

FAKTEN ■ ANALYSEN ■ WIRTSCHAFTLICHE HINTERGRUNDINFORMATIONEN

Erdgas in Südamerika

Hilmar Rempel & Hans Georg Babies

Südamerika gehörte in den letzten Jahren zu den sich am schnellsten entwickelnden Märkten für Erdgas. Umfassende Strukturreformen haben zu einem steten Wirtschaftswachstum geführt und damit zu einem gleichzeitigen Anstieg des Energiebedarfs. Der Verbrauch an Erdgas weist Steigerungsraten von 5 % pro Jahr auf. Allein für Brasilien hat sich die Nachfrage in den letzten fünf Jahren vervierfacht. Trotz großer Bemühungen und hoher Investitionen in der Exploration und Förderung von Erdgas, dem Ausbau der Infrastruktur und der verarbeitenden Gasindustrie bleibt das Problem, Erdgas von der Lagerstätte über z. T. sehr große Entfernungen zu den Verbraucherzentren zu bringen.

Die Präsidenten Hugo Chavez von Venezuela, Nestor Kirchner von Argentinien und Luiz Inácio Lula da Silva von Brasilien unterzeichneten am 9. Dezember 2005 in Montevideo, Uruguay am Rande des MERCOSUR¹-Gipfels ein Abkommen zum Bau einer Gaspipeline von Venezuela nach Argentinien über Brasilien und Uruguay. Der Bau dieser 8.000 - 10.000 km langen Gaspipeline, deren Kosten zwischen 17 und 25 Mrd. US\$ veranschlagt werden, soll „eine neue Ära der Zusammenarbeit und größere Unabhängigkeit vom internationalen Markt“ in Südamerika einläuten. Chancen und Risiken dieses Projektes sind nicht unumstritten. Mit der Betrachtung der Situation Südamerikas bezüglich Potenzial, Produktion, Verbrauch und Handel von Erdgas will dieser Newsletter Fakten und Hintergründe zur Beurteilung dieses ökonomisch und ökologisch fragwürdigen Mega-Projektes liefern.

Die Region

In diesem Newsletter wird nur der südamerikanische Kontinent betrachtet (Abb. 2), d. h. die Inselgruppen in der Karibik und auch Mittelamerika sind ausgeklammert. Das betrifft auch Trinidad & Tobago, ein bedeutender Erdgasproduzent mit knapp 28 G.m³² im Jahr 2004 und wichtiger Exporteur von verflüssigtem Erdgas (LNG³) in die USA (14 G.m³ in 2004).

Südamerika hat mit einer Gesamtfläche von ca. 17,8 Mio. km² einen Anteil von knapp 13 % an der Landoberfläche der Erde (Tab. 1 im Anhang). Brasilien und Argentinien gehören zu den Top Ten der flächenmäßig größten Länder der Erde.

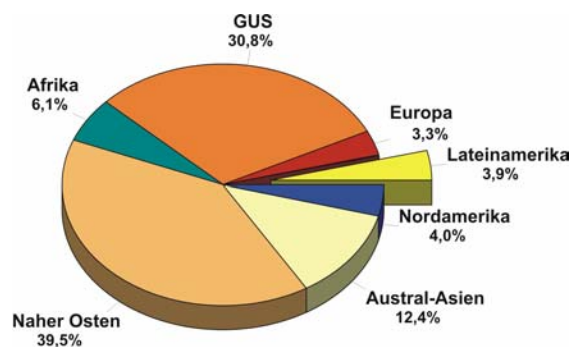


Abbildung 1: Weltweite Regionalverteilung von Erdgasreserven

Mit einer Bevölkerung von reichlich 370 Mio. Menschen fällt der Weltanteil Südamerikas deutlich niedriger aus. Brasilien ist der bevölkerungsstärkste Staat Südamerikas (186 Mio. Einwohner).

