

DIPLOMARBEIT

Titel der Diplomarbeit

"Der Weltweite Flüssigerdgasmarkt"

Verfasser

Christian Dyczek

angestrebter akademischer Grad

Magister der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften
(Mag.rec.soc.oec.)

Wien, im Oktober 2007

Studienkennzahl laut Studienblatt:
Studienrichtung laut Studienblatt:

A 157
Internationale Betriebswirtschaft

Betreuer:

o.Univ.-Prof. Dr. Franz WIRL

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	IV
TABELLENVERZEICHNIS	V
FORMELVERZEICHNIS	V
EINLEITUNG	7
1 DIE PRIMÄRENERGIE IN DER ENERGIEVERSORGUNG.....	9
1.1 ENERGIEVERSORGUNG WELTWEIT	9
1.2 ENERGIEVERSORGUNG IN NORDAMERIKA	10
1.3 ENERGIEVERSORGUNG IN EUROPA	11
1.4 ENERGIEVERSORGUNG IN JAPAN	12
2 LIQUEFIED NATURAL GAS.....	15
2.1 EINLEITUNG	15
2.2 BEGRIFFSBESTIMMUNGEN	15
2.2.1 <i>Liquefied Natural Gas LNG</i>	15
2.2.2 <i>Compressed Natural Gas CNG</i>	16
2.3 LNG vs. CNG	16
2.3.1 <i>Liquefied Petroleum Gas LPG</i>	18
2.4 MARKTSTRUKTUR	18
2.4.1 <i>Marktentwicklung</i>	18
2.4.2 <i>Gas Bubble</i>	20
2.4.3 <i>Marktstatus</i>	21
2.4.4 <i>Exporteure</i>	22
2.4.5 <i>Importeure</i>	24
2.5 KOSTEN	25
2.6 LNG ANLAGEN	26
2.6.1 <i>Grundlastanlagen</i>	26
2.6.2 <i>Spitzenlastanlagen</i>	26
2.6.3 <i>Transportterminal mit Verdampfungsanlage</i>	26
3 WERTSCHÖPFUNGSKETTE	29
3.1 EXPLORATION UND GEWINNUNG	29
3.2 VERFLÜSSIGUNG.....	30
3.2.1 <i>Klassischer Kaskadenkreislauf</i>	30
3.2.2 <i>Kaskadenkreislauf mit Mischkühlmittel</i>	30
3.2.3 <i>Dekompressionskreislauf mit Turboexpander</i>	30
3.3 TRANSPORT	31
3.3.1 <i>Tankerentwicklung</i>	32
3.3.2 <i>Tankerbestimmungen</i>	33
3.3.3 <i>Kugeltanksystem</i>	34
3.3.4 <i>IHI SPB Tanksystem</i>	35
3.3.5 <i>GTT Membran Tanksysteme</i>	36
3.3.6 <i>Antriebskonzepte</i>	37
3.3.7 <i>Zusammenfassung</i>	39
3.4 VERDAMPFUNG.....	40
3.5 VERTEILUNG.....	40
4 SICHERHEITSASPEKTE	41
4.1 SICHERHEITSSTRUKTUR.....	41
4.2 SICHERHEITSRELEVANTE CHARAKTERISTIKA VON LNG	42
4.2.1 <i>Entflammbarkeit</i>	42
4.2.2 <i>Autoentzündlichkeit</i>	43
4.3 LNG UNFALLSURSACHEN	44
4.3.1 <i>Explosion</i>	44
4.3.2 <i>Dampfwolken</i>	44
4.3.3 <i>Kälteschäden</i>	45
4.3.4 <i>Rollover</i>	45

4.3.5	<i>Rapid Phase Transition</i>	45
4.4	UMSETZUNG DER SICHERHEITSSTANDARDS	46
4.4.1	<i>Primäre Dämmung</i>	46
4.4.2	<i>Sekundäre Dämmung</i>	46
4.4.3	<i>Sicherheitssysteme</i>	47
4.4.4	<i>Abstand</i>	47
4.5	SICHERHEITSBESTIMMUNGEN	48
4.6	ABSCHLIEßENDE BEMERKUNGEN.....	49
4.6.1	<i>1944 Cleveland Ohio</i>	49
4.6.2	<i>1973 Staten Island New York</i>	49
4.6.3	<i>1979 Cove Point Maryland</i>	49
4.6.4	<i>2004 Skikda Algerien</i>	50
5	PREISBILDUNG	51
5.1	EINLEITUNG.....	51
5.1.1	<i>Hohe Unsicherheiten</i>	51
5.1.2	<i>Eigenschaften einer natürlichen Ressource</i>	51
5.1.3	<i>Endlichkeit einer Ressource und deren Konzentriertheit auf einige wenige Förderstellen</i>	52
5.1.4	<i>Zwei Entscheidungsträger (Produzent und Ressourcenbesitzer)</i>	52
5.1.5	<i>Ein sehr unelastischer Markt mit Kapazitätsbeschränkungen auf der Angebotsseite</i>	53
5.1.6	<i>Marktversagen aufgrund von negativen Externalitäten</i>	53
5.2	GASPREISBILDUNG	55
5.3	HISTORISCHE ENTWICKLUNG	56
5.4	WETTBEWERBSFAKTOREN BZW. LIQUIDER MARKT.....	57
5.5	ERDGASGASPREISBILDUNG	57
5.6	LANGZEITVERTRÄGE	58
5.7	NETBACK PRICING.....	59
5.8	SPOTMÄRKTE.....	60
5.9	FORWARD MÄRKTE	60
5.10	FUTURE MÄRKTE.....	61
5.11	OPTIONS MÄRKTE.....	61
5.12	SELF-CONTRACTING	62
5.13	PREISBILDUNG IM ATLANTISCHEN BEREICH	63
5.13.1	<i>USA</i>	64
5.13.2	<i>England</i>	65
5.13.3	<i>Ausblick</i>	65
5.14	PREISBILDUNG IM PAZIFISCHEN BEREICH	66
5.14.1	<i>Japan</i>	68
5.14.2	<i>Malaysia</i>	68
5.14.3	<i>China</i>	68
5.14.4	<i>Ausblick</i>	69
5.15	MITTLERER OSTEN	70
5.16	ZUSAMMENFASSUNG	71
6	AKTUELLE ENTWICKLUNGEN	73
6.1	ATLANTISCHER BEREICH.....	73
6.1.1	<i>Ägypten (Exporteur)</i>	73
6.1.2	<i>Algerien (Exporteur)</i>	74
6.1.3	<i>Äquatorial Guinea (Exporteur)</i>	74
6.1.4	<i>Belgien (Importeur)</i>	75
6.1.5	<i>Brasilien (Exporteur)</i>	75
6.1.6	<i>England (Importeur)</i>	76
6.1.7	<i>Frankreich (Importeur)</i>	76
6.1.8	<i>Griechenland (Importeur)</i>	77
6.1.9	<i>Italien (Importeur)</i>	77
6.1.10	<i>Libyen (Exporteur)</i>	78
6.1.11	<i>Mexiko (Importeur)</i>	78
6.1.12	<i>Niederlande (Importeur)</i>	79
6.1.13	<i>Nigeria (Exporteur)</i>	79
6.1.14	<i>Nordamerika (Importeur)</i>	80

6.1.15	Norwegen (Exporteur).....	80
6.1.16	Spanien (Importeur)	81
6.1.17	Trinidad (Exporteur)	82
6.1.18	Türkei (Importeur).....	82
6.1.19	Venezuela (Exporteur).....	83
6.2	PAZIFISCHER BEREICH	84
6.2.1	Alaska (Exporteur).....	84
6.2.2	Australien (Exporteur)	84
6.2.3	Brunei (Exporteur).....	85
6.2.4	Chile (Importeur)	85
6.2.5	China (Importeur).....	86
6.2.6	Indien (Importeur).....	86
6.2.7	Indonesien (Exporteur)	87
6.2.8	Japan (Importeur).....	87
6.2.9	Korea (Importeur).....	88
6.2.10	Malaysia (Exporteur)	88
6.2.11	Myanmar (Exporteur).....	89
6.2.12	Papua Neu Guinea (Exporteur).....	89
6.2.13	Peru (Exporteur)	90
6.2.14	Russland (Exporteur).....	90
6.2.15	Singapur (Importeur).....	91
6.2.16	Taiwan (Importeur)	91
6.2.17	Thailand (Importeur).....	91
6.3	MITTLERER OSTEN	92
6.3.1	Iran (Exporteur).....	92
6.3.2	Jemen (Exporteur).....	92
6.3.3	Katar (Exporteur).....	93
6.3.4	Oman (Exporteur).....	94
6.3.5	Vereinigte Arabische Emirate (Exporteur)	94
7	EMPIRISCHE ANALYSE	95
7.1	PREISE IN ABHÄNGIGKEIT DER TRANSPORTENTFERNUNGEN	95
7.1.1	Erdgas	95
7.1.2	Flüssigerdgas	99
7.1.3	LNG korreliert mit Erdgas	101
7.2	SEEWEGE IN VERBINDUNG MIT PREISEN.....	107
7.2.1	Preise in Abhängigkeit der Transportkosten.....	108
8	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	111
	LITERATURVERZEICHNIS	113
	VERZEICHNIS DER INTERNETQUELLEN	116
	VERZEICHNIS DER DATENQUELLEN	117
A	ANHANG	119
	ANLAGENVERZEICHNIS.....	119
A.1	LNG TANKERFLOTTE	119
A.2	WIEDERVERDAMPFUNGSANLAGEN	129
A.3	VERFLÜSSIGUNGSANLAGEN.....	130
A.4	ABSTRACT DE	133
A.5	ABSTRACT EN	134
A.6	LEBENS LAUF.....	135
A.7	CURRICULUM VITAE	137

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1-1	WELTPRIMÄRENERGIEZUSAMMENSETZUNG 1973 UND 2005.....	10
ABBILDUNG 1-2	NORDAMERIKANISCHER WELTPRIMÄRENERGIEMIX 2005	11
ABBILDUNG 1-3	EUROPÄISCHER WELTPRIMÄRENERGIEMIX 2005.....	12
ABBILDUNG 1-4	JAPAN WELTPRIMÄRENERGIEMIX 2005.....	12
ABBILDUNG 1-5	CO ₂ FREISETZUNG VERSCHIEDENER ENERGIETRÄGER	13
ABBILDUNG 2-1	LNG ZUSAMMENSETZUNG	16
ABBILDUNG 2-2	KOSTENVERGLEICH ZWISCHEN LNG UND CNG	17
ABBILDUNG 2-3	MARKTENTWICKLUNG VON 1964-2006.....	20
ABBILDUNG 2-4	GAS-BUBBLE.....	21
ABBILDUNG 2-5	LNG TERMINAL MIT VERDAMPFUNGSANLAGE	27
ABBILDUNG 3-1	WERTSCHÖPFUNGSKETTE.....	29
ABBILDUNG 3-2	LNG TANKER NACH BESITZ	31
ABBILDUNG 3-3	MEMBRANTANKERAUFBAU	36
ABBILDUNG 4-1	SICHERHEITSSTANDARDS	41
ABBILDUNG 4-2	ENTFLAMMBARKEITSBEREICH VON LNG	43
ABBILDUNG 5-1	HUBBERT KURVE	55
ABBILDUNG 5-2	MARKTENTWICKLUNG	56
ABBILDUNG 5-3	SELF-CONTRACTING	63
ABBILDUNG 5-4	JAPANESE CRUDE COCKTAIL JCC	67
ABBILDUNG 5-5	PREISENTWICKLUNG VON ERDGAS ZU ERDÖL	70
ABBILDUNG 6-1	ÄGYPTEN.....	73
ABBILDUNG 6-2	ALGERIEN.....	74
ABBILDUNG 6-3	ÄQUATORIAL GUINEA	74
ABBILDUNG 6-4	BELGIEN	75
ABBILDUNG 6-5	ENGLAND	76
ABBILDUNG 6-6	FRANKREICH	76
ABBILDUNG 6-7	GRIECHENLAND.....	77
ABBILDUNG 6-8	ITALIEN	77
ABBILDUNG 6-9	LIBYEN	78
ABBILDUNG 6-10	MEXIKO.....	78
ABBILDUNG 6-11	NIEDERLANDE	79
ABBILDUNG 6-12	NIGERIA	79
ABBILDUNG 6-13	NORDAMERIKA.....	80
ABBILDUNG 6-14	NORWEGEN	80
ABBILDUNG 6-15	SPANIEN	81
ABBILDUNG 6-16	TRINIDAD	82
ABBILDUNG 6-17	TÜRKEI.....	82
ABBILDUNG 6-18	VENEZUELA.....	83
ABBILDUNG 6-19	AUSTRALIEN.....	84
ABBILDUNG 6-20	BRUNEI.....	85
ABBILDUNG 6-21	CHINA	86
ABBILDUNG 6-22	INDIEN.....	86
ABBILDUNG 6-23	INDONESIEN.....	87
ABBILDUNG 6-24	JAPAN.....	87
ABBILDUNG 6-25	KOREA.....	88
ABBILDUNG 6-26	MALAYSIA.....	88
ABBILDUNG 6-27	MYANMAR	89
ABBILDUNG 6-28	PAPUA NEU GUINEA.....	89
ABBILDUNG 6-29	PERU	90
ABBILDUNG 6-30	RUSSLAND.....	90
ABBILDUNG 6-31	TAIWAN.....	91
ABBILDUNG 6-32	IRAN	92
ABBILDUNG 6-33	JEMEN.....	92
ABBILDUNG 6-34	KATAR.....	93
ABBILDUNG 6-35	OMAN.....	94
ABBILDUNG 6-36	ABU DHABI	94
ABBILDUNG 7-1	ERDGAS PREISVERGLEICH 1988-2006 (SPANIEN, BELGIEN, FRANKREICH)	96
ABBILDUNG 7-2	ERDGAS PREISVERGLEICH 1988-2006 (EU UND USA).....	97

ABBILDUNG 7-3	ERDGAS- UND ERDÖLPREISE (1989-2005).....	98
ABBILDUNG 7-4	FLÜSSIGERDAS PREISVERGLEICH 1988-2006 (SPANIEN, BELGIEN, FRANKREICH)	99
ABBILDUNG 7-5	FLÜSSIGERDAS PREISVERGLEICH 1988-2006 (EU, USA UND JAPAN)	100
ABBILDUNG 7-6	FLÜSSIGERDAS PREISVERGLEICH 1988-2006 (JAPAN UND KOREA).....	100
ABBILDUNG 7-7	FLÜSSIG- UND ERDGASPREISVERGLEICH 1988-2006 IN BELGIEN	102
ABBILDUNG 7-8	FLÜSSIG- UND ERDGASPREISVERGLEICH 1988-2006 IN FRANKREICH	103
ABBILDUNG 7-9	FLÜSSIG- UND ERDGASPREISVERGLEICH 1988-2006 IN SPANIEN	104
ABBILDUNG 7-10	FLÜSSIG- UND ERDGASPREISVERGLEICH 1988-2006 IN DER EU.....	105
ABBILDUNG 7-11	FLÜSSIG- UND ERDGASPREISVERGLEICH 1988-2006 IN DEN USA.....	106

Tabellenverzeichnis

TABELLE 2-1	KOSTENVERGLEICH LNG VS CNG.....	17
TABELLE 2-2	LNG EXPORTEURE.....	22
TABELLE 2-3	ZEITPUNKT DES MARKTEINSTIEGS DER EXPORTLÄNDER	23
TABELLE 2-4	LNG IMPORTEURE	24
TABELLE 2-5	ZEITPUNKT DES MARKTEINSTIEGS DER IMPORTLÄNDER	25
TABELLE 3-1	TRANSPORTKOSTEN IN \$ ZU USA LNG ANLAGEN	32
TABELLE 4-1	EIGENSCHAFTEN VON LNG, LPG UND BENZIN	43
TABELLE 4-2	AUTOENTZÜNDUNGSTEMPERATUREN	44
TABELLE 7-1	KORRELATIONSKOEFFIZIENTEN	106
TABELLE 7-2	SEEWEGE VON ALGERIEN NACH BELGIEN, FRANKREICH UND SPANIEN	109
TABELLE 7-3	TRANSPORTKOSTENBERECHNUNG FÜR 2003.....	110
TABELLE 7-4	TRANSPORTKOSTENBERECHNUNG FÜR 2004.....	110
TABELLE 8-1	LNG TANKER IN BETRIEB.....	125
TABELLE 8-2	LNG TANKER IN BAU	128
TABELLE 8-3	LNG IMPORT-ANLAGEN	130
TABELLE 8-4	LNG EXPORT-ANLAGEN.....	131

Formelverzeichnis

FORMEL 1	JAPANESE CRUDE COCKTAIL JCC.....	66
FORMEL 2	KORRELATIONSKOEFFIZIENT NACH PEARSON	101

Einleitung

Diese Diplomarbeit behandelt den weltweiten Flüssigerdgashandel in seinen Strukturen und versucht mittels einfacher empirischer Analysen reale Zusammenhänge aufzuzeigen. Im ersten Kapitel widme ich mich der Beschreibung der Ist-Situation der weltweiten Energieversorgung, welche zu einem Großteil aus Erdöl besteht, wobei aber der Anteil an Erdgas immer größer wird. Diese Tatsache und das Faktum, dass Erdgas bisher nur im gasförmigen Zustand transportiert werden konnte, leitet über zu dem Begriff des Liquefied Natural Gas. Das zweite Kapitel beschäftigt sich damit dem Leser zu erklären, worin die Vor- aber auch die Nachteile dieses Aggregatzustands von Erdgas liegen. Unterschiede zu anderen Erdgasformen werden beschrieben und verglichen. Grundlegende Marktstrukturen werden erklärt und es wird aufgezeigt, welche Akteure es in diesem zukunftssträchtigen Markt gibt. Das nächste Kapitel beschäftigt sich eingehend mit der Wertschöpfungskette des LNG Handels. Dabei werden die einzelnen Schritte der Exploration, Verflüssigung, Transport, Verdampfung und Verteilung erklärt. Besonderes Augenmerk wird auf den Transport gelegt, da hier die größten Anstrengungen der Marktteilnehmer unternommen worden sind, um die Kosten zu senken. Das vierte Kapitel geht auf die Sicherheitsaspekte dieses Energieträgers ein. Dabei werden sicherheitsrelevante Charakteristika erläutert, sowie die aktuellen Sicherheitssysteme vorgestellt. Am Ende des Kapitels werden weiters die wesentlichsten Katastrophen im Zusammenhang mit Flüssigerdgas aufgezeigt. Das fünfte Kapitel befasst sich mit der Preisbildung des Marktes für LNG und geht dabei auch auf die Unterschiede zum Erdgasmarkt ein. Grundlegende Konzepte eines Spotmarktes als auch die Theorie der Langzeitverträge werden erläutert und auf die des Flüssigerdgasmarktes angewendet. Unterpunkte befassen sich detaillierter mit den drei geographischen Regionen im LNG Markt und gehen auch auf einzelne Länder ein. Kapitel sechs befasst sich mit aktuellen Entwicklungen und beschreibt ausgehend von den drei Regionen, welche Vorhaben die einzelnen Staaten bezüglich LNG haben. Kapitel sieben arbeitet empirisch zwei Fragestellungen auf. Einerseits soll gezeigt werden, dass der Flüssigerdgaspreis dem des Erdgases folgt und damit stark korreliert. Andererseits ist es interessant zu erfahren, ob die Transportkosten sich in den teils sehr großen Distanzen zwischen Exporteur und Importeur widerspiegeln oder aber, ob die Preise anhand von Substitutionsgütern bestimmt werden und Transportkosten keinen Einfluss auf den Preis haben. Ein ausführliches Anlagenverzeichnis, welches die gegenwärtige Tankerflotte sowie die LNG Anlagen für den Import als auch den Export zeigt, schließt diese Diplomarbeit ab.

1 Die Primärenergie in der Energieversorgung

Dieses Kapitel dient als Einstieg in die Welt der Energieversorgung. Die Primärenergie, welche im Gegensatz zur Sekundärenergie, aus den natürlichen Rohstoffen direkt erzeugt werden kann, ist ein begrenzter Rohstoff.

Primär- und Sekundärenergie werden wie folgt definiert¹:

"Als Primärenergie bezeichnet man die Energie, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energieträgern zur Verfügung steht. Im Gegensatz dazu spricht man von Sekundärenergien, wenn diese erst durch einen (mit Verlusten behafteten) Umwandlungsprozess aus der Primärenergie entstehen."

Weltweit ist man mit folgender Situation konfrontiert. Die inländische Produktion geht zurück obwohl der Bedarf weiter ansteigt. In diesem Kapitel wird genauer auf die Energieversorgungssituation verschiedener Regionen eingegangen. Dies ist notwendig um ein Verständnis dafür zu schaffen, welche Rolle Erdgas und in weiter folge Flüssigerdgas in der Energieversorgung einnimmt.

1.1 Energieversorgung weltweit

Unter Primärenergie werden Energieformen verstanden, die direkt in der Natur vorkommen². Dazu zählen einerseits die fossilen Brennstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas. Aber auch Wasserkraft Wind- und Sonnenenergie gehören dazu. Im 19ten und am Beginn des 20. Jahrhundert waren feste Brennstoffe wie etwa die Kohle die wichtigsten Energieträger. Im 20. Jahrhundert übernahmen diese Rolle flüssige Brennstoffe. Im Gegensatz zur Kohle, die in ihrem Aggregatzustand den Transport per Schiff oder Kraftwagen erlaubt, gibt es bei Erdöl auch die Möglichkeit des Transports über ein Pipelinenetz. Gasförmige Brennstoffe verlangen eine weiter entwickelte Infrastruktur zu deren Transport. Diese wurde in den letzten Jahrzehnten weltweit stark ausgebaut.

¹ AGO AG (2006), S.46

² RWE (2005), S.19

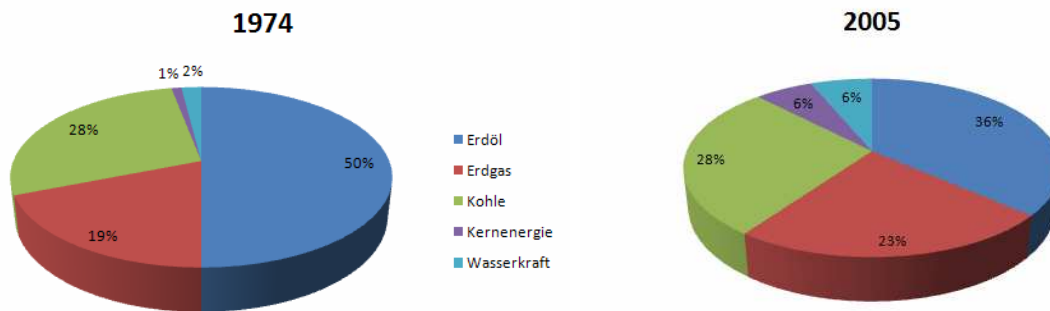


Abbildung 1-1 Weltprimärenergiezusammensetzung 1973 und 2005

Erstellt aus BP (2005), S.39

In Abbildung 1-1 (S.10) wird folgende Entwicklung ersichtlich³. Erdöl, welches 1973 noch einen Anteil von 50% am Weltenenergiebedarf hatte ist 2005 nur noch mit 37% beteiligt. Zu den Gewinnern gehört die Kernenergie, die sich in einem Zeitraum von über 30 Jahren versechsfachen konnte, aber aufgrund von Sicherheitsbedenken seit dem Jahr 1986 stagniert. Aber auch die Wasserkraft konnte auf immerhin 6% ausgebaut werden. Gas konnte sich nur leicht steigern und hält einen Anteil von 24%. Gründe für den sich verringernden Anteil von Erdöl sind einerseits, dass vermehrt versucht wird die Versorgungssicherheit zu erhöhen, indem auch andere Primärenergieträger gefördert werden. Andererseits gibt es von Erdgas weltweit wesentlich höhere Reserven als von Erdöl, womit es ein zukunftssträchtiger Rohstoff ist.

1.2 Energieversorgung in Nordamerika

Nordamerika, bestehend aus den USA, Canada und Mexiko, haben in ihrer Energieversorgung einen höheren Anteil von Erdöl als z.B. Europa. Dies liegt einerseits an der hohen Verfügbarkeit von Erdöl in Nordamerika und andererseits an den großen Erdgasreserven und deren Nutzung in Europa und im speziellen in Russland. Im Allgemeinen ähnelt die Grafik aber sehr dem weltweiten Energiemix. Beachtlich ist hier, dass Kanada sowohl 26% seiner Energie aus Wasserkraft als auch Erdgas bezieht. Somit ist der Anteil von Erdöl in den USA innerhalb Nordamerikas noch wesentlich höher.

³ BP (2006), S.43

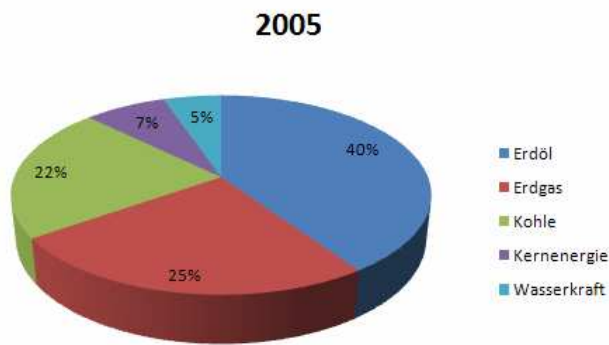


Abbildung 1-2 Nordamerikanischer Weltprimärenergiemix 2005

Erstellt aus BP (2005), S.39

1.3 Energieversorgung in Europa

Der Energieversorgungsmix ist in Europa zwischen den zwei größten Primärenergieträgern (Erdgas und Erdöl) ausgeglichen. Interessant ist, dass Spanien einen Anteil von 53% an Erdöl hat. Russlands Energiemix hingegen besteht aus 54% Erdgas, nur 19% Erdöl und knapp gefolgt von Kohle mit 16% Anteil. Dieser Unterschied lässt sich mit Blick auf die Erdgasreserven des Landes erklären. Europa besitzt 35,6% der weltweiten Reserven, wobei hier aber 75% in Russland liegen⁴. Die zweitgrößten Reserven hat Norwegen, welches aber einen Großteil der Produktion exportiert. In Norwegens Energiemix nimmt Erdgas nur einen Anteil von 8,9% ein⁵. Es wird ersichtlich, dass die einzelnen Staaten innerhalb Europas zum Teil wesentliche Unterschiede in deren Energiemix zeigen. Aggregiert, wie in Abbildung 1-3 (S.12) gezeigt, ähnelt der Energiemix allerdings sehr stark dem Nordamerikanischen.

⁴ IEA (2006/1), II.25ff

⁵ BP (2006), S.43

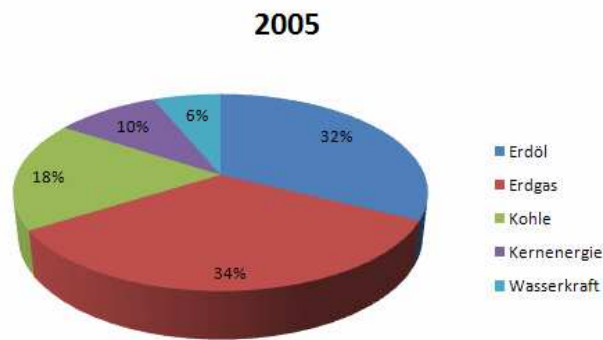


Abbildung 1-3 Europäischer Weltprimärenergiemix 2005

Erstellt aus BP (2005), S.39

1.4 Energieversorgung in Japan

Japan nimmt im asiatischen pazifischen Raum eine besondere Stellung ein. Nur 19,3% der benötigten Energie kann Japan selbst produzieren. Dabei fallen wiederum nur 5,6% auf fossile Brennstoffe. Der Rest wird hauptsächlich mit Kernkraft gedeckt⁶. Daher ist Japan gezwungen den Großteil der benötigten Energie zu importieren. Im historischen Vergleich kann man in Abbildung 1-4 (S.12) erkennen wie stark der Zuwachs im Zeitraum von 1973 bis 2005 sowohl bei der Kernenergie (13fach) als auch bei Gas (7fach) war⁷.

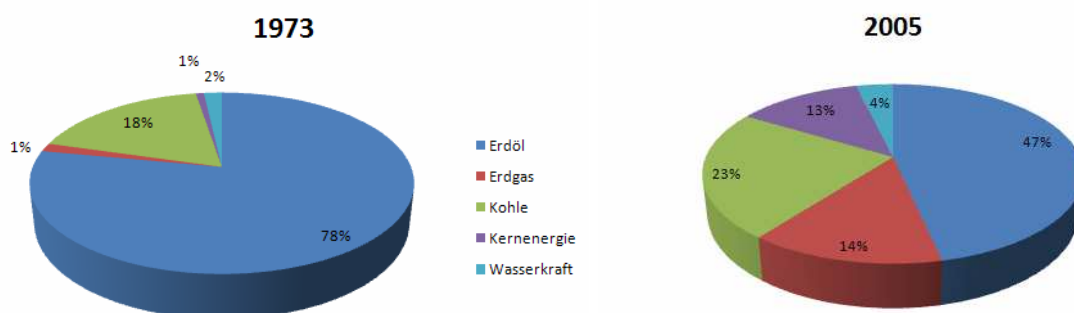


Abbildung 1-4 Japan Weltprimärenergiemix 2005

Erstellt aus BP (2005), S.39

Bei Betrachtung der zeitlichen Entwicklung wird ersichtlich, dass Erdöl vermehrt mit Erdgas substituiert wird. In der Energieproduktion scheint auch die Kernenergie in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zu leisten.

⁶ IEA (2006/1), II.93ff

⁷ BP (2006), S.43

Auch die anhaltende Sorge vor dem Treibhauseffekt, ausgelöst durch den massiven Ausstoß von CO_2 spricht für Erdgas, welches aufgrund seiner chemischen Struktur der CO_2 ärmste fossile Energieträger ist. Abbildung 1-5 (S.13) zeigt die CO_2 Freisetzung verschiedener Energieträger⁸.

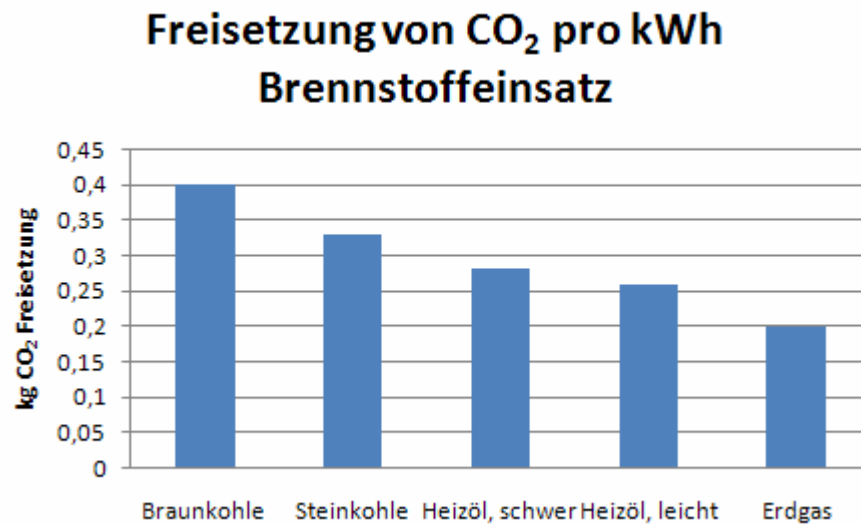


Abbildung 1-5 CO_2 Freisetzung verschiedener Energieträger

Quelle: ASUE

⁸ ASUE (2007)

2 Liquefied Natural Gas

2.1 Einleitung

Im vorigen Kapitel wurde gezeigt, wie sich der Energiemix in einzelnen Regionen zusammensetzt. Dabei wurde deutlich, dass aufgrund von Vorteilen des Primärenergieträgers Erdgas, wie etwa die hohen Reserven, aber auch der geringe CO₂ Ausstoß bei der Verbrennung, in Zukunft vermehrt dieser Energieträger zum Einsatz kommen wird. Aufgrund des gasförmigen Aggregatzustands von Erdgas ist der Transport allerdings mit höheren Investitionen verbunden als bei Erdöl⁹. Weiters gibt es technische Restriktionen bei der am häufigsten eingesetzten Möglichkeit des Transports per Pipeline. So gibt es Längenbeschränkungen beim Bau von Pipelines unter Wasser. Aber auch wirtschaftlich gibt es Gründe für andere Transportwege. So werden die Kosten einer Pipeline ab einer Länge von 2000m im Vergleich zum Transport per Schiff unverhältnismäßig hoch. Deshalb wird in letzter Zeit immer häufiger auf die Möglichkeit der Erdgasverflüssigung zurück gegriffen. Mittels dieser Technik ist es möglich Erdgas wie Erdöl zu behandeln, welches sich auch mittels Schiff transportieren lässt. Flüssigerdgas hat in den letzten Jahren starke Wachstumsraten erzielen können - siehe Abbildung 2-3 (S.20) - und wird aufgrund der im vorangegangenen Kapitel gezeigten hohen Erdgasreserven auch in Zukunft von großer Bedeutung sein¹⁰. Dieses Kapitel dient als Einstieg in den Bereich Flüssigerdgas. Es werden Begriffe erklärt und von anderen abgegrenzt sowie der Marktstatus erhoben.

2.2 Begriffsbestimmungen

Gerade in der deutschen Sprache kann es aufgrund der nur geringen Unterschiede in der Schreibweise der verschiedenen Energieträger zu Verwirrungen kommen. Dieser Abschnitt befasst sich mit den, neben Flüssigerdgas, ebenfalls häufig eingesetzten Gas- und Erdgasprodukten und zeigt deren grundlegenden Unterschiede auf.

2.2.1 Liquefied Natural Gas LNG

Die deutsche Übersetzung des Begriffs LNG ist Flüssigerdgas¹¹. Den entscheidenden Unterschied macht das Wort "erd" in der Mitte des Begriffs. LNG ist verflüssigtes Erdgas. Der Verflüssigungsprozess beinhaltet eine Abkühlung des Erdgases auf -162°C¹². Dabei verringert sich das Volumen, beim Übergang vom gasförmigen in den flüssigen Zustand um das 600-fache. Der Druck beim Transport wird allerdings nur geringfügig erhöht. Somit ist es möglich mit nur einer

⁹ Lee, H. (2005), S.1ff

¹⁰ CEDIGAZ (2007), S.3

¹¹ RWE AG (2005), S.39

¹² DOE (2005), S.5

Schiffsladung ca. 43000 Häuser mit Energie zu versorgen¹³. Erdgas besteht zum größten Teil aus Methan. Daneben beinhaltet es noch Ethanol, Propan, Butan sowie andere Inertgase. Die Anteile schwanken jedoch je nach Fördergebiet.

Eigenschaften von LNG:

- odorlos, d.h. es hat keinen wahrnehmbaren Geruch
- farblos
- nicht ätzend
- nicht toxisch

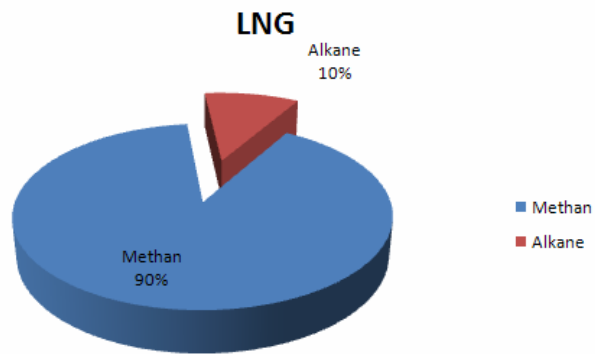


Abbildung 2-1 LNG Zusammensetzung

Quelle: DOE (2005), S.3

2.2.2 Compressed Natural Gas CNG

Auch dieser Begriff wird in letzter Zeit sehr häufig verwendet¹⁴. Er taucht vor allem als neuer PKW Treibstoff in den Medien auf. CNG oder komprimiertes Erdgas besteht aus Erdgas, welches durch hohen Druck komprimiert wird und dabei ein Vielfaches seines Volumens verliert. Dabei behält es allerdings nicht wie LNG seinen gasförmigen Zustand. Der Druck beträgt ungefähr 200 bar.

2.3 LNG vs. CNG

Nachdem nun Klarheit darüber besteht, worin sich die beiden Speicherarten von Erdgas unterscheiden, ergibt sich zwangsläufig die Fragen, warum nicht eine der beiden Energieformen die andere verdrängen kann¹⁵. Dazu ist es hilfreich sich genauer mit den Kostenstrukturen zu beschäftigen. Wie in Abbildung 2-2 (S.17) ersichtlich, gibt es große Unterschiede, wann welche Kosten in welcher Höhe auftreten. Bei der Produktion von LNG nimmt 50% der Kosten der Bau der Produktionsanlage in Anspruch. Den zweitgrößten Kostenfaktor stellt dann der Transport dar.

¹³ DOE (2005), S.5

¹⁴ Asim, D. et. al. (o.J.), S.2ff

¹⁵ Asim, D. et. al. (o.J.), S.5ff



Abbildung 2-2 Kostenvergleich zwischen LNG und CNG

Quelle: Asim, D. et. al. (o.J.), S.7

Bei CNG ist es eher gegenteilig. Hier treten die wesentlich höheren Kosten beim Transport auf. Dies hat seinen Grund darin, dass CNG wesentlich mehr Volumen einnimmt als das auf das 600 fache komprimierte LNG. Nur mehr unwesentliche Kosten entstehen bei der Produktion und am Zielhafen. Somit ist der Vorteil des einen Energieträgers der Nachteil des anderen. Während CNG Anlagen innerhalb von 36 Monaten geplant und gebaut werden, haben LNG Anlagen eine Vorlaufzeit von mindestens 4-5 Jahren. Weiter ist CNG aufgrund der hohen Transportkosten praktikabler für kurze Transportstrecken. Wie wir später noch genauer sehen werden, ist LNG als Substitut für Erdgas aus der Pipeline gedacht, wo es gilt große Strecken zu überbrücken.

	LNG	CNG
Transportkosten	GERING	HOCH
Anlagenkosten	HOCH	GERING
Volumen	GERING	HOCH
Bauzeit von Anlagen	HOCH	GERING

Tabelle 2-1 Kostenvergleich LNG vs CNG

adaptiert aus Asim, D. et. al. (o.J.), S.1ff

2.3.1 Liquefied Petroleum Gas LPG

LPG besteht zum Unterschied zu LNG und CNG nicht aus Erdgas, sondern aus Butan oder Propan und entsteht bei der Rohöl- und Erdgasförderung als Begleitprodukt¹⁶. Trotzdem wird es hier beschrieben, da die Abkürzung LPG oft in Verbindung mit LNG genannt wird und Verwechslungen ausgeschlossen werden sollen. Zur kommerziellen Nutzung wird das Gas bei einem Druck von ca. 5 bis 10 bar flüssig gespeichert. LPG wird auch Autogas genannt, da der Haupteinsatzzweck in der Nutzung als Treibstoff für Pkws ist. Da LPG schwerer als Luft ist, ist es in einigen Ländern, wie auch Österreich nicht als Treibstoff für Pkws erlaubt. LPG wird kann in Deutschland nur an einem Hafen in Brunsbüttel abgeladen werden und kommt aus der Nordsee. In Deutschland entstehen 40% des Bedarfs von LPG während der Rohölverarbeitung in den Raffinerien als Nebenprodukt. Insgesamt stellt LPG damit 1% der Gesamtenergie Deutschlands dar.

