

アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向（2003 年度）*

産業研究ユニット 天然ガス・新燃料グループ マネージャー 鈴木 健雄

” 研究員 森川 哲男

アジア・太平洋地域の LNG 市場は、わが国がアラスカより LNG 輸入を開始した 1969 年に誕生した。以来、同市場は 1970 年代に発生した 2 度の石油危機を教訓とするエネルギー源多様化政策の推進や大気汚染問題への対応、さらに経済成長に伴うエネルギー需要増を追い風として、量的および地理的にも大幅に拡大した。1969 年度に 18 万 2,000 トンであったアジア・太平洋市場の LNG 取引量は、2002 年には 7,787 万トンに達している。また、わが国に続き 1986 年に韓国、1990 年に台湾、さらに 2004 年 1 月にはインドが LNG 輸入を開始した。LNG 輸出国も増加しており、1970 年代にはブルネイ、インドネシア、アブダビ、1980 年代にはマレーシア、オーストラリア、1990 年代以降にはカタールやオマーンが LNG 輸出国として市場に参入した。

後述する通り、アジア・太平洋市場の LNG 需要は増加し続けることが見込まれている。また、2005 年には中国が LNG 輸入国の仲間入りを果たす予定である。さらに、北米西海岸地域に数多くの LNG 受入基地建設が計画されており、米国およびメキシコがアジア・太平洋地域における新たな LNG 輸入国になるとされている。輸出側では、2007 年より Sakhalin 2 が LNG 生産を開始することで、ロシアが LNG 市場に参入する予定である。また、主に北米西海岸市場を対象として、南米でも LNG 生産設備建設が計画されている。既存の輸出国においても数多くの新規および増設プロジェクトが計画されており、アジア・太平洋市場向けの LNG 供給力は大幅に増加する可能性がある。現在言われている供給量の伸びが需要量の伸びを上回る供給過剰の状況は、短中期的には持続する可能性が高い。

LNG に天然ガス輸入のほとんどを依存してきた東アジアにとっては、ロシアからのパイプラインガス輸入という新たな選択肢も浮上しつつある。Sakhalin や東シベリアのガス資源量は膨大で、これらの地域からパイプラインガス輸入が実現すれば、天然ガス供給源多様化に寄与するのみならず、アジア・太平洋 LNG 市場にも様々な影響をもたらすことが予想される。

アジア・太平洋 LNG 市場の量的および地理的な拡大や供給過剰状態は、市場の流動性を高めることに寄与している。アジア・太平洋地域の LNG 供給者はこれまで生産した LNG のほとんどを東アジア向けに輸出していたが、LNG 需要の高まっている欧米向けの輸出を積極的に行おうとする動きがみられる。わが国の場合、電力・ガス産業の規制緩和が進展する状況下において LNG の需要見通しが不透明になっており、関連事業者にとって LNG の価格低減とともに取引の柔軟性向上が重要度を増している。こうした市場の現状を背景にして、需要家の要請に沿った柔軟性のあ

*本報告は、平成 15 年度に経済産業省から受託して実施した受託研究の一部である。この度、経済産業省の許可を得て公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表するものである。また、本受託調査に参加して頂いたワーキンググループ委員諸氏にも併せて御礼申し上げます。

る取引形態や、2002年に中国が締結したLNG契約での従来のアジア・太平洋市場に見られないと言われる低い価格レベルが、新規契約において定着しつつある。

本報告では、わが国がおかれるアジア・太平洋地域における天然ガス需給動向に及ぼす諸影響を分析、考察することを目的とする。以下、アジア・太平洋地域における天然ガス事情とLNGの需給動向を概観する。

1. 天然ガス需給

2003年初における世界の天然ガス埋蔵量は180.6Tcm¹で、その4割を中東、3割を旧ソ連が占めている。一方、アジア・オセアニアは16.9Tcmと、世界全体の1割弱に過ぎない。2002年における世界の天然ガス生産量は2.60Tcmで北米、旧ソ連が各々3割弱ずつを占め、アジア・オセアニアは11%である。消費量を見ると、高生産量を誇る北米、旧ソ連や、パイプライン網が整備され域内、アフリカ、旧ソ連からの天然ガス貿易が盛んに行われている欧州で多い。アジア・オセアニアの消費量は327.1Bcm²で世界の消費量の12.6%を占めている。(表1、図1)

表1 世界の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量

	確認埋蔵量 (2003年初)		生産量 (2002年)		消費量 (2002年)	
	(Tcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)
北米	7.0	3.9	727.2	28.0	725.2	27.9
中南米	7.5	4.2	140.7	5.4	142.8	5.5
欧州	7.5	4.1	312.1	12.0	508.6	19.6
旧ソ連	56.4	31.2	742.7	28.6	611.1	23.5
アフリカ	13.8	7.6	134.2	5.2	69.3	2.7
中東	71.5	39.6	245.6	9.4	216.1	8.3
アジア・オセアニア	16.9	9.4	297.6	11.4	327.1	12.6
合計	180.6	100.0	2,600.1	100.0	2,600.1	100.0

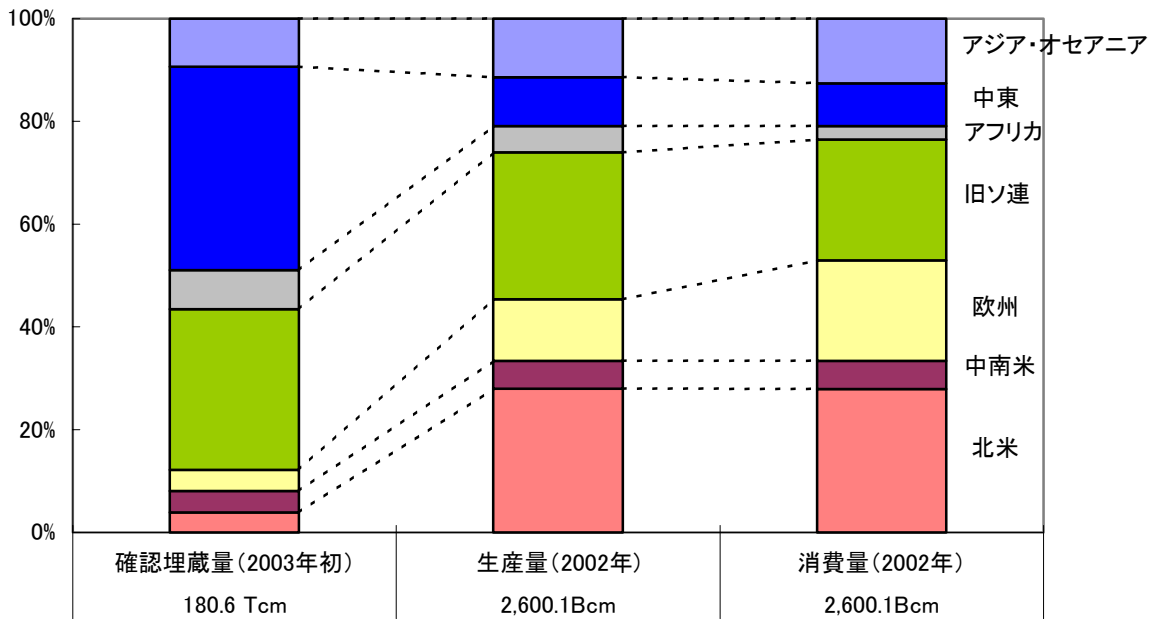
(注) アジア・オセアニア地域の中で、埋蔵量と生産量に関しては、アフガニスタン、オーストラリア、バングラデシュ、ブルネイ、中国、インド、インドネシア、日本、マレーシア、ミャンマー、ニュージーランド、パキスタン、パプアニューギニア、フィリピン、台湾、タイ、ベトナムの17カ国が、消費量に関しては、それらの国々およびシンガポールと韓国の19カ国の数値がそれぞれ計上されている。

