

Trierer Beiträge zur Betriebs-
und Volkswirtschaftslehre

Nr. 2

Entwicklung des europäischen
Erdgasmarktes bis 2030

Eine Gegenüberstellung ausgewählter
Prognosemodelle und Trends in einzelnen Ländern

Anna Sophie Müller

Juni 2010

Titel: Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes bis 2030 –
Eine Gegenüberstellung ausgewählter Prognosemodelle
und Trends in einzelnen Ländern
(Diplomarbeit Universität Trier 2009)

Verfasser: Anna Sophie Müller (Betreuer: Prof. Dr. Ludwig von Auer)

Abstract: Erdgas ist ein fossiler Energierohstoff zur Energieversorgung, der derzeit und auch künftig bedeutsam ist. Wie lange er zur Verfügung steht, lässt sich nur schwer abschätzen. Ebenso gibt es große Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung der Erdgasmärkte weltweit und insbesondere in Europa. Vor diesem Hintergrund war es Ziel der vorliegenden Arbeit, anhand einer Gegenüberstellung von drei Prognosemodellen (MAGELAN, NATGAS, WGM), den europäischen Erdgasmarkt bis zum Jahr 2030 abzubilden.

Herausgeber: Prof. Dr. Axel Adam-Müller
(adam-mueller@uni-trier.de)
Prof. Dr. Ludwig von Auer
(vonauer@uni-trier.de)
Prof. Dr. Georg Müller-Fürstenberger
(mueller-fuerstenberger@uni-trier.de)
Prof. Dr. Michael Olbrich
(olbrich@uni-trier.de)

Adresse: Fachbereich IV
Universität Trier
Universitätsring 15
54295 Trier

**Diese Schriftenreihe ist im Internet in elektronischer Form unter
wiwischriftenreihe.uni-trier.de erreichbar.**

Vorwort

Die zukünftige Energieversorgung ist ein Thema, das Öffentlichkeit, Politik und Verwaltung in hohem Maße bewegt und mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Wie lange und bis wann auf fossile Energierohstoffe gesetzt werden kann und ab wann und in welchem Maße ein Umstieg auf alternative Energieträger bewältigt sein muss, ist offen. Um mehr Planungssicherheit zu erlangen, ist es daher sinnvoll, einzelne Märkte zu betrachten. In dieser Arbeit steht der Erdgasmarkt im Mittelpunkt. Anhand von drei ausgewählten Modellen¹ wird untersucht, wie sich der europäische Erdgasmarkt künftig verändern wird und wie die Prognosemodelle selbst einzuschätzen sind.

¹ An dieser Stelle möchte ich Frau Dr. Franziska Holz vom DIW danken, die mir Daten zur Bearbeitung des World Gas Models zur Verfügung gestellt hat.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis.....	VI
Executive Summary	VIII
1 Erdgas als fossiler Energierohstoff in der aktuellen Diskussion	1
2 Charakteristika des Erdgasmarktes.....	5
2.1 Erdgas im Vergleich zu anderen Energierohstoffen	5
2.2 Erdgaspotenzial und seine Verteilung	6
2.3 Transportinfrastruktur und ihre Auswirkungen auf die Preisgestaltung....	7
2.4 Historie des europäischen Erdgasmarktes	11
2.5 Wettbewerbsformen des Erdgasmarktes	14
3 Gegenüberstellung der Annahmen ausgewählter Prognosemodelle	18
3.1 Auswahl der Modelle und Methodik	18
3.2 Einführung in die Modelle	21
3.2.1 MAGELAN Modell.....	21
3.2.2 NATGAS Modell	25
3.2.3 WGM Modell	26
3.3 Produktionsseitige Annahmen	27
3.3.1 Reserven und Ressourcen.....	27
3.3.2 Produktionskapazitäten und -kosten.....	30
3.4 Nachfrageseitige Annahmen	33
3.4.1 Verbrauch	33
3.4.2 Bezugsdiversifizierung/ Regulierungen	36

3.4.3	Langfristige Lieferverträge.....	38
3.5	Transportinfrastruktur	39
3.5.1	Transportkosten und Kapazitäten der Pipelineinfrastruktur.....	39
3.5.2	Transportkosten und Kapazitäten der LNG-Infrastruktur	43
4	Prognoseergebnisse und ihre Gegenüberstellung	46
4.1	MAGELAN: Prognoseergebnisse bis 2030	46
4.2	NATGAS: Prognoseergebnisse bis 2030.....	51
4.3	WGM: Prognoseergebnisse bis 2030.....	55
4.4	Vergleich der Prognoseergebnisse in Bezug zu den Annahmen	60
5	Robustheit der Prognosemodelle	66
5.1	Bedeutung des technischen Fortschritts.....	66
5.2	Wettbewerbsfähigkeit der Produktion	68
5.3	Kartellbildung	69
6	Zusammenführung der Ergebnisse und Einschätzung der Prognosemodelle.....	71
	Anhang	74
	Literaturverzeichnis.....	77

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Kostenvergleich großräumiger Kohlenwasserstoff-Transporte	9
Abb. 2: Preise bei unterschiedlichen Wettbewerbsformen	16
Abb. 3: Wohlfahrtsgewinn für alle Szenarien.....	17
Abb. 4: Importe Europas aus verschiedenen Ländern (2030), MAGELAN.....	49
Abb. 5: Importe Europas aus verschiedenen Ländern (2030), NATGAS.....	53
Abb. 6: Importe Europas aus verschiedenen Ländern (2030), WGM.....	60

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Anzahl der Marktteilnehmer im zweistufigen Schema.....	15
Tab. 2: Reserven und Ressourcen für Europa (2005), MAGELAN	28
Tab. 3: Gesamtreserven (2003), NATGAS.....	29
Tab. 4: Kapazitäten und Kosten der Produktion (2005), MAGELAN	31
Tab. 5: Kapazitäten und Kosten der Produktion (2003), NATGAS	32
Tab. 6: Erdgasverbrauch, MAGELAN	34
Tab. 7: Importabhängigkeit europäischer Länder, MAGELAN	37
Tab. 8: Pipelinekapazitäten für Europa (2005), MAGELAN	41
Tab. 9: Pipelinekapazitäten für Europa (1999), NATGAS	42
Tab. 10: Produktionsentwicklung für Europa bis 2030, MAGELAN	46
Tab. 11: Importe Europas bis 2030, MAGELAN	48
Tab. 12: Importe Europas je Region, MAGELAN	48
Tab. 13: Transportinfrastruktur für Europa (2030), MAGELAN	50
Tab. 14: Importe Europas aus verschiedenen Ländern, NATGAS.....	52
Tab. 15: Importe Europas bis 2030, NATGAS.....	54
Tab. 16: Transportinfrastruktur für Europa bis 2030, NATGAS.....	54
Tab. 17: Produktion und Verbrauch in Europa, WGM.....	56
Tab. 18: Importe Europas bis 2030, WGM.....	56
Tab. 19: Importe Europas je Region bis 2030, WGM	57
Tab. 20: Importe Europas aus verschiedenen Ländern bis 2030, WGM.....	58
Tab. 21: Transportinfrastruktur für Europa bis 2030, WGM.....	59

Tabelle A 1: Länderübersicht MAGELAN Modell.....	74
Tabelle A 2: Länderübersicht NATGAS.....	75
Tabelle A 3: Länderübersicht WGM.....	75
Tabelle A 4: Länderübersicht des Gas Exporting Country Forum	76

Executive Summary

Erdgas ist ein fossiler Energierohstoff zur Energieversorgung, der derzeit und auch künftig bedeutsam ist. Wie lange er zur Verfügung steht, lässt sich nur schwer abschätzen. Ebenso gibt es große Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung der Erdgasmärkte weltweit und insbesondere in Europa.

Vor diesem Hintergrund war es Ziel der vorliegenden Arbeit, anhand einer Gegenüberstellung von drei Prognosemodellen (MAGELAN, NATGAS, WGM), den europäischen Erdgasmarkt bis zum Jahr 2030 abzubilden. Dabei ging es zudem um eine Einschätzung der Prognosemodelle selbst. Mithilfe der Inhaltsanalyse nach Mayring (2003) wurden die o.g. Modelle untersucht. Sowohl die Annahmen als auch die Ergebnisse konnten anhand von drei Aspekten gegenübergestellt werden: Produktion, Nachfrage, Transportinfrastruktur.

Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass Europa die eigenen Produktionskapazitäten künftig nicht ausweiten kann. Da der Verbrauch jedoch kontinuierlich ansteigt, wird der Handel zwischen den Regionen zunehmen. Die Pipelinekapazitäten werden stetig wachsen, ebenso wie die des LNG. Im WGM wird mit einer sinkenden LNG-Kapazität für Europa gerechnet. Russland, Norwegen und Algerien sind die wichtigsten Anbieter von Erdgas zur europäischen Bedarfsdeckung. Lediglich im MAGELAN Modell kommt auch dem Iran eine bedeutende Position zu.

Obwohl in den einzelnen Modellen Unterschiede in der Genauigkeit und Vielfalt der Annahmen liegen, zeigt der Trend der Prognoseergebnisse in die gleiche Richtung. Die Werte vom MAGELAN Modell liegen jedoch über denen der anderen Modelle, was durch die verstärkte Aufnahme endogener Daten erklärt wird. Anhand einzelner Beispiele wird gezeigt, dass eine Veränderung der Annahmen zu unterschiedlichen Prognoseergebnissen führt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das MAGELAN Modell bisher das Detaillierteste der drei Modelle ist. Das World Gas Model steht noch am Anfang seiner Entwicklung und ist bei Angaben hinsichtlich der verwendeten Annahmen vergleichsweise wenig präzise. Es könnte sich aber als äußerst relevant erweisen, wenn in künftigen Arbeiten und Veröffentlichungen stärker auf aktuelle Trends eingegangen würde und die Annahmen detaillierter dargestellt würden.

1 Erdgas als fossiler Energierohstoff in der aktuellen Diskussion

Erdgas gehört zu einem der wichtigsten Energieträger weltweit und tangiert verschiedene Bereiche des Lebens. Dies kann sich jedoch ändern, da fossile Rohstoffe auf lange Sicht zur Neige gehen und eine Tendenz zu alternativen Energien festzustellen ist (Illinger 2009). Es gibt verschiedene Einflüsse, die sich auf den Erdgasmarkt niederschlagen, was besonders im Hinblick auf die Planung für die künftige Energieversorgung von Bedeutung ist.

So findet aktuell beispielsweise eine Debatte über eine künftig verstärkte Nutzung von Elektroautos statt. Im August 2009 wurde ein nationaler Entwicklungsplan zur Elektromobilität beschlossen (BMBF, 2009). Rund 200 Millionen Euro sollen investiert werden, sodass bis zum Jahr 2020 rund eine Million Elektroautos auf deutschen Straßen unterwegs sind. Dieses steht in Konkurrenz zum Erdgasauto, welches zunächst eingeführt wurde, sich bislang jedoch noch nicht auf dem Markt durchsetzen konnte.

Ein weiteres Projekt der deutschen Wirtschaft ist „Desertec“, bei dem durch den Bau von großen Solaranlagen in der Wüste Afrikas Energie produziert und nach Europa, unter anderem auch nach Deutschland, transportiert werden soll (Liebs, 2009; Köhn, 2009). Dies könnte unter Umständen den Bau von Erdgaspipelines nach Europa beeinflussen, da solche Projekte enorme Investitionskosten mit sich ziehen und Fördermittel umverteilt werden könnten.

Erdgas kann jedoch nicht nur im Vergleich zu erneuerbaren Energien betrachtet werden. Gegenüber anderen fossilen Energierohstoffen weist Erdgas – dies wird auch in der Umweltdebatte und im Hinblick auf die fortschreitende Klimaerwärmung betont – den Vorteil auf, dass es einen niedrigeren Kohlenstoffdioxidausstoß zur Folge hat und damit umweltfreundlicher ist.

Vor diesem Hintergrund ist eine Analyse des europäischen Gasmarktes hinsichtlich seiner Veränderungsdynamik von größtem Interesse. Allerdings gibt es verschiedene Modelle, die den Gasmarkt auf unterschiedliche Weise abbilden. In dieser Arbeit sollen drei ausgewählte Modelle betrachtet werden, anhand derer die Prognosen besonders für den europäischen Gasmarkt verdeutlicht werden können.

Zu untersuchen ist darüber hinaus, welche Unterschiede die Modelle sowohl in den Annahmen als auch in den Ergebnissen aufweisen. Anhand dieser Analyse kann abschließend eine Einschätzung der einzelnen Modelle abgegeben werden.

Es ist zu beachten, dass Europa nicht mehr über große Reserven an Erdgas verfügt. Deshalb ist besonders im Zuge der Globalisierung eine Betrachtung des weltweiten Erdgasmarktes von Bedeutung. Da jedoch die Kulturen und folglich ihr Umgang mit Umweltfragen in den Ländern verschieden sind, bedarf es auch einer politischen Betrachtung. Oft liegen fossile Ressourcen, die auch im europäischen Raum genutzt werden könnten, in Ländern, denen Europa politisch gesehen kritisch gegenübersteht. Als Beispiel dafür kann Libyen genannt werden, dessen politische Führung immer wieder umstritten ist. Ebenso gilt dies für den Iran, dessen Atomprogramm zunehmend kritisch bewertet wird. Trotz alledem ist davon auszugehen, dass auch zukünftig eine globale Energieabhängigkeit bestehen wird, was bei dem Aufbau und der Veränderung politischer Beziehungen in Betracht gezogen werden muss.

Im Hinblick auf die Abhängigkeit, kann in einem anderen Zusammenhang von der Beziehung zwischen der Europäischen Union und der Türkei gesprochen werden. Der Türkei kommt aufgrund ihrer geografischen Lage eine strategische Bedeutung zu. Sie besitzt als wichtiges Transitland für Pipelinegas ein Druckmittel, um eigenen politischen Interessen gegenüber der EU, z.B. den EU-Beitritt, Nachdruck zu verleihen. Sowohl die Nabucco-Pipeline als auch der so genannte South-Stream sind derzeit in Planung und sollen voraussichtlich durch die Türkei und deren Hoheitsgewässer verlaufen (Gammelin, Schmidt, 2009). Auch Russland trägt in großem Maße zu der Entscheidung der Pipelineverbindungen bei. Durch die Realisierung des South-Stream würde die Abhängigkeit Europas von Russland weiter verstärkt werden, besonders vor dem Hintergrund der Realisierung des North-Stream, bei dem russisches Erdgas durch die Ostsee direkt nach Deutschland gelangen soll (Nord Stream, 2009).

Ausgehend von den oben genannten Fakten und Überlegungen ist es Ziel dieser Arbeit, den Erdgasmarkt bis 2030 anhand ausgewählter Modelle abzubilden und darüber hinaus deren Vor- und Nachteile einzuschätzen. Folgende Forschungsfragen stehen dabei im Vordergrund:

- Welche Annahmen werden in den ausgewählten Prognosemodellen zur Ergebnisfindung berücksichtigt?
- Welche Prognoseergebnisse werden erzielt und welche Unterschiede werden durch die Gegenüberstellung der Prognosemodelle ersichtlich?
- Wie stabil sind die Prognosemodelle bei Veränderung der Annahmen?

Gegenstand dieser Arbeit ist die Betrachtung der Handelsströme des Erdgases um zu sehen, welche Länder hauptsächlich zur Bedarfsdeckung des europäischen Raumes beitragen. Welche Handelsströme letztlich gewählt werden, hängt unter anderem auch von den Kosten der Produktion und des Transportes in der jeweiligen Region ab – das heißt, welches Land zu den besten Konditionen Erdgas nach Europa liefern kann. Es soll in dieser Arbeit jedoch nicht auf den Gaspreis im Allgemeinen eingegangen werden und demnach keine Prognose der Gaspreise bis zum Jahr 2030 in den unterschiedlichen Modellen dargelegt werden. Die in dieser Arbeit angeführten Geldwerte beziehen sich lediglich auf Transport- und Produktionskosten. Alle Dollarangaben werden einheitlich in dem US-Dollarkurs zum 31.06.2009 dargestellt². Zudem werden alle Erdgaswerte in der Einheit m³ angegeben. Die Umrechnung erfolgte nach der Konversionstabelle aus Erdmann, Zweifel (2008, S. 218).

Im folgenden Kapitel wird zunächst Erdgas als Energierohstoff vorgestellt. Es wird dabei vor allem auf die Besonderheiten im Vergleich zu anderen Energierohstoffen eingegangen. Des Weiteren wird der Erdgasmarkt im Allgemeinen anhand verschiedener Merkmale erläutert, bevor die Historie des europäischen Gasmarktes vorgestellt wird. Abschließend werden die verschiedenen Wettbewerbsformen und deren Auswirkungen auf die Preisstruktur und den Wohlfahrtsgewinn dargelegt, welche durch die Neuregulierungen der Europäischen Kommission entstanden sind.

In Kapitel 3 werden die Auswahl der Modelle begründet und die Methode beschrieben, mit deren Hilfe die Annahmen und Ergebnisse der einzelnen Modelle

² Alle Euro-Angaben wurden im Wechselkurs zum jeweiligen Jahr (www.x-rates.com) in Dollar umgerechnet. Anschließend erfolgte eine Umrechnung aller Werte zu den Preisen des Consumer Price Index (CPI) für den 31.09.2009 (Daten von dem Bureau of Labor Statistics, www.bls.gov). Bsp.: Preis 2009 = Preis 2003 * (CPI 2009/CPI 2003).

untersucht und verglichen werden. Zudem werden die drei Modelle unter anderem anhand ihres Aufbaus und der Länge des Betrachtungszeitraums beschrieben, bevor in einem weiteren Schritt die jeweiligen Annahmen entlang bestimmter Kriterien gegenübergestellt werden. Zunächst werden produktionsseitige und nachfrage-seitige Annahmen besprochen, anschließend solche der Transportinfrastruktur.

Im vierten Kapitel werden die Ergebnisse der einzelnen Modelle aus dem Referenzszenario³ gegenübergestellt, sodass darauf folgend die Unterschiede der Ergebnisse unter Bezugnahme der Annahmen herausgearbeitet werden können. Da der Erdgasmarkt ein sehr komplexer Markt ist, werden die inhaltlichen Schwerpunkte in den verschiedenen Analysen oft an anderer Stelle gesetzt, sodass unterschiedliche Ergebnisse durch Variationen der Annahmen zustande kommen können.

Im fünften Kapitel wird deshalb die Robustheit der Modelle mithilfe eines Variationsszenarios vorgenommen. Es wird dargestellt, wie sich die Ergebnisse daraufhin im Vergleich zum Referenzszenario der Modelle verändern können. Abschließend wird eine Bewertung der Modelle durchgeführt.

³ Das Referenzszenario wird durch die Annahmen und die Ergebnisse aus den Kapiteln 3 und 4 dargestellt und bildet das Ausgangsszenario der Modelle.

2 Charakteristika des Erdgasmarktes

2.1 Erdgas im Vergleich zu anderen Energierohstoffen

Erdgas ist global gesehen der drittwichtigste Primärenergieträger (BGR 2007, S. 22). An dieser Stelle sollen deshalb die Eigenschaften und Besonderheiten dieses fossilen Energieträgers auch im Vergleich zu substitutiven Energierohstoffen betrachtet, sowie geografische Gegebenheiten aufgezeigt werden.

Erdgas ist ein Gasmisch, welches in der Erdkruste vorkommt. Neben Methan als Hauptbestandteil, kann es weiterhin Ethan, Propan, Butan, Stickstoff und andere Stoffe enthalten (BGR 2009, S. 71). Je nach Zusammensetzung der jeweiligen Bestandteile wird zwischen energiearmem Erdgas mit Brennwerten zwischen 8,4 und 11,6 kWh/m³ (hauptsächlich in den Niederlanden und Norddeutschland zu finden) und energiereichem Erdgas mit Brennwerten zwischen 10,2 und 13,1 kWh/m³ aus der Nordsee und Russland unterschieden (Erdmann, Zweifel 2008, S. 219).

Neben Erdgas existieren weitere Energiequellen wie Öl, Kohle, Atomenergie und erneuerbare Energien. Mit 20,5 % weist Erdgas 2006 weltweit das drittgrößte Energieangebot hinter Kohle (26 %) und Öl (34,4 %) auf. Bei der Betrachtung des weltweiten Anteils am Endverbrauch, schiebt sich Gas mit 15,3 % an zweite Stelle vor Kohle (8,6 %) und hinter Öl mit 43,1 % (IEA 2008a, S. 6, 28). Ein Nachteil bei Erdgas ist die relativ gesehen geringe Speicherfähigkeit. Liegt die Speicherdichte bei Benzin und Diesel zwischen 750 und 840 kg/m³, so liegt diese bei Erdgas mit 0,80 kg/m³ deutlich darunter. Auch bei Gasverflüssigung können diese Werte nicht erreicht werden (473 kg/m³). So enthält ein Tank mit verflüssigtem Gas nur etwa zwei Drittel der Energiemenge, die ein gleich großer Öltank erreichen könnte. Bei dem Kohlenstoffanteil der verschiedenen Energierohstoffe weist Erdgas im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern den geringsten Anteil auf. Bei der Verbrennung wird 20 % bis 30 % weniger Kohlendioxid (CO₂) erzeugt als bei gleichem Energiegewinn mit Erdöl und sogar 40 % bis 50 % weniger als bei Kohle (BGR 2009, S. 72). Unter den Gesichtspunkten der aktuellen Umweltdebatte ist Erdgas somit ein wertvoller Energieträger. Das machen auch die Zahlen der International Energy Agency deutlich (IEA 2008a, S. 44). So blieb

2006 der Anteil der CO₂ Emissionen bei 19,4 % unter den Angaben für Öl (38,5 %) und Kohle (41,7 %) zurück.

2.2 Erdgaspotenzial und seine Verteilung

Fossile Energieträger wie Erdgas stehen der Bevölkerung allerdings nur begrenzt zur Verfügung. Das Gesamtpotenzial des Erdgases setzt sich zusammen aus der kumulierten Förderung, den Reserven und den Ressourcen. Reserven stellen dabei bereits entdecktes und physisch verfügbares Erdgas dar, während unter Ressourcen unentdeckte, geschätzte Vorkommnisse verstanden werden. Das Gesamtpotenzial für konventionelles Erdgas, das heißt frei strömendes Erdgas, welches im Vergleich zu nicht-konventionellem Erdgas mit klassischen Fördertechniken gewonnen werden kann, liegt nach Angaben des BGR (2009, S. 72 ff.) im Jahr 2007 bei etwa 509 Billionen m³. Die kumulierte Fördermenge weist weltweit fast 87 Billionen m³ auf, die Reserven hingegen 183 Billionen m³. Die Angaben zu den Ressourcen belaufen sich in diesem Jahr auf 239 Billionen m³ Erdgas. Für die Zukunft verbleibt schätzungsweise ein Erdgaspotenzial von 422 Billionen m³. Damit übersteigt dieser Energierohstoff in Bezug auf den Energiegehalt das verbleibende Energiepotenzial an konventionellem Erdöl um 50 %.

Regional betrachtet befindet sich das größte Erdgaspotenzial in der GUS (Gemeinschaft Unabhängiger Staaten) und besonders in Russland mit rund 201 Billionen m³, gefolgt von der Region des Mittleren Osten mit Iran und Katar. Diese drei führenden Länder weisen zusammen ein Gesamtpotenzial von über 52 % weltweit auf und verfügen zusammen über fast drei Viertel der Welt-Erdgasreserven. Der Anteil Europas liegt mit knapp 5 % deutlich darunter (BGR 2009, S. 74).

Die weltweite Erdgasproduktion hat in den letzten Jahren stets zugenommen. Nach Angaben von BP (2009, S. 22 ff.) lag die weltweite Produktion im Jahr 2008 bei 3065,6 Mrd. m³, das sind 3,8 % mehr als noch im Jahr 2007. Werden zudem die Reserven betrachtet, kann mithilfe des Reserves-to-production (R/P) ratio verdeutlicht werden, wie viele weitere Jahre die Bevölkerung von Erdgas Gebrauch machen kann. Dazu werden die Reserven am Ende eines Jahres durch die Produktion in dem gleichen Jahr dividiert. Im Jahr 2008 ergibt der R/P ratio

eine Dauer von 60,4 Jahren, wenn davon ausgegangen wird, dass die Produktion auch in den nächsten Jahren gleich bleibt.

Der weltweite Erdgasverbrauch betrug im Jahr 2008 3.018,7 Mrd. m³. Bei der genaueren Betrachtung der Verbrauchs- und Produktionswerte wird deutlich, dass mehr produziert als verbraucht wird. Dies bietet die Möglichkeit zur Lagerung des Erdgases, da besonders der Gasmarkt durch Temperaturunterschiede im Laufe eines Jahres saisonalen Schwankungen unterlegen ist. In den Wintermonaten wird mehr Erdgas konsumiert als in den Sommermonaten. Da jedoch die Produktion weiterläuft, kann überschüssiges Erdgas aus dem Sommer für knappere Zeiten aufgespart werden.

Auf regionaler Ebene kann noch eine weitere Erkenntnis aus den Differenzen zwischen Produktion und Verbrauch gezogen werden. Viele Regionen produzieren wesentlich weniger Erdgas als sie zum Verbrauch benötigen. Sie sind somit stark auf Handel angewiesen. Nach Angaben von BP (2009, S. 24) produzierte z.B. Deutschland im Jahr 2008 13 Mrd. m³ Erdgas, konsumierte jedoch 82 Mrd. m³. Auch in Italien bot sich ein ähnliches Bild mit einer Produktion von 8,4 Mrd. m³ und einem Verbrauch von 77,7 Mrd. m³ Erdgas. Der dadurch notwendig werdende Handel kann über unterschiedliche Transportwege erfolgen. Diese werden in einem nächsten Schritt erläutert.