2.4 Marktstruktur

Dieser Abschnitt soll den weltweiten Handel mit Flüssigerdgas beschreiben und aufzeigen, wie wichtig das Flüssigerdgas inzwischen für bestimmte Regionen geworden ist. Neben den Produktionsorten und deren Kapazitäten werden auch die wichtigsten Importeure und Exporteure genauer beschrieben. Es ist wichtig zu verstehen, warum Erdgas nicht über das normale Pipeline-netz geliefert wird sondern per Schiff.

2.4.1 Marktentwicklung

Die Gasverflüssigung geht zurück auf Michael Faraday, der im 19ten Jahrhundert erstmals Gas verflüssigt hat¹⁷. Karl von Linde, ein deutsche Ingenieur, baute 1873 die erste kommerziell nutzbare Kompressionsanlage für Erdgas. Die erste LNG Anlage ging dann fast 50 Jahre später in den USA 1917 in Betrieb. Die erste kommerziell genutzte Anlage wurde 1941 in Cleveland gebaut. Flüssigerdgas wurde erstmals im Jänner 1959 von Lake Charles nach England mit dem Schiff "Methane Pioneer" verschifft, welches eine Kapazität von 35000 Barrel aufgeteilt auf 5 Tanks hatte. Diese wurden mit Sperrholz und anderen Materialien isoliert. Nachdem mehrere Transporte unternommen waren, wurde überlegte LNG von Venezuela nach England zu importieren. Allerdings wurden zu dieser Zeit große Erdgasvorkommen in Libyen und Algerien exploriert weshalb man sich entschloss von dort das Erdgas zu importieren. Bereits 1964 folgte der erste kommerzielle Handel zwischen England und Frankreich, das sogenannte CAMEL Projekt. Nur 5 Jahre später starteten Routen zwischen Algerien - Frankreich, Libyen - Italien und eine von

¹⁶ RAG AG (2006), S.5f

¹⁷ Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/1), S.10ff

Alaska nach Japan. Japan forcierte zwischen 1970 und 1980 den internationalen LNG Handel durch große importierte Mengen, unter anderen deshalb um das 1973 verhängte Ölembargo zu umgehen. Derzeit importiert Japan ca. 95% seines Erdgasverbrauchs und verbraucht damit ca. 50% des weltweit gehandelten Flüssigerdgases.

In der Zeit zwischen 1971 und 1980 installierten die USA 4 Anlegeterminals für LNG Transport-schiffe in Lake Charles, Everett, Elba Island und Cove Point. Daraufhin stiegen die importierten Mengen auf insgesamt 253 Milliarden Kubikfuß. Diese Menge entsprach ca. 1,3 % der damaligen amerikanischen Nachfrage. Nach 1979 kam es aufgrund des Fundes großer Erdgasauflagen in Nordamerika sowie Konflikte mit Algerien, zu einem starken Rückgang des gehandelten Flüssigerdgases. Zwei der vier Anlegeterminals wurden daraufhin vorübergehend Stillgelegt (Elba Island und Cove Point). Dieses Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu dieser Zeit wird als "gas bubble" bezeichnet und im nächsten Punkt 2.4.2 beschrieben.¹⁸

Im Jahr 1999 startete die erste Verflüssigungsanlage im atlantischen Bereich in Trinidad, da es aufgrund gestiegener Rohstoffpreise wieder wirtschaftlich war in die USA zu exportieren. Gleichzeitig stieg der Verbrauch der USA aufgrund der Verwendung von Erdgas in der Stromproduktion rasant an. Die USA starteten daraufhin ihre beiden, für immerhin 20 stillgelegten, Anlagen wieder. Elba Island wurde 2001 wiedereröffnet und Cove Point wurde 2003 wieder reaktiviert.

Aus Abbildung 2-3 (S.20) wird ersichtlich, welche Entwicklung der weltweite Flüssigerdgasmarkt seit seinem Bestehen vollzogen hat¹⁹. Hierzu ist festzuhalten, dass das größte Wachstum in den letzten 5-10 Jahren zu verzeichnen ist. Japan ist der größte Importeur und ist für die Hälfte aller LNG Transporte verantwortlich.

¹⁸ ECS (2007), S.106

¹⁹ CEDIGAZ (2007), S.3

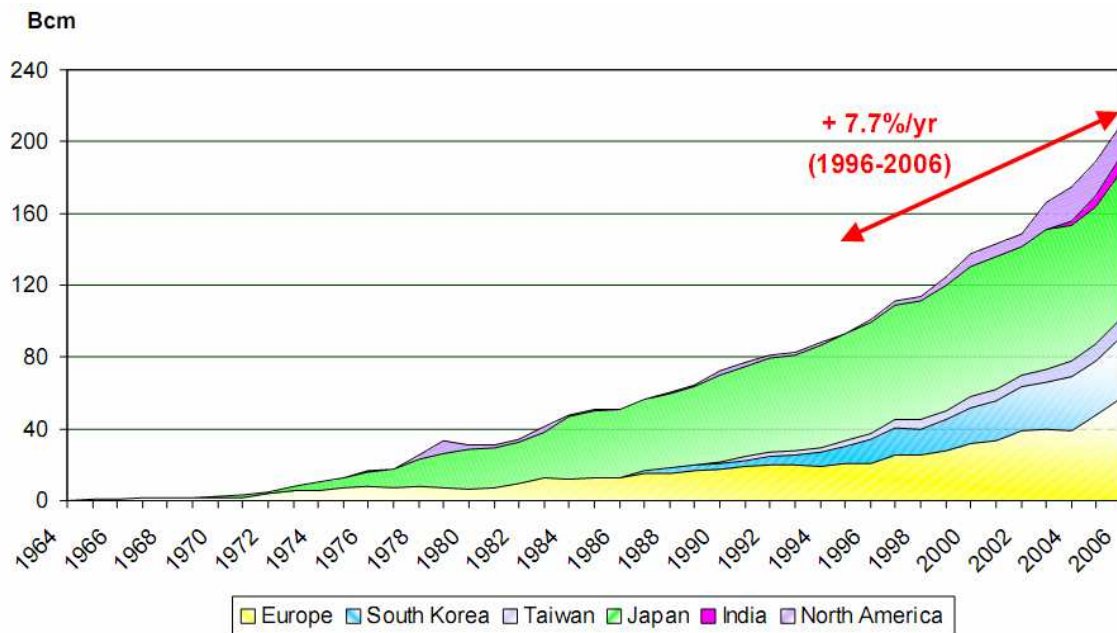


Abbildung 2-3 Marktentwicklung von 1964-2006

Quelle: CEDIGAZ (2007), S.3

2.4.2 Gas Bubble

Wie bereits im voran gegangenen Kapitel gezeigt kam es in den USA nach 1980 zu der sogenannte Gas Bubble²⁰. Dieser Bereich behandelt die Hintergründe dieses Phänomens. In den USA kam es nach dem zweiten Weltkrieg zu einem raschen Aufbau der Infrastruktur für das nationale Gaspipelinennetz. Im Zuge der Exploration neuer Erdölfelder stieß man auch auf große Erdgasvorkommen. Das Angebot überstieg die Nachfrage und die Erdgaspreise waren aufgrund von Regulierungsmaßnahmen, wie der Gerichtsentscheidung im Fall "Phillips Decision" im Jahr 1954 niedrig²¹. Darin klagte der Staat Wisconsin den Phillips Petroleum Konzern bezüglich dessen Preisstruktur. Es wurde entschieden, dass der Staat das Recht hat Preise zu regulieren. Dies führte dazu, dass es im Gasbereich Zuwachsraten von bis zu 6.8% pro Jahr gab. In den 60er Jahren konnte erstmals das Angebot nicht mehr die Nachfrage decken und es wurde begonnen zu diskutieren, ob die Regulierung sinnvoll ist. Es dauerte allerdings bis zum Ende der 70er bis neue Marktstrukturen geschaffen wurden. Die Ölpreisschocks, welche zwischenzeitlich weltweit wirkten, erhöhten die Preise für fossile Brennstoffe nachhaltig. Nachdem die Preise für Erdgas nun wesentlich höher lagen gab die Nachfrage nach und es entstand ein lang anhaltender Überschuss. 1986 war die Deregulierung weitestgehend abgeschlossen und die Nachfrage begann wieder zu

²⁰ ECS (2007), S.106

²¹ ECS (2007), S.111

steigen. Die Deregulierung begann im Jahr 1978 mit dem "Natural Gas Policy Act", gefolgt von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order 380 im Jahr 1984 und einer weiteren Order 436 im Jahr 1985. Aufgrund verschiedener Maßnahmen, wie etwa des Systems des freien Handels von Pipelinekapazitäten, spricht man heute in Nordamerika von einem Gas-zu-Gas Wettbewerb²². Das bedeutet, dass Erdgas als Primärenergieträger nicht mehr von der Preisfestsetzung von Erdöl abhängt. Abbildung 2-4 (S.21) zeigt den zeitlichen Verlauf der Erdgasnachfrage.

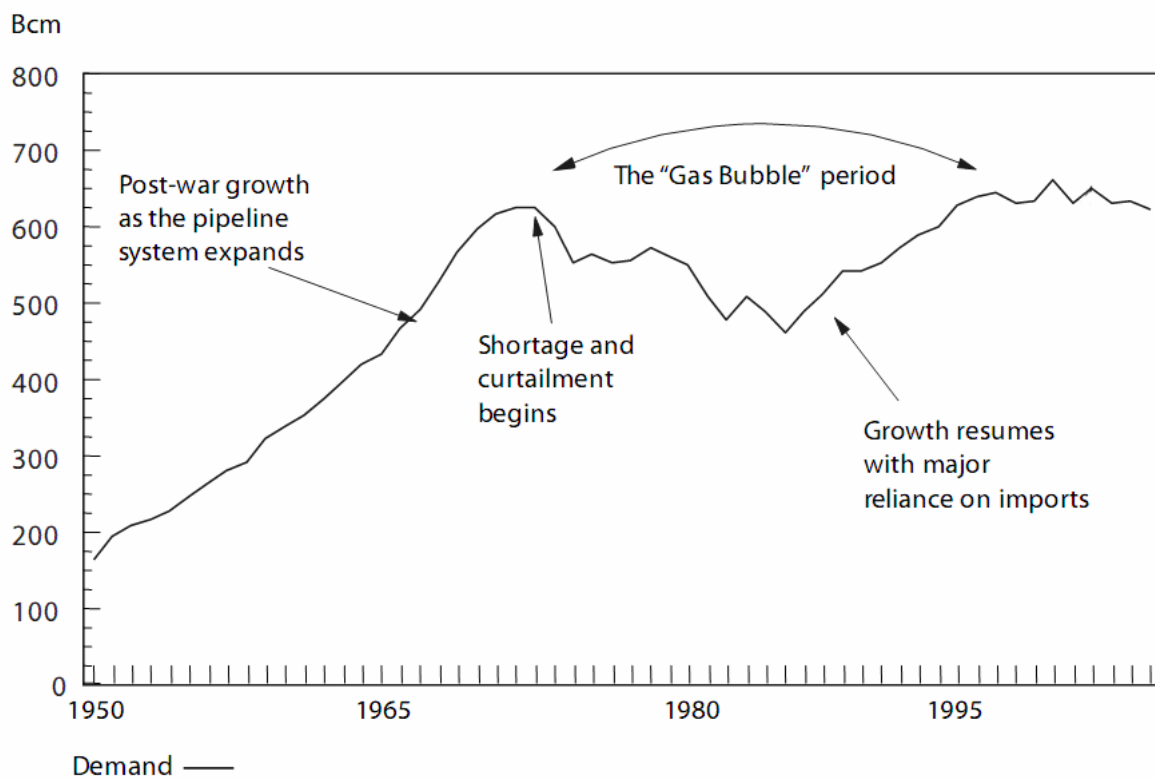


Abbildung 2-4 Gas-Bubble

Quelle: ECS (2007), S.125

2.4.3 Marktstatus

Der internationale Welthandel mit Flüssigerdgas kann in zwei geographische Regionen unterteilt werden²³. Einerseits gibt es den atlantischen Bereich zu dem Europa, Nord- und Westafrika und

²² ECS (2007), S.125

²³ DOE (2005), S.6ff

die amerikanische Ostküste sowie die Golfküste zählen. Zum asiatischen bzw. pazifischen Bereich gehören Südasien, Indien, Russland und Alaska.

Der mittlere Osten, welcher sich geographisch zwischen diesen beiden Bereichen befindet beliefert größtenteils den asiatischen Bereich. Nur vereinzelt finden derzeit Transporte in den atlantischen Bereich statt. Dieser Anteil wird allerdings in den nächsten Jahren signifikant ansteigen. Tabelle 2-5 (S.25) zeigt auf, wann welcher Exporteur in den Markt eingestiegen ist und welche Märkte beliefert werden. Auch zukünftige Projekte sind bereits in dieser Tabelle eingetragen. Daraus wird ersichtlich, dass durch die zwei weiteren Exportländer im mittleren Osten eine noch stärkere Verbindung zwischen dem atlantischen und pazifischen Bereich entstehen wird. Damit wird auch die Möglichkeit geschaffen Preissignale zwischen dem asiatischen und dem pazifischen Bereich auszutauschen, indem Länder in demjenigen Bereich verkaufen werden, der die höchsten Renditen erwarten lässt. Dadurch kommt es zu einer Harmonisierung der beiden Bereiche.

2.4.4 Exporteure

Weltweit gibt es 13 exportierende Länder, die zusammen eine nominale Kapazität von 389,2 Mil. m³ pro Jahr produzieren können²⁴.

Länder	Verflüssigung (Millionen m ³ pro Jahr)	Speicher (Tausend m ³ pro Jahr)
Indonesien	64,4	1268
Katar	57,5	620
Malaysia	49,3	445
Algerien	44,9	941
Trinidad	32,9	520
Nigeria	30,9	254
Ägypten	26,6	580
Australien	26	260
Oman	24	240
Brunei	16	180
U.A.E.	12,4	240
USA	3,1	108
Libyen	1,3	96
Welt Gesamt	389,30	5752

Tabelle 2-2 LNG Exporteure

basiert auf IEA (2006/2), II.44f

Den größten Anteil am weltweiten Export hat der asiatisch / pazifische Bereich mit mehr als 50% Marktabdeckung. Indonesien ist der größte Exporteur. Allerdings beginnen sich die Struktu-

²⁴ IEA (2006/2), II.44f

ren aufgrund der gestiegenen inländischen Nachfrage zu verändern. Im Jahr 2003 hatte Indonesien noch einen Anteil von 21% am weltweiten Handel. Schon im Jahr 2006 hat sich dieser Anteil auf 16,5% verringert. Katar und Trinidad hingegen konnten ihren Anteil aufstocken. Trinidad hat im Jahr 2002 noch 5,3 Mil. m³ exportiert²⁵. Inzwischen konnte diese Menge auf 32,9 Mil. m³ gesteigert werden. Das entspricht einer Steigerung um 614%. Hingegen konnte Indonesien seine Menge nur um 205% steigern. Russland wird im Jahr 2008 der erste europäische Exporteur von LNG sein. Zu diesem Zeitpunkt soll die Anlage auf Sakhalin fertig gestellt sein. Algerien ist der viert größte LNG Exporteur und beliefert größtenteils Europa (Spanien, Türkei, Belgien und Frankreich), aber auch die USA mittels einer 4 Linien LNG Anlage in Sonatrach.

Export	Atlantischer Bereich	Beidseitig	Pazifischer Bereich
1964-2000	Algerien (1964), Libyen (1970), Trinidad (1999), Nigeria (1999)	Abu Dhabi (1977), Katar (1997), Oman (2000)	Alaska (1969), Brunei (1972), Indonesien (1977), Malaysia (1982), Australien (1989)
2000-2006	Ägypten (2005)		
Zukunft	Guinea (2007), Norwegen (2007), Angola (2010), Russland (2012), Venezuela (2011)	Jemen (2009), Iran (2011)	Sakhalin (2008), Peru (2009), Myanmar (2013), Papua Neuguinea (2013)

Tabelle 2-3 Zeitpunkt des Markteinstiegs der Exportländer

adaptiert aus IEA (2007/1), S.85

Aus Tabelle 2-3(S.25) wird deutlich, dass es nach einer Phase des Aufschwungs im Jahr 1969 zu einer Abkühlung kam²⁶. In den Jahren 2000-2006 wurde nur eine einzige neue Verflüssigungsanlage in Ägypten fertig gestellt. Diese hat zwar wie in Tabelle 2-2 (S.22) ersichtlich sofort den weltweit 7ten Rang erzielt, aber der gesamte Markt hat sich dadurch nicht wesentlich vergrößert. Erst in den nächsten Jahren werden einige neue Anlagen in neuen Exportländern fertig gestellt.

²⁵ IEA (2003), II.39

²⁶ IEA (2007/1), S.85

2.4.5 Importeure

Weltweit gibt es 15 importierende Länder, die zusammen eine Kapazität von 828,5 Mil. m³ pro Jahr importieren können²⁷.

Länder	Wiederverdampfung (Millionen m ³ pro Jahr)	Speicher (Tausend m ³ pro Jahr)
Japan	378,1	13813
Korea	168,3	4760
USA	76,9	1264
Spanien	63,8	1287
Taiwan	39,5	300
Frankreich	29,2	510
Indien	18	640
Türkei	10,6	255
Belgien	9	261
Portugal	8,9	240
England	7,9	200
Puerto Rico	6,4	160
Italien	5,7	100
Dominikanische Republik	4	160
Griechenland	2,2	130
Welt Gesamt	828,5	24080

Tabelle 2-4 LNG Importeure

basiert auf IEA (2007/1), II.44f

Japan und Korea importieren zusammen mehr als 77% des weltweiten LNG Handels. Der Rest wird von Ländern im atlantischen Bereich gekauft. Japans größte Anbieter sind Indonesien und Malaysia. Indonesien exportiert nach Japan seit dem Jahr 1977. Damals wurden insgesamt 6,80 Mil. m³ transportiert. Innerhalb von nur 3 Jahren stieg der Handel um mehr als das 16-fache an und betrug im Jahr 1980 bereits 11,3 Mil. m³. Im Jahr 1994 erreichte die importierte Menge ihr Maximum bei einer transportierten Menge von 25.976mil ccm. Die ersten Importe von Malaysia starteten im Jahr 1983 mit einer LNG Menge von 1,686 Mil. m³. Seit dieser Zeit stiegen die Mengen kontinuierlich an und erreichten in den Jahren 2004 und 2005 ein Maximum bei mehr als 18 Mil. m³. Indien erhielt seine ersten LNG Transporte im Jahr 2004 von Katar.

Im atlantischen Bereich entstehen derzeit neue Anlagen, um die LNG Kapazität zu steigern, da es aufgrund der Abhängigkeit von Erdgas aus Russland für die Versorgungssicherheit wichtig ist²⁸. Frankreich ist Europas größter LNG Importeur und ist dabei zwei neue LNG Anlage zu

²⁷ IEA (2006/2), II.44f

²⁸ IEA (2007/1), S.88

planen, mit deren Hilfe LNG von Katar und Ägypten importiert werden soll. Spanien bezieht seine Importe zu 50% von Algerien und expandiert ebenfalls seine Kapazität. Bereits in diesem Jahr sollen weitere Anlagen in Betrieb gehen. Italien und die Türkei kaufen Flüssigerdgas von Algerien und Nigeria. Belgien hat eine einzige Anlage, die von Algerien versorgt wird.

Die USA beziehen einen Großteil deren Erdgases aus eigener Produktion. Ein kleiner Teil wird über Pipelines von Kanada importiert, welches allerdings über nicht genug Reserven verfügt um den steigenden amerikanischen Bedarf zu decken. In Zukunft wird LNG helfen, die größer werdenden Differenz zwischen der eigenen Produktion, in Verbindung mit den nachlassenden Importen aus Kanada und dem steigen Bedarf zu decken. Man geht davon aus, dass die Nachfrage zwischen 2005 und 2025 zu 74% von LNG Importen gedeckt werden wird. Tabelle 2-5 (S.25) zeigt, wann welche Nation begonnen hat LNG zu importieren²⁹.

Import	Atlantischer Bereich	Pazifischer Bereich
1964-2000	England (1964-1994), Frankreich (1964), Spanien (1969), Italien (1969), USA (1971), Belgien (1987), Türkei (1994), Griechenland (2000), Puerto Rico (2000)	Japan (1969), Korea (1986),
2000-2006	Dominikanische Republik (2003), England (2005), Mexiko (2006)	Indien (2004), China (2006)
Zukunft	Kanada (2009), Brasilien (2009-2010), Niederlande (2010)	Chile (2010), Mexiko (2011), Thailand (2012), Singapur (2012)

Tabelle 2-5 Zeitpunkt des Markteinstiegs der Importländer

adaptiert aus IEA (2007/1), S.85

2.5 Kosten

Der Preis, der für LNG verlangt wird muss die Kosten für Produktion, Verflüssigung, Transport, Speicherung und Verdampfung enthalten³⁰. Ebenfalls müssen die Fixkosten der Anlagen sowie eine Gewinnmarge einberechnet werden. Der größte Teil der Kosten entfällt auf die Verflüssi-

²⁹ IEA (2007/1), S.85

³⁰ DOE (2005), S.10f

gungsanlage. Seit den letzten 20 Jahren konnten die Kosten aufgrund von Skalenerträgen erheblich reduziert werden. Ein weiterer Faktor ist die erhöhte Konkurrenz unter den Exporteuren. Eine Verflüssigungsanlage kostet heute nur mehr 1/3 dessen, was noch vor 20 Jahren dafür aufgewendet werden musste. 1981 rechnete man mit ca. \$600 pro Tonne LNG, 2001 nur mehr mit \$200. LNG Schiffe werden meistens für spezielle Projekte bzw. Routen gebaut. Die Firma betreibt dieses Schiff dann während einer bestimmten Laufzeit auf einer dezidierten Route. Die Kosten für ein Schiff, welches 138.000 ccm transportieren kann sind von \$280 Mil. im Jahr 1995 auf derzeit \$150 Mil. gefallen. Diese Kosten sind aber noch immer doppelt so hoch, wie für einen Erdöltanker. Beim Schiffsbau ist die größte Kostenstelle die Isolierung der Tanks. Verdampfungsanlagen können sowohl Off- als auch Onshore gebaut werden. In den USA liegt der Preis für eine Onshore Anlage bei ca. \$400 Mil. Soll eine Offshoreanlage gebaut werden steigen die Kosten wesentlich an.

2.6 LNG Anlagen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die verschiedenen Flüssigerdgasanlagen die derzeit existieren³¹.

2.6.1 Grundlastanlagen

Grundlastanlagen benötigen Erdgas aus Pipelines welches innerhalb der Anlage verflüssigt und in Tanks gespeichert wird. Dabei kann eine Anlage aus mehreren sogenannten Trains bestehen. Jede dieser Trains ist dafür zuständig Erdgas zu verflüssigen.

2.6.2 Spitzenlastanlagen

Spitzenlastanlagen, dienen dazu während der warmen Jahreszeit Erdgas zu verflüssigen und dieses dann im Winter, wenn es zu Engpässen in der Versorgung kommt wieder zu verdampfen und es in das allgemeine Gasnetz einzuspeisen. Dieses System ist profitabel, falls Erdgas im Sommer besonders günstig ist, bzw. wenn es zu einer hohen Nachfrage im Winter kommt.

2.6.3 Transportterminal mit Verdampfungsanlage

Die am häufigsten anzufindende Anlage besteht aus einem Anlegeterminal für Transportschiffe und einer nachgelagerten Verdampfungsanlage. Abbildung 2-5 (S.27) veranschaulicht schematisch diesen Prozess. Der LNG Tanker pumpt das noch immer verflüssigte Erdgas in Speichertanks. Von dort aus wird das LNG wenn es gebraucht wird über Rohrleitungen zum Verdampfer

³¹ Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.56ff

gepumpt. Auf diesem Bild sieht man einen Verdampfer, der heißes Wasser benutzt um das LNG in den gasförmigen Zustand zurückzuführen. Danach wird das Gas auf den ortsüblichen Druck gebracht und in das Gasnetz eingespeist.

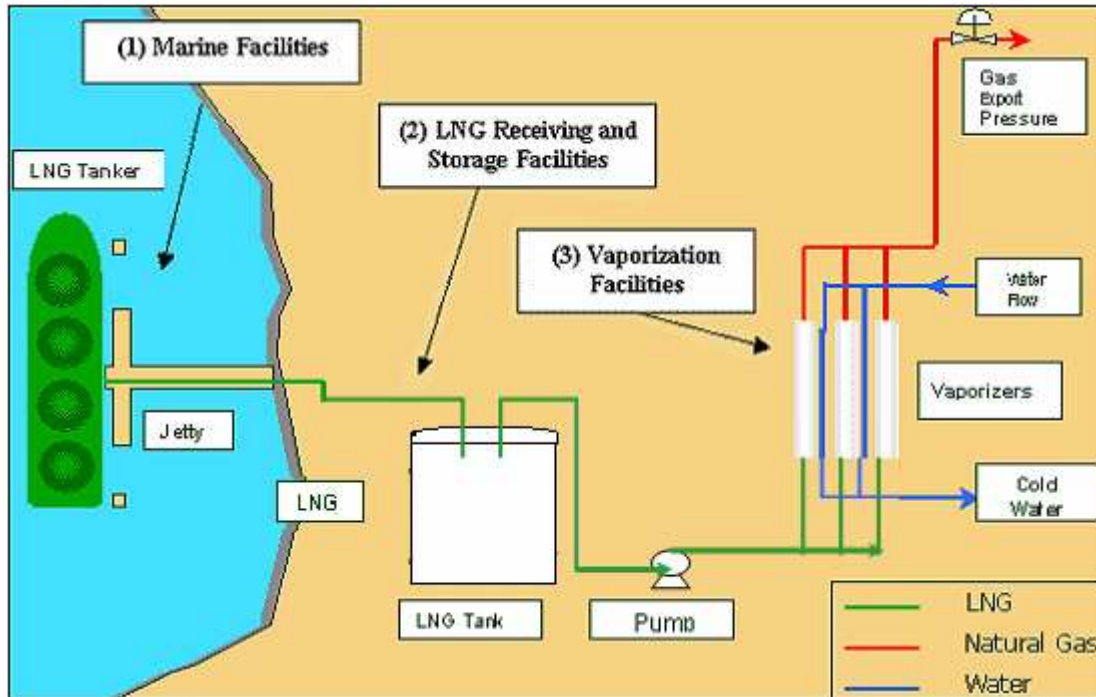


Abbildung 2-5 LNG Terminal mit Verdampfungsanlage

Quelle: Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.22

3 Wertschöpfungskette

Bei der Nutzung von Erdgas für LNG durchläuft der Rohstoff mehrere Stationen um vom Importeur zum Exporteur zu gelangen. Abbildung 3-1 (S.29) veranschaulicht die einzelnen Stationen, welche in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben werden.

Diese sind:

- Exploration und Produktion
- Verflüssigung
- Transport
- Speicherung und Verdampfung



Abbildung 3-1 Wertschöpfungskette

Quelle: offshore-technology.com (04.08.2007)

3.1 Exploration und Gewinnung

Das ist der Prozess der Suche nach Erdgas und dem anschließenden Transport zu einer Raffinerie. Erdgasvorkommen gehören üblicherweise dem Staat oder multinationalen Gesellschaften in Form von Joint Ventures³². Bestes Beispiel hierfür ist Brunei, wo ein Erdgasfeld vom Staat zusammen mit einem Joint Venture von Shell und Mitsubishi bearbeitet wird³³. In den meisten Fällen werden mehrere Förderstellen einer LNG Anlage zugeteilt um die Versorgung mit Erdgas sicherzustellen.³⁴ Die Investitionskosten der Erdgasproduktion variieren sehr stark zwischen den einzelnen Feldern. Wesentliche Faktoren sind die Tiefe des Vorkommens aber auch die darin gelagerte Menge. Ebenfalls bestimmt die Qualität die Kosten. So kann es sein, dass diverse Verunreinigungen aus dem Erdgas entfernt werden müssen bevor es weiterverarbeitet werden kann. Die meisten LNG Anlagen werden von Offshore Gas versorgt. Ist das Erdgas sehr stark mit aggressiven Bestandteilen belastet können diese auch schon auf See entfernt werden. Diese Methode ist zwar teurer, allerdings werden die Leitungen ans Festland weniger stark beansprucht.

³² Lee, H. (2005), S.3

³³ IEA (2007/1), S.93

³⁴ Lee, H. (2005), S.3f

3.2 Verflüssigung

Das Erdgas wird in einer eigenen Anlage vom gasförmigen Zustand in einen flüssigen Zustand überführt³⁵. Dabei wird es nicht unter Druck gesetzt sondern extrem abgekühlt.

Abbildung 2-5 (S.27) zeigt den schematischen Ablauf einer Wiederverdampfungsanlage. Bei der Verflüssigung wird der Prozess von der anderen Seite gestartet. Das Rohgas wird per Pipeline zur Anlage befördert. Dieses Gas besitzt zu viele Verunreinigungen, von denen es erst befreit werden muss, um es zu verflüssigen. Ansonsten könnten während des Abkühlens Festkörper entstehen, die die Maschinen beschädigen. Das gereinigte Gas wird dann mittels Wärmetauschern abgekühlt. Man kann drei prinzipielle Methoden unterscheiden³⁶:

1. Klassischer Kaskadenkreislauf
2. Kaskadenkreislauf mit Mischkühlmittel
3. Dekompressionskreislauf mit Turboexpander

3.2.1 Klassischer Kaskadenkreislauf

Das Erdgas strömt unter Druck durch 3 Kühlkreisläufe in denen Propan, Ethan und Methan als Kühlmittel verwendet werden. Das Propan, welches im ersten Kreislauf verwendet wird kühlt gleichzeitig auch das Ethan. Das Ethan wiederum ist dafür zuständig das Methan im letzten Kreislauf zu kühlen. Die Vorteile dieser Methoden liegen in deren guten Energieeffizienz. Nachteile ergeben sich durch den Einsatz einer Vielzahl von Maschinen sowie der Verwendung von Ethan und Methan als Kühlmittel, welche in reiner Form vorliegen müssen.

3.2.2 Kaskadenkreislauf mit Mischkühlmittel

Dieses System beruht auf dem klassischen Kaskadenkreislauf. Allerdings kommen hier nur ein Kompressor und auch nur ein Kühlmittel zur Anwendung. Das Gas wird mittels Propan vorgekühlt und dann mit Hilfe des Mischkühlmittels verflüssigt. Der Vorteil liegt in der geringeren Anzahl von Maschinen. Allerdings ist die Energieeffizienz schlechter.

3.2.3 Dekompressionskreislauf mit Turboexpander

In diesem Prozess wird ein Teil des Erdgases in einem Turboexpander dekomprimiert und dann heruntergekühlt. Dieses gekühlte Gas wird dann verwendet um das nächste Gas zu kühlen. Diese Methode benötigt sehr wenige Maschinen. Der Turboexpander benötigt allerdings viel Energie.

³⁵ Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/1), S.6

³⁶ <http://www.en.pgnig.pl/firma/1886.htm>

Deshalb kommt diese Methode zum Einsatz wenn die verwendete Energie sehr billig ist. Häufig findet die Methode in Spitzenlastanlagen Anwendung.

Zur Verflüssigung in den Anlagen bedient man sich meist mehreren sogenannten "Trains". Jede dieser Stufen verflüssigt Erdgas. Das Prinzip dahinter ist, eine Kostenreduktion durch Steigerung der Skalenerträge. Normalerweise besteht eine Anlage aus 3-4 solcher Trains. In Indonesien besitzt die Bontang Anlage allerdings 18 solcher Verflüssigungsstufen. Eine solche Stufe kann derzeit ca. 1 Mil. Tonnen erzeugen. Geplante Anlagen sollen eine Kapazität von 1-5 Mil. Tonnen pro Train haben.

3.3 Transport

Das nun verflüssigte Erdgas wird mittels speziellen Tankern zu den importierenden Ländern befördert³⁷. Beim Transport bedient man sich den thermodynamischen Gesetzen. Genauso, wie Wasser nicht mehr heißer wird, wenn der dabei entstehende Dampf entweichen kann, verhält es sich auch bei Flüssigerdgas. Das verdampfte Flüssigerdgas wird abgesaugt und gleich als Energiequelle für den Transport genutzt. Dieses verdampfte Gas entspricht ca. 0,15% des Volumens des verflüssigten Erdgases pro Tag.

Aufgrund der hohen Kosten eines LNG Transportschiffes wurden diese meist einer dezidierten LNG Anlage zugeteilt. Damit soll sichergestellt werden, dass das Schiff ausgelastet ist und nicht im Hafen steht.

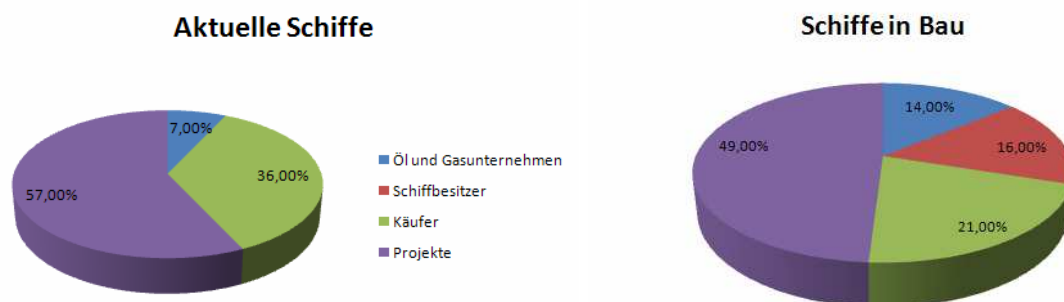


Abbildung 3-2 LNG Tanker nach Besitz

Quelle: Lee, H. (2005), S.5

Abbildung 3-2 (S.31) stellt die Besitzverhältnisse derzeitiger Tanker als auch die Situation bei den sich gerade im Bau befindlichen fest³⁸. Es ist ersichtlich, dass viele Erdöl und Erdgasunterneh-

³⁷ Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/1), S.17

³⁸ Lee, H. (2005), S.13

men eigene Flotten besitzen. Im Jahr 2003 gab es nur 21 Schiffe, die nicht einer speziellen Route zugeteilt waren. Gab es lange Zeit überhaupt keine selbständigen Flottenbesitzer, so ändert sich diese Situation gegenwärtig. Bereits 16% der Schiffe gehören solchen Unternehmen. Diese Entwicklung geht einher mit der Entwicklung eines einheitlichen Flüssigerdgasmarktes. Tabelle 3-1 (S.32) zeigt die Transportkosten in Dollar von verschiedenen Exporteuren in die USA³⁹.

Exporteur	Importeur			
	Everett	Cove Point	Elba Island	Lake Charles
Algerien	0,52	0,57	0,60	0,72
Nigeria	0,80	0,83	0,84	0,93
Norwegen	0,56	0,61	0,64	0,77
Venezuela	0,34	0,33	0,30	0,35
Trinidad & Tobago	0,35	0,35	0,32	0,38
Katar	1,37	1,43	1,46	1,58
Australien	1,76	1,82	1,84	1,84

Tabelle 3-1 Transportkosten in \$ zu USA LNG Anlagen

Quelle: EIA (2003), S.6

Bei langfristigen Lieferverträgen hängen die Kosten des Transports von der Entfernung ab. Umso länger der Transport umso höher ist der Preis. Zum Beispiel dauert ein Transport von Katar nach Yokohama ungefähr 20 Tage. Ein Transport allerdings von Australien nach Yokohama nur ca. 10 Tage. Daraus ergibt sich ein Preisunterschied von \$0,91 Cent pro MMBtu zu \$0,45 Cent pro MMBtu.

3.3.1 Tankerentwicklung

Der erste Tanker wurde 1959 in der Werft von Constock Methane in Amerika gebaut und bekam den Namen Methan Pioneer, welcher aber später in Aristoteles geändert wurde⁴⁰. Dafür wurde ein Frachtschiff aus dem zweiten Weltkrieg mit einem Schiffsrumpf aus Balsaholz und einer mit Glaswolle isolierten Decke ausgestattet. Das maximale Volumen des Tankers betrug 5.000m³. Um 1961 baute Gaz de France ebenfalls ein Frachtschiff zu einem LNG Tanker um, um Erdgas zwischen Frankreich und Algerien zu transportieren. Dabei wurden 3 Tanks, einer aus Aluminium und zwei aus 9% Nickel-Stahl eingebaut. 1964 wurde der erste Neubau fertig gestellt, der "Jules Verne" mit zylindrischem Tank aus 9% Nickel-Stahl. 1964 wurde der erste Membrantanker (siehe Punkt 3.3.5) unter der Leitung einer norwegischen und französischen Firma gebaut. Der maximale Tankerinhalt betrug damals 30.000m³ und stieg bis Ende der 80er auf 125.000 m³ an.

³⁹ Lee, H. (2005), S.14

⁴⁰ Germanischer Lloyd: Nonstop (02/2007), S.14ff

Heute werden die meisten LNG Tanker in Japan, Korea aber auch China produziert. Weltweit gibt es derzeit über 220 Transportschiffe die meist den Fördergesellschaften gehören.

3.3.2 Tankerbestimmungen

Obwohl LNG Tanker eine Flüssigkeit transportieren unterliegen sie doch den Bestimmungen der "International Maritime Organisation", welche Vorschriften für Gastanker entwickelt (Gas Codes)⁴¹. Für Tanker, die nach dem Jahr 1986 gebaut wurden gilt weiters der IGC-Code (International code for the construction and equipment of ships carrying liquified gases in bulk). In diesem Code werden die Tankersysteme einzeln beschrieben. Folgende Konzepte sind derzeit auf den Weltmeeren präsent.

- Integraltanks

Diese sind Teil der Schiffshülle und sind gebaut für einen Dampfdruck von 0,25bar bis maximal 0,7bar. Dabei können nur Ladungen mit einem Siedepunkt von über -10C transportiert werden.

- Membranetanks

Diese Tanks besitzen eine dünne Membran zwischen der Ladung und der Isolierung bzw. der Außenhülle und werden auch durch diese getragen. Weitere Zwischenmembranen gleichen Zug- und Temperaturschwankungen aus. Die dabei verwendeten Membranen haben eine Dicke von unter 10mm.

- Semi-Membranetanks

Diese Tanks sind ebenfalls nicht selbst tragend. Zug- und Temperaturunterschiede werden aber durch dieselbe Membrane ausgeglichen.

- Unabhängige Tank

Diese Tanks sind nicht integraler Bestandteil des Transportschiffes. Nach dem ICG werden drei Arten (A-C) unterschieden.