(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

¹ Tcm : 兆立方メートル

² Bcm : 10 億立方メートル

図1 世界の天然ガスの埋蔵量・生産量・消費量の地域別シェア



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

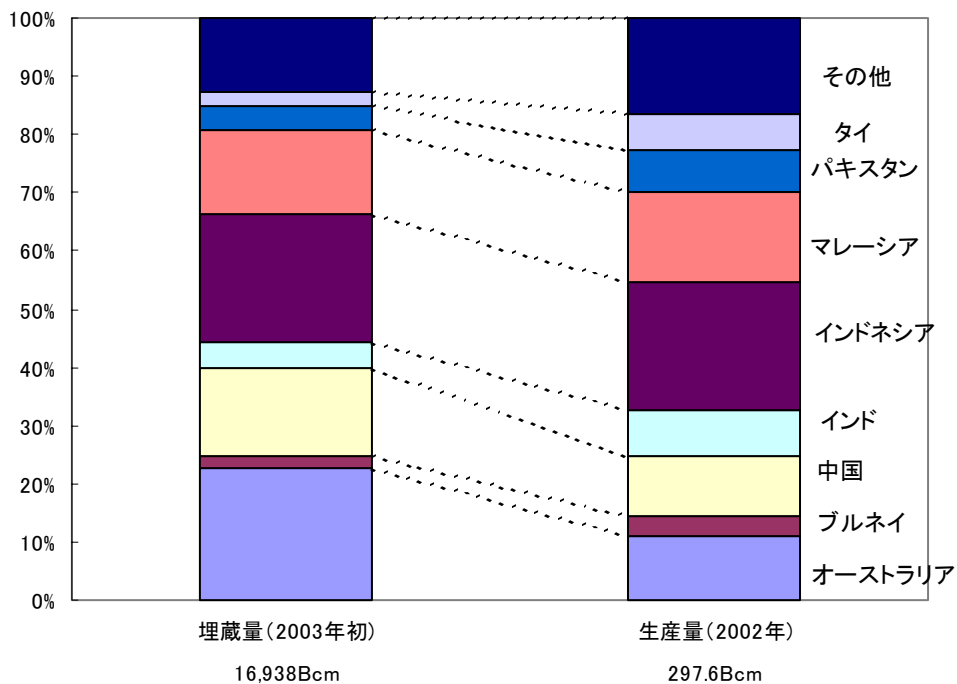
アジア・オセアニア内に着目すると、埋蔵量ではオーストラリアとインドネシア両国で地域全体の45.8%を占め、中国とマレーシアがそれぞれ15.4%と14.6%で続いている。生産量ではインドネシアが地域全体の23.6%を占め、次いでマレーシアの16.3%、オーストラリアの11.6%、中国の11.0%という順になっている。中国を除いてこれらの国々はLNGやパイプラインガスの輸出を行っている国々である。消費量では日本が域内消費量の23.0%を占め、次いで自国産ガスを消費するインドネシアが10.4%、中国が10.0%という順となっている。(表2、図2、図3)

表 2 アジア・太平洋地域の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量

	埋蔵量 (2003年初)		生産量 (2002年)		消費量 (2002年)	
	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)
日本	40	0.2	2.6	0.9	75.3	23.0
韓国	0	0.0	0.0	0.0	24.0	7.3
台湾	75	0.4	0.9	0.3	8.1	2.5
アフガニスタン	100	0.6	0.1	0.0	0.1	0.0
オーストラリア	3,930	23.2	34.6	11.6	24.6	7.5
バングラディッシュ	340	2.0	10.9	3.7	10.9	3.3
ブルネイ	350	2.1	10.9	3.6	1.7	0.5
中国	2,600	15.4	32.6	11.0	32.6	10.0
インド	790	4.7	25.0	8.4	25.0	7.6
インドネシア	3,825	22.6	70.4	23.6	33.9	10.4
マレーシア	2,478	14.6	48.5	16.3	28.0	8.6
ミャンマー	445	2.6	8.4	2.8	2.2	0.7
ニュージーランド	65	0.4	6.2	2.1	6.2	1.9
パキスタン	750	4.4	22.9	7.7	22.9	7.0
パプアニューギニア	428	2.5	0.1	0.0	0.1	0.0
フィリピン	107	0.6	2.0	0.7	2.0	0.6
タイ	385	2.3	19.4	6.5	25.6	7.8
ベトナム	230	1.4	2.3	0.8	2.3	0.7
シンガポール	0	0.0	0	0.0	1.8	0.5
合計	16,938	100.0	297.6	100.0	327.1	100.0

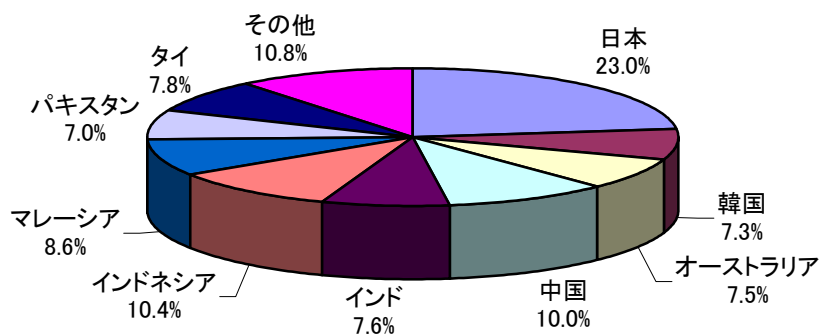
(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 2 アジア・太平洋地域の天然ガス埋蔵量・生産量の国別シェア