2.3 Transportinfrastruktur und ihre Auswirkungen auf die Preisgestaltung

Erdgas kann zum einen per Pipeline, zum anderen in verflüssigter Form per Tanker transportiert werden. Bei dem Gastransport via Pipeline können bis zu 6.000 Kilometer überwunden werden. Dabei können diese sowohl onshore als auch offshore verlaufen. Mit einem Druck von rund 80 Bar und einem Durchmesser von 1,2 m werden dabei jährlich bis zu 26 Mrd. m³ Erdgas pro Pipeline transportiert, was einer Fließgeschwindigkeit von rund 40 km/h entspricht. Damit dies gewährleistet ist, müssen allerdings bis zu 10 % der Erdgasmenge verwendet werden, um die Gasturbinen anzutreiben. Durch den steigenden Erdgasabsatz wird das Pipelinetz im Laufe der Zeit immer dichter; allerdings sind enorme Investitionen, je nach geografischer Lage bis zu 1,36 Mrd. \$ (Cayrade 2004, S. 8), notwendig und

diese stellen durch die faktorspezifische Nutzung sunk costs⁴ dar. Aus diesem Grund werden solche Projekte meist nur durch mehrere Unternehmen getragen. Damit es jedoch nicht zu verdeckten Kartellabsprachen kommen kann, ist es nach Erdmann, Zweifel (2008, S. 226 ff.) sinnvoll, wenn Pipelines durch einen unabhängigen Netzbetreiber verwaltet werden. Dadurch findet sich der Investor allerdings in einer verhandlungsschwachen Position gegenüber diesen wieder, wodurch Nachteile für ihn entstehen können.⁵ Das Investitionsverhalten kann sich dadurch verändern.

Eine weitere Möglichkeit um Erdgas zu transportieren ist in Form des so genannten Liquefied Natural Gas (LNG) per Tanker. Es wird für Transportzwecke in Verflüssigungsanlagen auf $-161,5\text{ °C}$ abgekühlt, wodurch es vom gasförmigen Zustand in die flüssige Form übergeht. In dieser Konsistenz nimmt es im Vergleich zu vorher nur noch rund $1/6000$ des Raumes ein. Auf diese Weise kann es mit LNG-Tankschiffen zwischen Verlade- und Anladeterminals transportiert werden. Die Anladeterminals entsprechen so genannten Verdampfungsanlagen, in denen das LNG wieder in einen gasförmigen Zustand übergeht und somit ein Weitertransport via Pipeline möglich wird (Perner 2002, S. 21 ff.). Es wird bei diesem Ablauf auch von der LNG-Kette gesprochen. Nach Erdmann, Zweifel (2008, S. 232, ff.) können auf diesem Weg rund 4,8 Mrd. m^3 pro Jahr zu wettbewerbsfähigen Kosten in das Pipelinennetz eines Importlandes gelangen. Allerdings gehen auch bei dieser Möglichkeit des Transports zwischen 8 % und 15 % des Erdgases für die Herstellung verloren. Ebenso wie bei den Pipelinetransporten, ist der Investitionsaufwand der LNG-Kette mit bis zu 1,87 Mrd. \$ (Cayrade, 2004, S. 8) sehr hoch. Dabei sind die Felderschließung und Pipelines bis hin zum Verflüssigungsterminal nicht enthalten. Ein Vorteil dieses Verfahrens ist jedoch die große Flexibilität, da auch jede Komponente der LNG-Kette einzeln betrieben werden kann. Wenn also z.B. ein Anladeterminale in einem Importland ausfällt, kann das LNG per Tanker in ein anderes Importland umgelenkt werden.

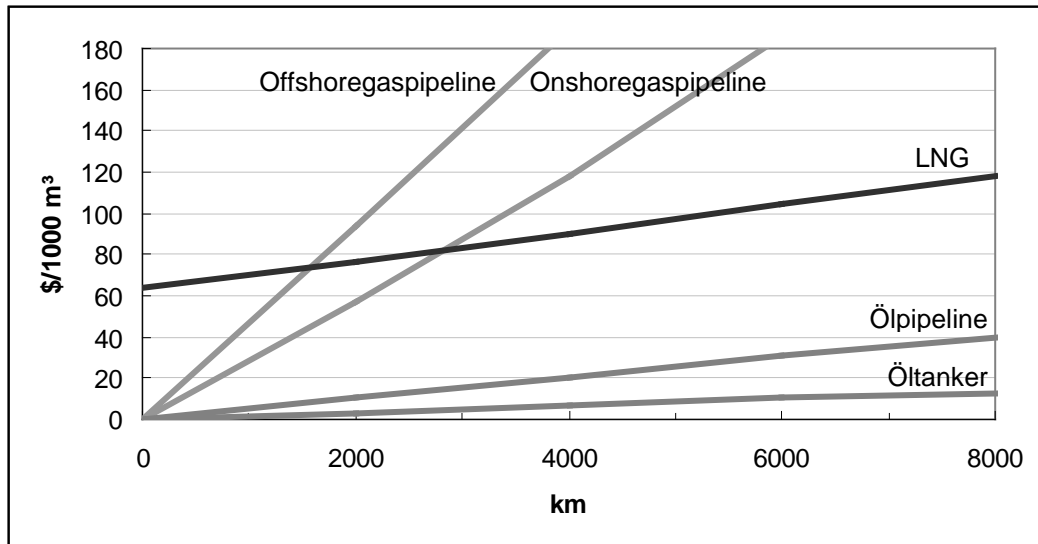
Die unterschiedlichen Transportwege gewinnen besonders dadurch an Bedeutung, als die regionale Lage zwischen exportierenden und importierenden Ländern oft sehr unterschiedlich ist und teilweise weite Strecken überwunden werden müssen.

⁴ Investitionsausgaben, die bei Marktaustritt verloren sind.

⁵ Wenn der Investor das Risiko des opportunistischen Verhaltens trägt, wird auch von einem Hold-up-Problem gesprochen.

Wie bereits erwähnt wurde, sind die Kosten für den Transport durch den geringeren Energiegehalt pro Volumen höher als bei Kohle und Erdöl. Erdgas erhält dadurch einen Wettbewerbsnachteil, was auch an Abbildung 1 zu erkennen ist.

Abb. 1: Kostenvergleich großräumiger Kohlenwasserstoff-Transporte



Quelle: Erdmann, Zweifel (2008, S. 233).

Der Transport von Erdöl ist über jede Entfernung gesehen günstiger als der des Erdgases. Wird nur der Gasmarkt betrachtet, wird der Transport von Erdgas per Tanker schon ab über 2.500 km günstiger als der Transport per Pipeline. LNG kann somit besonders dafür genutzt werden, um weit entfernte Erdgasmärkte zu versorgen. Weiterhin ist anzumerken, dass Erdgasleitungen durch die Meere im Vergleich zu Landleitungen teurer sind (Erdmann, Zweifel 2008, S. 233). Insgesamt kann aber durch den technischen Fortschritt nach Perner (2002, S. 156) mit sinkenden Investitions- und Transportkosten gerechnet werden, sodass sich die Kostenstrukturen künftig leicht verändern können.

Aufgrund der regionalen Unterschiede und der hohen Kosten kann es keinen einheitlichen Erdgasmarkt geben. Vielmehr wird zwischen drei Weltteilmärkten – dem amerikanischen, dem europäischen und dem asiatischen – unterschieden. Der Handel erfolgt zu großen Teilen leitungsgebunden innerhalb des Weltteilmarktes, der asiatische Weltteilmarkt ist allerdings ein fast reiner LNG-Markt, da Erdgas über große Entfernungen per Tanker transportiert werden muss (BGR 2009, S. 85 ff.). In Europa wird Erdgas sowohl über Pipelines als auch per LNG-Tanker

importiert. Jedoch gibt es auch innerhalb von Europa Unterschiede, die durch die geografische Lage bedingt sind. Deutschland ist derzeit nur per Pipeline zu erreichen und wird zum größten Teil mit überschüssigem russischem Gas versorgt. Im Jahr 2007 betragen die Importe nach Europa 36,2 Mrd. m³. Italien hingegen wurde mit 24,44 Mrd. m³ LNG via Tanker aus Algerien versorgt (BP 2009, S. 30 f.). Weltweit gesehen beträgt der Pipeline-Transport im Jahr 2008 rund 72 % im Vergleich zu rund 28 % des Transportes per LNG.

Die Investitionen in den Erdgastransport sind sehr hoch. Dies hat einen Einfluss auf die Preisgestaltung des Erdgases. Aufgrund der Substituierbarkeit durch andere Energierohstoffe wird der Preis des Erdgases an den Ölpreis⁶ angepasst, da vermieden werden soll, dass durch zu hohe Preise aufgrund der Investitionskosten, Erdgas keinen Absatz findet. Des Weiteren haben die hohen Investitionskosten über unterschiedliche Vertragsarten einen indirekten Einfluss auf die Preisgestaltung des Erdgasmarktes. Es wird unterschieden zwischen langfristigen Lieferverträgen und dem Spothandel mit kurzfristigen Verträgen. Langfristige Lieferverträge zwischen dem Produzenten und dem Abnehmer können bis zu 30 Jahre gelten, wobei eine Zahlungspflicht z.B. bis zu 90 % der Mengen besteht (Erdmann, Zweifel 2008, S. 235 ff.). Dies sichert den Absatz des Exporteurs; allerdings unterliegt er dadurch dem Preisrisiko. Falls der Preis im Laufe der Vertragszeit stark ansteigt, muss der Produzent trotzdem zu den vereinbarten Konditionen liefern. Der Abnehmer hingegen trägt ein Mengenrisiko, da er die Mengen vom Exporteur abkaufen muss, obwohl er diese in einem gewissen Zeitraum nicht benötigen könnte.

Trotz der Risiken können zwei Probleme mit diesen Verträgen gelöst werden: Erstens kann das Hold-up-Problem gelöst werden, d.h. dass der Investor nicht dem opportunistischen Handeln des Abnehmers ausgesetzt ist, zweitens können die Preisrisiken im Vergleich zu einem kurzfristigen liquiden Erdgas - Großhandelsmarkt abgesichert werden. Durch die immer weiter voranschreitende Marktöffnung, die in Kapitel 2.4 näher erläutert wird, kommt es allerdings zu einer Verkürzung der Langfristverträge (Neumann, Hirschhausen 2004, S. 181). Es entwickelt sich dadurch der so genannte Spot-Handel. Dieser findet auf transparenten und liquiden Marktplätzen für Erdgas statt. Je nach Handelsliquidität kann sich

⁶ Es wird dabei von der Ölpreisbindung gesprochen.

der Preis kurzfristig von dem des Erdgases bei langfristigen Verträgen lösen. Allerdings ist ein kurzfristiger Austausch von Erdgas schwierig. Es gibt hierbei zwei Möglichkeiten: Zum einen existieren physische Erdgas Hubs, an denen mehrere Gasleitungen zusammenlaufen. Gasmengen können dabei je nach Auftragslage gezielt von einer Gasleitung in eine andere transferiert werden. Zum anderen existieren virtuelle Erdgas Hubs⁷, wobei der Handelsplatz einem bestimmten Gebiet zugeordnet ist. In diesem kann über mehrere Pipelines verfügt werden (Erdmann, Zweifel 2008, S. 238). Es erscheint somit nach Neumann und Hirschhausen (2004, S. 181) sinnvoll, langfristige Lieferverträge aufrecht zu halten, um neue Gasprojekte finanzieren zu können. Wichtig ist jedoch, dass diese im Zuge der Marktveränderungen an die neue Situation angepasst werden sollten.

Die bisherigen Ausführungen machen deutlich, dass es globale Unterschiede im Erdgasmarkt gibt. Jeder Markt sollte daher separat betrachtet werden, jedoch immer in Bezug zu den Entwicklungen auf den anderen Teilmärkten. Der Fokus in dieser Arbeit soll auf dem europäischen Markt liegen.

2.4 Historie des europäischen Erdgasmarktes

Die historische Entwicklung des europäischen Gasmarktes lässt sich in zwei Perioden unterteilen: Die erste umfasst die Jahre von 1960 bis 1998, die zweite 1998 bis heute. Die erste Periode lässt sich nach Angaben der IEA (2008b, S. 9) wiederum in drei Phasen einteilen.

Bereits im frühen 19. Jahrhundert wurde produziertes Gas erstmals in Europa verwendet, anfangs zur Lichterzeugung, später auch zum Kochen. In dieser Zeit war der Markt nicht reguliert und die Produktionsfirmen in privatem Besitz. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurden die ersten Pipelines errichtet, um Koks-Gas zu transportieren. Im Laufe des 20. Jahrhunderts wurde das produzierte Gas durch Elektrizität, Petroleum und letztlich vor allem durch Erdgas verdrängt. Damit beginnt die Phase 1. Erste Erdgasfunde in Europa traten im Jahr 1938 in Italien auf, in den 50er Jahren wurden kleinere Felder sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland entdeckt. Der bedeutendste Fund war jedoch 1959 das Groningenfeld in den Niederlanden. Erst danach stieg der Erdgaskonsum durch die Möglichkeit

⁷ Zum Beispiel der National Balancing Point (NBP) in Großbritannien.

des Handels und des Transports via Pipeline in den kontinentalen Staaten Europas an. Großbritannien bildete in der Zeit vor der Eigenproduktion dabei eine Ausnahme. Pipelines konnten die Insel nicht erreichen und aus diesem Grund entwickelte Shell die Methode, stark abgekühltes Erdgas in verflüssigter Form per Tanker zu transportieren. Erste LNG-Lieferungen trafen 1959 aus dem Golf von Mexiko und später aus Algerien ein (IEA 2008b, S. 9 ff.).

Mit dem Beginn des internationalen Handels wurde die Phase 2 eingeleitet. Während der 60er und 70er Jahre überstieg die Nachfrage die Produktion in Frankreich, Italien und Deutschland. Importe wurden notwendig. Demnach wurde in Europa ein Transportnetzwerk errichtet, was zunächst Importe aus den Niederlanden ermöglichte. Besonders auch nach der ersten Ölkrise im Jahr 1973 wurde Erdgas, aber auch Elektrizität, verstärkt nachgefragt. Es sollte keine Abhängigkeit von einem Rohstoff, in diesem Fall Erdöl, entstehen, sodass die Energiequellen diversifiziert wurden. Vor allem durch Neufunde in der Nordsee konnte die gestiegene Erdgasnachfrage gedeckt werden. Aber auch Transportwege aus der ehemaligen Sowjetunion, Norwegen und letztlich aus Großbritannien wurden errichtet (Seeliger 2004, S. 4 ff.).

Die Ausweitung des Gasangebots durch Investitionen in Produktions- und Transportanlagen weltweit, machte es möglich, Erdgas in größeren Mengen zu günstigeren Preisen anzubieten. Das kennzeichnet die Phase 3, die sich nach Angaben der IEA (2008b, S. 9) über den Zeitraum von 1986 bis 1998 erstreckt. Die Versorgungssituation in Europa verbesserte sich vor allem durch ein breiteres Angebot aus Großbritannien, Norwegen, der ehemaligen Sowjetunion und Algerien mit der Errichtung neuer Pipelines und LNG-Terminals. Die Niederlande hingegen büßten an Marktanteil ein. Jedoch sind sie noch heute durch die günstige geografische Lage und die günstige Fördersituation in Groningen gut geeignet, kurzfristige Schwankungen auszugleichen (Seeliger 2004, S. 4 ff.).

Obwohl sich im Laufe der Jahre die Anzahl der Export- und Importnationen stark erweitert hatte, kann nach Seeliger (2004, S. 6) bis in die Mitte der 90er Jahre keine starke Veränderung der Unternehmensstruktur wahrgenommen werden. Der Markt gestaltete sich weiterhin so, dass einige Monopol-Exporteure einer geringen Zahl an Importeuren gegenüberstanden. Eine Ausnahme stellte wieder Großbritannien dar. Bereits seit 1986 wurde mit dem Gas Act eine Liberalisierung des

Marktes angestrebt. Das staatliche Monopol British Gas Corporation, über welches alle Gastransaktionen durchgeführt werden mussten, ging in privates Eigentum über und wurde von einem Regulator überwacht. Zudem wurde der Zugang zum nationalen Pipeline-Netzwerk für Dritte zugänglich gemacht⁸ (IEA 2008b, S. 16 f.). Jedoch waren weitere Veränderungen im Markt nötig, bis sich Wettbewerb einstellte.

In der zweiten Periode der Entwicklung des Gasmarktes ab 1998 schritt die Liberalisierung in ganz Europa voran. Mit der Inkraftsetzung der EU-Binnenmarkttrichtlinie im Jahr 1998 für Gas wurden die ersten Regeln für einen gemeinsamen Gasmarkt festgelegt (Europäische Kommission 1998). Ziel war es, das Gasnetzwerk für Dritte zugänglich zu machen, um Wettbewerb für Anbieter und Nachfrager zu schaffen. Damit sollte sichergestellt werden, dass Europa im Zuge der Globalisierung wettbewerbsfähig bleibt. Wettbewerb erhöht die ökonomische Effizienz, verringert die Preise für die Endkonsumenten und steigert die Versorgungssicherheit. Allerdings konnte der Liberalisierungsprozess nur schrittweise entstehen. Besonders unter dem Aspekt der heterogenen Gasmarktstruktur innerhalb der Europäischen Union wurde das Subsidiaritätsprinzip eingeführt (IEA 2008b, S. 25). Seitdem bekamen Länder an den Randgebieten der EU, wie z.B. Irland, weniger enge Liberalisierungsvorgaben, da Gastransporte in weiter entfernte Gebiete sehr kostenintensiv sind und auch der Reifegrad der Gaswirtschaft (Madden, White 2001), also inwieweit die Gasförderung in einem Land bereits fortgeschritten ist, berücksichtigt werden muss (Seeliger 2004, S. 6 ff.).

Im weiteren Verlauf der Jahre wurden neue Regulierungen erlassen, um den Prozess der Liberalisierung innerhalb der EU weiter voran zu treiben. Die Vorteile eines Wettbewerbsmarktes wurden jedoch nicht sichtbar. Die Gaspreise stiegen weiter an und es wurde deutlich, dass der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt war. Im Jahr 2003 wurde unter der Lissabon Agenda eine weitere Richtlinie zur Marktöffnung aufgestellt (Europäische Kommission 2003). So sollte z.B. das Mitwirken Dritter stärker reguliert werden und der Transit und Transport einheitlich behandelt werden. Nachdem auch diese Maßnahmen nicht die gewünschten Änderungen erbracht haben, wurden im Jahr 2007 weitere Korrekturen in Gang gesetzt (IEA 2008b, S. 27 f.). Am 25.06.2009 wurde schließlich das dritte Gesetz-

⁸ In der Literatur bekannt unter „Third-Party-Access“.

paket vom Europäischen Rat für den europäischen Binnenmarkt verabschiedet. Die wesentlichen Merkmale sind erstens die Schaffung effektiver und unabhängiger Regulierungsbehörden in den einzelnen Staaten. Zweitens soll der Transport und Verkauf von Gas nicht von dem gleichen Unternehmen durchgeführt werden um gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, drittens sollen die grenzüberschreitende Arbeit und eine größere Transparenz geschaffen werden (Europäische Kommission 2009). Zum jetzigen Zeitpunkt kann allerdings noch nicht gesagt werden, inwieweit diese Regulierungen greifen werden und inwieweit sie zu einer vollständigen Öffnung des Marktes beitragen werden.

2.5 Wettbewerbsformen des Erdgasmarktes

Bislang gab es in Europa nur geringen Wettbewerb auf den Erdgasmärkten. In der Historie wurde jedoch deutlich, dass Großbritannien sehr früh versuchte den Markt zu öffnen, um dadurch mehr Wettbewerb zu erzeugen. An dieser Stelle ist zu klären, warum sich die Europäische Union für eine Liberalisierung und die Öffnung des Gasmarktes einsetzt. Studien von Holz et al. (2006, 2007) zeigen drei verschiedene Marktszenarien mit je drei unterschiedlichen Wettbewerbsformen auf und erläutern die Vorteile einer EU-Liberalisierung. Es handelt sich dabei um das GASMODO-Modell, welches hier einzeln betrachtet wird und nicht in die Gegenüberstellung der Prognosemodelle einbezogen wird.

Das GASMODO-Modell betrachtet den Gasmarkt in einem zweistufigen Schema. Die erste Stufe ist der so genannte Upstream Markt, der alle Gasimporte der Produzenten nach Europa betrachtet. Der Downstream Markt als zweite Stufe betrachtet den Austausch der Händler innerhalb des europäischen Gasmarktes. Auf jeder der beiden Stufen können nun verschiedene Wettbewerbsformen auftreten, da es sich hier um zwei verschiedene Teilmärkte handelt. Tabelle 1 verdeutlicht diese Situation.

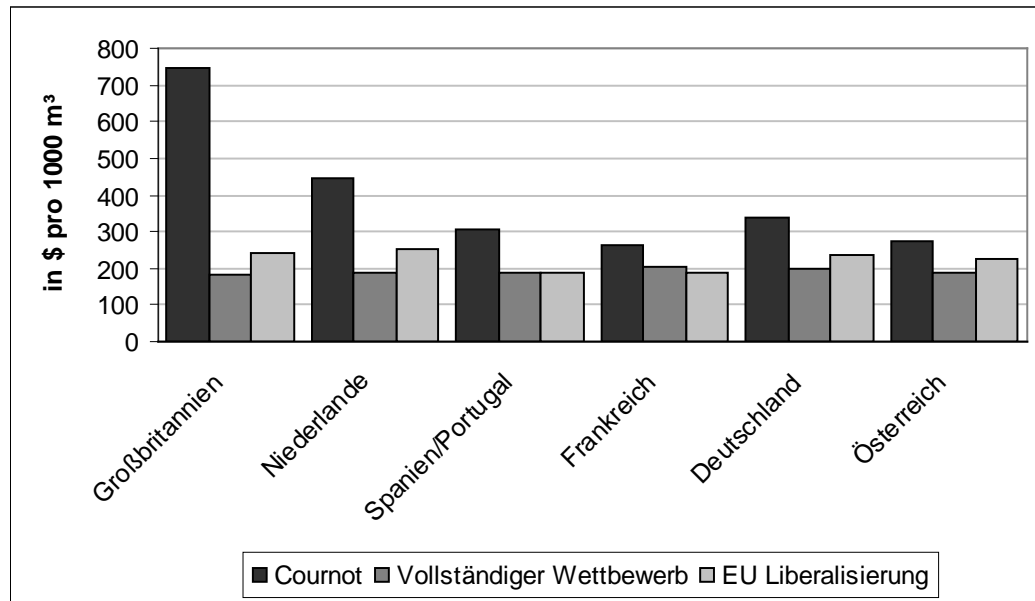
Tab. 1: Anzahl der Marktteilnehmer im zweistufigen Schema

	Produzent	Händler
Cournot	Wenige	Wenige
Vollständiger Wettbewerb	Viele	Viele
EU – Liberalisierung	Wenige	Viele

Quelle: Eigene Erstellung.

In einem Cournot Szenario befinden sich sowohl im Upstream als auch im Downstream Markt wenige Teilnehmer. Es kommt zur doppelten Marginalisierung⁹, da jeder versucht einen möglichst großen Gewinn zu erzielen. Der Produzent verlangt aufgrund seiner Marktmacht hohe Preise vom Händler, der diese wiederum an den Endabnehmer weitergibt. Die Preise sind in diesem Szenario somit direkt von der Marktsituation beeinflusst, zudem indirekt durch die Verfügbarkeit der Importkapazitäten des Marktes. In Großbritannien liegen diese bei über 700 \$/1000 m³. Märkte wie Großbritannien profitieren von der heimischen Produktion, können aber das Erdgas nicht in die zweite Stufe transferieren, da die Infrastrukturkapazitäten nicht ausreichen. Es kommt hierdurch zu einem geringeren Wettbewerb und zu Preisauflägen. Anhand der Abbildung 2 lässt sich die daraus entstehende heterogene Preisstruktur innerhalb der EU erkennen (Holz et al. 2006, S. 16 f.).

⁹ Auf jeder Stufe handeln die Unternehmen nach eigenen Gewinnmaximierungsregeln.

Abb. 2: Preise bei unterschiedlichen Wettbewerbsformen

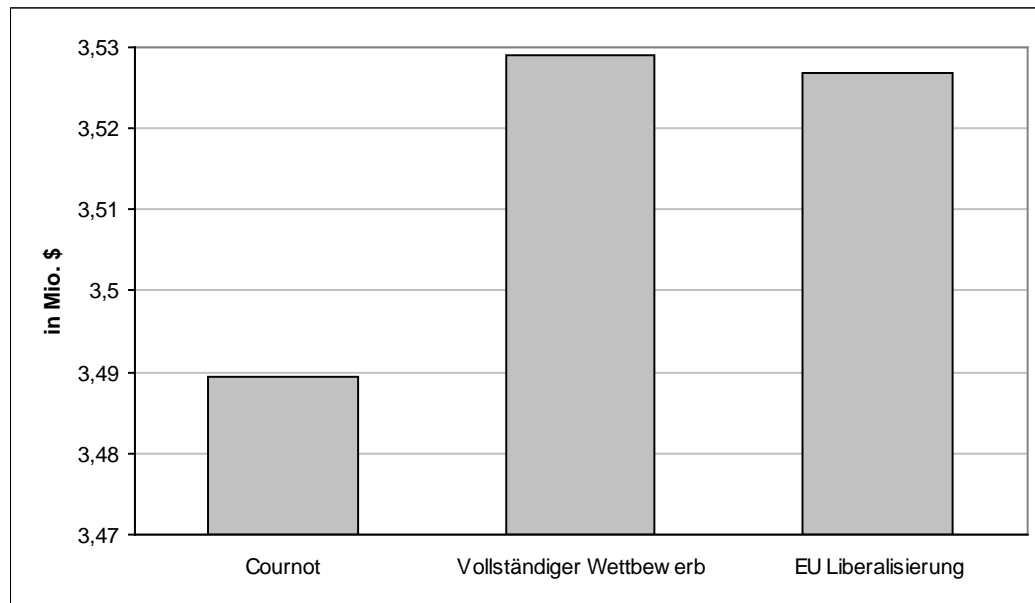
Quelle: Holz et al. 2006, S. 17.

