



Hochschule Niederrhein
University of Applied Sciences

SWK E² Working Paper 4/2023

LNG-Terminals in Deutschland?

Eine modellgestützte Szenarienanalyse mit EUGAS

Andreas Seeliger

November 2023

SWK E²

Institut für Energietechnik und Energiemanagement

Hochschule Niederrhein

SWK E2 Institut für Energietechnik und Energiemanagement

Hochschule Niederrhein

Reinarzstraße 49

47805 Krefeld

Tel.: +49 (0) 2151-822 6693

E-Mail: energiezentrum@hs-niederrhein.de

Internet: <https://www.hs-niederrhein.de/swk-e2/publikationen/>

Prof. Dr. Andreas Seeliger

E-Mail: andreas.seeliger@hs-niederrhein.de

ISSN: 2751-0050

Diese Working Paper Reihe wird von dem an der Hochschule Niederrhein angesiedelten SWK E2 Institut für Energietechnik und Energiemanagement herausgegeben. Die Urheberrechte verbleiben bei den Autorinnen und Autoren. Inhalte und Meinungen in Artikeln sind die der jeweiligen Autorin bzw. des jeweiligen Autors und geben nicht die Ansichten des Instituts oder der Hochschule wieder.

Die Autorinnen und Autoren erklären hiermit, dass im Rahmen dieser Arbeit kein materieller oder immaterieller Interessenkonflikt vorliegt.

Vorbemerkungen

Der vorliegende Artikel besteht im Wesentlichen aus einem gut 20 Jahre alten Manuskript, das ich per Zufall beim Aufräumen einer alten Wechselfestplatte entdeckt habe. Das Dokument war nicht mehr korrekt datiert, es muss aber in der zweiten Jahreshälfte 2002 oder zu Beginn des Jahres 2003 entstanden sein. Warum das Paper, obwohl es fast fertiggestellt war, damals nicht veröffentlicht wurde, lässt sich aus heutiger Sicht nicht mehr genau rekonstruieren. Allerdings wurden einige Teile des vorliegenden Textes in zwei etwas späteren Arbeiten verwendet. Neben der Modellbeschreibung und dem Referenzlauf wurde die erste Variantenrechnung (hier in Kapitel 5.1) in Seeliger (2003) behandelt. Die zweite Variantenrechnung aus Kapitel 5.2 ist zentraler Gegenstand von Perner/Seeliger (2003). Da das Paper aber im Gegensatz zu den beiden genannten Arbeiten die damals wie heute spannende Frage nach dem Beitrag von LNG-Terminals zur deutschen Erdgasversorgung diskutiert, habe ich mich zu einer nachträglichen Veröffentlichung entschieden. Auch wenn das Modell sicherlich nicht mehr auf dem neusten wissenschaftlichen Stand ist und viele Ergebnisse und Inhalte veraltet sind, kann das Modell und die hier enthaltene Modellbeschreibung und Szenarienauswahl vielleicht zukünftig in der Lehre eine Rolle spielen.

Bis auf ein paar redaktionelle Änderungen und einigen Formatanpassungen, ist das Paper mehr oder weniger identisch mit der ursprünglichen Fassung. Leider sind einige der damaligen Quellen nicht mehr auffindbar, weil bspw. die entsprechenden Internetseiten nicht mehr verfügbar sind, die entsprechenden Homepagearchive nicht so weit zurückreichen oder viele Unternehmen aus der damaligen Zeit schlichtweg nicht mehr existieren (bspw. Ruhrgas oder DFTG). In diesen Fällen habe ich die Quellenverweise weggelassen und nicht durch neuere Literatur ersetzt, da dies letztlich die Authentizität des Textes verletzt hätte. Das im Manuskript nur bruchstückhaft skizzierte Fazit habe ich durch eine abschließende reflektierende Betrachtung aus heutiger Sicht (2023) ersetzt.

Schlagwörter: Gasmarktmodellierung, lineare Optimierung, Gasnachfrage und -angebot, LNG, Versorgungssicherheit

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	4
2. Überblick über die deutsche Erdgasversorgung	4
3. Das Erdgasangebotsmodell EUGAS	6
4. Die zukünftige deutsche Erdgasversorgung: Ausgewählte Modellergebnisse	10
5. Modellvarianten	14
6. Fazit aus Sicht der Situation in 2023	18
Literatur	21

1. Einleitung

Der Erdgasverbrauch in Europa wird den meisten Prognosen zufolge in den kommenden Jahren weiterhin zunehmen. Da sich die heimischen Fördermengen der meisten europäischen Staaten im Abschwung befinden und viele traditionelle Lieferanten bereits ihren Zenit erreicht haben, muss zwangsläufig auf neue Angebotsländer ausgewichen werden. Europas günstige geographische Lage erlaubt ein Zurückgreifen auf zahlreiche Anbieter aus Afrika, Südamerika und dem Mittleren Osten. Eine besondere Position nimmt dabei Deutschland ein, das nicht nur der größte kontinentaleuropäische Gasverbraucher und ein wichtiges Transitland ist, sondern auch als einzige große Gaswirtschaft aktuell noch über keinen LNG-Importterminal verfügt.

Das im Folgenden vorgestellte Simulationsmodell EUGAS dient der quantitativen Analyse der langfristigen europäischen Erdgasversorgung. Dabei sollen unter Berücksichtigung von Kosten- und Versorgungssicherheitsaspekten geeignete Lieferkanäle aufgezeigt und Aussagen über die Herkunft des künftigen Erdgasangebots gemacht werden.

In Kapitel 2 wird zunächst ein Überblick über die deutsche Erdgasversorgung gegeben, bevor in Kapitel 3 die wesentlichen Strukturmerkmale des Modells vorgestellt werden. Die beiden darauffolgenden Kapitel präsentieren ausgewählte Ergebnisse für die deutsche Gasversorgung der Zukunft. Kapitel 4 dient dabei als Referenzlauf und Kapitel 5 stellt zwei Variantenrechnungen vor: eine mit Lieferschwierigkeiten des wichtigsten Lieferanten Russland und eine weitere mit reduzierten Produktionsmengen in einigen Ländern aufgrund eines Gaskartells. Die Arbeit endet mit einem Fazit (aus Sicht des Jahres 2023) in Kapitel 6.

2. Überblick über die deutsche Erdgasversorgung

2.1. Ausgangslage

Deutschland ist mit einem Jahresverbrauch von rund 94 Mrd. m³ (2001) nach Großbritannien der zweitgrößte Erdgasverbraucher der Europäischen Union. Im Gegensatz zum Vereinigten Königreich verfügt die Bundesrepublik jedoch über keine ausreichend große Reservenbasis, so dass die heimische Produktion lediglich etwas mehr als 20 Prozent der Nachfrage decken kann. Aus diesem Grund stellt Deutschland auch den größten Netto-Importeur der EU dar, auch wenn die Importquote bei anderen Ländern wie Frankreich, Spanien oder Belgien deutlich höher liegt.¹

Traditionell verteilt sich das Gros dieser Bezugsmengen auf drei Hauptlieferanten. Russland versorgte den deutschen Markt im Jahre 2001 zu 42 Prozent, gefolgt von den Niederlanden und Norwegen (27 bzw. 25 Prozent). Die verbleibenden Anteile entfielen auf Großbritannien und Dänemark. Im Gegenzug exportiert Deutschland lediglich kleinere Mengen, vor allem in die Nachbarländer Belgien, Luxemburg, Österreich und die Schweiz. Darüber hinaus besitzt die Bundesrepublik auch eine wichtige Transitfunktion, bspw. für russisches Gas nach Frankreich oder für niederländische Exporte in Richtung Italien.

Da die heimische Produktion bestenfalls noch einige Jahre stagnieren und schließlich zurückgehen wird, wird sich der Importbedarf erhöhen.² Die genaue Höhe ist zwar auch von der zukünftigen Nachfrageentwicklung abhängig, allerdings weisen die aktuellen

¹ Für Verbrauchs-, Produktions- und Handelsstatistiken siehe bspw. BP (2002) oder IEA (2002a).

² Siehe bspw. IEA (2000).

Entwicklungen besonders angesichts ehrgeiziger CO₂-Reduktionspläne und einem schrittweise durchgeführten Kernenergieausstieg auf einen merklichen Anstieg der Gasnachfrage hin. Diesem gestiegenen Bedarf stehen auf Seiten der bisherigen Hauptlieferanten nicht unbegrenzte Ressourcen zur Verfügung. Besonders die naheliegenden Quellen Niederlande, Großbritannien und Dänemark stellen keine Basis für die langfristige Versorgung dar, weil sich alle drei Staaten im Laufe der nächsten Jahrzehnte vermutlich selbst zum Nettoimporteure wandeln werden. Besonders der hohe Importbedarf Großbritanniens, der aufgrund abnehmender Förderung in der britischen Nordsee bereits in wenigen Jahren zu erwarten ist, wird Auswirkungen auf die europäische und insbesondere deutsche Situation haben. Neben den wegfallenden britischen Exporten nach Europa absorbiert der britische Markt auch selbst bisher langfristig dem kontinentaleuropäischen Markt zugeordnete Ressourcen, vor allem aus dem norwegischen Teil der Nordsee sowie der Norwegischen See.³

Somit kommt aus der Reihe der traditionellen Handelspartner Deutschlands nur Russland für nennenswerte Steigerungen der gelieferten Mengen in Frage. Da sich jedoch die großen Erdgasfelder in Westsibirien ihrem Zenit nähern, bzw. diesen bereits überschritten haben, muss hier auf kleinere Quellen in bereits erschlossenen oder auf große Felder in weiter entfernt und klimatisch deutlich ungünstigeren Regionen (Yamal-Halbinsel, Barentssee) zurückgegriffen werden. Beide Alternativen sind jedoch mit einem merklichen Kostenanstieg verbunden.⁴ Um diesen Kostensprung und eine einseitige Abhängigkeit von Russland zu vermeiden, müssen neue Bezugsquellen in das Bezugsportfolio aufgenommen werden.