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図3 アジア・太平洋地域の天然ガス消費量の国別シェア



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

2 . LNG 貿易

(1) 概況

2002 年における世界の天然ガス貿易量は 591.36Bcm であったが、うち 74.5%に相当する 470.7Bcm がパイプラインによる取引である。その一方で LNG 貿易も年々増加を続けている。2002 年における世界全体の LNG 取引量は 150.66Bcm で、対前年比 5.2%の伸び率となっている。アジア地域（日本、韓国、台湾の 3 ヶ国）の LNG 輸入量が世界全体に占めるシェアは 69.1%と依然支配的である。

わが国の LNG 輸入量については 72.8Bcm（前年比 1.1%減）と、世界全体の 48.3%を占めている。韓国（前年比 10.2%増）の LNG 輸入量は経済危機時に一旦伸び悩んだものの再び増加傾向に転じている。

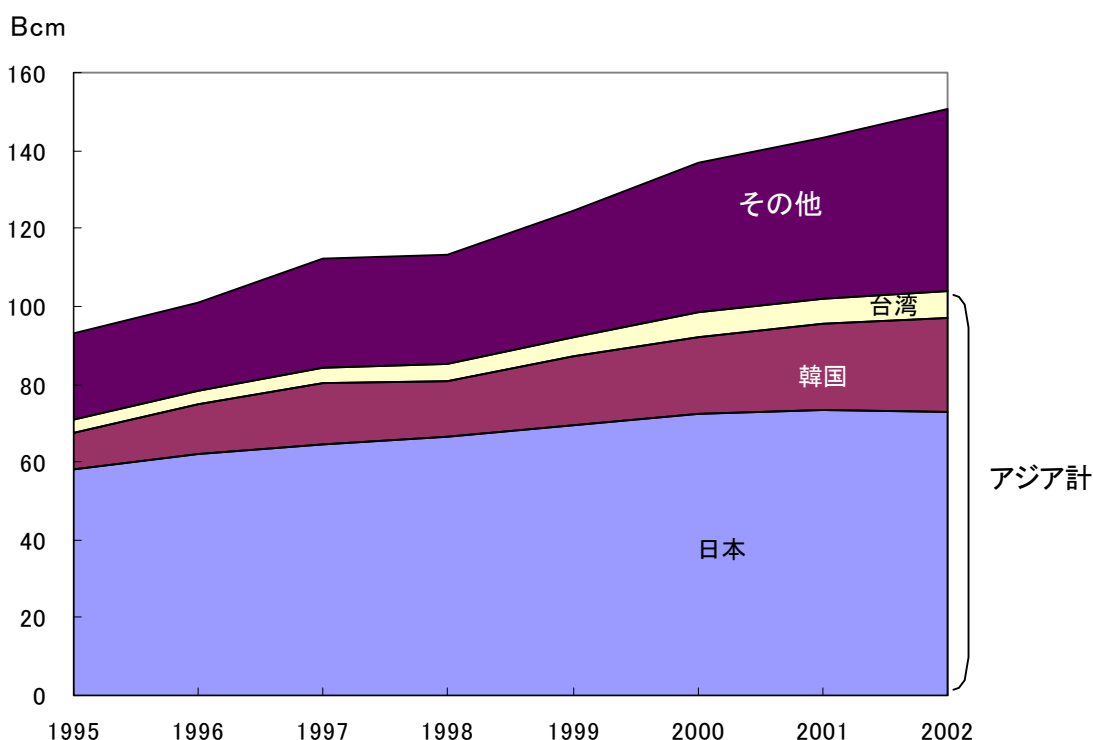
また、欧米での旺盛な天然ガス需要を背景に、トリニダード・トバゴやアフリカでの欧米向け LNG プロジェクトの開始やプラントの余剰能力を活用した欧米向け LNG 供給の増加がみられる。（表 3、図 4）

表 3 アジア地域（日本、韓国、台湾）の LNG 輸入量の推移

輸入国	1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002	
	Bcm	%	Bcm	%	Bcm	%	Bcm	%	Bcm	%	Bcm	%	Bcm	%	Bcm	%
日本	57.92	62.3	61.94	61.5	64.34	57.4	66.22	58.5	69.42	55.8	72.59	52.9	73.58	51.4	72.80	48.3
韓国	9.53	10.3	12.95	12.9	15.7	14.0	14.31	12.6	17.52	14.1	19.68	14.4	21.83	15.2	24.06	16.0
台湾	3.32	3.6	3.53	3.5	4.13	3.7	4.65	4.1	5.35	4.3	5.98	4.4	6.40	4.5	7.20	4.8
アジア計	70.77	76.2	78.42	77.9	84.18	75.1	85.18	75.2	92.29	74.2	98.25	71.7	101.81	71.1	104.06	69.1
世界計	92.93	100.0	100.7	100.0	112.1	100.0	113.2	100.0	124.4	100.0	137.10	100.0	143.27	100.0	150.66	100.0

(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 4 アジア地域（日本、韓国、台湾）の LNG 輸入量の推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

(2) 中長期契約

2003 年時点でのアジア向け LNG 中長期契約数量は 8,926 万トン/年である。域内最大の輸出国はインドネシアであり、日本、韓国、台湾と合計 2,690 万トン/年の中長期契約を締結している。それに続くのはカタールとマレーシアであり、2003 年時点でそれぞれ 1,830 万トン/年と 1,719 万トン/年の契約を交わしている³。新規輸出国を見ると、ロシアの Sakhalin 2 プロジェクトと日本の需要家が 2007 年あるいは 2010 年より LNG を売買する契約を締結している。また、新規輸

³ 但し、カタールからインドへの供給は 2003 年には行われていない。

入地域としては北米西海岸向けに初の HOA（基本合意書）が締結され、インドネシアから年間 370 万トンの LNG 輸入が 2007 年より開始される予定である。2009～2011 年にかけて、オーストラリアやインドネシアと日本の需要家との契約が終了する結果、域内の年間契約数量は 2009 年の 1 億 904 万トンから 2012 年には 8,477 万トンに減少する。現在、これら既存契約の延長交渉や、新規プロジェクトの契約交渉が行われている。

表4 アジア・太平洋地域の中長期 LNG 契約

(単位:LNG万トン)