- o Typ A

Dieser Typ ist ein unabhängiger Tank bei dem das Gut unter atmosphärischen Druck transportiert wird. Beim Transport von Ladungen, welche unter -10C gelagert werden, muss es eine zweite Sicherungsschicht geben, welche den kompletten Inhalt im Unglücksfall aufnehmen kann. Von dieser zweiten Schicht wird verlangt, dass sie im Falle eines Defekts der Ersten, die Ladung 15 Tage lang beinhal-

⁴¹ Hansa Maritime Journal (2005), S1ff

ten kann. Zwischen der ersten und zweiten Schicht entsteht ein Raum, der als Laderaum bestimmt ist. Bei Ladungen die als entzündlich gelten muss dieser Zwischenraum inertisiert werden. Das bedeutet, dass der Luftsauerstoff durch das Füllen des Raumes mit Inertgasen (Argon, Stickstoff oder Kohlendioxid) verdrängt wird. Die Isolierung des Tanks erfolgt entweder durch PU Schaum, der auf die Hülle gesprüht wird oder mit Perlitedämmung, welche in den Zwischenraum gefüllt wird.

o Typ B

Auch hier wird die Ladung bei normalem Druck gelagert. Der Tank hat eine glatte Oberfläche und wird auch als Prismatank bezeichnet. Auch kugelförmige Tanks sind möglich. Es ist allerdings keine durchgehende sekundäre Barriere notwendig, da der Tank innere Verstärkungen aufzuweisen hat.

o Typ C

Diese Tanksysteme sind für einen Ladungsdruck von bis zu 2 bar ausgelegt. Wegen der speziellen Druckbehälter-Richtlinien, die solche Systeme bestehen müssen, ist keine zusätzliche zweite Barriere nötig.

o Innenisolierungstanks

Bei diesen ist die Isolierung gleichzeitig die Hülle des Tanks und muss deswegen aus besonderen Werkstoffen bestehen. Auch hier können wieder zwei Typen (Typ1 und Typ2) unterschieden werden, auf welche hier aber nicht genauer eingegangen wird.

Aus diesen genannten Tankersystemen kommen bei der weltweit eingesetzten Flotte (1.250 im Jahr 2004) im Wesentlichen drei verschiedene Systeme zur Anwendung. Das Kugeltanksystem von Moss Maritime, das IHI SPB Tanksystem und die GTT Membran Tanksysteme. Gemein ist diesen, dass es beim Bau eines neuen Tankers zu langen Fertigungszeiten kommt, welche das eingesetzte Kapital (\$200 Mil. im Jahr 2003) für einen Zeitraum von 24-27 Monate bindet⁴².

3.3.3 Kugeltanksystem

Das Kugeltanksystem wurde 1973 von Moss-Rosenberg⁴³ entwickelt und ist bekannt als das Moss Maritime Kugeltanksystem. Nach obiger Einteilung ist es nach IMO ein Typ B bzw. C Tanksystem. Es besteht aus Kugelbehältern mit einem Durchmesser von bis zu 40m. Der Tank ist selbst-

⁴² EIA (2003), S.46

⁴³ RAG AG (2006), S.15

tragend und fungiert somit gleichzeitig als tragende Struktur. Um LNG in verflüssigter Form zu transportieren muss das verwendete Material besonders Tiefsttemperaturbeständig sein. Dabei kommt Aluminium und Edelstahl zur Anwendung. Die notwendige Isolierung wird von außen auf den Tank aufgebracht. Die Tanks werden durch ein spezielles Fundament gelagert, sodass Materialdehnungen aufgrund von Temperaturunterschieden ausgeglichen werden. Zum Aufbau des Kugeltanks werden eigene Fertigungsstraßen benötigt, die die Kugelform herstellen. Zum Einsetzen des Tanks gibt es zwei unterschiedliche Praktiken. Eine Möglichkeit ist es die einzelnen Teile des Tanks in das Schiff zu transportieren und sie dann dort zusammen zu schweißen. Dabei kann es aber zu Schwierigkeiten in der Koordination zwischen dem Tank- und Schiffsbau kommen. Bei der zweiten Methode wird der Tank separat aufgebaut und dann per Lastkran in das Schiff eingesetzt. Das hat den Vorteil, dass das Schiff unabhängig vom Tank gebaut werden kann. Das anschließende Dämmen der Tanks wird per Hand durchgeführt und ist ebenfalls sehr zeitintensiv. Nachteil dieser Bauform ist die Platzverschwendung durch den kugelförmigen Aufbau der Tanks. Es entstehen dadurch große Leerräume in dem Schiffskörper die nicht genutzt werden können. Weiters bieten die hervorstehen Kugeltanks eine größere Angriffsfläche gegenüber Wind. Vorteilhaft ist hingegen, dass der Effekt des Sloshing (Herumschwappen der transportierten Flüssigkeit) durch die Kugelform des Tanks auch bei geringem Füllstand minimiert wird. Werften, die Interesse daran haben, aufbauend auf diesem System ein Schiff zu bauen müssen an Moss Maritime Lizenzgebühren zahlen.

3.3.4 IHI SPB Tanksystem

Dieses System wurde in Japan von Ishikawajima-Harima Heavy Industries 1993 entwickelt, basiert auf einem selbsttragenden prismatischen Design und lässt sich nach IMO Typ B kategorisieren⁴⁴. SBP steht für "Self-supporting Prismatic shape IMO type B"⁴⁵. Aufgrund des prismatischen Designs in das System in seinen Eigenschaften dem Kugeltank sehr ähnlich. Die spezielle Geometrie erlaubt es allerdings den Tank wesentlich besser an die Schiffsaußenhülle anzupassen. Somit werden Leerräume, wie sie beim Kugeltanksystem entstehen vermieden. Nachteil ist allerdings, dass es aufgrund des prismatischen Aufbaus notwendig ist für zusätzliche Steifigkeit des Systems zu sorgen. Dies wiederum führt zu einem erheblichen Mehrgewicht des gesamten Tankers. Marktwirtschaftlich hatte dieses System kaum Bedeutung. Es wurden nur zwei Tanker nach diesem prismatischen Design gebaut. Es wird aber davon ausgegangen, dass dieser Schiffstyp bei Entstehung eines Spotmarktes eine Alternative zu Membrantankern sein wird (siehe Punkt 5.8).

⁴⁴ IHI (2007), S.1

⁴⁵ RAG AG (2006), S.17

3.3.5 GTT Membran Tanksysteme

Die Firmen Gaztransport und Technigaz sorgten dafür, dass deren bereits 1973 entwickeltes französisches System weltweit Anerkennung fand. Das Membransystem ist nicht selbsttragend. Diese Funktion übernimmt eine Doppelhülle des Tankers. Die einzelnen Tanks sind wie beim prismatischen Design an die Schiffshülle angepasst. Für die Entwicklung benötigt eine Werft ein bis zwei Jahre, da die einzelnen Schichten der Hülle nur nacheinander aufgebracht werden können. Die Isolierung besteht entweder aus PU Schaumstoff oder aus mit Perlit gefüllten Sperrholzkisten. Der Einsatz zweier Membranschichten sorgt für erhöhte Sicherheit. Die erste Schicht beinhaltet das verflüssigte Erdgas. Die zweite ist innerhalb der Isolierung untergebracht und fungiert als Sicherungsschicht im Falle eines Lecks der ersten Membran. Ist die Isolierung mit PU Schaum realisiert besteht die innere Membrane aus Edelstahl mit 1,2mm Wandstärke und die äußere aus faserverstärkter Aluminiumfolie. Bei Systemen, welche auf einer Perlitdämmung beruhen bestehen beide Membranen aus einem ca. 0,7mm dicken Invar-Blech. Invar ist eine Eisen-Nickel Legierung mit einem Nickelgehalt von 36%. Der Vorteil dieses Materials liegt in seinem Wärme-dehnungskoeffizienten, der sogar negativ werden kann. Der Markenname gehört dem Stahlkonzern Arcelor-Mittal.

Problematisch ist bei diesem System die Verbindung der einzelnen Membranbleche. Die Schweißnähte müssen absolute Dichtheit garantieren. Zu Problemen kommt es auch, da die Isolierung direkt hinter der Membran liegt und bei Schweißarbeiten leicht Feuer fangen kann.

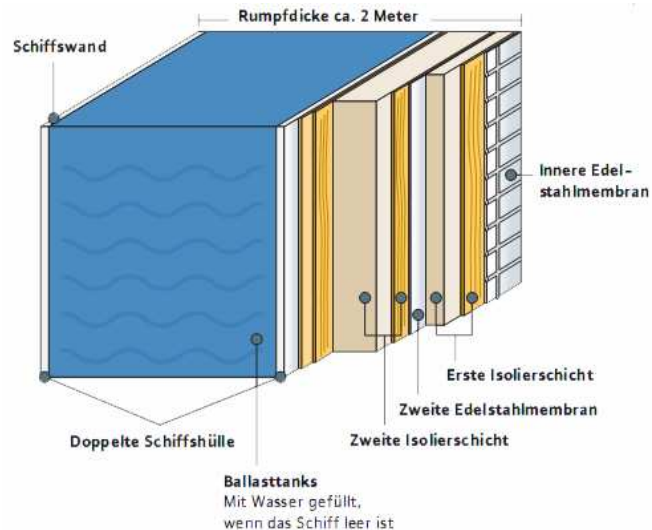


Abbildung 3-3 Membrantankeraufbau

Quelle: RAG AG (2006)

Aufgrund des großen Einsatzes menschlicher Handarbeit bei der Produktion wird dieses System meist in asiatischen Werften zu niedrigsten Preisen gefertigt.

Derzeit versucht der koreanische Energiekonzern KOGAS eine von 3 südkoreanischen Werften davon zu überzeugen ein neues Membransystem zu bauen. Somit könnte es in Zukunft ein erstes Konkurrenzsystem zum Hersteller GTT geben.

Gemein ist allen Systemen, dass sie bereits bis zu 30 Jahren alt sind. Es gab Bestrebungen neue Systeme zu entwickeln und einzusetzen aber bis heute hat es keines zu einem realen Prototyp geschafft. Das liegt einerseits an den enormen Sicherheitsbedenken, die ein neues noch nicht erprobtes Tankersystem aufwirft als auch an den hohen finanziellen Risiken.

Beim Transport von LNG wird das LNG nicht weiter gekühlt sondern bei seinem Siedepunkt gehalten. Der entstehende "Erdgasdampf", auch als Boil-Off-Gas bezeichnet wurde lange Zeit ausschließlich in Heizkesseln mit einer nachgeschalteten Dampfturbine zum Antrieb genutzt. Erst in letzter Zeit werden häufiger die technologisch fortschrittlicheren gasbetriebenen Dieselmotoren benützt. Der gesamte Energieverbrauch während der LNG Wertschöpfungskette beträgt 12% der transportierten Energie⁴⁶. Dies ist vergleichbar mit den Verlusten einer Erdgaspipeline mit einer Länge von 4000 km. Der Energieverlust spielt allerdings für den Transport nur eine untergeordnete Rolle. Die meiste Energie wird bei der Verflüssigung und der anschließenden Verdampfung aufgebracht. Somit sind Transportdistanzen von mehreren 1000 km beim weltweiten Flüssigerdgashandel möglich.

3.3.6 Antriebskonzepte

Allem Anschein nach wird sich der weltweite LNG Handel in den nächsten Jahren weiter verstärken. Der Nachfrageschwerpunkt wird sich von den asiatischen Ländern weg hin zu Nordamerika und Europa verlagern. Dies wiederum verlangt den Transport des verflüssigten Erdgases über immer weitere Strecken. Dadurch wird es unumgänglich neue Antriebskonzepte zu entwickeln⁴⁷. Bei dem Transport von LNG verdampft pro Tag ca. 0,15% bis 0,2% der transportierten Menge. Diese wurde lange Zeit für den Antrieb in Form von Gasturbinen verwendet. Dabei verfügt eine Dampfturbine eine Leistung von 36000 bis 40000 shp (PS an der Antriebswelle) bei einer transportierten Menge von bis zu 150.000m³. Diese Turbinen arbeiten sowohl mit dem verdampften Gas als auch mit Schweröl. Mit den immer größer werdenden Tankern, wie etwa dem Qmax Tanker, entwickelt von Katargas, wird pro Tag mehr sogenanntes Boil-Off-Gas entstehen, als für den Antrieb notwendig ist. Schon jetzt gibt es einige wenige Schiffe, die eine Regasifizierungsanlage an Bord haben um das verdampfte Gas wieder in den flüssigen Zustand zu bringen.

⁴⁶ Gasverbund Mittelland AG (2007), S.1ff

⁴⁷ Berlin Online (2007), S.1ff

Gleichzeitig wird die Ladung immer mehr an Wert gewinnen und es scheint daher sinnvoll diese nicht mehr für den Antrieb zu vergeuden.

Derzeit gibt es vier verschiedene Antriebskonzepte:

- Dampfturbinen

Dieses System ist der derzeitige Standard. Es werden mittels Boil-Off-Gas oder Schweröl zwei Dampfkessel befeuert, die Dampf für den Antrieb und die Stromerzeugung bereitstellen. Der Vorteil der Dampfturbinen ist, dass kein zusätzlicher Gasbrenner benötigt wird. Entweder das Gas wird vollständig verbrannt, oder aber wieder verflüssigt. Die Wartungskosten sind im Vergleich zu anderen Konzepten sehr niedrig. Der Nachteil des Systems ist der niedrige Wirkungsgrad beim Einsatz von Boil-Off-Gas. Weiters kann dieses System bei größeren Tankern nicht mehr eingesetzt werden, da die Dampfturbinen dafür zu wenig Leistung haben⁴⁸.

- Dieselelektrische Zweikraftstoff-Antriebe

Schiffe mit diesem Antrieb werden von Elektromotoren angetrieben. Die dafür notwendige Energie kommt von sogenannten Zweikraftstoff-Dieselmotoren, welche einerseits mit Erdgas unter Zugabe einer geringen Menge Diesel, zur Unterstützung der Zündung, betrieben werden können oder andererseits nur mit Diesel. Bei dieser Antriebsart ist es notwendig eine Brennkammer für eventuelles Überschüssiges Gas zu haben. Der Vorteil ist ein erhöhter Wirkungsgrad, geringe Emissionen und große Flexibilität.

- Dieselmotoren

Diese Antriebskonzept geht davon aus, dass die Ladung einen zu hohen Wert hat, als sie für den Antrieb zu verwenden. Somit werden langsam laufende Schweröldieselmotoren verwendet. Das Boil-Off-Gas wird dabei nicht verbrannt sondern wiederverflüssigt.

- Turbinenelektrischer Antrieb (COGES)

Hier werden gleich 3 Konzepte für die Stromerzeugung genutzt. Einerseits ein Dieselgenerator der mit Schweröl oder Schiffdiesel betrieben werden kann. Weiters eine Gasturbine, die mit Boil-Off-Gas betrieben wird. Die Abgase der Gasturbine erhitzen wiederum einen Dampfkessel, der eine Dampfturbine antreibt. Dieses System ist für kleinere Tanks bis 140000m³ eine interessante Alternative aufgrund der geringeren Ausmaße.

⁴⁸ Germanischer Lloyd (2007), S.23ff

3.3.7 Zusammenfassung

Nach dem Stand vom 11. Juli 2007 sind 235 LNG Tanker in Betrieb⁴⁹. Davon wurden in Europa die meisten Schiffe in Frankreich gebaut. In Summe verließen dort 34 Schiffe die Werften. Die meisten davon sind Membranschiffe welche nach der GTT Technologie der Konzerne Gaztransport und Technigaz entwickelt wurden. Zwischen 1998 und 2005 wurde kein einziges Schiff gebaut. Erst in den Jahren nach 2006 gab es Neubauten. 2006 wurden zwei Schiffe gebaut, die Gaz de France mit einem Transportvolumen von $74,1\text{m}^3$ und die Provalys welcher mit einem maximalen Ladevolumen von $153,5\text{m}^3$ Flüssigerdgas der derzeit größte LNG Tanker ist, der je in Europa gebaut wurde. 2007 wurde bisher ein Schwesterschiff der Provalys gebaut. Insgesamt verfügen die Europa gebauten Schiffe über eine Ladekapazität von $4.594,5\text{m}^3$. Den größten Anteil hat Frankreich mit einem Marktanteil von mehr als 54%.

Außerhalb Europas werden die meisten LNG Tanker in Japan und Korea gebaut. Japan hat bis jetzt 74 Tanker vorzuweisen und Korea 86. Den derzeit weltweit größten Tanker hat Korea im Juni 2007 fertig gestellt mit einer Kapazität von 155m^3 . Insgesamt werden mit japanischen Schiffen mehr als 8.817m^3 und mit koreanischen 12.110m^3 transportiert. Die Kosten für das derzeit größte LNG Schiff betrugen 185 Millionen Dollar. Im Vergleich dazu kostete ein Schiff mit einer Kapazität von 138m^3 Gas im Jahr 2000 noch 219 Millionen Dollar. Es ist ersichtlich, dass Economies of Scale hier Wirkung zeigen und mit einer weiteren Verbilligung bei einer steigenden Transportmenge zu rechnen ist. Die USA haben bisher nur 13 Schiffe gebaut, welche außerdem bis auf 3 nach dem veralteten Moss-Prinzip gefertigt sind. Über alle Tanker gemittelt besteht ein Schiff aus 4,4 Tanks und hat ein Fassungsvermögen von 123m^3 .

Im Vergleich dazu ist es interessant sich die zukünftige Entwicklung an zu sehen. Derzeit werden in den Werften 133 LNG Schiffe geplant und gebaut. Davon ist nur ein einziges aus Europa (Spanien), welches Ende des Jahres 2007 fertig gestellt werden soll. 5 werden in Chinas Werften gebaut und den Rest der 117 Schiffe teilen sich der Markt in Japan und Korea. Japan baut derzeit an insgesamt 26 Schiffen mit einer Summenkapazität von 3.685m^3 . Korea entwickelt derzeit den Rest der 101 Schiffe mit einer Gesamtkapazität für verflüssigtes Erdgas von 18.915m^3 . Das größte Schiff wird einen Laderaum für 270m^3 LNG in 5 Einzeltanks besitzen. Alle koreanischen Schiffe werden derzeit nach dem Membransystem gebaut. Einzig Japan setzt noch auf das Moss Prinzip zum Bau deren Tanker.

Weiters ist interessant zu wissen, dass bis heute erst 19 LNG Tanker wieder stillgelegt wurden. Davon waren 8 Tanker nur für Testzwecke entwickelt worden. Das jüngste Schiff wurde 1979

⁴⁹ Colton Company (2007)

stillgelegt. Somit sind derzeit Schiffe unterwegs die bald an die 30 Jahre alt werden. In Zukunft werden sicherlich viele dieser Tanker durch neue Leistungsstärke ersetzt werden müssen.

Im Anhang 8A.1 befindet sich eine detaillierte Aufstellung der derzeit in Betrieb und Bau befindlichen LNG Tanker.

3.4 Verdampfung

Der Importeur muss über eine LNG Terminal verfügen⁵⁰. Die Tanker pumpen dann das LNG in große Speichertanks. Soll dieses Gas nun verwendet werden muss es zuerst wieder in den gasförmigen Zustand gebracht werden. Dies geschieht durch Erhitzen, wobei das LNG verdampft. Europa besitzt derzeit 12 LNG Verdampfungsanlagen⁵¹. Davon stehen vier in Spanien, zwei in Frankreich und jeweils eine in Belgien, Italien, Griechenland, Großbritannien, Portugal und in der Türkei. Damit verfügt Europa über eine Gesamtkapazität von 75 Milliarden m³ pro Jahr.

Die Österreichische Mineralölverwaltung OMV plant derzeit mit anderen Partnern (Total, RWE, Transgas, INA, Geoplin und E.ON Ruhrgas) den Bau einer LNG Anlage in Kroatien auf der Insel Krk.⁵² Das Projekt hat eine veranschlagte Investitionssumme von mehr als 700 Millionen Euro und soll im Endausbau eine Kapazität von bis zu 10 Millionen m³ haben. Damit sollen Märkte in West- und Zentraleuropa sowie der Adria Raum versorgt werden.

3.5 Verteilung

Das verdampfte Gas wird anschließend in das ganz normale Gasnetz eingeleitet⁵³. Der Endkunde kann nicht mehr unterscheiden, ob er das Gas über ein normales Pipelinenetz bekommen hat oder per Schiff.

⁵⁰ DOE (2005), S.10

⁵¹ IEA (2006/2), II.44f

⁵² Forum Gas Wasser Wärme (2007), S.6ff

⁵³ DOE (2005), S.10

4 Sicherheitsaspekte

Bei nahezu jedem Energieträger stellt sich die Frage nach dessen Sicherheit im Bezug auf Schutzmaßnahmen. Im Gegenzug zum flüssigen Erdöl ist Erdgas aufgrund seines anderen Aggregatzustands schwieriger zu handhaben. Innerhalb der gesamten Wertschöpfungskette kann es aufgrund von Schwachstellen zu Unfällen kommen, die es zu vermeiden gilt. Dieser Abschnitt befasst sich mit der Darstellung der Sicherheitsaspekte während der gesamten Wertschöpfungskette. Es werden die verschiedenen Schutzvorkehrungen aufgezeigt und versucht diese auch von der technischen Seite zu beleuchten. Den Abschluss bildet eine Aufschlüsselung der wichtigsten Ereignisse in diesem Zusammenhang.

4.1 Sicherheitsstruktur

Die Sicherung von Anlagen, von denen eine Gefahr für die Umwelt ausgeht, basiert auf einem mehrstufigen Prozess⁵⁴. Diese soll verhindern, dass es zu einem schwerwiegenden Unfall kommen kann. Sollte eine vorgelagerte Sicherheitsvorkehrung nicht funktionieren, gibt es eine nachgelagerte, die ebenfalls versucht den bevorstehenden Unfall zu verhindern. Im Fall von LNG baut man auf ein 4 stufiges Sicherheitssystem, welches durch Industriestandards und Richtlinien ergänzt wird.

- Primäre Dämmung

Die primäre Dämmung ist die erste und wichtigste Sicherungsschicht. Dies wird erreicht durch den Einsatz qualitativ hochwertiger Materialien während der Wertschöpfungskette.

Eine wichtige Rolle spielt dabei auch das verwendete technische Design der verschiedenen Anlagen.

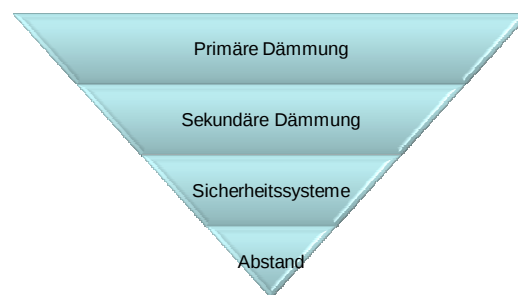


Abbildung 4-1 Sicherheitsstandards

Quelle: Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.6ff

- Sekundäre Dämmung

Die zweite Sicherheitsschicht greift, falls es bei der primären Dämmung zu einem Fehler, wie etwa einem Leck, kommt. Dabei ist es wichtig das austretende Gas zu sammeln, ohne dass es zu einer Explosion kommt. Dafür werden Auffangbecken bzw. Auffangwannen verwendet.

⁵⁴ Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.5ff

- **Sicherheitssysteme**

Sicherheitssysteme erfüllen die Aufgabe, im Falle eines Unfalls die Auswirkungen so gering wie möglich zu halten. Zur Anwendung kommen hier verschiedenste Detektoren für Gas, Rauch, Feuer, Temperatur, Druck, Füllstand. Diese erlauben es einen aktuellen Überblick über die LNG - Anlage zu haben und während eines Unfalles schnell zu reagieren. Ebenfalls zu dieser Schicht gehören automatische Feuerlöschsysteme und Notabschaltungen.

- **Die letzte Schicht besagt, dass es um eine Anlage einen Gefahrenbereich geben soll, der nur unter bestimmten Voraussetzungen betreten werden darf. Somit werden umliegende Bewohner oder andere Schiffe nicht gefährdet. Die gewählten Sicherheitsabstände beruhen dabei auf physikalisch errechneten Daten.**

- **Industriestandards und Richtlinien**

Standards und Gesetze sind notwendig um für die Betreiber der Anlagen gleichwertige Rahmenbedingungen zu schaffen. Diese beeinflussen jede einzelne der 4 Schichten.

4.2 Sicherheitsrelevante Charakteristika von LNG

Flüssigerdgas besitzt einige sicherheitsrelevante Eigenschaften, auf welche in diesem Abschnitt eingegangen wird. Außerdem gibt es am Ende des Abschnitts einen Vergleich mit anderen Energieträgern.

4.2.1 Entflammbarkeit

Flüssigerdgas ist auf -161°C abgekühltes Erdgas. Bei Erhitzen des verflüssigten Gas kommt es zur Verdampfung. Nur bei bestimmten Gemischverhältnissen kann es überhaupt zu einer Entzündung kommen. Abbildung 4-2 (S.43) veranschaulicht diese 3 Bereiche.

Es wird ersichtlich, dass es sowohl ein unteres als auch oberes Limit für eine mögliche Entflammbarkeit gibt. Im unteren Bereich der Grafik sieht man einen Bereich von 0-5%, in dem die Konzentration von Methan zu gering ist damit es zu einer Entflammung kommen kann.

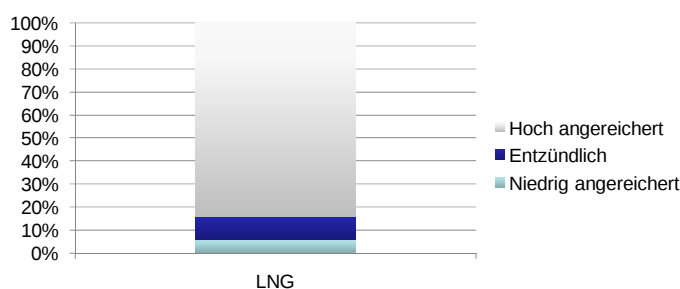


Abbildung 4-2 Entflammbarkeitsbereich von LNG

Quelle: Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.14

Im oberen Bereich von 15-100% Methankonzentration in der Luft kann es ebenfalls zu keiner Entflammung kommen. Dieser Zustand herrscht zum Beispiel in LNG Tanks vor. Somit gibt es nur einen kleinen Bereich von 5-15% in dem es zu einer gefährlichen Situation kommen kann. LPG hat einen entflammbaren Bereich von 2,1-9,5% und Benzin von 1,3-6%. Allerdings ist der gesamte Bereich bei LNG mit 10% am größten. Tabelle 4-1 zeigt nochmals übersichtlich die sicherheitsrelevanten Charakteristika von LNG im Vergleich zu anderen flüssigen Kraftstoffen auf.

Eigenschaften	LNG	LPG	Benzin
Toxisch	Nein	Nein	Ja
Karzinogen	Nein	Nein	Ja
Entflammbarer Dampf	Ja	Ja	Ja
Erstickend	Ja (Dampf)	Ja (Dampf)	Ja
Extreme Kälte	Ja	Falls gekühlt	Nein
Andere Gesundheitsgefährdungen	Keine	Keine	Augenirritationen, Narkose, Übelkeit
Flammpunkt	-306	-156	-50
Siedepunkt	-256	-44	90
Entflammungsbereich in der Luft	5-15	2.1-9.5	1.3-6

Tabelle 4-1 Eigenschaften von LNG, LPG und Benzin

Quelle: Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.14f

4.2.2 Autoentzündlichkeit

Ein weiteres wichtiges Charakteristikum ist die Autoentzündungstemperatur. Das ist jene Temperatur bei der es ab einer gewissen Zeit zu einer spontanen Entzündung kommt. Bei höheren Temperaturen kommt es bereits nach kürzerer Zeit zur Entzündung. Bei LNG ist diese Tempe-

ratur 540°C bei einer Konzentration von 10% bei normalem Druck von 1bar. Somit kommt es beim Fehlen einer Hitzequelle beim Verdampfen von LNG zu keinerlei Unfällen. Das Methan verliert sich in der Atmosphäre. Nachstehende Tabelle 4-2 (S.44) gibt Auskunft über die verschiedenen Treibstoffe.

Treibstoff	Autoentzündungstemperatur
LNG	540°C
LPG	455-510°C
Ethanol	423°C
Methanol	464°C
Benzin	257°C
Diesel	316°C

Tabelle 4-2 Autoentzündungstemperaturen

adaptiert aus Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.16

4.3 LNG Unfallsursachen

Um die Sicherheitsbestimmungen bezüglich primärer und sekundärer Dämmung sowie die Sicherheitssysteme anzupassen ist es notwendig zu wissen, zu welchen Unfällen es in Zusammenhang mit LNG kommen kann.

4.3.1 Explosion

Zu einer Explosion kommt es, wenn eine Substanz rapide ihre chemische Struktur ändert. Das kann durch eine Entzündung passieren aber auch wenn es durch einen Unfall zu einer unkontrollierten Verdampfung von LNG kommt. Da LNG nicht mit großem Druck in seinem flüssigen Aggregatzustand gehalten wird, ist es nur notwendig dafür zu sorgen, dass die primäre Dämmung eine allfällige Hitzequelle aufhält. Ein kleines Leck am Tank führt somit nicht unweigerlich zu einer unkontrollierten Explosion.

4.3.2 Dampfwolken

LNG verdampft sobald es nicht mehr in einem Tank gekühlt wird. Dabei ist es anfänglich kälter und schwerer als Luft wodurch sich ein sichtbarer Nebel über dem noch flüssigen LNG bildet. Wenn ein Mensch damit in Kontakt kommt, würde er ersticken.

4.3.3 Kälteschäden

Aufgrund der enormen Kälte mit der LNG gespeichert und transportiert wird kann es zu Kälteschäden kommen, wenn es zu einer Berührung damit kommt. Speichertanks sind deshalb dafür ausgelegt bis zu 110% des Inhalts zu behalten. Personen, die während der Wertschöpfungskette in Berührung mit LNG kommen könnten müssen Handschuhe, Gesichtsmasken und andere Sicherheitskleidung tragen. Zu Kälteschäden kommt es nur in unmittelbarer Umgebung zu den Speichertanks, da über längere Distanzen oder über einen längeren Zeitraum das LNG verdampft und somit den gefährlichen Temperaturbereich rasch verlässt.

4.3.4 Rollover

Zu einem weiteren Effekt kann es kommen, falls in einen Tank, LNG mit unterschiedlichen Dichten gefüllt wird. Dadurch bilden sich im Speichertank verschiedene Schichten, die sich nicht sofort miteinander vermischen. Falls sich nun eine untere Schicht aufgrund einer undichten Stelle erhitzt wird deren Dichte geringer. Das wiederum bewirkt, dass eine niedrigere Schicht mit einer höheren vertauscht wird, der sogenannte Rollover. Dieses dichtere LNG wird nun spontan erhitzt und dehnt sich aus. Dadurch kann es passieren, dass der Tank wesentlich mehr Gas aufnehmen muss als er ausgelegt wurde. Zur Vermeidung dieses Effekts wird das Flüssigerdgas bei der Verladung auf dessen Dichte kontrolliert. Zusätzlich gibt es Pumpensysteme, die dafür sorgen, dass es zu keiner Schichtenbildung kommen kann.

4.3.5 Rapid Phase Transition

Dieser Effekt tritt auf, wenn große Mengen von LNG auf Wasser treffen. Flüssigerdgas hat eine geringere Dichte als Wasser und schwimmt somit an dessen Oberfläche. Dabei beginnt es zu verdampfen. Geschieht dies zu schnell kommt es zu einer "Explosion" mit Wasser welche Rapid Phase Transition genannt wird.

4.4 Umsetzung der Sicherheitsstandards

Das folgende Kapitel geht auf die praktische Umsetzung der 4 Sicherheitsstufen ein, die in Abbildung 4-1 (S.41) beschrieben worden sind.

4.4.1 Primäre Dämmung

Internationale Standards, wie sie in Punkt 4.5 beschrieben sind, legen fest, welches Material und welche technischen Spezifikationen die erste Dämmschicht zu erfüllen hat. Dabei müssen die spezifischen Eigenschaften von LNG berücksichtigt werden. So ist es nicht möglich normalen Stahl als Wandmaterial zu verwenden, da dieser unter Kälteeinfluss seine Dehnbarkeit verliert und dadurch spröde wird. Deshalb ist es notwendig dem verwendeten Stahl Nickel, üblicherweise 9%, beizumischen. Andere Möglichkeiten sind der Einsatz von Aluminium oder von rostfreiem Edelstahl.

Single Containment Tank

Ein Tank besteht meistens aus einer inneren Hülle, die das Flüssigerdgas speichern muss. Die verwendeten Wände bestehen aus Stahl dem Nickel beigemischt wurde. Außerhalb dieses ersten Tanks befindet sich Dämmmaterial, welches die zweite Hülle vor der Kälte schützt. Um Erdbeschäden vorzubeugen, wird der Tank auf bewegliche Stützen gestellt.

4.4.2 Sekundäre Dämmung

Diese zweite Dämmung dient dazu, im Falle eines Lecks der primären Dämmung das Flüssigerdgas beim Austreten zu hindern. Sowohl am Festland als auch auf Schiffen gibt es dazu Möglichkeiten, wie etwa Auffangbecken oder Dämme, die das Flüssigerdgas daran hindern das Betriebsgelände zu verlassen. Dabei werden die Becken so ausgelegt, dass sie 100% bis 110% des Tankinhalts aufnehmen können. Ebenfalls müssen die Dämme hoch genug sein, da im Falle eines Lochs das Flüssigerdgas, wie Wasser wellen schlägt und damit an Höhe gewinnt.

Double Containment Tank

Im Falle eines doppelt geschützten Tanks, hier halten sowohl die primäre als auch die sekundäre Dämmung das Flüssigerdgas aus, kann das Betriebsgelände wesentlich kleiner ausgelegt werden. Die zweite Dämmung ist dabei so ausgelegt, dass sie sowohl das LNG als auch das entstehende Gas aufnehmen kann.

Full Containment Tank

Dieses System besteht aus einer inneren primären Dämmung und einem umgebenden Betontank mit ein Meter Stärke im Abstand von ein bis zwei Metern, der im Falle eines Lecks das gesamte LNG aufnehmen kann. Der Vorteil dieses Systems besteht in der wesentlich höheren Sicherheit im Falle von äußeren Eingriffen. Verwendet werden diese Systeme in Japan oder auch Portugal.

Seit der kommerziellen Nutzung von LNG mussten die sekundären Systeme noch nie Flüssigerdgas aufnehmen.

4.4.3 Sicherheitssysteme

Alle LNG Anlagen, sowohl an Land als auch auf Wasser, besitzen Sicherheitssysteme, die es erlauben Fehler in den Anlagen zu erkennen. Dazu zählen Gas- und Feuermelder aber auch Rauchdetektoren. Ebenfalls wird der Füllstand der Tanker genau beobachtet um eventuelle Lecks frühzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen einzuleiten. Videoüberwachung wird eingesetzt um einen Überblick der verschiedenen Bereiche zu erhalten. Notfallabschaltungen können somit im Falle eines Unfalls schnell eingeleitet werden. Diese sogenannten HSE (Health, Safety und Environmental) Aktivitäten sind in allen verwendeten Anlagen gleich. Somit lassen sich diese gut in Form von Standards und Regelwerken beschreiben um bei einem Fehlverhalten die Gefahr für Menschen so gering wie nur möglich zu halten.

4.4.4 Abstand

Der Abstand zwischen den sicherheitsrelevanten Anlagen und angrenzenden Gebäuden muss so gewählt werden, dass es zu keiner Zeit zu schwerwiegenden Unfällen kommen kann. So schreibt etwa in den USA der Maritime Transportation Security Act aus dem Jahr 2002 vor, dass sich in einem Umkreis von 1000 Yard, was einer Länge von 914,4 Metern entspricht, kein anderes Schiff befinden darf⁵⁵. Im Bereich des Festlandes befinden sich die Bestimmungen im US Code of Federal Regulations 49. Zum Beispiel ist festgelegt, dass es um ein Auffangbecken für Flüssigerdgas eine weitere Sicherheitszone geben muss, um im Falle eines Feuers innerhalb des Beckens anliegende Bereiche nicht zu gefährden. Dieser erweiterte Bereich muss von der Betreibergesellschaft kontrolliert werden. Für die Berechnung der Größe dieser Zone werden geographische Gegebenheiten mathematisch ausgewertet.

⁵⁵ EIA (2004), S.3

4.5 Sicherheitsbestimmungen

Der Transport von Flüssigerdgas unterliegt strengen Sicherheitsrichtlinien um Unfälle oder terroristische Anschläge zu vermeiden⁵⁶. Im Juli 2004 traten in den USA neue Anti-Terrorbestimmungen für den Transport von LNG in Kraft. Alle Schiffe und Anlagen in den USA unterliegen dem International Ship and Port Security Code. Tanker, die in den USA ihre Fracht abladen wollen müssen ebenfalls diesen Code erfüllen. Dieser schreibt vor, dass es Notfallpläne für den Fall einer Katastrophe geben muss. Ebenfalls muss es einen Sicherheitsverantwortlichen geben und die eingesetzten Notfallpläne müssen alle 5 Jahre einer Überprüfung unterzogen werden. Im Falle einer technischen Änderung des Tankers aber auch schon früher. Weiters haben die USA das Recht Aufsichtspersonal an Board des Schiffes zu bringen, um es sicher in und aus dem Hafen zu bringen.

Industriestandards entwickeln sich weltweit sobald in einem Land oder Kontinent größere Mengen von Flüssigerdgas transportiert werden. In Europa befassen sich folgende Regelwerke mit dem Thema LNG:

- EN 1473 - Installation and equipment for LNG - Design of onshore installations
- EN 1160 - Installation and equipment for LNG - General Characteristics of LNG
- EEMUA 147 - Recommendations for the design and construction of refrigerated liquefied gas storage tanks.

Auch schon beim Aufbau einer LNG Anlage müssen viele Regeln und Normen erfüllt werden. Meist müssen Studien zu folgenden Sachverhalten vorgelegt werden:

- Bewertung der Standortbeschaffenheit
- Analysen bezüglich des Einflusses auf das biologische Gleichgewicht
- Anlagendesign
- Einschätzungen bezüglich der Unfallgefahren die von der Anlage ausgehen. Insbesondere müssen Studien zu eventuellen Erdbebengefährdungen vorgelegt werden.
- Studien über die Entwicklungen der Seewege, die durch die vermehrten Transporte belastet werden.

Viele weitere Analysen sind notwendig bis es eine positive Entscheidung bezüglich eines Neubaus gibt. Deshalb wird versucht bestehende Anlagen zu erweitern, da hier viele Bestimmungen

⁵⁶ Institute for Energy, Law & Enterprise (2003/2), S.36ff

bereits erfüllt sind. Dabei werden meist einfach neue Trains hinzugefügt um die Kapazität zu erweitern.

4.6 Abschließende Bemerkungen

Flüssigerdgas ist, wenn man sich die Entwicklung seit den Anfängen des ersten Transports anschaut eine sehr sichere Energieform. Viele Parteien sorgen für die Sicherheit der Anlagen. Involviert sind sowohl staatliche Organisationen, wie etwas die FERC in den USA, sowie die Betreiber der Anlagen in Form von Best-Practice Lösungen.

Seit über 60 Jahre gab es nur kleine Zwischenfälle innerhalb der LNG Kette. Weltweit kam es 8 Mal zu einem ungewollten Ausbruch von LNG, allerdings nie auf LNG Tankern. Nachfolgend sind die 4 schwerwiegendsten Unfälle beschrieben.

4.6.1 1944 Cleveland Ohio

Im Jahr 1941 wurde in Cleveland eine Spitzenlastanlage für LNG gebaut. 3 Jahre lang arbeitete die Anlage ohne nennenswerte Fehler. Im Jahr 1944 allerdings kam es zu einem folgendschweren Unfall, als die Anlage mit einem größeren Tank erweitert werden sollte. Aufgrund des Rohstoffmangels während des zweiten Weltkrieges wurden unzureichende Materialien verwendet, was dazu führte dass der Tank nicht standhielt. Das frei werdende Flüssigerdgas breitete sich in der Anlage und dem Abwassersystem aus und entzündete sich dort. Bei diesem Unfall starben 128 Menschen.