2.2. Neue Angebotsoptionen

Zusätzlich zu den verbleibenden traditionellen Anbietern Russland und Norwegen stehen eine Reihe weiterer potentieller Lieferanten zur Verfügung. Die zunächst naheliegendste Variante sind solche Exporteure, die ohne oder nur mit geringen Investitionen in die Infrastruktur in der Lage wären, Gasmengen in den deutschen Markt zu bringen. Namentlich sind dies mit Turkmenistan und Kasachstan zwei Staaten aus der kaspischen Region, die für ihre Exporte auf bereits vorhandene eigene bzw. russische Pipelines zurückgreifen könnten. Dies erfordert allerdings eine politische und wirtschaftliche Einigung mit Russland bzw. der Gazprom. Aus derzeitiger Sicht erscheint es aber unwahrscheinlich, dass auf diesem Weg größere Mengen nach Europa gelangen werden. Allerdings könnten turkmenisches und kasachisches Gas verstärkt den preisregulierten russischen Inlandsmarkt bedienen und so weitere Volumen aus Westsibirien für den Export freigeben. In beiden Fällen bleibt jedoch eine starke Abhängigkeit von Russland gegeben.

Die nächste Variante ist ein Zurückgreifen auf zum Teil vorhandene Pipeline-Infrastruktur in anderen EU-Ländern. So könnten durch den Bau von Anschlussleitungen von Italien algerisches oder libysches Erdgas nach Süddeutschland gelangen. Denkbar sind auch Swap-Geschäfte, die allerdings nicht die physische Versorgungssicherheit erhöhen, da weiterhin dieselben Mengen fließen und lediglich die Besitzverhältnisse bzw. die Preisgestaltungen geändert wären.

Die dritte Möglichkeit liegt in der Aufnahme weiter entfernt liegender Quellen in das Bezugsportfolio mittels LNG. Auch hier besteht die naheliegendste Alternative erneut darin,

³ Vgl. bspw. IEA (2002b), S. 177 ff., für Rahmenbedingungen und allgemein erwartete Trends in der europäischen Gasversorgung.

⁴ Vgl. Savostyanov (1998).

auf vorhandene Anlagen in Nachbarstaaten zurückzugreifen.⁵ Aus deutscher Sicht käme hierfür jedoch nur der belgische Rückverdampfungsterminal in Zeebrugge in Frage, zu dem bereits eine Pipelineanbindung in geeigneter Höhe besteht, da auch die Importe aus Großbritannien Deutschland über Zeebrugge erreichen. Ein Wegfall der britischen Gasmengen würde hier freie Rohrkapazitäten schaffen. Allerdings sind die derzeitigen freien Kapazitäten des LNG-Terminals nicht dazu geeignet, größere Mengen für Deutschland nutzbar zu machen, so dass ohne einen Ausbau der Anlage lediglich unwesentliche Volumen in Frage kämen.

Eine weitere Möglichkeit besteht für Deutschland im Bau eines eigenen LNG-Terminals.

2.3. Die deutsche LNG-Option in Wilhelmshaven

Die Idee, einen deutschen LNG-Terminal zu errichten, ist nicht neu. Bereits Mitte der 1970er Jahre wurde die Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft (DFTG) etabliert. Das Unternehmen befindet sich zu 75 Prozent im Besitz der Ruhrgas AG, die verbleibenden Anteile entfallen auf die Ferngasgesellschaften VNG und BEB. Die DFTG verfügt über ein geeignetes Gelände in Wilhelmshaven sowie die zum Bau eines LNG-Terminals benötigte Genehmigung. Anfang der 1980er Jahre wurden die deutschen LNG-Pläne allerdings aufgegeben, obwohl bereits ein Liefervertrag mit Algerien ausgehandelt war. Aufgrund technischer und finanzieller Schwierigkeiten seitens der algerischen Sonatrach wurde das Projekt jedoch nie verwirklicht. Da auch andere Verhandlungen, bspw. mit Nigeria, scheiterten und sich zudem in der Zwischenzeit kostengünstigere Pipelinealternativen angeboten hatten, wurden die deutschen LNG-Absichten auf Eis gelegt.

Im Zuge der verstärkten Diskussion über Versorgungssicherheit in Europa, lässt sich auch ein Wiederaufleben der LNG-Frage in Deutschland beobachten. Neben der politischen Seite sprach sich im September 2002 auch Ruhrgas-Vorstand Burckhard Bergmann deutlicher als zuvor für einen deutschen LNG-Bezug aus.⁶ Neben einer weiteren Sicherung der Importe durch Bezugsdiversifizierung wurden auch deutlich gesunkenen LNG-Kosten angeführt, so dass LNG attraktiver als jemals zuvor erscheint. Nach Ruhrgas-Angaben könnte der Terminal bereits 2007 erste Importe aufnehmen, wobei neben Algerien das norwegische Snohvit-Projekt in der Barentssee als möglicher erster Lieferant favorisiert erscheint.

3. Das Erdgasangebotsmodell EUGAS

3.1. Allgemeine Modellstruktur

Das am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln entwickelte Modell EUGAS (European Gas Supply Model)⁷ ist als Analyseinstrument für die Erdgasangebotsseite ausgerichtet. Mit Hilfe des Modells sollen aufbauend auf einer systematischen Erfassung der wichtigsten Einflussfaktoren Aussagen über die zukünftige Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes ermöglicht werden. Das Modell ist dabei als langfristiges, dynamisches und interregionales Optimierungsmodell konzipiert, das im Wesentlichen auf einer linearen Zielfunktion mit einer Vielzahl von Nebenbedingungen aufbaut. Der Kern der Modellierung ist ein Netz aus Förderregionen und Nachfragepunkten, wobei der Bedarf der letzteren gemäß Zielfunktion kostenminimierend gedeckt werden soll. Dabei umfasst EUGAS sowohl die

⁵ Eine Übersicht über bestehende Anlagen in Europa findet sich bei Cedigaz (2000).

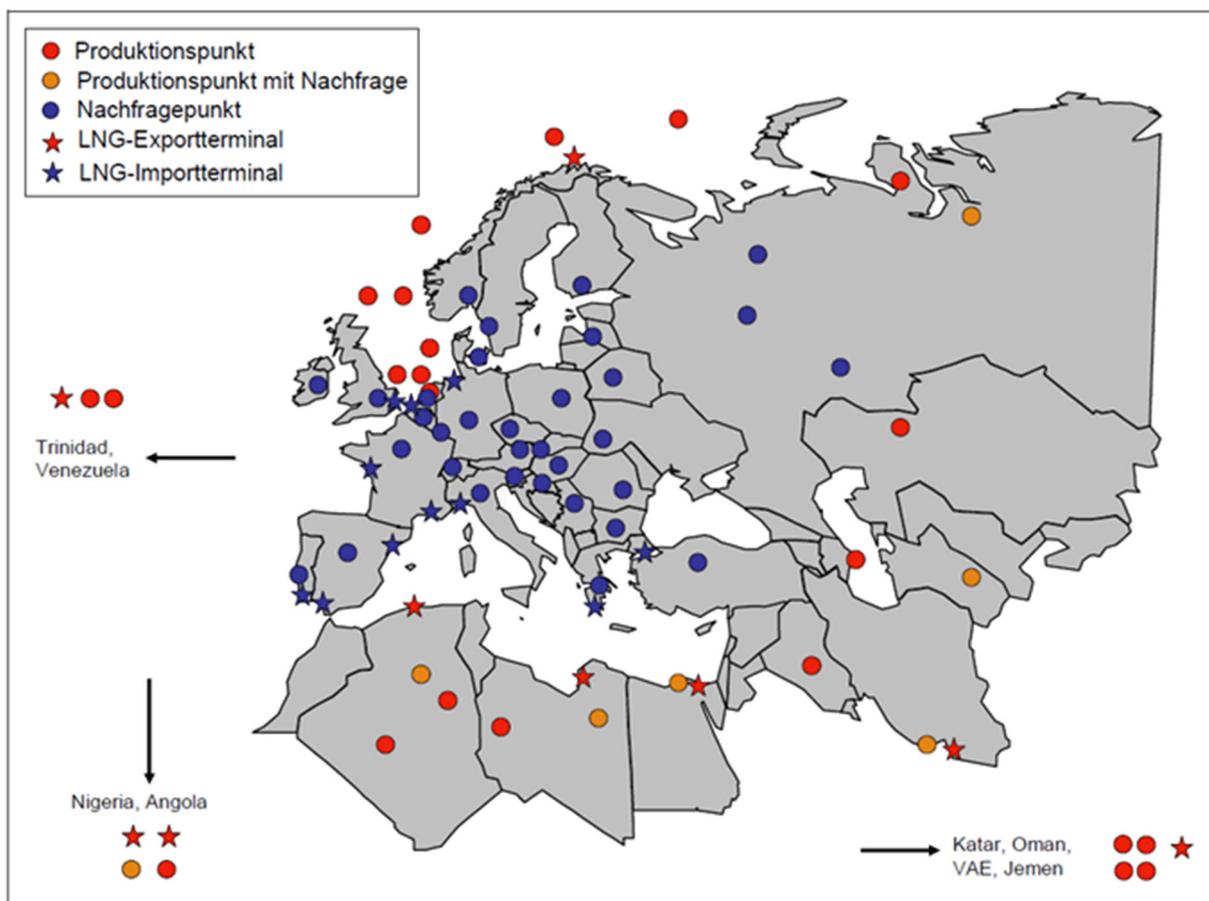
⁶ Siehe Wintermann (2002).