輸出国	輸入国	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
インドネシア	日本	1,818	1,818	1,563	1,563	1,563	1,563	1563	1563	622	270	270	270	40
	韓国	530	530	635	635	635	405	405	405	405	405	405	405	205
	台湾	342	342	342	342	342	342	342	184	184	184	184	184	184
	中国	0	0	0	0	260	260	260	260	260	260	260	260	260
	米国	0	0	0	0	370	370	370	370	370	370	370	370	370
	小計	2,690	2,690	2,540	2,540	3,170	2,940	2,940	2,782	1,841	1,489	1,489	1,489	1,059
マレーシア	日本	1,144	1,212	1,262	1,262	1,262	1,262	1,262	1,262	1,262	1,262	1,262	1,226	1,226
	韓国	350	350	350	350	350	350	350	350	200	200	200	200	200
	台湾	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
	小計	1,719	1,787	1,837	1,837	1,837	1,837	1,837	1,837	1,687	1,687	1,687	1,651	1,651
ブルネイ	日本	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	0	0
	韓国	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	0
	小計	671	671	671	671	671	671	671	671	671	671	671	0	0
オーストラリア	日本	733	970	1,073	1,373	1,373	1,373	1,483	750	750	750	750	750	750
	韓国	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0	0
	中国	0	0	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
	小計	783	1,020	1,453	1,753	1,753	1,753	1,863	1,130	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
米国	日本	123	123	123	123	123	123	123	0	0	0	0	0	0
UAE	日本	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
	インド	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
	小計	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478
カタール	日本	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
	韓国	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	台湾	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300
	インド	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
	小計	1,830	1,830	1,830	1,830	1,830	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130
オマーン	日本	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	韓国	406	406	406	406	406	406	406	406	406	406	406	406	406
	インド	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
	小計	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
ロシア	日本	0	0	0	0	230	230	230	310	310	310	310	310	310
	小計	0	0	0	0	230	230	230	310	310	310	310	310	310
合計		8,926	9,231	9,564	9,864	10,724	10,794	10,904	9,970	8,829	8,477	8,477	7,770	7,340

(注1) 本表の数値は、SPA（売買契約書）および HOA の合計値であり、MOU（合意覚書）や LOI（契約同意書）の数値は含まれない。

(注2) 契約数量に幅がある場合、数量の下限値が計上されている。また、オプション数量は含まれない。

(注3) これらの数字は中長期契約数量の合計であり、実際の供給数量は必ずしも契約数量と一致するものではない。特に、プロジェクト初期段階では供給数量が契約数量を下回るのが通常である。また、輸入国のガス需要動向や液化プラントの稼働状況によっても供給数量は上下する。

(出所) 各事業者プレスリリース等より日本エネルギー経済研究所作成

(3) スポット取引⁴

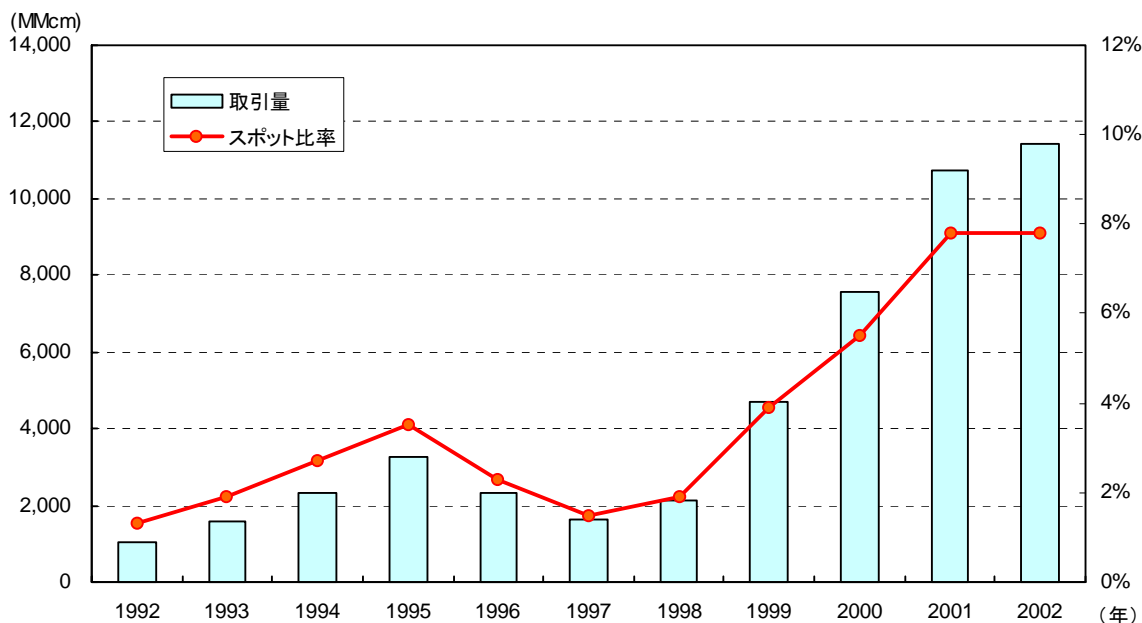
アジア・太平洋地域の LNG 取引のほとんどは長期契約に基づくものである。2002 年における世界のスポット取引の割合は LNG 取引全体の 7.8% にすぎないものの、1990 年代後半からの取引量の増加が著しい。(図5)供給国側の生産能力増強による供給余力拡大や償却の進んだ既存設備の有効活用などを背景として、長期契約に基づきつつ、今後もスポット取引が広がってゆく可

能性がある。

2002 年のアジア市場では、わが国と韓国がスポット契約による LNG の輸入を行った。(表 5) わが国のスポット LNG 輸入量が 2000 年から 2001 年にかけて急増したのは、インドネシア・Arun 液化プラント停止の影響が大きかったものと思われる。東北電力は、その代替供給として、インドネシア・Bontang から 90 万トン、マレーシアから 34 万トン、カタールから 40 万トン、オマーン、豪州から各 6 万トン、合計 176 万トン調達したと発表している。また、両国の LNG 輸入量のうちスポット輸入量が占める割合は、日本が 3.0%であるのに対して、冬期の高需要をスポットでカバーしている韓国は 8.6%をスポットに依存している。

更に過去、売主、買主双方がスポット取引を望んでも、その実現を阻んでいた要因の一つに LNG 船の余剰輸送容量が基本的に存在しないこと、あるいは存在してもごく少量であることが挙げられるが、今後 LNG 船に余剰感が出てくれば、この阻害要因は徐々に改善されてゆくものと考えられる。

