1998, S. 6.

27 Vgl. RFE/RL Newsline vom 27. April 1997.

28 Vgl. zu einer Diskussion der Routen auch Roland Götz: "Die kaukasische Ölpipeline un der Welmarkt", in: *Bundesinstitut für ostwissenschaftliche und internationale Studien, Aktuelle Analysen*, 24/1998, S. 4ff.

Tabelle 4: **Erdölpipelines: wichtige bestehende und geplante Routen**

1. **Kasachstan-Rußland** (CPC Pipeline)

1a Tengiz-Atyrau-Novorossijsk. Das bereits bestehende Teilstück zwischen Tengiz (Kasachstan) und Komsomol'skaja (Rußland) soll über Tichoreck bis zum Schwarzmeerhafen Novorossijsk verlängert werden. Die Verlängerung wird etwa 2,5 Mrd. USD kosten.[29] Die Durchsatzkapazität soll 67 Mill t/Jahr erreichen.[30] Im Jahr 2000 soll über die ca. 1500 km lange Pipeline das erste Öl fließen, dort verschifft und durch den Bosporus weitertransportiert werden. Das Vorhaben, Erdöl durch das Nadelöhr Bosporus zu verschiffen, wird von der Türkei kritisiert.[31]

1b Tengiz-Atyrau-Samara. Es wird überlegt, diese bereits bestehende, aber reparaturbedürftige Leitung zu rekonstruieren und ihre Kapazität von 6 Mill. t auf 15 Mill. t/Jahr auszubauen.[32] Da nur ein Teil des kasachischen Erdöls über Samara in das russische Pipelinenetz eingespeist werden kann, ist weiterhin eine Verschiffung über das Schwarze Meer notwendig.

2. Aserbaidschan-Schwarzes Meer/Mittelmeer (AOIC-Main Export Pipeline (MEP))

2a Baku-Grosny-Novorossijsk (AOIC nördliche Erdölleitung). Die etwa 1400 km lange Leitung wurde für rd. 55 Mill. USD rekonstruiert und Ende 1997 wiedereröffnet. Ab 2002 sollen jährlich etwa 5 Mill. Erdöl von Baku zum russischen Schwarzmeerhafen Novorossijsk transportiert werden. Die Pipeline verläuft auf einem 153 km langen Abschnitt über tschetschenisches Gebiet. Aufgrund ungeklärter Transittarife hatte im Frühjahr 1998 Tschetschenien der russischen Seite gedroht, den Transit zu unterbrechen.[33] Dies sowie die notwendige Erhöhung der Kapazität hat Rußland veranlaßt, eine Pipeline unter Umgehung tschetschenischen Territoriums durch Dagestan zu bauen.

2b Baku-Supsa (AOIC westliche Erdölleitung, Variante 1). Von der geplanten rd. 900 km langen Leitung, über die jährlich 5 Mill. t Erdöl zum georgischen Schwarzmeerhafen Supsa transportiert werden sollen, existieren bislang nur Teilstücke.[34] Die Fertigstellung und der Abschluß der notwendigen Reparaturarbeiten ist für Anfang 1999 vorgesehen. Die bereits angefallenen Kosten für Reparaturen haben mit rd. 590 Mill. USD allerdings mehr als das Doppelte der ursprünglich geplanten Summe erreicht.[35] Fraglich ist daher, ob über die Fertigstellung hinaus die Kapazität der Pipeline erhöht oder die Baku-Ceyhan-Route gebaut wird.

2c Baku-Ceyhan (AOIC westliche Erdölleitung, Variante 2). Die Pipeline soll zunächst der Baku-Supsa Route folgen, dann aber auf georgischem Territorium in die Türkei abzweigen und über kurdisches Gebiet zum Mittelmeerhafen Ceyhan verlängert werden (ca. 1730 km).[36] Ihre Durchsatzkapazität soll 45 Mill. t/Jahr erreichen. Die Kosten werden auf ca. 2,5 Mrd USD veranschlagt. Die im Vergleich zur Baku-Supsa-Route kostspielige Lösung hat den Vorteil, daß der Engpaß des Bosporus umgangen werden kann.[37] Für den Bau der Pipeline haben sich neben Aserbaidschan, Georgien und der Türkei, auch die USA ausgesprochen.[38] Eine Entscheidung, welche der Routen (aus)gebaut wird, soll noch 1998 getroffen werden.

3. Verschiffung über das Schwarze Meer und Umgehung des Bosporus[39]

Um eine Durchfahrt durch den Bosporus zu vermeiden, wird die Verschiffung von Öl über das Schwarze Meer zu den Häfen Burgas in Bulgarien, Odessa in der Ukraine, Samsun in der Türkei und Konstanza in Rumänien diskutiert. Von den jeweiligen Hafenstädten soll das Öl durch Pipelines weitergeleitet werden.

3a Burgas-Alexandroupolis. Für den Bau der Pipeline von der bulgarischen Schwarzmeerküste nach Griechenland besteht eine Absichtserklärung der beteiligten Länder. Die Baukosten liegen zwischen 650 und 750 Mill. USD.[40] Die geplante Kapazität beläuft sich auf 30 - 40 Mill. t.

---

29 Vgl. Panorama vom 27. Februar 1998, S. 9.

30 Vgl. Vwd-Rußland vom12. Januar 1998, S. 1.

31 Vgl. zu einer Diskussion der verschiedenen Routen unter besonderer Berücksichtigung der Sicht der Türkei Suha Bolukbasi: "The Controversy over the Caspian Sea Mineral Ressources: Conflicting Perceptions, Clashing Interests", in: *Europe-Asia Studies*, 50/3, S. 397 - 414.

32 Die Kosten hierfür werden auf 20 Mill. USD veranschlagt. Vgl. Panorama vom 17. April 1998, S. 9.

33 Im April 1998 wurde offenbar eine Einigung über die Fortsetzung der Durchleitung, nicht aber die Höhe des Transittarifs erzielt. Vgl. Vwd-Rußland vom 28. April 1998, S. 1; RFE/RL Newsline vom 28. April 1998.

34 Auf georgischem Territorium soll zusätzlich ein Abzweig der Pipeline in die Stadt Batumi am Schwarzen Meer gebaut werden.