⁷ Vgl. ausführlich Perner (2002).

Optimierung der Produktion als auch die des Transportbereichs. Insgesamt besteht die Modellstruktur aus 82 Knotenpunkten, davon 20 LNG-Häfen, 33 Verbrauchs- und 29 Produktionspunkte (Abbildung 1).

Als Zeithorizont deckt die Optimierung jeweils in Fünfjahresschritten die Spanne von 2000 bis 2060 ab, wobei die Prognosewerte aufgrund des sogenannten end-effects⁸ lediglich bis 2030 belastbar sind. Die Verlängerung des Zeitraums bis 2060 ist jedoch aufgrund der langen Lebensdauer verschiedener Produktions- und Transportanlagen unbedingt erforderlich, da es sonst zu Verzerrungen der Ergebnisse kommen würde. Die ausgegebenen Jahreswerte repräsentieren dabei jeweils ein Jahr aus einem Jahrfünft, so steht bspw. 2005 für die Jahre 2005 bis 2009, 2010 bildet die Jahre bis 2014 ab und so weiter.

Abbildung 1: Knotenpunkte in EUGAS



Quelle: Eigene Darstellung

3.2. Modelleingangsdaten

EUGAS zeichnet sich durch ein hohes Maß an Flexibilität aus, da sich grundsätzlich alle Eingangsdaten je nach Szenarienansatz individuell variieren lassen.

Nachfrageseitig gehen in das Modell die Erdgasverbräuche aller europäischer Staaten (inklusive Russland) sowie die der großen Hauptförderer in Afrika und der kaspischen Region ein. Lediglich einige kleinere Nachfrager wurden zu einem Punkt zusammengefasst. Neben den

⁸ Vgl. Grinold (1983).

drei baltischen Staaten sind dies Serbien-Montenegro, Bosnien-Herzegowina, Mazedonien und Albanien sowie die Ukraine und Moldawien. Der hohe russische Eigenverbrauch hingegen wurde auf mehrere Punkte aufgeteilt, auch um den hohen Transportwegen im Inland Rechnung zu tragen.

Bis 2025 konnte für die meisten Staaten auf vorhandene Prognosen offizieller Stellen wie EU-Kommission, Ministerien und Regulierungsbehörden oder auf Angaben verschiedener Institutionen oder Unternehmen wie IEA, EIA und Shell zurückgegriffen werden,⁹ für die darauffolgenden Jahre wurden unterschiedliche Wachstumsraten der Erdgasnachfrage angenommen.

Der Verbrauch an den einzelnen Punkten wurde zudem auf drei verschiedene Lastperioden aufgeteilt, im einzelnen Sommer, Winter und eine zweigeteilte Übergangsperiode. Zur Glättung der Lastkurvenschwankungen wurden die vorhandenen Speicherkapazitäten in die Eingangsdaten mit aufgenommen.

Während die Produktion bei den Nachfrageländern exogen vorgegeben und von der heimischen Nachfrage abgezogen wird, optimiert das Modell diese für die Angebotsstaaten, welche sich in Haupt- und Nebenförderer einteilen lassen. Bei den Hauptförderländern werden die Reservenbasis, die noch zu entdeckenden Ressourcen, bereits bestehende Produktionskapazitäten sowie unterschiedliche Kostenparameter für die jeweiligen Förderregionen vorgegeben. Zu dieser Gruppe gehören Algerien, Norwegen, Russland (je drei Förderregionen) sowie Großbritannien, Libyen und die Niederlande (jeweils zwei Förderregionen). Ebenfalls Hauptproduzenten, jedoch nur mit jeweils einer Förderregion, sind Ägypten, Dänemark, Iran, Nigeria und Turkmenistan.

Bei Nebenförderländern hingegen erfolgt keine Optimierung der Produktionskapazitäten und keine dynamische Reservenentwicklung. Vielmehr werden lediglich bestimmte Obergrenzen der für Europa zur Verfügung stehenden Exporte vorgegeben. Diese Vereinfachung reduziert einerseits Rechenaufwand und -zeit, andererseits ist sie auch inhaltlich zu rechtfertigen, da große Mengen dieser Lieferanten für Märkte bestimmt sind, die nicht in EUGAS erfasst werden, bspw. Gas aus Katar für Japan oder US-amerikanische Importe aus Trinidad & Tobago. Neben diesen beiden sind als weitere Nebenförderer Angola, Aserbaidschan, der Irak, Kasachstan, Oman, die Vereinigten Arabischen Emirate und Venezuela integriert. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die einzelnen Förderpunkte sowie die LNG-Exporthäfen. Letztere sind in der Regel an eine Produktionsregion angeschlossen, zur Reduzierung des Rechenaufwands, teilen sich Trinidad und Venezuela jedoch ebenso einen Terminal wie die drei Mittel-Ost-Staaten Katar, Oman und die Vereinigten Arabischen Emirate.

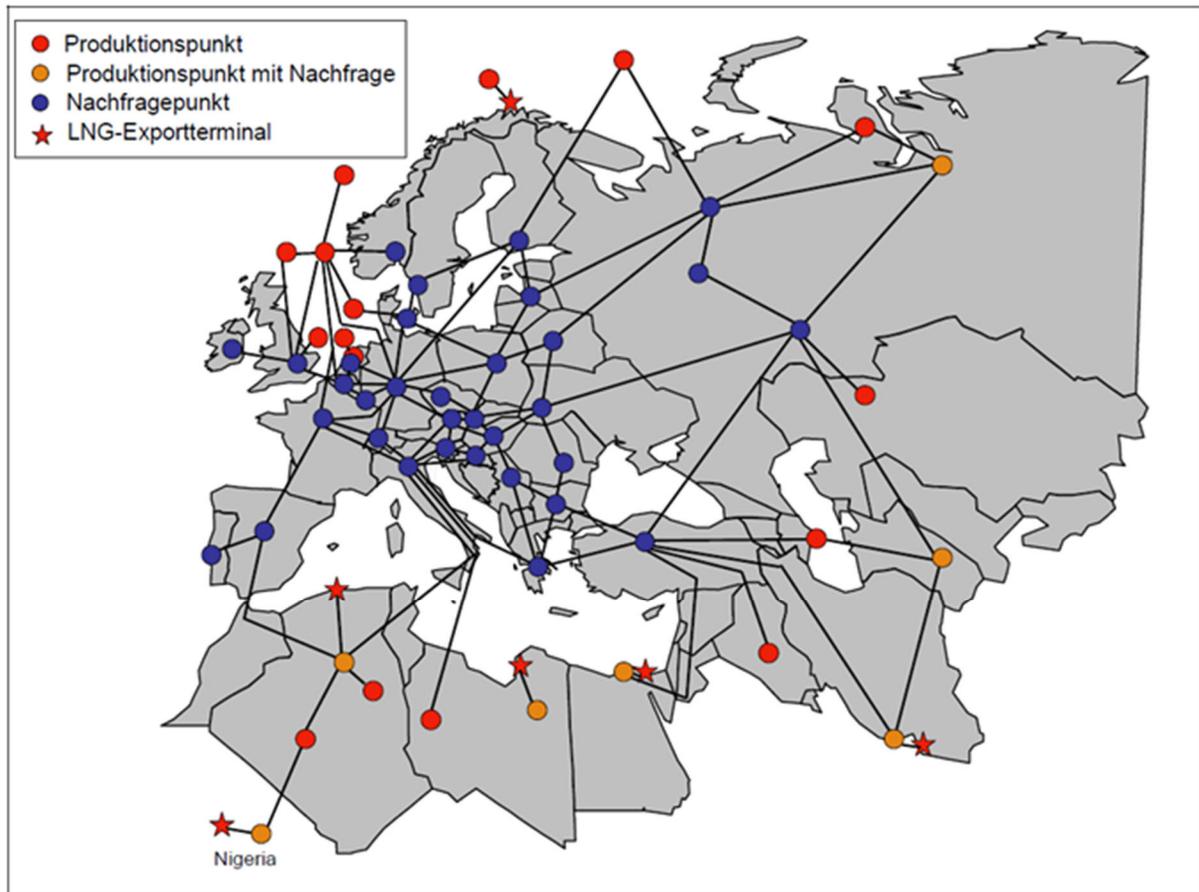
Das neben der Nachfrage und dem Angebot dritte Eingangsmodul des Modells stellt die Verknüpfung der beiden mittels einer Transportinfrastruktur dar. Neben den bereits angesprochenen LNG-Häfen sind dies Pipelineverbindungen zwischen einzelnen Knotenpunkten (Abbildung 2). Vorgegeben werden einerseits bereits bestehende Kapazitäten, andererseits werden dem Programm auch geplante aber noch nicht realisierte Verbindungen vorgegeben. Die Auswahl der vorgegebenen Optionen orientiert sich im Wesentlichen an aktuell diskutierten Projekten sowie weiteren denkbaren Routen. Der Ausbau bestehender

⁹ Siehe bspw. EU-KOM (1999), IEA (2002b), EIA (2002) und Shell (2001).