図 5 世界の LNG 取引に占めるスポット取引の割合



(注) MMcm : 100 万立方メートル

(出所) Petrostrategies (2003 年 7 月 28 日) BP Statistical Review of World Energy を基に

日本エネルギー経済研究所作成

⁴ ここでは、期間が 1 年以下のものを指す。

表5 スポット取引による LNG 輸入量

		(MMcm)											
		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002年の スポット市場に 占める割合
輸出	カタール	-	-	-	-	-	3.85	9.50	15.95	19.75	27.15	20.85	18.2%
	アルジェリア	5.25	4.85	5.85	3.50	-	6.00	4.50	13.30	13.75	23.60	26.65	23.3%
	インドネシア	2.25	2.35	3.75	5.25	6.00	2.80	-	3.80	11.80	19.15	1.50	1.3%
	ナイジェリア	-	-	-	-	-	-	-	-	3.70	12.90	5.30	4.6%
	オマーン	-	-	-	-	-	-	-	-	6.00	8.25	22.75	19.9%
	トリニダード・トバゴ	-	-	-	-	-	-	-	3.85	9.15	5.80	13.45	11.8%
	マレーシア	3.00	5.25	4.50	2.25	0.75	-	-	0.75	0.75	5.25	6.80	5.9%
	アブダビ	-	-	-	14.25	13.90	0.75	3.40	6.50	6.35	3.15	12.05	10.5%
	オーストラリア	-	3.40	5.75	6.65	2.65	3.00	3.75	3.00	4.50	2.25	3.00	2.6%
	ブルネイ	-	-	3.00	0.75	-	-	-	-	-	-	2.05	1.8%
	リビア	-	-	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	輸入	米国	-	-	-	-	2.25	3.00	5.25	16.60	37.25	32.35	34.20
スペイン		-	2.65	9.40	10.50	9.80	9.85	8.25	16.85	14.30	22.90	41.55	36.3%
韓国		1.50	4.50	10.50	9.00	6.75	-	0.75	3.05	14.70	18.70	17.90	15.6%
日本		3.75	3.85	0.75	0.75	1.50	2.80	-	1.50	3.20	22.30	3.15	2.8%
フランス		-	-	-	8.65	2.25	-	-	0.75	0.75	5.25	11.70	10.2%
イタリア		5.25	2.60	1.95	-	-	-	1.15	5.40	4.80	3.75	2.75	2.4%
ベルギー		-	2.25	0.75	1.50	-	-	-	-	-	1.50	2.65	2.3%
台湾		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.75	-	-
ポルトガル		-	-	-	-	-	-	-	-	0.75	-	-	-
トルコ		-	-	-	2.25	0.75	-	5.75	3.00	-	-	-	-
取引量		10.50	15.85	23.35	32.65	23.30	16.40	21.15	47.15	75.75	107.50	114.40	
スポット比率		1.3%	1.9%	2.7%	3.5%	2.3%	1.5%	1.9%	3.9%	5.5%	7.8%	7.8%	

(出所) Petrostrategies (2003 年 7 月 28 日) BP Statistical Review of World Energy

3. LNG 基地

(1) 液化設備

世界で稼働中の LNG 生産基地は、アフリカ(アルジェリア、リビア、ナイジェリア)、中東(アブダビ、オマーン、カタール)、アジア・太平洋(ブルネイ、インドネシア、マレーシア、オーストラリア)、北中米(米国アラスカ州、トリニダード・トバゴ)の各地域において計 12 カ国にあり、2003 年現在の年間生産能力は約 1 億 4,110 万トンに達している。そのうち、主としてアジア市場向けとされる LNG 生産能力は、2003 年現在で年間 9,425 万トンである。(表 6)

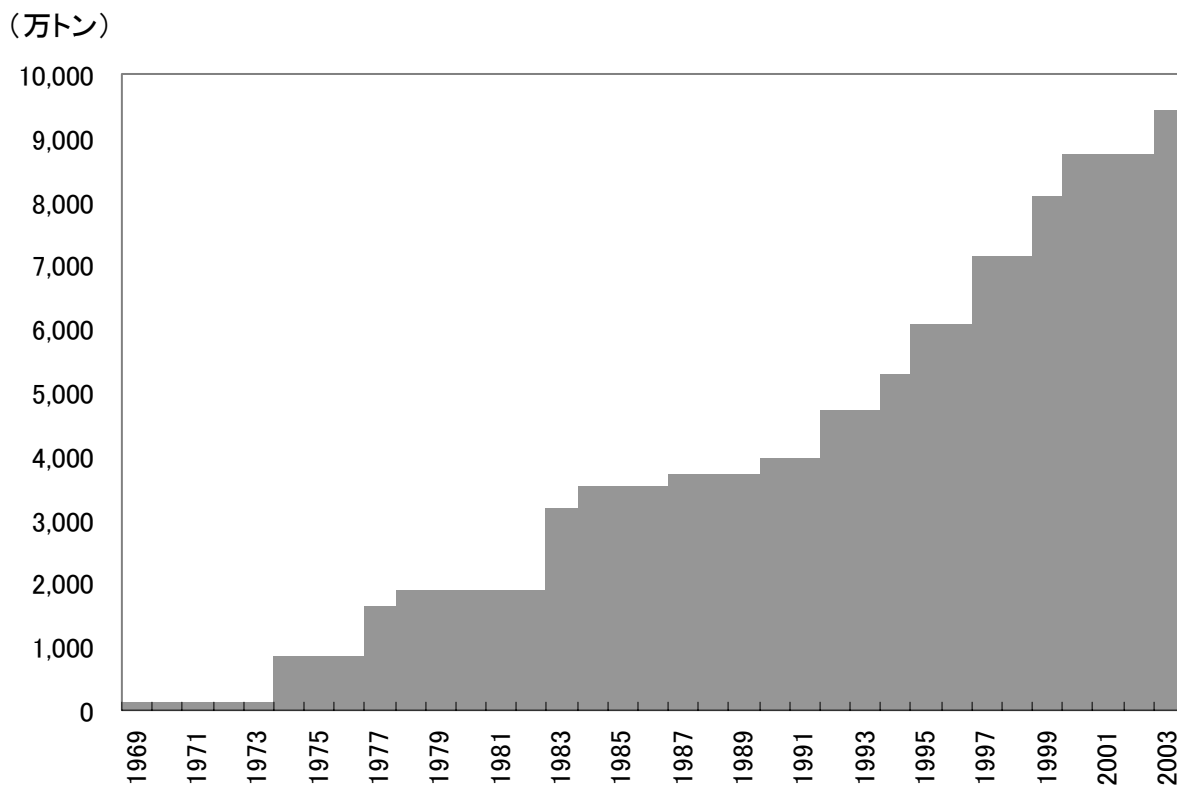
表6 アジア・太平洋および中東の既存LNG生産プラント(2003年現在)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/ 年)	生産開始 (年)	出資者	主な仕向地
アジア・太平洋	ブルネイ	Brunei LNG (Train 1-5)	720	1972- 1974	Brunei LNG (ブルネイ政府, Shell, 三菱商事)	日本、韓国
	インドネシア	Bontang I (Train A, B)	520	1977	PT Badak NGL	日本
		Bontang II (Train C, D)	520	1983		日本
		Bontang III (Train E)	260	1990		台湾
		Bontang IV (Train F)	260	1994		日本
		Bontang V (Train G)	270	1997		韓国
		Bontang VI (Train H)	295	1999		台湾
	インドネシア	Arun I (Train 1)	260	1978	PT Arun NGL	日本・韓国
		Arun II (Train 4, 5)	340	1984		
		Arun III (Train 6)	190	1987		
	マレーシア	MLNG1: Satu (Train 1-3)	780	1983	Malaysia LNG (Petronas, サラワク州政府)	日本
		MLNG2: Dua (Train 4-6)	780	1995	Malaysia LNG Dua (Petronas, Shell, 三菱商事, サラワク州政府)	日本、韓国、台湾
		MLNG3: Tiga (Train 7, 8)	680	2003	Malaysia LNG Tiga (Petronas, Shell, 新日本石油, サラワク州政府, 三菱商事)	日本、韓国
	オーストラリア	NWS (Train 1-3)	750	1989- 1992	Woodside Petroleum, Shell, ChevronTexaco, BHP Billiton, BP, Japan Australia LNG	日本
アラスカ	Kenai (Train 1, 2)	130	1969	ConocoPhillips, Marathon	日本	
	小計		6,755			
中東	アブダビ	ADGAS (Train 1, 2)	250	1977	ADGAS (ADNOC, 三井物産, BP, Total)	日本、スペイン
		ADGAS (Train 3)	300	1994		
	オマーン	Oman LNG (Train 1, 2)	660	2000	Oman LNG (オマーン政府, Shell, Total, 三菱商事, 三井物産, Partex, 伊藤忠商事, Korea LNG)	日本、韓国、 スペイン
	カタール	Qatargas (Train 1-3)	800	1997	Qatargas (QP, ExxonMobil, Total, 丸紅, 三井物産)	日本、スペイン
		RasGas (Train 1, 2)	660	1999	Ras Laffan LNG Company Limited (QP, ExxonMobil, KOGAS, 伊藤忠商事, LNG Japan)	韓国
	小計		2,670			
	合計		9,425			