¹ Mercado Común del Sur (Gemeinsamer Markt des Südens)

² G.m³=Gigakubikmeter=Milliarden Kubikmeter

³ LNG, Liquefied Natural Gas ist verflüssigtes Erdgas



Abbildung 2: Erdgasvorkommen und Infrastruktur Südamerikas

Zusammengestellt unter Verwendung von Daten aus: IPE (2003), IEA (2003), CHODOROWSKI & CARNECIR (2003)

Das BSP pro Kopf differiert stark zwischen den einzelnen Ländern. Argentinien, Chile und Uruguay heben sich von den anderen Ländern ab.

Erdgaspotenzial

Südamerika verfügt mit ca. 6,3 T.m³⁴ über knapp 4 % der bekannten weltweiten Erdgasreserven⁵ (Abb. 1 sowie Tab. 2 im Anhang).

Die Ressourcen⁶ von ca. 8,7 T.m³ entsprechen gut 4 % der weltweit vermuteten Erdgasressourcen (USGS 2000). Erdgasfelder sind in einer Reihe von Sedimentbecken nachgewiesen (Abb. 2).

Etwa zwei Drittel der südamerikanischen Erdgasreserven lagern in Venezuela. Allerdings sind ca. 90 % dieser Gasreserven an Erdölfelder assoziiertes Gas. Die Produktion dieses Gases steht damit in enger Beziehung zur Erdölförderung. Über 50 % des geförderten Erdgases wird zurzeit zum Druckerhalt bei der Erdölförderung in die Lagerstätten re-injiziert. Als Mitglied der OPEC ist Venezuela zudem an bestimmte Ölförderquoten gebunden und kann daher seine Gasförderung nicht beliebig erweitern. Erst vor wenigen Jahren hat Venezuela mit der Exploration auf nicht-assoziiertes Erdgas begonnen, mit dem Erfolg, dass bisher Reserven in der Größenordnung von 30 – 200 G.m³ im Llanos Becken aufgefunden wurden und die Förderung aus zwei Feldern begonnen hat. In den letzten beiden Jahren wurden von Chevron zwei weitere Erdgasfelder offshore im äußeren Maturin-Becken nachgewiesen, deren Reserven auf über 100 G.m³ geschätzt werden.

Über bedeutende Erdgasreserven verfügen auch Bolivien und Argentinien. Im Unterschied zu Venezuela handelt es sich hier um reine Erdgasfelder. In Bolivien sind die Erdgasreserven seit der Privatisierung des Erdgassektors Mitte der 1990er Jahre drastisch gewachsen. Lagen sie 1998 noch bei 135 G.m³, beliefen sie sich – infolge einer Verstärkung der Explorationstätigkeiten – im Jahr 2004 bereits auf ca. 680 G.m³, die zweithöchsten Reserven Lateinamerikas. Es wur-

den einige Gasfelder mit Reserven von jeweils deutlich über 100 G.m³ im Santa Cruz Becken entdeckt. In Argentinien befinden sich die Erdgasfelder hauptsächlich in folgenden vier Becken: Neuquen-, Nordwest-, San Jorge- und Austral-Becken.

In Brasilien ist Erdgas vorwiegend aus den Campos-, Bahia Sul- und Ceara-Potiguar-Becken entlang der Ost- und Nordost-Küste als Begleitgas aus Erdölfeldern bekannt. Kleinere Gasvorkommen sind aus dem Upper Amazon- und dem Santos Becken bekannt.

Die bedeutendsten Erdgasressourcen werden in Venezuela (hier vorwiegend im offshore-Bereich) vermutet, gefolgt von Brasilien und Argentinien.

Erdgasförderung und -verbrauch

Die Erdgasförderung der Länder Südamerikas erreichte 2004 gut 100 G.m³ (Tab. 2, im Anhang). Bedeutendste Förderländer waren Argentinien und Venezuela. Die historische Entwicklung zeigt Abbildung 3. Es ist ein kontinuierlicher Anstieg der Förderung zu erkennen, der sich ab Ende der 1980er Jahre beschleunigte. Bis Ende 2004 wurden von dem in Südamerika geförderten Erdgas insgesamt ca. 2,1 T.m³ kommerziell genutzt.