Leitungen kann entweder durch erhöhte Kompression oder durch das Verlegen neuer Rohre geschehen.

Analog zur Förderseite werden auch im Transportbereich Rahmendaten und Kostenparameter vorgegeben, der Zu- und Rückbau erfolgt selbständig innerhalb der Optimierung.

Abbildung 2: *Transportsystem von EUGAS¹⁰*



Quelle: Eigene Darstellung

3.3. Modellausgabewerte

Sowohl im Produktions- als auch im Transportbereich werden Kapazitäten hinzugefügt oder wieder rückgebaut. Im Einzelnen sind dies Produktionsanlagen, Pipelines, Interconnector-Pipelines (d.h. Wechsel der Flussrichtung möglich), Kompressoren und LNG-Terminals. Neben Kapazitäten errechnet das Modell auch die zugehörigen produzierten bzw. transportierten Mengen.

Die Ausgabe der Produktionszahlen erfolgt nach Jahr, Land, Region, Kostenniveau und Lastperiode. Darüber hinaus sind Informationen über nicht genutzte Kapazitäten und die verbleibenden Reserven abrufbar.

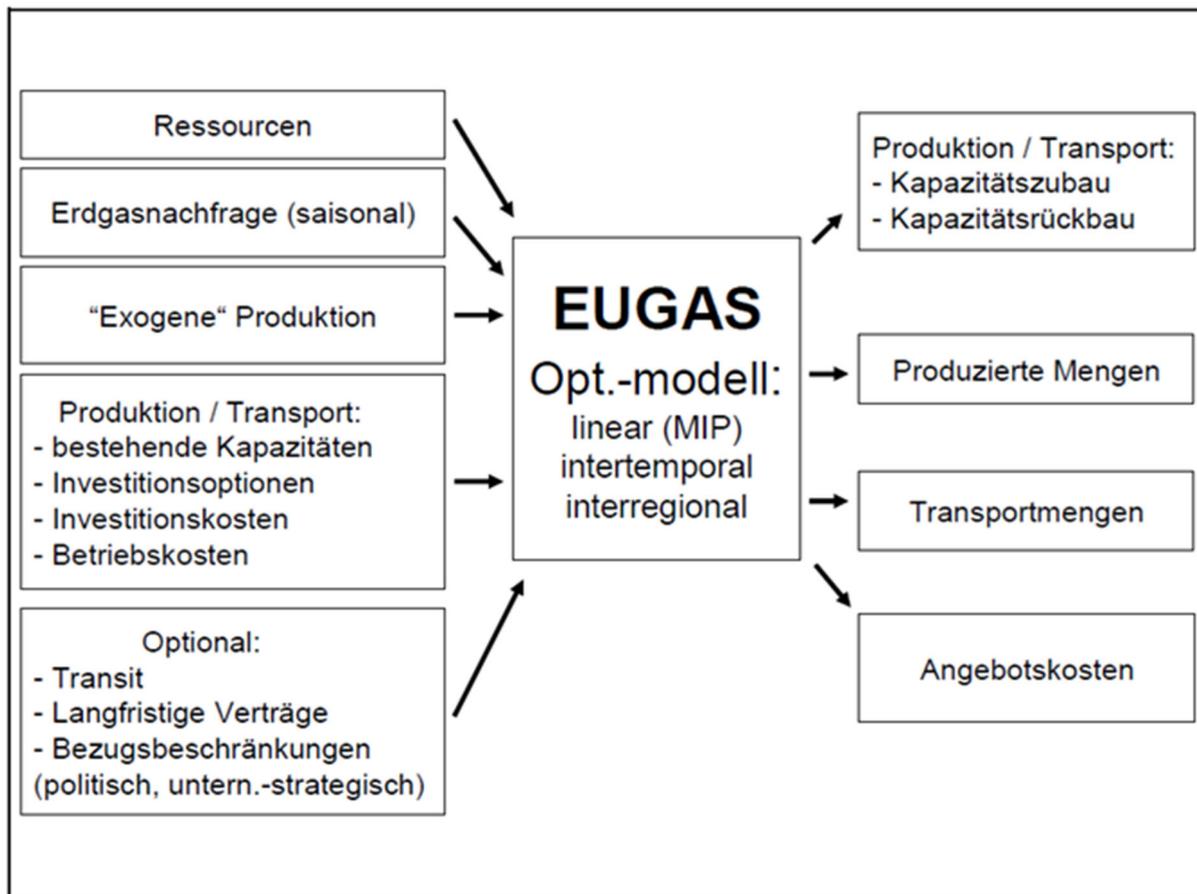
¹⁰ Der Übersicht wegen sind die LNG-Importpunkte weggelassen. Diese können jedoch Abbildung 1 entnommen werden.

Transportflüsse zwischen den jeweiligen Knotenpunkten sind in Jahres- und Saisonwerten auswertbar, was zusammen mit den Kapazitätsangaben zu Informationen über die Auslastungsgrade führt.

Aufgrund der eingehenden Investitions- und Betriebskostenangaben für Produktions- und Transporteinrichtungen, ist das Modell in der Lage, Angebotskosten von der Quelle bis zum Punkt der endgültigen Nachfrage zu generieren.

Abbildung 3 fasst abschließend den Modellaufbau schematisch zusammen.

Abbildung 3: Inputs und Outputs von EUGAS



Quelle: Eigene Darstellung

4. Die zukünftige deutsche Erdgasversorgung: Ausgewählte Modellergebnisse

4.1. Parametrierung des Referenzlaufs

Mit Hilfe des oben beschriebenen Ansatzes soll versucht werden, Aussagen über die zukünftige Entwicklung der deutschen Gasversorgung zu tätigen. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf dem Zeitraum 2025 bis 2029.

Im folgenden Referenzszenario sollen dem Modell so viele Freiräume wie möglich gewährt werden, um ein Ergebnis zu erhalten, dass unter reinen Kostenminimierungsgesichtspunkten zustande kommen würde. Das heißt, dass weder politische oder unternehmensstrategische

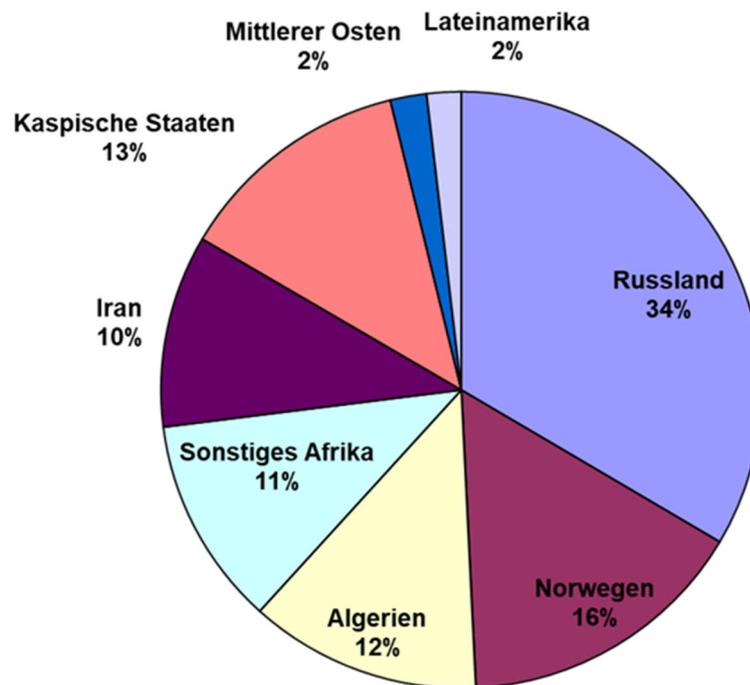
Bezugsbeschränkungen noch bereits bekannte langfristige Verträge integriert werden. Beide Optionen sind grundsätzlich möglich, würden aber den Referenzcharakter zu sehr einschränken, da so zumindest die Ergebnisse der nächsten 10 bis 15 Jahre größtenteils vorgegeben wären und somit durch damit verknüpfte Infrastrukturentscheidungen auch die folgenden Perioden maßgeblich beeinflusst würden.

Die Ergebnisse dieses Referenzlaufes sollen später mit zwei Variantenrechnungen verglichen werden.

4.2. Europäischer Rahmen der Erdgasversorgung

Ohne Zusatzannahmen oder Einschränkungen setzt sich bei strenger Kostenminimierung der Kreis der europäischen Gaslieferanten im Jahr 2025 wie folgt zusammen (Abbildung 4).