(出所) 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

アジア・太平洋および中東の LNG 生産設備は、1970 年代にブルネイ、インドネシア、1980 年代にマレーシア、オーストラリア、1990 年代以降にはカタールやオマーンで建設され、生産能力は堅調に増加してきた。(図 6)

図 6 アジア・太平洋および中東の LNG 生産能力累計



(出所) 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

稼働中の基地に加えて、現在多数の新規あるいは既存基地の拡張プロジェクトが存在する。アジア・太平洋や中東で、建設中または需要家と SPA や HOA を締結済プロジェクトの LNG 生産能力合計は 7,590 万トンあり、これらは概ね 2010 年までに実現する可能性が高い。(表 7)

表 7 アジア太平洋および中東で建設中または SPA・HOA 締結済の LNG 生産プラント (2003 年)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	生産開始予定 (年)	出資者	予定仕向地
アジア・太平洋	オーストラリア	NWS拡張 (Train 4)	420	2004	Woodside, BHP Billiton, BP, ChevronTexaco, Shell, MIMI	アジア・太平洋
		Darwin LNG	350	2005	ConocoPhillips, Woodside, Shell, 東京電力, 東京ガス	アジア・太平洋
	インドネシア	Tangguh (Train 1, 2)	600	2007	BP, MI Berau, 新日本石油, CNOOC, KG Berau, LNG Japan	アジア・太平洋
	ロシア	Sakhalin 2 (Train 1, 2)	960	2007	Shell, 三井物産, 三菱商事	アジア・太平洋
	小 計		2,330			
中東	オマーン	Oman LNG (Train 3)	330	2006	オマーン政府、オマーン LNG、Union Fenosa	スペイン
	カタール	Qatargas De-bottlenecking (Train 1-3)	120	2005	QP, ExxonMobil	欧州
		RasGas (Train 3)	470	2004	Ras Laffan LNG Company Limited II (QP, ExxonMobil)	インド
		RasGas (Train 4)	470	2005	Ras Laffan LNG Company Limited II (QP, ExxonMobil)	欧州
		RasGas (Train 5, 6)	1,560	2008-9	Ras Laffan LNG Company Limited II (QP, ExxonMobil)	米国東海岸
		Qatargas II (Train 1, 2)	1,560	2007	QP, ExxonMobil	イギリス、欧州
		Qatargas III (Train 1)	750	2008-9	QP, ConocoPhillips	米国東海岸
小 計		5,260				
合 計		7,590				

(出所) 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

さらに、現在事業化を検討しているプロジェクトが多数存在する。表 8 に示す通り、アジア・太平洋および中東の天然ガス液化能力は将来大幅に拡大する可能性がある。但し、これらのプロジェクトに関しては、LNG 需要動向、政治的安定度、環境面での制約、プロジェクト推進主体の戦略等の要因により、実現可能性が各プロジェクト間で大きく異なる。従って、これらのプロジェクト全て実現するとは、また実現するとしても下記に示す開始予定通り立ち上がるとは限らない。

