ECONSTOR
*Make Your Publications Visible.*

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Seeliger, Andreas

**Working Paper**

# Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel

EWI Working Paper, No. 04.02

**Provided in Cooperation with:**
Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI)

*Suggested Citation:* Seeliger, Andreas (2004) : Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel, EWI Working Paper, No. 04.02, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/23153

**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

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

# Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel

EWI Working Paper Nr. 04-2

von

*Andreas Seeliger*

Stand: Februar 2004

Für den Inhalt der EWI Working Paper sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren verantwortlich, nicht notwendigerweise das Institut.

# Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel

von

Andreas Seeliger

*Zusammenfassung:*

Der wachsende europäische Erdgasbedarf kann in Zukunft von einer deutlich höheren Anzahl von Anbietern als in der Vergangenheit bedient werden, die bedingt durch den technischen Fortschritt in der Förderung und im Transportbereich für Europa relevant geworden sind. Diese Ausweiterung der potentiellen Bezugsländer gilt umgekehrt auch für andere Nachfrageregionen wie Asien und Nordamerika. Somit existieren zukünftig zwar mehr Anbieter mit größeren Reservemengen, allerdings stehen diese auch deutlich größeren Nachfragemengen gegenüber. Obwohl die Interdependenzen zwischen den bisher weitestgehend separaten Teilmärkten zunehmen werden, kann dennoch auf absehbare Zeit nicht von einem einheitlichen Weltmarkt ausgegangen werden.

Obwohl auch andere kritische Faktoren (z.B. Angebotskartell, Abfluss auf Ölmärkte mittels GTL, Sicherheitsrisiken) zu berücksichtigen sind, kann die Versorgungssituation Europas insgesamt als relativ stabil und sicher eingestuft werden. Allerdings müssen die dafür eingeleiteten Maßnahmen (Liberalisierung, Öffnung der Angebotsstaaten, internationale Verbindung auf Unternehmensebene, Bezugsdiversifizierung) weiterverfolgt werden.

*Keywords:* Versorgungssicherheit Erdgas, Infrastruktur, LNG, GTL,

*JEL-classification:* F21, L95, N74, Q41

*Korrespondenzadresse:*

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Albertus-Magnus-Platz

D 50923 Köln

Telefon: 0221 17091816

Email: seeliger@wiso.uni-koeln.de

# Inhalt

**1 Einleitung ..... 4**

**2 Historische Entwicklung des Europäischen Erdgasmarktes ..... 4**

2.1 Die Entwicklung von 1960 bis 1998 ..... 4

2.2 Die Entwicklung von 1998 bis 2003 ..... 6

**3 Zukunftsperspektiven ..... 10**

3.1 Nachfrage- und angebotsseitige Rahmenbedingungen ..... 10

3.2 Geplante Projekte zur Sicherung der europäischen Gasversorgung ..... 11

3.3 Exkurs I: Entwicklung des LNG in Europa ..... 14
3.3.1 Technische und wirtschaftliche Grundlagen ..... 14
3.3.2 Bestehende und geplante LNG-Importterminals in Europa ..... 15
3.3.3 Für Europa relevante LNG-Exporteure ..... 16

3.4 Ausgewählte kritische Faktoren der weiteren Entwicklung ..... 18
3.4.1 Nachfragekonkurrenz zwischen Europa, USA und Asien ..... 18
3.4.2 Sicherheitsrisiken ..... 19
3.4.3 Marktmacht ..... 20

3.5 Exkurs II: Einfluss des GTL auf den Europäischen Erdgasmarkt ..... 22
3.5.1 Technische und wirtschaftliche Grundlagen ..... 22
3.5.2 Mengeneffekte für den europäischen Gasmarkt ..... 24

**4 Fazit und Ausblick ..... 25**

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Reserven und Exporte nach Westeuropa ausgewählter Förderländer ..... 11
Tabelle 2: Kostenstruktur eines typischen LNG-Projekts ..... 15
Tabelle 3: LNG-Lieferungen nach Europa 2002 ..... 17
Tabelle 4: Für Europa relevante LNG-Exportkapazitäten ..... 17
Tabelle 5: Marktanteile der wichtigsten Anbieter in Netto-Gasimportländern ..... 21
Tabelle 6: Produktenanteil in der Raffinerieerzeugung und im FT-Prozess ..... 23
Tabelle 7: Kommerziell genutzte GTL-Anlagen (Stand 2004) ..... 23

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Exporte nach Europa (in Mrd. m³/a) ..... 7
Abbildung 2: Bestehende und in Bau befindliche Exportrouten ..... 8
Abbildung 3: In Bau befindlich und geplante Pipelineprojekte ..... 13
Abbildung 4: LNG-Importterminals in Europa ..... 16
Abbildung 5: Fischer-Tropsch-Prozess ..... 22

# 1 Einleitung

Während für Öl und Steinkohle bereits ein Weltmarkt existiert, lässt die Zukunft eine zunehmende Integration der Gasmärkte erwarten. Die Schaffung eines gemeinsamen Weltmarktes ist jedoch auf Grund der Leitungsgebundenheit begrenzt. Einerseits führt die stärkere Integration der Märkte im Rahmen des sich ausdehnenden Europäischen Binnenmarktes zu deutlich internationaler ausgerichteten Teilmärkten, andererseits wird ein weltweiter Nachfragewettbewerb im Upstreambereich durch eine weitere internationale Vernetzung der Infrastruktur sowie durch die Nutzung von LNG (Liquefied Natural Gas) und Gas to Liquids (GTL) zu wachsenden Interdependenzen der Regionalmärkte führen.

Dieses Workingpaper soll die Möglichkeiten und Folgen dieser Entwicklung darstellen und die Zukunftsperspektiven des europäischen Gasmarktes offen legen. Die Analyse beginnt mit einer Skizzierung der historischen Entwicklung von den Anfängen der Gasimporte in den 1960er Jahre bis zu den ersten Auswirkungen der Liberalisierung 1998. Kapitel 3 beinhaltet die Rahmenbedingungen und die kritischen Faktoren der weiteren Entwicklung. Darüber hinaus werden im Rahmen von zwei Exkursen die Techniken LNG und GTL näher betrachtet und auf ihre Auswirkungen für Europa hin untersucht. Die Arbeit endet mit einem Fazit.

# 2 Historische Entwicklung des Europäischen Erdgasmarktes

Im Gegensatz zum Erdöl existiert für Erdgas kein einheitlicher Weltmarkt. Bedingt durch die vergleichsweise hohen Transportkosten haben sich regionale Märkte herausgebildet, zwischen denen nur sehr begrenzte Austauschmöglichkeiten bestehen. Die unterschiedlichen Anbieter- und Nachfragerstrukturen sowie die Verteilung der Ressourcen haben zu unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen und institutionellen Rahmenbedingungen geführt. Die wichtigsten Erdgasmärkte sind der amerikanische, der asiatische sowie der europäische. Letzterer umfasst neben den europäischen Staaten auch Russland und Anbieter aus Nordafrika, der kaspischen Region sowie dem Mittleren Osten. Die folgenden Ausführungen sollen zunächst die Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes seit seinen Anfängen in den frühen 1960er bis Mitte der 1990er Jahre skizzieren. Spätestens mit den Liberalisierungsbestrebungen der EU wurde in der zweiten Hälfte des letzten Jahrzehnts eine neue Epoche für den internationalen Erdgashandel eingeläutet. Eine Übersicht über die wichtigsten Entwicklungslinien seit Verabschiedung der Binnenmarktrichtline Gas beendet diese Kapitel.

## 2.1 Die Entwicklung von 1960 bis 1998

Der europäische Erdgassektor ist im Vergleich zum nordamerikanischen ein recht junger Markt. Erst Mitte der 1960er Jahre fanden erste größere grenzüberschreitende Gaslieferungen statt. Das 1959 entdeckte niederländische Groningenfeld war zu diesem Zeitpunkt quasi Monopolversorger einer überschaubaren Anzahl Importeure. Lediglich 7 westeuropäische Staaten bezogen Groningengas, während in allen anderen Ländern nur sehr geringe Eigenfördermengen oder überhaupt kein Erdgas genutzt wurde. Dem gemeinsam von Shell und Exxon ausgebeuteten Feld standen ebenfalls monopolistische oder zumindest dominante Nachfrager in den einzelnen Ländern gegenüber, so zum Beispiel SNAM in Italien oder Ruhrgas in Deutschland.

In Ergänzung zum holländischen Pipelinegas erreichten weitere, wenn auch vergleichsweise geringe, Mengen Europa via LNG-Tanker. Dem bereits 1964 erbauten Importterminal Canway Island in Großbritannien folgten bis Ende des Jahrzehnts weitere Projekte in Frankreich, Italien und Spanien. Lieferant des verflüssigten Erdgases war zunächst ausschließlich Algerien, 1970 gefolgt von Libyen (nur nach Italien und Spanien).

Spätestens in Folge der ersten Ölkrise 1973 kam es zu einem verstärkten Einsatz von Erdgas sowohl im Wärme- als auch im Elektrizitätssektor. Die Zahl der importierenden Nationen in Westeuropa erhöhte sich im Laufe der 1970er Jahre auf 11.[1]

Dieser Prozess wurde stark begünstigt durch zahlreiche Neufunde in der Nordsee, vor allem in den norwegischen und britischen, aber auch dänischen und niederländischen Seezonen. Während die britischen Felder nahezu komplett zur Versorgung der heimischen Nachfrage verwendet wurden, begann Norwegen nach der Fertigstellung zweier Pipelines (Norpipe und Frigg) mit Gasexporten in Richtung Westeuropa und Großbritannien. In der norwegischen Binnennachfrage, besonders in der Stromerzeugung, spielt Erdgas bis heute nur eine untergeordnete Rolle.[2]

Ebenfalls zu Beginn der 1970er Jahre erreichten erste Gaslieferungen aus der damaligen Sowjetunion Westeuropa via Transgas-Pipeline durch die damalige Tschechoslowakei. Bereits 1967 wurde die Brüderschaft-Pipeline errichtet, die mehrere zentraleuropäischen Staaten mit russischem Gas aus der Wolga-Ural-Region versorgte.

Im Laufe der 1980er Jahre erhöhte sich sowohl die Anzahl der importierenden Nationen in Westeuropa (nunmehr 15), als auch die Gesamtnachfrage erneut merklich. Dem musste auch eine Ausweitung bestehender und neuer Transportkapazitäten folgten.

So erhöhte Algerien nicht nur seine LNG-Kapazitäten stark, seit 1985 exportiert das Staatsunternehmen Sonatrach Erdgas auch mittels Transmed-Pipeline (heutiger Name Enrico Mattei-Line), hauptsächlich nach Italien.[3] Weitere LNG-Importterminals, für die überwiegend Verträge mit Algerien abgeschlossen wurden, entstanden in Belgien, Frankreich und Spanien.

Auch die Sowjetunion steigerte ihre Exporte nach Europa signifikant. Vor allem die Entwicklung Westsibiriens und der Anschluss dieser Region mittels verschiedener Transportpipelines (Progress, Urengoy, und Northern Lights-Erweiterungen) ermöglichten es, dass das Land trotz des Kalten Krieges zum wichtigsten Lieferanten nicht nur für Zentral- sondern auch für Westeuropa wurde. Durch eine Verlängerung der bestehenden Srebelinka/Izmail-Pipeline (bisheriger Endpunkt Bulgarien) wurde auch die Türkei 1986 in das europäische Erdgassystem eingebunden.[4]

---

1 Vgl. Correlje/ Odell 1999.

2 Vgl. Austvik 2003.

3 Vgl. Aissaoui 2001.

4 Vgl. Preuß Neudorf 1996.

Die Niederlande hingegen verloren zusehends an Marktanteil, sind jedoch bis zum heutigen Tage aufgrund ihrer Swing-Supply-Funktion nicht wegzudenken. Bedingt durch die relative Nähe zu den großen Verbrauchszentren und der günstigen Fördersituation in Groningen, sind die Niederlande besonders gut geeignet, kurzfristige Lastschwankungen und Nachfragespitzen auszugleichen.[5]

Vermehrte Gasfunde in der dänischen Nordsee führten dazu, dass ein weiteres EU-Mitglied zum Nettoexporteur wurde. Allerdings haben diese Lieferungen aufgrund ihrer geringen Menge und ihrer regionalen Begrenztheit (Schweden und Norddeutschland) nur eine untergeordnete Bedeutung.