4.6.2 1973 Staten Island New York

Im Jahr 1973 kam es erneut zu einem Unfall in einer Spitzenlastanlage. Die Anlage wurde aufgrund der Annahme dass ein Leck vorliegt abgeschaltet. Es wurden Spuren von LNG innerhalb der Dämmschicht gefunden. Während den Ausbesserungsarbeiten entzündete sich das Dämmmaterial. Die dabei entstehende Temperatur reichte aus um genug Dampfdruck zu erzeugen um das Dach des Tanks ab zu sprengen, welcher dann auf die Arbeiter fiel. 40 Menschen wurden dabei getötet.

4.6.3 1979 Cove Point Maryland

In der Cove Point Wiederverdampfungsanlage kam es 1979 zu einem Zwischenfall. Eine Pumpendichtung schloss nicht richtig und LNG konnte entweichen. Es bahnte sich seinen Weg durch unterirdisch verlegte Leitungen in eine weiter entfernte Station. Da man nicht davon ausging das in dieser Gas auftreten könnte, gab es auch keine entsprechenden Sicherheitsvorkehrun-

gen. Ein Funke entzündete das Gas und tötete einen Mitarbeiter. Aufgrund dieses Vorfalles wurden die Sicherheitsbestimmungen geändert und somit ein erneuter Unfall in Zukunft ausgeschlossen.

4.6.4 2004 Skikda Algerien

Am 19 Jänner 2004 kam es zum letzten Mal zu einem tragischen Unfall in einer LNG Anlage bei dem 27 Personen getötet und mehr als 70 verletzt wurden⁵⁷. Damals kam es zu einem Fehler in einem der Wärmetauscher der vierten Train, wodurch LNG explodierte. Entzündet wurde das Flüssigerdgas vermutlich von einem Boiler der Anlage.

Eine chronologische Auflistung aller Unfälle, die mit LNG in Zusammenhang gebracht werden wird von der kalifornischen "State Land Commission" herausgegeben⁵⁸.

⁵⁷ Hazards Intelligence (2004), S.1ff

⁵⁸ State Land Commission (2006), S.1ff

5 Preisbildung

Dieser Abschnitt zeigt, wie sich die Preise für Erdgas im Allgemeinen und Flüssigerdgas im Speziellen bilden.

5.1 Einleitung

Öl und Gas haben einige spezielle Charakteristika⁵⁹ welche sie von anderen Gütern unterscheiden:

5.1.1 Hohe Unsicherheiten

Die Bereitstellung von Energie für den Konsumenten ist für viele involvierte Parteien innerhalb der Wertschöpfungskette ein sehr risikoreiches Geschäft. Es müssen hohe spezifische Investitionen getätigt werden. Innerhalb der Wertschöpfungskette gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichen Akteuren. Ronald Coase war der Erste, der versuchte eine Antwort darauf zu finden, welche Transaktionen unter welchen Bedingungen durchgeführt werden sollen. Unter der Voraussetzung einer freien Marktwirtschaft ist es möglich Transaktionen nicht nur über den Markt sondern auch innerhalb von Organisationen abzuwickeln. Zu welcher Entscheidung es kommt hängt dabei von der Höhe der Transaktionskosten ab, welche minimiert werden sollen. Eine Transaktion über den Markt ist verbunden mit Kosten der Informationssuche sowie einem hohen Risiko. Innerhalb eines Unternehmens treten Kosten der hierarchischen Struktur der der Kontrolle auf. Langzeitverträge hingegen haben hohe Anbahnungs- und Durchsetzungskosten. Innerhalb eines freien Marktes wird immer versucht werden, diejenige Lösung mit den geringsten Kosten zu finden. Beispielsweise würde eine hohe Kosten verursachende, risikobehaftete Markttransaktion eventuell durch eine horizontale Integration sicherer und billiger werden.

Die Spezifität von Gas ist besonders hoch. Gas besitzt im direkten Vergleich zu Öl eine um das 1000-fache geringe Energiedichte. Selbst, wenn es komprimiert wird, siehe CNG, bleibt ein Unterschied um den Faktor 10 bestehen. Daraus resultieren höhere Kosten beim Transport als auch bei der Speicherung.

5.1.2 Eigenschaften einer natürlichen Ressource

Kein anderes Gut hängt dermaßen von den natürlichen Gegebenheiten ab wie Erdöl und Erdgas. Produktionskosten unterscheiden sich je nach Feld. So macht es einen großen Unterschied ob auf dem Meer oder Land gefördert wird, da im ersten Fall die Kosten aufgrund höherer technischer Erfordernisse höher sind. Andere wichtige Kriterien sind die Größe des Feldes sowie ob

⁵⁹ ECS (2007), S.42ff

konventionell produziert wird oder auf zum Beispiel Tarsände zurückgegriffen wird. Weiters ist es wichtig, wie weit entfernt eine Lagerstätte liegt. So macht es einen großen Unterschied, ob Erdgas aus Norwegen nach Europa transportiert werden soll oder aus Russland, wo Distanzen von mehreren 1000 Kilometern überwunden werden müssen.

5.1.3 Endlichkeit einer Ressource und deren Konzentriertheit auf einige wenige Förderstellen

Erdöl und Erdgas gibt es nur in endlichen Mengen. Um abzuschätzen, wie lange eine Ressource noch zur Verfügung steht gibt es das Maß "reserves to production (R/P) ratio". Diese werden für Erdöl weltweit auf 63,3 Jahre geschätzt⁶⁰. Schaut man sich aber auch hier die regionalen Unterschiede an, wird schnell deutlich, wie ungleich die Ressourcen verteilt sind. So hat zum Beispiel der mittlere Osten ein R/P ratio von ungefähr 220 Jahren. Auf der anderen Seite wird das Verhältnis in England seit Jahren kleiner und beträgt derzeit nur 6 Jahre.

Wissenschaftlich wurde das Thema der Endlichkeit einer Ressource von Harold Hotelling behandelt⁶¹. Er versuchte eine optimale, im Sinne eines Wohlfahrtsoptimums, Extraktionspolitik herauszuarbeiten⁶². Dabei ging er davon aus, dass es einen Gesamtbestand der nicht erneuerbaren Ressource, einen Konsum pro Periode und einen Zinssatz gibt. Der gesamte Konsum muss größer als oder gleich wie der Gesamtbestand sein. Die weitere Vorgehensweise stützt sich darauf den Barwert der Perioden zu maximieren. Unter der Bedingung, dass der Konsum nicht negativ werden kann und der schon oben genannten Beschränkung der nicht erneuerbaren Ressourcen, konnte Hotelling mit Hilfe der Lagrangefunktion feststellen, dass die optimale Ausbeutung der Ressource so gewählt wird, dass der Grenznutzen mit dem Zinssatz wächst. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass der abgezinste Grenznutzen konstant bleibt und somit bei einem positiven Zinssatz über die Perioden der Konsum fällt. Dies führt zu Überlegungen, wie schnell z.B. Erdgas unter verschiedenen Marktbedingungen gefördert werden soll.

Weiters gilt es zu beachten, dass 12 Länder 2/3 der weltweiten Erdöl und Erdgasreserven besitzen. In diesen Ländern aber nur ca. 5% der Weltbevölkerung leben⁶³.

5.1.4 Zwei Entscheidungsträger (Produzent und Ressourcenbesitzer)

Normalerweise gehört die natürliche Ressource dem Land, wo sie geologisch liegt⁶⁴. Das wiederum bedeutet, dass die Förderung der Ressource von zumindest zwei Akteuren, dem Staat bzw.

⁶⁰ BP (2007), S.12

⁶¹ ECS (2007), S.44f

⁶² Wirl, F. (2006), S.53ff

⁶³ ECS (2007), S.46

⁶⁴ ECS (2007), S.46ff

dessen Regierung sowie der Produktionsfirma, mit unterschiedlichen Interessen abhängt. Am Anfang eines Projekts hat die Produktionsfirma die bessere Verhandlungsbasis, da sie große finanzielle Mittel aufbringt. Weiters sind Regierungsinteressen normalerweise längerfristig ausgelegt, wohingegen eine private Firma eher kurzfristige Anliegen hat. Daher lässt sich hier die Principal - Agent - Theorie einsetzen. Wobei die Produktionsfirma mit ihrem komplexen Wissen der Agent ist. Dieses Problem wurde deutlich, als im Dezember 2006 Shell, Mitsui und Mitsubishi vom Staatskonzern Gazprom gedrängt wurden ihren Anteil am Gemeinschaftsprojekt Sachalin II wesentlich zu verringern⁶⁵. Dadurch erlangte Gazprom einen Anteil von 50%+1Stimme.

5.1.5 Ein sehr unelastischer Markt mit Kapazitätsbeschränkungen auf der Angebotsseite

Energie ist für eine funktionierende Wirtschaft ein unabdingbarer Faktor um Produkte zu erstellen und einen gewissen Lebensstandard aufrecht zu erhalten⁶⁶. Um Energie zu nützen ist es notwendig spezifische Investitionen zu tätigen. So muss ein Auto gekauft werden um die Energie, die im Kraftstoff steckt zu nutzen. Aber auch der Kühlschrank die Klimaanlage oder die Heizung sind oftmals sehr kapitalintensive und langfristige Investments. Somit ist Energie kurzfristig nicht zu substituieren und die Nachfrage ist im hohen Maße unelastisch. Dies wiederum bewirkt, dass Staaten vermehrt Steuern auf Energieprodukte legen.

5.1.6 Marktversagen aufgrund von negativen Externalitäten

Wenn Marktmechanismen Ressourcen nicht richtig aufteilen kommt es zu einem Marktversagen.

Marktversagen tritt häufig unter folgenden Bedingungen auf:

- Unvollständiger Wettbewerb
- Preisverzerrungen aufgrund von fehlender oder asymmetrischer Information
- Das Auftreten von Externalitäten
- Nicht-Rivalität und Nicht-Ausschließbarkeit bei öffentlichen Gütern.

Im Energiesektor kommt es häufig zu unvollständigem Wettbewerb, negativen Externalitäten, sowie Konflikten mit öffentlichen Gütern. Externalitäten sollen dabei nach Pigou mittels Besteuerung internalisiert werden. Das heißt, dass derjenige der verantwortlich für das Auftreten der Externalität ist dafür einen gesamtwirtschaftlichen Beitrag leisten soll. Kritik an diesem System kam von Ronald Coase, der der Ansicht ist, dass handelbare Eigentumsrechte besser dafür geeig-

⁶⁵ Spiegel (2006), S.1ff

⁶⁶ ECS (2007), S.48ff

net sind. Dieses System wird derzeit für den Emissionshandel mit CO₂ Zertifikaten angewendet. Im Bereich des Flüssigerdgases kommt es häufig zu unvollständigem Wettbewerb. Wie schon früher erwähnt, gibt es kaum Wettbewerb zwischen dem pazifischen und atlantischen Bereich, was zu einer Verzerrung der Preise führt.

5.2 Gaspreisbildung

Fossile Brennstoffe sind nur innerhalb eines endlichen Zeitrahmens vorhanden. Die Produktion in Relation im Zeitablauf wurde erstmals 1949 von M.King Hubbert beschrieben. In Abbildung 5-1 (S.55) zeigt die Hubbertkurve. Aus ihr wird ersichtlich, dass der Verlauf von Erdgas dem von Erdöl folgt, allerdings immer mit einer Verzögerung. Mittels dieser Kurve lässt sich erklären, warum wir derzeit noch keinen ausgeprägten Spotmarkt für Erdgas, wohl aber für Erdöl haben (siehe Punkt 5.8). Die Kurve geht weiters davon aus, dass es einmal ein Maximum geben wird. Da aber die Exploration immer wieder neue Felder erschließt verschiebt sich dieser Punkt nach rechts.

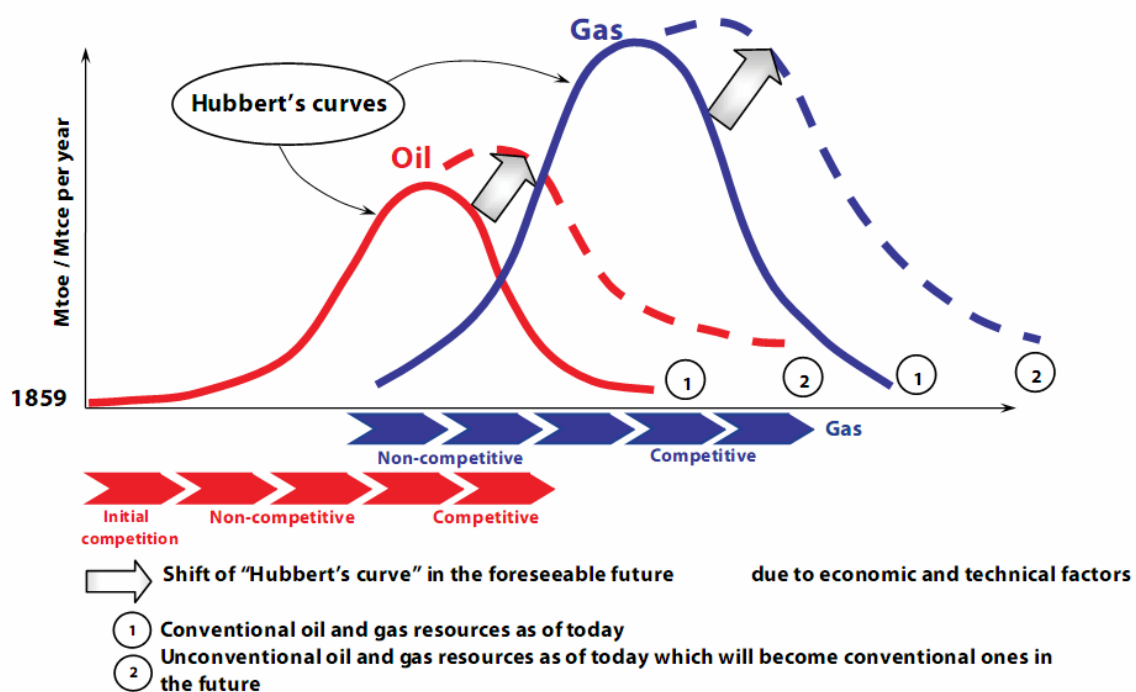


Abbildung 5-1 Hubbert Kurve

Quelle: ECS (2007), S.53

5.3 Historische Entwicklung

Aufgrund der wesentlich geringeren Energiedichte gegenüber von Erdöl und den damit verbundenen höheren Kosten für den Transport ist der Gasmarkt regional gewachsen. Lange Zeit wurde Erdgas als Beiprodukt von Erdöl direkt bei der Exploration einfach verbrannt. Es gab einfach keine funktionierende Infrastruktur um das Gas verkaufen zu können. Um es zu transportieren mussten erst Pipelines gebaut werden. Norwegen war aufgrund der geografischen Lage der erste Exporteur von Erdgas aus dem Groningenfeld. In Europa entwickelte sich der Gasmarkt von England aus. Davor gab es erste Entwicklungen in Nordamerika. Abbildung 5-2 (S.56) zeigt den Verlauf der Marktentwicklung von Erdgas. Bei entstehen eines Marktes ist es notwendig die dafür notwendige Infrastruktur aufzubauen. Deshalb werden Langzeitverträge geschlossen, die es ermöglichen das Risiko zu minimieren. Wächst der Markt weiter entstehen andere Vertragsformen wie Kurzzeitverträge, Spot- oder Forwardverträge oder Futurehandel. Nachfolgende Kapitel erläutern diese Instrumente und zeigen auf in welchem Stadium sich der weltweite Flüssigerdgasmarkt befindet.

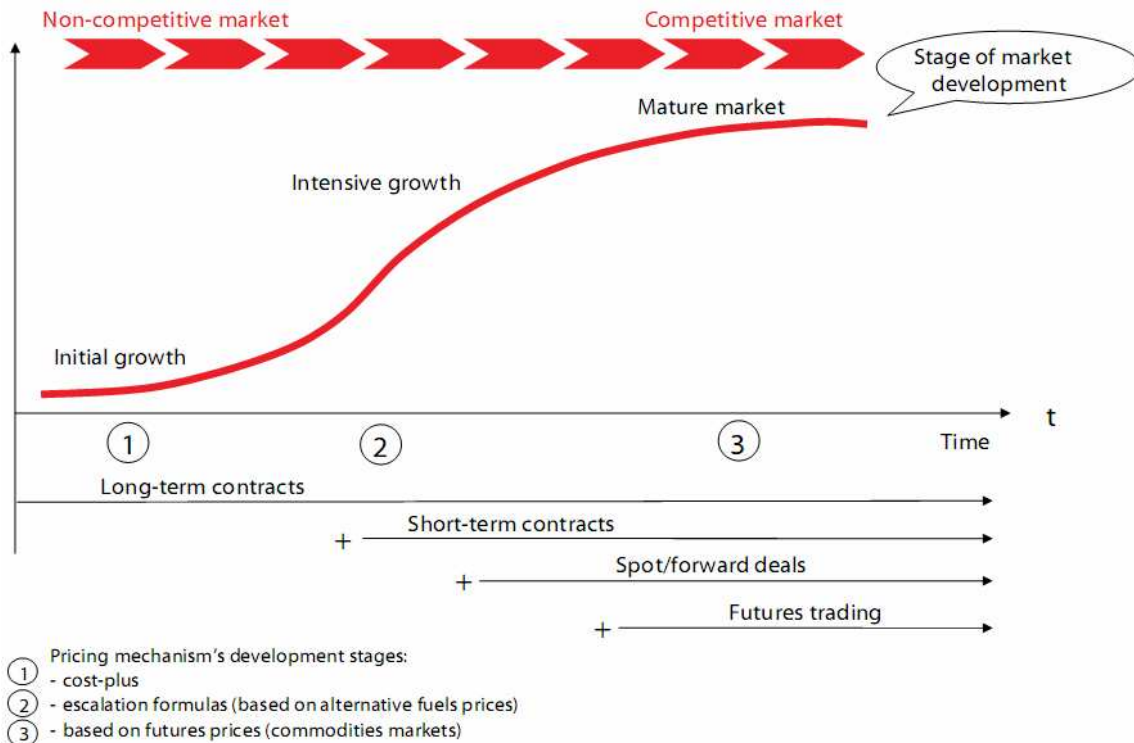


Abbildung 5-2 Marktentwicklung

Quelle: ECS (2007), S.60

5.4 Wettbewerbsfaktoren bzw. Liquider Markt

Dieses Kapitel geht der Frage nach, warum es überhaupt erwünscht ist einen wettbewerbsorientierten Markt zu haben⁶⁷. Bei Erdöl, welcher als wettbewerbsorientierter commodity Markt gilt, werden verschiedene Sorten an verschiedenen Handelsplätzen sowohl Real als auch nur für Finanzentscheidungen gehandelt. Dieses System erlaubt sowohl transparente Preise als auch eine Risikoabsicherung. Bei Erdgas und im speziellen bei Flüssigerdgas ist es noch nicht zu einem vollständig transparenten Markt gekommen. Voraussetzung für einen liquiden Markt ist, dass es einen Handelsplatz gibt, der als Referenzpunkt dient auf dem alle möglichen Derivate gehandelt werden können. Geringe Transport- und Speicherkosten sind Voraussetzung dafür. Weiters ist es notwendig, dass es viele verschiedene Marktteilnehmer gibt. Sowohl Akteure, die Erdgas aktiv handeln als auch reine Finanzinvestoren müssen vorhanden sein. Gibt es solche Handelsplätze nicht werden die Risiken entweder durch langfristige Lieferverträge oder durch vertikale Integration abgesichert (Self-contracting siehe Punkt 5.12).

5.5 Erdgaspreisbildung

Dieses Kapitel dient als Überleitung zur Flüssigerdgaspreisbildung. Da Flüssigerdgas nur stark abgekühltes Erdgas ist, ist es zum besseren Verständnis notwendig auf die Preisbildung von Erdgas einzugehen. In diesem Kapitel werden die USA sowie England genauer untersucht. Diese beiden Länder haben funktionierende Handelsplätze für Erdgas. In wie weit ein Handelsplatz liquide ist bestimmt sich nach dem Verhältnis der gehandelten zu gelieferten Mengen. Dieses Verhältnis wird als Churn-Wert bezeichnet. Ist dieser Wert größer als 15, dies entspricht einem um das 15-fachen höheren Handelsvolumen als tatsächlicher Erdgaslieferungen, gilt der Handelsplatz als liquide. In Amerika heißt der Handelsplatz Henry Hub in Louisiana. Dieser hat einen Wert von 100 und ist damit der liquidste Handelsplatz weltweit. Mit großem Abstand folgt der National Balancing Point (NBP) in England, der nach einem Hoch im Jahr 2004 von 15 nun einen Churn-Wert von 10 hat. Zum Vergleich ist der Churn-Wert von Erdölhandelsplätzen wie WTI oder Brent bei 500.

Faktoren, warum gerade Nordamerika und England ausgebaute Handelsplätze haben, sind geologische als auch geografische. Beide Länder besitzen viele kleinere und mittlere Felder ab einer Größe von ungefähr 400 Mrd. m³. Weiters besitzen beide Länder eigene Quellen und mussten lange Zeit nichts oder nur wenig importieren. Im Gegenzug waren Europa oder Japan immer Importeure und konnten ihren Bedarf nie selbst decken. Bis heute ist es in Kontinentaleuropa üblich Langzeitverträge abzuschließen (siehe Punkt 5.6). Erst am 28. September 2006 unterzeich-

⁶⁷ ECS (2007), S.99ff

nete die OMV einen Liefervertrag bis zum Jahr 2027. Es gibt weitere in Europa (Zeebrugge oder den TTF), welche allerdings einen Churn-Wert weit unter 10 haben und gelten somit nicht als liquid. Korea hat überhaupt keinen Handelsplatz und nur eine einzige Erdgasfirma. Japan hingegen ist in zwei Regionen geteilt, welche allerdings nicht per Pipeline verbunden sind.

Der wachsende LNG Markt stellt eine Möglichkeit dar die verschiedenen Regionen zu verbinden. Die Kosten für den Transport durch Tanker werden geringer, wodurch einfacher zwischen Ländern gehandelt werden kann. Dies ist auch für die USA und England notwendig, da diese ihren eigenen Bedarf nicht mehr decken können und selbst auf Importe angewiesen sind.

5.6 Langzeitverträge

Traditionell werden LNG Lieferungen über Langzeitverträge ausgehandelt⁶⁸. Diese erlauben es das Risiko zwischen dem Käufer und dem Verkäufer aufzuteilen⁶⁹. Der Käufer trägt das Mengenrisiko durch eine "Take or Pay" (TOP) Klausel. Der Verkäufer trägt das Preisrisiko durch Preissteigerungsklauseln welche an andere Energiepreise gekoppelt sind.

Motive für den Einsatz von Langzeitverträgen können sein:

- Transaktionsspezifische Investitionen

Um den geschlossenen Vertrag zu erfüllen muss zumindest eine der Parteien Investitionen für Werkzeuge, Maschinen oder Standorte tätigen. Falls es nun nicht zu der vorab geplanten Nutzung dieser Investitionen kommt beeinträchtigt dies deren Wert. Im Fall von LNG sind innerhalb der Wertschöpfungskette sehr hohe Investitionskosten zu tätigen bevor der erste Tanker seinen Dienst aufnehmen kann. Langzeitverträge erlauben es die Transaktion im Vorhinein sicherzustellen. Somit ist dies ein Grund für das vorhanden sein von Langzeitverträgen. Empirisch wurde 1987 von Joskow dieser Zusammenhang bewiesen⁷⁰. Bei der Studie ging es um Kohlelieferungsverträge in den USA. Dabei waren die Langzeitverträge wesentlich kürzer ausgerichtet, wenn Kohlekraftwerke unabhängig von einer Kohlemine gebaut wurden. Dies wiederum bedeutet, dass wenn es mehrere unabhängige Parteien in der Wertschöpfungskette gibt auch der Nutzen von Langzeitverträgen geringer wird.

- Risikoaversion

Risikoaversion ist ein weiterer Punkt, der für die Verwendung von Langzeitverträgen

⁶⁸ ECS (2007), S.99ff

⁶⁹ Eger, T. (1995), S.18ff

⁷⁰ Joskow, L. (1987), S.183

spricht. Besteht das Anliegen sich gegenüber Preisschwankungen über einen längeren Zeitraum abzusichern ist ein Langzeitvertrag das beste Mittel. Auch kommt es zu dessen Anwendung wenn auf der Nachfrageseite Risiken bestehen und die Verkäufer stärker risikoavers als die Käufer sind. Auch dieses Verhalten zeigt sich beim LNG Markt. Die Verkäufer bzw. Exporteure von LNG wissen nicht, ob es einen kalten oder warmen Winter geben wird. Die LNG Anlagen verursachen aber auch ohne Produktion hohe Kosten. Somit ist es nur logisch, dass sie fixe Mengen abliefern wollen.

- Transaktionskosten

Ein weiterer Grund der für die Verwendung von Langzeitverträgen spricht sind die Transaktionskosten, welche bei einer Vielzahl von kurzfristigen Verträgen aufgrund von z.B.: Anbahnungskosten wesentlich höher sein können⁷¹.

Aufgrund der oben angeführten Charakteristika ist der Langzeitvertrag (Sales and Purchase Agreement SPA) ein wichtiges Mittel beim Aufbau einer neuen LNG Anlage. Typische Verträge haben Laufzeiten von 20 Jahren oder länger. Oftmals waren auch die hinter dem Projekt stehenden Banken dafür verantwortlich. Diese brauchen Langzeitverträge als Sicherstellung. In den Verträgen gibt es Klauseln, die sicherstellen, dass der Käufer das Mengenrisiko und der Verkäufer das Preisrisiko trägt. Deshalb besitzen diese Verträge Take or Pay Klauseln, welche sicherstellen, dass der Käufer eine Mindestmenge abnehmen muss. Frühe Verträge waren nicht an Erdgas- sondern an Erdölwerte gekoppelt. Ein weiterer Grund für das Vorhandensein von Langzeitverträgen ist in den Eigentümerstrukturen zu finden. Wird ein LNG Projekt gestartet, bilden sich meist Joint Ventures verschiedener Firmen. Das wiederum führt dazu, dass diese sich wie ein einziges Unternehmen verhalten anstelle wie Konkurrenten.

5.7 Netback Pricing

Gaspreise bilden sich oft durch das Netback Konzept⁷². Dabei wird der Marktwert von Erdgas für einen bestimmten Kunden an der Landesgrenze wie folgt bestimmt.

Netback = Preis des günstigsten Substitutes inklusive aller Steuern ausgeglichen auf die
 verschiedenen Brenn- und Wärmewerte sowie eventuelle Kosten um Standards
 einzuhalten.

- Kosten des Transports zur Grenze des Kunden

⁷¹ Pützl, F. (2007), S. 375

⁷² IEA (1998), S.30

- Kosten der Speicherung des Erdgases um saisonale Nachfrageschwankungen beim Kunden ausgleichen zu können.
- Alle Steuern

Dieser Preis wird nun für alle Importeure gemittelt und als Basispreis herangezogen. Dadurch ergeben sich Vorteile für Exporteure, die nahe am Importland liegen. Der Unterschied zwischen deren Durchschnittskosten und dem Netbackpreis ist sehr groß und damit auch deren Gewinn.

5.8 Spotmärkte

Spotmärkte haben sich im Bereich des Erdöls bereits gut entwickelt und dienen in diesem Kapitel als Hilfsmittel zur Beschreibung der Möglichkeiten, die sich innerhalb eines liquiden Marktes ergeben würden⁷³. Die behandelten Märkte sind Rotterdam mit dem Index Brent und New York mit WTI. Es handelt sich bei diesen um sogenannte over-the-counter (OTC) Märkten, bei denen Geschäfte zwischen Parteien über diverse Kommunikationsnetze abgeschlossen werden. Gründe für das Entstehen dieser Spotmärkte war die große Anzahl an verschiedenen Akteuren. Somit gibt es einen regen Handel von Gütern zwischen den Parteien. Die ausgehandelten Preise werden nicht absolut angegeben sondern beziehen sich immer auf den Preisunterschied zwischen dem gehandelten Produkt und dem Benchmark (Brent oder WTI). Die dabei entstehenden Preise sind nicht sofort öffentlich einsehbar. Eigene Agenturen (z.B. Heren Energy) sammeln diese Daten in dem sie die Parteien interviewen und geben diese kostenpflichtig weiter.

5.9 Forward Märkte

Spotmärkte sind dafür verantwortlich, dass Preise innerhalb kurzer Zeit stark schwanken können. Je nach Angebot und Nachfrage kann es zu Engpässen kommen und dadurch zu höheren Preisen. Um sich vor diesem Preisrisiko abzusichern gibt es zwei weitere Märkte, welche Future und Forward Märkte heißen. Der Forward Markt für die Erdölsorte Brent ist dabei enger gefasst als der Spotmarkt. So ist beispielsweise die Schiffkapazität vorgegeben. Weiters kann nur der Monat der Lieferung bestimmt werden. Aufgrund der festgesetzten Schiffskapazität nehmen an einem Forward Markt nur Erdölgesellschaften und große Händler teil. Eine einzige Transaktion kostete Anfang 2007 ca. \$30 Millionen. Innerhalb eines Forward Marktes gibt es die Möglichkeit sich gegen Preisrisiken zu schützen. Dabei geht man eine entgegengesetzte Position gegenüber der echten Lieferung ein. Natürlich ist es auch möglich Transaktionen nur innerhalb des Marktes zu tätigen und physisch nie einen einzigen Tropfen Erdöl zu liefern. Im Gegensatz zum Future Markt

⁷³ ECS (2007), S.79ff

gibt es beim Forward keine gemeinsame Verrechnungsstelle, wodurch das Risiko aufgrund eines nicht liquiden Partners steigt.

5.10 Future Märkte

Diese Märkte erlauben, es sich ebenfalls gegen Preisschwankungen abzusichern. Dabei ist ein Future-Vertrag eine Vereinbarung zwischen zwei Marktteilnehmern ein Gut zu einem festgelegten Zeitpunkt und Preis zu kaufen oder zu verkaufen. Future Verträge werden nicht wie Forwards in einem OTC Markt gehandelt sondern innerhalb einer Börse. Nur ca. 5% der vereinbarten Future - Verträge führen zu einer realen Lieferung des Gutes. Die Börse fungiert als Aufsichts- und Kontrollstelle bei den Transaktionen.

Long and Short Position

Innerhalb des Future Marktes gibt es verschiedene Transaktionsmöglichkeiten. Eine davon ist es eine Long oder Short Position mit dem Vertragspartner einzugehen. Um eine Long Position handelt es sich, wenn eine Partei zustimmt ein Gut an einem bestimmten zukünftigen Datum und zu einem festgesetzten Preise zu kaufen. Gegensätzlich ist es eine Short Position, wenn die Partei zustimmt ein Gut an einem bestimmten zukünftigen Datum und zu einem festgesetzten Preis zu verkaufen. Eine besondere Eigenschaft des Future Marktes ist es, dass jeder Marktteilnehmer ein eigenes Konto hat, welches mit einem bestimmten Betrag gefüllt sein muss. Dieser wird als initial margin bezeichnet und muss bei Abschluss eines Vertrages vorhanden sein. Gewinne und Verlust werden eingerechnet und am Ende des Handelstages wird ein Saldo gebildet. Daraus ergibt sich dann eventuell eine Nachzahlungspflicht.

5.11 Optionsmärkte

Optionen werden sowohl über OTC als auch Börsen gehandelt. Es kann dabei zwischen Call und Put Optionen unterschieden werden. Eine Call Option gibt dem Inhaber das Recht ein Gut zu einem definierten Termin zu einem definierten Preis zu kaufen. Bei der Put Option geht es um das Recht auf Verkauf. Der definierte Preis wird auch Ausführungspreis (strike) genannt. Weiters unterscheidet man zwischen amerikanischen und europäischen Optionen. Amerikanische können zu jeder Zeit ausgeführt werden, Europäische nur am Ende.

Ist der Preis einer Call Option geringer als der Marktpreis eines Gutes heißt diese Option "in the money". Ist der Preis der Call Option geringer bezeichnet man diese "out of the money" und ist der Preis annähernd gleich spricht man von "at the money".

Diese hier genannten Marktformen existieren derzeit nur im geringen Ausmaß für den Handel mit Flüssigerdgas. Im Bereich des Erdgases gibt es Tendenzen zu solchen Systemen, wie es am Beispiel des Henry Hub in Amerika oder dem NBP in England ersichtlich ist. Da aber der Anteil von Erdgas an der weltweiten Energieversorgung in den nächsten Jahren stetig zunehmen wird, kann man davon ausgehen, dass auch hier bald solche Marktfunktionen entstehen werden. Im Bereich des Flüssigerdgases gibt es ebenfalls aufgrund der steigenden Anzahl von aktiven Akteuren den Wunsch solcher Finanzinstrumente. Es bleibt abzuwarten, wann der Markt liquide genug ist, um sich in diese Richtung weiter zu entwickeln.

5.12 Self-contracting

Häufig wird in Zusammenhang mit LNG über das Prinzip des Self-contracting gesprochen⁷⁴. Dabei handelt es sich um Transaktionen innerhalb eines Venture Bündnisses zum Zwecke eines besseren Risikomanagements. Damit wird es auch möglich, dass explorierende Unternehmen an Endkunden liefern können. Zusammen mit dem verstärkten auftreten von Spotmarkttransaktionen und dem Self-contracting ist der LNG Markt dabei wesentlich flexibler zu werden. Abbildung 5-3 (S.63) zeigt den Unterschied zwischen normalen und den flexibleren Self-contracting Verträgen.

⁷⁴ ECS (2007), S.181f

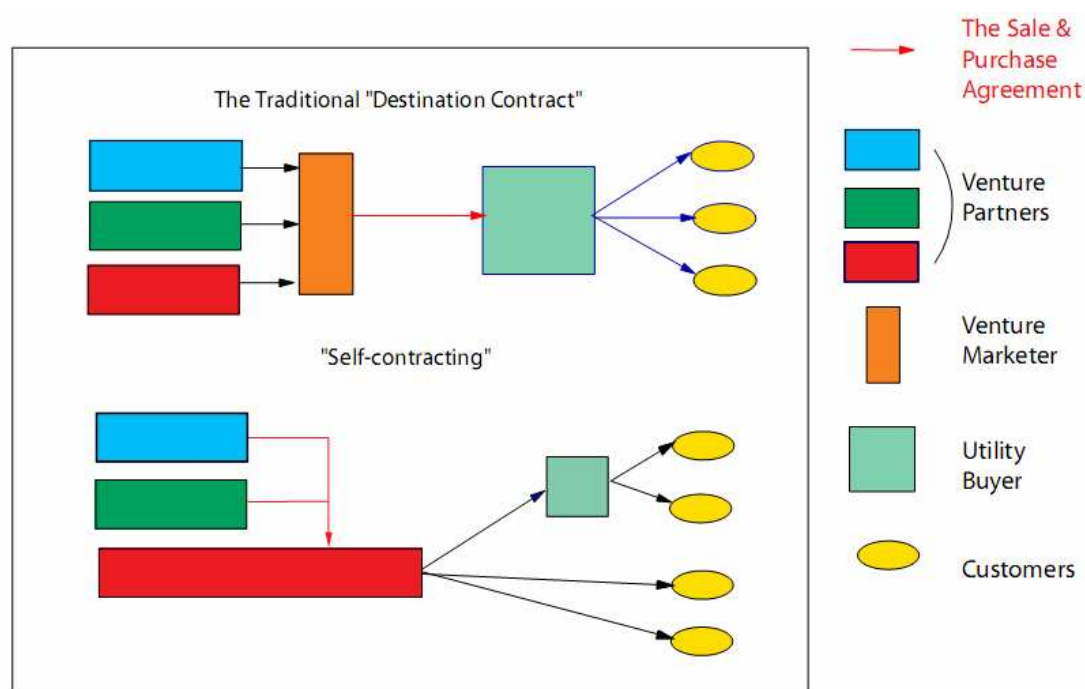


Abbildung 5-3 Self-contracting

Quelle: ECS (2007), S.182

Bisher übliche Verträge beinhalten meist eine Zielklausel. Das bedeutet, dass das LNG Schiff nicht während der Lieferung auf einen anderen Hafen und damit auf einen anderen Markt umgeleitet werden darf. Damit wird verhindert, dass sich einzelne Akteure Preisunterschiede zwischen den Märkten zu nutze machen. Allerdings wird auch die Flexibilität wesentlich eingeschränkt. Im Zuge des Self-contracting gibt es solche Klauseln nicht mehr. Somit wird die Schiffsladung denjenigen Hafen erreichen, der den höchsten Preis erwarten lässt.

Im Winter 2000/01 wurden 5 Schiffe, welche von Algerien für Europa bestimmt waren von Distrigaz und Gaz de France nach Amerika umgeleitet. Der Gewinn, der durch diese Änderung gemacht worden ist wurde zu gleichen Teilen mit Sonatrach, der algerischen Gasgesellschaft, geteilt. Dieses Beispiel zeigt, dass es in Absprache mit dem Exporteur sehr wohl möglich ist Preisunterschiede zu nutzen. Allerdings muss es einen für beide Partner von Vorteil sein.

5.13 Preisbildung im atlantischen Bereich

Nachdem Algerien 1962 unabhängig wurde, arbeitete das algerische System daran, den Handel mit Erdgas zu forcieren⁷⁵. Der Pipelinetransport war aufgrund der großen Distanzen über Meer nicht möglich und es entwickelte sich der erste kommerzielle LNG Markt. Die ersten algerischen

⁷⁵ ECS (2007), S.188

LNG Transaktionen wurden mit Staatsfirmen ausgehandelt, welche bemüht waren nichts an deren regulierten Preisstrukturen für Erdgas zu ändern. Die USA hatten aber zu diesem Zeitpunkt noch keine Deregulierung vorgenommen (siehe Punkt 2.4.2). Weiters war die algerische Regierung bestrebt internationale Firmen in das Geschäft einzubinden. Deren eigene Ölfirma Sonatrach hatte nicht das notwendige Wissen um die notwendigen Anlagen selbst aufzubauen. Im Gegenzug wurden den internationalen Firmen günstige free of board Preise angeboten mit der Klausel den Vertrag später noch einmal neu zu verhandeln. Allerdings verstarb der amtierende algerische Präsident 1978 und der neue Energieminister hatte andere Pläne. Er dachte an ein System, in dem der "Free On Board" FOB Preis so festgesetzt wird, dass es keinen Unterschied im Wärmewert zwischen LNG und Erdöl gibt. Das hatte den Effekt, das LNG mehr kostete als Erdöl. Frankreich erarbeitete daraufhin zwischen Gaz de France und Sonatrach LNG Lieferungen, die einen FOB Preis beinhalteten welcher an einen Mix aus 8 Crude Oil Sorten gebunden war. Für Amerika hingegen wurde durch dieses System eine Kooperation ausgeschlossen, da der Preis mit der Länge des Transportweges stieg. Durch dieses Preisfestsetzungssystem und der Deregulierung in den USA kam es zum Stillstand des LNG Handels im atlantischen Bereich. Im Jahr 1988 wurden 96% aller Lieferungen von Europa importiert und 96% wurden von Algerien beliefert. Damit waren die Preise durch das algerische System der FOB Preise mit Erdölbindung bestimmt.