表8 アジア太平洋および中東で事業化検討中のLNG生産プラント

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	生産量 (万トン/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地
アジア・太平洋	オーストラリア	Greater Sunrise	400	2008	Woodside, ConocoPhillips, Shell, 大阪ガス	アジア・太平洋
		NWS (Train 5)	420	2007	Woodside, BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, MIMI	中国、アジア・太平洋
		Gorgon (Train 1, 2)	500	2008	ChevronTexaco, Shell, ExxonMobil	米国西海岸, 中国
		Scott Reef	400	2015	Woodside, ChevronTexaco, BP, BHP Billiton, Shell	アジア・太平洋
		Scarborough	400	2017	BHP Billiton, ExxonMobil	アジア・太平洋
	インドネシア	Bongtang (Train I)	295	2004	Pertamina	アジア・太平洋
		Bongtang (Train J)	300	2007	Pertamina	アジア・太平洋
		Sulawesi	600	2007	Pertamina, Expan	アジア・太平洋
		Natuna	1,500	N.A.	ExxonMobil, Pertamina	アジア・太平洋
	ブルネイ	Brunei LNG拡張	400	2008	Brunei LNG (ブルネイ政府, Shell, 三菱商事)	アジア・太平洋
	パプア・ニューギニア	N.A.	400	N.A.	ExxonMobil, Oil Search, Santos, MRDC, Japan PNG Petroleum	アジア・太平洋
	米国	North Slope (Train 1-4)	900	NA	Yukon Pacific	アジア・太平洋
	ペルー	Peru LNG	440	2008	Hunt Oil, SK	米国西海岸
	ボリビア	Pacific LNG	400	2006	Repsol-YPF, BG, BP	米国西海岸
小 計			7,355			
中東	カタール	Qatargas (Train 4)	480	2005	N.A.	欧州
	イエメン	Yemen LNG (Train 1, 2)	530	2005	Total, Yemen Gas Corp, Hunt, SK	アジア、欧州
	イラン	LNG 1: Iran LNG	800	N.A.	NIOC, BP, Reliance	アジア、欧州
		LNG 2: Pars LNG	800	N.A.	NIOC, Total, Petronas	アジア、欧州
		LNG 3: Persian LNG	800	N.A.	NIOC, Shell, Repsol	アジア、欧州
		LNG 4: NIOC LNG (Train 1, 2)	900	2007-8	NIOC, BG, ENI	アジア、欧州
小 計			4,310			
合 計			11,665			

(出所) 各事業者ホームページおよび Platts、Reuters 等の記事より日本エネルギー経済研究所作成

(2) 受入設備

一方、需要国側の受入基地であるが、現在日本では 25 の基地が稼働中で、6 基地が建設中あるいは計画中である。韓国では平澤、仁川、統営の 3 基地が稼働中で、光陽基地の 2005 年完成が予定されている。台湾では永安基地が稼働中であり、台中で第 2LNG 基地の建設が計画されている。インドでは Dahej 基地が 2004 年 1 月に稼働開始し、Hazira 基地が 2004 年中に完成予定、その他多数の受入基地建設計画が存在する。中国では広東省で建設中、福建省等で計画中である。また、米国西海岸やフィリピンでも LNG 受入基地建設プロジェクトが進行中である。(表 9)

表 9 アジア太平洋地域の LNG 受入基地

国名	基地名	出資者	受入能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼働開始 (年)
日本	仙台 LNG 基地	仙台市ガス局	15	8.0	1997
	東新潟 LNG 基地	日本海エル・エヌ・ジー	400	72.0	1984
	富津 LNG 基地	東京電力	700	86.0	1985
	袖ヶ浦 LNG 基地	東京電力, 東京ガス	950	266.0	1973
	東扇島 LNG 基地	東京電力	600	54.0	1984
	扇島工場	東京ガス	150	60.0	1998
	根岸工場	東京電力, 東京ガス	350	118.0	1969
	袖師基地	清水エル・エヌ・ジー	34	17.7	1996
	知多 LNG 共同基地	中部電力, 東邦ガス	140	30.0	1977
	知多 LNG 基地	知多エル・エヌ・ジー	310	64.0	1983
	知多緑浜工場	東邦ガス	80	20.0	2001
	四日市 LNG センター	中部電力	300	32.0	1987
	四日市工場	東邦ガス	33	16.0	1991
	川越 LNG 基地	中部電力	400	48.0	1997
	泉北第一	大阪ガス	80	18.0	1972
	泉北第二	大阪ガス	770	158.5	1977
	姫路製造所	大阪ガス	260	56.0	1984
	姫路 LNG 管理所	関西電力	260	52.0	1979
	廿日市 LNG 基地	広島ガス	20	8.5	1996
	柳井 LNG 基地	中国電力	130	48.0	1990
	大分 LNG 基地	大分 LNG	260	46.0	1990
	戸畑 LNG 基地	北九州エル・エヌ・ジー	130	48.0	1977
	福岡 LNG 基地	西部ガス	23	7.0	1993
	長崎 LNG 基地	西部ガス	11	3.5	2003
	鹿児島工場	日本ガス	8	3.6	1996
堺	堺エルエヌジー	270	42.0	2005	
水島	中国電力, 新日本石油	300	16.0	2006	
和歌山	関西電力	N.A.	84.0	N.A.	
上越	中部電力, 東北電力	N.A.	72.0	N.A.	
坂出	四国電力, コスモ石油, 四国ガス	N.A.	18.0	2010	
沖縄	沖縄電力	N.A.	N.A.	2014	
韓国	平澤 (Pyeong Taek)	韓国ガス公社 (KOGAS)	720	100.0	1986
	仁川 (Inchon)	韓国ガス公社 (KOGAS)	720	168.0	1996
	統営 (Tong Young)	韓国ガス公社 (KOGAS)	300	42.0	2002
	光陽 (Gwangyang)	浦項製鉄 (POSCO)	N.A.	N.A.	2005

次項に続く

表 9 アジア太平洋地域の LNG 受入基地 (続き)

国名	基地名	出資者	受入能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼動開始 (年)
台湾	永安 (Yung An)	中国石油有限公司 (CPC)	787	69.0	1990
	台中 (Taichung)	中国石油有限公司 (CPC)	NA	NA	2008
中国	広東省深圳	CNOOC, BP	330	NA	2006
	福建省莆田	CNOOC, Fujian Investment and Development	260	N.A.	2007
	浙江省	CNOOC、浙江省政府	300	N.A.	2009
	上海	Shenergy	300	N.A.	N.A.
インド	Dabhol	Enron, GE, Bechtel	500	N.A.	N.A.
	Dahej	Petronet	500	32.0	2004
	Cochin	Petronet	250	N.A.	2007
	Ennore	CMS, Unocal	250	N.A.	N.A.
	Pipavav	BG, SKM	270	N.A.	N.A.
	Trombay	Total, Tata, GAIL	300	N.A.	N.A.
	Hazira	Shell, Essar, Total	250	32.0	2004
	Jamnagar	Reliance, Total, Tractebel	500	N.A.	N.A.
	Gopalpur	Al-Manhal, Ipicol	500	N.A.	N.A.
	Mangalore	Finolex	250	N.A.	N.A.
	Kakinada	IOC, Petronas	250	N.A.	2006
	Vizag	Total, HPCL	250	N.A.	N.A.
フィリピン	Bataan	GN Power	N.A.	N.A.	N.A.
米国	Port Pelican (Off-shore), LA	ChevronTexaco	690	N.A.	2007
	Humboldt Bay, CA	Calpine	N.A.	N.A.	N.A.
	Ventura (Off-shore), CA	Crystal Energy	N.A.	N.A.	N.A.
	Ventura (Off-shore), CA	BHP Billiton	N.A.	N.A.	2008
	Long Beach, CA	三菱商事	500.	32.0	2007
メキシコ	Ensenada, Baja California	Shell, Sempra	N.A.	N.A.	2007
	Rosarito, Baja California	ChevronTexaco	N.A.	N.A.	N.A.
	Lazaro Cardenas	Tractebel	N.A.	N.A.	N.A.
	Lazaro Cardenas	Repsol YPF	290	N.A.	2008