Im Szenario des vollständigen Wettbewerbs ist auf beiden Seiten eine Vielzahl von Akteuren vorhanden. Die Preise sind im gesamten Markt geringer als im Cournot Szenario und liegen um die 200 \$/1000 m³. Zudem werden sie durch den Wettbewerb homogen zwischen den Ländern verteilt. Da der Gasmarkt von Seiten der Produzenten jedoch hohe Investitionskosten erfordert, scheint es wahrscheinlicher, dass es im Upstream Markt nicht zu vollständigem Wettbewerb kommen kann. Viel wahrscheinlicher, und unter Betracht der Bemühungen der Europäischen Union, erscheint das Szenario der EU-Liberalisierung für den zukünftigen Gasmarkt. Die Produzenten stehen einem Cournot Szenario gegenüber und können weiterhin strategische Entscheidungen treffen. Die große Anzahl der Händler mit ihrem Wettbewerb im Downstream Markt sorgen dafür, dass die Preise wesentlich geringer sind als im Cournot Szenario und nur 20 % über denen des vollständigen Wettbewerbs liegen.

Es schließt sich nun die Frage an, welche Auswirkungen diese unterschiedlichen Preisgestaltungen auf die Wohlfahrtsgewinne eines Landes haben. Holz et al. (2007, S. 17 f.) beschreiben, dass niedrigere Preise zu einem höheren Konsumniveau führen. Wenn dies nun auch zu einem höheren Wohlfahrtsgewinn führt, hat dies wichtige Implikationen für die Marktorganisation zur Folge. Traditionell wird

eher gegen die Reduktion der Marktmacht auf nur einer Stufe argumentiert, da dies zulasten der anderen gehen könnte. Abbildung 3 zeigt aber, dass die Wohlfahrtsgewinne in den Szenarien des vollständigen Wettbewerbs und der EU Liberalisierung wesentlich höher sind als bei dem Cournot Szenario.

Abb. 3: Wohlfahrtsgewinn für alle Szenarien



Quelle: Holz et al. 2007, S. 18.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der vollständige Wettbewerb nach Ansicht von Banks (2007, S. 223) eine unrealistische Marktform für den zukünftigen Gasmarkt darstellt, da er nicht sehr flexibel ist und der Produzent hohen Investitionskosten gegenüber steht. Aus diesem Grund erscheint der Weg der EU Liberalisierung mit diversen Richtlinien der richtige Weg zu sein, um den Gasmarkt im Zuge der Globalisierung wettbewerbsfähig zu machen und zudem positive Wohlfahrtseffekte zu erlangen.

3 Gegenüberstellung der Annahmen ausgewählter Prognosemodelle

3.1 Auswahl der Modelle und Methodik

Nachdem im vorherigen Kapitel die Charakteristika des europäischen Gasmarktes erläutert wurden, sollen im Folgenden drei ausgewählte Modelle gegenübergestellt werden. Es gibt zahlreiche Modelle, die den Gasmarkt in der aktuellen Situation und im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen darstellen. Beispiele dafür sind das umfangreiche World Gas Trade Model des Baker Instituts (Hartley, Medlock 2005) und das World Energy Model der International Energy Agency (IEA 2008c). In dieser Arbeit sollen jedoch drei Modelle ausgewählt werden, die einen unterschiedlichen Hintergrund aufweisen. Das MAGELAN Modell von Seeliger ist ein sehr umfangreiches weltweites Modell, welches als Erweiterung des EUGAS Modells als ein weit entwickeltes Modell einzustufen ist. Das NATGAS Modell ist hingegen ein europäisches Modell, welches nur die zentralen Ergebnisse für den europäischen Gasmarkt darstellt und nicht auf die Strukturen in anderen Regionen eingeht. Das World Gas Model ist wiederum ein weltweites Modell, welches allerdings erst im Jahr 2008 veröffentlicht wurde. Es ist somit als „junges“ Modell einzustufen. Da zu Beginn des jeweiligen Prognosehorizontes allen Modellen die gleiche Datengrundlage zur Verfügung steht, kann davon ausgegangen werden, dass unterschiedliche Ergebnisse der Modelle nur auf die Annahmen in diesen Modellen zurückzuführen sind. Zur Analyse der Gegenüberstellung der Modelle bietet sich die Inhaltsanalyse an.

Die Inhaltsanalyse ist die Systematisierung eines Vorgehens, um mithilfe gleicher Kriterien Aussagen treffen zu können. Es können Texte, Studien, Bilder und Filme dadurch analysiert werden. Um die Veränderungen des Gasmarktes anhand von verschiedenen Modellen beschreiben zu können, ist es daher sinnvoll, die Inhaltsanalyse als eine empirische Methode heranzuziehen. Alternativ wird auch häufig von Dokumentenanalyse, Textanalyse oder Bedeutungsanalyse gesprochen (Diekmann 2003, S. 481). Die Inhalte der zu analysierenden Texte werden mittels zuvor festgelegter Merkmale objektiv und systematisch erfasst. Konkret werden also die relevanten Inhalte in ein zuvor definiertes Kategoriensystem eingefügt

(Friedrichs 1990, S. 314 ff). Unter dem Aspekt einer bestimmten Forschungsfrage wird nach Früh (2001, S. 39 f.) die Komplexität dadurch reduziert. Der hierdurch entstehende Informationsverlust ist jedoch nicht als Nachteil zu sehen, sondern bietet vielmehr die Möglichkeit, durch die eingeschränkte Perspektive einen größeren strukturellen Zusammenhang erkennen zu können. Auf dieser Grundlage können systematische Vergleiche erfolgen. Bei der Inhaltsanalyse ist zu beachten, dass es sich um eine non-reaktive Methode handelt. Im Gegensatz zu reaktiven Verfahren, bei denen der Forscher z.B. durch Interviews direkten Kontakt zum Untersuchten hat, liegt hier der Untersuchungsgegenstand in Texten (Friedrichs 1990, S. 314 ff.) vor.

In der Literatur wird die Inhaltsanalyse oft nach quantitativen und qualitativen Gesichtspunkten dargestellt. Lamnek (2005, S. 475) stellt dazu sowohl ein normatives als auch ein interpretatives Paradigma vor. Bei dem normativen Paradigma geht es anhand der Klassifikation von symbolischem Material hauptsächlich um die Erhebung von Daten, die anschließend von statistischen Verfahren ausgewertet werden. Es handelt sich dabei um eine quantitative Erhebung. Das interpretative Paradigma beschreibt im Gegensatz dazu die qualitative Form der Inhaltsanalyse. Nach der Festlegung des Untersuchungsgegenstandes und der Datenerhebung schließt sich die Auswertung des Materials an. Früh (2001, S. 67) ist jedoch der Ansicht, dass eine solche Unterscheidung eher irreführend ist. Ziel der empirischen Sozialforschung ist vielmehr die inhaltliche Fragestellung, die als qualitativer Sachverhalt zu bewerten ist. Methodisch gesehen können dabei in den verschiedenen Phasen des Forschungsprozesses sowohl quantitative als auch qualitative Aspekte einbezogen werden.

Für diese Arbeit soll die qualitative Inhaltsanalyse nach Mayring (2003) herangezogen werden, da ihre Vorgehensweise strukturell klar und differenziert ist. Es existieren dabei mehrere Stufen, die durchlaufen werden (Mayring 2003, S. 47 ff.). In den ersten Stufen wird sowohl das Material festgelegt, als auch dessen Entstehungssituation und Charakterisierung vorgenommen. Auf diese Arbeit bezogen bedeutet dies, dass drei Modelle, die den Erdgasmarkt bis 2030 beschreiben – das MAGELAN Modell von Seeliger (2006), das NATGAS Modell von Zwar, Mulder (2006) und das World Gas Model von Egging et al. (2008a) – zur

Analyse herangezogen werden¹⁰. In einer weiteren Stufe muss festgelegt werden, welche Fragestellung anhand der Modelle beschrieben und interpretiert werden soll. Es soll untersucht werden, wie der europäische Gasmarkt bis 2030 in den einzelnen Modellen dargestellt wird, welche Unterschiede vorliegen und welche Annahmen dafür verantwortlich sind. Um auf diese Forschungsfrage eine Antwort geben zu können, muss in einer weiteren Stufe zunächst die Analysetechnik bestimmt und die Analyseeinheit definiert werden. Mayring (2003) unterscheidet dabei zwischen drei unterschiedlichen Typen des Vorgehens. Erstens die Zusammenfassung, zweitens die Explikation und drittens die Strukturierung.

In dieser Arbeit wird auf die Zusammenfassung zurückgegriffen (Mayring 2003, S. 58). Diese reduziert das vorliegende Material auf eine Größe, sodass nur die für die Analyse wesentlichen Inhalte erhalten bleiben. Durch diese Abstraktion soll ein überschaubares Abbild des Materials gegeben werden. Es werden die Annahmen der drei Modelle untersucht und nach sinnvoll gebildeten Oberbegriffen zusammengefasst und dargestellt¹¹. Zuerst werden die Modelle mithilfe der produktionsseitigen Daten untersucht. Dazu gehören Angaben zu den Reserven und Ressourcen des Erdgases sowie Aussagen zu den Produktionskapazitäten und –kosten, welche die dazu gehörenden Kategorien der Produktion bilden. Anschließend werden nachfrageseitige Annahmen mittels der Kategorien Verbrauch, Bezugsdiversifizierungen und langfristiger Lieferverträge gegenübergestellt. Zuletzt wird als Bindeglied zwischen den zuvor genannten Oberbegriffen auf die Transportinfrastruktur eingegangen. Dabei werden die Annahmen bezüglich der Kategorien Transportkosten und Transportkapazitäten, sowohl für die Pipeline- als auch für die LNG-Infrastruktur, betrachtet. Ähnlich wird auch bei den Prognoseergebnissen der Modelle vorgegangen. Der Vergleich erfolgt durch die Gegenüberstellung der bereits genannten Oberbegriffe¹². Eine letzte Stufe umfasst die Interpretation (Mayring 2003, S. 53). Es wird in dieser dargelegt, welche Annahmen zu Unterschieden in den Prognoseergebnissen der Modelle führen und wie sich der europäische Erdgasmarkt bis zum Jahr 2030 gestalten wird.

¹⁰ Diese drei Modelle werden im nächsten Abschnitt genauer vorgestellt.

¹¹ Dies geschieht in Abschnitt 3.3.

¹² Siehe Abschnitt 4.

3.2 Einführung in die Modelle

3.2.1 MAGELAN Modell

Im folgenden Abschnitt werden diejenigen Modelle beschrieben, die als Grundlage für den Modellvergleich dienen. Das MAGELAN Modell wird dabei ausführlich dargestellt, um ein Beispiel für den Aufbau von Prognosemodellen im Erdgasmarkt zu geben.

Das MAGELAN Modell nach Seeliger (2006) ist ein weltweites Angebotsmodell für Erdgas, das seinen Ursprung in den für den europäischen Gasmarkt entwickelten Modellen EUGAS (European Gas Supply Model, (Seeliger 2003)) und EIREM (European Interregional Electricity Model (Hoster 1996)) hat. Das MAGELAN Modell umfasst die Regionen Mittlerer Osten, Asien, GUS, Europa, Lateinamerika, Afrika und Nordamerika¹³ (Seeliger 2006, S. 203) und bestimmt diverse Produktions- und Verbrauchsknotenpunkte weltweit. Es ist ein langfristiges Optimierungsmodell mit den Grundmerkmalen der Linearität, Interregionalität und Intertemporalität. Das Modell ist als lineares, globales Optimierungsmodell dargestellt; die Struktur des künftigen Erdgasmarktes soll unter der Bedingung der Minimierung der weltweiten Gasbereitstellungskosten dargestellt werden. Der Vorteil gegenüber einem nicht-linearen Modell besteht dabei in der Eindeutigkeit, da nur ein globales Optimum ermittelt wird. Die Interregionalität wird durch ein Schema von miteinander verbundenen Nachfrage-, Produktions- und Transportknotenpunkten dargestellt, die sich durch Veränderungen gegenseitig beeinflussen (Seeliger 2006, S. 28ff).

Es liefert Ergebnisse für die Jahre von 2005 – 2034 mit einer Periodenlänge von fünf Jahren und wird damit dem Anspruch der Intertemporalität gerecht. Die Simulation läuft jedoch über diesen Prognosehorizont hinaus (1970 – 2055), um langfristigen Veränderungen und der langen Lebensdauer der Infrastrukturanlagen Rechnung zu tragen. Somit kann der Aussagegehalt für den Prognosezeitraum erhöht werden. Dem Modell wird ein vollkommener Wettbewerb zugrunde gelegt; es ist also als Wettbewerbsmodell ausgestaltet. Da der aktuelle Gasmarkt diesem Marktmodell jedoch nicht entspricht, werden zusätzlich politische und wirtschaftliche Nebenbedingungen einbezogen.

¹³ Die detaillierte Länderübersicht befindet sich in der Tabelle A 1 im Anhang.

Das Modell teilt sich in Eingangs- und Ergebnisdaten, welche sich jeweils in drei Kategorien teilen lassen. Zu den Eingangsdaten zählen alle produktionsseitigen Inputwerte, wie z.B. Reserven und Produktionskapazitäten, alle nachfrageseitigen Daten, wie z.B. der preisunelastische Erdgasverbrauch und dessen Entwicklung, und letztlich die Transportinfrastrukturdaten als Bindeglied zwischen Produktion und Nachfrage. Die Modellergebnisdaten setzen sich erstens zusammen aus dem Umfang und den Veränderungen der Kapazitäten, zweitens aus der Auslastung der jeweiligen Anlagen, z.B. die Produktionsmengen pro Land, und drittens aus den sich ableitenden Kosteninformationen (Seeliger 2006, S. 31).

Um die Zielfunktion des Modells – die Minimierung des Barwertes der gesamten Kosten der weltweiten Gasbedarfsdeckung (CW) – darstellen zu können, müssen die Kosten der Erdgasproduktion (CP) und des Erdgastransportes (CT) ermittelt werden und deren Summen der Barwerte über die Optimierungsperiode (rt) 2005 bis 2055 addiert werden (Seeliger 2006, S. 39 ff). Für unterschiedliche Risikoeinschätzungen können verschieden hohe Zinssätze (ip bzw. it) eingesetzt werden.

$$CW_{Min} = \sum_{rt} \frac{CP_{rt}}{(1 + ip)^{rt}} + \sum_{rt} \frac{CT_{rt}}{(1 + it)^{rt}}$$

Die **Kosten der Erdgasproduktion** unterteilen sich dabei in einen Kapazitäts- (CCP) und Betriebskostenanteil (OCP). Die Kapazitätskosten der Erdgasproduktion werden anhand von Annuitäten (acp) über die Lebensdauer der Produktionsanlagen erfasst. Diese fallen je nach Produktionsknotenpunkt (pr) und je nach Koststufe (cl) unterschiedlich hoch aus. In die Berechnung einbezogen werden dabei zudem die exogen vorgegebenen (exop) und die modellendogen ermittelten Kapazitäten (CAP) über den Prognosehorizont hinaus (at), um den Veränderungen des Erdgasmarktes Rechnung zu tragen.

$$CCP_{rt} = \sum_{pr, cl} \sum_{at \leq rt} ((exop_{pr, cl, at} + CAP_{pr, cl, at}) \times acp_{pr, cl, at, rt})$$

Die Betriebskosten werden sowohl über die vorhandenen Kapazitäten der jeweiligen Periode errechnet – was rund 90% der Betriebskosten ausmacht – als auch über die jeweils produzierten Erdgasmengen (PV) (10%). Da diese zwischen den Perioden unterschiedlich hoch ausfallen können, stellt die Letztgenannte den vari-

ablen Kostenanteil dar. Diese Anteile werden mit einem Betriebskostensatz (*opp*) multipliziert und ergeben die gesamten Betriebskosten einer Periode. Durch das Stilllegen von Anlagen (*CDP*) können jedoch Kosten eingespart werden, allerdings nur im Betriebskostenbereich. Es ergibt sich somit folgende Formel:

$$OCP_{rt} = \sum_{pr,cl} \sum_{at \leq rt} (0,9 \times opp_{pr,cl,at,rt} \times (exop_{pr,cl,at} + CAP_{pr,cl,at} - CDP_{pr,cl,at})) + \sum_{pr,cl} (0,1 \times opp_{pr,cl,at,rt} \times PV_{pr,cl,rt})$$

Auch die **Transportkosten** lassen sich in einen Kapazitäts- (*CCT*) und Betriebskostenanteil (*OCT*) unterteilen (Seeliger 2006, S. 41 ff). Zusätzlich werden jedoch die Kosten der LNG-Verschiffung (*CTS*) und Transitentgelte (*CTT*) einbezogen.

$$CT_{rt} = CCT_{rt} + CCLQ_{rt} + CCRP_{rt}$$

Bei den Transportkosten besteht die Besonderheit, dass diese getrennt nach den unterschiedlichen Transportmöglichkeiten berechnet werden. Die Kapazitätskosten errechnen sich dabei aus den bereits installierten und nicht abgeschriebenen Kapazitäten sowohl der Pipelines (*CCPIP*) als auch der Verflüssigungs- (*CCLQ*) und Verdampfungsanlagen (*CCRP*) zwischen zwei Knotenpunkten (*i* und *j*), es werden dabei sowohl exogen (*exopip*) als auch endogen (*CAPIP*) bestimmte Zubauten berücksichtigt. Auch hier erfolgt jeweils eine Multiplikation mit den ermittelten Annuitäten (*acpip*).

$$CCPIP_{rt} = \sum_{i,j} \sum_{at \leq rt} ((exopip_{i,j,at} + CAPIP_{i,j,at}) \times acpip_{i,j,at,rt})$$

$$CCLQ_{rt} = \sum_i \sum_{at \leq rt} ((exolq_{i,at} + CAPLQ_{i,at}) \times aclq_{i,at,rt})$$

$$CCRP_{rt} = \sum_i \sum_{at \leq rt} ((exorp_{i,at} + CAPRP_{i,at}) \times acrp_{i,at,rt})$$

Der Betriebskostenanteil setzt sich aus den Teilkosten der Pipelines (*OCPIP*), Verflüssigungsanlagen (*OCLQ*) und Verdampfungsanlagen (*OCR*) zusammen. Wie bei den Betriebskosten wird dabei zwischen einen Fixkostenanteil und einem variablen Anteil – abhängig von den transportierten Gasmengen (*TV*) der einzel-

nen Länder (sc) – unterschieden. Hinzu kommt die Berücksichtigung des Rückbaus von Kapazitäten vor dem Ende ihrer Lebensdauer, was vor allem bei LNG-Anlagen (CDLQ bzw. CDRP) beobachtet werden kann.

$$OCPIP_{rt} = \sum_{pr, clat \leq rt} \sum (0,9 \times oppip_{i,j,at,rt} \times (exopip_{i,j,at} + CAPIP_{i,j,at})) \\ + \sum_{i,j} \sum_{sc} (0,1 \times oppip_{i,j,at,rt} \times TV_{sc,i,j,rt})$$

$$OCLQ_{rt} = \sum_i \sum_{at \leq rt} (0,9 \times oplq_{i,at,rt} \times (exolq_{i,at} + CALQ_{i,at} - CDLQ_{i,at})) \\ + \sum_{i,j} \sum_{sc} (0,1 \times oplq_{i,at,rt} \times TV_{sc,i,j,rt})$$

$$OCR_{rt} = \sum_i \sum_{at \leq rt} (0,9 \times oprp_{i,at,rt} \times (exorp_{i,at} + CARP_{i,at} - CDRP_{i,at})) \\ + \sum_{i,j} \sum_{sc} (0,1 \times oprp_{i,at,rt} \times TV_{sc,i,j,rt})$$

Ein weiterer Aspekt zur Berechnung der Transportkosten sind die Kosten der LNG-Verschiffung. Diese sind besonders deshalb nicht zu vernachlässigen, da diese Transportmöglichkeit ein hohes Maß an Flexibilität gewährleistet. Die transportierten Gasmengen zwischen den Verflüssigungs- und Verdampfungsterminals werden mit einem durchschnittlichen Kostenfaktor (tcs) für diese Strecken multipliziert und ergeben die Gesamtsumme der Kosten.

$$OTS_{rt} = \sum_{i,j} \sum_{sc} (tcs_{i,j,rt} \times TV_{sc,i,j,rt})$$

Auch Transitentgelte, die bei der Überquerung von Drittstaaten anfallen, müssen in diese Berechnung integriert werden. Im MAGELAN Modell geschieht dies über die Einbeziehung von routenspezifischen Transitentgelten (trans).

$$CTT_{rt} = \sum_{i,j} \sum_{sc} (trans_{i,j,rt} \times TV_{sc,i,j,rt})$$

Um die Minimierung der weltweit Gasbereitstellungskosten errechnen zu können, müssen neben den Produktions- und Transportkosten auch Nebenbedingungen einbezogen werden, um der Komplexität des Gasmarktes gerecht zu werden (Seeliger 2006, S. 44 ff). Dazu zählen z.B. die Gleichgewichtsbedingungen, die besagen, dass der Verbrauch, der exogen an den einzelnen Nachfragepunkten vorge-

geben ist, jederzeit von den Produzentenländern durch Gaslieferungen gedeckt werden muss. Zudem bestehen diverse Restriktionen, wie z.B. die der Produktion. Durch zustande kommende Transportverluste müssen die Gaslieferungen eines Landes jeweils geringer sein als die produzierte Menge. Die im Produktionsprozess verlaufenden Verluste werden durch einen Verlustfaktor im Modell erfasst. Zudem werden langfristige Lieferbedingungen in das MAGELAN Modell einbezogen sowie die Bezugsdiversifizierungsstrategien der Importländer. Auf alle hier genannten Aspekte, die zu der Berechnung der Ergebnisse beitragen, wird im weiteren Verlauf der Arbeit besonders in Kapitel 4 bei der Gegenüberstellung der Annahmen näher eingegangen.

3.2.2 NATGAS Modell

Das NATGAS (Natural Gas) Modell von Zwart, Mulder (2006) ist ein Prognosemodell für den europäischen Gasmarkt. Es zeigt langfristige Entwicklungen von Angebot, Nachfrage, Transportkapazitäten und Lagerung auf. Es erstreckt sich über einen Prognosehorizont von 2005 bis 2030, wobei fünf Jahre zu einer Periode aggregiert werden. Allerdings läuft auch hier das Modell insgesamt über 50 Jahre, um die Ergebnisse für den eigentlichen Betrachtungszeitraum möglichst stabil zu halten. In diesem Modell werden jahreszeitliche Schwankungen aufgenommen, sodass sowohl Ergebnisse für den Winter als auch für den Sommer generiert werden. Da sich NATGAS mit dem europäischen Markt befasst, erfolgt eine Einteilung der zu betrachtenden Länder in Angebots- und Nachfrageregion. Zum einen werden die wichtigsten Nachfrageregionen, wie Großbritannien, Deutschland, Niederlande und Italien abgedeckt, zum anderen umfasst es Angebotsregionen wie Russland, Norwegen, Algerien, Niederlande, Großbritannien und gesondert den LNG Markt. Da es sich um ein europäisches Modell handelt, werden keine anderen Regionen betrachtet¹⁴.

Eine wichtige Schlüsselkomponente ist auch in diesem Modell die Intertemporalität: Langfristig kann es zu Gasknappheiten kommen, mittelfristig müssen Investitionsentscheidungen getroffen werden und kurzfristig sind durch die Möglichkeit der Lagerung gewisse Spielräume gegeben. Wenn also in einer Periode Entscheidungen getroffen werden, hat dies zwangsläufig auch Auswir-

¹⁴ Eine Übersicht über die im Modell aufgenommenen Länder ist in Tabelle A 2 im Anhang dargestellt.

kungen auf die folgenden Perioden. Der Gasmarkt wird in diesem Modell als einer mit unvollständigem Wettbewerb modelliert. Es werden verschiedene Marktteilnehmer betrachtet.

An erster Stelle stehen die Produzenten. Sie optimieren ihre Gewinne durch Produktions- und Investitionsmengen und gehen davon aus, dass Konkurrenten ihre eigenen Strategien nicht beeinflussen. Die Händler stellen die Verbindung zwischen den Produzenten und den Nachfragern her und können weitgehend unabhängig agieren. Sie können jedoch auch durch Lagermöglichkeiten, die von Betreibern zur Verfügung gestellt werden, Verbindungen zu anderen Märkten herstellen und aufgrund von Preisunterschieden Arbitrage erzielen.