5.13.1 USA

In den USA gibt es Bestrebungen auch auf der noch nicht genutzten Westküste am Pazifik ein LNG Terminal zu bauen⁷⁶. Am weitesten vorangeschritten sind die Planungen bei Baja California in Mexiko. Dort wird bis zum Ende 2008 ein Terminal unter 50% Beteiligung der Firma Shell fertig gestellt werden. Shell ist ebenfalls im russischen Sakhalin Projekt beteiligt und wird das neue Terminal zu 50% mittels dort geförderten Erdgases per self-contracting versorgen. Weiterer Exporteur wird vermutlich das indonesische Tangguh werden. Im Zuge der Vertragsgestaltung wird man hier erstmal sehen, wie die sonst üblichen langfristigen Verträge abgeändert werden müssen, um auf dem liberalisierten US Markt LNG verkaufen zu können. Derzeit sieht man eine Entwicklung, dass der Preis nach der Netbackmethode zustande kommen wird.

In den USA wie auch in England ist es nicht möglich Preisanpassungen an Erdöl zu binden, da es einem Gas zu Gas Wettbewerb gibt⁷⁷. In den USA ist der zuständige Index beim Henry Hub eingetragen. Amerika wird aber nicht über einen einzigen Hub versorgt sondern über viele weiter in

⁷⁶ IEA (2007/1), S.103f

⁷⁷ ECS (2007), S.199ff

den Bundesstaaten. Um den Preisunterschied, der durch den Pipelinetransport zwischen diesen entsteht, auszugleichen, werden sogenannte Basisdifferenziale genutzt, welche die Transportkosten ausdrücken. Allerdings haben auch andere wirtschaftliche Gegebenheiten Einfluss auf die Basisdifferenziale. So kann es zu Änderungen dieser Kosten kommen, falls es in einem Bundesstaat einen Überfluss an Erdgas gibt. Die Verträge beinhalten deshalb meist Netbackpreise, welche als Referenzpunkt den Henry Hub haben und je nach Zieldestination des Gases auch noch die Basisdifferenziale einberechnen.

5.13.2 England

Wie auch die USA hat England einen Gas zu Gas Wettbewerb. Folgende Aufzählung gibt einen kurzen Überblick über die historischen Entwicklungen der Liberalisierung in England:

- 1986 Der Konzern British Gas wird privatisiert.
- 1986 Das Aufsichtsorgan Ofgas wird geschaffen
- 1987 British Gas muss sein Versorgungsnetz freigeben.
- 1989 British Gas darf nur 90% neuer Gasfelder selbst vertreiben.
- 1995 Konsumenten können Anbieter frei wählen.

Der zuständige Marktindikator ist der National Balancing Point. Derzeit ist in England nur eine einzige Anlage präsent auf der Isle of Grain, die von den Firmen BP und Sonatrach betrieben wird. Daher wird der größte Anteil der gelieferten Mengen über self-contracting abgewickelt. Zwei weitere Anlagen South Hook and Dragon im Milford Hafen sind derzeit in Entwicklung. South Hook wird ebenfalls per self-contracting von Katar beliefert werden. In Dragon wird nur ein kleiner Teil von BG unter self-contracting beliefert. England spielt auch in der zukünftigen Preisentwicklung eine entscheidende Rolle. Mit der Errichtung einer Pipeline zwischen Kontinentaleuropa und England, dem Interconnector, trifft der liberalisierte englische Markt auf den kontinentaleuropäischen. Schon jetzt gibt es also die Möglichkeit Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Ländern auszunützen.

5.13.3 Ausblick

Bis vor wenigen Jahren war Algerien der einzige Exporteur innerhalb des atlantischen Bereichs. Dies hat sich mit der starken Entwicklung von Trinidad und Nigeria geändert, wodurch zum ersten Mal auf diesem Markt ein Konkurrenzgefüge entstand. Nachdem die Preise ursprünglich von Algerien per Bindung an 8 Rohölsorten gebildet wurden sieht man nun auch wesentlich flexiblere

Vertragsformen. Inzwischen ist der Preis an einen Mix unterschiedlicher Erdölarten (Schweröl oder Leichtöl) gebunden aber auch schon an Gaspreisentwicklungen. In Europa ist es zudem üblich die Preisanpassung im Nachhinein anzustellen. Damit ergibt sich wie auch beim Erdgas eine zeitliche Verschiebung der Preise. Als Nigeria in den Markt einstieg gab es ursprünglich auch Überlegungen LNG nach Everett oder Cove Point in die USA zu verschiffen, welche aber nie realisiert wurden. Stattdessen ging das LNG nach Europa. Bis auf Italien waren die Käufer alle Gasversorger und hatten Langzeitverträge, die an die Preise des Pipelinezuganges gebunden waren. In Italien wurde das LNG an einen Stromerzeuger verkauft, welcher eine andere Vertragsgestaltung bekam. In diesem ist der Preis an Kohle und Erdöl gebunden. Trinidad wiederum versorgte den US Markt. Hier kam es aufgrund der Eigentümerstrukturen zu einem self-contracting. Ein Teil ging unter der Bedingung jederzeit die Ladung umleiten zu können nach Spanien, wodurch die meisten LNG Tanker in die USA umgeleitet wurden aufgrund höherer Netbackpreise.

5.14 Preisbildung im pazifischen Bereich

Der pazifische Bereich entwickelte sich anders als der atlantische⁷⁸. In Japan wurde ursprünglich Stadtgas verwendet, welches durch Kohlevergasung hergestellt wurde. Der Preis dafür war hoch aber der Verbrauch war auf einem niedrigen Niveau. Somit war es schwierig auf einen neuen Energieträger zu wechseln, welcher zusätzlich hohe Infrastrukturausgaben erfordert hätte. Das erste LNG Projekt zielte deswegen auf den Strommarkt ab, welcher große Mengen verlangt, allerdings auch wesentlich billigere Preise voraussetzt. Der Strommarkt wurde dominiert von Erdöl, Kohle und Wasserkraft. Ein erklärtes Ziel der japanischen Regierung war es die Abhängigkeit von Erdöl zu reduzieren und da halfen die neu gestarteten LNG Lieferungen aus Alaska. Die Verträge beinhalteten einen Basispreis für LNG und Preisanpassungsformeln welche Veränderungen im weltweiten Ölpreis einbinden sollten. Damals war es weiter üblich die Preisanpassung an den Erdölpreis des exportierenden Landes zu binden. Japan ging 1987 dazu über, einen durchschnitt aller Erdölpreise zu nehmen, den sogenannten "Japanese Crude Cocktail" JCC. Die dabei am häufigsten verwendete Preisformel war:

$$P = A * JCC + B$$

Formel 1

Japanese Crude Cocktail JCC

A ist der Anstieg, welcher gebunden an den JCC ist in \$/bbl. B steht für eine Konstante in \$/MMBtu. Um Preisschwankungen auszugleichen wurde der monatlich erscheinende JCC Preis in den Verträgen noch einmal gewichtet. Der Anstieg A richtet sich meist an den Wärmewert zwischen Erdgas und Erdöl und liegt bei ca. 0,172. Preisschwankungen am Erdölmarkt verlang-

⁷⁸ ECS (2007), S.189ff

ten nach einer Möglichkeit die Verträge neu zu verhandeln sobald ein bestimmter Wert erreicht wurde. Damit wurde praktisch eine Preisobergrenze geschaffen. Im Gegenzug bestanden die Exporteure darauf auch einen Mindestpreis festzulegen, im Falle von Preiseinbrüchen. Daraus ist graphisch gesehen ein S-Kurvenverhalten entstanden. Abbildung 5-4 (S.67) zeigt eine typische Preisformel mit Ober- und Untergrenzen. Der Anstieg A ist \$0,1485 und die Konstante B ist \$0,80. Die Preisobergrenze ist festgelegt auf \$30/bbl und die Preisuntergrenze auf \$15/bbl.

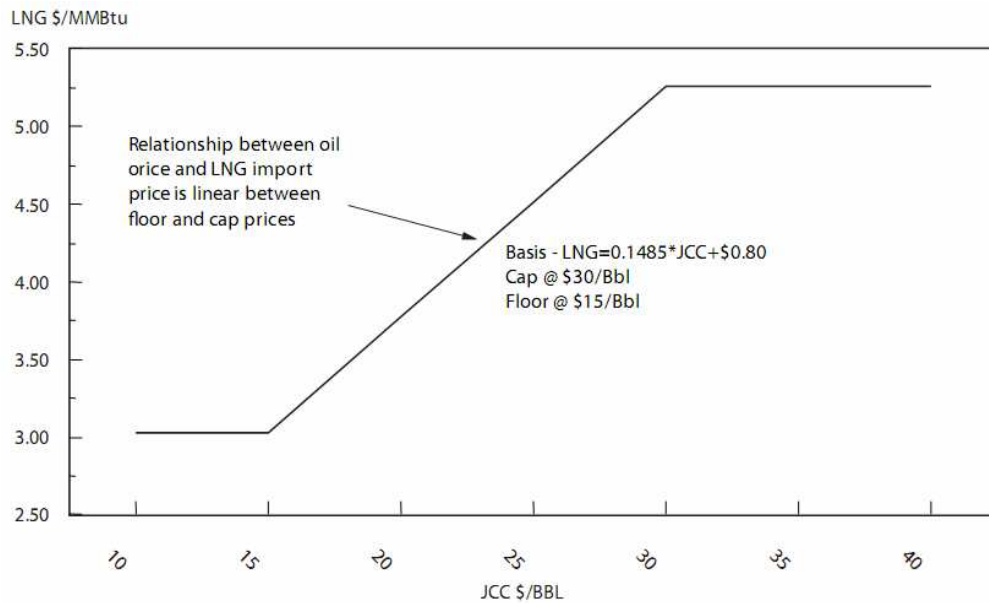


Abbildung 5-4 Japanese Crude Cocktail JCC

Quelle: ECS (2007), S.190

5.14.1 Japan

Während Japan in den Anfängen des LNG Imports noch einen Anteil von 47% an Erdöl bei der Stromerzeugung hatte reduzierte sich dieser Anteil zugunsten von Erdgas, welches größtenteils in Form von LNG aufgebracht wurde, bis zum Jahr 1997 auf 18%. Damit ist eine Grundlage für das Verwenden von Erdgas zur Erdölpreisfestsetzung, wie es durch die JCC Formel bedingt ist nicht mehr zeitgemäß. Die damals gewählten Zeitabschnitte von 20 Jahren oder mehr reduzierten sich aufgrund der gestiegenen Konkurrenz sowie der starken Nachfrageschwankungen im Stromerzeugungssektor auf immerhin durchschnittlich 15 Jahre.

5.14.2 Malaysia

In den 90er verkaufte Malaysia eine große Menge LNG von dessen Tiga Projekt, das 2002 fertig gestellt wurde⁷⁹. Damals entwickelte sich der asiatische Markt nur sehr langsam. Malaysia war daraufhin gezwungen Vertragsanpassungen für den japanischen Markt vorzunehmen. Es wurde ein Vertrag aufgesetzt, der aus 3 Teilen bestand. Der erste bestimmte eine gewisse Mindestabnahmemenge, auf der Grundlage eines langfristigen TOP-Vertrages. Der zweite hielt fest, dass Japan diese selbe Menge jedes Jahr wie aus dem ersten Teil auf Wunsch noch einmal bekommen kann. Der letzte Teil bestand aus einer Option für weitere Lieferungen, welche nicht näher spezifiziert wurden.

Ein weiterer positiver Effekt für die Importeure von LNG stellte sich ein, als in den Verträgen auch die Zielbestimmungen für LNG Transporte fielen. Dadurch konnten Preisunterschiede zum ersten Mal ausgenutzt werden, eine notwendige Voraussetzung für einen liquiden Markt (siehe Punkt 5.4).

5.14.3 China

Das erste LNG Importprojekt Chinas entstand 2000, zu eben jener Zeit als im asiatischen Raum wenig Nachfrage bestand. Weiters wurden LNG Projekte in Katar, Australien und Indonesien fertig gestellt, welche ihr Flüssigerdgas verkaufen wollten. China nützte seine Position, erstmals LNG zu importieren um besonders günstige Vertragsbedingungen zu erhalten. Den Zuschlag erhielt Australien zu einem Basispreis von \$2,85/MMBtu. Der Vertrag beruhte auf den Prinzipien der JCC Preisformel, welche aber durch die damalige Marktmacht Chinas aufgeweicht wurde. Der Anstieg der Kurve war wesentlich geringer, ungefähr 1/3 der üblichen Steigung wurde verhandelt, was den LNG Preis im Falle eines Preisanstieges von Erdöl wesentlich langsamer

⁷⁹ ECS (2007), S.191ff

steigen ließ. Hier entwickelt sich ein gewisser Abkoppelungseffekt zwischen Erdgas in Form von LNG und Erdöl.

Nachdem Indonesien nicht zum Zug gekommen war, bemühte es sich um das zweite Projekt Chinas, wofür es auch den Zuschlag bekam. Auch hier wurde wieder der geringe Anstieg der JCC Preisformel gewählt. Der Basispreis wurde aber noch geringer bei \$2,76/MMBtu angesetzt. Es ist ersichtlich, dass es unter geeigneten Marktbedingungen relativ rasch zu einer Bewegung hin zu einem liquiden konkurrenzfähigen Markt kommen kann. Zwischenzeitlich haben sich die Erdölpreise allerdings stark erhöht und auch die Nachfrage, nicht nur der asiatischen Länder, steigt rasant. Beides hat dazu geführt, dass die damals ausverhandelten Preise heute als besonders niedrig angesehen werden und sich diese Verträge wohl nach heutigem Stand nicht mehr wiederholen werden.

5.14.4 Ausblick

Nachdem viele der ausverhandelten Verträge innerhalb der JCC Preisformel auch Höchstpreisgrenzen beinhalten gibt es auch einen anderen Effekt. Durch die steigenden Erdölpreise werden diese Grenzen schlagend und es kommt zu einer Entkoppelung von Erdöl und Erdgas. Abbildung 5-5 (S.70) zeigt den zeitlichen Verlauf beginnend im Jahr 2000 bis Anfang 2007. Während sich die Erdgas- und Erdölpreise bis zum Jahr 2004 annähernd gleich entwickeln gibt es seither die Tendenz zu einer Trennung. Jim Jensen⁸⁰ geht in seiner Analyse davon aus, dass die spezielle Vertragsgestaltung, der Preishöchstgrenzen innerhalb der JCC Preisformeln, für diese Entwicklung verantwortlich ist.

⁸⁰ ECS (2007), S.189ff

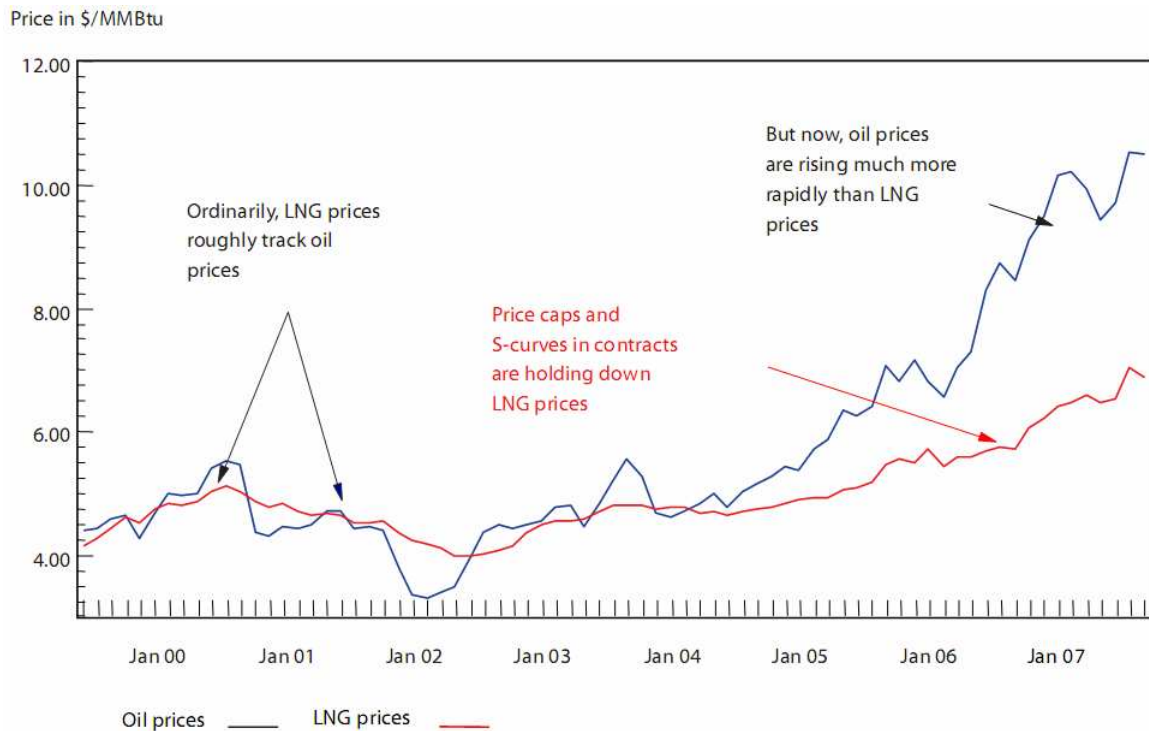


Abbildung 5-5 Preisentwicklung von Erdgas zu Erdöl

Quelle: ECS (2007), S.194

Viele der damals ausverhandelten Verträge laufen derzeit aus und müssen erneuert werden. Die Exporteure sehen die gegenwärtige Entwicklung, des steigenden Erdölpreise und wollen natürlich auch von diesen profitieren. Die Importeure sind hingegen froh über die Entwicklung und verstehen nicht warum sie ohne Kostensteigerungen auf Seite der Produzenten mehr bezahlen sollten. Um einen Konsens zu finden, gibt es Verträge, die unterschiedliche Anstiege innerhalb der JCC Preisformel haben. Bis einem A von \$24/bbl gibt es eine Steigung von \$0,07/MMBtu und ab einem A von \$29/bbl eine Steigung von \$0,055/MMBtu (siehe Punkt 5.14).

Weiters gibt es Verträge in denen von dem Erdölmix abgegangen wird, aufgrund der Tatsache, das dieser Mix nicht real gehandelt wird. Diese Verträge orientiert sich nun an der Sorte Nordsee Brent.

5.15 Mittlerer Osten

Der mittlere Osten mit den Anlagen in Oman, Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten liefert hauptsächlich für den asiatischen Markt, wo typische Langzeitverträge vorherrschen⁸¹. Katar ist der am stärksten wachsende LNG Exporteur. Bereits 2006 hat Katar mehr LNG ausgelie-

⁸¹ ECS (2007), S.198

fert als Indonesien. Dieses wurde ursprünglich nach Japan und Korea transportiert aber seit 2001 sind auch europäische Länder Kunden wie Spanien und Italien. Die dortigen Verträge beinhalten Preisanpassungen die sich an Substitutionsgütern wie etwa Erdöl orientieren. Seit einiger Zeit gibt es auch Bestrebungen das LNG in die USA zu bringen, da in Katar viele internationale Firmen beteiligt sind und es dadurch sinnvoll ist mit Hilfe des Self-contracting LNG zu verkaufen.

5.16 Zusammenfassung

Wenn man sich weltweit die Entwicklung der Preisgestaltung anschaut wird ersichtlich, dass in Ländern, die auf den Import von Erdgas bzw. Flüssigerdgas angewiesen waren der langfristige Vertrag mit Koppelung an Erdölindices dominant ist. Dazu zählen Kontinentaleuropa oder Japan. In Ländern jedoch, die erst kürzlich von Exporteuren zu Importeuren wurden, wie die USA oder England, gab es bereits große Anstrengungen das normale Pipelinegas zu liberalisieren (siehe Punkt 2.4.2). Daher ist es nicht verwunderlich, dass auch der Handel mit Flüssigerdgas diesen Entwicklungen folgen musste. So ist es dort üblicher Spotverträge zu unterzeichnen. Auch die Preisgestaltung orientiert sich nicht an Erdöl als Index sondern an Gas oder gasähnlicheren Substituten. Wenn man sich weiters die Eigentümerstrukturen der gebauten LNG Anlagen ansieht lässt sich begreifen warum eine deutliche Ausrichtung hin zu internationalen Unternehmen ist, die in der gesamten Wertschöpfungskette beteiligt sind. Dies führt wiederum zur verstärkten Anwendung des Self-contracting. Es bleibt abzuwarten, ob unabhängige Investoren das Risiko der hohen Investitionen in Zukunft auf sich nehmen werden und damit die Anzahl der am Markt teilnehmenden zunehmen wird. Dies würde meiner Meinung nach sicherlich zu einer Belebung des LNG Bereichs führen.

6 Aktuelle Entwicklungen

Dieser Abschnitt beschreibt gegenwärtige Entwicklungen am weltweiten Flüssigerdgasmarkt. Es soll gezeigt werden, wo es Erweiterungen bestehender Anlagen bzw. Neubauten gibt. Augenmerk wird auch auf die Entwicklung ausgewählter Importeure als auch Exporteure gelegt⁸². Das Kapitel orientiert sich dabei am aktuellen Bericht der IEA "Natural Gas Market Review 2007".

6.1 Atlantischer Bereich

6.1.1 Ägypten (Exporteur)

Ägypten verfügt derzeit über zwei LNG Anlagen⁸³. Die erste entstand im Jahr 2004 mit einer Train und einer Kapazität von 6,8 Mrd. m³ pro Jahr. Derzeit wird geplant, eine weitere Train in der gleichen Größenordnung zuzubauen, welche frühestens 2011 fertig gestellt sein könnte. Die zweite Anlage steht in Idku und wurde 2005 eröffnet. Dort werden mit zwei Trains 9,8 Mrd. m³ pro Jahr erzeugt. Auch dort plant man eine Erweiterung.

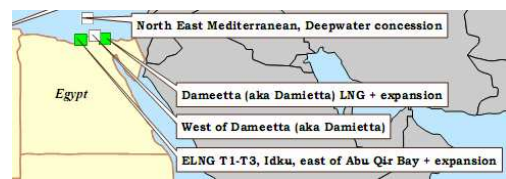


Abbildung 6-1 Ägypten

Quelle: California Energy Commission

⁸² IEA (2007/2), S.II44f

⁸³ IEA (2007/1), S.96

6.1.2 Algerien (Exporteur)

Algerien startete seine Bestrebungen am LNG Markt im Jahr 1964⁸⁴. Seither wurden zwei LNG Anlagen mit insgesamt 21 Trains gebaut. Die Kapazität der Anlagen beträgt 27,2 Mrd. m³ pro Jahr. Dabei fehlen allerdings 3 Trains der Skikda Anlage, welche 2004 durch eine Explosion zerstört wurden. Eine neue Anlage wird derzeit in Arzew geplant. Diese soll 5,4 Mrd. m³ pro Jahr liefern können und bereits 2009 fertig gestellt sein. Ebenfalls ist geplant, die drei zerstörten Trains durch eine neue zu ersetzen.

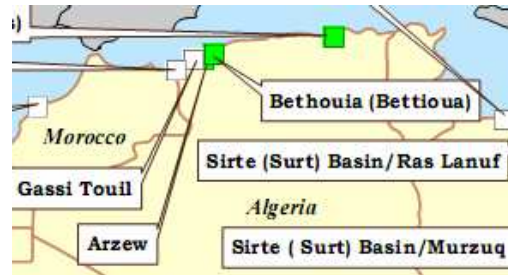


Abbildung 6-2 Algerien

Quelle: California Energy Commission

6.1.3 Äquatorial Guinea (Exporteur)

In Westafrika wurde in Äquatorial Guinea im Jahr 2007 auf der Insel Bioko eine LNG Anlage fertig gestellt⁸⁵. Diese hat eine Kapazität von 4,6 Mrd. m³ pro Jahr. Das derzeitige dazugehörige Erdgasfeld kann diese Anlage aber nur für die nächsten 12,5 Jahre mit Erdgas versorgen. Danach soll das notwendige Erdgas durch Erdgaskondensate erzeugt werden. Sobald diese exploriert werden plant man eine weitere Train, welche die Kapazität um weitere 6 Mrd. m³ erhöhen soll.



Abbildung 6-3 Äquatorial Guinea

Quelle: California Energy Commission

⁸⁴ IEA (2007/1), S.96

⁸⁵ IEA (2007/1), S.96f

6.1.4 Belgien (Importeur)

Das LNG Terminal in Zeebrugge existiert seit 1987.⁸⁶ Nachdem die Erweiterung der Anlage noch im Jahr 2007 abgeschlossen sein wird, wird es drei Eigentümer geben. Diese sind Katar Petroleum, Exxon Mobil und Suez. Davor besaß Suez dieses Terminal alleine bis 2006 Suez und Gaz de France fusionierten und von der europäischen Kommission aufgefordert wurden den Wettbewerb in Belgien nicht zu beeinflussen.



Abbildung 6-4 Belgien

Quelle: IEA (2007/2), VI.13

In Summe wird Zeebrugge nach der ersten Erweiterung eine Kapazität von 9 Mrd. m³ pro Jahr haben. Bereits 2011 soll die zweite abgeschlossen sein und damit die Kapazität auf 18 Mrd. m³ ausgebaut werden.

6.1.5 Brasilien (Exporteur)

Brasiliens Staatskonzern Petrobras baut zwei Importterminals, eines in Port of Pecem und eines in Baia de Guanabara⁸⁷. Die Anlagen werden eine Kapazität von 2 und 4,8 Mrd. m³ pro Jahr haben. Der erste Betrieb soll im Juli 2008 starten. Über eine weitere Anlage wird derzeit nachgedacht.

⁸⁶ IEA (2007/1), S.103

⁸⁷ IEA (2007/1), S.107f

6.1.6 England (Importeur)

Seit Juli 2005 besitzt auch England eine Wiederverdampfungsanlage auf der Isle of Grain im Osten des Landes⁸⁸. Bereits im Jahr 2006 luden 45 Tanker ihre Ladung ab. Für 2008 ist eine Erweiterung dieser Anlage geplant. Weiter Standorte, die derzeit im Bau sind befinden sich auf der Westküste in Dragon und South Hook.



Abbildung 6-5 England

Quelle: IEA (2007/2), VI.63

Weiters wird seit April 2006 Flüssigerdgas über Teeside bezogen. Hierbei wird LNG der Firma Excelerate Energy auf dem Tanker wiederverdampft und direkt in das örtliche Gasnetz eingespeist. Aufgrund dieser Technik waren keine langwierigen Bauprojekte zu errichten. Die Lieferkapazität beträgt 11,3 Mrd. m³ pro Jahr und entspricht damit 3% des Spitzenbedarfs in England⁸⁹.

6.1.7 Frankreich (Importeur)

Frankreich besitzt derzeit 2 LNG Wiederverdampfungsanlagen⁹⁰. Eine liegt in Fos Sur Mer am Mittelmeer und die andere in Montoir d Bretagne am atlantischen Ozean. Zusammen können mit diesen Anlagen 17,9 Mrd. m³ pro Jahr importiert werden. Derzeit ist eine weitere Anlage in Fos Ca-vaou in Bau und über eine in Le Havre wird nachgedacht.



Abbildung 6-6 Frankreich

Quelle: IEA (2007/2), VI.23

⁸⁸ IEA (2007/1), S.104ff

⁸⁹ RWE AG (2007/3), S.1ff

⁹⁰ IEA (2007/1), S.252ff

6.1.8 Griechenland (Importeur)

Griechenland baute im Jahr 2000 seine erste LNG Anlage im Ort Revithoussa⁹¹. Damit wurde es möglich pro Jahr insgesamt 1,4 Mrd. m³ zu importieren. Weltweit gibt es nur in Japan noch kleinere Terminals.



Abbildung 6-7 Griechenland

Quelle: IEA (2007/2), VI.27

6.1.9 Italien (Importeur)

Italien besitzt derzeit 2 aktive LNG Terminals, beide in der Nähe Livornos⁹². Bei Livorno wird derzeit eine Offshore Anlage gebaut. Nach dem Bau weiterer 3 Anlagen in Brindisi, Isola do Porto Levante und einem Projekt in der Provinz von Rovigo wird Italien eine Kapazität von 22,5 Mrd. m³ pro Jahr haben. Italien verfügt zusätzlich über eine leistungsstarke Pipeline nach Tunesien und Algerien.



Abbildung 6-8 Italien

Quelle: IEA (2007/2), VI.33

⁹¹ IEA (2007/1), S.281

⁹² IEA (2007/1), S.104ff

6.1.10 Libyen (Exporteur)

In den Spitzenzeiten des Marsa el Brega LNG Terminals wurden bereits seit dem Jahr 1970 3,1 Mrd. m³ pro Jahr verschifft⁹³. Über den gesamten Zeitraum von 37 Jahren wurde allerdings nur die Hälfte der Kapazität ausgenutzt. Dies liegt an dem hohen Wärmewert des libyschen Gases. Dieses wird mehrheitlich nach Barcelona gebracht wo der Wärmewert verringert wird, damit es denselben wie das Erdgas in den Pipelines hat. Dabei entstehen große Mengen an LPG. Weitere Anlagen sind in einem frühen Planungszustand.



Abbildung 6-9 Libyen

Quelle: California Energy Commission

6.1.11 Mexiko (Importeur)

Mexiko stellte seine erste LNG Wieder- verdampfungsanlage im August 2006 fertig⁹⁴. Das Erdgas, welches aus Nigeria, Trinidad und Ägypten stammt, wird zur Stromerzeugung der staatlichen Gesellschaft CFE genutzt. Das Terminal hat eine Kapazität von einem Zehntel der jährlichen Gasnachfrage. Bereits Ende 2007 soll in Baja California bei Ensenada eine weitere Anlage fertig gestellt sein.



Abbildung 6-10 Mexiko

Quelle: IEA (2007/2), VI.3

Damit wird es erstmals eine Anlage in Nordamerika geben, die auf der pazifischen Küste liegt. Ein weiteres Terminal ist noch in sehr früher Planung und soll in Manzanillo errichtet werden.

⁹³ IEA (2007/1), S.96

⁹⁴ IEA (2007/1), S.100f

6.1.12 Niederlande (Importeur)

Die Niederlande besitzen derzeit noch kein Terminal für Flüssigerdgas⁹⁵. Es sind allerdings bereits 4 Anlagen in Planung. Drei werden in Rotterdam gebaut werden. Davon ist eines ein Offshore Projekt.



Abbildung 6-11 Niederlande

Quelle: California Energy Commission

Die ersten beiden Terminals sollen 2010 fertig gestellt sein. Im Endausbau sollen die Niederlande über eine Kapazität von 22 Mrd. m³ pro Jahr verfügen. Das Offshore Projekt wird von der staatlichen Energiefirma von Abu Dhabi gebaut werden.

6.1.13 Nigeria (Exporteur)

Nigeria hat derzeit eine Anlage auf Bonny Island⁹⁶. Deren jährliche Kapazität liegt bei 24,2 Mrd. m³. Einige weitere Anlagen sind in Planung. Etwa soll eine weitere Anlage unter der Führung von Total entstehen, die eine Kapazität von 13,6 Mrd. m³ haben soll. Das derzeit größte Risiko bei der Planung der neuen Anlagen besteht in der politischen Unsicherheit des Landes.



Abbildung 6-12 Nigeria

Quelle: California Energy Commission

⁹⁵ IEA (2007/1), S.104ff

⁹⁶ IEA (2007/1), S.97

6.1.14 Nordamerika (Importeur)

Amerika besitzt seit 1971 eine LNG Anlage in Massachusetts Everett⁹⁷. Seit dieser Zeit entstanden 3 weitere. Im Zuge des Überschusses an Erdgas während der Zeit der "Gas bubble" wurden Elba Island und Cove Point stillgelegt. Diese wurden nach einer Stillstandszeit von mehr als 20 Jahren wieder aktiviert. Cove Point wird seit 2003 wieder mit LNG beliefert. Derzeit sind 5 Terminals mit einer Gesamtkapazität von



110 Mrd. m³ pro Jahr zum Bau genehmigt. Die erste Offshore Anlage wurde 2005 in Betrieb genommen.

Abbildung 6-13 Nordamerika

Quelle: IEA (2007/2), VI.65

Zukünftige Projekte finden sich ausschließlich auf der Ostküste. Einerseits wird die Anlage in Cove Point erweitert, andererseits werden am Golf von Mexiko weitere 4 Anlage gebaut, jeweils 2 in Louisiana und Texas. Diese sollen eine Kapazität von 93,1 Mrd. m³ pro Jahr haben.

6.1.15 Norwegen (Exporteur)

Norwegen baut derzeit an seiner LNG Anlage in Snøhvit⁹⁸. Diese soll Ende 2007 fertig gestellt sein. Es ist damit das erste europäische Projekt sein, welches LNG exportiert. Die Gesamtkapazität der Anlage liegt bei 5,6 Mrd. m³ pro Jahr.



Abbildung 6-14 Norwegen

Quelle: California Energy Commission

⁹⁷ IEA (2007/1), S.100ff

⁹⁸ IEA (2007/1), S.99

6.1.16 Spanien (Importeur)

Spaniens erstes LNG Terminal wurde 1969 zum Betrieb freigegeben und liegt in Barcelona⁹⁹. In den Jahre 1988 und 89 kamen zwei weitere Anlagen hinzu. Die letzten drei Anlagen wurden 2003 in Bilbao, 2006 in Sagunto und 2007 in Mugarodos fertig gestellt. Damit besitzt Spanien eine Kapazität von 116,9 Mrd. m³ pro Jahr. Spanien ist damit der größte europäische Importeur. Derzeit sind drei weitere Anlagen in Planung, die die Kapazität um weitere 11,5 Mrd. m³ pro Jahr erhöhen werden.



Abbildung 6-15 Spanien

Quelle: IEA (2007/2), VI.55

Spanien besitzt in Barcelona sowohl die größte LNG Anlage mit einer Kapazität von 24,8 Mrd. m³, als auch die größte Gesamtkapazität von 84,9 Mrd. m³.¹⁰⁰

⁹⁹ IEA (2007/1), S.104ff

¹⁰⁰ IEA (2007/2), S.II44

6.1.17 Trinidad (Exporteur)

Trinidad und Tobago besitzt eine LNG Anlage, welche die größte in ganz Amerika ist¹⁰¹. Im Jahr 1999 wurde die Anlage gebaut und war damit die zweite nach dem Kenai Projekt in Alaska im Jahr 1969. Nach den Ausbauten in den Jahren 2002, 2003 und 2005 hat das Terminal eine Kapazität von 20,6 Mrd. m³ pro Jahr. Im Zuge neuer Erdgasvorkommen wird geplant auch noch eine fünfte Train zu bauen.



Abbildung 6-16 Trinidad

Quelle: IEA (2007/2), VI.4

Die vorhandenen Kapazitäten gehen zu 68% nach Amerika und Puerto Rico.

6.1.18 Türkei (Importeur)

Die Türkei hat bisher 2 LNG Importanlagen gebaut¹⁰². Die Erste entstand in Marmara Ereğlisi im Jahr 2004. Diese hat eine jährliche Kapazität von 6,5 Mrd. m³. Die Zweite wurde in Izmir gebaut und ist nur geringfügig kleiner ausgelegt worden. Hier können 6,3 Mrd. m³ pro Jahr verwertet werden.



Abbildung 6-17 Türkei

Quelle: IEA (2007/2), S.61

¹⁰¹ IEA (2007/1), S.99f

¹⁰² IEA (2006/2), II44f

6.1.19 Venezuela (Exporteur)

Seit mehr als 15 Jahren wird in Venezuela über den Bau einer LNG Anlage nachgedacht¹⁰³. Das ursprünglich dafür geplante Erdgasfeld, wird derzeit für den heimischen Markt verwendet. Es wird auch darüber nachgedacht, das eigene Erdgas eventuell nach Trinidad zu transportieren und es dort verflüssigen zu lassen. Vor 2011 ist mit keiner Entscheidung zu rechnen.



Abbildung 6-18 Venezuela

Quelle: California Energy Commission

¹⁰³ IEA (2007/1), S.100

6.2 Pazifischer Bereich

6.2.1 Alaska (Exporteur)

In Alaska gibt es eine einzige LNG Anlage in Kenai¹⁰⁴. Diese wird von ConocoPhillips und Marathon Oil betrieben. Der Vertrag hierzu wurde im Jänner 2007 unterzeichnet und gilt für zwei Jahre. Beliefert werden zwei japanische Kunden. Die Anlage wurde 1969 gebaut und wird in allen Statistiken zu den USA gerechnet. Es ist die einzige Verflüssigungsanlage in Nordamerika.

6.2.2 Australien (Exporteur)



Abbildung 6-19 Australien

Quelle: California Energy Commission

Australien liefert LNG über zwei Terminals auf¹⁰⁵. Das Erste wurde 1989 an der Nordwestküste in der Region Kimberly fertig gestellt. Nachdem Indonesien immer weniger LNG exportiert, möchte Australien seinen Einfluss im pazifischen Bereich erweitern. Deshalb wurde bereits 2006 eine neue Verflüssigungsanlage in Darwin gebaut. Diese Anlage liefert LNG nach Japan. Darwin verfügt über eine jährliche Kapazität von 6,7 Mrd. m³ und die Anlage in der Withnell Bay über 37,7 Mrd. m³. Sieben weitere Anlagen befinden sich derzeit in Planung. Ein Terminal soll nahe der Withnell Bay gebaut werden. Für diese gibt es bereits Abnehmer in Japan, die ab 2010 beliefert werden können. Die Kapazität dieser Anlage soll 6,8 Mrd. m³ pro Jahr erreichen. Ungefähr 20% der Menge soll kurzfristigen Lieferungen zur Verfügung stehen. Weiters wird eine Anlage in Gorgon errichtet werden, deren Bau 2011 abgeschlossen sein soll. Insgesamt entstehen in den nächsten Jahren sechs neue Anlagen.

¹⁰⁴ IEA (2007/1), S.93

¹⁰⁵ IEA (2007/1), S.88ff

Die Verträge mit Japan für den Bezug von LNG müssen im März 2009 erneuert werden. Die Preise werden weiterhin nach der JCC Preisformel berechnet werden. Die neue Vertragsdauer wird nur noch zwischen 6 und 12 Jahren betragen.

6.2.3 Brunei (Exporteur)

Brunei hat eine LNG Verflüssigungsanlage, welche durch den Staat Brunei, Shell und Mitsubishi betrieben wird¹⁰⁶. Die Kapazität der Anlage beträgt 9,8 Mrd. m³ pro Jahr. Sie wurde bereits 1972 gebaut und beliefert mittels Langzeitverträgen Kunden in Japan und Korea. Falls weitere Gasreserven exploriert werden könnte das Werk noch um eine zusätzlichen Train erweitert werden.



Abbildung 6-20 Brunei

Quelle: California Energy Commission

6.2.4 Chile (Importeur)

Chile möchte ebenfalls seine Abhängigkeit von argentinischem Pipelinegas reduzieren und denkt über eine Anlage in Quintero nach¹⁰⁷.

¹⁰⁶ IEA (2007/1), S.93

¹⁰⁷ IEA (2007/1), S.107f

6.2.5 China (Importeur)

Chinas LNG Aktivitäten sind eher bescheiden¹⁰⁸. Derzeit gibt es nur ein einziges Terminal das von der staatlichen Gesellschaft CNOOC betrieben wird. Diese plant eine weitere Anlage in Fujian und denkt über eine weitere in Shanghai nach. Im Jahr 2005 ging man ursprünglich noch von bis zu 20 neuen Terminals aus.