Abbildung 4: Anteile der Förderländer- bzw. -regionen an den europäischen Gasimporten



Quelle: Eigene Berechnung/Darstellung

Die derzeit wichtigsten Lieferanten Russland, Norwegen und Algerien bleiben zwar weiterhin die größten Exporteure, allerdings können sich vor allem der Iran, Ägypten, Libyen und Turkmenistan relativ hohe Anteile sichern. Da das Gesamtsystem unter Kostengesichtspunkten optimiert wird, bleiben die Einflussbereiche noch recht gesondert. So versorgen bspw. Algerien, Libyen und der Iran überwiegend Südeuropa, während Norwegen fast ausschließlich den nord-west-europäischen, insbesondere den britischen Markt, beliefert. Lediglich Russland ist aufgrund seiner hohen Gasvolumen auf den meisten Teilregionen vertreten. So bleibt Russland dominanter Lieferant für Deutschland, das wiederum wichtigstes Transitland für russisches Gas in Richtung Westeuropas bleibt.

4.3. Europäischer Rahmen der Erdgasversorgung

Die am deutschen Modellknotenpunkt beobachtbaren Gasmengen sollen beispielhaft für 2025 in Tabelle 1 dargestellt werden. Positive Werte sind das Land erreichende Gasflüsse, negative

verlassen das Land im Gegenzug wieder und sind somit als Transitmengen von den Importen abzuziehen. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Ost-West-Ströme in Richtung Frankreich und Benelux-Länder. Nicht dargestellt sind Knotenverbindungen, auf denen im Jahr 2025 keine Gasflüsse mehr nach Deutschland hineinfließen. Dies betrifft neben den beiden westlichen Punkten (Niederlande und Belgien) auch die Direktverbindung durch die Ostsee aus Finnland.

Table 1: Transportströme am Knotenpunkt Deutschland (2025)

	Mrd. m ³ (2025)
Einheimische Produktion	15
Dänemark	4
LNG Wilhelmshaven	1
Norwegen (Nordsee)	11
Österreich	9
Polen	85
Tschechien	29
Exporte/Transite	-41

Quelle: Eigene Berechnung

In Deutschland laufen zunächst die verschiedenen Exportrouten aus Russland zusammen. Aus Österreich und Tschechien stammen überwiegend Mengen aus den westsibirischen Gasfeldern, Polen dient als Transitland für Yamal-Gas und aus Dänemark (via Finnland und Schweden) erreicht Erdgas aus der russischen Barentssee die Bundesrepublik. Grundsätzlich bestünde auch die Möglichkeit letzteres direkt mittels Offshore-Pipeline von Finnland aus zu transportieren, allerdings wird diese Variante im Referenzfall aus Kostengründen bis 2025 nicht realisiert. Anzumerken ist, dass in den ausgegebenen Werten aus Österreich und Tschechien bereits turkmenisches und kasachisches Erdgas enthalten sind. Diese Mengen fließen mit den westsibirischen am Knotenpunkt Wolga-Ural in Südrussland zusammen. Eine genaue Aufteilung der Anteile ist aufgrund der Knotenstruktur nicht mehr möglich, da das Modell alle einen Punkt verlassenden Ströme als homogen ansieht. Auch wenn eine genaue Zuordnung nicht möglich ist, kann von einem deutlichen Anstieg der russischen Lieferungen (sowohl absolut als auch die relativen Anteile) nach Deutschland ausgegangen werden.

Immer geringer werden hingegen die Exporte Norwegens, was einerseits mit dem Erreichen des Förderzenits der Nordseefelder und mit dem stark erhöhten Importbedarf Großbritanniens, das vormals für Kontinentaleuropa bestimmte Mengen absorbiert, erklärt werden kann. Angesichts der geographischen Randlage des Königreichs bilden (neben LNG) die norwegischen Pipelineverbindungen die einzige Quelle kostengünstiger Importe, so dass eine Umleitung der Importe aus gesamteuropäischer Optimierungssicht durchaus angebracht erscheint. Ebenfalls aus Norwegen stammen die noch sehr überschaubaren LNG-Importe über den Terminal in Wilhelmshaven.

Aus heutiger Sicht (2002) bemerkenswert ist zudem, dass die Lieferungen aus den Niederlanden, immerhin der älteste und für lange Zeit der wichtigste Lieferant der Bundesrepublik, im Jahr 2025 vollkommen ausbleiben. Dies lässt sich mit den schwindenden

Reserven des Groningenfelds erklären. Da der Referenzlauf dem Modell keine politischen oder vertraglichen Restriktionen vorgibt, werden die verbleibenden Groningen-Mengen sehr stark in den ersten Modellperioden ausgeschöpft, da sie die günstigsten Vorkommen in der gesamten Modellwelt (und auch in der Realität) sind. Dadurch sind die Niederlande nicht mehr in der Lage, Gas nach Deutschland zu exportieren, vielmehr sind sie selbst auf Importe angewiesen.

4.4. Kostenaspekte

Diese geänderten Gasflüsse haben natürlich Auswirkungen auf die Bezugskosten. Diese setzen sich zusammen aus Produktions- und Transportkosten, Steuern und ähnliche Abgaben sind nicht enthalten. Während sich diese Kosten für 2005 zwischen rund 0,80 und 1,80 US-\$ pro MBTU bewegen, liegen sie für 2025 bei deutlich höheren 1,70 bis 2,90 US-\$ pro MBTU. Für 2030 gilt zwar annähernd dieselbe Spanne, allerdings verlagert sich der Schwerpunkt weiter in Richtung des oberen Endes.

Der Niveaustieg der Bezugskostenpanne hat im Wesentlichen zwei Gründe. Einerseits werden nahegelegene Quellen mit günstigen geographischen Bedingungen wie das niederländische Groningenfeld durch weiter entfernte Felder ersetzt, die zudem häufig ungünstigere und damit teurere Produktionsbedingungen vorweisen, wie bspw. Yamal oder die Barentssee.

Zum zweiten steigen auch die Kosten der bereits im Jahre 2005 an der deutschen Versorgung beteiligter Förderländer an, weil auf immer kleinere und tiefer gelegene Felder ausgewichen werden muss, so zu beobachten in Westsibirien und Norwegen.

4.5. Zwischenfazit

Das Jahr 2030 stellt einen Wendepunkt in der deutschen Gasversorgung dar. Bis einschließlich der Periode 2025 bis 2029 erfolgt die Belieferung aus traditionellen Quellen, das Versiegen der niederländischen und britischen Importe kann durch verstärkte Mengen aus dem bisherigen Lieferantenkreis aufgefangen werden. Die physischen Flüsse erfolgen im Wesentlichen durch bestehende Pipelineverbindungen, so vor allem die bewährten Transitrouten durch Polen, Tschechien und Österreich sowie das norwegische Leitungssystem in der Nordsee. Über die erstgenannten Wege fließen zudem auch zusehends größer werdende kaspische Fördermengen. Eine Ausnahme bildet hier der neu errichtete LNG-Terminal.

Ab 2030 ist mit veränderten Bezugsbeziehungen zu rechnen. Russland muss immer mehr auf die neu erschlossenen Felder in der Yamal-Region und in der Barentssee zurückgreifen, um das Exportniveau zumindest konstant zu halten. Damit reduziert sich jedoch der Kostenvorteil, den die bisherigen großen Felder in Westsibirien hatten und auf diese Weise die hohen Transportkosten ausgleichen konnten. Über die Exportrouten Türkei-Balkan und Türkei-Griechenland-Italien erreicht nun Pipelinegas aus Iran, Irak, Aserbaidschan und Ägypten Westeuropa und damit auch die Bundesrepublik. Algerisches Gas hingegen verbleibt überwiegend in den südeuropäischen Staaten, vor allem Italien, Spanien und Portugal via Pipeline sowie Frankreich per LNG. Kleinere Mengen werden ebenfalls mittels Tanker nach Belgien und Großbritannien exportiert.

5. Modellvarianten

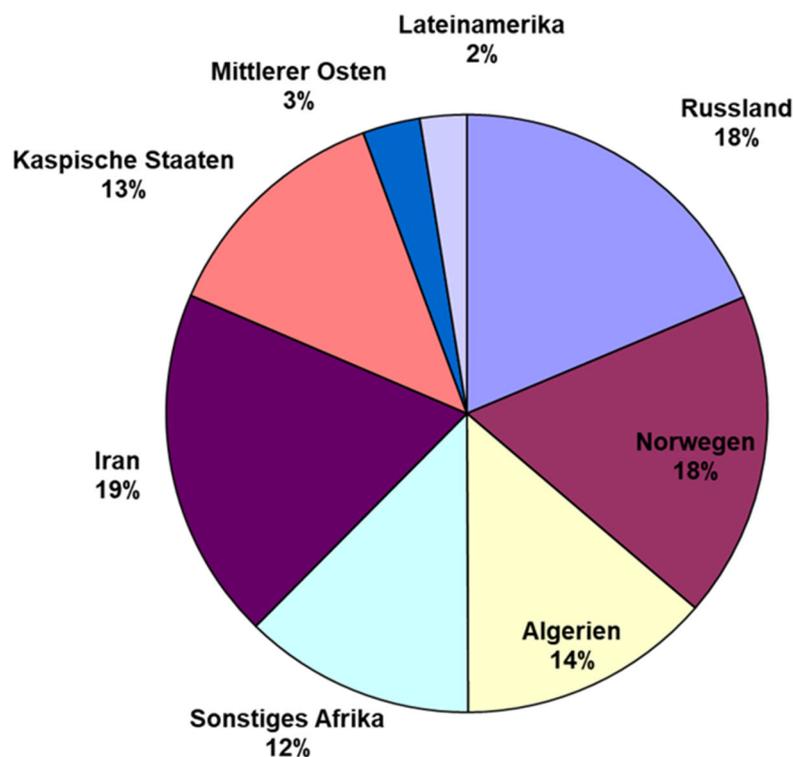
5.1. Verzögerte russische Feldentwicklung

Wie oben dargestellt, bleibt Russland der dominierende Anbieter für Europa. Wegen der rückläufigen Produktionspotentiale in Westsibirien ist ein Aufrechterhalten dieser wichtigen Rolle abhängig von der Ausdehnung der Förderung auf neue Regionen.