3.2.3 WGM Modell

Das World Gas Model (WGM) nach Egging et al. (2008a) ist ein Simulationsmodell des globalen Gasmarktes und deckt mit mehr als 80 Ländern rund 95 % des gesamten Erdgasmarktes ab¹⁵. Mit einem Basisjahr von 2005 werden die Ergebnisse bis 2030 dargestellt, wobei die Simulation bis 2040 läuft. Auch in diesem Modell werden immer fünf Jahre zu einer Periode zusammengefasst. Da Lagerungsmöglichkeiten einbezogen werden, wird zwischen drei Saisons unterschieden: low, high, peak¹⁶ (Egging et al. 2008b, S. 4). Das Modell betrachtet endogene Investitionen in Pipelines, Ausweitung der LNG-Kapazitäten, Möglichkeiten der Lagerung und den Preis- und Produktionskostenanstieg, sodass die strategische Produktion, der Handel und Konsum für den Prognosehorizont aufgezeigt werden können. Dabei werden verschiedene Marktteilnehmer auf einem Markt mit unvollständigem Wettbewerb betrachtet. Zum einen die Produzenten, Betreiber der Lagerungsstätten und Betreiber der LNG-Terminals, die intuitiv handeln. Zum anderen die Händler (Egging et al. 2007, S. 5 ff.). Sie dienen als Marketinginstrument der Produzenten und nutzen das Pipeline-Netzwerk. Durch die getrennte Betrachtung der Produzenten und Händler wird die vertikale Integration aufgelöst.

¹⁵ Eine detaillierte Länderübersicht befindet sich in der Tabelle A 3 im Anhang.

¹⁶ low bezieht sich auf die Sommermonate und umfasst 62 Tage, high steht für das Frühjahr und den Herbst mit 183 Tagen, peak umfasst den Winter mit 120 Tagen.

Als Beispiel kann das Unternehmen Gasexport genannt werden, welches eigenständig das Gas für den Gazprom-Konzern weiterleitet. Händler besitzen somit auch Marktmacht und können dadurch Preise erhöhen und ihre Gewinne maximieren. Das Gas wird schließlich von Marktakteuren, die durch vollständigen Wettbewerb gekennzeichnet sind, an den Endkonsumenten weitergeleitet. Diese sind die einzigen Marktteilnehmer, die ihren Gewinn nicht maximieren.

3.3 Produktionsseitige Annahmen

Das Ziel eines jeden Prognosemodells ist es, die Zukunft nach heutigem Wissen möglichst realistisch darzustellen. In diesem Abschnitt sollen deshalb die Annahmen der verschiedenen Modelle dargestellt werden, auf denen die jeweilige Simulationsrechnung und Prognose aufbaut. Sie stellen die Eingangsdaten dar, die für die Berechnung der Modelle notwendig sind. Zunächst sollen produktionsseitige, anschließend die nachfrageseitigen Annahmen und abschließend Transportinfrastrukturdaten aufgezeigt werden.

3.3.1 Reserven und Ressourcen

Wie bereits vorher erwähnt wurde, ist Erdgas kein unerschöpfbarer Energierohstoff. Seine Produktion ist daher zeitlich begrenzt. Für die verbleibende Zeit können jedoch Annahmen formuliert werden, welche die Produktion im Jahr 2030 prognostizieren. Ein wichtiger Aspekt dabei ist die Ressourcenbasis. Im MAGELAN Modell setzt sie sich dynamisch zusammen. Das bedeutet, dass sowohl die Reservebestände als auch die Produktion in der Vorperiode einzubeziehen sind. Ausgegangen wird von einem bekannten Reservebestand zu Beginn des Prognosehorizonts und einem exogen vorgegebenen Ressourcenzuwachs. Die Produktion in den einzelnen Perioden reduziert diese in den darauf folgenden Perioden. So kann je nach Ressourcenfund und Höhe der Produktion die Gesamtressourcenbasis eines Landes entweder steigen oder sinken (Seeliger 2006, S. 49). Für Europa sind die Ressourcenbasis und dessen Zuwachs für ausgewählte Länder in Tabelle 2 abgebildet.

Tab. 2: Reserven und Ressourcen für Europa (2005), MAGELAN

	Reserven/Ressourcen (Mrd. m ³)	Ressourcenzuwachs bis 2055 (Mrd. m³)
Dänemark	150	100
Großbritannien	900	1.200
Niederlande	1.700	200
Norwegen	2.500	3.200

Quelle: Seeliger 2006, S. 53.

Norwegen weist im europäischen Raum mit insgesamt 3.200 Mrd. m³ den größten Ressourcenzuwachs bis 2055 auf und auch die Reserven/Ressourcen sind mit 2.500 Mrd. m³ am höchsten. Im Vergleich dazu liegen die Werte im Iran als außereuropäischem Staat wesentlich höher. Die Reserven und Ressourcen im Jahr 2005 betragen dort 26.500 Mrd. m³, zudem wird ein Ressourcenzuwachs bis 2055 von 5.000 Mrd. m³ angenommen (Seeliger 2006, S. 53 f.).

Der Zuwachs der Gesamtressourcenbasis bzw. die Dringlichkeit der Entdeckung und Förderung neuer Ressourcen ist dabei besonders von drei Faktoren abhängig, die in diesem Zusammenhang in die Überlegungen einbezogen werden: Erstens von der Höhe der noch zu entdeckenden Ressourcen in diesem Land, zweitens dem Grad des Außenhandels, also konkret ob ein Land als Netto-Exporteur oder Netto-Importeur agiert, drittens vom Reifegrad der Gaswirtschaft. Technisch gewinnbare Ressourcen in den Niederlanden werden dort aufgrund der gaswirtschaftlichen Entwicklung früher gefördert als solche aus Nigeria. Die Erdgasförderung kann durch Neufunde weiterhin optimiert betrieben werden. Dadurch, dass die Ausschöpfung der Reserven jedoch weit voran geschritten ist, wird schon im Jahr 2030 das Potenzial ausgeschöpft sein und die Niederlande wandelt sich zum Netto-Importeur. Nigeria hingegen besitzt wesentlich mehr Erdgasressourcen, erreicht aber durch die eher rückständige gaswirtschaftliche Entwicklung erst im Jahr 2050 die gesamte Ressourcenhöhe, die zur Verfügung steht.

Im NATGAS Modell werden verschiedene Angebotsmärkte in Hauptmärkte zusammengefasst und aggregiert betrachtet. Wie bereits angeführt wurde, kann zwischen Ressourcen und Reserven unterschieden werden. Im NATGAS Modell werden diese aber nicht so dargestellt, wie dies im MAGELAN Modell der Fall ist. Die Summe der nachgewiesenen Reserven und des entdeckten/unentdeckten

Potenzials entsprechen jedoch in etwa den Werten des MAGELAN Modells. Die Daten für jede Angebotsregion werden im NATGAS Modell aus den Bundesstatistiken oder von der International Association of Oil&Gas Producers (OGP, 2003) entnommen. Tabelle 3 stellt für ausgewählte Länder die Gesamtreserven für das Jahr 2003 dar. Im Gegensatz zum MAGELAN Modell werden hier jedoch keine Ressourcenschätzungen bis zum Ende des Prognosehorizonts angeführt. Es werden somit nur die zu Beginn der Periode exogen vorhandenen Ressourcen betrachtet und lediglich unentdecktes Potenzial in die Berechnungen einbezogen. Dafür wird anhand des Reserves-to-production ratio (R/P ratio) veranschaulicht, wie viele Jahre ein Land jeweils vom heimischen Erdgas Gebrauch machen kann.

Tab. 3: Gesamtreserven (2003), NATGAS

	Nachgewiesene Reserven (Mrd. m ³)	(Un-)entdecktes Potenzial (Mrd. m ³)	R/P ratio (in Jahren)
Norwegen, Dänemark	2.467	2.852	38
Großbritannien	905	645	8
Niederlande	1.449	366	20

Quelle: Zwart, Mulder 2006, S. 3, 18.

Die Angebotsregion Norwegen und Dänemark hält im Jahr 2003 nachgewiesene Reserven in Höhe von 2.467 Mrd. m³ und verfügt nach Zwart, Mulder (2006, S. 18) schätzungsweise über ein zusätzliches Potenzial in Höhe von 2.852 Mrd. m³. Damit ist diese Region Spitzenreiter vor den Niederlanden mit Gesamtreserven in Höhe von insgesamt 1.815 Mrd. m³ und Großbritannien mit 1.550 Mrd. m³. Das entspricht in etwa den Daten des MAGELAN Modells. Anhand dieser Angaben und den jeweiligen Werten des Verbrauchs im Jahr 2003 ergibt sich ein Reserves-to-production ratio in der Region Norwegen und Dänemark von 38 Jahren. Die Niederlande wird schätzungsweise noch 20 Jahre eigenes Erdgas produzieren können, Großbritannien nur noch acht Jahre. Dem gegenüber weisen Algerien und Iran ein besseres Verhältnis auf. Nach Zwart, Mulder (2006, S. 3) wird Algerien schätzungsweise noch über 50 Jahre heimische Erdgasförderung betreiben können, der Iran sogar noch über 100 Jahre.

Das World Gas Model bezieht Annahmen der PRIMES¹⁷ und POLES¹⁸ Berichte der Europäischen Kommission (2006, 2007) mit ein. Hinsichtlich der Reserven erscheinen die Angaben in diesen Berichten jedoch etwas zu optimistisch. Nach Egging et al. (2008a, S.4) werden somit keine Reservenhorizonte mit in das Referenzszenario des World Gas Model einbezogen, es bleibt bei der Aufnahme von exogen vorgegebenen Werten. Es sind daher keine Daten in den vorliegenden Publikationen aufgeführt.

3.3.2 Produktionskapazitäten und -kosten

Neben den Angaben zu den Reserven und Ressourcen fließen auch Daten zu den Produktionskosten und der Produktionskapazität in die Annahmen der Produktion ein. Das MAGELAN Modell unterteilt die Gesamtressourcen innerhalb der einzelnen Produktionsstätten in verschiedene Kostenstufen. Dabei liegen verschiedene Kriterien zugrunde. Zum einen hängt die Kostenstufe davon ab, welche Feldgröße vorliegt und in welcher Tiefe das Erdgas vorhanden ist, zum anderen sind der Entwicklungsgrad und klimatische, geografische und geologische Besonderheiten mit in die Kostenkalkulation einzubeziehen. Die Produktionskosten berechnen sich durch die Kapitalkosten, die aus den Investitionskosten abgeleitet werden, und die jährlichen Betriebskosten. Diese betragen im Referenzszenario 2,5 % der Investitionskosten. Durch den technologischen Fortschritt können die ermittelten Kosten um rund 0,5 % - 1,5 % pro Jahr gesenkt werden, da durch neue technologische Weiterentwicklungen die Förderung von Erdgas wesentlich vereinfacht und damit vergünstigt werden kann. Zudem wird von einem Diskontierungssatz von 10 % ausgegangen (Seeliger 2006, S. 50).

Anhand der bereits genannten Faktoren stehen die verschiedenen Regionen in Europa unterschiedlichen Produktionskosten gegenüber (vgl. Tabelle 4).

¹⁷ PRIMES ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des europäischen Energiemarktes, welches Prognosen für den mittel- und langfristigen Zeitraum bis zum Jahr 2030 angibt.

¹⁸ POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems) ist ein weltweites partielles Gleichgewichtsmodell, welches Prognosen bezüglich der Energienachfrage, des -angebots und der Preise abgibt.

Tab. 4: Kapazitäten und Kosten der Produktion (2005), MAGELAN

	Produktionskapazitäten (Mrd. m ³ /a)	Produktionskostenspannbreite (\$/1000 m ³)
Dänemark	12	55,6
Großbritannien	110	47,6 – 63,51
Niederlande	80	7,8 – 55,6
Norwegen	92	31,8 – 67,5

Quelle: Seeliger 2006, S. 53.

Die Produktionskapazitäten pro Region ergeben sich durch verschiedene Angaben in der Fachliteratur und werden durch aktuelle Daten ergänzt. Für einzelne Regionen werden Plausibilitätsprüfungen durchgeführt. Großbritannien weist dabei mit 110 Mrd. m³ für das Jahr 2005 die größten Kapazitäten auf, gefolgt von Norwegen mit 92 Mrd. m³/a und den Niederlanden mit 80 Mrd. m³/a. Bei der Betrachtung der Produktionskostenspannbreite, weist Dänemark mit 55,6 \$/1000 m³ stabile Produktionskosten auf, die Niederlande hingegen weist die größte Schwankung auf. Dies ist allerdings darauf zurückzuführen, dass dort die Feldgröße stark variiert. Zum einen gibt es das große Groningenfeld, auf dem Produktionskosten von bis zu 7,8 \$/1000 m³ realisiert werden können, zum anderen existieren viele kleine Felder, auf denen die Produktion und Förderung von Erdgas wesentlich kostenintensiver ist. Die höchsten Produktionskosten treten in Norwegen auf. Auch Norwegen weist zwei verschiedene Regionen auf: Es handelt sich dabei um Erdgas aus der norwegischen Barentssee, wo zu vergleichsweise niedrigen Kosten produziert werden kann und um Erdgas aus der Nordsee, in der die höchsten Produktionskosten Europas mit 67,5 \$/1000 m³ liegen (Seeliger 2006, S. 53).

Auch im NATGAS Modell wird angenommen, dass die Produzenten in einer Region den gleichen Durchschnittskosten gegenüberstehen (Zwart, Mulder 2006, S. 19). Nur in den Niederlanden wird zwischen dem günstigen Groningenfeld und den teureren kleineren Feldern unterschieden. Der Einfachheit halber, und um eine bessere Vergleichbarkeit mit den anderen Modellen herzustellen, wird hier auf eine getrennte Aufführung in der Tabelle 5 verzichtet. Die Produktionskosten setzen sich in diesem Modell zusammen aus den Investitionskosten und den Betriebskosten. Die Investitionskosten werden dabei proportional zu den errichteten

Kapazitäten berechnet, die Betriebskosten proportional zur produzierten Gasmenge, was rund 10 % der Investitionen entspricht. Bei der Betrachtung der Investitions- und Betriebskosten anhand der geschätzten Lebensdauer der jeweiligen Erdgasfelder ergeben sich daraus Durchschnittskosten. Es wird ein Diskontsatz von 5 % angenommen.

Weiterhin wird angenommen, dass die Investitionskosten steigen, sobald der Grad der Abschöpfung eines Gasfeldes steigt. Dieser Effekt wird teilweise durch den technologischen Fortschritt reduziert, wodurch sich die Investitionskosten um 1 % pro Jahr vermindern. Sobald die Reserven völlig erschöpft sind, werden Kapazitätsausweitungen benötigt. Dies führt wiederum zu zusätzlichen Kosten, die auf jährlich 25,92 \$/1000 m³ beziffert werden.

Tabelle 5 zeigt die Produktionskapazitäten und -kosten für ausgewählte Länder in Europa. Es wird deutlich, dass die Niederlande mit 120 Mrd. m³/a über die größten Kapazitäten verfügen, gefolgt von Großbritannien mit 110 Mrd. m³/a und der Region Norwegen und Dänemark mit 83 Mrd. m³/a.

Tab. 5: Kapazitäten und Kosten der Produktion (2003), NATGAS

	Produktionskapazitäten (Mrd. m ³ /a)	Produktionskostenspannbreite (\$/ 1000 m ³)
Norwegen, Dänemark	83	73,7 – 118,0
Großbritannien	110	73,7 – 132,7
Niederlande	120	7,3 – 88,5

Quelle: Zwart, Mulder 2006, S. 20.

Bezogen auf die Produktionskostenspannbreite fällt auf, dass nahezu alle Werte über denen des MAGELAN Modells liegen. Es wird somit von höheren Kosten ausgegangen. Die größten Schwankungen – 7,3 bis 88,5 \$/1000 m³ – sind jedoch auch in diesem Modell in den Niederlanden zu finden, was wiederum durch die unterschiedliche Feldgröße zu begründen ist. Die höchsten Produktionskosten weist Großbritannien mit 132,7 \$/1000 m³ auf; im MAGELAN Modell ist dies Norwegen.

Das World Gas Model nutzt für die exogen festgelegten Produktionskapazitäten den POLES Bericht der Europäischen Kommission (2006), in dem Vorhersagen

für die Erdgasproduktion gemacht werden. Für Europa wird die Produktion für das Jahr 2010 auf 337 Mrd. m³ geschätzt, für 2020 auf 246 Mrd. m³ und für 2030 auf 221 Mrd. m³ (Europäische Kommission 2006, S. 121). Es werden allerdings keine Werte der Produktionskapazitäten für einzelne Länder angegeben, die mit den Daten der anderen Modelle vergleichbar wären. Auch in der übrigen Literatur, die zur Beschreibung des Modells verwendet wird (Egging et al. (2008a), Egging et al. (2008b)) liegen keine Daten dazu vor.

3.4 Nachfrageseitige Annahmen

3.4.1 Verbrauch

Die Prognosen über den weltweiten Verbrauch laufen in der Literatur tendenziell in die gleiche Richtung. Nach Seeliger (2006, S. 59 ff.) wird der Verbrauch durch verschiedene Hauptbestimmungsgrößen beeinflusst. Zum einen sind die Schätzungen des Wirtschaftswachstums von Bedeutung, zum anderen spielen auch die Entwicklungen der Rohstoffpreise, besonders des Ölpreises durch die Gaspreisbindung, eine Rolle. Da Erdgas, wie bereits angeführt wurde, einen vergleichsweise geringen Kohlendioxidausstoß aufweist, sind auch die Entwicklungen im Umweltschutz von zentraler Bedeutung für die Erdgasnachfrage. Dabei ist anzumerken, dass Schwankungen im Verbrauch weniger auf weltweiter Ebene, sondern vielmehr auf regionaler Ebene anzutreffen sind.

Eine Begründung dafür ist die Berücksichtigung verschiedener Faktoren in den einzelnen Nachfrageregionen. Für die Entwicklung des Verbrauchs ist sowohl der Reifegrad der Volkswirtschaft als auch der Reifegrad der Gaswirtschaft von Bedeutung. Je weiter eine Volkswirtschaft entwickelt ist, desto eher wird Erdgas zum Betreiben z.B. von industriellen Anlagen benötigt. Weitere Faktoren sind die Höhe der eigenen Erdgasreserven und Vorkommen alternativer Energierohstoffe, das Transportinfrastrukturnetz zu externen Lieferanten, die geografische Lage, klimatische Faktoren und allgemeine politische Rahmenbedingungen. Durch unterschiedlich starke Veränderungen dieser Faktoren kann sich der Verbrauch somit von Periode zu Periode unterschiedlich stark verändern.

Im MAGELAN Modell wird mit einem weltweiten Verbrauchsanstieg von 2,8 Billionen m³/a in der Periode 2004 auf 4,8 Billionen m³/a in der Periode 2030 gerechnet. Das entspricht einem jährlichen Anstieg von rund 2,2 %. Bei einer Betrachtung des europäischen Raums, kann auch dort von einem Verbrauchsanstieg bis 2030 ausgegangen werden. Dieser beläuft sich auf über 900 Mrd. m³/a, 780 Mrd. m³/a entfallen dabei auf die EU-25 Mitglieder. Durchschnittlich steigt der europäische Verbrauch damit um 1,9 % pro Jahr. In Westeuropa liegen die Zuwachsraten jedoch meist darunter, so z.B. in Deutschland und Frankreich mit einem Verbrauchsanstieg von unter 2 % pro Jahr (vgl. Tabelle 6).

Tab. 6: Erdgasverbrauch, MAGELAN

	2005 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)	Veränderung pro Jahr, in %
Deutschland	100,1	148,1	1,58
Frankreich	44,2	65,4	1,58
Großbritannien	99,0	146,5	1,58
Italien	78,1	123,2	1,84
Polen	13,7	28,8	3,02
Spanien	26,2	65,2	3,71
Türkei	23,4	61,3	3,93

Quelle: Seeliger 2006, S. 64.

Ein Grund dafür kann der bereits hohe industrielle Verbrauch sein, der in diesen Ländern bereits nahe dem Maximum liegt und somit nicht überdurchschnittlich über die Jahre steigen kann. Polen, Spanien und die Türkei weisen beispielsweise die größten überdurchschnittlichen Wachstumsraten auf. Ab dem Jahr 2034 wird hingegen mit einer rückläufigen Erdgasnachfrage sowohl weltweit als auch im europäischen Raum gerechnet; dabei liegen die Rücklaufquoten bei bis zu 5 % pro Jahr. Diese Angaben schwanken jedoch für die einzelnen Länder aufgrund der bereits genannten Faktoren. Bei der Analyse des absoluten Verbrauchs, bleibt Deutschland über den gesamten Prognosehorizont größter Nachfrager von Erdgas im europäischen Raum. In der Periode 2005 belaufen sich die Angaben auf 100,1 Mrd. m³/a, gefolgt von Großbritannien mit 99,0 Mrd. m³/a und Italien mit 78,1 Mrd. m³/a.

Im NATGAS Modell wird der Verbrauch, wie auch schon die Produktion, für verschiedene Länder aggregiert, sodass diese sich zu Regionen zusammenschließen. Es wird nach Zwart, Mulder (2006, S. 21) angenommen, dass die Nachfrage vom Gaspreis abhängig ist und durch eine lineare Preis-Nachfrage-Beziehung geprägt ist. Dieser Zusammenhang wird durch die Preiselastizität der Nachfrage beschrieben. Zum einen existieren kurzfristige Elastizitäten, deren Werte zwischen 0 und -0,5 variieren. Die Nachfrage reagiert somit eher unelastisch auf Preisänderungen. Zum anderen existieren längerfristige Schätzungen, die für dieses Modell besonders von Bedeutung sind. Diese gehen von Elastizitäten zwischen -0,18 und -0,65 aus. Im Referenzszenario für dieses Modell wird eine Elastizität von -0,25 angenommen. Das bedeutet, dass sich die Nachfrage im langfristigen Modell stärker bei Preisänderungen verändert, als in einem kurzfristigen Zeitraum. Ursache dafür kann z.B. die langfristige Substituierbarkeit von Erdgas durch alternative Energierohstoffe sein.

Weitere Annahmen bezüglich des Verbrauchs betreffen die Saisonalität. Es wird angenommen, dass die Nachfrage nach Erdgas im Verhältnis 65 zu 35 zwischen Winter und Sommer variiert. Bei der Gegenüberstellung des gesamten europäischen Verbrauchs zu Beginn des Prognosehorizonts im Jahr 2003, wird für die Region von Deutschland, Österreich und der Schweiz der größte Verbrauch mit 106 Mrd. m³ ausgewiesen, gefolgt von der Region Großbritannien und Irland mit 105 Mrd. m³ und Italien mit 77 Mrd. m³. Dies entspricht in etwa den Werten des MAGELAN Modells wenn beachtet wird, dass dessen Werte aus dem Jahr 2005 entnommen wurden und dort von einem jährlichen prozentualen Anstieg von 2 % ausgegangen wird.

Das World Gas Model geht von einem weltweiten Anstieg der Nachfrage bis zum Jahr 2025 aus, ab diesem Zeitpunkt wird die Nachfrage sinken. Im Jahr 2005 entspricht die weltweite Nachfrage 2.368 Mrd. m³, bis zum Jahr 2030 wird insgesamt über den Prognosehorizont ein Anstieg bis auf 3.757 Mrd. m³ erwartet. Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg von rund 1,86 % pro Jahr. Es werden in diesem Modell jedoch keine Angaben zur europäischen Nachfrage gemacht (Egging et al. 2008a, S. 5).

3.4.2 Bezugsdiversifizierung/ Regulierungen

Durch den Sachverhalt der steigenden Verbrauchszahlen und die sinkende heimische Produktion im Prognosehorizont, besteht weltweit die Gefahr einer Abhängigkeit von Erdgaslieferungen außerhalb der Region. Unabhängig von der Höhe des Verbrauchs gibt es vereinzelt Länder, die bereits im Jahr 2004 zu 95 % von externen Gaslieferungen abhängig sind. So z.B. Griechenland und Schweden mit geringem Verbrauch, als auch Japan und Südkorea mit einem großem Erdgasverbrauch (Seeliger 2006, S. 67).

Die Europäische Union unternimmt verstärkt seit der ersten Ölkrise den Versuch, durch politische Maßnahmen die Energieabhängigkeit der Union zu verringern. Dies gelang zwischen den Jahren 1973 und 1999, in denen die Abhängigkeit von 60 % auf 50 % gesenkt werden konnte. Einerseits wurden Verbesserungen der Energieeinsparung durchgesetzt, andererseits wurden die heimischen Energieträger, wie z.B. die Nordseeressourcen vermehrt genutzt. Auch eine Neuauflage des Nuklearprogramms, durch welches das Erdöl durch Kernenergie ersetzt werden sollte, verstärkte die Diversifizierungsbemühungen der Europäischen Union (Europäische Kommission 2001, S.22). Allerdings geht die Europäische Kommission davon aus, dass sich durch das langfristige Wachstum des Energieverbrauchs, die Energieabhängigkeit, und damit auch die Gasabhängigkeit wieder weiter verstärken wird.

Der Grad der Abhängigkeit ist in jedem Mitgliedstaat und je nach Marktstruktur der Energierohstoffe verschieden. Hinsichtlich des Erdgasmarktes stehen der Europäischen Union verschiedene und geografisch nah gelegene Bezugsquellen zur Verfügung, so z.B. Russland, Norwegen und Nordafrika mit Algerien und Libyen. Da weitere Diversifizierungsbemühungen anzustreben sind, kann die Europäische Union langfristig auch auf Erdgasressourcen aus der kaspischen Region, dem Mittleren Osten und Nigeria zurückgreifen. In Tabelle 7 sind europäische Beispiele aufgeführt, die im Laufe des Prognosehorizonts eine zunehmende Abhängigkeit erfahren werden.

Tab. 7: Importabhängigkeit europäischer Länder, MAGELAN

	2004 (in %)	2030 (in %)
Deutschland	81	93
Frankreich	97	100
Großbritannien	3	Endogen
Italien	84	96

Quelle: Seeliger 2006, S. 68.