Bis Mitte der 1990er Jahre wurden mit Irland, Portugal und Griechenland schließlich die letzten EU-Staaten an das europäische Gasnetz angeschlossen. Nachdem 1995 auch Mazedonien mit den bulgarischen Pipelines verbunden wurde, stellt bis heute lediglich Albanien einen isolierten Gasmarkt dar, der nur vernachlässigbare Mengen aus eigener Produktion aufweist.

Neben dem Anschluss weiterer Länder, erforderte auch das erneut zunehmende Wachstum des Verbrauchs in den bisherigen Importländern einen verstärkten Ausbau an Transportkapazitäten. Vor allem Algerien (Transmed-Erweiterung, Maghreb-Europe/Pedro Duran Farrell-Line nach Spanien und Portugal) und Norwegen (Zeepipe nach Belgien, Europipe I nach Deutschland sowie Norfra in Richtung Frankreich) sicherten sich über neue Pipelines große Marktanteile in Westeuropa.

Obwohl sich die Anzahl der Anbieter- und Nachfragerstaaten stark erweitert hat, ist die Unternehmensstruktur Mitte der 1990er Jahre nach wie vor vergleichbar mit der zu Beginn der Erdgasexporte Mitte der 1960er. Weiterhin stehen einigen (zumeist staatlichen) Monopol-Exporteuren (Gasunie, Gazprom, Sonatrach, DONG oder das 2001 aufgelöste norwegische Verkaufskartell GFU) wenige Importeure entgegen. Die veränderten Marktbedingungen im liberalisierten Großbritannien (seit 1986) stellen ebenso eine Ausnahme dar, wie eine überschaubare Anzahl neuer Marktteilnehmer in Kontinentaleuropa (vor allem Wingas in Deutschland).

### 2.2 Die Entwicklung von 1998 bis 2003

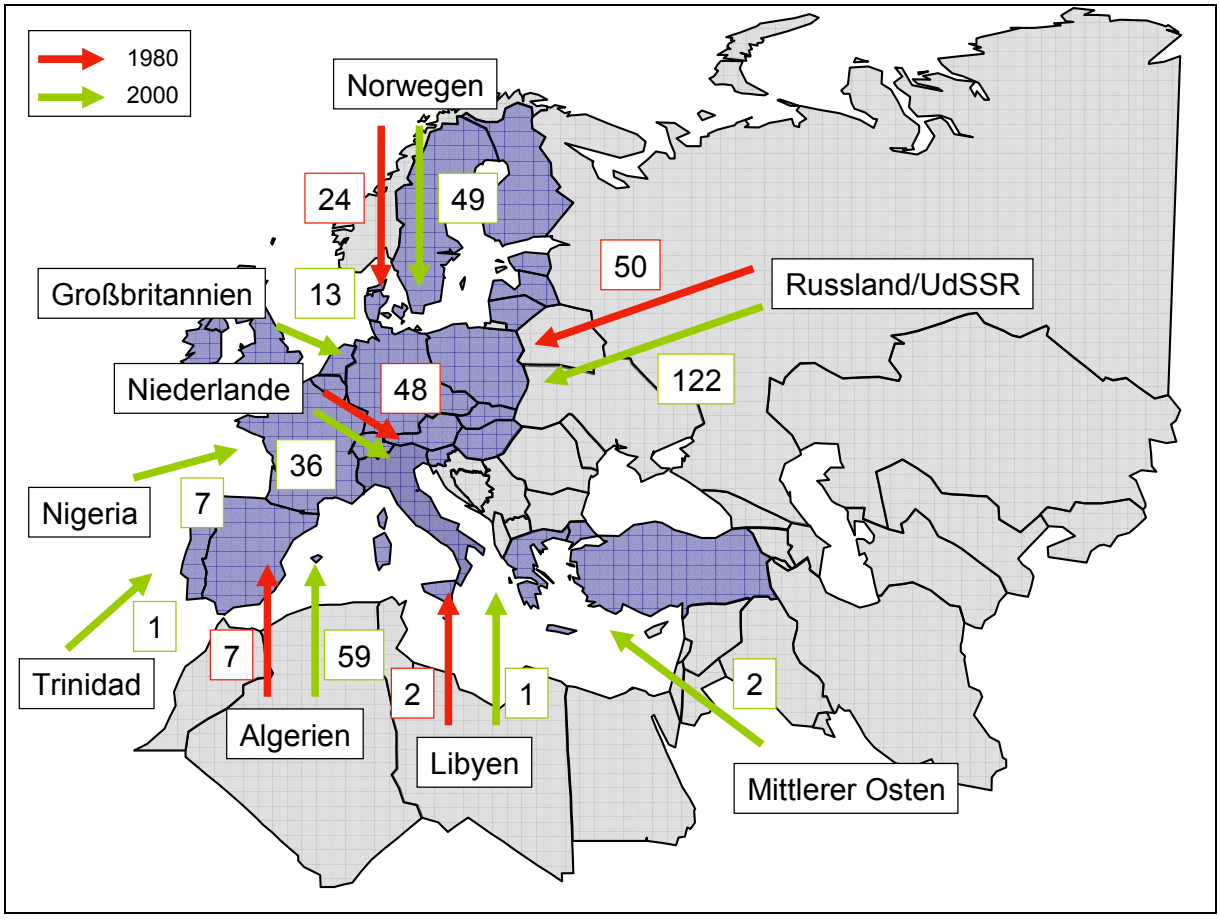
1998 begann mit der Inkrafttretung der EU-Binnenmarktrichtline Erdgas eine neue Epoche für den Gassektor. Allerdings sah die Binnenmarktrichtlinie eine den unterschiedlichen Marktstrukturen Rechnung tragende stufenweise Marktöffnung, zum Teil mit länderspezifischen Ausnahmen vor. Diese rechtfertigten sich vor allem aus den verschiedenen geographischen Lagen der einzelnen Mitgliedsstaaten, die sich im kostenintensiven Gastransport besonders bemerkbar machen. Länder an den Randgebieten der EU (wie Irland) bekamen deshalb weniger enge Liberalisierungsvorgaben. Auch wurden die unterschiedlichen Reifegrade der Gaswirtschaften berücksichtigt, da sich seit Jahrzehnten etablierte Gassektoren wie in den Niederlanden nicht direkt mit Staaten wie Portugal vergleichen lassen, in denen Erdgas erst vor we-

5 Siehe ausführlich bei IEA 2003c.

nigen Jahren eingeführt wurde und bisher noch keine große Rolle im Primärenergieeinsatz spielt.[6]

Nicht nur die bestehenden Marktstrukturen, sondern auch die Zusammensetzung des Angebots begannen sich seit 1998 zu verändern. Dem weiter steigenden Bedarf sowie Bezugsdiversifizierungsambitionen verschiedener Länder, allem voran Spanien, dass nicht mehr länger hochgradig von Algerien abhängig sein wollte, konnten durch die wenigen traditionellen Anbieter nur schwer erfüllt werden. Mit Trinidad & Tobago, Nigeria, den Golf-Staaten Katar und Vereinigte Arabische Emirate (alle per LNG) sowie Iran (per Pipeline in die Türkei) erweiterte sich der Anbieterkreis für Europa innerhalb weniger Jahre deutlich, allerdings mit noch recht geringen und regional begrenzten Exportmengen. Darüber hinaus befinden sich Pipelines aus Aserbaidschan (in die Türkei) und Libyen (nach Italien) in Bau. Abbildung 1 vergleicht die Exporte nach Europa (EU25 sowie Schweiz und Türkei) in den Jahren 1980 und 2000.

**Abbildung 1: Exporte nach Europa (in Mrd. m³/a)**[7]



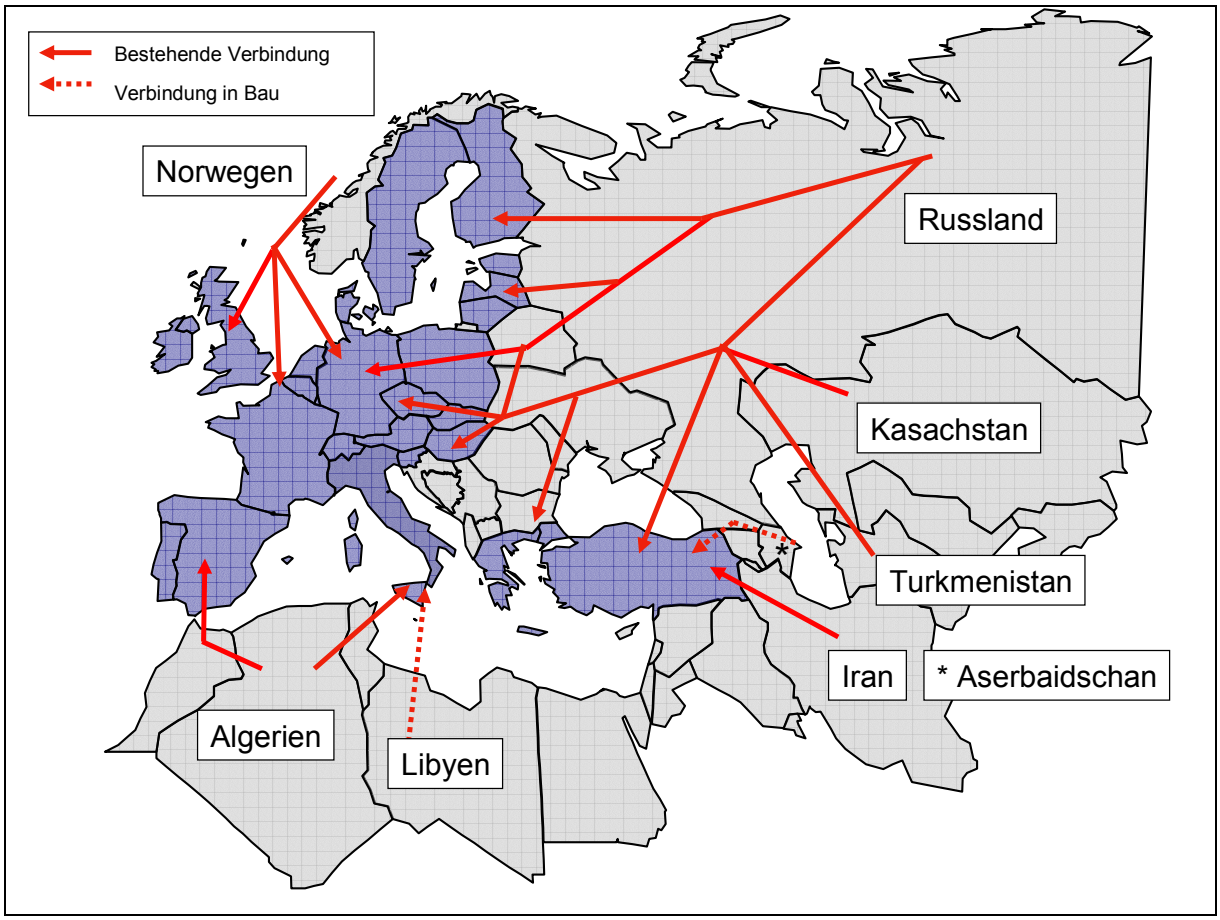

Der Großteil der externen Versorgung erfolgt somit auch weiterhin durch die etablierten Anbieter Algerien, Norwegen und Russland. Um den gestiegenen Ansprüchen gerecht zu werden