35 Vgl. RFE/RL Newsline vom 17. April 1997.

36 Eine alternative Trassenführung in die Türkei führt von Baku über armenisches Territorium. Diese Route wird aufgrund der regionalen Konflikte als problematisch angesehen. Die Trasse könnte allerdings die Nagorny Karabach-Region südlich umgehen und auch die aserbaidschanische Enklave Nachitschewan bei einer Trassenführung durch den Iran meiden. Die Route durch Armenien wird derzeit nicht mehr diskutiert.

37 Vgl. United Nations Economic Commission for Europe: *Economic Survey of Europe*, a.a.O., S. 184.

38 Aserbaidschan, Georgien und die Türkei haben ihre Zustimmung zu dieser Pipeline am 15. Mai 1998 in einem Memorandum of Intent festgehalten. Vgl. RFE/RL Newsline vom 19. Mai 1998.

39 Die Durchfahrt durch den Bosporus wird grundsätzlich im Vertrag von Montreux aus dem Jahr 1936 geregelt, demzufolge Handelsschiffe vollständige Freiheit der Passage genießen. Vgl. Süddeutsche Zeitung vom 6./7. September 1997, S. 9.

3b Odessa-Brody. Die Ukraine bietet an, kaspisches Öl über eine 670 km lange Pipeline vom Schwarzmeerhafen Odessa in das westukrainische Brody zu leiten.[41] Derzeit wird überlegt, die Pipeline sowie ein Ölterminal in Odessa fertigzustellen.[42]

3c Samsun-Ceyhan. Die Türkei hat vorgeschlagen, eine 760 km lange Pipeline vom Schwarzmeerhafen Samsun bis zum Mittelmeerhafen Ceyhan zu bauen.

3d Konstanza-Triest. Rumänien hat angeregt, eine 1,2 Mrd. USD teure Pipeline zu bauen, die den rumänsichen Schwarzmeerhafen Konstanza mit dem Mittelmeerhafen Triest verbindet. Die Kapazität soll 30 Mill. t/Jahr betragen.[43]

Angesichts der notwendigen Verschiffung des Erdöls über das Schwarze Meer und der mehrmaligen Verladungen ist die Wirtschaftlichkeit der Projekte fraglich. Die russische Seite befürwortet die Verschiffung und forciert den (Aus-)Bau der gennanten Pipelines, um ihre zentrale Rolle als Transitland nicht zu verlieren. Georgien, das selbst nur geringe Energieressourcen hat, erhofft sich von einer Realisierung der Projekte Einnahmen aus dem Transit. Die Verschiffung sowie die Durchfahrt durch den Bosporus kann indes durch den Bau der Baku-Ceyhan-Route vermieden werden. Diese "westliche" Route über Ceyhan wird in Zusammenhang mit Unterwasserpipelines durch das Kaspische Meer diskutiert, welche eine direkte Verbindung zu den Feldern in Kasachstan bzw. Turkmenistan herstellen würden.

4. Transkaspische Pipelines

4a Aktau-Baku. Um das kasachische Öl u.a. des Tengiz-Feldes nach Westen zu exportieren, ist eine Verlängerung der existierenden Pipeline zwischen Tengiz und Uzen' bis zur Hafenstadt Aktau am Kaspischen Meer angedacht. Von dort soll das Öl durch eine Unterwasserpipeline nach Baku transportiert und dann ggf. nach Ceyhan weitergeleitet werden.

4b Turkmenbaschi-Baku. Diese geplante Unterwasserpipeline zwischen der turkmenischen und der aserbaidschanischen Küste könnte zusätzlich zur Pipeline Aktau-Baku gebaut werden. Möglich ist aber auch, daß das kasachische Teilstück bis Uzen' nach Turkmenistan verlängert wird. Die Pipelines sollen eine Kapazität von etwa 25 Mill.t/Jahr erreichen. Die Kosten werden auf etwa 2,5 Mrd. USD veranschlagt. Die Route durch das Kaspische Meer nach Baku und die Weiterleitung nach Ceyhan ist im Vergleich zu anderen Trassen also sehr kostspielig. Hinzu kommt, daß der Bau von transkaspischen Pipelines eine Klärung der Eigentumsrechte voraussetzt. Der Iran hat sich (unter Hinweis auf ökologische Probleme) gegen die Verlegung transkaspischer Pipelines ausgesprochen und stattdessen den Transit über sein Territorium vorgeschlagen.

5. Kasachstan-Turkmenistan-Iran (Persischer Golf) (KTI-Pipeline)

(Tengiz-)Turkmenbaschi-Insel Kharg. Der Bau einer Pipeline von Turkmenistan in den Iran und weiter zum Persischen Golf (ca. 1500 km) ist bislang nur angedacht. Bei einer Kapazität von etwa 15 Mill. t/Jahr würde die Pipeline rd. 1,5 Mrd. USD kosten. Wird die Verbindungstrasse zwischen Uzen' und Turkmenbaschi gebaut, so könnte auch kasachisches Öl von Tengiz über Uzen' und Turkmenbaschi bis zum Persischen Golf geleitet werden (sogenannte KTI-Pipeline).

6. Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan

Chardzhou-Gwadar. Der Bau der etwa 1600 km lange Pipeline zwischen Chardzhou in Ostturkmenistan bis in das westlich von Karachi gelegene Gwadar am Arabischen Meer ist in der Planungsphase. Die etwa 2,5 Mrd. USD teure Pipeline soll eine Kapazität von 50 Mill. t/Jahr haben. Die Pipeline soll evtl. nördlich bis nach Usbekistan verlängert werden. Daß diese Pipeline überhaupt das Planungsstadium erreicht hat, ist angesichts des Krisenherds Afghanistan erstaunlich. Unwahrscheinlich ist derzeit, daß eine Finanzierung für die Pipeline gefunden werden kann.

7. Kasachstan-China

Aktjubinsk-Xinjiang. 1997 wurde der Bau der 2850 km langen Pipeline zwischen Kasachstan und Westchina angedacht. Die Baukosten werden auf 3,5 Mrd. USD geschätzt. Nach einer veranschlagten Bauzeit von fünf Jahren sollen etwa 25 Mill. t/Jahr kasachischen Öls auf den chinesischen Markt fließen.