Deutschland erreicht im Jahr 2030 eine Abhängigkeit von 93 %, Frankreich sogar von 100 %. Obwohl Großbritannien im Jahr 2004 nahezu importunabhängig ist, muss modellendogen bestimmt werden, inwieweit es zukünftig in die Abhängigkeit gerät, da künftig nur mit geringen Produktionskapazitäten zu rechnen ist. Nach Seeliger (2006, S. 68) können im MAGELAN Modell Bezugsdiversifizierungsmaßnahmen durch die Integration von maximalen Marktanteilen erreicht werden. Der genaue Wert dieser Obergrenzen kann zwischen den Ländern variieren; in der norwegischen Nordsee beträgt die Produktionsobergrenze z.B. 125 Mrd. m³/a, in den Niederlanden wird ein Maximum von 75 Mrd. m³/a festgelegt (Seeliger 2006, S. 53). Die genaue Höhe ist dabei von verschiedenen Faktoren abhängig: Einerseits von Kriterien wie ein höherer Verbrauch, steigende Importquoten und der Reifegrad der Gaswirtschaft, andererseits durch die geografische Lage und die politischen Beziehungen. So erscheint es beispielsweise unwahrscheinlich, dass sich die Abhängigkeit eines osteuropäischen Staates von Russland in naher Zukunft abschwächen wird.

Auch im NATGAS Modell werden Restriktionen der jährlichen Produktion aus politischen Gründen angenommen, um Diversifizierung zu erreichen. Algerien wird mit seiner geringen Kostenstruktur nach Zwart, Mulder (2006, S. 20) eine Produktionsobergrenze von 100 Mrd. m³/a gesetzt. Gas soll nicht mehr aus Algerien nach Europa importiert werden, da sonst andere teurere Anbieter vom europäischen Markt verdrängt werden, zumal Algerien nach einer möglichst diversifizierten Exportstruktur strebt. Für Russland hingegen wird mit einer Produktion für den europäischen Raum von mindestens 140 Mrd. m³/a gerechnet, da es der größte Exporteur für den europäischen Gasmarkt ist.

Das World Gas Model bezieht indirekt über die PRIMES Vorhersagen der Europäischen Kommission (2007, S. 19) politische Regulierungen bis zum Jahr 2006 in das Modell mit ein. Allerdings werden in der Literatur keine näheren Spezifizierungen vorgenommen.

3.4.3 Langfristige Lieferverträge

Eines der wichtigsten Merkmale der Erdgaswirtschaft sind langfristige Lieferverträge, da durch diese eine Export- und Importgarantie über mehrere Jahre besteht und die hohen anfallenden Investitionskosten gedeckt werden können. Im MAGELAN Modell werden diese Verträge deshalb als Annahmen mit aufgenommen. Es handelt sich dabei um alle Verträge, die eine Mindestlaufzeit von fünf Jahren aufweisen. Somit werden auch alle berücksichtigt, die nach Definition der IEA (2002, S. 106) als mittel- bis langfristig eingestuft werden. Dabei wird berücksichtigt, dass Verträge zu Beginn und Ende des Prognosehorizontes nicht in voller Höhe in die Berechnungen einbezogen werden (Seeliger 2006, S. 69). Damit die Simulationsrechnung mit möglichst genauen Angaben durchgeführt werden kann, werden die Lieferbeziehungen anhand von Werten aus der Vergangenheit und durch sonstige Indikatoren, wie z.B. vorhandene Transportkapazitäten, bestimmt. Dabei ist anzumerken, dass wenige langfristige Lieferbeziehungen regionenüberschreitenden Charakter aufweisen. Es wird somit hauptsächlich innerhalb der Weltteilmärkte gehandelt, was durch weite Transportentfernungen zu begründen ist.

Zu Beginn des Prognosezeitraumes werden die meisten langfristigen Lieferverträge verzeichnet. Es wird im MAGELAN Modell jedoch angenommen, dass dieser Trend ab dem Jahr 2020 verstärkt abnimmt. Um den zunehmenden Flexibilitäten im Laufe der Zeit gerecht zu werden, d. h. den kurzfristigen Umlenkungen von LNG-Schiffen aufgrund von kurzfristigen Preisänderungen, werden die erwarteten Höchstmengen der einzelnen Lieferverträge in einigen Fällen reduziert. Dies geschieht je nach Export- und Importland und je nach Transportart in unterschiedlichem Ausmaß. Es kann aber nach Seeliger (2006, S. 70) mit einem durchschnittlichen Abzug von 10 % pro Jahr gerechnet werden.

Sowohl das NATGAS Modell als auch das World Gas Model machen keine Angaben dazu, inwieweit und zu welchem Ausmaß langfristige Lieferverträge in die Simulationsberechnungen einbezogen werden.

Nachdem in den vorherigen Abschnitten sowohl die Annahmen der Produktion und die der Nachfrage näher erläutert wurden, ist in einem nächsten Schritt die Transportinfrastruktur zu betrachten. Nur durch diese ist es möglich, Erdgas weltweit so zu verteilen, dass sowohl Produzenten die Abnehmer erreichen können als auch die Verbraucher stets versorgt sind.

3.5 Transportinfrastruktur

Um die Annahmen der Transportinfrastruktur darzustellen, ist es sinnvoll eine Betrachtung getrennt nach Pipelines und der LNG-Kette, mit den Verdampfungs-, Verflüssigungsanlagen und der Verschiffung für den Transport, vorzunehmen.

3.5.1 Transportkosten und Kapazitäten der Pipelineinfrastruktur

An dieser Stelle soll zunächst näher auf die Transportkosten speziell der Pipelines eingegangen werden. Das MAGELAN Modell ermittelt die Transportkosten anhand verschiedener Komponenten. Es werden die Betriebskosten aus den Investitionsbeträgen und der Auslastung der Transportanlagen in die Berechnung einbezogen. Die Investitionskosten berechnen sich dabei aus den einzelnen Anlagen anhand der technischen Parameter, welche über die Lebensdauer der Anlagen aufgeteilt werden. Nach Seeliger (2006, S. 72 f.) werden in diesem Modell für Pipelines standardisierte Investitionsbeträge angenommen, die von der Größe des Rohrdurchmessers abhängig sind.

Zudem können verschiedene Faktoren bei Onshore-Pipelines zu Kostensteigerungen führen; Beispiele sind geografische und klimatische Rahmenbedingungen, wie die Überwindung von Gebirge oder Durchquerung von Wüsten. Für Offshore-Pipelines wird prinzipiell mit einem Kostenzuschlag von 50 % gerechnet, wobei hier je nach Wassertiefe unterschiedliche Investitionskosten anfallen können. Die Betriebskosten belaufen sich auf 2 % der Investitionskosten pro Jahr bei einer Abschreibungsdauer der Anlagen von 25 Jahren. Technisch gesehen ist diese un-

begrenzt, wobei nach 30 Jahren mit neuen Investitionen in die Anlagen gerechnet werden muss (Seeliger 2006, S. 73).

Des Weiteren werden Transitentgelte zu den Transportkosten hinzugezählt, die je nach Strecke unterschiedlich hoch ausfallen können. Dies sind Zahlungen an Länder, durch welche das Erdgas befördert wird, um von dem Produktions- zum Ziel-land zu gelangen. Beispiele sind Transitentgelte an die Ukraine und Weißrussland für Erdgastransporte von Russland nach Europa oder auch Gebühren für das Benutzen des Panama- oder Suezkanals. Die dadurch entstehenden Zusatzkosten können die Transportrouten zwischen Importeuren und Exporteuren beeinflussen. Es muss jedoch angemerkt werden, dass viele Länder von diesen Einnahmen abhängig sind und die Gebühren nicht zu hoch angesetzt werden sollten, um eine Änderung der Transportroute zu vermeiden. Die Spanne der Transitentgelte beträgt im Referenzszenario nach Seeliger (2006, S. 92 f.) daher zwischen 1,44 \$/1000 m³ und 14,4 \$/1000 m³. Allerdings besteht in der Literatur wenig Eignigkeit darüber, da auch eine Bezahlung in anderen Rohstoffen denkbar ist.

Die angegebenen Transportkosten beziehen sich real auf das Jahr 2005, was der ersten Periode des Prognosehorizontes entspricht. Es ist jedoch zu beachten, dass der technische Fortschritt die Investitionskosten mindern kann. Je nach Entwicklungsstand der Technik kann bei den verschiedenen Anlagen von unterschiedlichen Kostensenkungspotenzialen ausgegangen werden. So wird für Onshore-Pipelines nur eine Reduktion der Kosten durch den technischen Fortschritt von 0,5 % pro Jahr berechnet. Bei Offshore-Pipelines ist es hingegen 1 %. Es ist allerdings anzumerken, dass sich der technische Fortschritt nicht kontinuierlich in der gleichen Geschwindigkeit weiterentwickeln wird. Im MAGELAN Modell wird von einer Reduktion der Fortschrittsraten von 3 % pro Jahr ausgegangen. Diese Reduktionsraten sind auch bei den Annahmen der Produktion der Fall. Ebenso wie im Produktionsbereich wird hier ein Diskontsatz der Transportinfrastruktur von 10 % angenommen (Seeliger 2006, S. 72).

Bezüglich der Pipelinekapazitäten kann festgestellt werden, dass für Europa im MAGELAN Modell eine Vielzahl von Pipelines aufgeführt werden, sowohl für den Import als auch für den regionalen Binnenhandel. Es können dabei vier Hauptkanäle bestimmt werden:

Erstens eine Nord-Süd-Achse bei der Erdgas aus Dänemark, Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen mit einer Kapazität von 23 Mrd. m³/a hauptsächlich nach Westeuropa transportiert wird (vgl. Tabelle 8). Zweitens gibt es eine Verbindung aus dem Osten, bei der Russland im Jahr 2005 bis zu 200 Mrd. m³/a über ein gut ausgebautes Transportnetz nach Europa exportiert. Dieses Erdgas gelangt über die Transitländer Slowakei, mit der höchsten Kapazität von 100 Mrd. m³/a, Polen und Rumänien nach Europa. Drittens wird nordafrikanisches Erdgas mit einer Kapazität von 50 Mrd. m³/a per Pipeline nach Spanien und Italien über die so genannte Süd-Nord-Achse transportiert. Viertens kann Erdgas aus Richtung Süd-Osten über die Türkei nach Europa gelangen. Dabei wird eine Importkapazität aus dem Iran und Aserbaidschan von 15 Mrd. m³/a angenommen.

Tab. 8: Pipelinekapazitäten für Europa (2005), MAGELAN

	Pipelinekapazitäten (Mrd. m ³ /a)
Russland	200
Nordeuropa	230
Nordafrika	50
Mittlerer Osten	15

Quelle: Eigene Erstellung, in Anlehnung an Seeliger 2006, S. 80 ff.

Die gesamte Pipelinekapazität ist jedoch weitaus größer, da Erdgas auch zwischen den europäischen Ländern in verschiedene Richtungen transportiert wird. Insgesamt wurden im europäischen Raum rund 798 Mrd. m³ Erdgas im Jahr 2005 mittels Pipeline weitergeleitet (Seeliger 2006, S. 81 f.). Zusätzlich zu den bestehenden Transportkapazitäten werden für die zweite Modellperiode weitere Kapazitäten aus im Bau bestehender Pipelines angenommen. Mit einer Kapazität von rund 22 Mrd. m³/a stellt die Langed-Pipeline zwischen der norwegischen Nordsee und Großbritannien das größte Projekt dar. Zudem bestehen weitere Projekte, wie z.B. zwischen der norwegischen und britischen Nordsee und zwischen Griechenland und der Türkei, mit einer Gesamtkapazität von 31 Mrd. m³/a (Seeliger 2006, S. 83). Nicht in die Annahmen einbezogen werden die Projekte des North-Stream und der Nabucco-Pipeline, da zum Zeitpunkt der Modellentstehung noch keine Bauentscheidungen abgeschlossen wurden.

Das NATGAS Modell gibt nach Zwart, Mulder (2006, S. 15) an, dass die Transportkosten des Erdgases von der Länge der Pipeline abhängig sind. Zudem wird auch hier von erhöhten Kosten bei Offshore-Pipelines ausgegangen. Allerdings werden keine genauen Durchschnittskostenwerte angegeben. Weiterhin wird angenommen, dass weitere Transportkapazitäten mit Investitionskosten von bis zu 295 \$/1000 m³ pro 1000 km berechnet werden. Zusätzlich werden variable Transportkosten einbezogen, wie z.B. der Verlust von Erdgas oder die Betreibung der Kompressoren, in Höhe von 7,4 \$/1000 m³ pro 1000 km (Zwart, Mulder 2006, S. 21). Auch in diesem Modell wird von einem dichten Transportnetz innerhalb Europas ausgegangen und von einer ähnlichen Importpipelinestruktur wie im MAGELAN Modell. Russland exportiert rund 168 Mrd. m³/a über osteuropäische Länder nach Europa, Nordeuropäische Staaten, wie z.B. Norwegen, die Niederlande und Großbritannien weisen eine Transportkapazität von 171 Mrd. m³/a auf, nordafrikanisches Erdgas aus Algerien hält hingegen nur eine Pipelinekapazität von 35 Mrd. m³/a (vgl. Tabelle 9).

Tab. 9: Pipelinekapazitäten für Europa (1999), NATGAS

	Pipelinekapazitäten (Mrd. m ³ /a)
Russland	168
Nordeuropa	171
Nordafrika	35
Mittlerer Osten	-

Quelle: Eigene Erstellung, In Anlehnung an Zwart, Mulder 2006, S. 22.

Wird die Zeitspanne von 1999 bis 2005 einbezogen, kann festgestellt werden, dass das MAGELAN Modell und das NATGAS Modell nahezu identische Pipelinekapazitäten aufweisen. Den Offshore-Pipelines der Niederlande und Großbritanniens ist ein baldiger Wertverlust vorhergesagt. Es wird angenommen, dass die niederländische Infrastruktur in 20 Jahren nicht mehr genutzt werden kann, da zu hohe Investitions- und Betriebskosten aufkommen. Nach Zwart, Mulder (2009, S. 22) kann für Offshore-Anlagen mit einem Wertverlust der Infrastrukturanlagen von rund 3 % pro Jahr gerechnet werden.

Ein weiterer Aspekt im NATGAS Modell ist die Lagerung von Erdgas, die zusätzliche Kosten verursacht. Zum einen kann Erdgas in abgeschöpften Gasfeldern

zu verhältnismäßig günstigen Konditionen gelagert werden, um saisonale Flexibilität zu erlangen. Zum anderen besteht die Möglichkeit der Lagerung in Salzhöhlen, was aufgrund der höheren Kosten jedoch nur sinnvoll ist, wenn kurzfristige Flexibilitäten erreicht werden sollen.

Es wird nach Zwart, Mulder (2006, S. 23) davon ausgegangen, dass die Betriebskosten der Lagerstätten rund 2 % der Kapitalausgaben entsprechen. Die Kosten der Lagerung können jedoch von Land zu Land variieren. Zu beachten ist, dass mit steigendem Volumen des Erdgases die Kapazitätskosten der Lagerung sinken. Zudem erreichen solche Länder mit großen abgeschöpften Feldern einen Kostenvorteil. Beispiele sind die Region Deutschland, Schweiz, Österreich wo Lagerungskapazitäten von 13,8 Mrd. m³ im Jahr 2004 und Investitionskosten in Höhe von 1.474 \$/1000 m³ erreicht wurden und Italien mit 12,7 Mrd. m³ bei Investitionskosten von 1.179 \$/1000 m³.

Das World Gas Model macht zu den Transportkosten und Pipelinekapazitäten keine Angaben. Es wird lediglich auf das Oil & Gas Journal und die Webseite www.gbt.de verwiesen. Allerdings wird daraus nicht ersichtlich, welche Angaben daraus verwendet werden (Egging et al. 2008a, S.5).

3.5.2 Transportkosten und Kapazitäten der LNG-Infrastruktur

Nachdem detaillierte Annahmen für Pipelines dargelegt wurden, werden im Folgenden die Annahmen der Transportinfrastruktur des LNG näher betrachtet. Das MAGELAN Modell nach Seeliger (2006) nimmt unterschiedliche Investitionskosten für die jeweiligen Bestandteile der LNG-Kette an. Den größten Anteil nehmen dabei die Verflüssigungsterminals mit 45 % bis 50 % ein. Es wird im Referenzszenario des Modells mit Kosten in Höhe von 191,4 \$/(1000 m³/a) gerechnet. Die LNG-Tanker und die Verschiffung des Erdgases liegen mit 30 % bis 40 % der Investitionskosten an zweiter Stelle.

Seit Beginn der 70er Jahre unterlagen die Investitionskosten der Verschiffung jedoch starken Schwankungen. Zu Beginn lagen diese bei rund 570 Mio. \$, in den 80er Jahren fielen sie auf 228 Mio. \$, bevor in den 90er Jahren wieder 456 Mio. \$ für Tanker investiert wurden. Seit 1998 stabilisieren sich die Preise jedoch auf einem niedrigeren Niveau, sodass für den Prognosehorizont Investitionskosten in

Höhe von 205 Mio. \$ angenommen werden können. Dieser Preis entspricht einer Standardkapazität von 138.000 m³. Die Verdampfungsanlagen nehmen im Gegensatz dazu nur rund 15 % bis 20 % der Investitionskosten ein und belaufen sich im Referenzszenario auf rund 91 \$/(1000 m³/a). Obwohl die tatsächlichen Werte Schwankungen unterliegen, können für die Durchschnittswerte Kostensenkungen festgestellt werden. Betragen die Investitionskosten einer kompletten LNG-Kette in den 90er Jahren noch rund 583 \$/(1000 m³/a), so verringerten sich die Kosten bis zum Jahr 2005 auf 365 bis 499 \$/(1000 m³/a) (Seeliger 2006, S. 73 f.).

Es wird im MAGELAN Modell angenommen, dass sich dieser Trend weiter fortsetzt. Bis 2030 werden die Investitionskosten bei schätzungsweise 250 \$/(1000 m³/a) liegen. Dies kann auch unter anderem damit begründet werden, dass die Anlagen der LNG-Kette einem Fortschrittsfaktor von 1,5 % gegenüberstehen, welcher die Investitionskosten mindert. Neben den Annahmen der Investitionskosten für die LNG-Kette belaufen sich die Betriebskosten auf 4 % der Investitionskosten pro Jahr. Des Weiteren wird eine Abschreibungsdauer der Kapitalkosten von 25 Jahren, die der Lebensdauer der Anlagen von 30 Jahren angenommen.

Bei der Betrachtung des europäischen Raumes bezüglich der Transportkapazitäten des LNG kann angemerkt werden, dass Verdampfungsanlagen, die für Importe von LNG verwendet werden, in einer Vielzahl vorhanden sind. So z.B. in Portugal, Spanien, Frankreich, Großbritannien etc. Insgesamt wurden über diese Anlagen im europäischen Raum 73 Mrd. m³ Erdgas im Jahr 2005 importiert (Seeliger 2006, S. 80 ff). Es gibt jedoch nur eine Verflüssigungsanlage in der norwegischen Barentssee, über welche Erdgas in Höhe von 6 Mrd. m³ im Jahr 2005 in andere Weltregionen exportiert wurde. Insgesamt beträgt die LNG-Kapazität in Europa rund 73 Mrd. m³/a, was im Vergleich zu den Pipelinekapazitäten mit einer Menge von 798 Mrd. m³/a gering ist.

Es zeigt sich an dieser Stelle deutlich, dass Europa im Vergleich zu anderen Weltteilmärkten ein Markt ist, der aufgrund der nahen geografischen Lage der einzelnen Länder durch ein gut ausgebautes Pipelinennetzwerk gekennzeichnet ist, da LNG meist erst ab einer großen Distanz eingesetzt wird. Die deutlichen LNG-Kapazitätsunterschiede innerhalb Europas können dadurch erklärt werden, dass vorgegebene Kapazitätsobergrenzen an verschiedenen LNG-Standorten vorliegen.

In Belgien und den Niederlanden ist durch die Nähe zu Wohngebieten und durch fehlende Ausweichmöglichkeiten eine maximale Kapazität von 20 Mrd. m³/a veranschlagt.

Für den Verlauf des Prognosehorizontes wird jedoch angenommen, dass sich die LNG-Verdampfungskapazitäten in Europa um insgesamt rund 60 Mrd. m³/a erhöhen werden. Das größte Wachstum wird dabei in Großbritannien mit einem Zuwachs von 17 Mrd. m³/a erwartet. Daran schließt sich unter anderem Spanien mit Kapazitätserweiterungen von 12 Mrd. m³/a und die Niederlande mit 9 Mrd. m³/a an. Weitere Projekte sind in Frankreich, Italien und Portugal mit insgesamt 17 Mrd. m³/a vorgesehen (Seeliger 2006, S. 84).

Das NATGAS Modell geht davon aus, dass die Investitionskosten in Anlagen zur LNG-Nutzung standortbezogen sind. Im Referenzszenario wird von Beträgen in Höhe von 44 \$/(1000 m³/a) ausgegangen. Zusätzlich werden noch Transportkosten in Höhe von 29 \$/(1000 m³/a) pro 1000 km berechnet. Grund dafür ist die unterschiedliche Nähe der Anlagen zu den Konsumregionen. Die Kosten für die LNG-Kapazitäten pro Anlage sind in den Niederlanden, Belgien, Großbritannien und Italien demnach günstiger als in Osteuropa. Zu Beginn des Prognosehorizontes wird von einer Gesamtimportkapazität des LNG im europäischen Raum von rund 50 Mrd. m³/a ausgegangen. Die höchsten Kapazitäten befinden sich mit 16,3 Mrd. m³/a in Spanien, gefolgt von Frankreich mit 15,3 Mrd. m³/a und Belgien mit 5,3 Mrd. m³/a. Diese Werte liegen unter denen des MAGELAN Modells. Im Einklang mit den Prognosen der IEA, gehen Zwart, Mulder (2006, S. 23 f.) davon aus, dass das Angebot an LNG für den europäischen Raum langfristig um 10 Mrd. m³ pro Jahr steigen wird, da die Verflüssigungs- und Transportanlagen weltweit weiter ausgebaut werden.

Das World Gas Model macht, wie bereits bei der Pipelineinfrastruktur, keine Angaben zu den Transportkapazitäten und –kosten des LNG.

4 Prognoseergebnisse und ihre Gegenüberstellung

Im vorherigen Kapitel wurden die einzelnen Modelle entlang der Annahmen gegenübergestellt. In diesem Kapitel sollen nun die Prognoseergebnisse für jedes einzelne Modell reflektiert werden. Zu Beginn werden die Entwicklungen der Produktion und des Angebots dargestellt, anschließend soll kurz auf die Prognosen der Nachfrage eingegangen werden. Dies führt letztlich zu den sich ergebenden Handelsstrukturen und der Entwicklung der Transportinfrastruktur. Zudem werden die sich bis zu der Periode 2030 ergebenden Importe für Europa in einer Grafik veranschaulicht, was eine bessere Vergleichbarkeit gewährleistet.

4.1 MAGELAN: Prognoseergebnisse bis 2030

Weltweit gesehen steigt die Erdgasproduktion nach Angaben von Seeliger (2006, S. 94 f.) von 2,8 Billionen m³/a im Jahr 2004 auf rund 4,9 Billionen m³/a in der Modellperiode 2030. Bei der Betrachtung der verschiedenen Regionen, die im MAGELAN Modell berücksichtigt werden, wird deutlich, dass Europa als einzige Region seine Produktionsmengen nicht erhöhen kann. Im Vergleich zu 2004 sinkt im Jahr 2030 die produzierte Erdgasmenge um 50 Mrd. m³/a (vgl. Tabelle 10). Nordamerika baut seine Produktion im Laufe des Prognosehorizontes nur geringfügig um 30 Mrd. m³/a aus, die größten Zuwächse lassen sich jedoch im Mittleren Osten mit einer Vervierfachung der Produktion auf über 1 Billion m³/a verzeichnen.

Tab. 10: Produktionsentwicklung für Europa bis 2030, MAGELAN

	2004 (Mrd. m ³ /a)	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Europa	323	293	303	273
Norwegen	83	92	131	139
Großbritannien	96	65	63	61
Niederlande	78	75	66	36

Quelle: Eigene Erstellung. In Anlehnung an Seeliger 2006, S. 94 ff.

Damit reduziert sich der Anteil Europas an der Weltproduktion von 12 % auf 6 %. Bei einer genauen Betrachtung von den Regionen hin zu den einzelnen Ländern,

ist festzustellen, dass Norwegen Vorreiter für den europäischen Raum mit einer Erdgasproduktion von 139 Mrd. m³/a in der Periode 2030 ist und damit weltweit gesehen auf Platz 9 liegt. Norwegen bildet mit einer Produktionserweiterung von 56 Mrd. m³ über den Betrachtungszeitraum somit eine Ausnahme, da sich die Werte in den anderen europäischen Produktionsländern nahezu halbieren. Großbritannien erreicht beispielsweise nur 61 Mrd. m³/a in der Periode 2030, was einem Rückgang von rund 40 % entspricht (Seeliger 2006, S. 98).

Der Verbrauch liegt im MAGELAN Modell über den Daten der Produktion. Die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen einen stetigen Zuwachs. Beträgt der Verbrauch in der Periode 2010 noch 620 Mrd. m³/a, so sind es 2020 bereits 765 Mrd. m³/a und bis 2030 wird in Europa mit bis zu 903 Mrd. m³/a gerechnet. Bei der Betrachtung der europäischen Produktion und des Verbrauchs wird ersichtlich, dass internationaler Handel nötig ist, um den Erdgasbedarf in Europa zu decken. Diese Region bleibt weltweit gesehen über den gesamten Prognosehorizont sogar größter Netto-Importeur. Die gesamten Importe entsprechen dem Verbrauch; so werden in der Modellperiode 2010 620 Mrd. m³/a, im Jahr 2030 schon 903 Mrd. m³/a importiert (Seeliger 2006, S. 109 ff.).