6 Vgl. Madden/ White 2001.

7 Vgl. BP 1985, Stern 1984 und IEA 2001.

sind auch in der Phase nach der Liberalisierung einige größere Pipelineprojekte realisiert worden, z.B. Yamal-Europe von Russland durch Polen nach Deutschland oder Europipe II aus Norwegen ebenfalls Richtung Bundesrepublik. Erstere wurde weniger aus Kapazitätsgründen gebaut (eine Ausweitung des bestehenden Transgas-Netzes wäre mit weniger Kapitalkosten realisierbar gewesen), sondern trägt vor allem strategischen Überlegungen Rechnung, da so die Abhängigkeit von dem Transitland Ukraine deutlich reduziert worden ist. Ähnlich lässt sich auch der Bau der Blue-Stream-Pipeline von Russland durch das Schwarze Meer in die Türkei begründen. Durch den Vorteil, die Transitländer Ukraine, Moldawien, Rumänien und Bulgarien zu umgehen, lassen sich aus strategischer Sicht die deutlich höheren Kosten gegenüber einem Ausbau der Alternativroute rechtfertigen. Um die Errichtung dieser weltweit ersten Pipeline in über 2000 Meter Wassertiefe technisch und finanziell zu realisieren, wurde neben den beteiligten Staatsunternehmen Gazprom und der türkischen Botas mit der italienischen ENI auch ein finanzstarker Öl- und Gas-Major eingebunden. Abbildung 2 zeigt schematisiert die derzeitigen Hauptexportpipelinerouten nach Europa (erweiterte EU sowie Schweiz und Türkei).[8]

**Abbildung 2: Bestehende und in Bau befindliche Exportrouten**




8 Darstellung nach EWI 2002.

Nach den Niederlanden und Dänemark wurde 1998 mit der Eröffnung des Interconnectors zwischen Bacton und Zeebrugge (Belgien) Großbritannien zum dritten EU-Netto-Exporteur. Da jedoch die britischen Reserven eine nur noch kurze (statische) Reichweite von rund 10 Jahren aufweisen, wurde diese Pipeline mit der Möglichkeit ausgestattet, die Flussrichtung zu ändern. Auf diese Weise ist es möglich, in Jahren des Überschusses zu exportieren, während in Jahren des Bedarfs der Gasfluss in Richtung der Insel erfolgen kann. Darüber hinaus eignet sich die Pipeline auch zum Auffangen unterjähriger Lastspitzen und Ausnutzen von Differenzen zwischen dem wettbewerblichen Preisbildungssystem in Großbritannien und dem ölpreisindizierten Preisen des Kontinents.

Ergänzend zu den Pipelineneubauten, wurden seit Inkrafttretung der Binnenmarktrichtlinie LNG-Terminals in Griechenland, Portugal und Spanien fertig gestellt, weitere befinden sich in Bau, unter anderem in Großbritannien und Spanien. Trotz der zunehmenden LNG-Importkapazitäten spielt verflüssigtes Erdgas in Europa gegenüber Pipelinegas derzeit eine noch untergeordnete und zum größten Teil regional begrenzte Rolle.

Im Zuge der, wenn auch langsam, fortschreitenden Liberalisierung wurde es nun auch anderen Unternehmen außer den traditionellen Monopolisten möglich, Erdgas zu importieren, um es selbst zu verwenden oder an andere Kunden zu verkaufen. Hauptnutzer der neuen Rahmenbedingungen sind bis heute vor allem international tätige Gasversorger (wie Ruhrgas und Gaz de France), Elektrizitätskonzerne (z.B. ENEL, Edison, EDF, Union Fenosa) sowie die großen Öl-Majors (bspw. ExxonMobil, Shell, BP oder ENI).[9]

Doch nicht nur die Situation in den Nachfrageländern stellt sich stark verändert dar, auch in den meisten Förderregionen haben sich die Angebotsbedingungen gewandelt. So musste in Norwegen, das, obwohl nicht EU-Mitglied, die Binnenmarktrichtlinie akzeptiert hat, das bisherige Verkaufskartell GFU aufgelöst werden. Der Abschluss neuer Verträge erfolgt seit dem direkt mit den Produzenten, was eine deutliche Schwächung der Angebotsposition darstellt. Darüber hinaus mussten auch die alten Verträge neu verhandelt werden, da sie nicht mehr mit dem geänderten EU-Bedingungen im Einklang standen. Aber auch andere traditionelle Anbieter sind gezwungen, ihre Verkaufsmonopolstellung langsam aufzugeben. Die bisherige Praxis, bspw. in Algerien, erlaubte zwar das Fördern von Gas (und Öl) durch ausländische Unternehmen, allerdings mussten diese Mengen zu vorher verhandelten Bedingungen an die staatlichen Unternehmen, im Falle Algeriens Sonatrach, abgetreten werden, welche den Vertrieb im In- und Ausland übernahmen. Da jedoch das Aufrechterhalten bzw. Steigern des Förderniveaus deutlich mehr Kapital erfordert, als diesen Unternehmen zur Verfügung steht, hat dies zu einer Kräfteverschiebung hin zu den ausländischen Konzernen geführt. Ein Beispiel dafür stellt das neue Abkommen zwischen BP und Sonatrach zur Vermarktung des In Salah-Gas dar, bei dem BP eigene Volumen zur Vermarktung unabhängig von Sonatrach erhält.[10]

9 Vgl. Cedigaz 2001.

10 Vgl. Perner 2002.

## 3 Zukunftsperspektiven

Dem europäischen Gasmarkt wird für die folgenden Jahrzehnte ein ähnlich hohes Wachstum wie in den vergangenen Jahren prognostiziert. Im ersten Teil des folgenden Kapitels werden die wichtigsten Treiber der Nachfrageentwicklung aufgezeigt. Der Schwerpunkt liegt jedoch auf den sich weiter wandelnden angebotsseitigen Bedingungen, sowie den Faktoren, welche die weitere Entwicklung kritisch beeinflussen werden.

Darüber hinaus enthält dieses Kapitel zwei Exkurse, die sich ausführlicher mit der Rolle des LNG und des GTL beschäftigen.

### 3.1 Nachfrage- und angebotsseitige Rahmenbedingungen

Der Trend der steigenden Erdgasnachfrage in Europa wird sich allen Prognosen zu folge in den nächsten Jahrzehnten fortsetzen.[11] Bedingt wird die Zunahme auch durch das Erschließen neuer, bisher noch nicht an das Erdgasnetz angeschlossener Regionen, vor allem in Südeuropa oder Schweden.

In bereits etablierten Gaswirtschaften könnte für die Industrie durch den liberalisierungsbedingten einfacheren und in vielen Fällen auch preisgünstigeren Zugang zu flexiblen Mengen Erdgas an Attraktivität gewinnen. Insgesamt werden sich jedoch die Zuwächse in Haushalts- und Industriebereichen in Grenzen halten, Haupttreiber wird der Elektrizitätssektor werden. Moderne GuD-Anlagen mit hohen Wirkungsgraden werden in Zukunft eine wichtige Alternative für Kohlekraftwerke sein, besonders bei einer wirkungsvollen $CO_2$-Politik ist die auf Gas basierende Stromerzeugung im Vorteil. Darüber hinaus erscheint in vielen Ländern der EU ein Neubau von Kernkraftwerken aus politischen Gründen als wenig wahrscheinlich, was den verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken begünstigt.

Angebotsseitig stehen dem oben skizzierten Anstieg durchweg sinkende eigene Förderungen entgegen. In allen großen Importländern ist weder mit einer größeren Zunahme der Produktionsmengen zu rechnen, noch erscheinen nennenswerte Neufunde realistisch. Erschwerend kommt hinzu, dass sich innerhalb der nächsten Jahrzehnte zunächst Großbritannien und später auch Dänemark und die Niederlande wohl zu Netto-Importeuren wandeln werden. Doch nicht nur der reine Abfall der Produktionsmengen ist problematisch. Zwei Sachverhalte erschweren darüber hinaus gehend die Situation: zusätzlich zu den ausbleibenden Exporten wird Großbritannien nicht unwesentliche Mengen, vor allem aus Norwegen, selbst absorbieren, die somit nicht mehr für den kontinentaleuropäischen Markt zur Verfügung stehen. Mit dem abnehmenden Förderraten in den Niederlanden reduziert sich zudem der flexible Swing-Supply für zahlreiche westeuropäische Importeure.

All dies impliziert einen weiteren Anstieg des Importanteils am Gasaufkommen für Europa. Durch den Beitritt der mittel- und osteuropäischen Staaten wird sich diese Quote nicht nur

[11] Steigende Prognose für die EU bzw. OECD-Europa geben bspw. EIA 2003, EU 2003, IEA 2002 oder Cedigaz 2000, weltweite Werte ohne Detaillausgaben für Europa sind in Shell 2001 und ExxonMobil 2003a enthalten.

noch weiter erhöhen, vielmehr sind die meisten dieser Staaten auch noch einseitig von Russland als einzigem oder zumindest dominantem Anbieter abhängig.[12]

Um den Bedarf zu decken steht in akzeptabler Reichweite zu Europa grundsätzlich eine Vielzahl aktueller und potentieller Anbieterstaaten zur Verfügung. Tabelle 1 zeigt die geschätzten Reserven (Stand 2004) der für Europa relevanten Förderer sowie deren Exporte im Jahre 2002 nach Westeuropa (EU25 zuzüglich Schweiz und Türkei).

**Tabelle 1: Reserven ausgewählter Förderländer und deren Exporte nach Westeuropa**[13]

| Land | Mrd. m³ | Welt-rang | Exporte 2002 (Mrd. m³) | Land | Mrd. m³ | Welt-rang | Exporte 2002 (Mrd. m³) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Russland | 47.600 | 1 | 122 | Norwegen | 2.400 | 14 | 61 |
| Iran | 26.000 | 2 | 1 | Usbekistan | 1.900 | 16 | - |
| Katar | 14.400 | 3 | 2 | Kasachstan | 1.900 | 17 | - |
| Saudi-Arabien | 6.200 | 4 | - | Ägypten | 1.600 | 20 | - |
| VAE | 6.000 | 5 | 1 | Libyen | 1.300 | 23 | 1 |
| Algerien | 4.500 | 7 | 56 | Aserbaidschan | 1.000 | 26 | - |
| Venezuela | 4.100 | 8 | - | Oman | 800 | 28 | - |
| Nigeria | 3.500 | 9 | 8 | Trindad & Tobago | 700 | 32 | 1 |
| Irak | 3.100 | 10 | - | Jemen | 500 | 34 | - |
| Turkmenistan | 2.900 | 11 | - | Syrien | 300 | 43 | - |

Die beiden großen EU-Exporteure Niederlande und Großbritannien wiesen im Vergleich dazu mit 1.700 bzw. 1.100 Mrd. m³ vergleichsweise moderate Erdgasreserven aus. Anzumerken bleibt, dass das verbleibende Potenzial der meisten dieser Staaten zum Teil deutlich höher liegt, so dass für die prognostizierte Nachfrage zumindest aus Sicht der reinen Ressourcenverfügbarkeit kein Engpass entstehen wird. Nicht-konventionelles Erdgas wie Methanhydrate werden hingegen bis 2030 wohl keine größere Rolle spielen.[14]

### 3.2 Geplante Projekte zur Sicherung der europäischen Gasversorgung

Um die oben beschriebene Versorgungslücke zu schließen, ist ein verstärkter Ausbau der Infrastruktur von Nöten. Dies betrifft sowohl die Verbindungen zwischen dem erweiterten Europa und den traditionellen Versorgern, als auch die Anbindung der Länder, die in Zukunft den Anbieterkreis erweitern werden.

Die bisherige traditionelle Hauptroute aus Russland nach Westeuropa über die Beitrittsländer Slowakei, Tschechien und Ungarn wird in Zukunft aller Voraussicht nach nicht wesentlich erweitert. Dies ist einerseits mit dem langsamen Erreichen und in einigen Feldern bereits überschrittenen Höhepunkts des Förderprofils in Westsibirien und des Wolga-Ural-Gebiets zu erklären, andererseits sind auch strategische Überlegungen entscheidend. Besonders der Transit durch die Ukraine ist in der Vergangenheit nicht immer reibungslos vonstatten gegangen, so dass Alternativen gesucht werden. Eine solche stellt einerseits eine Erweiterung der Kapa-

12 Zur Importabhängigkeit in Europa vgl. Stern 2002. Einen Vergleich mit den USA und Japan findet sich bspw. bei von Hirschhausen/ Neumann 2003.