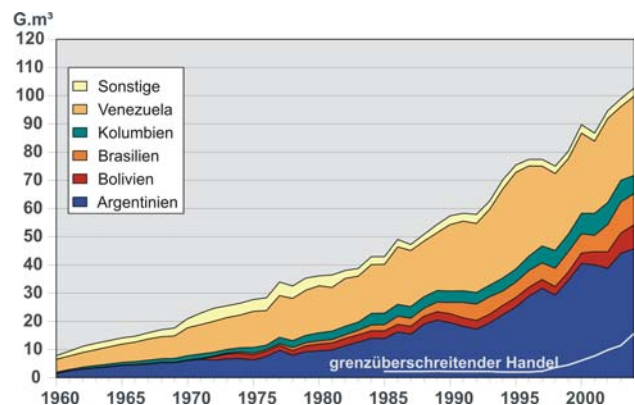


Abbildung 3: Entwicklung von Erdgasförderung und Erdgashandel

Argentinien förderte 2004 mit 46,7 G.m³ knapp 46 % der Erdgasproduktion Südamerikas. In Venezuela werden zudem bedeutende Mengen in die Erdölfelder reinjiziert bzw. abgefackelt. So wurden, laut OPEC (2005), von den im Jahre 2004 in Venezuela insgesamt geförderten ca. 68 G.m³ Erdgas nur 28,4 G.m³ vermarktet, 29,6 G.m³ wurden in Erdölfelder reinjiziert und 5,4 G.m³ abgefackelt. Der Rest fällt unter sonstige Verluste.

⁴ T.m³=Terakubikmeter=Billionen Kubikmeter

⁵ Reserven sind zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Erdgas-Lagerstätte.

⁶ Ressourcen sind nachgewiesene, aber zurzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Erdgas.

Der Erdgasverbrauch Südamerikas betrug im Jahr 2004 ca. 104 G.m³ und wurde vollständig aus der eigenen Region gedeckt. Größte Verbraucher waren Argentinien, Venezuela und Brasilien, die Anteile von 38 %, 25 % bzw. 19 % am Gesamtverbrauch Südamerikas erreichten. Der Erdgasanteil der Region am Primärenergieverbrauch (PEV) lag mit knapp 10 % deutlich unter dem weltweiten Durchschnitt von ca. 24 %.

Zukünftig wird ein steigender Anteil des Erdgases am PEV auch in Südamerika erwartet. Die IEA (2004) geht in ihrem Referenz-Szenario bis 2030 von einer Verdreifachung des Erdgasverbrauchs aus, deutlich über dem weltweiten Trend einer knappen Verdoppelung. So soll der Erdgasbedarf Lateinamerikas⁷ von ca. 150 G.m³ im Jahr 2010 über ca. 230 G.m³ im Jahr 2020 auf ca. 335 G.m³ im Jahr 2030 ansteigen. Für Brasilien liegen die entsprechenden Werte bei 20 G.m³, 38 G.m³ bzw. 64 G.m³. Der Anstieg des Erdgaskonsums wird u. a. begründet mit dem Neubau von Elektrizitäts- und Heizkraftwerken auf Erdgasbasis, einem verstärktem Bedarf der Industrie und Petrochemie sowie der verstärkten Nutzung erdgasbetriebener Kraftfahrzeuge.

Erdgashandel

Während die großen Erdgasreserven im Norden des Kontinents lagern – günstig zur Versorgung des Nordatlantischen Marktes – befinden sich die Verbraucherzentren im südlichen Südamerika, wo ca. 70 % der Bevölkerung Südamerikas leben. Beide Regionen sind jedoch getrennt durch tausende von Kilometern Ur- und Regenwald und riesige dünn besiedelte Gebiete. Zur Versorgung dieser Bevölkerungszentren entwickelte sich im letzten Jahrzehnt der südamerikanische Erdgasmarkt, der aber mit knapp 16 G.m³ grenzüberschreitend gehandeltem Erdgas bisher nur einen bescheidenen Anteil von 2 % am weltweiten Erdgashandel hat.