Es muss allerdings zwischen Importen aus der eigenen Region und denen außerhalb der Region unterschieden werden. Der Erdgasbedarf, der durch europäische Staaten gedeckt wird, liegt für die einzelnen Perioden in der Höhe der Produktionswerte der jeweiligen Länder. Dies ist damit begründet, dass das Erdgas, was z.B. in Norwegen und den Niederlanden produziert wird, vollständig für den europäischen Verbrauch bestimmt ist. Wie bereits erwähnt wurde, kann beobachtet werden, dass die heimische Produktion bis zur Periode 2020 leicht zunimmt, bis 2030 jedoch wieder abnimmt. Die Importe außerhalb der Region nehmen im Laufe des Prognosehorizontes hingegen konstant zu. Im Jahr 2010 werden zunächst 329 Mrd. m³/a importiert (vgl. Tabelle 11), was im Verhältnis zur heimischen Produktion nur rund 6 % mehr sind. Bis zum Jahr 2030 ändert sich dieses Verhältnis allerdings. Die Importe aus Europa betragen gerade 272 Mrd. m³/a, diejenigen außerhalb der Region jedoch 631 Mrd. m³/a, was nahezu doppelt so viel ist.

Tab. 11: Importe Europas bis 2030, MAGELAN

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Importe Europa	291	301	272
Importe auß. d. Region	329	464	631
Importe Gesamt	620	765	903

Quelle: Seeliger 2006, S. 110.

An dieser Stelle ist es interessant zu sehen, welche Regionen den größten Anteil an der Bedarfsdeckung im europäischen Raum haben. Tabelle 12 zeigt, dass die in Europa produzierten Erdgasmengen über den gesamten Prognosehorizont den größten Anteil der Verbrauchsdeckung innerhalb Europas ausmachen. Nach Seeliger (2006, S. 109 ff.) beträgt der Anteil in der Periode 2010 rund 47 %. Im Vergleich dazu hält die GUS nur rund 30 % an zweiter Stelle und Afrika nur 17 %. Der Mittlere Osten trägt mit 5,48 % den geringsten Anteil an der Verbrauchsdeckung in Europa. Bis zur Periode 2030 verändern sich jedoch die Anteile der einzelnen Regionen. Obwohl Europa Anteilsverluste hinnehmen muss, weist diese Region nach wie vor den größten Anteil mit 30,12 % auf, gefolgt von der GUS mit 28,02 % an zweiter Stelle und dem Mittleren Osten mit 23,37 % auf Rang drei. Den größten Zuwachs von fast 20 % kann somit die zuletzt genannte Region verzeichnen und gewinnt im Vergleich zu der Region Afrika, die nur rund 18 % Anteile verzeichnen kann, zunehmend an Bedeutung.

Tab. 12: Importe Europas je Region, MAGELAN

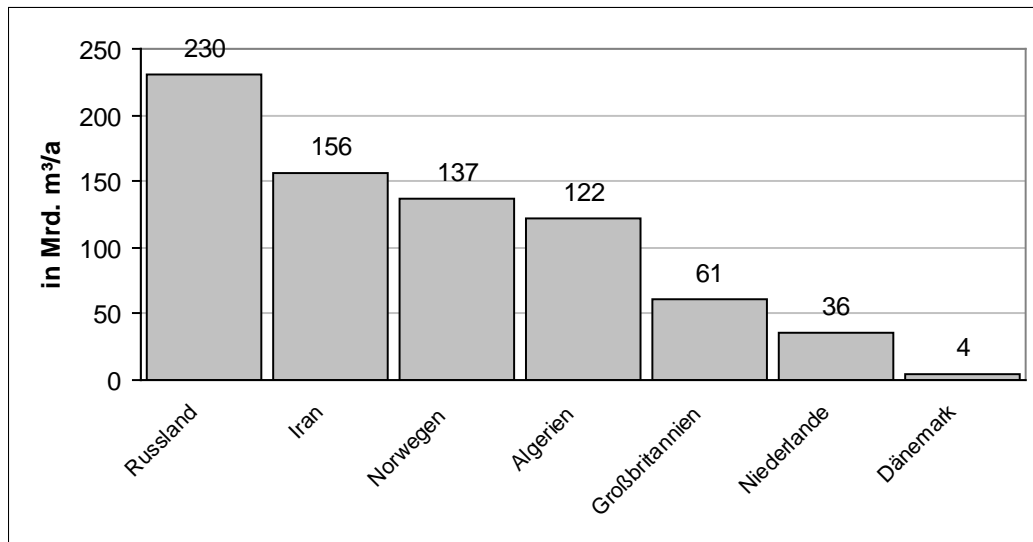
	2010 (in %)	2020 (in %)	2030 (in %)
Afrika	16,94	19,87	18,49
Europa	46,94	39,35	30,12
GUS	30,48	31,63	28,02
Mittlerer Osten	5,48	9,15	23,37

Quelle: Seeliger 2006, S. 110.

Nachdem die Regionen hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Verbrauchsdeckung Europas betrachtet wurden, sollen an dieser Stelle die einzelnen Länder anhand dieses Kriteriums untersucht werden. Dazu wird die Abbildung 4 herangezogen,

die diese Importe der einzelnen Länder des MAGELAN Modells für das Jahr 2030 grafisch darlegt.

Abb. 4: Importe Europas aus verschiedenen Ländern (2030), MAGELAN



Quelle: Eigene Erstellung, in Anlehnung an Seeliger 2006, S. 111.

Die Abbildung zeigt deutlich, dass Russland mit 230 Mrd. m³/a den größten Erdgasimporteureuropas darstellt. Weltweit betrachtet ist Russland der größte Erdgasproduzent und Netto-Exporteur mit Mengen über den gesamten Zeitraum gesehen von 7.902 Mrd. m³. Der Iran folgt als zweitgrößter Exporteur nach Europa mit 156 Mrd. m³, kann jedoch erst in der letzten Modellperiode als einer der Hauptversorger agieren, da im Jahr 2010 nur 10 Mrd. m³/a und im Jahr 2020 30 Mrd. m³/a nach Europa exportiert werden. Dieser Netto-Exporteur liegt weltweit gesehen über den gesamten Prognosehorizont mit 2.900 Mrd. m³ an sechster Stelle, da er im Jahr 2004 noch als Netto-Importeur agiert.

Wird allerdings die Periode 2030 betrachtet, stellt der Iran das zweitgrößte Netto-Exportland dar. Als drittes Land der wichtigsten europäischen Importeure ist Norwegen mit 137 Mrd. m³/a zu nennen. Dieser Wert entspricht der Produktion dieses Landes, was noch einmal bekräftigt, dass die europäische Produktion in die eigene Bedarfsdeckung fließt. Algerien gilt als viertwichtigster Erdgaslieferant für Europa mit 122 Mrd. m³/a vor den europäischen Ländern Großbritannien und den Niederlanden, welche genau wie Norwegen ihre gesamte Produktion in die heimische Bedarfsdeckung einbringen (Seeliger 2006, S. 111).

Durch den steigenden Anteil der Handelsströme zwischen den Regionen wächst auch der Bedarf an Transportkapazitäten. Es ist jedoch die Entwicklung getrennt nach LNG und Pipeline zu betrachten. Weltweit gesehen wächst der Transport via LNG nach Seeliger (2006, S. 127) bis zum Ende des Prognosehorizonts auf 768 Mrd. m³/a an, was in etwa einer Vervielfachung der Menge im Vergleich zum Beginn entspricht. Da Europa jedoch ein Gasmarkt ist, der durch ein ausgeprägtes Pipelinennetzwerk definiert ist, zeigt sich auch anhand der Tabelle 13, dass der Transport per Pipeline über den gesamten Prognosehorizont dem LNG-Transport überlegen ist. Im Jahr 2010 werden 538 Mrd. m³/a und somit rund 85 % des importierten Erdgases per Pipeline transportiert, 2030 sind es 723 Mrd. m³/a. Der Anteil von LNG steigt im Laufe des Prognosehorizontes jedoch von 13 % auf rund 20 % an. Werden im Jahr 2010 nur etwa 82 Mrd. m³/a transportiert, so sind es 2030 schon rund 100 Mrd. m³/a mehr.

Tab. 13: Transportinfrastruktur für Europa (2030), MAGELAN

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Importe Pipeline	538	647	723
Importe LNG	82	118	180
Importe Gesamt	620	765	903

Quelle: Eigene Erstellung, in Anlehnung an Seeliger 2006, S. 133 ff.

Werden die einzelnen Länder in Europa betrachtet, weist Spanien den größten Anteil an LNG-Importen mit über 60 % auf. Doch auch in Großbritannien kann im Laufe des Prognosezeitraumes die LNG-Quote erhöht werden, was bereits in den Annahmen des MAGELAN Modells vorhergesagt wurde. Im Jahr 2010 bestehen nur Importe von 11,4 Mrd. m³/a, im Jahr 2030 sind es schon 50 Mrd. m³/a (Seeliger 2006, S. 129 f.). Damit die Auslastung der Anlagen kostenminimierend genutzt werden kann, ist es für den europäischen Raum sinnvoll, sowohl LNG-Anlagen als auch Pipelines zu nutzen.

Die LNG-Transportflüsse nach Europa weisen dabei eine gewisse Struktur auf. Ab 2010 werden Gaslieferungen aus Katar nach Rotterdam in den Niederlanden erwartet, die dann via Pipeline nach Belgien, Deutschland und Großbritannien weitergeleitet werden. Im Jahr 2025 wird algerisches Gas mit Tankschiffen Belgien erreichen, welches dann nach Deutschland weiter transportiert wird. Auch

Großbritannien wird algerisches Gas erhalten und damit insbesondere Irland beliefern. Seeliger (2006, S. 136) stellt somit fest, dass vor allem im Nordwesten Europas ein reger Gasaustausch stattfindet.

Trotz des wachsenden LNG-Marktes im europäischen Raum kann davon ausgegangen werden, dass das Pipelinennetz weiterhin als hauptsächlicher Transportweg genutzt werden wird. Grund dafür ist auch ein kontinuierlicher Ausbau der traditionellen Pipelinetransportwege von Russland und Algerien nach Europa während des gesamten Prognosehorizontes. Zudem wird ein neues Pipelinennetzwerk errichtet, was zu einer Zunahme der iranischen Importe über die Türkei und Südosteuropa nach Deutschland führt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Russland, Algerien und der Iran die bedeutendsten außereuropäischen Lieferanten von Erdgas für Europa darstellen, was auch in der Abbildung 4 aufgezeigt wurde. Norwegen steht als wichtigster heimischer Exporteur im MAGELAN Modell mit rund 137 Mrd. m³/a jedoch noch vor Algerien an dritter Stelle. Die LNG-Lieferungen belaufen sich im Jahr 2030 nur auf rund 13 Mrd. m³/a (Seeliger 2006, S. 135), sodass nach wie vor die größten Lieferungen via Pipeline zustande kommen werden. Trotz steigender LNG-Importe wird Europa auch in Zukunft durch ein gut ausgebautes Pipelinennetzwerk geprägt sein.

4.2 NATGAS: Prognoseergebnisse bis 2030

Das NATGAS Modell macht zu produktionsseitigen Ergebnissen für die gesamte Region Europa bis zum Jahr 2030 keine Angaben. Es werden lediglich die angebotenen Erdgasmengen aus einzelnen europäischen Ländern angegeben, die nur geringfügig voneinander abweichen. Zunächst werden die geschätzten Daten der Anfangsperiode 2005 – 2010 mit den realen Daten des Jahres 2003 verglichen um zu überprüfen, ob das Modell realistische Werte erzeugt. Zwart, Mulder (2006, S. 25) stellen fest, dass das Modell die geschätzten Werte mit geringen Abweichungen für die erste Periode wiedergibt. Die Angebotsmengen, die im gesamten Prognosehorizont nach Europa importiert werden, sind in Tabelle 14 zusammengestellt.

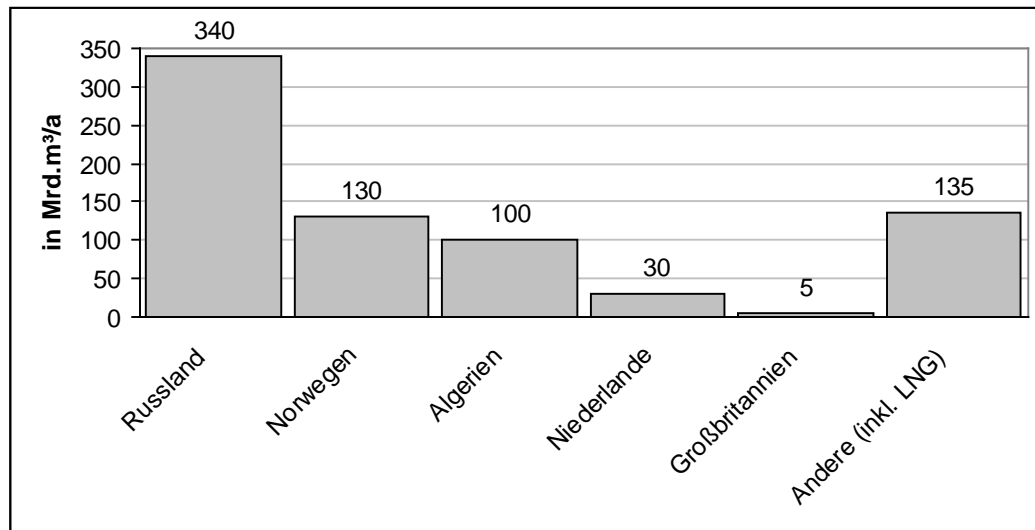
Tab. 14: Importe Europas aus verschiedenen Ländern, NATGAS

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Russland	140	235	340
Norwegen	110	140	130
Algerien	95	95	100
Niederlande	70	60	30
Großbritannien	100	30	5
Sonstige (inkl. LNG)	70	90	135
Gesamt	585	650	740

Quelle: Zwart, Mulder 2006, S. 25 f.

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass Europa über den gesamten Prognosehorizont die größten Importe aus Russland bezieht. Zudem kann Russland sein Angebot kontinuierlich steigern; sind es im Jahr 2010 erst 140 Mrd. m³/a, so werden im Jahr 2030 schon 340 Mrd. m³/a aus Russland importiert. Auch Algerien kann seine Importmengen deutlich erhöhen, allerdings liegt der größte Zuwachs zwischen den Jahren 2005 mit lediglich 35 Mrd. m³/a und 2010 mit 95 Mrd. m³/a.

Ein Grund dafür ist der Wegfall von Beschränkungen, der zu einer Erweiterung der Transportkapazitäten führt (Zwart, Mulder 2006, S. 25). Den größten Verlust weist Großbritannien auf. Im Jahr 2010 können noch rund 100 Mrd. m³/a für den europäischen Verbrauch eingesetzt werden, womit Großbritannien auf dem dritten Platz hinter Russland und Norwegen eingestuft wird. Im Jahr 2030 werden jedoch nur noch 5 Mrd. m³/a nach Europa importiert, sodass Großbritannien auf den letzten Platz der Erdgasexporteure zurückfällt. Die Importe Europas aus den einzelnen Ländern des NATAGS Modells für Europa im Jahr 2030 werden in Abbildung 5 dargestellt.

Abb. 5: Importe Europas aus verschiedenen Ländern (2030), NATGAS

Quelle: Zwart, Mulder 2006, S. 26.

Die Importe Europas für das Jahr 2030 zeigen, dass Russland vor Norwegen und Algerien als wichtigster Erdgasanbieter in Europa mit 340 Mrd. m³/a agiert. Norwegen ist als europäische Angebotsregion mit 130 Mrd. m³/a Spitzenreiter, da z.B. die Niederlande und Großbritannien ihre Exporte nach Europa nicht ausweiten können. Diese sind sogar um 60 % bis 95 % rückläufig im Vergleich zum Jahr 2010. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Region Europa in diesem Modell nicht die wichtigste Säule zur Bedarfsdeckung des europäischen Verbrauchs darstellt. Lediglich in der Periode 2010 sind die Importe aus der heimischen Region größer als von außerhalb, was auch in Tabelle 15 zu erkennen ist.

Dadurch, dass die europäischen Länder im Zeitverlauf das Angebot zur Deckung des europäischen Erdgasverbrauchs nicht steigern können, jedoch davon auszugehen ist, dass die Nachfrage kontinuierlich steigt¹⁹, wird internationaler Handel vermehrt notwendig. Das wird auch aus Tabelle 15 ersichtlich.

¹⁹ Zwart, Mulder (2006) liefern keine Daten zum Verbrauch im Laufe des Prognosehorizonts.

Tab. 15: Importe Europas bis 2030, NATGAS

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Importe Europa	280	225	165
Importe auß. d. Region	235	335	440
Sonstige (inkl. LNG)	70	90	135
Importe Gesamt	585	650	740

Quelle: Zwart, Mulder 2006, S. 26 ff.

Im Jahr 2010 kommt der größte Anteil der europäischen Importe aus heimischen Ländern mit 280 Mrd. m³/a im Vergleich zu 235 Mrd. m³/a außerhalb Europas. Allerdings muss beachtet werden, dass Importe aus sonstigen Ländern und LNG-Importe nach Zwart, Mulder (2006, S. 26 ff.) mit einem Wert von 70 Mrd. m³/a keinem spezifischen Land zugeordnet werden können. Es lässt sich jedoch zweifelsfrei feststellen, dass in der Periode 2030 die höchsten Importe von außerhalb Europas stammen, da die europäischen Länder ihre Produktion nicht ausweiten können und somit keinen signifikanten Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten können. Einzige Ausnahme bleibt auch 2030 Norwegen.

Durch die steigenden Handelsbeziehungen und die dadurch steigenden Importe, wird auch die Transportinfrastruktur beeinflusst. Ebenso wie im MAGELAN Modell bleibt die Pipelinetransportinfrastruktur während des gesamten Prognosehorizontes dominant. Der Anteil an LNG steigt allerdings ab dem Jahr 2020 von 4 % auf rund 11 % mit einem Wert von 80 Mrd. m³/a im Jahr 2030 an, was in der Tabelle 16 dargestellt ist.

Tab. 16: Transportinfrastruktur für Europa bis 2030, NATGAS

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Importe Pipeline	585	625	660
Importe LNG	0	25	80
Importe Gesamt	585	650	740

Quelle: Zwart, Mulder 2006, S. 26 ff.

Auch der Bereich des Pipelinetransports ist durch Wachstum geprägt, was durch verschiedene Verbindungsrouten deutlich wird. Die größten Veränderungen im

Pipelinetransport treten zwischen Algerien und Italien auf. Zu Beginn des Betrachtungszeitraumes sind es nur 25 Mrd. m³/a, ab der Periode 2005 – 2010 werden hingegen 72 Mrd. m³/a via Pipeline zwischen diesen Ländern transportiert. Weitere signifikante Veränderungen treten nach Zwart, Mulder (2006, S. 26 ff.) bei der Verbindung zwischen Norwegen und Deutschland und Norwegen und Großbritannien mit einem Wachstum von Beginn bis zum Ende des Prognosehorizontes von jeweils 28 Mrd. m³/a auf.

Wie die Tabelle 16 bereits gezeigt hat, steigt der LNG-Transport im europäischen Raum kontinuierlich über den Prognosehorizont an, sodass sich auch die Kapazitäten der einzelnen Länder verschieben. Zu Beginn des Betrachtungszeitraumes weisen Spanien und Frankreich mit 15 bis 16 Mrd. m³/a den größten Anteil in Europa auf. Diese beiden Länder können ihre Kapazitäten im weiteren Verlauf jedoch nicht signifikant erhöhen. Die größten Zuwächse an LNG-Kapazitäten weisen daher Großbritannien mit 92 Mrd. m³/a in der Periode 2025 bis 2030 auf, gefolgt von den Niederlanden mit einem Zuwachs von 22 Mrd. m³/a und Italien mit 19 Mrd. m³/a auf. Hierbei handelt es sich lediglich um LNG-Kapazitäten, die tatsächlichen LNG-Importe sind jedoch wesentlich geringer und liegen nach Zwart, Mulder (2006, S. 26) für Europa im Jahr 2030 nur bei 80 Mrd. m³/a.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Russland mit 340 Mrd. m³/a den größten Anteil zur Bedarfsdeckung an Erdgas in Europa liefert, gefolgt von Norwegen und Algerien. Im Vergleich zum MAGELAN Modell spielt der Iran in diesem Modell keine Rolle. Durch die zunehmenden Handelsbeziehungen verändert sich auch die Transportinfrastruktur. Sowohl der Transport via Pipeline als auch der via LNG vergrößert sich kontinuierlich, allerdings bleibt der Anteil an LNG stets hinter dem Pipelinetransport zurück.

4.3 WGM: Prognoseergebnisse bis 2030

Weltweit gesehen steigt die Produktion im World Gas Model bis zum Jahr 2030 auf 3.900 Mrd. m³/a an. Das sind rund 63 % mehr als zu Beginn des Prognosehorizontes im Jahr 2005. Für Europa kann jedoch kein Wachstum im Produktionsbereich festgestellt werden, was in Tabelle 17 veranschaulicht wird. Im Jahr 2010 beträgt die Produktion im europäischen Raum 275 Mrd. m³/a, bis

zum Jahr 2030 sinkt sie nach Egging et al. (2008b, S. 14) kontinuierlich auf 203 Mrd. m³/a. Der Verbrauch hingegen steigt stetig an. Nicht nur weltweit gesehen mit einem Anstieg um 53 % auf 3.750 Mrd. m³/a im Jahr 2030, sondern auch in Europa. Im Vergleich zum Jahr 2010 steigt er um rund 20 % auf 667 Mrd. m³/a.

Tab. 17: Produktion und Verbrauch in Europa, WGM

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Produktion	275	226	203
Verbrauch	554	635	667

Quelle: Egging et al. 2008b, S. 14.

Aus den Differenzen der Produktion und des Verbrauchs in Europa wird ersichtlich, dass internationaler Handel auch im World Gas Model zunehmend an Bedeutung gewinnt. Dies bestätigt auch Tabelle 18, welche die gesamten Importe darstellt. Die Importe Europas entsprechen in etwa den Werten der Produktion²⁰, wenn berücksichtigt wird, dass durch die Produktion Verluste entstehen können und ein geringer Teil in andere Regionen exportiert werden kann. Die Tendenz ist jedoch entscheidend, denn die heimischen Importe gehen ebenso wie die Werte für die Produktion kontinuierlich zurück. Im Jahr 2030 betragen sie mit 146 Mrd. m³/a nur rund 24 % der gesamten Importe. Die Importe außerhalb der Region zeigen im Gegensatz dazu ein stetiges Wachstum innerhalb des Prognosehorizontes auf. Zu Beginn des Betrachtungszeitraumes machen die Importe außerhalb der Region rund 64 % der gesamten Importe aus, bis 2030 steigt deren Anteil auf bis zu 76 % an.

Tab. 18: Importe Europas bis 2030, WGM

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Importe Europa	158	148	146
Importe auß. d. Region	285	417	468
Importe Gesamt	443	565	614

Quelle: Daten des DIW.

²⁰ Bei Verwendung des Textes Egging et al. (2008b) muss beachtet werden, dass durch leichte Annahmevariationen geringfügige Veränderungen der Ergebnisse im Vergleich zu den Werten aus Egging et al. (2008a) auftreten können. Dies wird in der Literatur jedoch nicht klar herausgestellt.

In einem nächsten Schritt ist es interessant die Importmengen der einzelnen Region zu betrachten. Tabelle 19 verdeutlicht, dass bis zur Periode 2020 Europa selbst die wichtigste Säule der Importe zur Bedarfsdeckungen in Europa darstellt.

In der Periode 2010 fließt heimisches Erdgas mit einem Anteil an den gesamten Importen von rund 35 % nach Europa, gefolgt von der Region Afrika mit rund 23 %, und der Kaspischen Region mit rund 19 %. Russland mit 16 % ist das Schlusslicht in dieser Periode. Im weiteren Verlauf des Prognosehorizontes wird jedoch deutlich, dass der Anteil der anderen Regionen zunimmt, während der Anteil Europas auf rund 24 % abnimmt. Nichtsdestotrotz sind die Unterschiede in dieser Periode nicht sonderlich groß und variieren zwischen der Kaspischen Region, Russland und Europa nur um rund 3 %. Den bedeutendsten Zuwachs kann die Kaspische Region mit rund 8 % erreichen und wird damit zur wichtigsten Importregion.