13 Reservenangaben nach BGR 2003, alternative Schätzungen bei BP 2003, Cedigaz 2003, Eni 2003, ExxonMobil 2003b und IEA 2003a.

14 Zu nicht-konventionellem Erdgas siehe ausführlich bei BGR 2003.

zitäten durch Polen mit gleichzeitigem Zubau der Zulieferpipelines aus der noch nicht angeschlossenen Yamal-Halbinsel dar, eine weitere Möglichkeit wäre die Baltic-Sea-Pipeline (oder North-Transgas) durch die Ostsee. Die Versorgung würde bei dieser Variante langfristig aus der Russischen Barentssee (Shtokmanow-Feld) erfolgen, die ähnlich wie Yamal noch nicht voll erschlossen ist. Sowohl die Yamal- als auch die Barentssee-Mengen würden Westeuropa zunächst über Deutschland erreichen, mit weiterer Bestimmung in Richtung Frankreich, Niederlande und Großbritannien, was den Bau eines Interconnector II zwischen den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich begünstigen könnte.

Ein Zubau neuer Pipelines aus Norwegen in Richtung Kontinentaleuropa erscheint aus heutiger Sicht für die nächsten Jahrzehnte unwahrscheinlich, weil die Kapazitäten in den letzten Jahren stark erweitert worden sind (Europipe II, Norfra) und weil verstärkt Lieferungen nach Großbritannien erfolgen werden. Neben einer vollen Reaktivierung der zwischenzeitlich kaum genutzten Frigg-Pipeline sind verschiedene Pipeline-Projekte aus der Norwegischen Nordsee in Richtung der britischen Gasanlandeterminals geplant. Darüber hinaus befindet sich in der Norwegischen Barentssee ein LNG-Exportterminal in Bau.

Auch in Algerien befinden sich verschiedene Ausbauvorhaben in fortgeschrittenen Planungsstadien. Der Export soll in Zukunft nicht nur über die kapazitätserweiterten bestehenden Pipelines sondern auch über zwei neue Rohrleitungen in Richtung Spanien (Medgaz) sowie nach Sardinien mit Verlängerung nach Norditalien und evtl. Südfrankreich (Galsi-Pipeline) erfolgen. Ein Anschluss der nigerianischen Erdgasvorkommen an das algerische Exportnetz über eine Verbindungsleitung durch die Sahara befindet sich zwar seit längerem in der Diskussion, allerdings gibt es noch keine Anzeichen, dass dieses Vorhaben in den nächsten Jahren realisiert werden könnte. Da eine Nutzung fremder Exportkapazitäten unwahrscheinlich erscheint, ein Aufbau einer eigenständigen Netzinfrastruktur kaum wirtschaftlich erscheint, bietet sich in Nigeria eine Ausweitung der Verflüssigungsterminals an, was bereits am bisherigen Standpunkt Bonny Island geschieht. Darüber hinaus sind weitere LNG-Projekte in der Diskussion.

Anders verhält es sich in Libyen, wo weder neue LNG-Anlagen projektiert, noch Bestrebungen bemerkbar sind, den über 30 Jahre alte Marsa el Brega-Terminal zu modernisieren. Nach Fertigstellung der sich in Bau befindlichen Green-Stream-Pipeline nach Italien wird Libyen seinen Anteil an den europäischen Bezügen erweitern können.

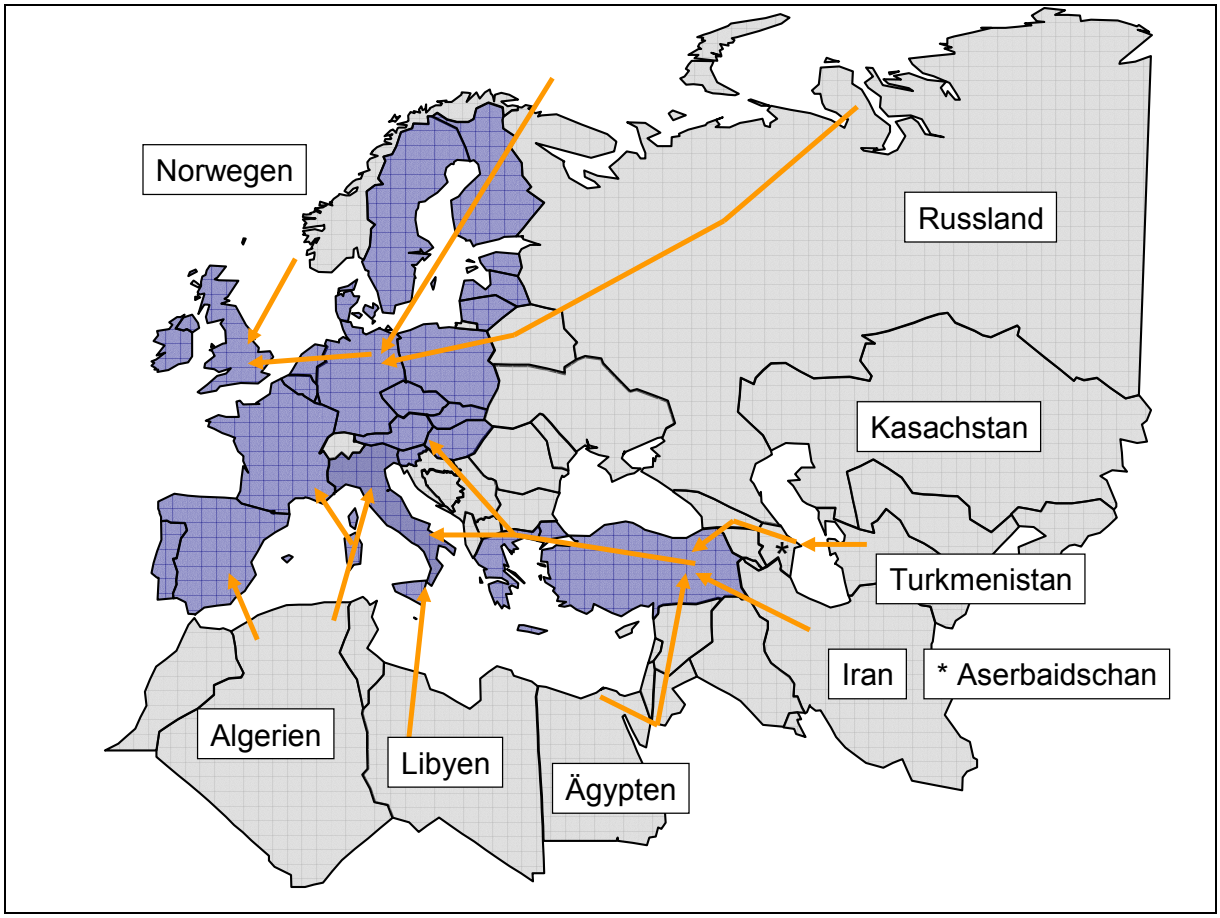
Über einen kontinuierlichen Ausbau ihrer LNG-Terminals werden auch weitere Mengen aus Trinidad & Tobago sowie dem Mittleren Osten (Katar, Oman und Vereinigte Arabischen Emirate) für Europa verfügbar. Ägypten wird in den nächsten Jahren ebenfalls dem Kreis der LNG-Exporteure beitreten. Darüber hinaus erscheint eine Weiterführung der fertig gestellten ägyptischen Exportleitung nach Jordanien in Richtung Türkei als realisierbar.

Für eine weitere bisher wenig in die europäischen Märkte eingebundene Region wird für die nähere Zukunft eine deutlich wichtigere Rolle erwartet, nämlich die Anliegerstaaten des Kaspischen Meers Aserbaidschan, Kasachstan und Turkmenistan. Die Verbindung vom aserischen Shah Deniz-Feld über Georgien in die Türkei befindet sich in Bau, eine Verlängerung der Pipeline in Richtung Griechenland gilt als beschlossen. Über diese Pipeline kann in Zukunft auch iranisches oder ägyptisches Gas seinen Weg über Griechenland oder verschiedene

Balkanstaaten nach Österreich und Ungarn in die EU nehmen. Während sich Aserbaidschan so einen eigenständigen Zugang nach Europa schaffen kann, sind die Umstände für Kasachstan und vor allem Turkmenistan wesentlich ungünstiger. Zwar verfügen beide Länder über ausreichend Reserven, jedoch entwickelt sich die Vermarktung in die lukrativen europäischen Verbrauchszentren als schwierig. In Richtung Norden muss russisches Territorium (im Falle Turkmenistan zusätzlich usbekisches und kasachisches) überquert werden, westwärts würde der Export über das Kaspische Meer und Aserbaidschan erfolgen und schließlich im Süden über den Iran. Alle diese Transitländer sind gasreiche Nationen mit eigenem Interesse, Energierohstoffe in den Westen zu exportieren. Die größeren Neufunde in Aserbaidschan haben das sich kurz vor Baubeginn befindliche Trans-Caspian-Projekt (von Turkmenistan über das Meer nach Aserbaidschan und von dort in die Türkei) auf unbestimmte Zeit verschoben. Zum jetzigen Zeitpunkt erfolgen zumindest Lieferungen von Turkmenistan und Kasachstan nach Russland und in die Ukraine, um die dortigen Märkte zu versorgen. Verglichen mit den Erlösen, die bspw. in Deutschland zu erzielen wären, ist dies jedoch eine wenig zufrieden stellende Lösung für die betroffenen Exporteure. Für Europa ergibt sich dennoch ein positiver Effekt, da die Verwendung turkmenischer oder kasachischer Mengen in Staaten der ehemaligen Sowjetunion russisches Gas für west- und zentraleuropäische Importeure freisetzt.

Eine Darstellung der wichtigsten Exportpipelineprojekte für die nächsten Jahre gibt Abbildung 3.

**Abbildung 3: In Bau befindlich und geplante Pipelineprojekte**



Langfristig stehen weitere potentielle Anbieter zumindest teilweise für Europa zur Verfügung. Zu nennen wären Angola, Irak, Jemen, Saudi-Arabien oder Venezuela. Allerdings weist keines dieser Länder derzeit eine entsprechende Infrastruktur auf, so dass mit einer baldigen Aufnahme der Lieferbeziehungen nicht zu rechnen ist.[15]

## 3.3 Exkurs I: Entwicklung des LNG in Europa

### 3.3.1 Technische und wirtschaftliche Grundlagen

Unter LNG versteht man die Technik zur Verflüssigung von Erdgas, so dass eine Verschiffung per Tanker ermöglicht wird. Die LNG-Kette teilt sich dabei in mehrere Stufen auf, im Einzelnen die Verflüssigung im Exportland, den Transport über See sowie die Rückverdampfung im Bestimmungsland.

Nach der Förderung und dem Transport mittels Pipeline zum Exportterminal, erfolgt in diesem der Verflüssigungsprozess. Grundsätzlich stehen dafür mehrere Verfahren zur Verfügung, allerdings ist allen ein Abkühlen des Gases auf -161,5 °C gemein. Bei dieser Temperatur hat Methan als Hauptbestandteil seinen Siedepunkt und wechselt vom gasförmigen in den flüssigen Aggregatszustand. Bei diesem Vorgang verliert das Erdgas einen Großteil seines Volumens, so dass nur noch rund 1/600 des Raumbedarfs im Normalzustand besteht. Im Gegensatz zu älteren Anlagen können moderne LNG-Arbeitsstraßen bis 5,5 Mio. Tonnen LNG pro Jahr produzieren, was über 7 Mrd. m³ Erdgas entspricht. Die ersten LNG-Projekte hatten hingegen lediglich eine Kapazität von ca. 0,5 Mio. Tonnen, für die Zukunft sind weitere Kapazitätszuwächse pro Arbeitseinheit sehr wahrscheinlich.