Der südamerikanische Erdgasmarkt ist ein rein leitungsgebundener Markt. Bis 1996 erfolgten Erdgasexporte (ca. 2 G.m³ pro Jahr) ausschließlich aus Bolivien nach Argentinien. Ab 1997 kamen Exporte argentinischen Erdgases nach Chile hinzu. Einzige Exporteure im Jahr 2004 waren Bolivien mit 6,8 G.m³ und Argentinien mit 8 G.m³ (davon 7,2 G.m³ nach Chile). Die gehandelten Mengen sind im Vergleich zu anderen

⁷ Hier sind die mittelamerikanischen Länder (ohne Mexiko) mit einbezogen, deren Erdgasverbrauch im Vergleich zur betrachteten Region unbedeutend ist.

Märkten gering. So importierte Deutschland 90,1 G.m³ Erdgas im Jahr 2004, die USA 120,9 G.m³. Die Exportmengen in Südamerika sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen (Abb. 3).

Erdgasinfrastruktur

Zum Transport des Erdgases existieren Pipelines vorrangig im südlichen Teil des Kontinents (Abb. 2). Pipelines führen z. B. von Argentinien nach Chile und Uruguay und von Bolivien nach Brasilien und Argentinien. Uruguay besitzt eine strategisch günstige Position zwischen Brasilien und Argentinien. Zwei Städte, Paysandú im Westen des Landes und Montevideo werden bisher über argentinische Pipelines mit Erdgas versorgt. Die Stadt Urugaiana im äußersten Südwesten Brasiliens wird über eine Pipeline mit argentinischem Erdgas versorgt. Eine Verlängerung zur Küste (Porto Alegre) ist seit Langem in Planung. Das Gleiche gilt für die Verlängerung einer Pipeline in den Südosten Brasiliens, die, von Argentinien kommend, bisher in Montevideo/Uruguay endet. Des Weiteren ist eine über 3000 km lange Pipeline vom Nordwest Becken Argentinien nach Sao Paulo geplant (Abb. 2).

Von Bolivien führt eine 3000 km lange Pipeline mit einer Jahreskapazität von 10 G.m³ nach Brasilien, konkret von Santa Cruz bis an die brasilianische Ostküste nahe Sao Paulo. Eine zweite kleinere Pipeline versorgt die Stadt Cuiaba in Zentralbrasilien. Eine Verlängerung bis zur Hauptstadt Brasilia ist in Planung. Das bolivianische Pipelinenetz ist mit dem Nordwesten Argentinien mit einer Pipeline verbunden; eine zweite Parallellleitung ist angedacht.

Seit Beginn des neuen Jahrtausends sucht der Binnenstaat Bolivien nach zusätzlichen Exportwegen für seinen Erdgasüberschuss. Dabei wurden bislang zwei Möglichkeiten verfolgt:

- (1) Transport durch eine Pipeline über Nordwest Argentinien an die Küste von Chile oder
- (2) Transport zur peruanischen Küste, evtl. mit Anbindung an Perus Gasfeld *Camisea*, und Verflüssigung (LNG). Lieferziele sind Mexiko oder die USA. Bisher scheiterten diese Pläne u. a. an historisch bedingten Landstreitigkeiten, Vertragsbedingungen, Kosten und Umweltprotesten. Da die neue Regierung Boliviens Nationalisierungstendenzen des Petroleumsektors anklingen lässt, bleibt die weitere Entwicklung abzuwarten.

In Venezuela besteht ein inländisches Gas-Pipelinesystem im Zentrum und Westen des Landes, das vorwiegend von der Erdölindustrie genutzt wird. 2004 wurde der Bau einer Pipeline vom Nordwesten Kolumbiens nach Maracaibo in Venezuela – mit einer Jahreskapazität von 1,5 G.m³ – beschlossen. Auch dieses Gas soll zur Injizierung in die Erdölfelder benutzt werden.