Die Vorhaben bei **Erdgas** (vgl. Tabelle 5) haben meist Turkmenistan als das an Gas reichste Land im kaspischen Raum zum Ausgangspunkt. Da zwischen Turkmenistan und Rußland die Transitfrage noch immer nicht geklärt ist, beziehen sich Projekte häufig auf den Abtransport turkmenischen Gases unter Umgehung des russischen Pipelinetzes. Rußland versucht gleichzeitig, seine Position

---

40 Vgl. Vwd-Südosteuropa vom 23. September 1997, S. 1.

41 Vgl. Vwd-GUS-Republiken vom 16. Februar 1998, S. 1.

42 Vgl. RFE/RL Newsletter vom 15. Mai 1998.

43 Vgl. Nine o'clock vom 10. Juni 1998, S. 3.

als Anbieter auf wichtigen Gasmärkten zu behalten oder wie im Falle der Türkei auszubauen.[44] Einige der geplanten Erdgasleitungen verlaufen aus Gründen der Kostenersparnis auf der gleichen Trasse wie projektierte Erdölpipelines.

Tabelle 5: **Erdgaspipelines: wichtige bestehende und geplante Routen**

1. **Turkmenistan-Kasachstan-Rußland-Ukraine**
   Turkmenbaschi/Dauletabad-Aleksandrov Gaj-ukrainische Grenze. Diese Route war bis Ende 1997 die einzige Exportroute für turkmenisches Gas. Das Erdgas von den turkmenischen Feldern Turkmenbaschi und Dauletabad wird über Stichleitungen auf turkmenischem Territorium bis zur Hauptleitung zusammengeführt. Dann wird das Erdgas über Aleksandrov Gaj (Rußland) normalerweise westwärts an die ukrainische Grenze transportiert. In der Auseinandersetzung zwischen Rußland und Turkmenistan über die Transitkonditionen hat die russische Seite allerdings den Transport über Kursk vorgeschlagen, d.h. das Gas würde zunächst weiter Richtung Norden und dann erst westwärts transportiert werden. Mit dieser erheblichen Verlängerung des Transitweges und damit der Erhöhung der Transitgebühren ist die turkmenische Seite nicht einverstanden.

2. **Turkmenistan-Iran/Türkei**

2a Okarem-Kord-Kuy (Grenze Turkmenistan/Iran). Der Bau dieser 200 km langen Verbindungspipeline wurde im Juli 1995 beschlossen und Ende 1997 fertiggestellt. Die Baukosten werden mit 190 Mill. USD angegeben. Turkmenistan liefert an den Iran zunächst 2 Mrd. m^3/Jahr.[45] Die Kapazität soll auf 12 Mrd. m^3/Jahr erhöht werden.

2b Schatlyk Feld-Iran-Dogubayazit (Grenze Iran/Türkei). Die Verbindung zwischen dem Erdgasfeld Schatlyk im Osten von Turkmenistan über den Iran in die Türkei wurde Ende 1997 beschlossen. Geplant ist, Erdgas von der Türkei weiter über Bulgarien nach Westeuropa zu liefern. Hierfür sind u.a. im Iran und der Türkei die existierenden Pipelinenetze auszubauen. Die nach dem Ausbau ca. 2200 km lange Pipeline wird eine Kapazität von rd. 28 Mrd. m^3/Jahr haben. Die Kosten sollen sich auf über 3 Mrd. USD belaufen.
Die Route Turkmenistan-Iran/Türkei war aufgrund der bestehenden Sanktionen der USA gegen den Iran zwar umstritten; die USA haben den Bau der Pipeline letztlich nicht abgelehnt. Der Iran kann allerdings durch eine transkaspische Pipeline umgangen werden.

3. **Transkaspische Pipeline**
   Turkmenbaschi-Baku-Ceyhan. Diese Gaspipeline läuft entlang der vorgeschlagenen Strecke für die transkaspische Ölpipeline mit Weiterleitung über Baku nach Ceyhan.
   Die Routen durch den Iran sowie das Kaspische Meer stellen eine Umgehung Rußlands dar. Die russische Seite hat hierauf mit dem Vorschlag reagiert, eine Pipeline zwischen Rußland und der Türkei durch das Schwarze Meer zu bauen.

4. **Schwarzmeerpipeline** (blue steam pipeline)
   Tuapse-Samsum. Der Bau einer Unterwasserpipeline mit einer Kapazität von 16 Mrd. m^3/Jahr zwischen der russischen und türkischen Schwarzmeerküste soll noch 1998 beginnen und ein erster Bauabschnitt soll im Jahr 2000 fertiggestellt sein.[46] Die direkte Verbindung würde eine deutliche Erhöhung der bisherigen russischen Gaslieferungen (6 Mrd. m^3/Jahr) erlauben.[47] Derzeit sind allerdings noch erhebliche technische Probleme zu lösen.

5. **Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan**
   Entlang der geplanten Erdölleitung soll eine Gaspipeline mit einer Kapazität von etwa 20 Mrd. m^3 (Baukosten 2 - 2,5 Mrd. USD) zwischen Turkmenistan und Pakistan errichtet werden.[48] Das Projekt ist in Zusammenhang mit dem Vorhaben des Irans zu sehen, eine fast 2000 km lange Gasleitung vom Süden Irans nach Indien zu bauen.

6. **Turkmenistan-Usbekistan-Kasachstan-China-Japan**
   Diese Pipeline ist das größte Vorhaben in Zusammenhang mit der Erschließung kaspischer Ressourcen. Die Länge der Pipeline beträgt bis China über 6000 km und bis Japan rd. 8000 km. Die geplante Kapazität beläuft sich auf etwa 30 Mrd. m^3/Jahr. Die Baukosten sollen zwischen 12 und 23 Mrd. USD liegen.

---

[44] Die Türkei fördert nur in geringem Umfang selbst Erdgas und ist auf Importe angewiesen. Der türkische Gasverbrauch soll sich bis zum Jahr 2010 verdreifachen oder sogar vervierfachen und dann etwa 32 - 52 Mrd. m^3/Jahr erreichen. Vgl. Financial Times vom 31. März 1998, S. 28.