Im folgenden Modelllauf wird angenommen, dass es bei der Erschließung neuer russischer Erdgasfelder zu Verzögerungen kommt. Dies bezieht sich vor allem auf das Feld Stohkmanovskoje in der russischen Barentssee sowie einige Offshore- und Permafrostgebiete der Yamal-Halbinsel. Dies ist angesichts der extremen Witterungsbedingungen und der derzeit zum Teil noch ungeklärten Finanzierung keine allzu unrealistische Annahme. Im Modell wird dieser Sachverhalt dermaßen integriert, dass die früheste Verfügbarkeit von Stohkmanovskoje erst zur Periode 2030 möglich ist. Für Yamal werden hingegen Mengenbegrenzungen bis 2025 in der Förderung vorgegeben, so dass lediglich relativ leicht erschließbare Felder genutzt werden können.

Obwohl dies zu einem signifikanten Einbruch der russischen Exporte nach Europa führt, bleibt Russland auch unter diesen Bedingungen größter Lieferant, allerdings gleichauf mit Norwegen. Beide Länder versorgen jeweils rund 18 Prozent des Gesamtmarktes. Bezogen auf das Ergebnis des Referenzszenarios stellt dies einen Einbruch um knapp 15 Prozentpunkte dar. Die Anteile der einzelnen Lieferanten sind in Abbildung 5 erfasst.

Abbildung 5: Anteile der Förderländer bzw. -regionen an den europäischen Gasimporten (2025) – Variantenrechnung mit verzögerter russischer Feldentwicklung

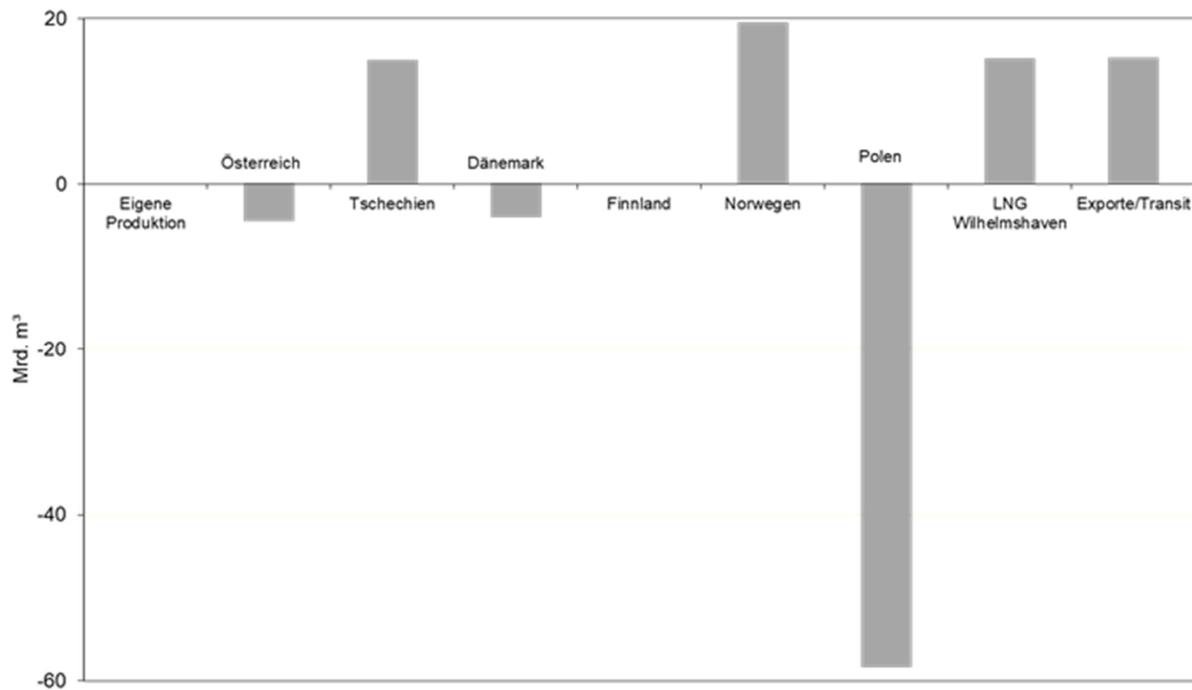


Quelle: Eigene Berechnung/Darstellung

Großer Nutznießer der russischen Produktionsverknappung ist der weltweit zweitgrößte Ressourceneigner Iran, der über die Türkei und dann einerseits via Bulgarien (ab 2015) und andererseits über Italien (ab 2025) hohe Marktanteile in Europa erobern kann.

Die Veränderung der am deutschen Knotenpunkt im Jahre 2025 beobachtbaren Gasflüsse im Vergleich zum Referenzlauf sind in Abbildung 6 zu erkennen. Der positive Wert bei den Transitmengen bedeutet, dass weniger Mengen auf diesem Wege die Bundesrepublik verlassen als im Referenzlauf.

Abbildung 6: Veränderung der Transportströme am Knotenpunkt Deutschland (2025)



Quelle: Eigene Berechnung/Darstellung

Auffälligste Veränderung ist der Einbruch der über Polen importierten Mengen aus Russland, bei gleichzeitig verstärkter Ausnutzung Tschechiens als Transitland. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die im Referenzlauf massiv ausgebauten polnischen Pipelines fast ausschließlich durch Yamal- und später Stohkmanovskoje-Gas versorgt werden, welche in diesem Szenario nur sehr begrenzt zur Verfügung stehen. Diesen Produktionsrückgang kann Russland nur teilweise durch vermehrte Förderung in Westsibirien ausgleichen, die überwiegend durch das slowakische und tschechische Rohrleitungsnetz nach Europa gebracht wird. Ergänzend erreichen auch einige Zusatzmengen aus Turkmenistan und Kasachstan auf diesem Weg die Importmärkte.

Da trotz erhöhter Produktion in Westsibirien unter dem Strich ein deutliches Defizit bleibt, müssen andere Länder diese Lücke füllen. Neben den vermehrten, aber aufgrund der Knotenstruktur nicht genau zuordbaren kaspischen Importen, wird Norwegen zum wichtigsten Lieferanten Deutschlands. Einerseits gelangen deutlich höhere Pipelineströme aus der Nordsee ins Land, andererseits erfolgt die Belieferung des LNG-Terminals in Wilhelmshaven zumindest in den hier betrachteten Jahren ausschließlich aus der norwegischen Barentssee. Im Vergleich

zum vorher betrachteten Modellergebnis verfügt Wilhelmshaven nun auch über eine höhere Kapazität von rund 16 Mrd. m³, so dass LNG zu einer wichtigen Stütze der deutschen Gaswirtschaft geworden ist.

Mit Hinsicht auf die Kostensituation ist bemerkenswert, dass sich die Kostenspanne für 2025 von 1,70 bis 2,90 auf 1,50 bis 2,40 US-\$ pro MBTU nach unten verschiebt. Daraus soll jedoch nicht der Trugschluss gezogen werden, dass sich trotz erschwerter Randbedingungen die Kostenbezugslage für Deutschland verbessert hätte. Der Rückgang am oberen Ende liegt darin begründet, dass gerade die beiden teuersten Quellen (Yamal, russische Barentssee) in diesem Szenario bis 2025 nicht zur Verfügung stehen. Sie werden wie oben beschrieben ersetzt durch günstigeres norwegisches Nordseegas, das im Referenzfall für Großbritannien und Belgien bestimmt war, was wiederum die Verschiebung am unteren Kostenspannenrand plausibel macht. Dennoch liegt der Schwerpunkt in der neuen Spanne, bedingt durch das Hinzustoßen weiter entfernt liegender Lieferanten ohne bestehender Infrastruktur nach Europa wie Iran oder Irak, deutlich am oberen Ende. Das günstige Nordseegas stellt somit lediglich eine Ausnahme dar.

Im Jahr 2030 gleichen sich die Kosten in beiden Szenarien wieder an, da nun verstärkt auf die bisher kaum nutzbaren neuen russischen Felder zurückgegriffen werden kann, die auf diese Weise das norwegische Gas für Großbritannien wieder freigeben.