Die Verschiffung erfolgt mit speziellen Tankern, die über ein spezielles Kühlsystem verfügen, damit sich das LNG während der teilweise wochenlangen Fahrt nicht erhitzt und damit an Volumen gewinnt. Aus diesem Grund sind LNG-Tanker auch deutlich teurer als herkömmlich Öltransporter. Dennoch stattfindende geringfügigere Verdampfungen werden verwendet, um das Schiff anzutreiben, was ein Einsparen an Treibstoff (z.B. Diesel) bedeutet. Auch bei den Tankern haben sich in den letzten Jahrzehnten deutliche Größenzuwächse gezeigt. Die ersten Tanker zu Beginn der 1960er Jahre wiesen Aufnahmemengen von 20.000 m³ auf, während die heutige Standardgröße bei 135.000 m³ liegt. Für die Zukunft werden Tankergrößen von bis zu 200.000 m³ prognostiziert, allerdings könnte dies in zahlreichen älteren Häfen zu Problemen führen (z.B. wegen des Tiefgangs und der Ausmaße).

Die Rückverflüssigung stellt den Abschluss des Vorgangs dar. Nach Zwischenspeicherung wird das LNG schrittweise auf Normaltemperatur erwärmt, so dass es in das heimische Erdgasverteilungsnetz eingespeist werden kann.

Tabelle 2 zeigt eine typische Verteilung der Investitionskosten für historische und zukünftige Neubauprojekte. Für die kommenden Jahre sind zum Teil deutlich Kostensenkungen zu erwarten, die überwiegend durch neue Produktionsmethoden und Größenvorteile begründet sind. Allerdings wird sich trotz der größeren Kostensenkungspotentiale bei der Verflüssigung

[15] Detaillierte Modellrechnungen über die Realisierung zukünftiger Infrastrukturprojekte in Europa finden sich bspw. bei Haffner 2003 oder Perner/ Seeliger 2003.

nichts daran ändern, dass diese auch weiterhin den höchsten Anteil des Gesamtkapitalbedarfs benötigt.

Mit ca. 1,2 Mrd. US-$ für eine 5,5 Mio. Tonnen-Anlage bedeutet die Verflüssigung den größten Kostenblock, gefolgt von der Verschiffung mit rund 170 Mio. US-$ pro Tanker (135.000 m³). Um eine gleichmäßige Auslastung der Anlagen zu garantieren, sind je nach Distanz zwischen Export- und Importterminal mehrere Schiffe pro Projekt nötig. Den geringsten Anteil nimmt die Verdampfung ein, so erfordern Terminals mit einer Jahreskapazität von 2,5 Mrd. m³ Erdgas etwa 180 Mio. US-$ Investitionskosten.

**Tabelle 2: Kostenstruktur eines typischen LNG-Projekts**[16]

| (in Prozent) | 1990 | 2002 | 2030 |
|---|---|---|---|
| Verflüssigung | 52 | 50 | 48 |
| Verschiffung | 32 | 30 | 26 |
| Verdampfung | 16 | 20 | 26 |

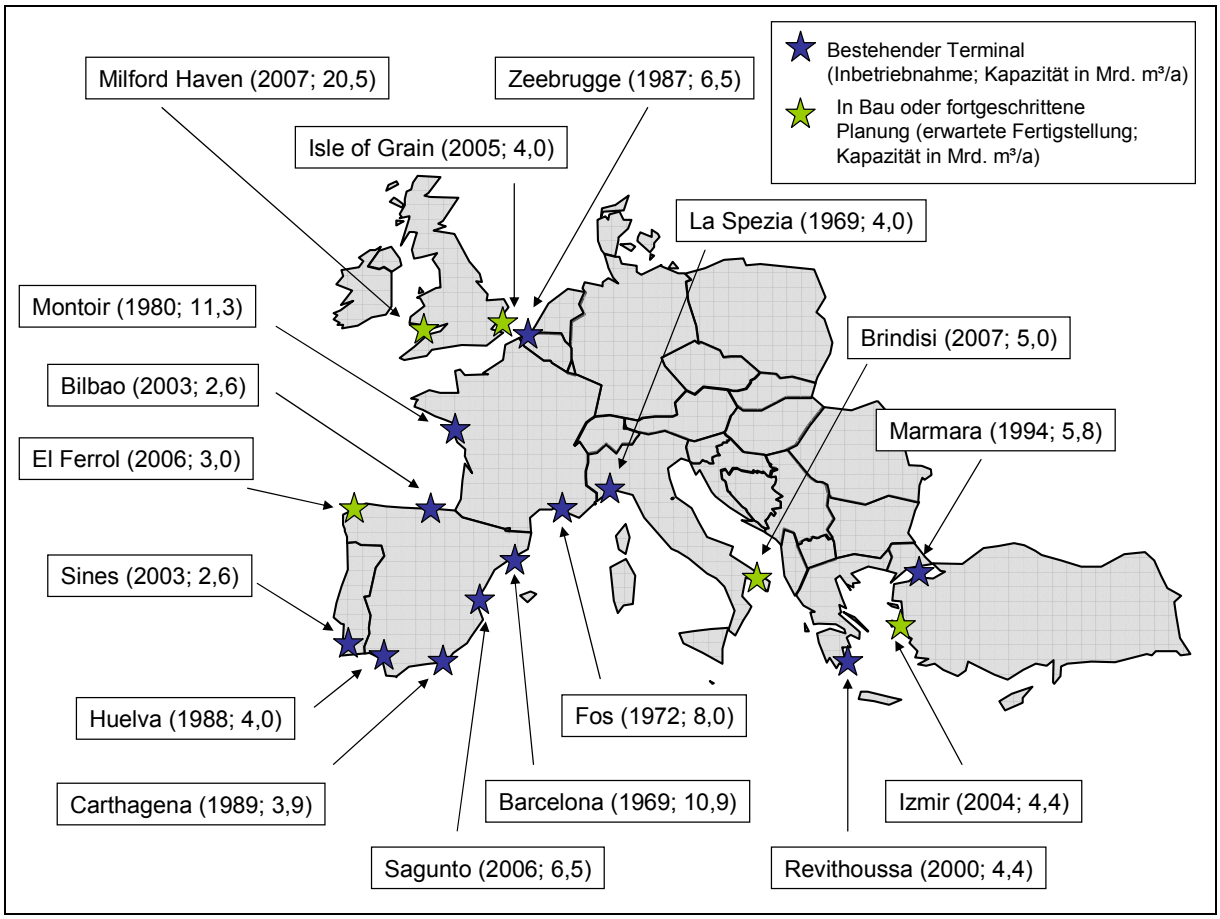
### 3.3.2 Bestehende und geplante LNG-Importterminals in Europa

Derzeit existieren in Europa 11 (Abbildung 4) LNG-Importanlagen, davon vier in Spanien, zwei in Frankreich und je eine in Belgien, Griechenland, Italien, Portugal und der Türkei. Sechs weitere befinden sich in Bau bzw. im Ausschreibungsverfahren.

An einigen dieser Verdampfungseinrichtungen sind Kapazitätsausbaumaßnahmen im Gang, teilweise bereits kurz vor der Vollendung. Darüber hinaus bestehen zahlreiche weitere Planungen, die allerdings häufig eher spekulativer Natur erscheinen. Allein in Italien werden in der aktuellen Diskussion mehrere Terminals genannt, neue Standortsvorschläge oder Ausbauten an bestehenden LNG-Häfen sind auch für Deutschland, Frankreich, Kroatien, die Niederlande oder die Türkei im Gespräch. Angesichts der bestehenden Konkurrenz zwischen zahlreichen der genannten LNG-Projekte und zur Verfügung stehenden Pipelineoptionen dürften sich nur wenige der aufgeführten Pläne durchsetzen. Besonders eine baldige Realisierung des deutschen Vorhabens in Wilhelmshaven erscheint aus heutiger Sicht nach wie vor recht fraglich.

16 Nach IEA 2003b.

**Abbildung 4: LNG-Importterminals in Europa**[17]




### 3.3.3 Für Europa relevante LNG-Exporteure

Zum heutigen Zeitpunkt sind weltweit 12 Staaten als LNG-Anbieter aktiv. Aufgrund der hohen Transportkosten scheiden jedoch einige dieser Exporteure für den regelmäßigen Gasbezug Europas aus. Australien, Brunei, Indonesien, Malaysia sowie die USA (Alaska) beliefern deshalb, abgesehen von kleinen Spotmengen, ausschließlich den asiatisch-pazifischen Raum (hauptsächlich Japan). Alle anderen sind bereits heute in unterschiedlichen Größenordnungen an der Gasversorgung der EU beteiligt, ein Großteil der Exporte aus Katar, Oman und den Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) gehen zur Zeit allerdings noch nach Asien, Gas aus Trinidad erreicht zusätzlich die USA. Tabelle 3 zeigt die nach Europa verschifften LNG-Mengen für das Jahr 2002.

17 Vgl. IEA 2003a, Clarkson 2002, Drewry 2002, GM 2001, Roe 2001, Drewry 1999 und Cedigaz 1999.

**Tabelle 3: LNG-Lieferungen nach Europa 2002**[18]

| (in Mrd. m³/a) | Algerien | Katar | Libyen | Nigeria | Oman | Trinidad | VAE | Summe |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Belgien | 3,2 | | | | | | 0,1 | 3,3 |
| Frankreich | 10,2 | | | 0,8 | 0,5 | | | 11,5 |
| Griechenland | 0,5 | | | | | | | 0,5 |
| Italien | 2,2 | | | 3,5 | | | | 5,7 |
| Portugal | | | | 0,4 | | | | 0,4 |
| Spanien | 6,0 | 2,2 | 0,6 | 1,6 | 0,8 | 0,5 | 0,5 | 12,2 |
| Türkei | 4,1 | | | 1,3 | | | | 5,4 |
| Summe | 26,2 | 2,2 | 0,6 | 7,6 | 1,3 | 0,5 | 0,6 | |

In den genannten Ländern befinden sich weitere Kapazitäten im Ausbau, von denen nicht unwesentliche Teile für Europa nutzbar sein werden. Darüber hinaus entstehen in Ägypten und Norwegen neue Verflüssigungsstandorte. Alle für den europäischen Bedarf relevanten LNG-Staaten und deren LNG-Exportkapazitäten (sowie sich in Bau oder im fortgeschrittenen Planungsstadium befindliche Zusatzkapazitäten) sind in Tabelle 4 aufgelistet.

**Tabelle 4: Für Europa relevante LNG-Exportkapazitäten**[19]

| (in Mrd. m³/a) | Bestehend | Ausbau |
|---|---|---|
| Ägypten | 0 | 6 |
| Algerien | 32 | 0 |
| Katar | 19 | 13 |
| Libyen | 2 | 0 |
| Nigeria | 12 | 11 |
| Norwegen | 0 | 6 |
| Oman | 9 | 4 |
| Trinidad | 9 | 4 |
| VAE | 8 | 0 |

In Ergänzung zu den aufgeführten Anbietern könnten noch zahlreiche weitere Gasförderer folgen. Analog zu den diskutierten Importterminals existieren auch auf der Exportseite zahlreiche Pläne, deren Realisierung von Fall zu Fall unterschiedlich erscheint. Am wahrscheinlichsten können aus heutiger Sicht Angola und Iran angesehen werden, ähnliches gilt für Venezuela, wenn auch vermutlich mit geringeren Mengen und späteren Realisierungszeiträumen.