Abbildung 6-21 China

Quelle: IEA (2007/2), VI.7

Aufgrund der gestiegenen Gaspreise und der in China reichlich vorhandenen billigen Kohle sind diese Pläne aber wieder verworfen worden. In Summe wird im Jahr 2010 eine Kapazität von 15-20 Mrd. m³ pro Jahr zur Verfügung stehen.

6.2.6 Indien (Importeur)

Dem staatlichen Konzern Petronet gehört das erste LNG Terminal in Dahej¹⁰⁹. Diese wird aus Katar von Rasgas mit einer Menge von 6,8 Mrd. m³ pro Jahr beliefert. Bis zum Jahr 2009 wird die Anlage um weitere 3,4 Mrd. m³ erweitert. Erstmals in Betrieb ging diese Anlage im Jahr 2004. Die zweite Anlage steht in Hazira und hat eine Kapazität von 5,7 Mrd. m³ pro Jahr. Petronet will weiters eine Anlage in Kochi bauen. Diese soll eine Kapazität von 3,4 Mrd. m³ pro Jahr haben und soll 2010 betriebsbereit sein.



Abbildung 6-22 Indien

Quelle: California Energy Commission

¹⁰⁸ IEA (2007/1), S.107

¹⁰⁹ IEA (2007/1), S.107

6.2.7 Indonesien (Exporteur)

Indonesien war 22 Jahre lang der weltweit größte LNG Exporteur, verlor diese Position allerdings im Jahr 2006 an Katar und wird in den kommenden Jahren auch nicht mehr aufsteigen können¹¹⁰. Derzeit verfügt das Land über zwei LNG Anlagen, eine in Blang Lancang Arun und die andere in Bontang Badak. Interessant ist, das letztere weltweit am meisten Trains besitzt.



Abbildung 6-23 Indonesien

Quelle: California Energy Commission

Insgesamt acht sorgen für eine Gesamtkapazität von 30,3 Mrd. m³ pro Jahr. Keine andere erzeugt nur annähernd gleich große Mengen an LNG. Aufgrund der gefallenen Inlandproduktion können die Anlagen nicht voll ausgenutzt werden. Im Jahr 2007 rechnet man damit, dass von insgesamt 437 Tankerladungen 53 nicht geliefert werden können. Die meisten Lieferungen gehen nach Japan, Korea und Taiwan.

6.2.8 Japan (Importeur)

Japan ist der weltweit größte LNG Importeur¹¹¹. Fast die gesamte Nachfrage nach Erdgas wird durch Flüssigerdgas gedeckt. Das Land hat derzeit 28 Terminals in Betrieb mit dessen Hilfe über 230 Mrd. m³ pro Jahr ins Land gebracht werden. Aufgrund der hohen Stromnachfrage und den Problemen mit der Nuklearenergie wird derzeit stark in Gaskraftwerke investiert.



Abbildung 6-24 Japan

Quelle: IEA (2007/2), VI.35

Die hohe Nachfrage wird also über Jahre erhalten bleiben. Allein im Jahr 2006 stieg der Verbrauch im Industriesektor um 13% an. Weiters steigt in Japan der Import von LNG aus dem atlantischen Bereich stark an. Japan hat auch die größte LNG Anlage weltweit, welche in Sodegaura steht und eine Kapazität von 64,8 Mrd. m³ hat.¹¹²

¹¹⁰ IEA (2007/1), S.88

¹¹¹ IEA (2007/1), S.106

¹¹² IEA (2007/2), S.II44

6.2.9 Korea (Importeur)

Korea ist der zweitgrößte LNG Importeur besitzt aber nur vier Anlagen¹¹³. Diese stehen in Incheon, Pyeongtaek, Yeosu und Tongyeong. Davon wird die Anlage in Tongyeong gerade erweitert. Eine neue Anlage entsteht in Gwangyang. Die Anlagen sowie das gesamte Netz werden von der staatlichen Gesellschaft KOGAS betrieben.

Aufgrund starker Nachfrageschwankungen plant KOGAS bis zum Jahr 2013 die LNG Speicherkapazität von derzeit 4,9 Mrd. m³ auf 8,2 Mrd m³ zu erhöhen.



Abbildung 6-25 Korea

Quelle: IEA (2007/2), VI.37

6.2.10 Malaysia (Exporteur)

Malaysia besitzt eine LNG Exportanlage in Bintulu¹¹⁴. Diese ist eine der größten weltweit mit einer Kapazität von 31 Mrd. m³ pro Jahr. Erste Lieferungen gingen 1983 nach Japan. Geplant ist weitere größere Mengen LNG ab dem Jahr 2009 nach China zu transportieren. Daneben werden noch Japan, Korea und Taiwan über Langzeit- und Indien mit Mittelfristverträgen versorgt.



Abbildung 6-26 Malaysia

Quelle: California Energy Commission

¹¹³ IEA (2007/1), S.106

¹¹⁴ IEA (2007/1), S.93

6.2.11 Myanmar (Exporteur)

Myanmar plant ebenfalls den Einstieg in den LNG Handel¹¹⁵. Derzeit werden zwei Standorte auf ihre Tauglichkeit untersucht. Beteiligt an der Entstehung sind Daewoo, KOGAS und zwei indische Firmen. Aufgrund der aktuellen politischen Lage werden sich diese Projekte allerdings weiter verzögern.¹¹⁶



Abbildung 6-27 Myanmar

Quelle: California Energy Commission

6.2.12 Papua Neu Guinea (Exporteur)

Papua Neu Guinea möchte in den nächsten Jahre ebenfalls von den steigenden Gaspreisen profitieren und ist dabei LNG Anlagen zu bauen¹¹⁷. Nachdem eine geplante Pipeline, welche das Land mit Australien verbinden sollte 2006 nicht zustande kam überlegte man das Gas anderweitig zu verkaufen. Derzeit entsteht eine Anlage in Tangguh.



Abbildung 6-28 Papua Neu Guinea

Quelle: [California Energy Commission](#)

¹¹⁵ IEA (2007/1), S.93

¹¹⁶ DiePresse.com (2007/2), S.1ff

¹¹⁷ IEA (2007/1), S.93

6.2.13 Peru (Exporteur)

Peru plant zwei LNG Terminals in den nächsten Jahren zu eröffnen¹¹⁸. Das Terminal in der Nähe von Pisco soll unter Schirmherrschaft von Firmen aus Amerika, Korea und Spanien entstehen. Insgesamt soll es eine jährliche Kapazität von 6 Mrd. m³ haben. Damit werden Kunden an der Westküste Nordamerikas und Chile beliefert werden. Ein zweites Projekt befasst sich mit einem LNG Terminal in der Nähe von Afrika.



Abbildung 6-29 Peru

Quelle: IEA (2007/2), VI.4

6.2.14 Russland (Exporteur)

Russlands LNG Anlage auf Sakhalin befindet sich derzeit in Bau¹¹⁹. Mit einer Fertigstellung wird im Jahr 2007-2008 gerechnet. Insgesamt stehen der Anlage 500Mrd. m³ Erdgas zur Verfügung, welche allerdings erst ab Ende 2008 per Pipeline zum Terminal gebracht werden können. Japan wird aufgrund des sehr kleinen Transportweges einer der größten Kunden des Sakhalin LNG Terminal werden.



Abbildung 6-30 Russland

Quelle: California Energy Commission

In den 90ern, war einer der größten Partner der russischen Gasgesellschaft Gazprom der internationale Konzern Shell. Damals hatte der russische Staat große finanzielle Schwierigkeiten. Im Dezember 2006 wurde Shell gezwungen seinen Anteil an dem Projekt dem Konzern Gazprom abzutreten. Damit hat Gazprom nun 50% + 1 Stimme an dem Projekt.

¹¹⁸ IEA (2007/1), S.100

¹¹⁹ IEA (2007/1), S.97ff

6.2.15 Singapur (Importeur)

Singapur möchte eine Anlage mit einer Kapazität von 4,1 Mrd. m³ pro Jahr bauen, um deren Versorgungssicherheit zu erhöhen¹²⁰.

6.2.16 Taiwan (Importeur)

Taiwan besitzt seit 1990 ein LNG Terminal, welches von Indonesien und Malaysia beliefert wird¹²¹. Der LNG Markt stieg im Jahr 2006 um 8,4% an und war damit schwächer als in den Jahren davor, in denen durchschnittlich eine Steigerung von 10% erreicht wurde. CPC, die staatliche Energiegesellschaft hat kürzlich einen Vertrag mit Katar über eine Liefermenge von 4,5 Mrd. m³ pro Jahr abgeschlossen. Die Hälfte dieser Menge wird zur Energiegewinnung in Tatan aufgewendet.

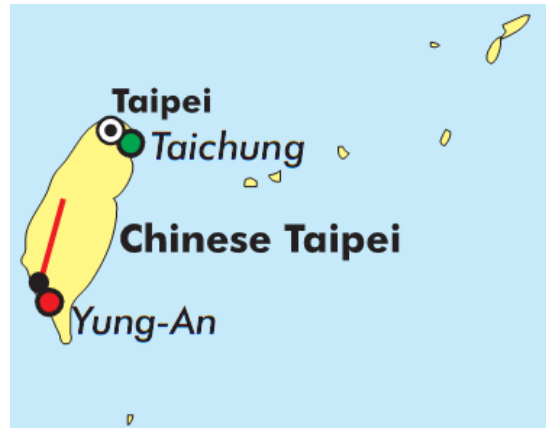


Abbildung 6-31 Taiwan

Quelle: IEA (2007/2), VI.7

6.2.17 Thailand (Importeur)

Thailand denkt über den Bau einer Anlage in Map Ta Phut Port nach. Das LNG dafür soll aus dem Iran kommen und erstmals 2011 transportiert werden¹²².

¹²⁰ IEA (2007/1), S.107f

¹²¹ IEA (2007/1), S.106f

¹²² IEA (2007/1), S.107f

6.3 Mittlerer Osten

6.3.1 Iran (Exporteur)

Der Iran verfügt derzeit noch über keine LNG Anlagen¹²³. Es gibt aber Bestrebungen mehrere derzeit noch nicht explorierte Gasfelder dezidiert für die LNG Produktion heran zu ziehen. Zusammen mit mehreren Partnern soll zum Beispiel in Pars eine LNG Anlage entstehen, welche aus dem nördlichen Pars Feld gespeist werden soll. Vor dem Hintergrund steigender Nachfrage im Land sowie Schwierigkeiten der Erfüllung bestehender Verträge bleibt es abzuwarten, wann es erste reale Bauvorhaben geben wird.

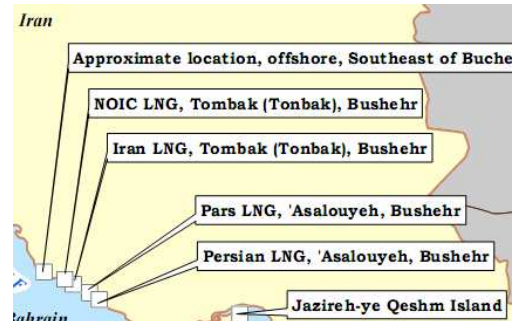


Abbildung 6-32 Iran

Quelle: California Energy Commission

6.3.2 Jemen (Exporteur)

Auch der Jemen plant den Einstieg in das LNG Geschäft¹²⁴. Das Projekt soll im Endausbau über zwei Trains mit jeweils einer Kapazität von 4,6 Mrd. m³ pro Jahr verfügen. 250 Mrd. m³ der Reserven des Landes in Höhe von 490 Mrd. m³ werden für die Gasverflüssigung reserviert¹²⁵. Die Lieferungen sollen zum Großteil nach Nordamerika gehen. Der Rest nach Korea.



Abbildung 6-33 Jemen

Quelle: California Energy Commission

¹²³ IEA (2007/1), S.95f

¹²⁴ IEA (2007/1), S.95

¹²⁵ BP (2007), S.24

6.3.3 Katar (Exporteur)

Japan baute seine erste Exportanlage im Jahr 1997¹²⁶. Qatargas 1 beliefert Japan und Spanien mit Flüssigerdgas. In den nächsten Jahren will Katar seine Kapazität stark ausbauen. Im Jahr 2006 betrug diese 35 Mrd. m³ pro Jahr. Bereits bis 2011 soll sie sich verdreifachen und auf insgesamt 105 Mrd. m³. Damit ist Katar der weltweit größte LNG Exporteur und wird diese Rolle aufgrund der nachlassenden Lieferungen aus Indonesien auch nicht verlieren.

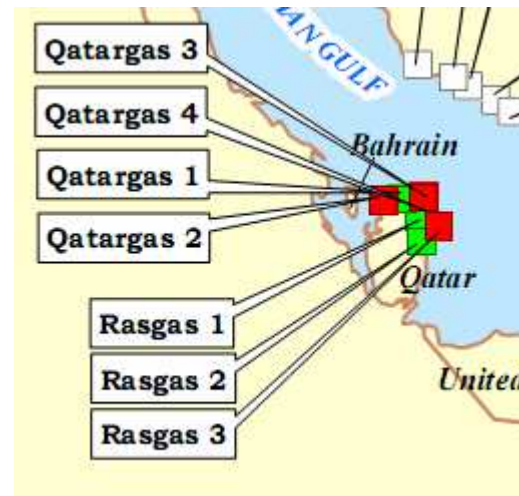


Abbildung 6-34 Katar

Quelle: EIA Natural Gas Information 2007

Gleichzeitig mit der Erhöhung der Kapazität plant Qatargas den Bau zweier Riesentanker, dem Q-flex mit einer Kapazität von 210.000m³ und den Q-max mit 260.000m³. Weiters wird Katar bis zum Jahr 2010 bereits über sechs sogenannte Megatrains verfügen. Diese zeichnen sich durch eine Jahreskapazität von 10,6 Mrd. m³ pro Jahr aus. Interessant hierbei ist, dass dieses Ergebnis bei der Anlage Qatargas II bereits mit nur vier Trains erzielt wird. Das dabei produzierte Flüssigerdgas wird mehrheitlich nach Amerika und England transportiert werden. Ein kleiner Teil geht aber auch nach Japan, Korea, und Taiwan.

¹²⁶ IEA (2007/1), S.94f

6.3.4 Oman (Exporteur)

Das Oman ist erst seit dem Jahr 2000 am weltweiten Flüssigerdgashandel beteiligt¹²⁷. Mit dem ersten Projekt Oman LNG können pro Jahr 9,8 Mrd. m³ erzeugt werden, die nach Japan und Korea verschifft werden. Ein kleinerer Teil geht nach Spanien über mittelfristige Verträge. Anfang 2006 wurde das zweite Terminal fertig gestellt (Qalhat LNG). Dieses hat eine jährliche Kapazität von 4,9 Mrd. m³. Dieser Output wird mittels drei Trains erzeugt.



Abbildung 6-35 Oman

Quelle: California Energy Commission

6.3.5 Vereinigte Arabische Emirate (Exporteur)

Abu Dhabi, in den Vereinten Arabischen Emiraten, besitzt eine LNG Anlage in Da'sah¹²⁸. Diese hat eine Kapazität von 7,9 Mrd. m³ pro Jahr und wurde 1977 fertig gestellt. Der größte Teil des Outputs geht an einen japanischen Stromerzeuger über Langzeitverträge. Auch Spanien bezieht LNG von Abu Dhabi.



Abbildung 6-36 Abu Dhabi

Quelle: California Energy Commission

¹²⁷ IEA (2007/1), S.95

¹²⁸ IEA (2007/1), S.95

7 Empirische Analyse

In der Einleitung zu dieser Diplomarbeit wurde beschrieben, welche Erkenntnisse mit Hilfe einer empirischen Analyse gezeigt werden sollen. Dieser Abschnitt arbeitet das zugrundeliegende Datenmaterial auf und präsentiert zunächst Zeitreihen der Preisentwicklung von Flüssigerdgas- und Erdgaspreisen. Die Daten dafür stammen aus der OECD Datenbank "SourceOecd", welche es erlaubt jährliches Datenmaterial bis zum Jahr 1988 und monatliches ab dem Jahr 1992 abzurufen.¹²⁹ Dabei greift diese Datenbank wiederum auf die IEA Statistiken zurück. Die dabei gewählte statistische Datenquelle heißt: "Energy Prices and Taxes". Abgerufen wurden die Daten zu den "Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02".

Da in der SourceOecd Datenbank leider nicht zu allen Perioden auch Werte in €/MBtu eingetragen sind, stützt sich diese empirische Analyse auf Preise in \$/MBtu. MBtu ist eine Einheit, welche den Energiegehalt angibt, der notwendig ist, um ein britisches Pfund Wasser von 63 Grad Fahrenheit auf 64 Grad Fahrenheit zu erwärmen.¹³⁰ In der Erdgaswirtschaft kann die Einheit dazu verwendet werden um auf ein Volumenmaß zu schließen. Eine Million Btu sind 26,4m³ Erdgas, welches einen Energiegehalt von 40 Megajoule/m³ hat. Somit hat man eine Maßeinheit, welche auf dem Energiegehalt basiert und kann verschiedene Produkte miteinander vergleichen.

7.1 Preise in Abhängigkeit der Transportentfernungen

Aufgrund der zum Teil sehr lückenhaften Daten, es gibt innerhalb eines ganzen Jahres oft keine Daten bezüglich der Preise eines bestimmten Exporteurs in das entsprechende Importland, werden hier nur die Durchschnittspreise aller LNG liefernden Exporteure betrachtet.

7.1.1 Erdgas

Bei Erdgas gibt es keine Daten von den Ländern Japan und Korea. Dies erklärt sich dadurch, dass deren Energiemix bei Erdgas fast ausschließlich auf Flüssigerdgas aufgebaut ist. Verglichen werden beispielhaft Spanien, Frankreich und Belgien als Repräsentanten für Europa. Diese Länder bieten eine ausreichende Datenbasis, sowohl im Bereich des Flüssigerdgases als auch bei Erdgas. Weiters werden die Erdgaspreise von der EU und den USA verglichen. Das nachstehende Diagramm zeigt den Erdgaspreisverlauf seit dem Jahr 1988 bis 2006 für Spanien, Belgien und Frankreich. Daten für Spanien sind bereits seit 1988 verfügbar, allerdings gibt es keine mehr ab dem Jahr 2000. Die Daten aus Spanien zeigen, wie sich der Preis in den letzten 2

¹²⁹ <http://www.sourceoecd.com/>

¹³⁰ http://de.wikipedia.org/wiki/British_thermal_unit

Jahren entwickelt hat. Seit 1999 steigen die Erdgaspreise kontinuierlich an und haben sich seither von \$1,63/MBtu auf \$7,33/MBtu im Jahr 2006 gesteigert.

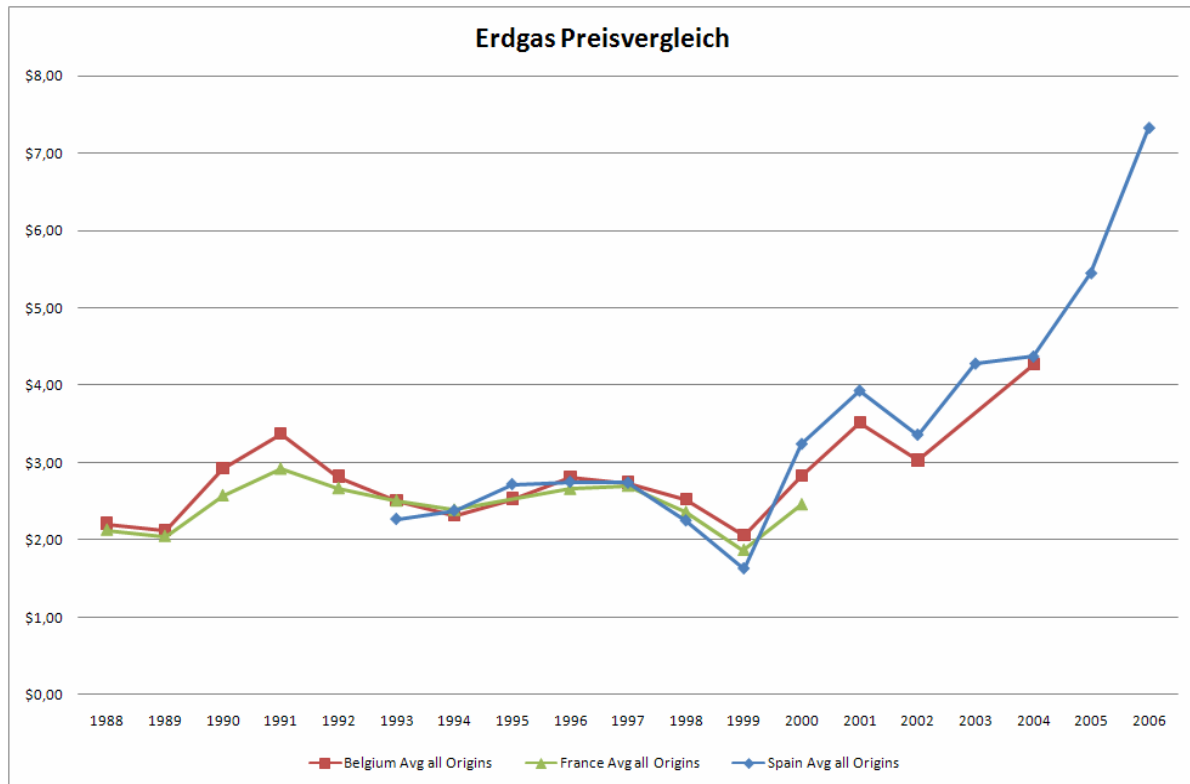


Abbildung 7-1 Erdgas Preisvergleich 1988-2006 (Spanien, Belgien, Frankreich)

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Abbildung 7-2 (S.97) zeigt die Unterschiede zwischen Europa und den USA. Die USA hatten lange Zeit wesentlich günstigere Preise als Europa. Etwa bis 1999 lagen die Preise deutlich unterhalb der europäischen Werte. Seit 1999 steigen die Preise in beiden Kontinenten stark an. Seither haben die USA die höheren Preise. Erst in letzter Zeit zeigt sich wieder ein Trend in die entgegengesetzte Richtung.

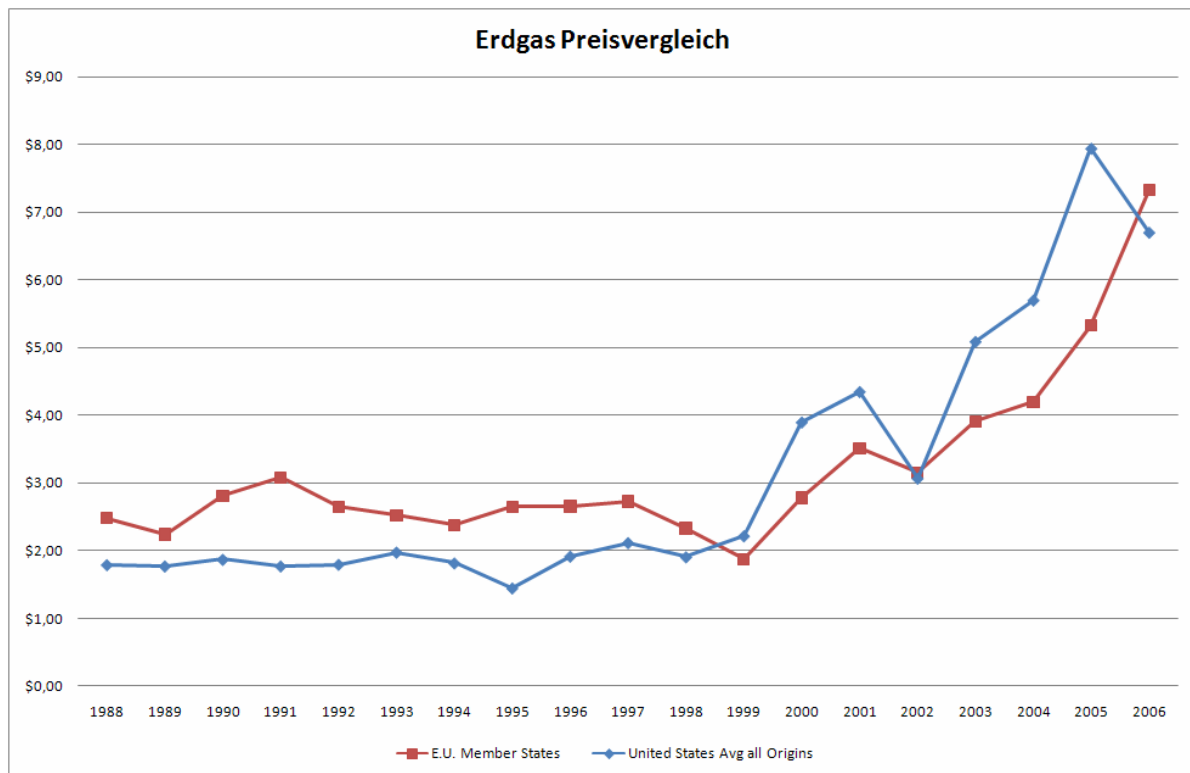


Abbildung 7-2 Erdgas Preisvergleich 1988-2006 (EU und USA)

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Erdgas zeigte bis zum Jahr 1999 einen eher gleichmäßigen Verlauf. Ab dem Jahr 1999 stiegen die Preise kontinuierlich an, sowohl in den USA als auch in Europa. Dies lässt sich durch die steigenden Erdölpreise erklären, die bereits in der Mitte des Jahres 1998 aufgrund einer deutlich gestiegenen Nachfrage mit gleichzeitigem Angebotsrückgang gestiegen sind¹³¹. Der Erdgaspreis vollführt diesen Preisanstieg mit einer etwa halbjährlichen Verzögerung, wie es in Abbildung 7-3 (S.98) ersichtlich ist. Die linke Achse zeigt den Erdgaspreis in Dollar pro MBtu und die Rechte den Erdölpreis in Dollar pro Barrel.

¹³¹ GEW (o.J.)

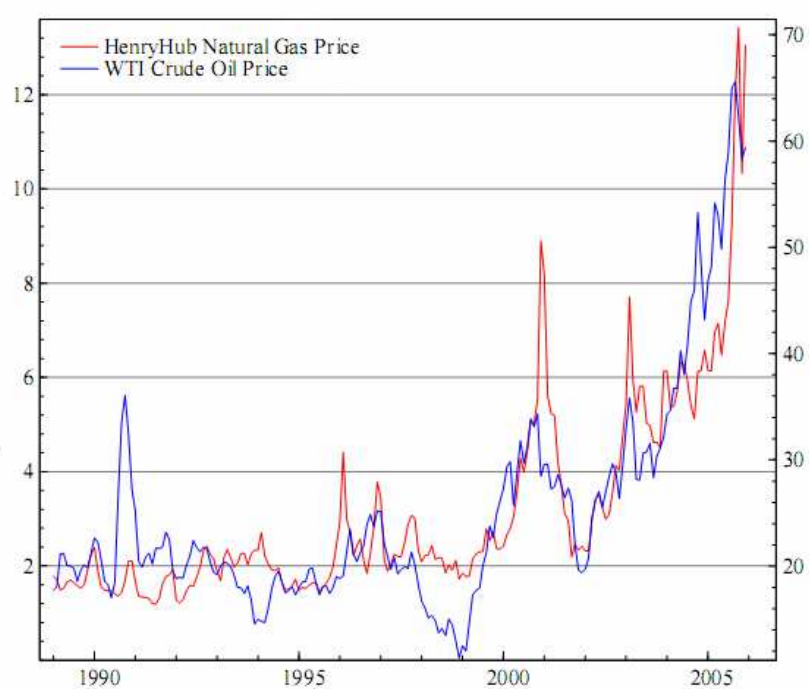


Abbildung 7-3 Erdgas- und Erdölpreise (1989-2005)

Quelle: Villar, J. et. al. (2006) S.3

7.1.2 Flüssigerdgas

Dieser Abschnitt zeigt den Flüssigerdgaspreisverlauf wiederum anhand repräsentativer Länder in Europa (Belgien, Frankreich und Spanien). Weiters werden die Kontinente Europa, Amerika und Asien miteinander verglichen. Ebenfalls interessant ist der Vergleich zwischen den beiden asiatischen Ländern Japan und Korea.

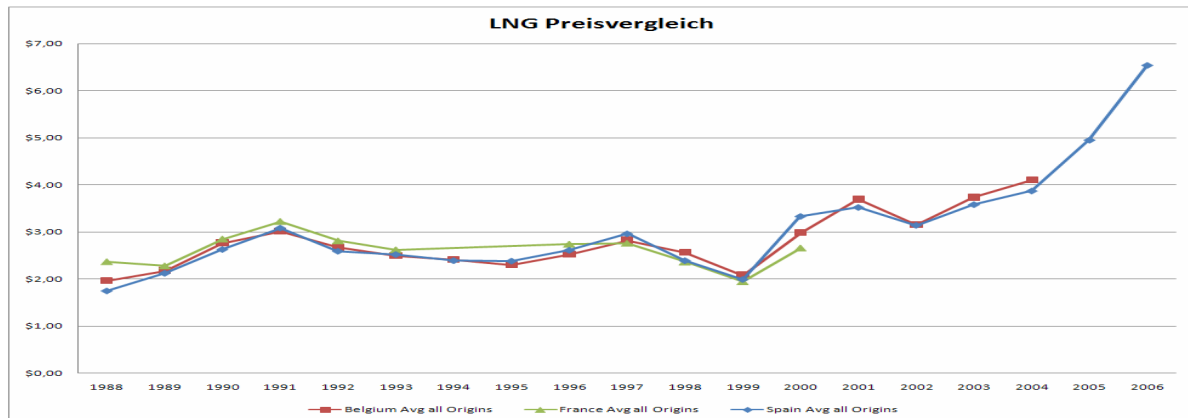


Abbildung 7-4 Flüssigerdgas Preisvergleich 1988-2006 (Spanien, Belgien, Frankreich)

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Spanien erlaubt die besten Rückschlüsse auf den Preisverlauf zwischen dem Jahr 1988 und 2006. Belgien und Frankreich haben keine durchgehende Datenbasis. Der LNG Preis ist ebenfalls wie der Erdgaspreis bis zum Jahr 1999 ziemlich stabil. Danach erkennt man auch hier eine anhaltende Steigerung, wobei in Spanien die Preise für Flüssigerdgas sogar billiger sind als für Erdgas. Dies könnte sich aufgrund von zwei Theorien erklären lassen. Einerseits herrschen beim Flüssigerd-gashandel wesentlich längere Vertragslaufzeiten vor, wodurch der Preis über einen längeren Zeitraum fixiert sein könnte. Andererseits wäre es ebenso denkbar, dass wir dasselbe Phänomen der zeitlichen Verschiebung wie beim Erdgas und Erdöl sehen können. Somit ließe sich der etwas spätere Preisanstieg ab dem Jahr 2000 erklären.

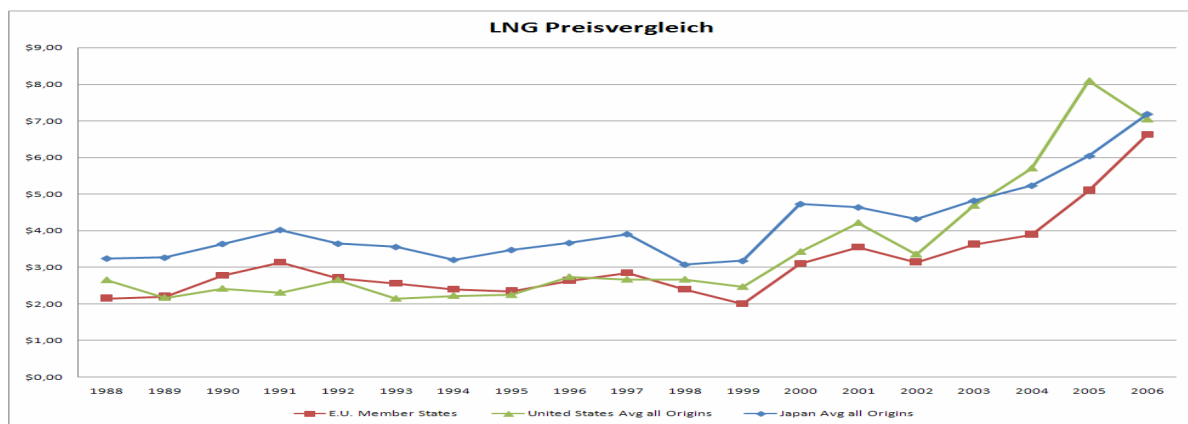


Abbildung 7-5 Flüssigerdgas Preisvergleich 1988-2006 (EU, USA und Japan)

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Der kontinentale Vergleich zeigt auf, dass Japan durchgehend, bis auf die Jahre 2004 bis 2006 den höchsten Flüssigerdgaspreis zu zahlen hatte. Europa und Amerika hatten lange Zeit das gleiche Preisniveau, wobei sich dies seit 2002 geändert hat. Der Preisanstieg seit dem Jahr 1999 zeigt sich auch in dieser makroskopischen Sichtweise.

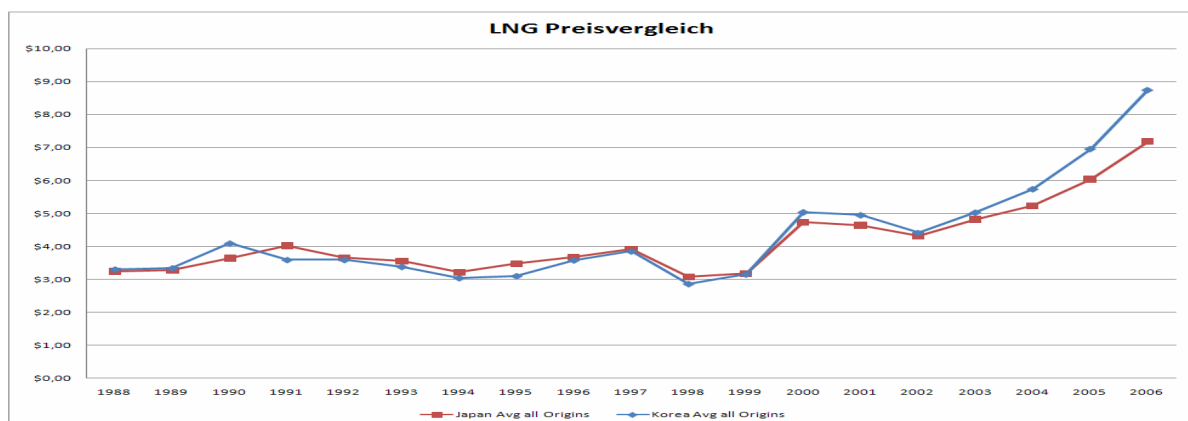


Abbildung 7-6 Flüssigerdgas Preisvergleich 1988-2006 (Japan und Korea)

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Japan und Korea beziehen ihr Erdgas fast ausschließlich in Form von Flüssigerdgas. Aufgrund der ebenfalls geringen Entfernung zueinander gibt es beim Preisverlauf kaum Unterschiede. Erst in den letzten Jahren scheint es, als würde Korea ein etwas höheres Preisniveau haben. Dies ließe sich durch die geringe Nachfrage in Korea erklären, wodurch die Verhandlungsbasis in Korea

schwächer ist. Korea hatte im Jahr in Summe 32 Mrd. m³ importiert, Japan hingegen mehr als das Doppelte mit 88 Mrd. m³.¹³²

7.1.3 LNG korreliert mit Erdgas

Aufgrund des im vorangegangenen Kapitel gezeigten Verhaltens, dass der Flüssigerdgaspreis dem des Erdgases folgt, ist es interessant sich die Korrelationskoeffizienten der einzelnen Länder (Belgien, Frankreich, Spanien, EU und USA) anzusehen. Damit kann man erkennen, dass eine sehr hohe Korrelation zwischen den Preisen von Erdgas und LNG besteht. Die Berechnung erfolgte mithilfe des Korrelationskoeffizienten nach Pearson, siehe Formel 2 (S.101).

$$Kor(X,Y) := \frac{Cov(X,Y)}{\sqrt{Var(X)} * \sqrt{Var(Y)}} \quad \text{Formel 2} \quad \text{Korrelationskoeffizient nach Pearson}$$

¹³² IEA (2007/2), S.II39

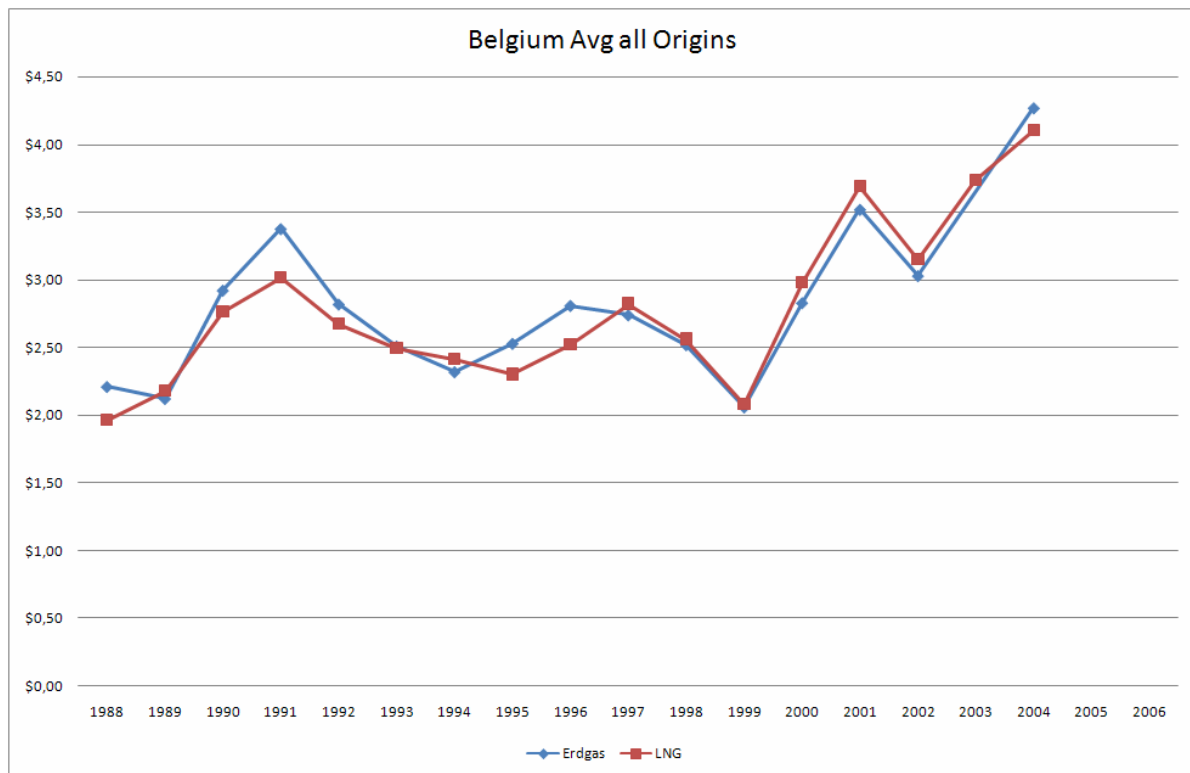


Abbildung 7-7 Flüssig- und Erdgaspreisvergleich 1988-2006 in Belgien

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

In Belgien ist der Erdgaspreis sehr ähnlich dem des Flüssigerdgases. Belgien besitzt nur ein einziges LNG-Terminal in Zeebrügge. Seit dem Jahr 1999 steigen beide Preise an. Flüssigerdgas zeigt bis zu diesem Zeitpunkt einen flacheren Verlauf als Erdgas. Dies könnte darauf hindeuten, dass bei den Flüssigerdgasverträgen der Preis anhand von Faktoren berechnet wird, die dämpfend wirken. Der Korrelationskoeffizient der beiden Preise für Belgien ist 0,9549.