5.2. Förderbegrenzungen durch ein Gaskartell

In der folgenden Variantenrechnung wird eine aus strategischen Gesichtspunkten durchgeführte Begrenzung der Förderung einzelner Haupt- und Nebenförderländer simuliert. Dies ist seit Jahrzehnten im Erdölbereich durch die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) der Fall, ähnliches erscheint für den Erdgasmarkt durchaus nicht unmöglich. Derzeit sind Bestrebungen in dieser Richtung im Rahmen des sogenannten GECF (Gas Exporting Countries Forum) zu beobachten.¹¹

In dieser zweiten Modellvariante wird angenommen, dass für die Jahre 2015 bis 2025 ein solches Kartell errichtet wird. Allerdings beschränkt es sich nur auf die OPEC-Mitglieder beziehungsweise dieser Organisation recht nahestehende Länder. Betroffene Hauptförderregionen sind Ägypten, Algerien, Iran, Libyen und Nigeria, ergänzt wird dieser Produzentenkreis um die Nebenförderer Angola, Irak, Katar, Oman, Venezuela und die Vereinigten Arabischen Emirate. Für die einzelnen Zeitperioden und Regionen werden unterschiedliche Höchstmengen vorgegeben, die sich am bisherigen Niveau orientieren und mit einem bestimmten Abschlag von bis zu 50 Prozent versehen werden. Ab der Modellperiode 2030 werden diese Einschränkungen wieder aufgehoben.

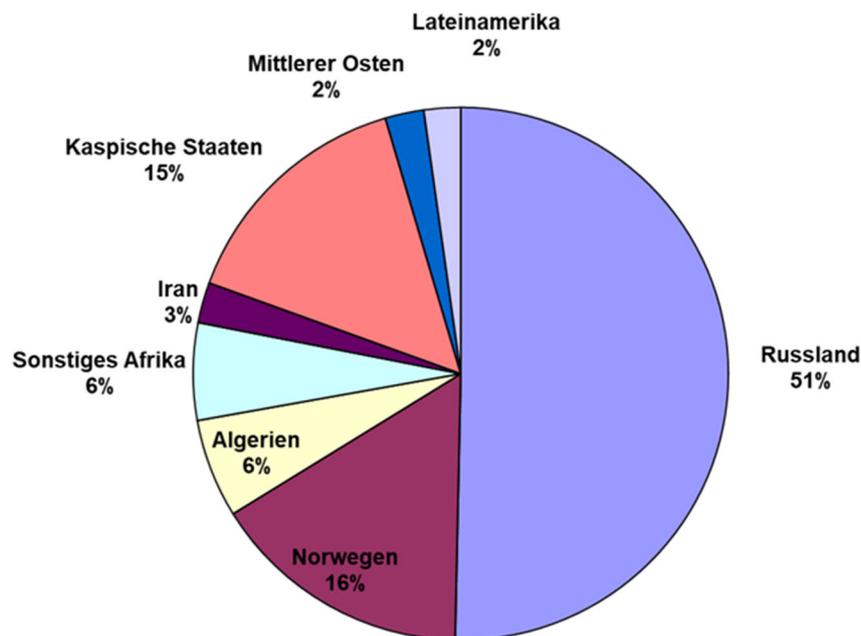
Die durch das Kartell durchgeführte Beschneidung der Fördermengen führt folglich auch zu einer Reduzierung der exportierten Mengen. Am höchsten sind die Rückgänge beim Iran, dessen Exporte in 2025 von über 80 Mrd. m³ im Basislauf auf 20 Mrd. m³ einbrechen. Ähnlich

¹¹ Vgl. Stern (2002).

hoch sind die Rückgänge der algerischen Gasflüsse, die von über 100 Mrd. m³ in der Referenz auf unter 50 Mrd. m³ abnehmen.

Die so entstandene Lücke kann überwiegend von Russland und Turkmenistan gedeckt werden. Kleiner Zusatzmengen stammen darüber hinaus aus Norwegen und einigen Mittel-Ost-Staaten, die im Referenzfall nicht zu den Lieferanten gezählt haben und somit direkt von der Beschränkung der anderen Kartell-Staaten profitieren können. Abbildung 7 zeigt die Anteile an den europäischen Importen in der zweiten Variantenrechnung.

Abbildung 7: Anteile der Förderländer an der europäischen Gasversorgung (2025) – Variantenrechnung mit Gaskartell



Quelle: Eigene Berechnung/Darstellung

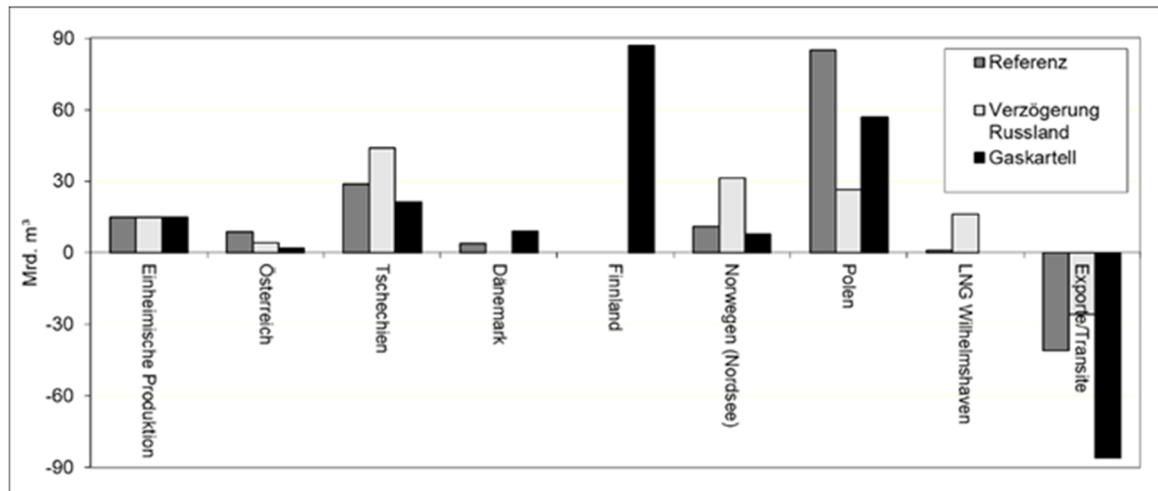
Mit Bezug auf Deutschland lassen sich einige Änderungen beobachten. Die herausragendste Neuerung ist das vorzeitige Erschließen des Stohkmanovskoje-Feldes mitsamt der Errichtung einer komplett neuen Infrastruktur. Das jahrelange Ausbleiben von Gasmengen aus den Kartell-Staaten führt zu einer weiteren Schwerpunktverlagerung zu Gunsten Russlands. Die neuen Pipelinestränge durch Finnland und die Ostsee bzw. über Schweden und Dänemark werden dem Modell zufolge ähnliche Größenordnungen annehmen wie die bestehenden Westsibirien- und Yamal-Exporttrouten. Auf den beiden letztgenannten sind kleinere Rückgänge zu verzeichnen, da diese Mengen teilweise in Richtung Italien und Osteuropa umgeleitet werden.

Die vorgegebenen Beschränkungen treffen überwiegend Staaten mit LNG-Export, namentlich Algerien, Ägypten, Libyen, Iran, Nigeria, Angola, Venezuela und die Mittel-Ost-Staaten. Deshalb steht insgesamt weniger LNG für das Gesamtsystem zur Verfügung, was auch Auswirkungen auf die Bundesrepublik und den Terminal in Wilhelmshaven hat. Da Deutschland im Gegensatz zu den an der Peripherie gelegenen Staaten Spanien, Portugal und Großbritannien ausreichend Zugang zu alternativen Pipelinemengen hat, ist ein Bau der Anlage

in diesem Szenario nicht zwingend notwendig. Die potentiell für Wilhelmshaven in Frage gekommenen Lieferungen werden in den oben angesprochenen Ländern dringender benötigt.

Abbildung 8 fasst die Transportströme am Knotenpunkt Deutschland für alle drei Szenarien vergleichend zusammen.

Abbildung 8: Transportströme am Knotenpunkt Deutschland in den Variantenrechnungen (2025)



Quelle: Eigene Berechnung/Darstellung

6. Fazit aus Sicht der Situation in 2023

Der Referenzlauf ergab für den deutschen LNG-Importknotenpunkt nur geringe LNG-Importe für 2025 (1 Mrd. m³). Es ist zwar nicht im Originalpaper erwähnt, aber durch Blick in die zugehörigen Modelloutputdateien wird ersichtlich, dass der Terminal auch im Jahr 2030 nur geringfügig höhere Mengen importiert. In Summe bleibt seine Kapazität mit 3 Mrd. m³ pro Jahr das ganze Jahrzehnt über recht gering. Dies ändert sich deutlich in der ersten Variantenrechnung, bei der von einer verzögerten russischen Feldentwicklung ausgegangen wird. Hier reichen die traditionellen Gasquellen Russlands nicht mehr aus, um den zusätzlichen Importbedarf in Deutschland und anderen europäischen Ländern zu decken. Entsprechend werden in diesem Modelllauf bereits 2020 Kapazitäten von 8 Mrd. m³ in Betrieb genommen, ab 2025 ist sogar die doppelte Importfähigkeit zu beobachten (bis 2030 erfolgt kein weiterer Ausbau mehr). Und anders als im Referenzlauf, bei dem die ohnehin geringe Kapazität teilweise noch nicht einmal voll ausgelastet ist, arbeitet der Terminal nunmehr in der Vollauslastung. In der zweiten Modellvariante verknappt sich das Gesamtangebot an LNG, da das angenommene Gaskartell überwiegend aus LNG-Anbietern besteht. Entsprechend fließen die verbleibenden LNG-Mengen auch primär zu solchen Ländern, die dringender auf LNG angewiesen sind als Deutschland (bspw. Spanien). Deutschland hingegen greift wie schon im Referenzlauf wieder stärker auf russische Mengen zurück und es wird bis 2025 kein Terminal errichtet, was jedoch in 2030 nachgeholt wird. Auf den ersten Blick etwas überraschend fällt der Ausbau mit 8 Mrd. m³ sogar merklich höher aus als im Referenzlauf. Dies ist jedoch dem Szenariodesign geschuldet, da das Kartell nur bis 2025 angenommen wurde. Aufgrund der begrenzten Exporte in den Vorperioden haben die (nunmehr ehemaligen) Kartellmitglieder in 2030 eine höhere Reservenbasis zur Verfügung, so dass hier ein gewisser Nachholeffekt zu beobachten ist.