Tab. 19: Importe Europas je Region bis 2030, WGM

	2010 (in %)	2020 (in %)	2030 (in %)
Afrika	23,05	22,63	18,33
Kaspische Region	18,81	23,26	26,70
Europa	35,60	26,34	23,78
Russland	16,43	23,21	25,12

Quelle: Daten des DIW

Bei der Betrachtung der einzelnen Länder kann festgestellt werden, welche Länder in der Zukunft wichtige Gasexporteure zur Deckungen des europäischen Bedarfs sein werden. Die größten Erdgasmengen werden nahezu über den gesamten Prognosehorizont von Russland importiert, ausgenommen die Periode 2010, in der Norwegen mit rund 88 Mrd. m³/a einen größeren Importanteil als Russland mit lediglich 73 Mrd. m³/a aufweist. In der Periode 2030 liegt Norwegen mit 107 Mrd. m³/a jedoch wieder an zweiter Stelle hinter Russland und gilt, wie auch in den anderen Modellen, als wichtigster Erdgasanbieter aus dem europäischen Raum. Algerien bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum dritt wichtigster Erdgasanbieter, kann jedoch im Zeitverlauf keine signifikanten Zuwächse verzeichnen. Die Angebotsmengen belaufen sich kontinuierlich auf Werte um 70 Mrd. m³/a. Turkmenistan aus der Kaspischen Region hingegen kann seine Erd-

gasexporte nach Europa im Laufe des Betrachtungszeitraumes von 38 Mrd. m³/a in der Periode 2010 auf 53 Mrd. m³/a in der Periode 2030 erhöhen und reiht sich hinter Algerien in die Liste der wichtigsten Erdgaslieferanten Europas ein. Tabelle 20 macht zudem deutlich, dass bis auf Norwegen alle europäischen Produktionsländer ihre Exportmengen nicht steigern können. Großbritannien senkt seine Exporte nach Europa von 23 Mrd. m³/a in der Periode 2010 bis auf 14 Mrd. m³/a im Jahr 2030. Die Niederlande muss sogar Rückgänge von rund 20 Mrd. m³/a bis zum Jahr 2030 verzeichnen.

Tab. 20: Importe Europas aus verschiedenen Ländern bis 2030, WGM

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Russland	73	131	154
Norwegen	88	101	107
Algerien	71	74	70
Turkmenistan	38	46	53
Niederlande	39	29	20
Iran	2	8	17
Großbritannien	23	13	14
Dänemark	7	5	4

Quelle: Daten des DIW

Durch die sich verändernden Handelsbeziehungen – weltweit betrachtet geht der Verbrauch des Erdgases im Produktionsmarkt von 60 % auf 50 % des gesamten Verbrauchs zurück – wandeln sich auch die Transportwege des Erdgases. Im gesamten Betrachtungshorizont überwiegen die Importe nach Europa per Pipeline, die sich sogar erheblich ausweiten. Werden in der Periode 2010 noch 369 Mrd. m³/a via Pipeline nach Europa transportiert, so sind es im Jahr 2030 schon 585 Mrd. m³/a. Das entspricht einem Zuwachs von rund 59 %.

Russland weist mit rund 149 Mrd. m³ den größten Anteil der Pipelineimporte nach Europa auf, gefolgt von Norwegen mit 107 Mrd. m³/a und Algerien mit 70 Mrd. m³/a. Anders sieht es hingegen bei der Entwicklung der LNG-Infrastruktur aus. Im Jahr 2010 beträgt diese noch 74 Mrd. m³/a und hält einen Anteil von knapp 17 %. Bis 2030 sinken die Importe jedoch auf 29 Mrd. m³/a und machen nur noch einen Anteil von knapp 5 % aus. Diese Rückgänge werden vor allem durch Algerien verursacht, von dem die LNG-Importe von 23 Mrd. m³/a in

der Periode 2010 so weit zurückgehen, dass in der Periode 2030 kein Erdgas mehr via LNG aus Algerien nach Europa exportiert wird. Nigeria weist ähnlich starke Rückgänge auf. Wurden im Jahr 2010 noch knapp 12 Mrd. m³/a transportiert, existieren im Jahr 2030 keine Lieferungen mehr via LNG. Der größte LNG-Exporteur nach Europa ist im Jahr 2030 Katar mit rund 14 Mrd. m³/a (Egging et al. 2008b, S. 14 und Daten des DIW). Allerdings können auch hier im Laufe des Prognosehorizontes keine Zuwächse verzeichnet werden.

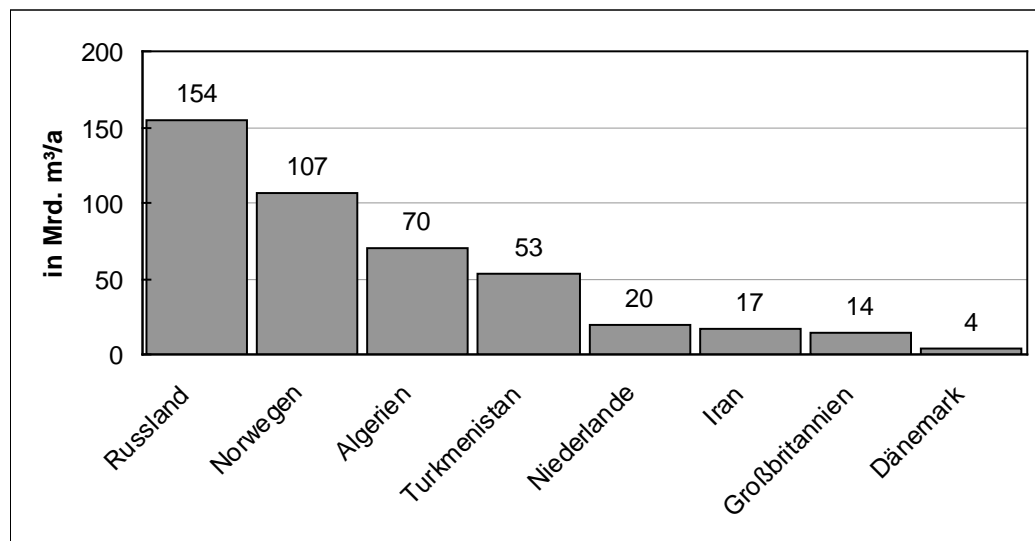
Tab. 21: Transportinfrastruktur für Europa bis 2030, WGM

	2010 (Mrd. m ³ /a)	2020 (Mrd. m ³ /a)	2030 (Mrd. m ³ /a)
Importe Pipeline	369	516	585
Importe LNG	74	49	29
Importe Gesamt	443	565	614

Quelle: Daten des DIW

Zusammenfassend kann für das World Gas Model festgehalten werden, dass die europäische Produktion im Vergleich zu anderen Regionen im Prognosehorizont kontinuierlich sinkt, der Verbrauch jedoch steigt. Europa ist daher auf Erdgasimporte angewiesen und es ist festzustellen, dass Russland mit 154 Mrd. m³/a den größten Anteil an Erdgas zur Bedarfsdeckung im europäischen Raum zur Verfügung stellt.

Des Weiteren zeigt Abbildung 6, dass Norwegen mit 107 Mrd. m³/a an zweiter Stelle liegt, und als einziger heimischer Erdgasproduzent signifikant zur Bedarfsdeckung beiträgt. Gefolgt wird Norwegen von Algerien mit Exporten von 70 Mrd. m³/a in der Periode 2030 und Turkmenistan mit 53 Mrd. m³/a. Länder wie Großbritannien und Dänemark können ihre Erdgasproduktion nicht weiter ausbauen und verlieren dadurch an Bedeutung.

Abb. 6: Importe Europas aus verschiedenen Ländern (2030), WGM

Quelle: Daten des DIW.

Auch der Iran kann mit rund 17 Mrd. m³/a nicht, wie z.B. im MAGELAN Modell, in großem Maße zur Bedarfsdeckung des europäischen Raumes beitragen. Bezogen auf die Transportinfrastruktur kann gesagt werden, dass der Anteil an Pipelinetransporten weiter zunehmen wird, der LNG-Transport weist hingegen Rückgänge auf. Es ist somit davon auszugehen, dass der europäische Gasmarkt auch weiterhin von einer stark ausgeprägten Pipelineinfrastruktur geprägt sein wird.

4.4 Vergleich der Prognoseergebnisse in Bezug zu den Annahmen

Nachdem im vorherigen Abschnitt die Ergebnisse der einzelnen Modelle aufgezeigt wurden, erfolgt an dieser Stelle ein Vergleich dieser Ergebnisse unter Bezugnahme zu den Annahmen. Es soll hiermit herausgearbeitet werden, woran auftretende Unterschiede und Gemeinsamkeiten festzumachen sind. Zunächst sollen die Daten der Produktion in Bezug zu den produktionsseitigen Annahmen betrachtet werden.

Im Bereich der Produktion laufen die Ergebnisse in eine ähnliche Richtung. Im MAGELAN Modell wird zunächst von einer leichten Produktionsausweitung bis zum Jahr 2020 ausgegangen, anschließend wird jedoch ein Rückgang erwartet, sodass die Produktion auf 273 Mrd. m³/a in der Periode 2030 sinken wird. Das

NATGAS Modell liefert keine exakten Produktionswerte, allerdings kann anhand der heimischen Importe eine Einschätzung erfolgen, da diese, wie bereits im MAGELAN Modell, in etwa den Werten der Produktion entsprechen. Bis zur Periode 2030 wird auch in diesem Modell ein Rückgang aufgezeigt. Allerdings liegen die Werte für die europäischen Produzenten unter denen des MAGELAN Modells. Ursächlich dafür können die modellendogenen Produktionsmengen sein. In der Summe erreichen die heimischen Produzenten ein Volumen von 165 Mrd. m³/a in der Periode 2030. Das World Gas Model verzeichnet ebenso wie das NATGAS Modell kontinuierlich sinkende Produktionszahlen für den europäischen Raum, sodass in der Periode 2030 mit rund 203 Mrd. m³/a zu rechnen ist. Obwohl die Ergebnisse besonders bis zur Periode 2030 in die gleiche Richtung zeigen, werden unterschiedliche Angaben für die Produktionswerte angegeben. In Bezug zu den Annahmen können verschiedene Ursachen dafür gefunden werden.

Bezüglich der vorher festgelegten Ressourcenbasis kann festgestellt werden, dass im MAGELAN Modell höhere Ressourcenzuwächse bis zum Ende des Prognosehorizontes einbezogen werden als im NATGAS Modell. Obwohl das World Gas Model keine Ressourcenangaben in das Modell einbezieht, was als Unterschied in den Annahmen der Modelle zu bewerten ist, liegen die Ergebnisse der Produktion zwischen denen der anderen beiden Modelle. Die Annahmen bezüglich der Ressourcenangaben allein können die ungleichen Ergebnisse der Produktion daher nicht erklären.

Weitere Unterschiede treten in den Annahmen der Produktionskapazitäten auf. Hier nehmen das MAGELAN und NATGAS Modell auch unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Jahreszahlen ungleiche Produktionskapazitäten für den Betrachtungszeitraum an. Für Norwegen und Dänemark werden z.B. insgesamt 104 Mrd. m³ für das Jahr 2005 angenommen, im NATGAS Modell sind es für das Jahr 2003 hingegen nur 83 Mrd. m³. Deutlicher fallen die Unterschiede für die Niederlande aus. Hier liegen die Annahmen der Produktionskapazitäten für das Jahr 2005 im MAGELAN Modell bei 80 Mrd. m³, im NATGAS Modell werden für das Jahr 2003 sogar 120 Mrd. m³ angenommen. Das World Gas Model macht hierzu keine Angaben, sodass keine Erklärung für die verschiedenartigen Werte anhand der Produktionskapazitäten gegeben werden kann.

Unterschiede treten zudem bei der Berechnung und Höhe der Produktionskosten auf. Das MAGELAN Modell geht, genau wie das NATGAS Modell, von ungleichen Kostenstufen in unterschiedlichen Regionen aus, berechnet diese allerdings auf eine andere Weise. Als Betriebskosten werden lediglich 2,5 % der Investitionskosten angenommen, wohingegen das NATGAS Modell von 10 % ausgeht. Zudem finden sich Differenzen im Diskontsatz; im MAGELAN Modell werden 10 % angenommen, im NATGAS Modell nur 5 %. Beiden Modellen gemein ist allerdings die Berücksichtigung des technologischen Fortschritts. Dieser trägt mit jeweils rund 1 % zur Kostenminderung bei.

Aus diesen Berechnungen ergeben sich je Region verschiedene Produktionskostenspannbreiten. Für Norwegen und Dänemark wird im MAGELAN Modell eine Spannbreite zwischen 31,8 \$/1000 m³ und 67,5 \$/1000 m³ angegeben, die Werte im NATGAS Modell liegen deutlich darüber mit Werten zwischen 73,7 \$/1000 m³ und 118,0 \$/1000 m³. Dieses Szenario findet sich in allen Regionen wieder. Im World Gas Model werden zu den Produktionskosten keine Angaben gemacht, womit auch hier keine Erklärung für die unterschiedlichen Ergebnisse der Produktion gegeben werden kann. Durch die höheren Produktionskosten, die in den Annahmen vorgegeben werden, ist es im NATGAS Modell teurer Erdgas zu produzieren. Die zudem niedrigeren Annahmen bezüglich der Ressourcenzuwächse im Laufe des Prognosehorizontes – und die dadurch geringeren Produktionskapazitäten in den einzelnen Ländern – erklären die ungleichen Werte der Produktion im NATGAS Modell im Vergleich zum MAGELAN Modell. Die Ergebnisse laufen zwar in die gleiche Richtung, die Werte liegen jedoch unter denen des MAGELAN Modells, was durch die Annahmen begründet werden kann.

Die Angaben des Verbrauchs im Bezug zu den nachfrageseitigen Annahmen steigen in den Modellen kontinuierlich an. Im MAGELAN Modell werden in der Periode 2030 Werte bis zu 903 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr erreicht, im NATGAS Modell sind es rund 740 Mrd. m³/a. Allerdings muss hierbei beachtet werden, dass dies in letzterem die Werte der gesamten Importe sind. Somit entsprechen diese nicht exakt den Werten des Verbrauchs, da in diesem Modell auch die Möglichkeit der Lagerung in Betracht gezogen wird. Das World Gas Model geht auch von einem kontinuierlichen Anstieg des Verbrauchs in Europa aus, sodass in der Periode 2030 ein Verbrauch von rund 667 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr erreicht wird.

Die Ergebnisse in den Modellen laufen tendenziell in die gleiche Richtung, erreichen jedoch sehr unterschiedliche Werte. Wie auch im Produktionsbereich gibt das MAGELAN Modell die höchsten Werte an, gefolgt vom NATGAS Modell und dem World Gas Model. Die Annahmen des Verbrauchs sind jedoch sehr ähnlich, sodass diese keine Begründung für die ungleichen Werte liefern können. Zum einen wird in den Modellen mit einem ähnlichen durchschnittlichen Anstieg des Verbrauchs im Laufe des Prognosehorizontes von knapp unter 2 % gerechnet, zum anderen wird eine Abhängigkeit vom Gaspreis angenommen. Des Weiteren gleichen sich auch die Werte, die zu Beginn des Prognosehorizontes exogen angenommen werden. Verschieden ist jedoch, dass im MAGELAN Modell auch endogen entstandene Verbrauchsmengen ermittelt und in die Prognosewerte einbezogen werden. Ein weiterer Unterschied, der zwischen dem MAGELAN Modell und den anderen beiden Modellen zu verzeichnen ist, ist die nicht vorgesehene Lagerung zwischen den einzelnen Saisons.

In einem letzten Schritt sollen die Ergebnisse der Transportinfrastruktur der einzelnen Modelle im Bezug zu deren Annahmen verglichen werden. Durch die sinkenden Produktionskapazitäten in Europa und die steigenden Verbrauchswerte in allen drei Modellen, gewinnt internationaler Handel im Laufe des Prognosehorizontes zunehmend an Bedeutung. Das wird auch dadurch ersichtlich, dass die Importe außerhalb der Region Europas in allen drei Modellen stetig ansteigen.

Allerdings werden auch hier wieder unterschiedliche Werte festgestellt. Im MAGELAN Modell wird in der Periode 2030 mit Importen außerhalb der Region in Höhe von 631 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr gerechnet, im NATGAS Modell sind es hingegen nur 440 Mrd. m³/a. Das World Gas Model weist ähnliche Werte in Höhe von 468 Mrd. m³ auf. Nichtsdestotrotz ist die gesamte Region Europa sowohl im MAGELAN Modell als auch im World Gas Model über den größten Teil des Prognosehorizont im Vergleich zu anderen Regionen die wichtigste Importsäule. Bei der Betrachtung der Transportwege der Erdgasimporte in Europa ist festzustellen, dass im Bereich der Pipelineinfrastruktur stetig steigende Werte für alle untersuchten Modelle angegeben werden. Diese Angaben sind dabei sehr ähnlich, obwohl das MAGELAN Modell mit 723 Mrd. m³ in der Periode 2030 tendenziell

höhere Werte aufweist als das NATGAS Modell mit 660 Mrd. m³ und das WGM mit 585 Mrd. m³.

Bei der Betrachtung der Annahmen der Pipelinetransportinfrastruktur wird ersichtlich, dass die Transportkosten auf etwas unterschiedliche Weise berechnet werden. Das MAGELAN Modell geht von standardisierten Investitionsbeträgen pro Pipeline aus, abhängig von dem Rohrdurchmesser und den Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten. Zudem wird für Offshore-Pipelines ein Zuschlag von rund 50 % berechnet. Des Weiteren werden Transitentgelte berechnet, die je nach Land unterschiedlich ausfallen können. Die gesamten Kosten werden jedoch durch den technologischen Fortschritt um 1 % gemindert. Das NATGAS Modell macht die Importkosten hingegen von dem Standort der Pipeline abhängig und gibt keine Durchschnittskostenwerte an. Zudem werden Kosten der Lagerung einbezogen, die rund 2 % der Investitionskosten ausmachen. Die Unterschiede der Werte lassen sich somit durch die unterschiedliche Berechnung der Transportkosten erklären. Das World Gas Model macht zu diesen Annahmen keine Angaben.

Bei der Betrachtung der LNG-Transportinfrastruktur, zeichnet sich ein anderes Szenario ab. Die Tendenz der LNG-Importe steigt zwar sowohl im MAGELAN Modell mit bis zu 180 Mrd. m³/a in der Periode 2030 als auch im NATGAS Modell mit bis zu 80 Mrd. m³/a stetig an, jedoch ist die Höhe der Erdgasmengen unterschiedlich. Im World Gas Model weisen die Ergebnisse hingegen aus, dass die Importe bis zur Periode 2030 kontinuierlich auf bis zu 27 Mrd. m³/a sinken werden. Diese Unterschiede in der Tendenz der Entwicklung können jedoch nicht anhand der Annahmen abgeleitet werden, da das World Gas Model auch im Bereich der LNG-Transportinfrastruktur keine Angaben in der Literatur macht.

Die unterschiedliche Höhe in den beiden anderen Modellen kann jedoch durch die Unterschiede in den Berechnungen der Transportkosten erklärt werden. Im MAGELAN Modell werden für die gesamte LNG-Kette Kosten in Höhe von rund 250 \$/(1000 m³/a) berechnet, wobei der technologische Fortschritt diese Kosten um 1,5 % mindert. Zusätzlich werden Betriebskosten in Höhe von 4 % der Investitionskosten hinzugezogen. Das NATGAS Modell geht davon aus, dass die Investitionskosten standortbezogen sind, im Schnitt jedoch 44 \$/(1000 m³/a) berechnet werden. Hinzu kommen noch zusätzliche Kosten in Höhe von 29 \$/(1000m³/a) je 1000 km. Je nach Strecke kann es dadurch zu höheren Kosten

kommen als im MAGELAN Modell. Die Transportkapazitäten des LNG für Europa werden zu Beginn des Prognosehorizontes zwar unterschiedlich angenommen, jedoch nähern sich die Annahmen für den weiteren Verlauf besonders für einzelne Standorte immer weiter an.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Tendenz der Werte in den einzelnen Modellen meist in die gleiche Richtung zeigt. Auch für die einzelnen Regionen und verschiedenen Länder werden die Prognosen tendenziell gleich vermutet. Anschaulich wird dies in den jeweiligen Abbildungen der Importe Europas aus verschiedenen Ländern in den einzelnen Modellen. Bis auf wenige Ausnahmen ist die Reihenfolge der wichtigsten Erdgasexporteure für Europa identisch; dazu zählen Russland, Norwegen und Algerien.

Eine Ausnahme bildet dabei der Iran im MAGELAN Modell, der als zweitwichtigster Exporteur für Europa ausgewiesen ist. Die Ursache für die andere Rangfolge liegt in den unterschiedlich angenommenen Erdgasressourcen und Transportstrecken begründet. Bei dem Iran ist jedoch die derzeit schwierige politische Lage zu beachten, auf die bereits in der Einführung hingewiesen wurde. Da der Iran nach Angaben von Rempel (2005, S. 6) nur mithilfe von externen Investoren das gesamte Erdgaspotenzial erschließen und abschöpfen kann, bleibt abzuwarten, ob sich die Lage künftig entspannen wird und der Iran künftig tatsächlich als Exporteur zur europäischen Bedarfsdeckung dienen kann.

Auffällig ist, dass die einzelnen Ergebniswerte des MAGELAN Modells über denen der anderen beiden Modelle liegen, was auf die sich endogen ergebenden Daten zurückzuführen ist; die Werte des NATGAS Modells und des WGM liegen am nächsten beieinander. Größter Unterschied zwischen dem WGM und den anderen beiden Modellen ist die Entwicklung der LNG-Transportinfrastruktur, dessen Trend im World Gas Model gegenläufig ist.

5 Robustheit der Prognosemodelle

Trotz der bisher dargestellten Ergebnisse ist die Beschaffenheit des künftigen Gasmarktes unklar. Je nach Schwerpunktlegung in den einzelnen Arbeiten kann es bei der Modifizierung eines wichtigen Parameters zu Veränderungen im Gesamtergebnis kommen. Aus diesem Grund soll die Robustheit der Prognosemodelle anhand von Annahmevariationen überprüft werden, um zu sehen, welchen Einfluss die Modelländerungen auf den europäischen Gasmarkt haben. Dies geschieht anhand eines Beispiels für jedes Modell.

5.1 Bedeutung des technischen Fortschritts

Im MAGELAN Modell ist der technologische Fortschritt ein wichtiger Bestandteil, da er einen Einfluss auf mehrere Annahmen hat, wie z.B. auf die Höhe und den Zeitpunkt der Entdeckung der Ressourcenbasis, die Höhe der Produktionskosten aber auch auf die transportseitige technische Weiterentwicklung (Seeliger 2006, S. 176 ff.). Verändert sich dieser Parameter, so hat dies Einfluss auf die Entwicklung der Gaswirtschaft.

In den folgenden Ausführungen soll angenommen werden, dass der technologische Fortschritt geringer ausfällt als im Referenzszenario. Es stellt sich deshalb die Frage, wie sich daraufhin das Angebot und die Handelsströme verändern. Die Veränderung dieser Annahme hat einen besonders großen Einfluss auf den nordamerikanischen Raum, da dieser vor allem als reife Gaswirtschaft gilt und viele Ressourcen bereits erschöpft sind. Neue können nur durch technologische Entwicklungen gefördert werden. In der Periode 2030 können somit rund 20 % weniger Erdgas in den USA, Kanada und Mexiko produziert werden. Ursache dafür ist der geringere Ressourcenzuwachs besonders in den letzten beiden Perioden im Vergleich zum Referenzszenario. Diese Veränderungen verzeichnen weltweite Auswirkungen, da die gesamte Nachfrage im MAGELAN Modell exogen vorgegeben ist. Um diese decken zu können, müssen andere Förderregionen ihre Produktion ausweiten. Diese Veränderungen haben allerdings nur einen sehr geringen Einfluss auf die europäische Produktion, da das Fördermaximum in den meisten Ländern dieser Region bereits im Referenzszenario ausgeschöpft ist. Lediglich

Norwegen kann seine Produktion weiter ausweiten. Hohe Produktionszunahmen entfallen jedoch auf die für Europa wichtigen Importgebiete Iran, Nigeria und Russland (Seeliger 2006, S. 179 ff.). Es kommt folglich zu sich verändernden Handelsbeziehungen. Obwohl sich der Importbedarf in den USA nahezu verdoppelt und auf über 500 Mrd. m³/a ansteigt, bleibt Europa nach Seeliger (2006, S. 183) weiterhin größter Netto-Importeur mit über 630 Mrd. m³/a. Bei fast allen Handelsbeziehungen lassen sich im Vergleich zum Referenzszenario größere Handelsvolumen beobachten. In Europa werden in der Periode 2030 jedoch weniger Importe vor allem aus Afrika erwartet, da diese in die USA via LNG abfließen. Europa kompensiert diese Verluste durch größere Importe aus der GUS mit rund 318 Mrd. m³/a, was im Vergleich zum Referenzszenario einem höheren Volumen von 65 Mrd. m³/a entspricht.

Bezogen auf die Transportinfrastruktur ergibt sich weltweit ein erhöhter LNG-Bedarf, da die steigenden Importe Nordamerikas aufgrund der großen Entfernungen über das Meer via LNG gedeckt werden. Im Vergleich zur Referenzreihe ergibt sich für die Periode 2030 ein Zuwachs von rund 10 % auf über 840 Mrd. m³/a (Seeliger 2006, S. 186 f.). Für Europa bedeutet dies jedoch, dass wesentlich weniger LNG importiert wird, was durch die Abflüsse aus Algerien nach Nordamerika zustande kommt. In dieser Region kommt es stattdessen zu einem Zuwachs von Pipelinekapazitäten von rund 100 Mrd. m³/a. Der Großteil der Pipelineimporte wird aus dem Mittleren Osten nach Europa gelangen; allein aus dem Iran kann eine Volumenerhöhung von rund 50 Mrd. m³/a im Vergleich zum Referenzszenario festgestellt werden. Aus dem Irak sind es rund 10 Mrd. m³/a. Auch die Pipelinekapazitäten aus der GUS erhöhen sich um rund 40 Mrd. m³/a in der Periode 2030, wobei das Erdgas hauptsächlich über die Ukraine transportiert wird (Seeliger 2006, S. 188). Eine Einschränkung zum Referenzszenario ist jedoch das Nicht-Zustandekommen des North-Stream von Russland nach Europa. Diese Gasmengen werden zur Bedarfsdeckung nach Nordamerika via LNG transportiert. Es kann festgehalten werden, dass eine Verringerung des technologischen Fortschritts einen Einfluss auf die Produktion und besonders auf die weltweite Transportinfrastruktur hat.