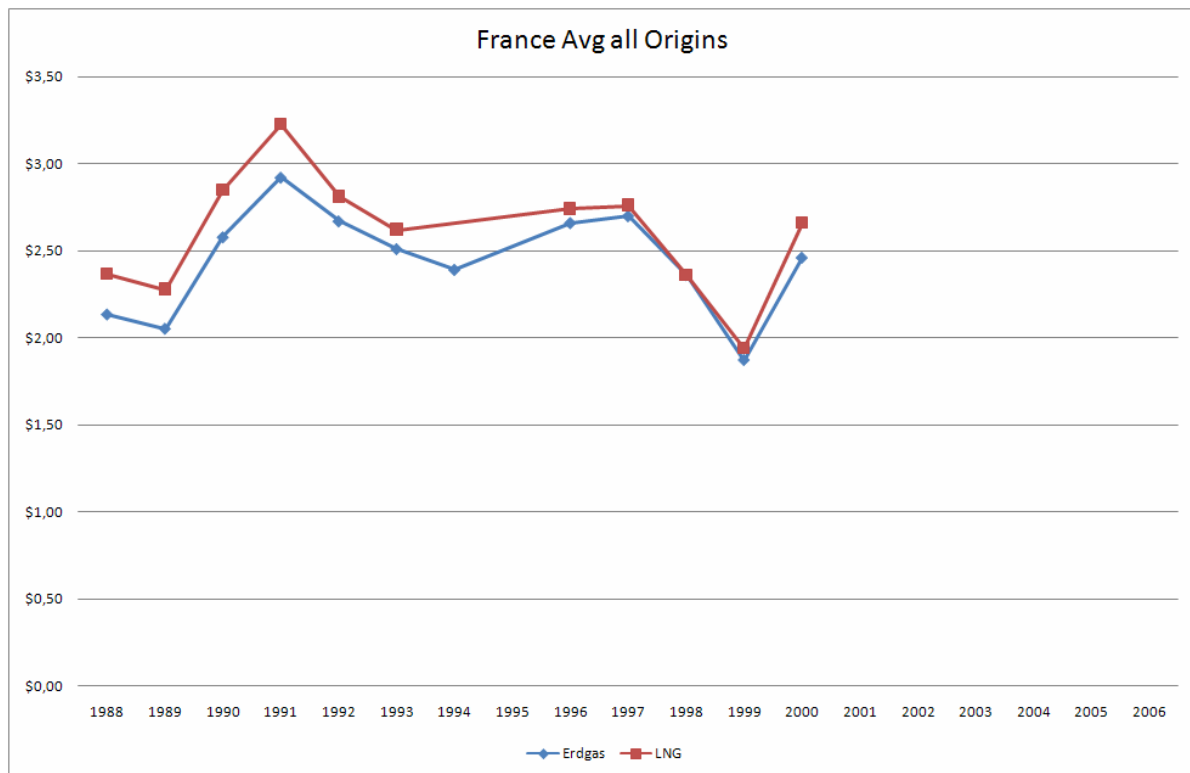


Abbildung 7-8 Flüssig- und Erdgaspreisvergleich 1988-2006 in Frankreich

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Frankreich lässt leider, aufgrund der schlechten Datenbasis nur wenig Raum für Interpretation. Obwohl auch in den Jahren nach 1999 Flüssigerdgas- als auch Erdgaslieferungen stattgefunden haben, gibt es keine Preise für diese Periode. Allerdings lässt sich auch hier erkennen, dass es seit dem Jahr 1999 einen markanten Preisanstieg gibt. Der Korrelationskoeffizient ist 0,9594.

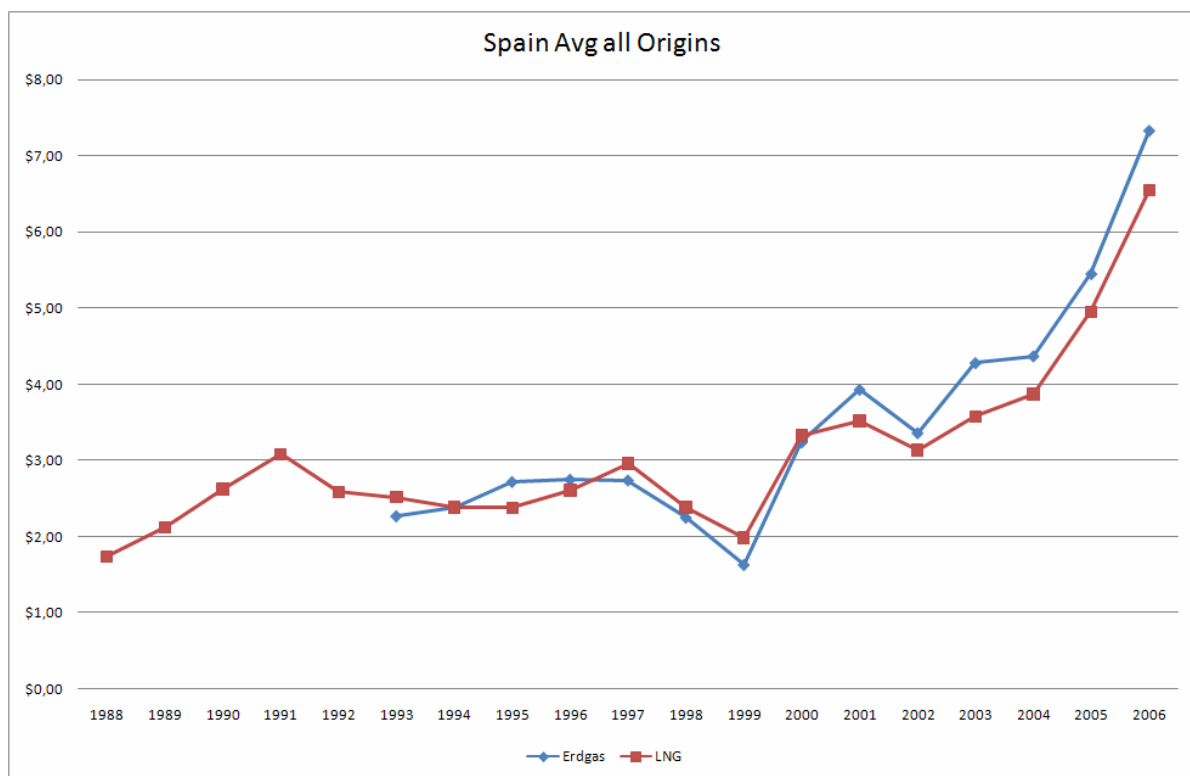


Abbildung 7-9 Flüssig- und Erdgaspreisvergleich 1988-2006 in Spanien

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Spanien meldet LNG Preise seit 1988 und Erdgaspreise seit dem Jahr 1993. Interessant ist hier, dass die Erdgaspreise doch sichtbar höher sind als die für Flüssigerdgas. Ein Grund dafür ist sicherlich die große Distanz der Pipelines nach Russland. Der Korrelationskoeffizient beträgt 0,9870 und ist damit der höchste für ein einzeln betrachtetes Land.

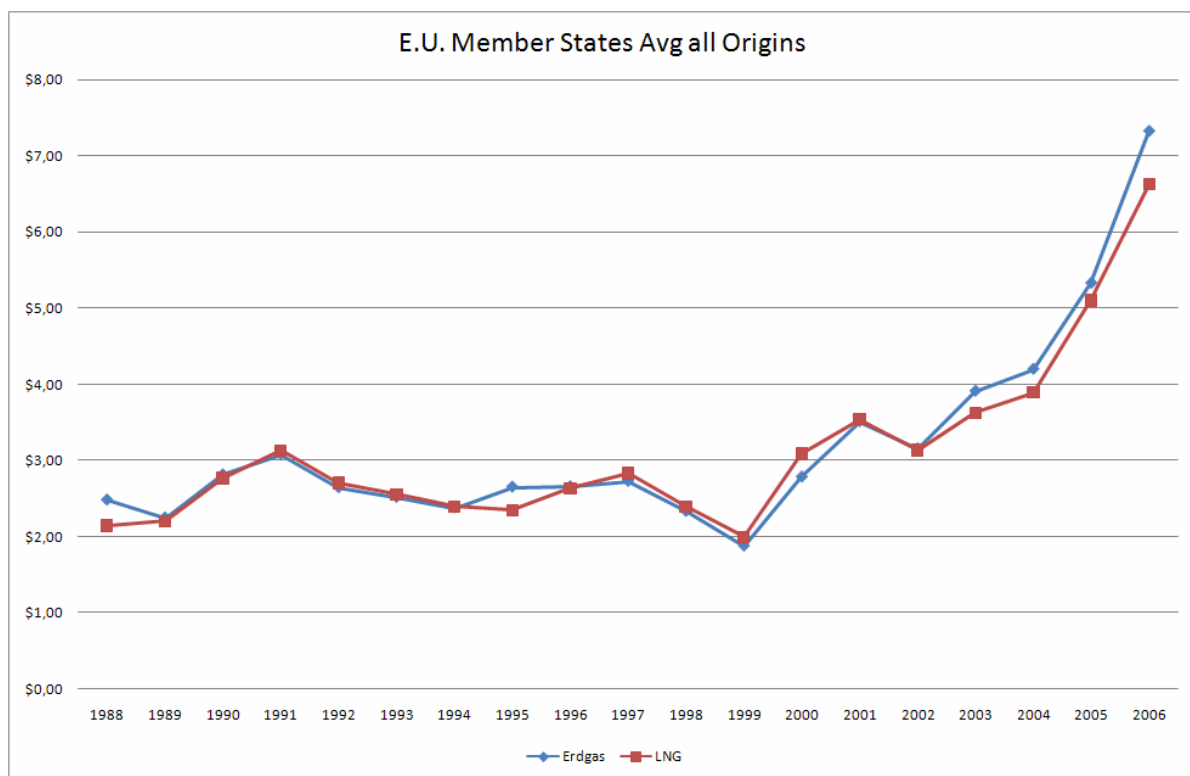


Abbildung 7-10 Flüssig- und Erdgaspreisvergleich 1988-2006 in der EU

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Betrachtet man die Preisentwicklung aus makroskopischer Sicht so zeigt sich ein sehr ähnlicher Verlauf der beiden Güter. Sowohl der markante Preisanstieg seit dem Jahr 1999 als auch der etwas höhere Preis von Erdgas seit dem Jahr 2002 wird ersichtlich. Der Korrelationskoeffizient beträgt 0,9904 und ist der höchste in diesem Vergleich.

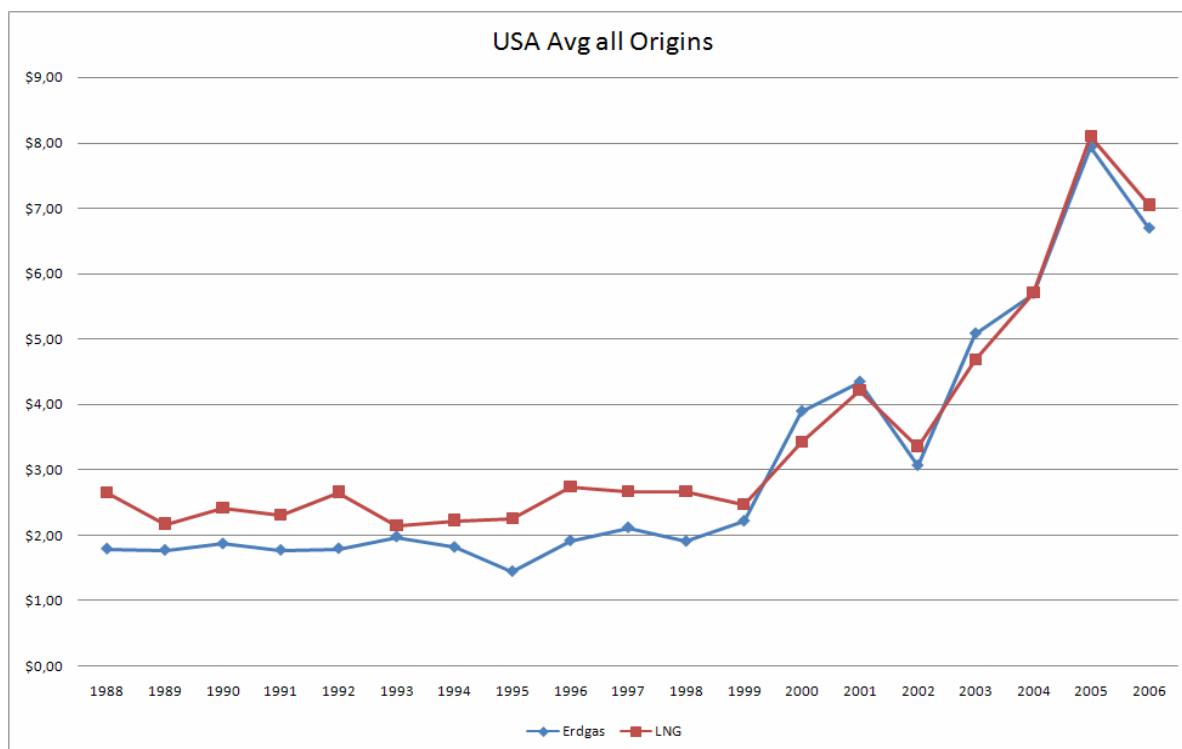


Abbildung 7-11 Flüssig- und Erdgaspreisvergleich 1988-2006 in den USA

Erstellt aus SourceOecd IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02

Die USA sind insofern interessant, da sie den Preisverfall vor dem Jahr 1999 nicht zeigen. Danach ist aber auch hier der Preisanstieg markant. Ebenfalls erkennt man das höhere Preisniveau von Flüssigerdgas, welches bis zum Jahr 1999 vorgeherrscht hat. Seit diesem Zeitpunkt verlaufen die beiden Preise auf demselben Niveau. Der Korrelationskoeffizient der gesamten Zeitreihe liegt bei 0,9823. Schaut man sich allerdings nur die Daten in dem Zeitraum von 1988 bis 1999 an, so liegt der Koeffizient bei lediglich 0,3316 und für die Zeit danach dann wieder auf einem hohen Niveau von 0,9860.

Zusammenfassend zeigt Tabelle 7-1 (S.106) nochmals die Korrelationskoeffizienten der einzelnen Länder. Die geringste Korrelation zwischen dem Erdgas- und dem LNG Preis betrug in Belgien 0,9549.

Länder	Korrelationskoeffizient
Belgien	0,9549
Frankreich	0,9594
Spanien	0,9870
EU	0,9904
USA	0,9823

Tabelle 7-1 Korrelationskoeffizienten

7.2 Seewege in Verbindung mit Preisen

Der zweite Teil der empirischen Analyse beschäftigt sich mit der Fragestellung, ob sich Preisunterschiede zwischen einzelnen Importeuren anhand von Transportkosten bzw. der Entfernung zum Exporteur erklären lassen. Die Theorie ist, dass sich aufgrund von weiteren Entfernungen höhere Transportkosten ergeben und damit der Preis für den Importeur höher sein muss. Diese Annahme basiert auf der "Spatial Market Theorie".¹³³ Diese besagt, dass eine Ware, die beweglich ist, vom Markt, auf dem ihr Wert geringer ist, zu dem Markt strömen muss, auf dem ihr Wert größer ist, bis der Wertunterschied zwischen den beiden Märkten nicht größer ist als die Transportkosten.¹³⁴ Das bedeutet, dass Marktintegration durch den Gütertransfer entsteht.¹³⁵ Im Fall von Flüssigerdgas sollte Marktintegration also dann vorherrschen, wenn sich die Preise nur anhand der Transportentfernungen linear unterscheiden. Eine weitere Entfernung um den Faktor x sollte auch die variablen Transportkosten um diesen Faktor erhöhen. Somit sollte der Preis für Flüssigerdgas um einen um die Fixkosten gedämpften Faktor verändert sein.

Eine andere Theorie geht davon aus, dass Flüssigerdgaspreise, wie etwa auch Erdgaspreise, nicht für sich selbst existieren, sondern auf einem anderen Gut basieren. So folgt der Erdgaspreis dem für Erdöl, ohne dass es Aufschläge geben kann, da sich ansonsten das Konsumverhalten über längere Zeit dem günstigeren Substitutionsgut anpassen würde. Daher werden Erdöl, Erdgas und Flüssigerdgas meist mit Ihrem Wärmewert verglichen. Dies drückt die hohe Substituierbarkeit der einzelnen Güter untereinander aus. Diese Theorie wurde unter anderem von Villar, J. et. Al. in dem Artikel "The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices" näher erläutert.¹³⁶ Dabei verglichen sie den Erdgaspreis des Henry Hubs mit dem des Erdöls West Texas Intermediate und kamen zum Schluss, dass eine 10%ige Erhöhung des Erdölpreises eine 2,6%ige Erhöhung des Erdgaspreises im ersten Monat bewirkt. Dies konnten sie empirisch mit Hilfe einer Kointegration zeigen. Diese Methode wird angewendet, um langfristige Gleichgewichtsbeziehungen, wie sie bei Erdgas und Erdöl vermutet werden, aufzuzeigen.

Eine andere Kointegrationsanalyse wurde von Siliverstovs et al. durchgeführt. Dabei untersuchten sie die Erdgaspreise in Europa, Nordamerika und Japan.¹³⁷ Ihre Ergebnisse zeigen auf, dass die Erdgaspreise zwischen Europa und Japan sowie innerhalb Amerikas integriert sind. Zwischen Europa bzw. Japan und Amerika gibt es allerdings keine Integration.

¹³³ Barrett, B. (2005), S.2ff

¹³⁴ Cournot, A. (1924), S.102

¹³⁵ Hinzdorf, T. (o.J.), S.2

¹³⁶ Villar, J. et. al. (2006), S.2ff

¹³⁷ Siliverstovs, B. et. al. (2004), S.2ff

Mit der Grundfrage, ob der Erdgaspreis dem des Erdöls folgt, beschäftigte sich auch noch ein Paper der Federal Reserve Bank of Dallas.¹³⁸ Auch in dieser Arbeit wurde mit Hilfe der Kointegration nachgewiesen, dass es einen Zusammenhang zwischen dem Erdgas- und Erdölpreis gibt.

In dem Kontext dieser Arbeit wäre es von wissenschaftlichem Interesse einen solchen kointegrativen Zusammenhang auch zwischen Erdgas und Flüssigerdgas herzustellen. Da das Ziel dieser Arbeit aber ein anderes ist, wird eine solche Analyse an dieser Stelle nicht durchgeführt.

7.2.1 Preise in Abhängigkeit der Transportkosten

Für diese empirische Analyse wurden folgende europäischen Länder ausgewählt:

- Belgien
- Frankreich
- Spanien

Alle drei Länder werden von Algerien aus mit LNG beliefert. Belgien besitzt nur eine Importanlage in Zeebrugge. Frankreich besitzt zwei Anlagen. Eine in Fos-Sur-Mer, welche am Mittelmehr liegt, und eine in Montoir-de-Bretagne am Atlantik. Spanien besitzt vier Anlagen, wobei nur eine, nämlich die in Bilbao, am Atlantik liegt. Die drei anderen Anlagen (Barcelona, Cartagena und Huelva) liegen am Mittelmeer. Als Exporteur wurde Algerien ausgewählt, da es alle drei Länder mit LNG beliefert. Die nachstehende Tabelle 7-2 (S.109) gibt Auskunft über die Transportlängen zwischen den verschiedenen Terminals.

¹³⁸ Brown, S. et. al. (2006), S. 2ff

Importland	Importanlage	Exportland	Exportanlage	Distanz in Seemeilen	Distanz in km
Belgien	Zeebrugge	Algerien	Bethioua	1.550	2.871
Frankreich	Fos-sur-Mer	Algerien	Arzew	530	982
Frankreich	Fos-sur-Mer	Algerien	Bethioua	530	982
Frankreich	Montoir-de-Bretagne	Algerien	Bethioua	1.260	2.334
Frankreich	Fos-sur-Mer	Algerien	Skikda	400	741
Spanien	Barcelona	Algerien	Arzew	343	635
Spanien	Cartagena	Algerien	Arzew	113	209
Spanien	Huelva	Algerien	Arzew	373	691
Spanien	Barcelona	Algerien	Bethioua	343	635
Spanien	Bilbao	Algerien	Bethioua	1.118	2.071
Spanien	Cartagena	Algerien	Bethioua	113	209
Spanien	Huelva	Algerien	Bethioua	373	691
Spanien	Barcelona	Algerien	Skikda	349	646
Spanien	Cartagena	Algerien	Skikda	388	719
Spanien	Huelva	Algerien	Skikda	716	1.326

Tabelle 7-2 Seewege von Algerien nach Belgien, Frankreich und Spanien

Quelle: Maritime Routes by OMV

Eine weitere Datenquelle für diese Analyse stammt von "Commerical Service Company Ltd - The European Waterborne LNG Report". In diesem Report wird aufgezeigt, welche Menge LNG Belgien, Frankreich und Spanien aus Algerien in den Jahren 2003 und 2004 bezogen haben. Belgien, stellt für die angestrebte Analyse aufgrund der weitesten Distanz keine Probleme dar. Da sowohl Spanien als auch Frankreich Anlagen im Atlantik besitzen, ergibt sich, dass der Seeweg für Transporte aus Algerien nach Frankreich (Fos-Sur-Mer) nur 741km beträgt hingegen nach Montoir-de-Bretagne 2334km. Da aus den Daten der SourceOecd nur Landesdurchschnittspreise zur Verfügung stehen, mussten folgende Annahmen getroffen werden. Spanien bezog über Bilbao in den zwei Jahren nur geringe Mengen von LNG aus Algerien, weshalb dies in dieser Analyse nicht berücksichtigt wird. Frankreich bezieht wesentliche Mengen sowohl über das Mittelmeer als auch über den Atlantik, weshalb es für die Bestimmung der Transportkostenabhängigkeit, aufgrund der großen Distanzunterschiede zwischen der kürzesten und der längsten Verbindung, nicht herangezogen werden kann. Deshalb widmet sich diese Analyse den Ländern Belgien und Spanien.

Die kürzeste Distanz zwischen Algerien und Spanien beträgt 209km. Die längste 1326km. Belgien bezieht sein LNG über einen Seeweg von 2871km. Somit ist der Transportweg signifikant länger als für Spanien. Daraus, so ist die Hypothese, lässt sich schließen, dass auch die Preise hö-

her sein müssen. Deshalb bilde ich zuerst den Mittelwert der beiden Distanzen nach Spanien welche 768km beträgt. Damit ergibt sich ein Längenunterschied zwischen Belgien und Spanien von 1:3,7. Nachstehende Tabelle veranschaulicht die weiteren Überlegungen.

Im Jahr 2003		Spanien (Ø)	Belgien
Distanzen		768km	2871km
Verhältnis		1:3,74	
LNG Preis/MBtu		\$3,61	\$3,73
Unterschied		\$0,1200	
TK im Preis von Spanien		\$0,0321	$\frac{\$0,12}{3,74} = \$0,0321$
TK im Preis von Belgien		\$0,1284	$\$0,0321 * 3,74 = \$0,1284$

Tabelle 7-3 Transportkostenberechnung für 2003

Der Preisunterschied im Jahr 2003 zwischen Spanien und Belgien betrug \$0,12. Unter Annahme des Verhältnisses von 1:3,74 ergeben sich berechnete Transportkosten im Preis von Spanien von \$0,0321 und \$0,1284 im Preis von Belgien.

Für das Jahr 2004 sehen die Daten, analog zu Tabelle 7-3, wie folgt aus:

Im Jahr 2004		Spanien (Ø)	Belgien
Distanzen		768km	2871km
Verhältnis		1:3,74	
LNG Preis/MBtu		\$4,02	\$4,10
Unterschied		\$0,0800	
TK im Preis von Spanien		\$0,0214	
TK im Preis von Belgien		\$0,0856	

Tabelle 7-4 Transportkostenberechnung für 2004

Aufgrund dieser Berechnungen für die Jahre 2003 und 2004 ließe sich folgern, dass sich die Transportkosten im Preis nicht linear widerspiegeln, da sie sich zwischen den zwei Jahren verändert haben, obwohl sie dies aufgrund der zuvor aufgestellten Hypothese nicht dürften. Allerdings ist die Datenlage, mit nur zwei Jahren (2003 und 2004), sehr schlecht und weitere Analysen müssten gemacht werden um die gewonnen Erkenntnisse zu festigen. Aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse, stimme ich der Theorie der transportkostenunabhängigen Preisgestaltung, wie sie auf Seite 107 zweiter Absatz beschrieben wurde, zu.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel dieser Arbeit war es, den Leser in den globalen Markt für Flüssigerdgas einzuführen. Vor- und Nachteile dieser Energieform wurden aufgezeigt und dem Leser somit geholfen sich selbst ein Bild über den wirtschaftlichen Nutzen von Flüssigerdgas zu bilden. Dazu diente auch das Kapitel über die Sicherheitsaspekte mit dem Umgang von LNG sowie die bisher eingetretenen Unfälle. Wesentlich für das Verständnis eines jeden Marktes ist es über die Preisbildungsvarianten Bescheid zu wissen. Deshalb wurden in Kapitel 5 grundlegende Theorien vorgestellt und aufgezeigt, welche davon bei dem Handel von LNG auftreten. Aktuelle Entwicklungen, wie sie in Kapitel 6 gezeigt werden, helfen die Strukturen des Marktes zu erkennen und gleichzeitig die Wichtigkeit aufzuzeigen. In der empirischen Analyse werden zwei Aspekte behandelt. Es wurde gezeigt, dass der Flüssigerdgaspreis dem des Erdgases folgt, genauso wie es auch bei Erdgas und Erdöl der Fall ist. Ein weiteres Ziel dieser Arbeit war es zu zeigen, dass die Preise für Flüssigerdgas von den Transportkosten, welche sich aufgrund der großen Distanzunterschiede ergeben, abhängen. Aufgrund des fehlenden Datenmaterials über mehrere Jahre konnte diese Hypothese nicht mit Sicherheit bejaht oder verneint werden. Daher ist es auch interessant sich die andere aufgezeigte Theorie anzusehen, die davon ausgeht, dass der Flüssigerdgaspreis sich nicht durch die Transportkosten unterscheiden darf. Diesbezüglich würden weitere Analysen in Form von Kointegrationen weitere Schlüsse zulassen. Ausgehend von gegenwärtigen Energieversorgungsfakten wurde gezeigt, dass Erdgas und damit auch Flüssigerdgas einen wesentlichen Beitrag für die zukünftige Energieversorgung leisten wird.

Literaturverzeichnis

AGO AG (2006): *Geschäftsbericht 2006*. Kulmbach

Asim, D. and Economides, M. (o.J.): *CNG: An Alternative Transport for Natural Gas Instead of LNG*. University of Houston

Barett, B. (2005): *Spatial Market Integration*. Cornell University

Bothe, D. and Seelinger, A. (2006): *Erdgas - sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource*. Energie-wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Working Paper

BP (2005): *Statistical review of world energy*. London

BP (2006): *Statistical review of world energy*. London

BP (2007): *Statistical review of world energy*. London

Brown, S. and Yücel, M. (2006): *What drives Natural Gas Prices?*

CEDGIGAZ (2007): *2006 Natural Gas Year in Review*. France

Congressional Research Service (2006): *Liquefied Natural Gas (LNG) in U.S. Energy Policy: Infrastructure and Market Issues*. Washington

Congressional Research Service (2007): *Liquefied Natural Gas (LNG) Import Terminals: Siting, Safety, and Regulation*. Washington

Corbett, J. (2006): *LNG Tankers and Air Emissions. Context, Inventory, Methods, Implications*. University of Delaware Präsentation vor der LNG Interagency Working Group

Cournot, A. (1924): *Recherches sur les principes mathématiques de la théorie des richesses*

DOE (2005): *Liquefied Natural Gas. Understanding the Basic Facts*. USA

ECS (2007): *Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. Brüssel

- Eger, T. (1995):** *Eine ökonomische Analyse von Langzeitverträgen*. Marburg
- EIA (2003):** *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*. Washington
- EIA (2004):** *U.S. LNG Markets and Uses: June 2004 Update*. Washington
- EIA (2007):** *Short-Term Energy Outlook Supplement: U.S. LNG Imports - The Next Wave*.
- E-ON AG (2006):** *Erdgaswirtschaft im Überblick. Markt, Leistung, Perspektiven*. Essen
- E-ON AG (o.J.):** *Verflüssigtes Erdgas (LNG). Ein Beitrag der E.ON Ruhrgas Themen-Reihe*. Essen
- Forum Gas Wasser Wärme (2007):** *Flüssiges Erdgas - hochliquider Energieträger*. Wien 01/2007
- Gas Transmission Europe (2004):** *GTE approach on LNG perspectives and EU regulation*. Präsentation in Amsterdam
- Germanischer Lloyd (2007):** *LNG Tanker voller Energie*.
Ausgabe: nonstop 02/2007 Seiten 14-25
- GEW (o.J.):** *Erdgaspreise: Das sollten Sie wissen!*
- Hansa Maritime Journal (2005):** *Boom im Neubau von LNG Tankern*. Ausgabe: 12/2005
- Hazards Intelligence (2004):** *Skikda Dossier*.
- Hinzdorf, T. (o.J.):** *Internationale Marktintegration durch Informationsdiffusion*.
- IEA (1998):** *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*. Paris
- IEA (2003):** *Natural Gas Market Review 2003*. Paris
- IEA (2006/1):** *Energy Balances of OECD Countries 2003-2004* Paris
- IEA (2006/2):** *Natural Gas Information 2006. With 2005 data*. Paris

IEA (2007/1): *Natural Gas Market Review 2007*. Paris

IEA (2007/2): *Natural Gas Information 2007. With 2006 data*. Paris

Institut für Volkswirtschaftslehre (2007): *Die Auswirkungen langfristiger Gaslieferverträge*. Seminararbeit Universität Hohenheim

Institute for Energy, Law & Enterprise (2003): *Introduction to LNG. An overview on liquefied natural gas (LNG), Its properties, the LNG industry, safety considerations* University of Houston Law Center

Institute for Energy, Law & Enterprise (2003): *LNG safety and security*. University of Houston Law Center

International Conference & Exhibition on LNG (2007): *Newspaper of LNG15*. Ausgaben 24.April - 28.April Barcelona

James, J. (2004): *The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If so, When?* Oxford Institute for Energy Studies

Joskow, L. (1987): *Contract Duration and Relationship-Specific Investments* The American Economic Review, 77

Lee, H. (2005): *Dawning of a New Era: The LNG Story*. Harvard University

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2004): *Preisbildung am Rohölmarkt*. Hamburg

OMV AG (2007): *Erdgas macht mobil*. Wien

OMV AG (o.J.): *Erdgas. Erdgas aus der Natur*. Wien

Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach ÖVGW (2007): *LNG - Erdgas für Europa. Flüssiges Erdgas - hochliquider Energieträger*. Ausgabe: Forum 01/2007

Pützl, F. (2007): *Industriebetriebslehre I. Langfristige Verträge*. Universität Wien

RAG AG (2006): *Die weiten Wege der Rohstoffe*. Kundenmagazin Ausgabe 03/2006 Essen

RWE AG (2005) *Weltenergiereport 2005. Bestimmungsgrößen der Energiepreise*. Essen

Silverstovs, B. et. al. (2004) *A Cointegration of Gas Prices in Europe, North America and Japan*.

Villar, J. and Joutz, F. (2006) *The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas*.

Wirl, F. (2006): *VK International Energy Management - Unterlagen*. WS 2006/07

Verzeichnis der Internetquellen

ASUE (2007): *CO₂-Emissionen fossiler Energieträger* Zugriff am 10.10.2007

Berlin Online (2007): *Tanker statt Pipeline*. Bericht vom 13.02.2007 Zugriff am 25.08.2007

Colton Company (2007): *LNG Ships* Zugriff am 29.09.2007

DiePresse.com (2007/1): *Energie: Flüssiggas soll Russlands Macht schmälern*. Bericht vom 21.03.2007
Zugriff am 19.04.2007

DiePresse.com (2007/2): *Erneute Verhaftungswelle in Burma*. Bericht vom 07.10.2007 Zugriff am
07.10.2007

Gasverbund Mittelland AG (2007): *Erdgas ist nicht Flüssiggas*. Zugriff am 25.08.2007

Handelsblatt.com (2007): *Katar bietet Europa Gas an*. Bericht vom 26.01.2007 Zugriff am
19.04.2007

IHI (2007): *LNG Floating Storage & Regasification Unit* Zugriff am 08.10.2007

Orf.at (2007): *Zuerst aufs Schiff, dann in die Leitung*. Bericht vom 21.04.2007 Zugriff am 19.04.2007

PGNiG (2007): *LNG production and liquefaction methods*. Zugriff am 20.06.2007

RWE AG (2007/1): *Bright prospects for gas liquefaction*. Zugriff am 19.04.2007

RWE AG (2007/2): *RWE plant Beteiligung an Regasifizierungsanlage für LNG.* Pressemitteilung vom 09.06.2007

RWE AG (2007/3): *RWE kooperiert mit Exxcelerate Energy im LNG-Geschäft* Zugriff am 23.09.2007

Spiegel (2006): *Russische Regierung entmachtet Shell* Bericht vom 12.12.2006 Zugriff am 20.05.2007

State Land Commission (2006): *Safety of LNG terminals.* Zugriff am 24.08.2007

WINGAS GmbH (2007/1): *Für Europa bleibt Pipelinegas bestimmend.* Interview im Kundenmagazin 01/2007 Zugriff am 19.04.2007

WINGAS GmbH (2007/2): *Erdgas eisgekühlt.* Bericht im Kundenmagazin 01/2007 Zugriff am 19.04.2007

Verzeichnis der Datenquellen

OECD: SourceOECD: *IEA Statistics - Natural Gas Import Costs Vol 2007 release 02*

OMV: *Maritime Routes for LNG*

Commercial Services Company (2005): *The European Waterborne LNG Report.* Houston, Texas

A Anhang

Anlagenverzeichnis

A.1	LNG TANKERFLOTTE	119
A.2	WIEDERVERDAMPFUNGSANLAGEN	129
A.3	VERFLÜSSIGUNGSANLAGEN	130
A.4	ABSTRACT DE	133
A.5	ABSTRACT EN	134
A.6	LEBENS LAUF	135
A.7	CURRICULUM VITAE	137

A.1 LNG Tankerflotte

Schiffe derzeit in Betrieb¹³⁹

Schiffsname	Werft	Auslieferung	Knoten	System	# der Tanks	Kapazität in m ³	Preis (\$mil)
Methania	Belgien	Okt-78	19.00	GT NO 85	5	131,235	
Mubaraz	Finnland	Jan 96	19.50	Moss	4	137	250
Mraweh	Finnland	Jun 96	19.50	Moss	4	137	250
Al Hamra	Finnland	Jan 97	19.50	Moss	4	137	250
Umm Al Ashtan	Finnland	Mai-97	19.50	Moss	4	137	250
Descartes	Frankreich	1971	17.00	TZ Mk. I	6	50	
Bebatic	Frankreich	Okt-72	18.25	TZ Mk. I	6	75,06	
Bekalang	Frankreich	Jun 73	18.25	TZ Mk. I	6	75,08	
Bekulan	Frankreich	Dez-73	18.25	TZ Mk. I	6	75,07	
Belais	Frankreich	Jul 74	18.25	TZ Mk. I	6	75,04	
LNG Lagos	Frankreich	Dez-76	18.50	GT NO 85	6	122	52
LNG Port Harcourt	Frankreich	Sep 77	20.00	GT NO 85	6	122	52
Mourad Didouche	Frankreich	Jul 80	20.00	GT NO 85	5	126,13	112
Ramdane Abane	Frankreich	Jul 81	20.00	GT NO 85	5	126,13	112
Puteri Intan	Frankreich	Aug 94	21.00	GT NO 96	4	130,405	260
Puteri Delima	Frankreich	Jan 95	21.00	GT NO 96	4	130,405	260
Puteri Nilam	Frankreich	Jun 95	21.00	GT NO 96	4	130,405	260
Puteri Zamrud	Frankreich	Mai-96	21.00	GT NO 96	4	130,405	260
Puteri Firuz	Frankreich	Mai-97	21.00	GT NO 96	4	130,405	260
Gaz de France	Frankreich	Dez-06	16.00	CS1	4	74,1	

¹³⁹ Colton Company (2007)

Energy							
Provalys	Frankreich	Nov 06		CS1	4	153,5	227
Gaselys	Frankreich	März-07		CS1	4	153,5	227
Edouard L.D.	Frankreich	Dez-77	19.00	GT NO 85	5	129,299	50
Tenaga Satu	Frankreich	Sep 82	20.00	GT NO 88	5	130	120
Tenaga Dua	Frankreich	Aug 81	20.00	GT NO 88	5	130	120
Tenaga Tiga	Frankreich	Dez-81	20.00	GT NO 88	5	130	120
Tellier	Frankreich	Jan 74	17.00	TZ Mk. I	5	40,081	
Belanak	Frankreich	Jul 75	18.25	TZ Mk. I	5	75	
Mostefa Ben Boulaid	Frankreich	Aug 76	18.50	TZ Mk. I	6	125,26	
Hassi R'Mel	Frankreich	1971	16.00	GT NO 82	6	40,85	
Bilis	Frankreich	März-75	18.25	GT NO 82	5	77,731	
Bubuk	Frankreich	Okt-75	18.25	GT NO 82	5	77,67	
Isabella	Frankreich	Apr 75	18.00	GT NO 82	5	35,5	
Annabella	Frankreich	Mai-75	18.00	GT NO 82	5	35,5	
Larbi Ben M'Hidi	Frankreich	Jun 77	19.50	GT NO 85	5	129,767	112
Bachir Chihani	Frankreich	Feb 79	19.50	GT NO 85	5	129,767	112
Tenaga Empat	Frankreich	März-81	20.00	GT NO 88	5	130	120
Tenaga Lima	Frankreich	Sep 81	20.00	GT NO 88	5	130	120
Cinderella	Frankreich	1965	17. Okt	Worms	7	25,5	
Golar Freeze	Deutschland	Feb 77	20.00	Moss	5	125,858	55
Hoegh Gandria	Deutschland	Okt-77	20.00	Moss	5	125,82	55
LNG Palmaria	Italien	1969	18.00	Esso	4	41	38
LNG Elba	Italien	1970	18.00	Esso	4	41	38
LNG Portovenere	Italien	Jun 96	16.50	GT NO 96	4	65	200
LNG Lerici	Italien	März-98	16.50	GT NO 96	4	65	200
Polar Eagle	Japan	Jun 93	18.50	IHI SPB	4	89,88	184
Arctic Sun	Japan	Dez-93	18.50	IHI SPB	4	89,88	184
Shinju Maru No. 1	Japan	Aug 03	Dez 70	Cylinders	2	2,538	
Kayoh Maru	Japan	1988		Cylinders	2	1,517	
North Pioneer	Japan	Dez-05		Cylinders	2	2,5	
Golar Spirit	Japan	Sep 81	19.50	Moss	5	129	134
Bishu Maru	Japan	Aug 83	19.30	Moss	5	125	125
Kotawaka Maru	Japan	Jan 84	19.30	Moss	5	125,199	120
Northwest Shearwater	Japan	Sep 91	18.50	Moss	4	127,5	180
LNG Flora	Japan	März-93	19.30	Moss	4	127,705	
Shahamah	Japan	Okt-94	19.50	Moss	5	135,496	271
Surya Aki	Japan	Feb 96	18.50	Moss	3	19,474	101
Al Rayyan	Japan	März-97	19.50	Moss	5	135,358	250
Al Wakrah	Japan	Dez-98	19.50	Moss	5	135,358	250