[45] Der Iran hat angeboten, für turkmenisches Gas 40 USD/m3 zu bezahlen, also mehr als Rußland derzeit bietet. Vgl. RFE/RL Newsline vom 3. März 1998.

[46] Vgl. Russia Today vom 20. Februar 1998.

[47] Gas wird bislang über eine Pipeline von Rußland über die Ukraine, Rumänien und Bulgarien in die Türkei geleitet. Eine Kapazitätserhöhung dieser Pipeline ist ebenfalls in Planung.

[48] Vgl. Oil & Gas Journal vom 4. August 1997, S. 25.

Viele der Routen für den Transport von Erdöl und Erdgas aus der kaspischen Region befinden sich erst in der Planungsphase. Neben wirtschaftlichen Überlegungen geht es den beteiligten Staaten auch darum, in der geopolitisch brisanten Region des Kaspischen Meeres Einflußzonen abzustecken. Geopolitische Motive bestimmen auch die Zusammensetzung der internationalen Konsortien, die in den vergangenen Jahren zur Erschließung der Ressourcen sowie zum (Aus-)Bau der Transportinfrastruktur gegründet wurden (vgl. Tabelle 6).[49] In vielen Fällen änderte sich die Zusammensetzung der Konsortien im Zeitablauf.[50] Ausländische, darunter US-amerikanische Unternehmen, haben sich in der Region inzwischen verstärkt engagiert. Nachdem im Juli 1997 die USA trotz der bestehenden Sanktionen gegenüber dem Iran den Bau einer Erdgaspipeline von Turkmenistan über den Iran in die Türkei nicht abgelehnt haben, kommt der Iran grundsätzlich als Transitland in Betracht. In diesem Zusammenhang ist die inzwischen einlenkende Haltung Rußlands in der Eigentumsfrage zu sehen. Offenbar geht es der russischen Seite mittlerweile weniger um direkte Eigentumsrechte am Kapischen Meer, als darum, die Beteiligung russischer Unternehmen bei der Erschließung von Ressourcen auf dem Territorium anderer Anrainerstaaten zu fördern und darüber hinaus seine bisherige Vorrangstellung hinsichtlich des Transports zu behalten.

Über die kaspische Region hinaus wurden auch in jenen Ländern, die für den Transit von Energie u.a. in die Türkei und nach Westeuropa von Bedeutung sind, Einflußsphären abgesteckt, indem neue Unternehmen gegründet bzw. die Beteiligungsverhältnisse bestehender Energiebetriebe verändert wurden. Dies gilt u.a. für südosteuropäische Länder (z.B. Bulgarien), die zwar langfristig auf eine Diversifizierung ihrer Bezüge setzen, bislang jedoch noch auf Energielieferungen aus Rußland angewiesen sind. Im Falle Bulgariens hat der russische Gaskonzern Gazprom die Konditionen weiterer Erdgaslieferungen und den Abschluß langfristiger Transitverträge von einer vollständigen Übernahme des Transitunternehmens Topenergo abhängig gemacht.[51]

---

[49] Im Falle von AIOC (Azerbaijdshan International Oil Consortium) verhinderte die amerikanische Seite die von Aserbaidschan vorgesehene Beteiligung des Irans und setzte eine Beteiligung der Türkei durch. Auch in Zukunft sind Veränderungen in der Zusammensetzung der bestehenden Konsortien nicht auszuschließen.

[50] Ein Fall ist der des Caspian Pipeline Consortium (CPC). Bei seiner Gründung 1992 waren an CPC lediglich die Staaten Rußland, Kasachstan und Oman beteiligt. Das US-amerikanische Unternehmen Chevron schloß ein Jahr später mit Kasachstan einen Vertrag über die Erschließung des Tengiz-Feldes, trat aber dem Konsortium zum Bau der Pipeline Tengiz-Novorossijsk nicht bei, da ihm eine zu geringe Beteiligung geboten worden war. Chevron gründete 1993 zur Entwicklung des Tengiz-Feldes vielmehr das Konsortium Tengizchevroil, dem von der russischen Seite für den Export indes nur eine Transitkapazität in Höhe von 3 Mill. t Erdöl pro Jahr gewährt wurde. Das Konsortium suchte daher zunächst nach Transportmöglichkeiten unter Umgehung Rußlands. Ende 1996 haben dann aber Rußland, Kasachstan und der Oman ihre Beteiligung an CPC auf 50 % reduziert. Die restlichen 50 % der Anteile wurden auf acht Unternehmen, darunter Chevron sowie das russische Unternehmen Rosneft', aufgeteilt.

[51] An Topenergo waren zuvor neben Gazprom das staatliche bulgarische Unternehmen Bulgargaz sowie zwei private Firmen beteiligt. Vgl. Neue Zürcher Zeitung vom 23. März 1998.

Tabelle 6: **Internationale Konsortien im Rahmen der Pipelineprojekte**

Erdölpipelines

	Konsortium	Feld(er)	Pipeline	Gründung/Status
zu 1a	*CPC (Caspian Pipeline Consortium)* Rußland 24 %, Kasachstan 19 %, Oman 7 %, Chevron 15 %, Mobil 7,5 %, Oryx 1,75 %, Lukarco (amerikanisch-russisches Joint-Venture) 12,5 %, British Gas 2 %, Agip 2 %, Rosneft-Shell 7,5 %, Amoco/Kazakoil (amerikanisch-kasachisches Joint-Venture) 1,75 %	Tengiz (Kasachstan)	Tengiz-Atyrau-Novorossijsk	1992 (sich ändernde Beteiligungen; hier: Stand 1997)
zu 1b	Agip 32,5 %, British Gas 32,5 %, Texaco 20 %, Lukoil 15 % (bislang nur Production Sharing Agreement, das eine Kapazitätserhöhung der Pipeline vorsieht)	Karacaganak (Kasachstan)	Atyrau-Samara	Final Production Sharing Agreement, Nov. 1997
zu 2 (a-c)	*AOIC (Azerbaijdshan International Oil Consortium)* BP 17,12 %, Amoco 17,01 %, Exxon 8,0 %, Unocal 10,05 %, Socar 10,0 %, Lukoil 10,0 %, Statoil 8,57 %, Pennzoil 4,82 %, Itochu 3,92 %, Ramco 2,08 %, Delta/Nimir 1,68 %, TPAO 6,75 %	Azeri, Kjapas, Chiraq, Guneschli (Kasp. Meer)	Main Export Pipeline (MEP) a) Baku-Grosny-Novorossijsk b) Baku-Supsa c) Baku-Ceyhan	Sept. 1994
zu 4 a	Amoco Eurasia, KazakOil		transkaspische Pipeline (Aktau-Baku)	im Gespräch
zu 5	Total, Capex, Opex, KazakOil	Tengiz, Uzen' (Kasachstan)	Kasachstan-Turkmenistan-Iran	in Vorbereitung
zu 6	Unocal, Delta Oil Company, Gazprom, Itochu Corp., Inpex, Hyundai Engineering and Construction Corp., Crescent Group	Seidi (Turkmenistan)	Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan	Okt. 1997
zu 7	KazakOil, China National Oil and Gas Exploration and Production Corporation		Kasachstan- China	Memorandum of Understanding, Sept. 1997, Feasibility Study