Neben dem Pipelinetransport gibt es auch Überlegungen zu LNG. So war es in Venezuela angedacht, mehrere Gasfündigkeiten, die nordwestlich von Trinidad & Tobago liegen, zur Produktion von LNG für den Export zu nutzen. Die Felder sollen nun jedoch für den heimischen Markt entwickelt werden. In Brasilien gibt es Überlegungen zum Bau eines LNG-Import-Terminals an der Ostküste.

Trans-Südamerikanische Pipeline

Die Trans-Südamerikanische Pipeline *Gran Gasoducto del Sur* soll nach bisher vorliegenden Informationen über eine Länge von 8.000 bis 10.000 km über den Südosten Venezuelas durch das nördliche und östliche Brasilien nach Uruguay bis nach Argentinien führen (Abb. 2). Eine eventuelle Anbindung an Bolivien ist geplant. Mit veranschlagten Kosten von 17 bis 25 Mrd. US-\$, einer Bauzeit von ca. sieben Jahren und einer geplanten Kapazität von 50 G.m³ pro Jahr würde sie alle weltweit existierenden bzw. geplanten Erdgaspipelines (Tab. 3) in den Schatten stellen.

Angesichts dieser gewaltigen Dimension und vieler noch ungeklärter Fragen erscheint dieses Projekt gegenwärtig eher als politischer Wunsch. Nachfolgend sollen einige Aspekte beleuchtet werden.

▪ **Erdgasmengen**

Bisher verfügt nur Venezuela über ausreichende Mengen an Erdgas für ein Projekt dieser Dimension. Einschränkend wirkt jedoch, dass es überwiegend an Erdölfelder gebundenes Begleitgas ist und bedeutende Mengen für die Erdölproduktion und Aufbereitung von Schwerstöl benötigt werden. Zurzeit verbraucht Venezuela seine Eigenförderung an Erdgas selbst. Die geplante Durchflussmenge von 50 G.m³/a ist doppelt so hoch wie die augenblickliche Förderung. Die bisher hier nachgewiesenen nicht-assoziierten Gasreserven könnten theoretisch diese Pipeline lediglich einige Jahre mit Erdgas versorgen. D. h., es bedarf noch erheblicher Explorations- und Entwicklungsan-

strengungen um eine längerfristige Erdgasproduktion auf hohem Niveau zu ermöglichen. Unausgesprochen steht zudem die Frage im Raum, ob es nicht kostengünstiger und lukrativer für Venezuela wäre das Erdgas zu verflüssigen und auf dem Atlantischen Markt (USA, Europa) zu verkaufen?

▪ **Erdgasbedarf**

Trotz steigenden Erdgasbedarfs in den südamerikanischen Verbraucherregionen erscheint die geplante Kapazität von 50 G.m³/a für die nächsten 20 Jahre zu hoch. Bedeutendste Verbraucher dürften auch zukünftig Argentinien und Brasilien sowie Chile bleiben, die einen Teil des Bedarfs aus eigenen Reserven decken können und weiterhin aus Bolivien importieren werden. Bei Konsolidierung des gegenwärtigen Anteils von ca. 16 % des geförderten Erdgases am grenzüberschreitenden Erdgashandel würde das gehandelte Volumen für 2020 ein Wert von 37 G.m³ und erst für 2030 von ca. 50 G.m³ bezogen auf den ganzen Kontinent erreichen.

▪ **Umweltaspekte**

Mehrere 1000 km der Pipeline verlaufen durch den Regenwald des Amazonasgebietes; ein ökologisch sensibles Areal. Umweltschützer befürchten die Zerstörung von Flora und Fauna durch den Pipeline- und dadurch bedingten Straßenbau und eine Förderung der illegalen Abholzung. Hinzu kommt, dass Brasilien bemüht ist, seine relativ hohen Umweltstandards einzuhalten, was zu Mehrkosten beim Bau der Pipeline führen wird.