5.2 Wettbewerbsfähigkeit der Produktion

Die Robustheit des NATGAS Modells wird anhand der Veränderung des Wettbewerbs überprüft. Es soll betrachtet werden, wie sich die Ergebnisse in Bezug auf die Erdgaspreise beim Transport via Pipeline und auf die LNG-Importe auswirken. Zudem wird überprüft, inwieweit die Produktion einzelner Länder darauf reagiert. Bei der Variation des Wettbewerbs soll zwischen dem vollständigen Wettbewerb mit einem Parameter von 0, dem Cournot-Wettbewerb (1) und drei Zwischenstufen (0,2; 0,3; 0,4) unterschieden werden. Im Vergleich dazu wird im Referenzszenario der Wettbewerbsparameter mit 0,25 angegeben.

Die Ergebnisse des Variationsszenarios zeigen, dass bei sinkendem Wettbewerb die Preise für Pipeline-Gas höher sind als bei anderen Wettbewerbsformen. Dieser Zusammenhang wurde auch bereits in Kapitel 2.5 für den gesamten europäischen Raum geschildert. Nichtsdestotrotz steigen die Preise im Laufe des Prognosehorizontes in allen Szenarien weiter an. Somit wird der Schwellenpreis, also der Preis bei dem von dem Gastransport via Pipeline auf verhältnismäßig günstigeres LNG umgestellt wird, erst gegen Ende des Betrachtungszeitraumes erreicht. Beim Cournot-Wettbewerb geschieht dies aufgrund der generell höheren Preise jedoch tendenziell früher als in den anderen Szenarien (Zwart, Mulder 2006, S. 30 f.).

Daraus folgt, dass die LNG-Importe stärker ansteigen als dies z.B. im Referenzszenario der Fall ist. LNG wird verhältnismäßig günstiger und der Verbrauchsbedarf in späteren Perioden weniger durch Importe aus Russland gedeckt. Im Vergleich zum Ausgangsszenario, in dem die Exporte aus Russland nach Europa noch und 340 Mrd. m³/a betragen, sind es im Variationsszenario in diesem Zeitraum rund 140 Mrd. m³/a. Auch die Importkapazitäten aus Norwegen verringern sich im Vergleich zum Referenzszenario, allerdings weniger stark als in Russland, da Norwegen weniger sensibel auf die Veränderungen der Wettbewerbsformen zu reagieren scheint. In der Periode 2030 liegen die Importe im Ausgangsszenario bei 130 Mrd. m³/a, bei sinkendem Wettbewerb hingegen lediglich bei 110 Mrd. m³/a. Diese fehlenden Kapazitäten werden durch LNG-Importe aus anderen Regionen ersetzt (Zwart, Mulder 2006, S. 31).

Zudem kann durch diese Variationsrechnung gezeigt werden, dass die Veränderung zwischen den LNG-Importen und den Importen aus Norwegen und Russland bei den Szenarien mit hohem Wettbewerb (zwischen 0 und 0,2) nicht sehr stark variiert (Zwart, Mulder 2006, S. 30 f.). Dies ist besonders dahingehend von Bedeutung, da im MAGELAN Modell im Vergleich zu den anderen beiden Modellen vollständiger Wettbewerb angenommen wird.

5.3 Kartellbildung

Das World Gas Model modelliert in einem Variationsszenario den Fall einer Kartellbildung zwischen Gas-Exportierenden Ländern. Der Markt gestaltet sich so, dass die Mitglieder des Kartells²¹, darunter Russland, der Iran und Katar, einen Marktanteil der künftigen Kapazitätsausweitungen von rund 80 % im Vergleich zum Referenzszenario halten; für die übrigen Exporteure, die nicht in das Kartell einbezogen sind, wird mit Kapazitätsausweitungen von 30 % im Vergleich zum Referenzszenario gerechnet. Es soll im Folgenden überprüft werden, wie hoch die Auswirkungen auf die Produktion, die Preise und die LNG-Transportinfrastruktur im Vergleich zum Referenzszenario ausfallen.

Nach Egging et al. (2008b, S. 9 ff.) zeigen die Ergebnisse, dass das Kartell einen signifikanten Einfluss auf den weltweiten Gasmarkt hat, besonders gegen Ende des Prognosehorizontes. So wird die gesamte Produktion aufgrund der zurückhaltenden Strategie der Kartellmitglieder reduziert, sodass im Durchschnitt etwas höhere Preise über den gesamten Prognosehorizont und höhere Gewinne für die Kartellmitglieder erreicht werden. In Europa zeigt sich jedoch ein anderer Trend, da die Produzenten keine Kartellmitglieder sind.

Dadurch, dass die Preise im europäischen Raum im Vergleich zu anderen Regionen mit 19 % den höchsten Anstieg in der Periode 2030 verzeichnen, können die europäischen Produzenten durch positive Preiseffekte ihre Produktion ausweiten. Sie profitieren durch den höheren Preis am Markt und können die fehlenden Mengen der Kartellmitglieder durch eine Produktionsausweitung kompensieren. In Zahlen bedeutet dies, dass in Europa im Referenzszenario in der Periode 2030 275 Mrd. m³/a Erdgas produziert werden, im Variationsszenario steigt die Produk-

²¹ Eine genaue Länderübersicht befindet sich in Tabelle A 4 im Anhang.

tion jedoch um 4 % auf 286 Mrd. m³/a an (Egging et al. 2008b, S. 13 f.). Diese Umstände führen zu einer niedrigeren Konsumentenrente als im Referenzszenario, sodass geringere Wohlfahrtseffekte erzielt werden. Diese Ausführungen stimmen somit mit den Aussagen aus dem Kapitel 2.5 überein. Dadurch verringert sich der Konsum in dieser Region; im Referenzszenario belaufen sich die Werte für die Periode 2030 auf 554 Mrd. m³/a, im Variationsszenario fällt der Konsum hingegen um 6 % auf 518 Mrd. m³/a (Egging et al. 2008b, S. 14).

Im Hinblick darauf, dass in beiden Szenarien die Produktion über den gesamten Prognosehorizont kontinuierlich sinkt, der Verbrauch aber weiterhin ansteigt, bleibt der internationale Handel für Europa ein sehr bedeutendes Thema. Für Europa kann festgehalten werden, dass der Markt hauptsächlich durch den Pipeline-transport gekennzeichnet ist, es jedoch im Verlauf des Prognosehorizontes zu einer Verschiebung hin zum LNG-Transport kommt. Dieser Trend steht im Gegensatz zum Referenzszenario, in dem sinkende Werte für LNG-Importe festgestellt werden mit einem Volumen von 27 Mrd. m³/a in der Periode 2030. Im Variationsszenario können in dieser Periode hingegen 71 Mrd. m³/a erreicht werden, was einem Zuwachs von 160 % entspricht (Egging et al. 2008b, S. 12 ff.). Die Importabhängigkeit Europas steigt somit weiter an, sodass die Angebotsposition der Kartellmitglieder gestärkt wird, da der größere Anteil der Importe aus diesen Ländern stammt.

Als Resümee kann festgehalten werden, dass Veränderungen der Variablen innerhalb eines Modells zu großen Modifikationen des Gesamtergebnisses führen können. Der Gasmarkt ist daher ein sehr sensibler Markt, der schnell auf sich verändernde Annahmen reagiert. Die Referenzszenarien der verschiedenen Prognosemodelle stellen somit nur eine Momentaufnahme dar. Vielfältige regionale Veränderungen können unmittelbar zu veränderten Voraussagen für den weltweiten Erdgasmarkt führen. Die Modelle gelten bezüglich dieser Annahmeveränderungen somit nicht als robust. Es kann jedoch keine Aussage darüber getroffen werden, inwieweit sich die Ergebnisse bei geringfügigen Änderungen anderer Annahmen verändern.

6 Zusammenführung der Ergebnisse und Einschätzung der Prognosemodelle

Zusammenfassend soll an dieser Stelle dargestellt werden, wie sich der europäische Erdgasmarkt bis zum Jahr 2030 anhand ausgewählter Prognosemodelle abbilden lässt und wie diese hinsichtlich ihrer Prognosefähigkeit eingeschätzt werden können. Dazu wird auf die eingangs dargestellten Forschungsfragen zurückgegriffen.

Die erste Forschungsfrage sollte klären, welche Annahmen in den ausgewählten Prognosemodellen zur Ergebnisfindung berücksichtigt werden. Im Ergebnis lässt sich Folgendes festhalten: Im MAGELAN Modell werden zu jeder Kategorie ausführliche Angaben gemacht, sodass ein umfassendes Annahmegebilde entsteht. Das NATGAS Modell gibt ebenfalls zu vielen Kategorien Auskunft, detaillierte Angaben beispielsweise zu langfristigen Lieferverträgen fehlen aber. Das WGM liefert im Vergleich zu den erst genannten Modellen weniger Erläuterungen zu den einzelnen Annahmen; insbesondere der Transportinfrastruktur wird in diesem Modell wenig Beachtung geschenkt.

Die zweite Forschungsfrage beschäftigte sich damit, welche Prognoseergebnisse die einzelnen Modelle für die drei Kategorien erzielen und welche Unterschiede durch die Gegenüberstellung ersichtlich werden. Durch den steigenden Handelsbedarf an Erdgas wird ein Ausbau von Transportinfrastrukturanlagen unumgänglich für Europa. Der bereits angesprochene Ausbau des Pipelinenetzes steht dabei auch aktuell zur Debatte. Drei neue Pipelines sollen innerhalb der nächsten Jahre gebaut werden: zum einen die Nabucco-Pipeline, bei der Erdgas vom Iran über die Türkei nach Europa gelangen soll, zum anderen der South-Stream, bei dem russisches Gas über die Türkei und Bulgarien nach Europa transportiert wird. Da beide Projekte jedoch noch vor ihrem Vertragsabschluss stehen und erst Verhandlungsgespräche geführt werden, ist noch nicht sicher, ob beide Pipelines gleichzeitig verwirklicht werden können. Je nachdem wie die Entscheidung ausfällt, könnte der Iran zunehmend an Bedeutung für die europäische Gasnachfrage gewinnen, wie es bereits im MAGELAN Modell erwartet wird. Falls jedoch nur der South-Stream verwirklicht werden kann, verstärkt sich das Erdgasangebot aus Russland. Da der North-Stream derzeit umgesetzt wird ist, bei dem ebenfalls russisches Gas

durch die Ostsee nach Europa transportiert werden soll, kann für Europa künftig eine erhöhte Abhängigkeit von Russland eintreten.

Eine dritte Forschungsfrage sollte klären, wie robust sich die Prognosemodelle bei einer Veränderung der Annahmen verhalten. Als Resümee kann festgehalten werden, dass Veränderungen bedeutender Variablen innerhalb eines Modells zu großen Modifikationen des Gesamtergebnisses führen können. Die Modelle gelten bezüglich dieser Annahmevariationen somit nicht als robust. Es kann jedoch keine Aussage darüber getroffen werden, inwieweit sich die Ergebnisse bei geringfügigen Änderungen anderer Annahmen verändern.

Nachdem die Forschungsfragen beantwortet sind, lassen sich die Erkenntnisse zusammenführen, indem die Modelle abschließend hinsichtlich der Prognosefähigkeit des künftigen europäischen Gasmarktes eingeschätzt werden.

Das MAGELAN Modell ist ein sehr umfangreiches Modell, das viele Länder aus unterschiedlichen Regionen einbezieht. Da es eine Erweiterung des EUGAS Modells ist, welches bereits eine sehr detaillierte Analyse darstellt, konnten Verbesserungen vorgenommen werden, welche zur Genauigkeit der Prognosen beitragen. Des Weiteren kann gesagt werden, dass das MAGELAN Modell viele ausführliche Annahmen beinhaltet, welche die Prognoseergebnisse umfangreich erklären und für den Leser übersichtlich aufbereitet wurden. Lediglich die Prüfung der Robustheit durch die Variation des Parameters des technologischen Fortschritts hat gezeigt, dass sich die Ergebnisse aufgrund weltweiter Veränderungen anders darstellen als im Referenzszenario angegeben. Im Vergleich zu den Ergebnissen der anderen beiden Modelle wird jedoch eine Tendenz zu höheren Werten festgestellt. Eine Überschätzung des Erdgasmarktes ist daher möglich.

Das NATGAS Modell betrachtet im Vergleich zu den anderen beiden Modellen nur den europäischen Raum. Trotz der Vielfalt seiner Annahmen, reicht es im Detail nicht an das MAGELAN Modell heran, selbst wenn die Ergebnisse eine ähnliche Tendenz aufweisen. Bezüglich der Robustheit des Modells kann gesagt werden, dass auch hier bei der Variation der Wettbewerbsform des Marktes unterschiedliche Ergebnisse im Vergleich zum Referenzszenario auftreten. Da die Werte im Vergleich zum MAGELAN Modell die gleiche Tendenz aufweisen, durch-

gängig jedoch geringer sind, kann davon ausgegangen werden, dass das Modell sehr zuverlässige Werte liefert.

Das WGM bezieht eine Vielzahl von Ländern ein und deckt damit über 90 % des Erdgasmarktes ab. Es wird jedoch nur eine geringe Zahl an Annahmen in der Literatur aufgeführt, sodass z.B. nicht eindeutig gesagt werden kann, welche Annahmen für die Transportinfrastruktur einfließen. Obwohl die Ergebnisse dank der vom DIW zur Verfügung gestellten Daten sehr umfangreich sind, können die Unterschiede im Vergleich zu den anderen Modellen nicht herausgearbeitet werden. Da das Modell allerdings erst in seinen Anfängen steht und 2008 erstmalig einzelne Schriften zu diesem Modell veröffentlicht wurden, birgt es noch viel Potenzial. In weiteren Veröffentlichungen können aktuelle Entwicklungen aufgenommen und Annahmen und Ergebnisse detailliert anhand von verschiedenen Fragestellungen dargestellt werden. Es sollte dabei noch deutlicher herausgestellt werden, was genau das World Gas Model als solches auszeichnet und durch welche Annahmen und Entwicklungen der globale Erdgasmarkt gekennzeichnet ist.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das MAGELAN Modell bisher das Detaillierteste der drei Modelle ist. Das World Gas Model steht hingegen noch am Anfang seiner Entwicklung und ist bei Angaben hinsichtlich der verwendeten Annahmen vergleichsweise wenig präzise. Es könnte sich aber als äußerst relevant erweisen, wenn in künftigen Arbeiten und Veröffentlichungen stärker auf aktuelle Trends eingegangen würde und die Annahmen detaillierter dargestellt würden.

Anhang

Tabelle A 1: Länderübersicht MAGELAN Modell

Afrika	Bulgarien	Russland
Ägypten	Dänemark	Tadschikistan
Algerien	Deutschland	Turkmenistan
Angola	Estland	Ukraine
Äquatorialguinea	Finnland	Usbekistan
Elfenbeinküste	Frankreich	Weißrussland
Gabun	Griechenland	Lateinamerika
Libyen	Großbritannien	Argentinien
Marokko	Irland	Bolivien
Mosambique	Italien	Brasilien
Nigeria	Kroatien	Chile
Senegal	Lettland	Dom. Republik
Südafrika	Litauen	Equador
Tunesien	Luxemburg	Kolumbien
Asien-Ozeanien	Mazedonien	Kuba
Afghanistan	Niederlande	Peru
Bangladesh	Norwegen	Puerto Rico
Brunei	Österreich	Trinidad&Tobago
China	Polen	Uruguay
Indien	Portugal	Venezuela
Indonesien	Rumänien	Mittlerer Osten
Japan	Schweden	Bahrain
Malaysia	Schweiz	Irak
Myanmar	Serbien Montenegro	Iran
Neuseeland	Slowakei	Israel
Pakistan	Slowenien	Jordanien
Papua Neuguinea	Spanien	Katar
Philippinen	Tschechien	Kuwait
Singapur	Türkei	Oman
Südkorea	Ungarn	Saudi Arabien
Taiwan	GUS	Syrien
Thailand	Armenien	Ver. Arabische Emirate
Vietnam	Aserbaidshan	Nordamerika
Europa	Georgien	Kanada
Albanien	Kasachstan	Mexiko
Belgien	Kirgisien	USA
Bosnien Herzegowina	Moldawien	

Quelle: Seeliger 2006, S. 203 f.

Tabelle A 2: Länderübersicht NATGAS

Europa	Irland	Spanien
Belgien	Italien	Andere
Dänemark	Niederlande	Algerien
Deutschland	Norwegen	Iran
Frankreich	Osteuropa	Katar
Großbritannien	Österreich	Russland
Iberische Inseln	Schweiz	

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an Zwart, Mulder 2006.

Tabelle A 3: Länderübersicht WGM

Afrika	Deutschland	Georgien
Ägypten	Estland	Kasachstan
Algerien	Finnland	Turkmenistan
Angola	Frankreich	Usbekistan
Äquatorialguinea	Griechenland	Lateinamerika
Libyen	Großbritannien	Argentinien
Marokko	Irland	Bolivien
Mosambique	Italien	Brasilien
Nigeria	Lettland	Chile
Südafrika	Litauen	Equador
Tunesien	Niederlande	Peru
Asien-Ozeanien	Norwegen	Trinidad&Tobago
Brunei	Österreich	Venezuela
China	Polen	Mittlerer Osten
Indien	Portugal	Iran
Indonesien	Rumänien	Katar
Japan	Schweden	Kuwait
Malaysia	Schweiz	Oman
Pakistan	Slowakei	Saudi Arabien
Singapur	Slowenien	Ver. Arabische Emirate
Korea	Spanien	Jemen
Taiwan	Tschechien	Nordamerika
Thailand	Türkei	Kanada
Europa	Ungarn	Mexiko
Belgien	Kaspische Region	USA
Bulgarien	Armenien	Russland
Dänemark	Aserbaidshan	Weißrussland, Ukraine

Quelle: Daten des DIW.

Tabelle A 4: Länderübersicht des Gas Exporting Country Forum

GECF		
Algerien	Indonesien	Norwegen
Ägypten	Iran	Russland
Äquatorialguinea	Katar	Trinidad&Tobago
Bolivien	Libyen	Ver. Arabische Emirate
Brunei	Malaysia	Venezuela
	Nigeria	

Quelle: Egging et al. (2008b, S. 4).

Literaturverzeichnis

- Banks, F. E. (2007)**, *The Political Economy of World Energy*, Singapore: World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.
- BGR (2009)**, *Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Online im Internet: URL: <http://www.bgr.bund.de/> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- BGR (2007)**, *Kurzstudie, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007*, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffen, Hannover, Online im Internet: URL: http://www.bgr.bund.de/cln_092/nn_322848/DE/Themen/Energie/Erdgas/ [Abrufdatum: 07.09.2009].
- BMBF (2008)**, *Shavan: „Deutschland wird elektromobil“*, Pressemitteilung Nr. 203, Berlin, Online im Internet: URL: <http://www.bmbf.de/press/2646.php> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- BP (2009)**, *Statistical Review of World Energy 2009*, BP, London, Online im Internet: URL: <http://www.bp.com/> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Cayrade (2004)**, *Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure. What is the Impact of the Security of Supply?*, Working Paper Nr. 114, International Energy Markets (IEM), Online im Internet: URL: <http://www.feem.it/Feem/Pub/Publications/WPapers/WP2004-114> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Diekmann, A. (2003)**, *Empirische Sozialforschung, Grundlagen, Methoden, Anwendungen*, Hamburg: Rowohlt Taschenbuchverlag.
- Egging, R., F. Holz, C. von Hirschhausen, D. Huppmann, S. Ruester, S. A. Gabriel (2008a)**, *The World Gas Market in 2030 – Calculation of Development Scenarios using the World Gas Model*, Infraday, Berlin, Online im Internet: URL: <http://www.infraday.tu-berlin.de/index.php?id=2428> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Egging, R., F. Holz, C. von Hirschhausen, S. A. Gabriel (2008b)**, *Representing GASPEC with the World Gas Model*, DIW Discussion Paper Nr. 845, Berlin, Online im Internet: URL: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.92793.de/dp845.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Egging, R., S. A. Gabriel, F. Holz, J. Zhuang (2007)**, *A Complementarity Model for the European Natural Gas Market*, DIW Discussion Paper Nr. 732, Berlin, Online im Internet: URL: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.69083.de/dp732.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Erdmann, G., P. Zweifel (2008)**, *Energiewirtschaft: Theorie und Anwendungen*, Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.

- Europäische Kommission (2009)**, *Gas Directive 09/73/EC*, Online im Internet: URL: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/ [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Europäische Kommission (2007)**, *European Energy and Transport: Trends to 2030 – Update 2007*, Brüssel, Online im Internet: URL: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Europäische Kommission (2006)**, *World Energy Technology Outlook – 2050 WETO – H2*, Brüssel, Online im Internet: URL: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2_en.pdf [Abrufdatum 07.09.2009].
- Europäische Kommission (2003)**, *Gas Directive 03/55/EC*, Online im Internet: URL: http://ec.europa.eu/energy/infringements/directives/electricity_gas_en.htm [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Europäische Kommission (2001)**, *Grünbuch, Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit*, Brüssel, Luxemburg, Online im Internet: URL: http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy-supply/doc/green_paper_energy_supply_de.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Europäische Kommission (1998)**, *Gas Directive 98/30/EC*, Online im Internet: URL: http://www.total.com/static/en/medias/topic102/CE_1998_en_NG_Directive.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Friedrichs, J. (1990)**, *Methoden empirischer Sozialforschung*, Opladen: Westdeutscher Verlag.
- Früh, W. (2001)**, *Inhaltsanalyse, Theorie und Praxis*, Konstanz: UVK Verlagsgesellschaft.
- Gammelin, C., J. Schmidt (2009)**, *Ein türkischer Freund*, Süddeutsche Zeitung vom 7. August, S. 17.
- Hartley, P., K. B. Medlock (2005)**, *The Baker Institute World Gas Trade Model*, Stanford: Stanford University.
- Holz, F., C. von Hirschhausen, C. Kemfert (2007)**, *A strategic model of European gas supply (GASMOD)*, Energy Economics, Band 30(3), S. 766-788.
- Holz, F., C. von Hirschhausen, C. Kemfert (2006)**, *A strategic model of European gas supply (GASMOD)*, DIW, Discussion Paper 551, Berlin, Online im Internet: URL: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/-diw_01.c.44010.de/dp551.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Hoster, F. (1996)**, *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 49, München: Oldenburg Industrieverlag.

- IEA (2008a)**, *Key World Energy Statistics*, OECD/IEA, Paris, Online im Internet: URL: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/key_stats_2008.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- IEA (2008b)**, *Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe, How to achieve workable competition in European Gas markets?*, OECD/IEA, Paris, Online im Internet: URL: http://www.iea.org/Textbase/Papers/2008/gas_trading.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- IEA (2008c)**, *World Energy Model – Methodology and Assumptions*, OECD/IEA, Paris, Online im Internet: URL: http://www.iea.org/weo/docs/weo2008/WEM_Methodology_08.pdf [Abrufdatum: 07.09.2009].
- IEA (2002)**, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*, OECD/IEA, Paris, Online im Internet: URL: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/gasflexibility2002.pdf> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Illinger, P. (2009)**, *Es wird knapp*, Süddeutsche Zeitung vom 29 Juni, S. 16.
- Köhn, R. (2009)**, *Wüstensolarprojekt kommt voran*, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 11. Juli, S. 13.
- Lamnek, S. (2005)**, *Qualitative Sozialforschung*, 4. Auflage, Weinheim: Beltz Verlag.
- Liebs, H. (2009)**, *Weise Elefanten für den Sonnenkönig*, Süddeutsche Zeitung vom 14. Juli, S. 9.
- Madden, M., N. White (2001)**, *Liberalising Gas Markets in Europe*, London.
- Mayring, P. (2003)**, *Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken*, Weinheim.
- Neumann, A., Hirschhausen, C. (2004)**, *Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 28 (3), S. 175-182.
- Nord Stream (2009)**, *Zehn Antworten zur Erdgaspipeline durch die Ostsee*, Online im Internet: URL: <http://www.nord-stream.com/de> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- OGP (2003)**, *Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework*, Report 340, Online im Internet: URL: <http://www.ogp.org.uk/pubs/340.pdf> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Perner, J. (2002)**, *Die langfristige Erdgasversorgung Europas, Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EURGAS*, Schriften des energie-wirtschaftlichen Instituts, Band 60, München: Oldenbourg-Industrieverlag.

- Rempel, H. (2005)**, *Erdöl und Erdgas im Iran*, Commodity Top News Nr. 23, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Online im Internet: URL: <http://www.bgr.bund.de/> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Seeliger, A. (2006)**, *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030, Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugskostensituation ausgewählter Importnationen*, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 61, Köln.
- Seeliger, A. (2004)**, *Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel*, EWI Working Paper Nr. 04-2, Köln, Online im Internet: URL: <http://www.wiwi.uni-kl.de/dekanat/blank/Energieoekonomik/Ewiwp042.pdf> [Abrufdatum: 07.09.2009].
- Seeliger, A. (2003)**, *Angebotsoptionen für den europäischen Erdgasmarkt: Ausgewählte Ergebnisse des Modells EUGAS bis 2025*, EWI Working Paper Nr. 03-1, Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Zwart, G., M. Mulder (2006)**, *NATGAS, A Model of the European Natural Gas Market*, CBP Memorandum 144, Online im Internet: URL: <http://www.cpb.nl/eng/pub/cpbreeksen/memorandum/144/memo144.pdf> [Abrufdatum: 07.09.2009].