Erdgaspipelines

	Konsortium	Feld(er)	Pipeline	Gründung/Status
zu 2b	Turkmenistan, Royal Dutch/Shell (mögliche Teílnehmer: Total, Gaz de France, Ruhrgas)	Schatlyk (Turkmenistan)	Turkmenistan-Iran-Türkei	Memorandum of Unterstanding, Feb. 1998, Feasibility Study
zu 4	Gazprom, Seipem, Allseas		Rußland-Türkei (Schwarzmeer, blue-stream pipeline)	Vorhaben im Rahmen des Abkommens über Gaslieferungen, Dez. 1997
zu 5	Unocal, Delta Oil Company, Gazprom, Itochu Corp., Inpex, Hyundai Engineering and Construction Corp., Crescent Group	Dauletabad (Turkmenistan)	Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan	im Gespräch seit Okt. 1997
zu 6	KazTransOil, China National Oil Company, Mitsubishi Corp., Exxon		Kasachstan- China	im Gespräch seit Sept. 1997

DIE FRAGE DER WIRTSCHAFTLICHKEIT: SIND DIE VORKOMMEN INTERNATIONAL WETTBEWERBSFÄHIG?

Für eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit einzelner **Erdölprojekte** (sowie Erdgasprojekte) im kaspischen Raum muß die internationale energiewirtschaftliche Lage berücksichtigt werden. Die Lage auf den Erdölmärkten ist Mitte 1998 durch einen Angebotsüberhang gekennzeichnet: Sinkende Nachfrage als Folge der Asienkrise sowie steigendes Angebot (Irak sowie einige nicht-OPEC Länder) führten zu historisch niedrigen Ölpreisen. Diese Entwicklung hat sich zwar in den meisten langfristigen Preisszenarien bemerkbar gemacht, die überwiegend vor dem Verfall der Ölpreise aufgestellt wurden (siehe Tabelle 7 mit den Vorhersagen einiger großer Institute). Der jüngsten verfügbaren Prognose der Petroleum Economics Ltd. vom Februar 1998 zufolge ist jedoch auch mittelfristig nicht mit einem signifikanten Anstieg der Ölpreise zu rechnen.

Tabelle 7: **Vergleich langfristiger Ölpreisszenarios 2000 - 2020**
(in 1996 USD/Faß)

Institution/Szenario	Datum	2000	2005	2010	2020
IEO Referenc Case	Dez. 1997	19,11	20,20	20,81	22,32
IEO Low Price Case	idem	14.47	14,59	14,44	14,43
DRI	Apr. 1997	17,29	19,27	21,07	26,16
IEA Capacity Constraint Case	1996	18,18	26,73	26,73	k.A.
IEA Energy Savings Case	1996	18,18	18,18	18,18	k.A.
Petroleum Economics Ltd.	Feb. 1998	15,31	13,97	13,14	k.A.

Quelle: www.eia.doc.gov/oiaf/ieo98/oil.html, Tabelle 14

Für die Entwicklung der kaspischen Vorkommen wären anhaltend niedrige Energiepreise eine schlechte Ausgangsposition: Der Preisrückgang beim Öl hat bereits einen Teil der russischen Ölindustrie in die roten Zahlen getrieben und die Hoffnung zunichte gemacht, die russische Wirtschaft könne auf einen rohstoffgestützten Wachstumspfad einschwenken.[52] Für die Anrainer des Kaspischen Meeres, für die Öl- und Gasexporte eine weitaus größere Bedeutung haben, auch wenn sie vergleichsweise geringere Mengen exportieren, stellt sich die Lage noch schwieriger dar. Die Produktionskosten erschlossener Felder dürften das Niveau der russischen Vorkommen erreichen, d.h. zwischen 5 und 10 USD/Faß liegen; dies ist im internationalen Vergleich hoch.[53] Hinzu kommen die Transport- und Transitkosten, die aufgrund der komplexen Transportwege über denen jener Produzenten liegen, mit denen das kaspische Öl im Wettbewerb steht (z.B. Venezuela, Mexiko, Nigeria).

---

[52] Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel, Institut für Wirtschaftsforschung Halle: "Die wirtschaftliche Lage Rußlands - Wirtschaftliche Wende bedenklich verzögert", in: *Wochenbericht des DIW*, Nr. 18/1998.

[53] Vgl. IEA: *Energy Supply Outlook*, Paris 1996, S. 63. Für Kasachstan werden Gesamtkosten (inkl. Transport) von 90 - 100 USD/t (13 - 14 USD/Faß) berichtet. Vgl. Panorama vom 17. April 1998, S. 9.