▪ **Wirtschaftlichkeit**

Bisher erfolgten keine ausführlichen Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit dieses Projektes. Erste Machbarkeitsstudien sind in Auftrag gegeben und sollen Mitte des Jahres vorliegen. Die große Länge der geplanten Pipeline lässt ihre Wirtschaftlichkeit bezweifeln. In der Regel wird Erdgas bis maximal 5.000 km (z. B. Westsibirien – Europa) per Pipeline transportiert, über diese Entfernung hinaus ist der Transport unwirtschaftlich. Ab etwa 3.000 km ist der Transport als verflüssigtes Erdgas (LNG) im Vergleich zu Pipelinetransport günstiger. Für Venezuela bestünde die Möglichkeit, an der Atlantikküste LNG-Terminals zu errichten. Ebenso könnten Brasilien und Argentinien Regasifizierungs-Terminals bauen, die z. T. schon im Gespräch waren. Durch diese Optionen würde die Wirtschaftlichkeit des Pipelineprojektes weiter in Zweifel gestellt.

▪ Finanzierung

Bisher ist nicht bekannt, wie das Projekt finanziert werden soll. Eine privatwirtschaftliche Finanzierung ist angesichts der Risiken kaum zu erwarten. Eine Finanzierung müsste dann mit staatlichen Mitteln der beteiligten Länder erfolgen. Hierzu scheint gegenwärtig nur Venezuela, bedingt durch steigende Einnahmen dank hoher Ölpreise, in der Lage.

Angesichts dieser Fakten erscheint die Realisierung des Pipeline-Projektes in der geplanten Größenordnung sehr fraglich. Zwischen dem

Norden und Süden des Kontinents bleibt das Amazonas- bzw. das Regenwaldgebiet ein schwer zu überwindendes Naturhindernis. Vorstellbar ist eine stark abgespeckte Variante des Projektes z.B. die Versorgung Nord-Brasiliens aus Venezuela und ein stärkerer Verbund zwischen Brasilien, Bolivien und Argentinien zur Versorgung des Südens. Auch die LNG-Option ist möglich.

LITERATUR

- BGR (2005): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_Kurz_2004_templateId=raw_property=publicationFile.pdf/Energiestudie_Kurz_2004.pdf
- CHODOROWSKI, A., CARNECIR, R. (2001): South America's Southern Cone gas, power sectors taking first Steps toward energy integration. – Oil & Gas Journal, Oct. 15th: 68-76.
- CIA (2005): <http://www.cia.gov/cia/publications/factbook/index.html>
- DREW, L. J., SCHUENEMEYER, J. H. (1997): Oil and Gas-Resource Assessment in Certain South American Basins-An Application of ARDS (Ver.5.0) to Complex Exploration and Discovery Histories. – Nonrenewable Resources **6 (4)**: 295-315.
- EIA (2005): Argentina, Bolivia, Brazil, Paraguay, Uruguay, Venezuela – Country Analysis Briefs. <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>
- IEA (2003): South American Gas. Daring to Tap the Bounty. – International Energy Agency, Paris
- PRATES, J.-P. (2001): Brazil's energy crisis complicates progress in gas, power markets, but outlook brightening. – Oil & Gas Journal, Oct. 15th: 77-84.
- IPE (International Petroleum Encyclopedia) (2003): Pennwell Corp.
- LORIA, L. (2005): Gas Monetization in the Southern Cone. – PES GB, April 2005: 61-66.
- OPEC (2005): OPEC Annual Statistical Bulletin 2004 <http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/asb2004.htm>
- URIEN, C. M., et al. (1995): Petroleum Basins of Southern South America: An Overview. – AAPG Mem. **62**: 63-77.
- USGS (2000): U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results. – USGS Digital Data series DDS-60.