Wie schaut nun die Realität aus? Tatsächlich wurde Ende 2022 der erste deutsche LNG-Terminal in Wilhelmshaven errichtet. Zwei weitere (Brunsbüttel und Lubmin) sind 2023 hinzugekommen, weitere (Stade und Rügen sowie Erweiterungsbauten an den bereits bestehenden Standorten) sind in Bau bzw. Planung. Mitte 2023 betrug die LNG-Importkapazität 13,5 Mrd. m³, diese soll bis 2025 auf 30 Mrd. m³ steigen. Sollten alle aktuell geplanten Projekte realisiert werden, würde die Gesamtimportkapazität in 2030 bei 54 Mrd. m³ liegen.¹² Es bietet sich nun ein Vergleich mit der ersten Variantenrechnung an. Zum einen ist dies das Szenario mit der höchsten LNG-Kapazität und zum anderen kommt der Rahmenansatz mit den verzögerten russischen Lieferungen den ausbleibenden Lieferungen in der Realität am nächsten. Dennoch übertrifft die Realität die Modellergebnisse bei weitem. Für 2025 sind 30 Mrd. m³ geplant, was immerhin fast das Doppelte der Modellergebnisse ist (16 Mrd. m³). Würde kein weiterer Terminal mehr in Betrieb genommen, entspräche die EUGAS-Berechnung wiederum recht genau der Realität von fast 14 Mrd. m³ (Stand 2023). Bei einem Blick nach 2030 geht die Differenz zwischen politischen Plänen und Modellergebnissen noch weiter auseinander: hier stehen nun 54 gegen 16 Mrd. m³ - mehr als Faktor 3!

Die Unterschiede zwischen Realität und Modellwelt lassen sich aber ganz gut erklären: In der Modellvariante ist die Begrenzung der russischen Zusatzmengen zeitlich befristet. Das Modell ist genau darüber informiert, dass ab 2030 wieder vermehrt russisches Gas zur Verfügung steht. Es muss daher nur für kurze Zeit Alternativen suchen, was ggf. andere (langfristig kostengünstigere) Investitionen ergibt, als wenn eine lange Zeit überbrückt werden muss oder gar von einem kompletten Ausbleiben für die absehbare Zukunft ausgegangen wird. Letzteres scheint aktuell in der Realität die vorherrschende Sichtweise zu sein. Im Modell müssen weiterhin nur potenzielle Zusatzmengen, die in 2002 noch keinen Beitrag zur Gasversorgung geliefert haben, ersetzt werden. In der Realität hingegen sind bestehende und langfristig etablierte Gasquellen weggebrochen. Entsprechend muss in der realen Welt auch eine deutlich größere Menge ersetzt werden als in der Modellwelt.

Eine entscheidende wesentliche Abweichung zwischen Realität und Modell stellt die Nachfrageentwicklung dar. In allen Modellvarianten wird, der allgemeinen Erwartung in 2002 folgend, von einer weiterhin steigenden Gasnachfrage auch in Deutschland ausgegangen. Dies ist in der aktuellen Situation in Deutschland ganz sicherlich nicht der Fall. Angesichts der politischen Dekarbonisierungsstrategien im Zeichen des Klimawandels, kombiniert mit neuerwachten Sorgen um die Energieversorgungssicherheit, kann von einer sinkenden Gasnachfrage ausgegangen werden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die LNG-Importkapazität von bis zu 54 Mrd. m³ in 2030 vielleicht etwas überambitioniert. Allerdings handelt es sich bei allen bisher fertiggestellten und den meisten der geplanten Anlagen um sogenannte Floating-LNG-Terminals. Bei diesen befinden sich wesentliche Bestandteile nicht in einem fest installierten Terminal an der Küste (Onshore), sondern in einem Schiff. Der Vorteil solcher Floating-LNGs ist, dass sie relativ schnell errichtet und ebenfalls wieder abgezogen und woanders eingesetzt werden können, falls sie am ursprünglichen Standort nicht mehr benötigt werden. Damit relativieren sich die hohen Kapazitäten in Deutschland etwas, da so einerseits ein kurz- bis mittelfristig hoher Bedarf abgefangen werden kann, langfristig aber keine ungenutzten festverbauten Kapazitäten zu befürchten sind. Darüber hinaus sind weite Teile der errichteten LNG-Infrastruktur auch für eine nachfolgende Wasserstoffnutzung

¹² Einen Überblick über die Projekte gibt BMWK (2023).

geeignet. Eine solche Unterscheidung in Floating- und Onshore-Importterminals sowie die Wasserstoffperspektive war bei der Entwicklung von EUGAS noch nicht angelegt.

Dennoch war EUGAS zur damaligen Zeit ein äußerst leistungsstarkes Tool zur Analyse und Prognose der zukünftigen Entwicklung des europäischen Gasmarktes. Im Vergleich zu anderen damals verfügbaren Modellen konnte es eine sehr hohe Detailtiefe und eine umfassende Datenbasis aufweisen. Allerdings zeigte sich bereits damals, dass das Modell aufgrund seiner regionalen Fokussierung auf Europa an Grenzen gestoßen war. Der bereits damals zunehmende interregionale LNG-Handel, der in den Folgejahrzehnten noch deutlich stärkere Zuwächse erfahren sollte, konnte mit der bestehenden Modellarchitektur nicht mehr erfasst werden. Zahlreiche LNG-Hauptlieferanten der Zukunft wurden entweder exogen begrenzt (bspw. Katar auf 10 Mrd. m³ im Modell vs. über 30 Mrd. m³ nach Europa in der Realität 2020) oder waren gar nicht im Modell abgebildet (bspw. USA mit 26 Mrd. m³ nach Europa).¹³ Auch die zunehmende Nachfragekonkurrenz mit asiatischen Importeuren konnte nicht modellendogen dargestellt werden. Aus diesem Grund wurde EUGAS auch nur noch bis 2005 in Beratungs- und Forschungsprojekten eingesetzt und dann durch ein weltweites Gasmarktmodell ersetzt – MAGELAN.¹⁴

¹³ Vgl. BP (2021), S. 44.

¹⁴ Vgl. Seeliger (2006).

Literatur

- BMWK (2023): Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals. BMWK: Berlin.
- BP (2002): Statistical Review of World Energy June 2002. BP: London.
- BP (2021): Statistical Review of World Energy 2021. BP: London.
- Cedigaz (2000): Natural Gas in the World. Cedigaz: Paris.
- EIA (2022): International Energy Outlook 2002. EIA: Washington.
- EU-KOM (1999): Energy in Europe – European Union energy outlook to 2020. EU-Kommission: Brüssel.
- Grinold, R. (1983): Model Building Techniques for the Correction of End Effects in Multistage Convex Programs. In: Operation Research, Vol. 31, Nr. 3, S. 407-431.
- IEA (2000): Energy Policies of IEA Countries. IEA: Paris.
- IEA (2002a): Natural Gas Information 2002. IEA: Paris.
- IEA (2002b): World Energy Outlook 2002. IEA: Paris.
- Perner, J. (2002): Die langfristige Erdgasversorgung Europas – Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 60. Oldenbourg Industrieverlag: München.
- Perner, J./Seeliger, A. (2003): Impacts of a gas cartel on the European gas market - selected results from the supply model EUGAS. In: TU Berlin (Hrsg.), Conference Documents of 2nd Workshop on Applied Infrastructure Research, S. 487-520. TU Berlin: Berlin.
- Savostyanov, Y. (1998): Strategic Development of the Russian Gas Industry. Gazprom Press: Moskau.
- Seeliger, A. (2003): Angebotsoptionen für den europäischen Erdgasmarkt: Ausgewählte Ergebnisse des Modells EUGAS bis 2025. EWI Working Paper 03-1, Energiewirtschaftliches Institut: Köln.
- Seeliger, A. (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 61. Oldenbourg Industrieverlag: München.
- Shell (2001): Energy needs, choices and possibilities. Shell: London.
- Stern, J. (2002): Security of European Natural Gas Supplies. The Royal Institute of International Affairs: London.
- Wintermann, J. (2002): Ruhrgas sieht Chancen für Einstieg in Flüssiggas-Geschäft. In: Die Welt, 16.09.2002.