Neben den reinen Produktionskosten liegen auch die Investitionskosten zur Erschließung neuer Vorkommen im kaspischen Raum über denjenigen vergleichbarer Förderländer. Diese Investitionskosten setzen sich aus den Erkundungs- und Erschließungskosten sowie den Kosten der notwendigen Transportinfrastruktur zusammen. Zu den Erkundungs- und Erschließungskosten werden sehr unterschiedliche Angaben gemacht; sie dürften jedoch angesichts der einfachen Erreichbarkeit der Vorkommen (geringe Tiefe) und der günstigen geologischen Formationen nicht überdurchschnittlich hoch liegen.[54] Ins Gewicht fallen jedoch die Investitionskosten für die Infrastruktur: Werden für eine vorsichtige Schätzung die Durchschnittskosten verschiedener Projekte zugrundegelegt, so ist mit Infrastrukturkosten im Bereich von 3500 USD bis 7000 USD pro Faß und Tag zu rechnen.[55] Die gesamten Investitionskosten potentieller Anbieter im kaspischen Raum liegen also über denen vergleichbarer Konkurrenten. Da die Exportmengen gering sind,[56] kann dem Kaspischen Meer auch nicht die Rolle zukommen, als Nicht-OPEC Lieferant in Krisenzeiten zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung zu stellen.

Weder für die EU noch für Deutschland sind die in der kaspischen Region geplanten Exportkapazitäten von strategischer Bedeutung. Die Länder der Europäischen Union beziehen bereits heute ca. 80 % des verbrauchten Öls aus Drittländern. Dieser Anteil kann sich mittelfristig auf 90 % erhöhen; für Deutschland wird mit einem Anstieg der Ölimportabhängigkeit von derzeit 97 % auf 99 % gerechnet. [57] Sowohl die EU als auch Deutschland verfügen bereits heute über eine diversifizierte Importstruktur (Golfregion, Nord- und Westafrika, Rußland), die sich durch kaspische Öllieferungen nicht wesentlich verbessern würde.

Anders kann sich die Situation für die Länder Südosteuropas darstellen, die noch weitgehend auf russische Öllieferungen angewiesen sind. Angesichts geringerer Transportkosten könnte das kaspische Öl in Ländern wie der Türkei, Bulgarien, Rumänien oder der Ukraine eine zunehmende Rolle spielen. Diese Länder sind auch stärker am Ausbau ihrer politischen Einflußsphäre im kaspischen Raum interessiert.

Im Hinblick auf die westeuropäischen Märkte weist keines der **Gasprojekte** gute wirtschaftliche Perspektiven auf. Dies liegt sowohl an dem hohen Investitionsbedarf als auch an den großen

---

54 Sie liegen im Bereich von 20 USD/t gesicherter Reserven: So werden für die Förderung von 1 Mrd t gesicherter Reserven im Tengiz-Becken Gesamtkosten von 20 Mrd. USD genannt; für das Guneschli-Feld in Aserbaidschan werden für 350 - 500 Mill. t Investitionskosten von 7,8 Mrd. USD angegeben, für die Gesamtheit der AIOC-Felder (ca. 600 Mill. t) 8 Mrd. USD. Vgl. Sagers, Matthew J.: The Oil Industry in the Souther-Tier Former Soviet Republics, a.a.O., 35/5, S. 275; Friedemann Müller: "Die Region des Kaspischen Meeres - Energiereichtum und Geopolitik", a.a.O., S. 296; Handelsblatt vom 5. Januar 1998, S. 20.

55 Die untere Grenze ergibt sich für die Transportstrecke 2c (Baku-Ceyhan), der obere Wert für die Strecke Kasachstan-Rußland-Bulgarien-Griechenland (1a und 3a). Zum Vergleich: Die Investitionskosten für eine Kapazität von einem Faß pro Tag lagen 1996 im Irak bei 500 USD, in Saudi-Arabien bei 2500 USD und in Venezuela bei 5000 USD. Vgl. IEA: *Energy Supply Outlook*, a.a.O., S. 62.

56 Sie belaufen sich Schätzungen zufolge auf etwa 2 Mill. Faß pro Tag (davon je die Hälfte aus Kasachstan und aus Aserbaidschan).

Entfernungen, die das kaspische Gas auf dem Weg nach Westeuropa zurückzulegen hat und die zu hohen Transport- und Transitkosten führen. Bereits heute liegen die Kosten turkmenischer Exporte frei EU-Grenze mit Abstand über denjenigen anderer Länder (vgl. Tabelle 8). Die günstigsten Vorkommen befinden sich in den EU-Anrainerländern Algerien und Norwegen (1,06 - 2,66 USD/Mbtu). Bereits die russischen Gasexporte nach Mittel- und Westeuropa sind mit 3,22 - 3,37 USD/Mbtu weitaus teurer. Sämtliche turkmenischen Gasprojekte bewegen sich noch oberhalb der russischen Kosten (4,25 - 4,49 USD/Mbtu). Selbst für den Fall, daß die turkmenischen Produktionskosten noch gesenkt werden könnten, verbleibt ein signifikanter Kostennachteil. Dieser hängt also nicht, wie oftmals von turkmenischer Seite behauptet, mit der Diskriminierung durch Rußland bei den Transitpreisen zusammen, sondern mit der großen Entfernung.

Tabelle 8: **Kosten für Gaslieferungen nach Westeuropa**
(in USD/Mbtu[1])

Ursprungsland und Transportroute	Produktions-kosten	Transport-kosten [2]	Transitkosten	Gesamtkosten (frei EU-Grenze)
Niederlande: Groningen[3]	0,10	0,15	0,00	0,25
Algerien: Transmed - Italien	0,50	0,45	0,11	1,06
Norwegen: Ekofisk-Emden	1,00	0,34	0,00	1,34
Algerien: Maghreb - Spanien	0,50	0,75	0,14	1,39
Norwegen: Troll - Emden	1,20	0,76	0,00	1,96
UK: Interconnector - Seebrügge	1,50	0,60	0,00	2,10
Rußland: Westsibirien - Deutschland	0,50	1,88	0,84	3,22
Rußland: Jamal-Deutschland[4]	0,75	1,98	0,64	3,37
Turkmenistan: Pipeline durch Türkei[4]	0,50	1,88	2,00	4,38
Turkmenistan: Pipeline Rußland-Deutschland	0,50	1,99	2,00	4,49

1) 1Mbtu (Million British Thermal Units) entspricht 25 kg Rohöläquivalent
2) Bei interner Verzinsung von 10 %
3) Frei Grenze zum Nachbarland
4) In Planung
Quelle: IEA: *Oil, Gas, Coal Supply Outlook*, Paris 1996.