Angesichts der zum Teil massiven Ausbauvorhaben steht die LNG-Technik vor einer aussichtsreichen Zukunft. Dennoch werden die in Europa gehandelten Mengen weiterhin merklich hinter dem Pipelinegas zurück bleiben. Auch dürfte es kaum zu einem richtigen Weltmarkt für LNG kommen, da die einzelnen Märkte nach wie vor zu weit auseinander liegen und damit einem sehr kurzfristigen Handel transportbedingt enge Grenzen gesetzt sind. Denn obwohl die Transportkosten in Zukunft weiter sinken werden, bleiben sie verglichen mit der Verschiffung von Erdöl oder Kohle auf einem merklich höheren Niveau. Nichts desto trotz wird LNG zumindest in der mittleren Frist für das Preisniveau von entscheidender Bedeutung sein, da es bei ausreichend Kapazitäten als weltweite Preisobergrenze angesehen werden

18 Angaben nach Cedigaz 2003.

19 Vgl. Rojey/ Chabrelie 2003, IEA 2003a, Clarkson 2002, Drewry 2002, Roe 2001, Drewry 1999 und Cedigaz 1999.

kann. Ab einem bestimmten Preis, der für Europa bei rund 3 US-$ pro MMBTU liegen könnte, ist dann LNG von den meisten Exporteuren verfügbar, was die Verhandlungsbasis der europäischen Importunternehmen tendenziell stärken dürfte.

### 3.4 Ausgewählte kritische Faktoren der weiteren Entwicklung

Neben den in Kapitel 3.1 beschriebenen allgemeinen Rahmenbedingungen wie Ressourcenverfügbarkeit oder Nachfragewachstum bestehen einige Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Gasversorgung. Die Problemfelder betreffen sowohl angebots- und nachfrageseitige Faktoren, als auch zusätzlich Fragen der Infrastruktur.

#### 3.4.1 Nachfragekonkurrenz zwischen Europa, USA und Asien

Auch wenn die größten Reservenhalter in günstiger Reichweite zu Europa liegen, darf die Versorgungssicherheit mit diesen Gasmengen nicht als selbstverständlich gelten. Die Kostensenkungen bei der LNG-Verschiffung haben zwar einerseits vormals unwirtschaftliche Verbindungen attraktiv gemacht, allerdings gilt dies umgekehrt auch für andere Nachfrageregionen. Besonders in den USA sind zusätzlich zu der Reaktivierung zweier zwischenzeitlich stillgelegter Importterminals weitere Neubauten an diversen Ostküstenstandorten geplant. Neben den nahe liegenden Lieferungen aus Trinidad, erreichen auch Tanker aus Nigeria, Oman und Katar die Vereinigten Staaten. Mit Norwegen wurden bereits Verträge über erste Bezugsmengen aus dem Snohvit-Projekt in der Barentssee abgeschlossen, die nun trotz der deutlich geringeren Distanz nicht mehr für Europa zur Verfügung stehen. Sollte Venezuela seine LNG-Pläne verwirklichen, dürfte der US-Markt ebenso bevorzugte Angebotsregion sein wie für Kapazitätsausweitungen in Trinidad. Auch Gaskäufe in Ägypten sind nicht auszuschließen. Als wenig realistisch dürfte hingegen ein wesentlich verstärkter Handel mit Algerien sein, auch der Abschluss von Lieferverträgen mit Libyen oder dem Iran erscheint aus heutiger Sicht politisch unwahrscheinlich.

Indonesien, Brunei und Malaysia, die traditionellen Hauptlieferanten von Japan, Korea und Taiwan, sind für den europäischen Gasmarkt ohne Bedeutung, ebenso wie Australien. Eine Überschneidung beider Interessen ergibt sich jedoch in der Angebotsregion Mittlerer Osten, bestehend aus Katar, Oman und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Da diese Region jedoch über ausreichend Reserven und Terminalkapazitäten verfügt und darüber hinaus vor allem in Japan kein größerer Nachfrageanstieg zu erwarten ist, hält sich die Nachfragekonkurrenz zwischen Europa und Fernost um LNG aus der Golfregion in Grenzen.

Derzeit wenig kalkulierbar sind jedoch die Importvorhaben in Indien, Pakistan und besonders China. Mit diesen Nationen besteht aus europäischer Sicht nicht nur eine Nachfragekonkurrenz um relativ überschaubare LNG-Mengen wie im Falle Japans oder den USA. Grundsätzlich erscheinen hier auch Pipelinelieferungen im größeren Umfang denkbar.

Am weitesten fortgeschritten ist momentan die Entwicklung in China. Zwar soll nach Absicht der dortigen Regierung auch in Zukunft ein Großteil des steigenden Gasbedarfs durch neu entdeckte heimische Vorkommen gedeckt werden, nichts desto trotz sind Importe unausweichlich, besonders um den Bedarf in der stark wachsenden südchinesischen Küstenregion zu decken. Ein LNG-Terminal, für den bereits Lieferverträge mit Australien abgeschlossen

wurden, befindet sich in Bau, weitere sind angedacht. Jedoch dürften auch hier die Mengen entweder von für Europa uninteressanten Exporteuren geliefert werden oder in nicht besorgniserregenden Maßen erfolgen, falls Katar oder Oman als Versorger verpflichtet werden sollten. Ähnliches gilt auch für Indien, das Anfang 2004 seine erste LNG-Verdampfungsanlage in Dahej mit Lieferungen aus Katar in Betrieb genommen hat.

Zur Versorgung des chinesischen Nordens mit russischem Gas sind verschiedene Pipelinerouten entweder aus Sakhalin oder Ostsibirien möglich, beide Regionen verfügen aber über keinerlei Relevanz für Europa. Diese besteht aber zweifelsohne bei den Fördergebieten in Westsibirien, im Iran sowie in den kaspischen Anbietern Kasachstan und Turkmenistan. All diese Anbieterregionen sind geeignet, nicht nur überschaubare und regional begrenzte Nachfrage wie im chinesischen Norden zu bedienen, sondern können über Pipelines weite Teile Indiens, Pakistans und China versorgen. Angesichts der gewaltigen Entfernungen (zum Teil über 5000 km, vergleichbar der Strecke nach Westeuropa) sind nur Rohrleitungen mit großen Durchmessern und entsprechend hoher Kapazität (rund 30 Mrd. m³ pro Jahr) ökonomisch sinnvoll. Sollten also eines oder mehrere dieser Projekte realisiert werden, würde diese Mengen dem europäischen Markt merklich fehlen, besonders wenn sie aus Westsibirien stammen sollten. Erschwerend käme hinzu, dass nicht nur neue Gaslieferungen ausblieben, angesichts der hohen Investitionserfordernisse der Errichtung einer komplett neuen Infrastruktur könnte zukünftig auch Kapital seitens der Gazprom AG fehlen, nennenswerte Neuanlagen wie in der Barentssee für den europäischen Bedarf zu entwickeln.

Alles in allem besteht für die nächsten Jahre noch kein größerer Wettbewerb zwischen den verschiedenen Weltteilmärkten. Die erweiterte EU hat den Vorteil in akzeptabler Reichweite zu den wichtigsten Ressourcenhaltern zu liegen und seit Jahrzehnten als zuverlässiger sowie zahlungskräftiger Partner zu gelten. Auf lange Sicht kann sich dies jedoch ändern, zumal viele der potentiellen Konkurrenten erst am Anfang ihrer flächendeckenden Industrialisierung stehen und zukünftig besonders eine Interessensüberschreitung zwischen Asien und Europa im gasreichen Gürtel Westsibirien-Kaspischer Raum-Mittlerer Osten zu erwarten ist.

### 3.4.2 Sicherheitsrisiken

Zahlreiche der in Kapitel 3.1 genannten aktuellen und potentiellen Anbieterstaaten waren in der Vergangenheit von verschiedenen Krisen wie politische Umstürze, längerfristige Streiks, bewaffnete zwischenstaatliche Konflikte, Terroranschläge oder Bürgerkriege betroffen. Beispiele dafür sind Algerien, Irak, Iran, Libyen, Nigeria oder Venezuela. Andere, politisch oder kriegsbedingt noch nicht aufgefallene Länder wie Katar oder Oman liegen in unmittelbarer Nähe zu den oben angesprochenen Nationen oder sind aus westlicher Sicht als politisch wenig stabil einzustufen.

Doch nicht nur die Förderung erfolgt in einem teilweise schwierigen politischen Umfeld, auch die kapitalintensiven Transportleitungen passieren in vielen Fällen latent krisen- und terroranfällige Länder oder Regionen.[20] So muss algerisches Gas Tunesien oder Marokko passieren

[20] Vgl. dazu ausführlicher OME 1995 und IEA 1995.

und russische Lieferungen erfolgen durch Weißrussland, Ukraine oder Moldawien. Iranische Pipelinelieferungen verlaufen im Osten der Türkei durch kurdisches Gebiet, aserische und später turkmenische Mengen durchqueren bevor sie die Osttürkei erreichen die Kaukasusregion.

Vor diesem Hintergrund sind neben den deutlich erkennbaren Bemühungen um Streuung der Gasherkunft auch verschiedene Routendiversifizierungen zu verstehen (und aus Versorgungssicherheitssicht zu begrüßen). Auf diese Weise lassen sich zwar die, meistens von der Gaswirtschaft unabhängigen länderspezifischen Risiken, kaum vermeiden, allerdings sind deren eventuellen Folgen deutlich abgemildert.

### 3.4.3 Marktmacht

Auch wenn die Zahl der Anbieter sich in den letzten Jahren merklich erhöht hat und sich dieser Trend in den kommenden Jahren fortsetzt, wird es dennoch bei einem überschaubaren Kreis ressourcenreicher Anbieter bleiben. Mehrere Länder fallen als Netto-Exporteure weg (Großbritannien, Dänemark, Niederlande), andere werden voraussichtlich in den nächsten Jahrzehnten ihren Förderpeak erreichen oder aus politischen Gründen bestimmte Produktionshöhen nicht überschreiten (Algerien, Norwegen). Dies könnte sich in einer gewissen Form von Marktmacht widerspiegeln, die es einzelnen Staaten bzw. Staatengruppen ermöglicht, das Preisniveau zu beeinflussen. Besonders deutlich wird dies durch die Osterweiterung der EU, wie aus Tabelle 5 ersichtlich wird. Insgesamt 11 der 20 Netto-Importländer[21] der EU25 sind zu mindestens 60 Prozent von Russland abhängig, vier davon sogar vollständig. Zwei weitere Länder sind darüber hinaus ähnlich einseitig angewiesen auf Algerien Lediglich die Bezüge von Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien und Luxemburg sind relativ breit gestreut, zumal alle auch über einen vergleichsweise hohen Anteil von EU-internen Lieferanten verfügen. Schweden und Irland beziehen ihre gesamten Auslandsmengen aus jeweils einem EU-Staat, was als nahezu risikolos eingestuft werden kann.

Insgesamt lassen sich in den letzten Jahren jedoch zusehends mehr Bemühungen um Bezugsdiversifizierung feststellen, die sich teilweise in Gesetzesform wie in Spanien wieder finden sowie durch einen steigenden Anteil neuer Anbieter, z.B. im vorher zu 100 Prozent von Russland abhängigen Tschechien, bemerkbar machen.

[21] Zypern und Malta verfügen derzeit über keine Gasinfrastruktur; Dänemark, Großbritannien und die Niederlande sind Netto-Exporteure.