Al Biddah	Japan	Nov 99	19.50	Moss	5	135,279	250
Energy Frontier	Japan	Sep 03	19.50	Moss	4	147,599	
Energy Advance	Japan	März-05	19.50	Moss	4	145	
Muscat LNG	Japan	März-04	19.50	Moss	4	149,172	150
Arctic Voyager	Japan	Apr 06	18.50	Moss	4	140	165
Lala Fatma N'Soumer	Japan	Dez-04	18.50	Moss	4	145	
Energy Progress	Japan	Nov 06	18.50	Moss	4	145	150
LNG Dream	Japan	Sep 06	18.50	Moss	4	145	
Nizwah LNG	Japan	Dez-05	18.50	Moss	4	145	150
Banshu Maru	Japan	Okt-83	19.25	Moss	5	125,542	132
Echigo Maru	Japan	Aug 83	19.25	Moss	5	125,568	125
Dewa Maru	Japan	Jul 84	19.25	Moss	5	125	120
Northwest Sanderling	Japan	Jun 89	18.50	Moss	4	127,525	180
Northwest Swift	Japan	Sep 89	18.50	Moss	4	127,59	180
Ekaputra	Japan	Jan 90	17.50	Moss	5	136,4	178
Northwest Seaeagle	Japan	Nov 92	18.50	Moss	4	127,452	216
LNG Vesta	Japan	Jun 94	19.25	Moss	4	127,547	
Dwiputra	Japan	März-94	19.30	Moss	4	127,386	
Ish	Japan	Nov 95	19.50	Moss	5	137,54	271
Northwest Storm-petrel	Japan	Dez-94	18.50	Moss	4	127,606	240
Al Khor	Japan	Dez-96	19.50	Moss	5	137,354	250
Al Wajbah	Japan	Jun 97	19.50	Moss	5	137,354	250
Doha	Japan	Jun 99	19.50	Moss	5	137,354	250
Al Jasra	Japan	Jul 00	19.50	Moss	5	137,1	250
Golar Mazo	Japan	Jan 00	19.80	Moss	5	135,225	245
LNG Jamal	Japan	Okt-00	19.50	Moss	5	135,333	200
Sohar LNG	Japan	Okt-01	19.50	Moss	5	137,248	200
Abadi	Japan	Jun 02	19.00	Moss	5	135	180
Puteri Intan Satu	Japan	Dez-01	19.50	GT NO 96	4	137,1	180
Puteri Nilam Satu	Japan	Sep 03	19.50	GT NO 96	4	137,1	180
Galea	Japan	Okt-02	19.85	Moss	5	134,425	165
Gallina	Japan	März-03	19.85	Moss	5	134,425	165
Pacific Notus	Japan	Sep 03	19.00	Moss	5	137,006	180
Puteri Firuz Satu	Japan	Sep 04	19.50	GT NO 96	4	137,1	179
Gemmata	Japan	März-04	19.85	Moss	5	138,104	165
Arctic Princess	Japan	Jan 06	19.00	Moss	4	147,2	165
Pacific Eurus	Japan	März-06	19.00	Moss	4	137	180
Arctic Lady	Japan	Mai-06	19.00	Moss	4	147,2	165
Ibri LNG	Japan	Jul 06	19.00	Moss	4	147,2	150
Seri Bakti	Japan	Apr 07	19.50	GT NO 96	4	152,3	180
Senshu Maru	Japan	Feb 84	19.30	Moss	5	125	125
Wakaba Maru	Japan	Apr 85	19.30	Moss	5	125	120
Northwest Swallow	Japan	Nov 89	18.50	Moss	4	127,708	180
Northwest Snipe	Japan	Sep 90	18.50	Moss	4	127,747	216
Northwest Sandpiper	Japan	Feb 93	18.50	Moss	4	127,5	216
Al Khaznah	Japan	Jun 94	19.50	Moss	5	135,496	271

Ghasha	Japan	Jun 95	19.50	Moss	5	137,514	271
Al Zhubarah	Japan	Dez-96	19.50	Moss	5	137,573	250
Broog	Japan	Mai-98	19.50	Moss	5	135,466	250
Zekreet	Japan	Dez-98	19.50	Moss	5	135,42	
Puteri Delima Satu	Japan	Apr 02	19.50	GT NO 96	4	137,1	180
Puteri Zamrud Satu	Japan	Jan 04	19.50	GT NO 96	4	137,1	179
Dukhan	Japan	Okt-04	19.50	Moss	4	135	170
Puteri Mutiera Satu	Japan	Apr 05	19.50	GT NO 96	4	137,1	179
Arctic Discoverer	Japan	Jan 06	19.00	Moss	4	140	165
Aman Bintulu	Japan	Okt-93	15.00	TZ Mk. III	3	18,928	80
Aman Sendai	Japan	Mai-97	15.00	TZ Mk. III	3	18,928	
Aman Hakata	Japan	Nov 98	15.50	TZ Mk. III	3	18,8	
Surya Satsuma	Japan	Okt-00	16.50	TZ Mk. III	3	23,096	
Cheikh El Mokrani	Japan	Jun 07		TZ Mk. III	4	75,5	160
SK Summit	Korea	Aug 99	20.50	GT NO 96	4	138	219
K Acacia	Korea	Jan 00	20.50	GT NO 96	4	138,017	219
K Freesia	Korea	Jun 00	20.50	GT NO 96	4	135,256	219
Hispania Spirit	Korea	Sep 02	19.50	GT NO 96	4	140,5	150
Excalibur	Korea	Okt-02	19.00	GT NO 96	4	138,2	145
Berge Boston	Korea	Jan 03	19.50	GT NO 96	4	138,059	150
Excelsior	Korea	Jan 05	19.00	GT NO 96	4	138	210
Galicia Spirit	Korea	Jul 04	19.50	GT NO 96	4	140,624	152
Disha	Korea	Jan 04	19.50	GT NO 96	4	136,026	158
Raahi	Korea	Dez-04	19.50	GT NO 96	4	136,026	155
Berge Everett	Korea	Jun 03	19.50	GT NO 96	4	138,028	155
Excel	Korea	Sep 03	19.00	GT NO 96	4	138,106	145
Northwest Swan	Korea	März-04	19.50	GT NO 96	4	138	
Methane Princess	Korea	Aug 03	19.50	GT NO 96	4	138	165
Granatina	Korea	Dez-03	19.50	GT NO 96	4	140,648	160
Berge Arzew	Korea	Jul 04	19.50	GT NO 96	4	138,088	160
Excellence	Korea	Mai-05	19.00	GT NO 96	4	138	210
LNG Pioneer	Korea	Jul 05	19.50	GT NO 96	4	138	165

Golar Winter	Korea	Apr 04	19.50	GT NO 96	4	138,25	210
LNG River Orashi	Korea	Nov 04	19.50	GT NO 96	4	145,914	160
LNG Enugu	Korea	Okt-05	19.50	GT NO 96	4	145	160
LNG Oyo	Korea	Dez-05	19.50	GT NO 96	4	140,5	160
LNG Benue	Korea	März-06	19.50	GT NO 96	4	145,7	160
Grandis	Korea	Jan 06	19.50	GT NO 96	4	145,7	151
Maran Gas Asclepius	Korea	Jul 05	19.50	GT NO 96	4	145	151
Umm Bab	Korea	Nov 05	19.50	GT NO 96	4	145	151
LNG Lokoja	Korea	Dez-06	19.50	GT NO 96	4	148,3	151
LNG Kano	Korea	Jan 07	19.50	GT NO 96	4	148,3	151
Bluesky	Korea	Jan 07	19.50	GT NO 96	4	145,7	157
Granosa	Korea	Jun 06	19.50	GT NO 96	4	145,7	151
Simaisma	Korea	Jul 06	19.50	GT NO 96	4	145,7	151
Iberica Knutsen	Korea	Okt-06	19.50	GT NO 96	4	138	
Excelerate	Korea	Okt-06	19.50	GT NO 96	4	138	200
Al Marrouna	Korea	Nov 06	19.50	GT NO 96	4	151,7	
Al Areesh	Korea	Jan 07	19.50	GT NO 96	4	151,7	
Al Daayen	Korea	Apr 07	19.50	GT NO 96	4	151,7	
Maran Gas Coronis	Korea	Sep 07	19.50	GT NO 96	4	145,7	
Hanjin Pyeong Taek	Korea	Sep 95	19.00	GT NO 96	4	130,6	235
Hanjin Muscat	Korea	Jul 99	20.30	GT NO 96	4	138,2	219
Hanjin Sur	Korea	Jan 00	20.30	GT NO 96	4	138,333	219
Hanjin Ras Laffan	Korea	Jul 00	20.30	GT NO 96	4	138,214	219
Hyundai Utopia	Korea	Jun 94	18.50	Moss	4	125,182	250
YK Sovereign	Korea	Dez-94	18.50	Moss	4	127,125	290
Hyundai Greenpia	Korea	Nov 96	20.30	Moss	4	125	290
Hyundai Technopia	Korea	Jul 99	20.30	Moss	4	135	219
Hyundai Cosmopia	Korea	Jan 00	20.30	Moss	4	135	219
Hyundai Aquapia	Korea	März-00	20.30	Moss	4	135	219
Hyundai Oceanpia	Korea	Jul 00	20.30	Moss	4	135	219
LNG Rivers	Korea	Jun 02	19.75	Moss	4	137,231	160
LNG Sokoto	Korea	Aug 02	19.75	Moss	4	137,231	160
LNG Bayelsa	Korea	Feb 03	19.75	Moss	4	137,5	160
Golar Frost	Korea	Feb 04	19.75	Moss	4	138,83	
Gracilis	Korea	Jan 05	19.75	TZ Mk.	4	138,83	162

				III			
LNG Akwa Ibom	Korea	Nov 04	19.75	Moss	4	141	170
LNG Adamawa	Korea	Jun 05	19.75	Moss	4	141	170
LNG Cross River	Korea	Sep 05	19.75	Moss	4	141	170
LNG River Niger	Korea	Mai-06	19.75	Moss	4	141	170
Grace Acacia	Korea	Jan 07	19.75	TZ Mk. III	4	150	170
Neo Energy	Korea	Feb 07	19.75	Moss	4	150	
British Emerald	Korea	Jun 07	19.50	TZ Mk. III	4	155	185
SK Supreme	Korea	Jan 00	20.30	TZ Mk. III	4	138,2	219
SK Splendor	Korea	März-00	20.30	TZ Mk. III	4	138,375	219
SK Stellar	Korea	Dez-00	20.30	TZ Mk. III	4	138,375	219
British Trader	Korea	Dez-02	20. Okt	TZ Mk. III	4	138	160
British Merchant	Korea	Apr 03	20. Okt	TZ Mk. III	4	138	160
SK Sunrise	Korea	Sep 03	20.30	TZ Mk. III	4	138,306	160
Fuwairit	Korea	Jan 04	20.20	TZ Mk. III	4	138	163
British Innovator	Korea	Jul 03	20. Okt	TZ Mk. III	4	138,2	160
Maersk Ras Laffan	Korea	März-04	20.60	TZ Mk. III	4	138,27	165
Methane Kari Elin	Korea	Jun 04	20. Okt	TZ Mk. III	4	138,2	164
Lusail	Korea	Mai-05	20. Okt	TZ Mk. III	4	138	160
Al Thakhira	Korea	Sep 05	20.60	TZ Mk. III	4	145	160
Al Deebel	Korea	Dez-05	20.60	TZ Mk. III	4	145	160
Seri Alam	Korea	Okt-05	19.00	TZ Mk. III	4	138	
Seri Amanah	Korea	März-06	19.00	TZ Mk. III	4	145	
Salalah LNG	Korea	Dez-05	19.50	TZ Mk. III	4	147	150
Methane Rita And- rea	Korea	März-06	20.20	TZ Mk. III	4	145	160
Methane Jane Eliz.	Korea	Jun 06	20.20	TZ Mk. III	4	145	160
Methane Lydon Vol- ney	Korea	Sep 06	20.20	TZ Mk. III	4	145	160
Maersk Qatar	Korea	Apr 06	20.60	TZ Mk. III	4	145	165
Ibra LNG	Korea	Jul 06	19.50	TZ Mk. III	4	147	
Methane Shirley Eliz.	Korea	Apr 07	20.20	TZ Mk. III	4	145	155
Methane Heather Sally	Korea	Jul 07	20.20	TZ Mk. III	4	145	155
Seri Anggun	Korea	Nov 06	19.00	TZ Mk. III	4	145	

Seri Angkasa	Korea	Feb 07	19.00	TZ Mk. III	4	145	
Ejnan	Korea	Feb 07	20.00	TZ Mk. III	4	145	153
Pioneer Knutsen	Niederlande	Dez-03		Cylinders	2	1,1	11
Century	Norwegen	Dez-74	17.00	Moss	4	29,588	
Norman Lady	Norwegen	1973	18.00	Moss	5	87,6	30
Hoegh Galleon	Norwegen	Nov 74	19.50	Moss	5	87,6	30
Hilli	Norwegen	Dez-75	19.50	Moss	6	126,227	
Gimi	Norwegen	Dez-76	19.50	Moss	6	126,277	
Khannur	Norwegen	Jul 77	19.50	Moss	6	126,36	
Laieta	Spanien	Mai-70	17.50	Esso	4	40	
Castillo de Villalba	Spanien	Nov 03	19.50	GT NO 96	4	138	223
Cadiz Knutsen	Spanien	Jun 04	19.50	GT NO 96	4	138,826	171
Madrid Spirit	Spanien	Jan 05	19.50	GT NO 96	4	138	171
Catalunya Spirit	Spanien	März-03	19.50	GT NO 96	4	138	223
Bilbao Knutsen	Spanien	Jan 04	19.50	GT NO 96	4	138	209
SCF Polar	Schweden	1969	18.25	GT NO 82	5	71,5	21
SCF Arctic	Schweden	1969	16.50	GT NO 82	5	71,5	21
LNG Bonny	Schweden	Dez-81	20.00	GT NO 88	5	133	118
LNG Fimina	Schweden	Jan 84	20.00	GT NO 88	5	133	118
LNG Aquarius	U.S.	Jun 77	20.40	Moss	5	126,3	82
LNG Aries	U.S.	Dez-77	20.40	Moss	5	126,3	111
LNG Gemini	U.S.	Sep 78	20.40	Moss	5	126,3	109
LNG Capricorn	U.S.	Jun 78	20.40	Moss	5	126,3	109
LNG Leo	U.S.	Dez-78	20.40	Moss	5	126,4	108
LNG Taurus	U.S.	Aug 79	20.40	Moss	5	126,3	107
LNG Virgo	U.S.	Dez-79	20.40	Moss	5	126,4	111
LNG Libra	U.S.	Apr 79	20.40	Moss	5	126,4	108
LNG Edo	U.S.	Mai-80	20.40	Moss	5	126,53	131
LNG Abuja	U.S.	Sep 80	20.40	Moss	5	126,53	133
LNG Delta	U.S.	Mai-78	18.50	TZ Mk. I	6	126,54	99
Galeomma	U.S.	Dez-78	18.50	TZ Mk. I	6	126,54	89
Matthew	U.S.	Jun 79	18.50	TZ Mk. I	6	126,54	88

Tabelle 8-1 LNG Tanker in Betrieb

(adaptiert aus Colton Company - The World Fleet of LNG Carriers)

Schiffe derzeit in Bau¹⁴⁰

Schiffsname	Werft	Auslieferung	Knoten	System	# der Tanks	Kapazität in m³	Preis in mil \$
LNG Owdo	Korea	15-März-08	19.50	GT NO 96	4	148,3	
LNG Imo	Korea	15. Jun 08	19.50	GT NO 96	4	148,3	
Tangguh Tuwuti	Korea	15-Okt-08	19.50	GT NO 96	4	145,7	
Tangguh Bratan	Korea	15-Dez-08	19.50	GT NO 96	4	145,7	
Lerwais	Korea	30. Nov 07	19.50	GT NO 96	4	210,1	215
Al Saffiya	Korea	31-Dez-07	19.50	GT NO 96	4	210,1	215
Duhail	Korea	31. Jan 08	19.50	GT NO 96	4	210,1	215
Al Ghariya	Korea	28. Feb 08	19.50	GT NO 96	4	210,1	215
Al Aamriya	Korea	31-März-08	19.50	GT NO 96	4	210,1	235
DSME 2250	Korea	30. Apr 08	19.50	GT NO 96	4	210,1	235
DSME 2251	Korea	31-Mai-08	19.50	GT NO 96	4	210,1	235
DSME 2252	Korea	30. Jun 08	19.50	GT NO 96	4	210,1	235
DSME 2253	Korea	31. Aug 08	19.50	GT NO 96	4	210,1	235
Explorer	Korea	31-März-08	19.50	GT NO 96	4	150,9	250
DSME 2255	Korea	30. Sep 08	19.50	GT NO 96	5	263	
DSME 2256	Korea	31-Okt-08	19.50	GT NO 96	5	263	
DSME 2257	Korea	31-Dez-08	19.50	GT NO 96	5	263	
DSME 2258	Korea	1-Mai-09	19.50	GT NO 96	4	156,1	213.5
DSME 2259	Korea	15-Mai-09	19.50	GT NO 96	4	156,1	213.5
DSME 2260	Korea	31-März-08	19.50	GT NO 96	4	145,7	
DSME 2261	Korea	30. Nov 08	19.50	GT NO 96	4	151,8	
Express	Korea	30. Apr 09	19.50	GT NO 96	4	150,9	
DSME 2264	Korea	28. Feb 09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
DSME 2265	Korea	31-März-09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
DSME 2266	Korea	30. Apr 09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
DSME 2268	Korea	31-März-10	19.50	GT NO 96	4	166,6	
DSME 2270	Korea	30. Sep 09	19.50	GT NO 96	4	150,9	
DSME 2271	Korea	30. Nov 09	19.50	GT NO 96	4	150,9	
DSME 2272	Korea	30. Apr 10	19.50	GT NO 96	4	150,9	
	Korea	31. Aug 10	19.50	GT NO 96	4	165	
	Korea	31. Aug 10	19.50	GT NO 96	4	165	
	Korea	30. Nov 10	19.50	GT NO 96	4	160	
	Korea	31-Okt-09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
	Korea	30. Nov 09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
	Korea	31-Dez-09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
	Korea	31-Dez-09	19.50	GT NO 96	4	210,1	
	Korea	31-Dez-10	19.50	GT NO 96	4	173	
	Korea	30. Nov 08	19.50	TZ Mk. III	4	150	
	Korea	31-Dez-09		TZ Mk. III	4	153	
Clean Power	Korea	06. Jul 07	19. Mai	TZ Mk. III	4	150	
Grace Barleria	Korea	31-Dez-07		TZ Mk. III	4	150	170
Grace Cosmos	Korea	31-Dez-07		TZ Mk. III	4	150	170
Clean Force	Korea	22. Jan 08	19. Mai	TZ Mk. III	4	150	
Clean Energy	Korea	2-März-07	19. Mai	TZ Mk. III	4	150	
British Diamond	Korea	31. Jan 08	19.50	TZ Mk. III	4	155	185
British Sapphire	Korea	31. Aug 08	19.50	TZ Mk. III	4	155	185

¹⁴⁰ Colton Company (2007)

Al Mafyar	Korea	31-Okt-07	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	216
Al Gharrafa	Korea	31. Jan 08	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	216
Al Thumama	Korea	30. Apr 08	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	234
Al Sahla	Korea	30. Jun 08	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	234
HHI 1875	Korea	30. Sep 08	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	234
HHI 1876	Korea	28. Feb 09	19.50	TZ Mk. III	5	177,3	235
HHI 1903	Korea	2008	19.50	TZ Mk. III	4	145	
HHI 1908	Korea	2009	19.50	TZ Mk. III	5	216,2	
HHI 1909	Korea	2009	19.50	TZ Mk. III	5	216,2	
HHI 1910	Korea	2009	19.50	TZ Mk. III	5	216,2	
HHI S297	Korea	1-Okt-08	19.50	TZ Mk. III	4	155	185
Tangguh Sago	Korea	31-Dez-08	19.50	TZ Mk. III	4	155	185
HHI S324	Korea	31-März-09	19.50	TZ Mk. III	5	177,3	235
LNG Borno	Korea	30. Jun 07	19.75	TZ Mk. III	4	149,6	181
London Courage	Korea	31. Aug 07	19.75	TZ Mk. III	4	149,6	181
Methane Point Fortin	Korea	30. Sep 07	20.20	TZ Mk. III	4	145	155
Methane Nile Eagle	Korea	31-März-08	20.20	TZ Mk. III	4	145	155
Seri Ayu	Korea	31-Dez-07	19.00	TZ Mk. III	4	145	171
Tenbek	Korea	30. Sep 07	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	229
Al Hamla	Korea	31-März-08	19.50	TZ Mk. III	4	216,2	229
SHI 1607	Korea	30. Apr 08	19.50	TZ Mk. III	4	165	
SHI 1608	Korea	30. Jun 08	19.50	TZ Mk. III	4	165	
Tangguh Foja	Korea	31. Aug 08	20.00	TZ Mk. III	4	155	
Tangguh Jaya	Korea	30. Nov 08	20.00	TZ Mk. III	4	155	
SHI 1625	Korea	31. Aug 09	19.50	TZ Mk. III	4	155	
SHI 1626	Korea	31-Okt-08	19.50	TZ Mk. III	4	155	
SHI 1632	Korea	31-Okt-09	19.50	TZ Mk. III	4	155	215
SHI 1633	Korea	31-Dez-09	19.50	TZ Mk. III	4	155	215
Tangguh Palung	Korea	31. Jul 09	20.00	TZ Mk. III	4	155	
SHI 1641	Korea	31. Aug 09	19.50	TZ Mk. III	4	155	192
SHI 1642	Korea	30. Sep 09	19.50	TZ Mk. III	4	155	192
SHI 1643	Korea	31-Mai-08	19.50	TZ Mk. III	4	217	240
SHI 1644	Korea	31-Mai-08	19.50	TZ Mk. III	4	217	240
SHI 1645	Korea	30. Jun 08	19.50	TZ Mk. III	4	217	240
SHI 1646	Korea	31. Jul 08	19.50	TZ Mk. III	4	217	240
SHI 1675	Korea	31. Aug 08	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1676	Korea	30. Nov 08	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1677	Korea	30. Nov 08	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1686	Korea	31-Okt-09	19.50	TZ Mk. III	4	155	225
SHI 1688	Korea	31-März-09	19.50	TZ Mk. III	4	145	290
SHI 1689	Korea	28. Feb 10	19.50	TZ Mk. III	4	145	290
SHI 1694	Korea	30. Apr 09	19.50	TZ Mk. III	5	270	290
SHI 1695	Korea	30. Apr 09	19.50	TZ Mk. III	5	270	290
SHI 1696	Korea	30. Apr 09	19.50	TZ Mk. III	5	270	290
SHI 1697	Korea	30. Apr 09	19.50	TZ Mk. III	5	216,2	
SHI 1726	Korea	31. Aug 09	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1745	Korea	2010	19.50	TZ Mk. III	4	170	
SHI 1746	Korea	2010	19.50	TZ Mk. III	4	170	
SHI 1751	Korea	31-Okt-09	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1752	Korea	31-Dez-09	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1753	Korea	31-Dez-09	19.50	TZ Mk. III	5	270	

SHI 1754	Korea	28. Feb 10	19.50	TZ Mk. III	5	270	
SHI 1761	Korea	31. Jan 11		TZ Mk. III	4	90	213
SHI 1762	Korea	31-Mai-11		TZ Mk. III	4	90	213
STX 3008	Korea	31-Mai-10			4	170	
Celestine River	Japan	31-Dez-07	18.50	Moss	4	145	
KHI 1588	Japan	31-Dez-08	18.50	Moss	4	145	
KHI 1591	Japan	31-Dez-08	18.50	Moss	4	153	
KHI 1592	Japan	31. Jul 09	18.50	Moss	4	153	
KHI 1593	Japan	30. Sep 07	18. Okt	Moss		19,1	
KHI 1600	Japan	31-März-08	19.50	Moss	4	153	
KHI 1611	Japan	31-März-09	19.50	Moss	4	153	
KHI 1625	Japan	31-Dez-09	18.50	Moss	4	145	
KHI 1626	Japan	31-Okt-10	18.50	Moss	4	145	
Trinity Arrow	Japan	31-Dez-07	19.50	GT NO 96	4	154,2	
Koyo 2260	Japan	30. Nov 08	19.50	GT NO 96	4	154,2	
Koyo 2263	Japan	31. Jul 09	19.50	GT NO 96	4	154,2	
Koyo 2265	Japan	30. Apr 10	19.50	GT NO 96	4	154,2	
MHI 2219	Japan	28. Feb 08	19.50	Moss	4	147,2	
Seri Begawan	Japan	30. Sep 07	19.50	GT NO 96	4	152,3	180
MHI 2222	Japan	28. Feb 08	19.50	GT NO 96	4	152,3	180
Seri Balhaf	Japan	30. Sep 08	19.50	GT NO 96	4	152,3	180
Seri Balquis	Japan	31-Dez-08	19.50	GT NO 96	4	152,3	180
Grand Elena	Japan	31-Dez-07	19.50	Moss	4	147,2	
Grand Aniva	Japan	28. Feb 08	19.50	Moss	4	147,2	
Pacific Hope	Japan	31-Dez-08	19.50	Moss	4	147,2	
MHI 2236	Japan	31-März-09	19.50	Moss	4	147,2	
MHI 2241	Japan	30. Sep 09	18.50	Moss	4	145	
MHI 2242	Japan	31. Jan 10	18.50	Moss	4	145	
MES 1681	Japan	30. Apr 08	19.50	Moss	4	147,2	
Cheikh Boua- mama	Japan	30. Jun 09		TZ Mk. III	4	75,5	160
Dapeng Sun	China	31-Okt-07		GT NO 96	4	147	200
Dapeng Moon	China	31-März-08		GT NO 96	4	147	200
Hudong 1320	China	31-Okt-08		GT NO 96	4	147	
Hudong 1378	China	30. Jun 09		GT NO 96	4	147	
Hudong 1379	China	31-Okt-09		GT NO 96	4	147	
CNDN 331	Spanien	31-Dez-07	19.50	GT NO 96	4	138	

Tabelle 8-2 LNG Tanker in Bau

(adaptiert aus Colton Company - The World Fleet of LNG Carriers)

A.2 Wiederverdampfungsanlagen

<i>Land</i>	<i>Name</i>	<i>Millionen m³ LNG pro Jahr</i>	<i>Milliarden m³ Gas pro Jahr</i>	<i># der Trains</i>
Belgien	Zeebrugge	9	5,5	6
China	Guangdong Dapeng	8,4	5,2	6
Taiwan	Yung-An	39,5	24,3	18
Domikanische Repu- blik	Punta Caucedo	4	2,4	2
Frankreich	Fos-sur-Mer	12	7,4	15
	Montoir-de-Bretagne	17,2	10,6	11
	Total	29,2	17,9	26
Griechenland	Revithoussa	2,2	1,4	4
Indien	Dahej	12	7,4	-
	Hazira	5,7	3,5	4
	Total	17,7	10,9	4
Italien	Panigaglia	5,7	3,5	4
Japan	Chita	26,9	16,6	11
	Chita Kyodo	17,8	11	14
	Chita-Midorihamas Works	11,8	7,3	5
	Fukuoka	1,9	1,2	7
	Futtsu	44,6	27,4	14
	Hatsukaichi	1,3	0,8	5
	Higashi-Ohgishima	34,3	21,1	12
	Himeji	11	6,8	6
	Himeji LNG	18,9	11,6	8
	Kagoshima	0,5	0,3	3
	Kawagoe	12,2	7,5	4
	Mizushima	2,2	1,4	3
	Nagasaki	0,3	0,2	3
	Negishi	26,8	16,5	17
	Niigata	19,9	12,2	14
	Ohgishima	13,2	8,1	4
	Oita	10,8	6,6	6
	Sakai	14,9	9,2	6
	Senboku I	5,5	3,4	5
	Senboku II	28,5	17,5	15
	Shin-Minato	0,7	0,4	3
	Sodegaura	64,8	39,9	35
	Sodeshi	1,9	1,2	5
	Tobata	15,1	9,3	7
	Yanai	5,3	3,3	5
	Yokkaichi LNG Centre	15,8	9,7	8

	Yokkaichi Works	1,5	0,9	3
	Total	408,4	251,2	228
Korea	Gwangyang	3,9	2,4	2
	Incheon	61,6	37,9	29
	Pyeong-Taek	47,5	29,2	24
	Tong-Yeong	24,9	15,3	9
	Total	137,9	84,8	64
Mexiko	Altamira	9,1	5,6	5
Portugal	Sines	8,9	5,5	5
Puerto Rico	Penuelas	6,4	4	2
Spanien	Barcelona	24,8	15,2	11
	Bilbao	12	7,4	4
	Cartagena	18	11,1	8
	Huelva	18,1	11,1	8
	Sagunto	12	7,4	4
	Total	84,9	52,2	35
Türkei	Marmara Ereglisi	10,6	6,5	7
	Aliaga/Izmir	10,3	6,3	5
	Total	20,9	12,9	12
England	Isle of Grain	7,9	4,9	4
USA	Cove Point	18,4	11,3	10
	Elba Island	14,3	8,8	8
	Everett	11,8	7,3	4
	Gulf Gateway	7,9	4,9	-
	Lake Charles	31,9	19,6	14
	Total	84,3	51,9	36
Summe Weltweit		884,5	544	461

Tabelle 8-3 LNG Import-Anlagen

adaptiert aus IEA Natural Gas Information 2007 Seite II.44

A.3 Verflüssigungsanlagen

<i>Land</i>	<i>Name</i>	<i>Millionen m3 LNG pro Jahr</i>	<i>Milliarden m3 Gas pro Jahr</i>	<i># der Trains</i>
Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)	18,2	11,2	6
	Arzew GL 2Z	17,7	10,9	6
	Arzew GL 4Z	2,1	1,3	3
	Skikda GL 1K	16,9	4,3	3
	Total	44,9	27,6	18
Ägypten	Damietta	11,1	6,8	1
	Idku	16	9,8	2
	Total	27,1	16,7	3

Australia	Withnell Bay	37.7	23.2	4
	Darwin	6,7	4,1	1
	Total	44	27,3	5
Brunei	Lumut	16.0	9.8	5
Indonesien	Blang Lancang Arun	10.5	6.5	3
	Bontang Badak	49,3	30,3	8
	Total	59,8	36,8	11
Katar	Ras Laffan 1	22.0	13.5	3
	Ras Laffan 2	35,5	21,8	4
	Total	57,5	35,4	7
Libyen	Marsa-el-Brega	1.3	0.8	3
Malaysia	Bintulu MLNG 1	18.0	11.1	3
	Bintulu MLNG 2	17,3	10,6	3
	Bintulu MLNG 3	15,1	9,3	2
	Total	50,4	31	8
Nigeria	Bonny Island	39.3	24.2	5
Oman	Qalhat	24.4	15.0	3
Trinidad	Point Fortin	32.9	20.2	4
U.A.E.	Das Island 1	12.4	7.6	3
USA	Kenai	3.1	1.9	2
Summe Weltweit		413.5	254.3	77

Tabelle 8-4 LNG Export-Anlagen

adaptiert aus IEA Natural Gas Information 2007 Seite II.45

A.4 Abstract DE

Der weltweite Flüssigerdgasmarkt

Eine Analyse bestehender Strukturen

Der weltweite Gasverbrauch steigt kontinuierlich weiter an. Viele Staaten sehen sich mit der Situation konfrontiert, dass deren eigene Produktion dem Verbrauch nicht im gleichen Maße folgen kann. Dadurch werden in Zukunft immer mehr Länder zu immer größeren Erdgasimporteuren. Ein Teil dieses Erdgases wird seit 1958 in verflüssigter Form, dem so genannten Liquefied Natural Gas LNG, gehandelt. Aufgabe dieser Diplomarbeit ist es sich mit den Strukturen dieses wachsenden Marktes auseinander zu setzen. Hierzu wird zuerst die allgemeine Situation der Primärenergie beschrieben. Danach soll kurz gezeigt werden, welche Rolle Erdgas im Energiemix einnimmt und welche Strukturen dort vorherrschen. Erst danach erscheint es sinnvoll das Thema LNG im Detail aufzuarbeiten und zuallererst einige Begriffsabgrenzungen vorzunehmen (CNG, LPG). Weiters soll der weltweite Handel (Import/Export) mit LNG beschrieben werden. Ein weiteres Kapitel befasst sich mit der Versorgungskette und deren technischen Eigenheiten. Ein weiterer Teil der Diplomarbeit befasst sich detaillierter mit den Marktstrukturen folgender Länder: USA, Europa und Japan. Japan ist der weltweit größte LNG Importeur. Dort werden 95% des gesamten Erdgasverbrauchs durch LNG gedeckt. Innerhalb der Diplomarbeit wird empirisch untersucht, inwieweit die Preise für LNG in verschiedenen Ländern korrelieren. Ebenfalls wird gezeigt, ob es Tendenzen zu einem globalen LNG Markt gibt.

A.5 Abstract EN

The Global Liquefied Natural Gas Market

An analysis of existing structures

The world gas demand is rising quite steady. Many countries are confronted with the fact that their domestic supply does not rise as fast as their domestic demand. This means that in a couple of years many countries will become net importers for natural gas. A fragment of this gas will be supplied via natural gas in liquified form, the so called Liquefied Natural Gas LNG. The challenge of this master thesis is to analyse the existing structures of this growing market. First the situation of the primary energy sector is in focus. Then this paper shows up, which function natural gas has in the energy mix. Afterwards some important terms (CNG, LPG) will be described. Furthermore the global market is examined for the main importers and exporters of LNG. Another chapter is dealing with the value chain and some technical issues. As well this paper summarizes some market structures of following countries: USA, Europe and Japan. There the paper focuses on the new developments of spot markets. Japan is the biggest LNG importer in the world. 95% of the whole natural gas demand is supported via LNG. Inside the master thesis an empirical analysis will check, if the LNG prices of different country are correlating to each other.

A.6 Lebenslauf

Christian DYCZEK


Persönliche Information

- Staatsangehörigkeit Österreich
- Geburtsdatum 11.10.1982
- Geburtsort Wien
- Familienstand ledig

Ausbildung

10/2003 – vorr. 09/2007 Studium der Internationalen Betriebswirtschaft an der Universität Wien

Spezialisierungen

- Wirtschaftsinformatik (Prof. Karagiannis)
- Energie- und Umweltmanagement (Prof. Wirl)

10/2002 - 05/2003 Präsenzdienst bei der Fernmeldetruppschule

09/1997 – 06/2002 Technologisches Gewerbemuseum
Wexstrasse 19-23
HTL Wien XX

09/1993 – 06/1997 Bundesrealgymnasium Wien XIII Albertgasse 18-22

Auszeichnungen

Ausgezeichneter Schulerfolg am TGM in den Jahren 1999, 2001 und 2002

3. Platz unter den Besten im zweiten Abschnitt des IBWL Studiums an der Universität Wien 2006

Praktika

08/2007 EVN Netz GmbH
Organisationstätigkeiten in der Nachrichtenabteilung

08/2006 EVN Netz GmbH
Diverse Tätigkeiten in der Gasversorgung sowie LWL Anbindung

07/2005 Vier Jahreszeiten Mode GmbH
Bürotätigkeit

08/2004 Josef Manner & Comp. AG
Aushilfskraft

06-07/2003 Siemens
Programm- und Systementwicklung / BS TC

07/2001 Siemens

Programm- und Systementwicklung / SMC AI Application & Integration

07/2000 Siemens

Programm- und Systementwicklung / TN OBS Systemgeschäft TN

07/1999 Siemens

Programm- und Systementwicklung / OA&M-Basis-Systeme, Systemtest

Spezielle Qualifikationen

11/1999 – 02/2003

CCNA (Cisco Certified Network Associate)

03/2002

Berufs- und Studienmesse (BeSt 2002)

Projektleiter im Rahmen der Berufs- und Studienmesse 2002 in der Wiener Stadthalle

Sprach-Kenntnisse

- | | |
|--------------|---------------------|
| ▪ Englisch | In Wort und Schrift |
| ▪ Polnisch | Gute Kenntnisse |
| ▪ Schwedisch | Grundkenntnisse |

Hobbys

- Bogenschießen
- Wandern
- Skifahren

Sonstiges

08/2002 Interrail

Bereiste Länder: Deutschland, Niederlande, Frankreich, Spanien, Schweiz

Dyczek Christian

A.7 Curriculum Vitae

Christian DYCZEK


Personal Information

- | | |
|------------------|------------|
| ▪ Nationality | Austria |
| ▪ Date of birth | 11.10.1982 |
| ▪ Place of birth | Vienna |
| ▪ Family status | unmarried |

Education

10/2003 – vorr. 09/2007 Studies of International Business Administration at the Center for Business Studies at the Vienna University

Specialisations

- Business computer science (Prof. Karagiannis)
- Energy- and environmental management (Prof. Wirl)

10/2002 - 05/2003 Basic military service at the " Fernmeldetruppschule"

09/1997 – 06/2002 Technologisches Gewerbemuseum Wexstrasse 19-23
Technical College Vienna XX

09/1993 – 06/1997 Comprehensive secondary school Vienna XII Albertgasse 18-22

Awards

Excellent achievements at the TGM in the years 1999, 2001 und 2002

3.place under the best in the second section in the studies of International Business Administration

Internships

08/2007 EVN Netz GmbH
Organisational functions in the telecommunication engineering

08/2006 EVN Netz GmbH
Several functions in the gas provision and optic fibre connection

07/2005 Vier Jahreszeiten Mode GmbH
Office occupation

08/2004 Josef Manner & Comp. AG
Temporary employment

06-07/2003 Siemens
Program- and systemdevelopment / BS TC

07/2001 Siemens

Program- and systemdevelopment / SMC AI Application & Integration

07/2000 Siemens

Program- and systemdevelopment / TN OBS Systembusiness TN

07/1999 Siemens

Program- and systemdevelopment / OA&M-Basis-Systeme, Systemtest

Special **11/1999 – 02/2003** **CCNA (Cisco Certified Network Associate)**

qualifications **03/2002** **Career exhibition (BeSt 2002)**

Project manager within the career exhibition in the Vienna town hall.

Languages

- English Fluent in written and spoken
- Polish Basic knowledge
- Swedish Basic knowledge

Hobbies

- Archery
- Hiking
- Skiing

Miscellaneous **08/2002** Interrail

Toured: Germany, Netherlands, France, Spain, Switzerland



Dyczek Christian