Die Gasvorkommen im kaspischen Raum könnten für Westeuropa noch als Ersatzreserve von Interesse sein. Auch hiergegen sprechen jedoch die geringen Mengen turkmenischen Gases: Das aktuelle Exportpotential von ca. 20 Mrd. m^3 spielt für den europäischen Gasimport (1996: 215 Mrd. m^3 bei einem Gesamtverbrauch von 500 Mrd. m^3) nur eine untergeordnete Rolle. Auch das mittelfristig potentielle Exportvolumen erscheint gering: Die als sicher geltenden Reserven liegen nicht über den näher an Europa gelegenen Reserven Algeriens (4 Bill. Mrd. m^3) oder der Summe der norwegischen und niederländischen Vorkommen (je knapp 2 Bill. m^3). Die russischen Reserven werden auf 40 - 50 Bill. m^3 geschätzt. Gegenüber den turkmenischen Reserven besitzen die Vorkommen der anderen Länder zudem Kostenvorteile. Auch das Argument, Westeuropa könne durch kaspisches Gas seine Energieversorgung diversifizieren, trifft nicht zu, da es sich um eine nur indirekt zugängliche und politisch riskante Versorgung handelt.

---

57 Vgl. die Prognose der Europäischen Kommission, GD XVII*: Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020*, Brüssel 1996.

Die kaspischen Gasvorkommen werden also voraussichtlich weder für die deutsche noch die EU-Energiepolitik eine Rolle spielen. Analog zum Öl stellt sich die Lage für die nähergelegenen südosteuropäischen Staaten etwas anders dar: Geringere Transportkosten sowie die größere Abhängigkeit dieser Länder von russischen Gaslieferungen könnten hier zu einer gesteigerten Nachfrage nach kaspischem Gas führen. Dies gilt insbesondere für die Türkei, der eine besondere Mittlerrolle beim Ausbau der kaspischen Energiewirtschaft zukommt. Insgesamt weist jedoch kein südosteuropäisches Land derzeit ausreichend hohe Nachfragevolumina auf.

Die Bedeutung der kaspischen Ressourcen für den asiatischen, insbesondere den chinesischen Markt ist umstritten. Im Tarim-Becken in Westchina sind zwar umfangreiche Ressourcen vermutet worden; die Produktion wird hier im Jahr 2000 jedoch nur dem Bedarf der Provinz Xinjang entsprechen, und nicht - wie angenommen - darüber hinaus die Versorgung anderer Provinzen sicherstellen.[58] Mit dem Import kasachischen Mineralöls strebt die chinesische Seite neben einer Erhöhung des Aufkommens eine breitere Diversifizierung ihrer Bezugsstruktur an. Angesichts der großen Entfernung ist die Wirtschaftlichkeit derartiger Projekte aber in Frage zu stellen.