**Tabelle 5: Marktanteile der wichtigsten Anbieter in EU-Netto-Gasimportländern**[22]

| (in Mrd. m³/a) | Nachfrage 2002 | Förderung 2002 | Wichtigster Anbieter | Prozent von Nachfrage |
|---|---|---|---|---|
| Belgien | 15,3 | 0 | Niederlande | 46 |
| Deutschland | 90,7 | 22,3 | Russland | 37 |
| Estland | 0,7 | 0 | Russland | 100 |
| Finnland | 4,5 | 0 | Russland | 100 |
| Frankreich | 44,7 | 1,8 | Norwegen | 28 |
| Griechenland | 2,2 | 0 | Russland | 73 |
| Irland | 4,3 | 0,8 | Großbritannien | 79 |
| Italien | 70,4 | 14,6 | Algerien | 32 |
| Lettland | 1,6 | 0 | Russland | 100 |
| Litauen | 2,7 | 0 | Russland | 100 |
| Luxemburg | 1,2 | 0 | Niederlande | 43 |
| Österreich | 8,0 | 1,8 | Russland | 65 |
| Polen | 13,6 | 5,6 | Russland | 60 |
| Portugal | 3,1 | 0 | Algerien | 87 |
| Schweden | 1,0 | 0 | Dänemark | 100 |
| Slowakei | 7,6 | 0,2 | Russland | 97 |
| Slowenien | 1,0 | 0 | Russland | 64 |
| Spanien | 20,5 | 0,5 | Algerien | 60 |
| Tschechien | 9,6 | 0,2 | Russland | 74 |
| Ungarn | 13,4 | 3,1 | Russland | 72 |

Deutlich erkennbar sind derzeit Bestrebungen, die Koordination zwischen den Anbietern zu erhöhen. Im Rahmen des Gas Exporting Countries Forum (GECF) fanden bereits drei Treffen statt, an denen neben den OPEC-Mitgliedern unter anderem auch Russland, Trinidad sowie, als Beobachter, Norwegen teilgenommen haben. Obwohl die Errichtung eines ständigen Büros für die GECF in Katar beschlossen wurde, weisen diese Treffen bisher einen eher informellen Charakter auf.

Zwar dürfte eine zunehmende Nachfragekonkurrenz Europas mit den anderen wichtigen Teilmärkten Nordamerika und Asien die Verhandlungsmacht der Angebotsländer erhöhen, eine der OPEC vergleichbare Position des GECF oder einer ähnlichen Zusammensetzung von Förderern erscheint aus mehreren Gründen als nicht sehr wahrscheinlich. Bei einigen Ländern eine weitergehende Zusammenarbeit mit dieser Runde politisch als unmöglich (Norwegen) oder zumindest als weniger wahrscheinlich (Trinidad) anzusehen. Letzteres dürfte auch für Russland gelten, wenn die begonnene Westorientierung weiterverfolgt werden sollte. Abgesehen davon erwies sich in den vergangenen Jahrzehnten die Kartelldisziplin der noch vergleichbar homogenen OPEC-Staaten als nicht sehr stabil, die wesentlich breiter gestreute Zusammensetzung der GECF-Teilnehmer dürfte diese internen Interessenskonflikt noch deutlich erhöhen. Zudem sprechen einige gasspezifische Besonderheiten, vor allem die kapitalintensive und starre Transportinfrastruktur, gegen ein allzu starkes Kartell. Einige der Forumsteilnehmer sind gerade erst im Aufbau ihrer Gaswirtschaften, die einerseits auf europäisches und nordamerikanisches Kapital angewiesen sind, um ihre Feldentwicklung und Infrastruktur vo-

22 Eigene Berechnungen nach IEA 2003a und Stern 2002.

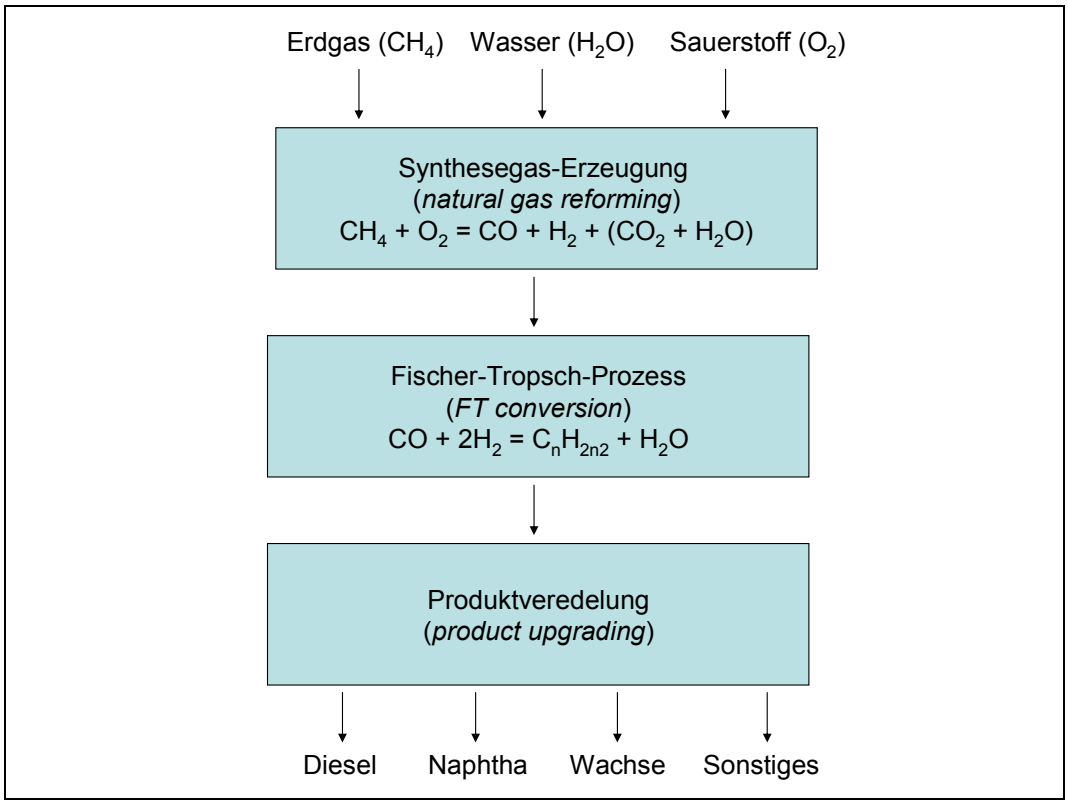
ranzutreiben und andererseits erst noch Marktanteile von den Etablierten gewinnen müssen. Dies gilt bspw. für Ägypten, Katar, Oman oder Trinidad, aber auch für den Iran.

## 3.5 Exkurs II: Einfluss des GTL auf den Europäischen Erdgasmarkt

### 3.5.1 Technische und wirtschaftliche Grundlagen

Unter Gas to Liquids (GTL) versteht man eine Technologie, mit deren Hilfe die Erzeugung von synthetischen Schmier- und Antriebsstoffen aus Erdgas (Methan) gelingt, die normalerweise aus Erdöl produziert werden müssten. Die Umwandlung erfolgt dabei mittels verschiedener petrochemischer Prozesse, die auf der in den 1920er Jahren entwickelten Fischer-Tropsch-Synthese aufbauen, die bereits während des zweiten Weltkrieges in Deutschland eingesetzt wurde. Allerdings wurden damals die synthetisierten Brennstoffe noch aus Kohle erzeugt. Nach dem Krieg wurde diese Technik vor allem in dem wegen seiner Apartheid-Politik isolierten Südafrika weiterentwickelt, weiterhin auf Kohlebasis. Heute existieren mehrere auf Fischer-Tropsch aufbauende Verfahren, um Gas zu verflüssigen.[23] Eine schematisierte Darstellung des Umwandlungsprozesses gibt Abbildung 5.

**Abbildung 5: Fischer-Tropsch-Prozess**[24]




GTL ist dabei zu unterscheiden von Natural Gas Liquids (NGL) bzw. Liquefied Petroleum Gas (LPG), die nicht aus Erdgas (Methan) bestehen, sondern aus einer physischen Verände-

[23] Andere Gasverflüssigungsmethoden wie die Erzeugung von Di-Methyl Ether (DME) oder Methanol werden auf Grund ihrer begrenzten Anwendbarkeit im Folgenden vernachlässigt. DME kann im Wesentlichen als Ersatz für Propan oder Butan (LPG) verwendet werden, Methanol dient bspw. als Rohstoff für Formaldehyd. Vgl. Morita 2001 und Waddacor 2003.

rung von Gasen wie Propan resultieren. Ebenso muss es von LNG abgegrenzt werden, das zwar ebenfall aus Methan besteht, dessen Verflüssigung allerdings keinen petrochemischen Prozess voraussetzt, sondern lediglich eine Bearbeitung mittels Druck und Temperatur darstellt. LNG ist somit nur eine Veränderung der Transporteigenschaften, nicht jedoch des Produktes und seiner Verwendungsmöglichkeiten an sich.[25]

Hauptprodukte nach der Umwandlung sind in der Regel Mitteldestillate, vor allem Diesel, und das überwiegend in der chemischen Industrie zum Einsatz kommende Naphtha (auch Chemiebenzin genannt).[26] Damit unterscheidet sich die Aufteilung auf die Endprodukte merklich von denen, die typischerweise aus Rohöl raffiniert werden. Die in Tabelle 6 ausgewiesenen Zusammensetzungen geben eine idealisierte Produktzusammensetzung wider, je nach verwendeten Rohöl bzw. Erdgas können sich die einzelnen Gewichtungen zum Teil stark verschieben.

**Tabelle 6: Produktenanteil in der Raffinerieerzeugung und im FT-Prozess**[27]

| (in Prozent) | Erdöl-raffinerie | FT-GTL |
|---|---|---|
| LPG | 3 | 0 |
| Benzine | 27 | 0 |
| Naphtha | 10 | 20 |
| Mitteldestillate | 40 | 65 |
| Sonstiges (schweres Heizöl, Wachse, Schmierstoffe) | 20 | 15 |

Die erzeugten GTL-Produkte sind qualitativ hochwertig und direkt in den herkömmlichen Motoren oder Prozessen einsetzbar. Häufig weisen sie sogar verbesserte Produkteigenschaften auf, so ist GTL-Diesel im Gegensatz zu gewöhnlichen Diesel frei von Schwefel und Schwermetallen, sowie nahezu aromatenfrei. Darüber hinaus hat der synthetisierte Kraftstoff ein deutlich verbessertes Zündverhalten und ist geräuschs- und emissionsärmer (Cetanzahl/Cetanindex). Die kommerzielle Produktion erfolgt derzeit weltweit in drei Anlagen (siehe Tabelle 7).

**Tabelle 7: Kommerziell genutzte GTL-Anlagen (Stand 2004)**[28]

| Anlage | Land | Unternehmen | Kapazität (b/d) | Betrieb seit | Hauptprodukte |
|---|---|---|---|---|---|
| Mossgas GTL | Südafrika | Petro SA | 22.500 | 1991 | Mitteldestillate |
| Sasolburg | Südafrika | Sasol | 2.500 | 1993 | Wachse u.ä. |
| Bintulu | Malaysia | Shell | 12.500 | 1993 | Mitteldestillate |

24 Darstellung nach Conoco 2002 und Schnell 2001.

25 Vgl. dazu ausführlicher Bartz et al. 1995 und Deutsche BP 1989.

26 Zwar könnte prinzipiell auch Benzin aus FT-Prozessen erzeugt werden, allerdings kann dieses von herkömmlichen Motoren aufgrund unterschiedlicher Zünd- und Verbrennungseigenschaften nicht verwertet werden.

27 Nach Fleisch et al. 2003.

28 Nach Couvaras 2003.

Für die Zukunft ist ein starker Zuwachs an GTL-Anlagen zu erwarten. Im Bau befindliche bzw. sich in fortgeschrittener Planungsphase eingetretene Projekte befinden sich derzeit unter anderem in Ägypten, Alaska, Australien, Indonesien, Iran und Nigeria. Die meisten Bauvorhaben existieren jedoch in Katar, wo mit Sasol/Chevron, Shell, ExxonMobil und ConocoPhillips mehrere internationale Öl- und Gas-Majors Großprojekte jeweils in Kooperation mit der staatlichen Qatar Petroleum geplant haben. Die diskutierten Projekte weisen mit Kapazitäten von 34.000 bis 140.000 Barrel pro Tag (b/d) ein Vielfaches der bereits bestehenden Anlagen aus.