HANNOVER, DEN 09.03.2006

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
STILLEWEG 2
D-30655 HANNOVER

mailto:h.rempel@bgr.de
TEL 0511-643-2363
FAX 0511-643-3661

COMMODITY TOP NEWS

http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/produkte_node.html

WEITERE INFORMATIONEN ZUM THEMA "ENERGIEROHSTOFFE"

<http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie>

Tabelle 1: Kenndaten der Länder Südamerikas (2004, z.T. 2005 geschätzt)

Land	Fläche (Mio.km ²)	Einwohner (Mio.)	Bevölkerungsdichte (Einw./km ²)	Verbrauch Erdgas pro Einwohner (m ³ /Kopf)	BSP/Kopf (US\$)
Argentinien	2,8	39,5	14	999,0	13.600
Bolivien	1,1	8,9	8	132,2	2.700
Brasilien	8,5	186,1	22	107,3	8.500
Chile	0,8	16,0	21	523,7	11.300
Ecuador	0,3	13,4	47	7,5	3.900
Franz. Guyana	0,1	0,2	2	0	8.300
Guyana	0,2	0,8	4	0	3.900
Kolumbien	1,1	43,0	38	176,1	7.100
Paraguay	0,4	6,3	16	0	4.900
Peru	1,3	27,9	22	42,1	6.000
Surinam	0,2	0,4	3	0	4.700
Uruguay	0,2	3,4	19	38,1	10.000
Venezuela	0,9	25,4	28	1 017,8	6.400
WELT	134,4	6464,8	48	431,3	9.300
Südamerika	17,8	371,3	21	279,6	
zum Vergleich:					
Deutschland	0,4	82,4	231	1 211,9	29 700
USA	9,6	295,7	31	2 133,7	41 800

Quellen: BGR Datenbank, CIA 2005

Tabelle 2: Erdgasdaten der Länder Südamerikas in G. m³ (Stand: Ende 2004)

Land	Reserven	Ressourcen	Förderung 2004	Kum. Förderung	EUR ⁸	verbl. Potenzial	Verbrauch 2004
Argentinien	613	1.500	46,7	727,4	2 840	2 113	39,5
Bolivien	680	700	7,6	106,1	1 486	1 380	1,2
Brasilien	250	2.000	11,9	131,5	2 382	2 250	20,0
Chile	98	180	1,1	92,4	370	278	8,4
Ecuador	10	50	0,1	3,1	63	60	0,1
Guyana	0	150	0	0	150	150	0
Kolumbien	114	400	7,6	155,5	670	514	7,6
Paraguay	0	100	0	0	100	100	0
Peru	247	500	1,1	48,2	795	747	1,2
Surinam	0	100	0	0	100	100	0
Uruguay	0	30	0	0	30	30	0,1
Venezuela	4 276	3 000	25,8	827,7	8 104	7 276	25,8
WELT	176 384	206 770	2 783,1	77 991,0	461 145	383 154	2 788,5
Südamerika	6 288	8 710	102,0	2 091,9	17 089	14 998	104
Anteil	3,6%	4,2%	3,7%	2,7%	3,7%	3,9%	3,7%
Deutschland	270	200	20,4	892,5	1.362	470	99,9
USA	5354	15 000	532,0	28 154,0	48 508	20 354	631,0

Quelle: BGR-Datenbank 2005

⁸ estimated ultimate recovery (Gesamtpotential: kum. Förderung+Reserven+Ressourcen)

Tabelle 3: Ausgewählte große Pipeline-Projekte der letzten Jahre

Pipeline	Länge (km)	Kapazität (G. m³/a)	Kosten (Mrd. US\$)	Stand/Fertig- stellung
Blue Stream Russland-Türkei	1200	16	3,4	2003
North European Gas Pipeline Russland-Deutschland	1200	27,5	5	in Planung/im Bau 2010
Baku-Tbilissi-Erzurum Aserbaidschan - Türkei	1400	22	2	im Bau 2006
Bolivien-Brasilien	3000	10	2,1	1999
Nabucco Iran-Türkei-Westeuropa	3400	30	5,5	in Planung 2009
Jamal - Europa	4107	33	29	Teilweise in Betrieb
China West-Ost	4200	12	17	2004
NIGAL Nigeria-Algerien	4500	17,5	7	in Planung

Quelle: BGR 2006