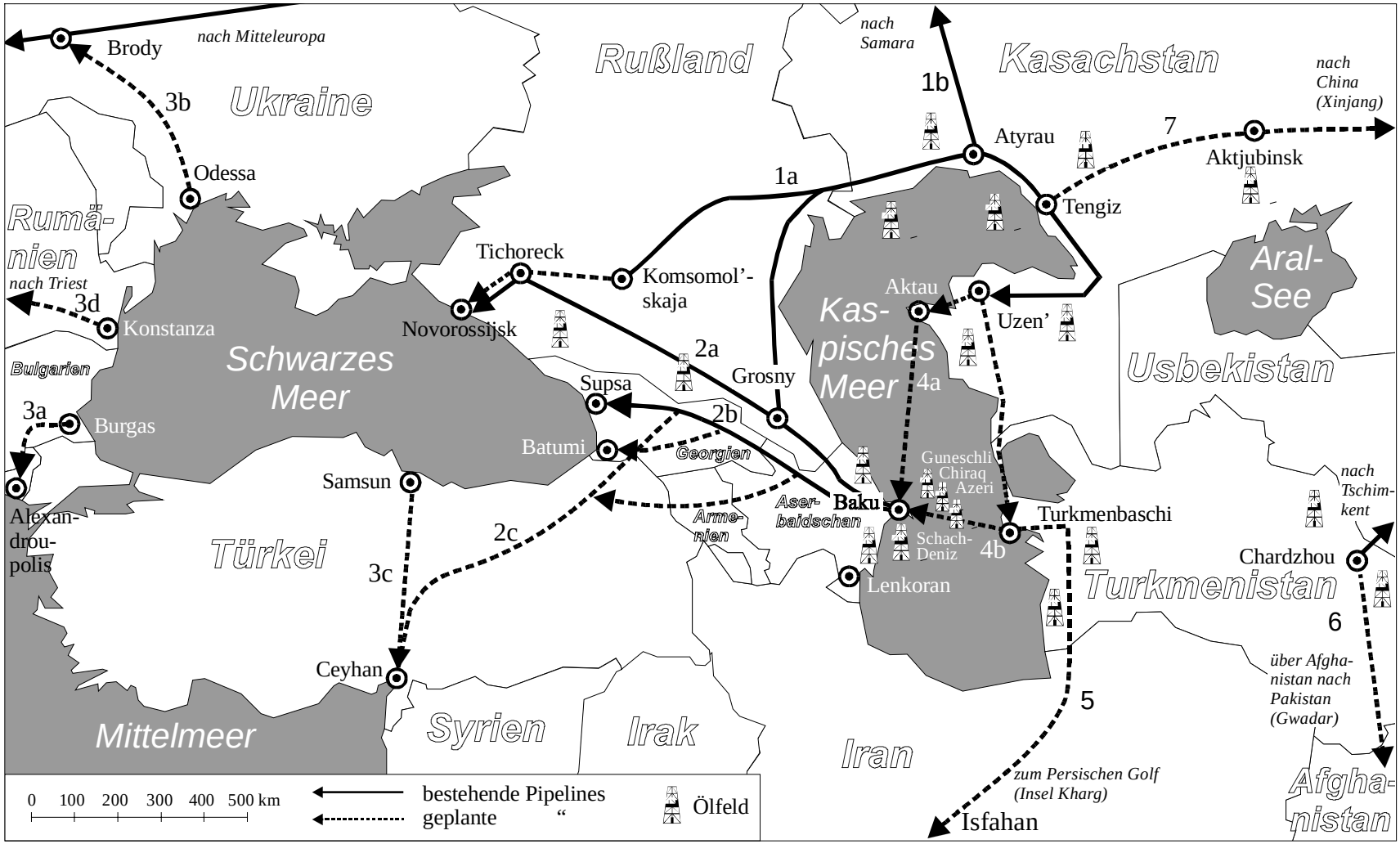
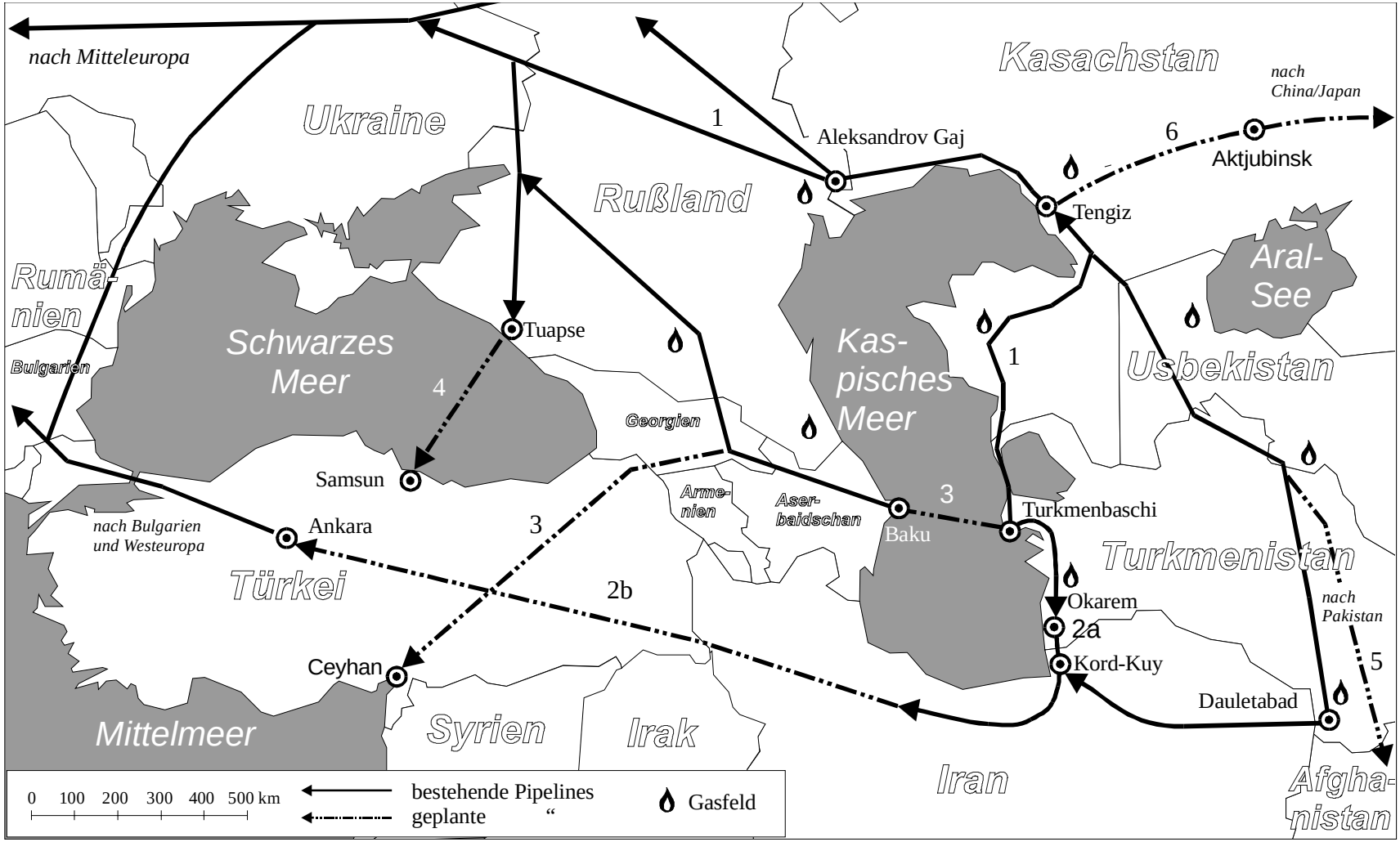
DIE KASPISCHE REGION: EIN KÜNFTIGER EU-NACHBAR

Die Hoffnungen der Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres auf eine rasche Erschließung ihrer umfangreichen Erdöl- und Erdgasvorkommen haben sich nicht erfüllt. Weder erreicht der Umfang der Reserven die noch Anfang der 90er Jahre behauptete Größenordnung, noch wurde in den vergangenen Jahren tatsächlich mit einer Erschließung begonnen. Bislang haben vor allem einige wenige Großprojekte zur Entwicklung von Feldern und dem Ausbau der Transportwege die Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Viele der Projekte befinden sich erst im Planungsstadium. Es ist anzunehmen, daß die meisten Projekte wegen ungenügender Wirtschaftlichkeit und politischer Instabilität nicht realisiert werden. Das Wirtschaftswachstum in den betreffenden Ländern wird sich daher nicht auf die Erschließung und Vermarktung der Energievorkommen stützen können. Für Westeuropa werden die Vorkommen der Kaspischen Region weder zur Erhöhung der Liefermengen noch zur Diversifizierung der Energieversorgung beitragen. Vielmehr gewinnt die Zusammenarbeit mit der Region durch die Osterweiterung der EU auch unabhängig vom Energiesektor größere Bedeutung. Eine kaspisch-südosteuropäische Zusammenarbeit im Energiebereich ist kurzfristig wahrscheinlicher, wird sich aber auf wesentlich geringere Mengen beschränken, als sie derzeit verhandelt werden.

---

[58] Vgl. Dorian, James P. et al: "Energy Investment and Trade. Opportunities emerging in Central Asia, Northwest China", in: *Oil & Gas Jounal* (Special), S. 49ff.

Erdöl: Felder und Pipelines



Erdgas: Felder und Pipelines