Technischer Fortschritt und Kostensenkungen durch Größenvorteile sind jedoch nicht der einzige Treiber der zu erwartenden GTL-Booms. Weiterhin hilfreich ist die Entdeckung zahlreicher Gasfelder, die sich aufgrund ihrer Lage nicht für den Transport mittels Pipeline eignen. Auch dem LNG-Transport sind bei diesen „stranded gas locations" genannten Fördergebieten entweder aus Wettbewerbsfähigkeitsgründen oder begrenzten Terminalkapazitäten im Nachfrageländern häufig enge Grenzen gesetzt. Aufgrund der hohen Transportkosten des Gases im Vergleich zu Ölprodukten ist bspw. LNG aus Malaysia für Europa nicht wettbewerbsfähig, eine Verschiffung von Diesel kann dies aber durchaus sein. Bei hinreichend großer Entfernung gleichen die niedrigen GTL-Transportkosten die deutlich höheren Terminalkosten mehr als aus.[29] Für detaillierte Kostenvergleiche sind jedoch nicht nur die Investitions- und Betriebskosten relevant, vielmehr sind auch die jeweiligen Produkterlöse in den Nachfragerländern und die Zusammensetzung des Erdgases entscheidend. Ob ein GTL- einem LNG-Projekt überlegen ist, ist somit pauschal kaum zu beantworten, da sich je nach Gasqualität und verwendeter Technologie die Zusammensetzung der Endprodukte stark unterscheiden kann. Für einen Vergleich mit konkurrierenden Produkten aus Erdölraffinerien ist darüber hinaus auch der Erdgaspreis frei GTL-Anlage entscheidend. Aus diesem Grund sind neben der geographischen Lage der Förderregion auch die Förderkosten relevant, so dass GTL-Projekte zukünftig in der Regel in der Nähe von großen Gasvorkommen angesiedelt sein werden (z.B. das zu Iran und Katar gehörende South Pars-Feld oder Nigerias Offshore-Vorkommen).

### 3.5.2 Mengeneffekte für den europäischen Gasmarkt

Angesicht der zahlreichen diskutierten Projekte, stellt sich die Frage, ob ein massiver Ausbau von GTL-Anlagen weltweit Auswirkungen auf die europäische Gasversorgung haben könnte.

Der Gaseinsatz in geplanten GTL-Anlagen bewegt sich durchaus in den Größenordnungen der modernen LNG-Arbeitsstraßen, so dass zwischen beiden Techniken an verschiedenen Standorten bzw. Förderregionen eine direkte Konkurrenz um die produzierten Gasmengen entstehen könnte. Da die GTL-Produkte weltweit vermarktbar sind, entsteht somit nicht nur ein Wettbewerb unter den Nachfragesektoren der jeweiligen Länder und Regionen, also bspw. europäischer Dieselverbrauch vs. europäische Erdgasnachfrage, sondern vielmehr eine Konkurrenz in einem globalen Ölproduktmarkt. Darüber hinaus könnten nicht nur die vorhandenen

[29] So kostet eine GTL-Anlage mit einer Jahresinputkapazität von 10 Mrd. m³ Gas rund 2,2 Mrd. US-Dollar, während ein LNG-Verflüssigungsterminal mit demselben Jahresinput ca. 1,2 Mrd. Dollar kostet. Vgl. IEA 2003b.

Gasreserven einen Engpass darstellen, auch die Begrenzung der finanziellen Mittel könnte verschiedene Unternehmen von einem Engagement in beiden Techniken abhalten.

Trotz dieser Überlegungen erscheint jedoch langfristig kein GTL-bedingter Versorgungsengpass für Europa zu entstehen. Die diskutierte Konkurrenz um die Verwendung des geförderten Gas lässt sich an keinem für Europa relevanten Standort feststellen. Betrachtet man die Reserven sowie die bestehenden und mittelfristig geplanten Förderkapazitäten vor allem in Katar, Nigeria und im Iran, steht für mehrere Großprojekte ausreichend Gas zur Verfügung. Mit einer zunehmenden Reduzierung der Gasabfackelung (flaring gas) in Verbindung mit der Ölförderung (bspw. in Nigeria) werden darüber hinaus weitere Gasmengen kurzfristig frei.[30] Andere Länder, die über nicht so zahlreiche Gasvorkommen wie Iran oder Katar verfügen, sind für den europäischen Gasmarkt ohnehin nicht interessant, so z.B. Malaysia oder Australien.

Auch unternehmensseitig sind größere aus finanziellen Engpässen motivierte Einschnitte in LNG-Pläne kaum zu erwarten, da die Gesellschaften, die in beiden Sektoren tätig sind, in der Regel über ausreichend Kapital verfügen, bspw. BP, ExxonMobil oder Shell. Die Realisierung dürfte bei solchen Unternehmen an der erwarteten Rendite der einzelnen Vorhaben orientiert sein, so dass falls gewinnträchtig, beide Projektarten durchführt werden können und kein direktes Gegeneinanderabwiegen, zumindest im weltweiten Vergleich. An einzelnen Standorten kann es dennoch zu einer Verschiebung der Pläne kommen, bspw. werden nun in Ägypten von den projektierten vier voraussichtlich nur zwei LNG-Terminals errichtet, dafür ist zusätzlich eine GTL-Anlage angedacht.

Da in der Regel nur ein geringer Anteil der angekündigten Infrastrukturprojekte auch wirklich realisiert wird, lässt sich abschließend festhalten, dass aus heutiger Sicht keine nennenswerten Konsequenzen für die Gasmärkte Europas zu befürchten sind.

## 4 Fazit und Ausblick

Der europäische Erdgasmarkt befindet sich bereits mitten in einem größeren Umwälzungsprozess. Die traditionellen Strukturen mit einer überschaubaren Anzahl Anbieter und ebenfalls recht wenigen Nachfragern beginnen sich zu verschieben. Die Liberalisierungsbestrebungen der EU haben zu einer Auflösung der nationalen oder regionalen Monopole geführt, so dass sich der Nachfragerkreis in den einzelnen Ländern deutlich erweitert hat bzw. wird. Neben den bisher dominierenden Ferngasunternehmen drängen besonders Öl- und Elektrizitätskonzerne auf die Märkte. Neben der Liberalisierung kann der Klimaschutz als weiterer großer Treiber des Nachfrageanstiegs identifiziert werden.

Dieser Bedarf kann in Zukunft von einer deutlich höheren Anzahl von Anbietern bedient werden. Analog zu den Veränderungen in den Nachfrageländern beginnen sich die monopolistischen Strukturen in den Förderregionen zu öffnen. Bedingt durch den technischen Fortschritt in der Förderung und im Transportbereich sind eine Vielzahl vormals für Europa unattraktive Länder in den Blickpunkt gekommen.

---

30 Vgl. Svensson 2003.

Neben diesen grundsätzlich positiven Aussichten für den europäischen Erdgasmarkt lassen sich jedoch auch einige kritische Aspekte für die weitere Entwicklung beobachten. Denn die geographische Erweiterung der potentiellen Bezugsländer, auch bedingt durch deutliche Kostensenkungen in der LNG-Technik, gilt umgekehrt auch für andere Nachfrageregionen. Somit existieren zukünftig zwar mehr Anbieter mit größeren Reservemengen, allerdings stehen diese auch deutlich größeren Nachfragemengen gegenüber. Obwohl die Interdependenzen zwischen den bisher weitestgehend separaten Teilmärkten zunehmen werden, von einem einheitlichen Weltmarkt kann dennoch auf absehbare Zeit nicht ausgegangen werden.

Obwohl auch andere kritische Faktoren (z.B. Angebotskartell, Abfluss auf Ölmärkte mittels GTL, Sicherheitsrisiken) zwar zu berücksichtigen sind, kann die Versorgungssituation Europas insgesamt als relativ stabil und sicher eingestuft werden. Allerdings müssen die dafür eingeleiteten Maßnahmen (bspw. Liberalisierung der Transportebene, Öffnung der Angebotsstaaten für ausländische Förderer, stärkere internationale Verbindung auf Unternehmensebene, Bezugsdiversifizierung) weiterverfolgt werden.

**Literaturverzeichnis**

Aissaoui, A. (2001), Algeria – The political economy of oil and gas, Oxford.

Austvik, O. (2003), Norwegian natural gas, Oslo.

Bartz, W. et al. (1995), Mineralölschule, Augsburg.

BGR (2003), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeiten von Energierohstoffen 2002, Hannover.

BP (2003), BP Statistical Review of World Energy 2003, London.

BP (1985), BP Review of World Gas 1985, London.

Cedigaz (2003), Trends & Figures in 2002, Paris.

Cedigaz (2001), The European gas market players – 2001 edition, Paris.

Cedigaz (2000), Natural Gas in the World – 2000 Survey, Paris.

Clarkson (2002), LNG Trade & Transport 2002, London.

Conoco (2002), Gas to Liquids pilot plant, Houston.

Correlje, A./ Odell, P. (2000), Four decades of Groningen production and pricing policies and a view to the future, in: Energy Policy 28, S. 19-27.

Couvaras, G. (2003), Driving development, in: Petroleum Economics, Fundamentals of Gas to Liquids, London, S. 4.

Drewry (2002), Annual LNG Shipping Market Review & Forecast 2002, London.

Drewry (1999), LNG Shipping, London.

Deutsche BP (1989), Das Buch vom Erdöl, 5. Auflage, Hamburg.

EIA (2003), International Energy Outlook – May 2003, Washington.

Eni (2003), World Oil and Gas Review 2003, Rom.

EU (2003), World energy, technology and climate policy outlook 2030, Brüssel.

EWI (2002), EWI-Erdgasdatenbank, Köln.

ExxonMobil (2003a), Economic and Energy Outlook through 2020, Irving/Texas.

ExxonMobil (2003b), Oeldorado 2003, Hamburg.

Fleisch, T. et al. (2003), GTL-FT in the emerging gas economy, in: Petroleum Economics, Fundamentals of Gas to Liquids, London, S. 39-41.

GM (2001), Coming in from the cold – a renaissance for European LNG, in: Gas Matters, Oktober 2001, S. 19-24.

Hafner, M. (2002), Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs for Europe, Sophia Antipolis.

Von Hirschhausen, C./ Neumann, A. (2003), Security of (Gas) Supply: Conceptual Issues, Contractual Arrangements, and the Current EU Situation, INDES Workshop-Paper, Amsterdam.

IEA (2003a), Natural Gas Information 2003, Paris.

IEA (2003b), World Energy Investment Outlook, Paris.

IEA (2003c), Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, Paris.

IEA (2002), World Energy Outlook 2002, Paris.

IEA (2001), Natural Gas Information 2001, Paris.

IEA (1995), Natural Gas Security Study, Paris.

Madden, M./ White, N. (2001), Liberalising gas markets in Europe, London.

Morita, Y. (2001), Marketability of GTL from Natural Gas, IEEJ-Study, Tokio.

OME (1995), Future Natural Gas Supply for Europe and the Role of Transit Countries for the Security of Supply, Sophia Antipolis.

Perner, J./ Seeliger, A. (2003), Impacts of a gas cartel on the European gas market – selected results from the supply model EUGAS, in: Conference Documents, 2nd Workshop on Applied Infrastructure Research, Berlin, S. 487-520.

Perner, J. (2002), Die langfristige Erdgasversorgung Europas, München.

Preuß Neudorf, K. (1996), Die Erdgaswirtschaft in Russland, Köln.

Rojey, A./ Chabrelie, M. (2003), LNG exporting projects: steps towards unit-cost reduction, in: Petroleum Economist, Fundamentals of the World Gas Industry, London, S. 73-76.

Roe, D. (2001), LNG-Trade, London.

Schnell, M. (2001), Gas to Liquids fuel opportunities for 2005 and beyond, Präsentation auf der Hart World Fuels Conference, Brüssel.

Shell (2001), Energy needs, choices and possibilities, London.

Stern, J. (2002), Security of European Natural Gas Supplies, London.

Stern, J. (1984), International Gas Trade in Europe, Aldershot.

Svensson, B. (2003), Flared gas: removing constraints for future use, in: Petroleum Economist, Fundamentals of the World Gas Industry, London, S. 92-94.

Waddacor, M. (2003), Modern-day gas alchemy yields cleaner fuels, in: Petroleum Economics, Fundamentals of Gas to Liquids, London, S. 5-7.