(出所) 各事業者ホームページおよび Platts、Reuters 等の記事等より日本エネルギー経済研究所作成

4 . LNG 需給バランス

(1) LNG 需要見通し

石油・ガス会社、コンサルティング会社、研究機関等による、アジア市場の LNG 需要見通しを表 10 に示す。2002 年の LNG 需要 7,787 万トンに対し、2010 年および 2015 年時点での需要見通しはそれぞれ 1 億 200 万～1 億 2,900 万トンおよび 1 億 2,400 万～1 億 7,100 万トンとなっている。このうち、インド、中国による需要は、2010 年で 700～2,100 万トン、2015 年で 2,000～3,800 万トンに達すると見込まれる。地域全体の需要伸び率は、2002 年から 2010 年で 3.4%～6.5%/年、2002 年から 2015 年では 3.7～6.2%になる。

表 10 アジアの LNG 需要見通し

2010年							(万トン)
	2002年 輸入量	Wood Mackenzie	東京ガス	Shell	Energy Argus (基準ケース)	Cedigaz	2002-2010年の 年間伸び率
日本	5,501	6,910	6,200~7,100	6,400	6,250	6,300~6,500	1.1~3.2%
韓国	1,747	2,160	2,400~2,800	2,300	2,600	2,350~2,550	2.7~6.1%
台湾	539	1,040	800~1,200	1,100	1,040	800~900	5.1~10.5%
小計	7,787	10,110	9,400~11,100	9,800	9,890	9,450~9,950	2.1~4.5%
インド	0	1,200	500~1,000	1,300	1,000	500~800	-
中国	0	800	300~600	800	710	200~560	-
その他	0	-	0~200	-	-	-	-
小計	0	2,000	800~1,800	2,100	1,710	700~1,360	-
合計	7,787	12,110	10,200~12,900	11,900	11,600	10,150~11,310	3.4~6.5%

2015年							(万トン)
	Wood Mackenzie	東京ガス	Shell	Energy Argus (基準ケース)	Cedigaz	2002-2015年の 年間伸び率	
日本	7,360	6,700~8,500	N.A.	6,630	N.A.	1.4~3.4%	
韓国	2,430	2,700~3,300		3,010		2.6~5.0%	
台湾	1,380	1,000~1,500		1,310		4.9~8.2%	
小計	11,170	10,400~13,300	-	10,950	-	1.9~4.2%	
インド	1,600	1,000~2,000	N.A.	1,400	N.A.	-	
中国	1,200	1,000~1,500		1,400		-	
その他	-	0~300		-		-	
小計	2,800	2,000~3,800	-	2,800	-	-	
合計	13,970	12,400~17,100	-	13,750	-	3.7~6.2%	

(出所) 2002 年輸入量：財務省「日本貿易月報」、Korea Energy Review Monthly、

テックスレポート「ガス年鑑」

需要見通し：Wood Mackenzie (2001 年 12 月) 東京ガス (2004 年 3 月) Shell (2003 年 6 月)

Energy Argus (2003 年 6 月) Cedigaz (2004 年 2 月)

(2) LNG 供給見通し

表 6 では、2003 年現在のアジア・太平洋および中東の LNG 生産能力を示したが、本節では、アジアにおける最新需要量データである 2002 年時点の生産能力を参照する。表 11 に示す通り、2002 年末においてアジア・太平洋および中東の LNG 生産能力は 8,745 万トン/年であった。また、同地域で建設中または SPA・HOA が締結されているプロジェクトの液化能力合計は 8,270 万トン/年である。これらのプロジェクトは実現可能性が高いことから、2010 年頃には 1 億 7,015 万トン/年の LNG 供給能力に達することが見込まれる。ここで、欧州あるいは北米向けとされている液化能力は、既存・稼働中の基地で 420 万トン/年、建設中または SPA・HOA が締結されているプロジェクトで 5,096 万トン/年である。従って、それらを差引いた 1 億 1,499 万トンが 2010 年におけるアジア太平洋市場向けの LNG 供給能力として比較的確率の高い数字である。

さらに表 8 で見た通り、アジア・太平洋、中東、中南米で多くのプロジェクトが埋蔵量確認および市場調査を行っており、公称値が判明しているものだけでも 1 億 1,665 万トン/年の供給能力

が見込まれている。ここでも 2,220 万トン/年が欧州あるいは北米に輸出される見込みであることから、その分を差引いた 9,445 万トン/年の LNG 生産能力がアジア市場向けに立ち上がる可能性がある。

表 11 アジア太平洋地域の LNG 液化プロジェクト進捗状況

	液化能力 (万トン/年)	備考
既存・稼働中のLNG液化基地		
アジア・太平洋	6,075	詳細は表6参照。MLNG 3(2003年稼働開始)は除く
中東	2,670	
小計	8,745	
欧州向け	-420	
アジア向け 小計	8,325	
建設中またはSPA・HOA締結済		
アジア・太平洋	3,010	MLNG 3含む。その他の詳細は表7参照。
中東	5,260	詳細は表7参照。
小計	8,270	
欧州、北米向け	-5,096	欧州向け2,416万トン、北米向け2,680万トン
アジア向け 小計	3,174	
事業化検討中		
アジア・太平洋	7,355	詳細は表8参照。
中東	4,310	
小計	11,665	
欧州、北米向け	-2,220	欧州向け480万トン、北米向け1,740万トン
アジア向け 小計	9,445	
東アジア向け合計	20,944	

(出所) 各事業者ホームページおよび Platts、Reuters 等の記事より日本エネルギー経済研究所作成

(3) LNG 需給バランス

上記の LNG 需給見通しを基に、2010 年および 2015 年の需給バランスを概観する。便宜上、本節では表 10 に示した各社・各機関による需要見通しの上限値を高需要ケース、下限値を低需要ケースと呼称する。

2002 年の需要量実績は 7,787 万トンであったが、高需要ケースの需要量は 2010 年に 1 億 2,900 万トン、2020 年には 1 億 7,100 万トン、また低需要ケースの需要量は 2010 年に 1 億 200 万トン、2015 年に 1 億 2,400 万トンとなる。

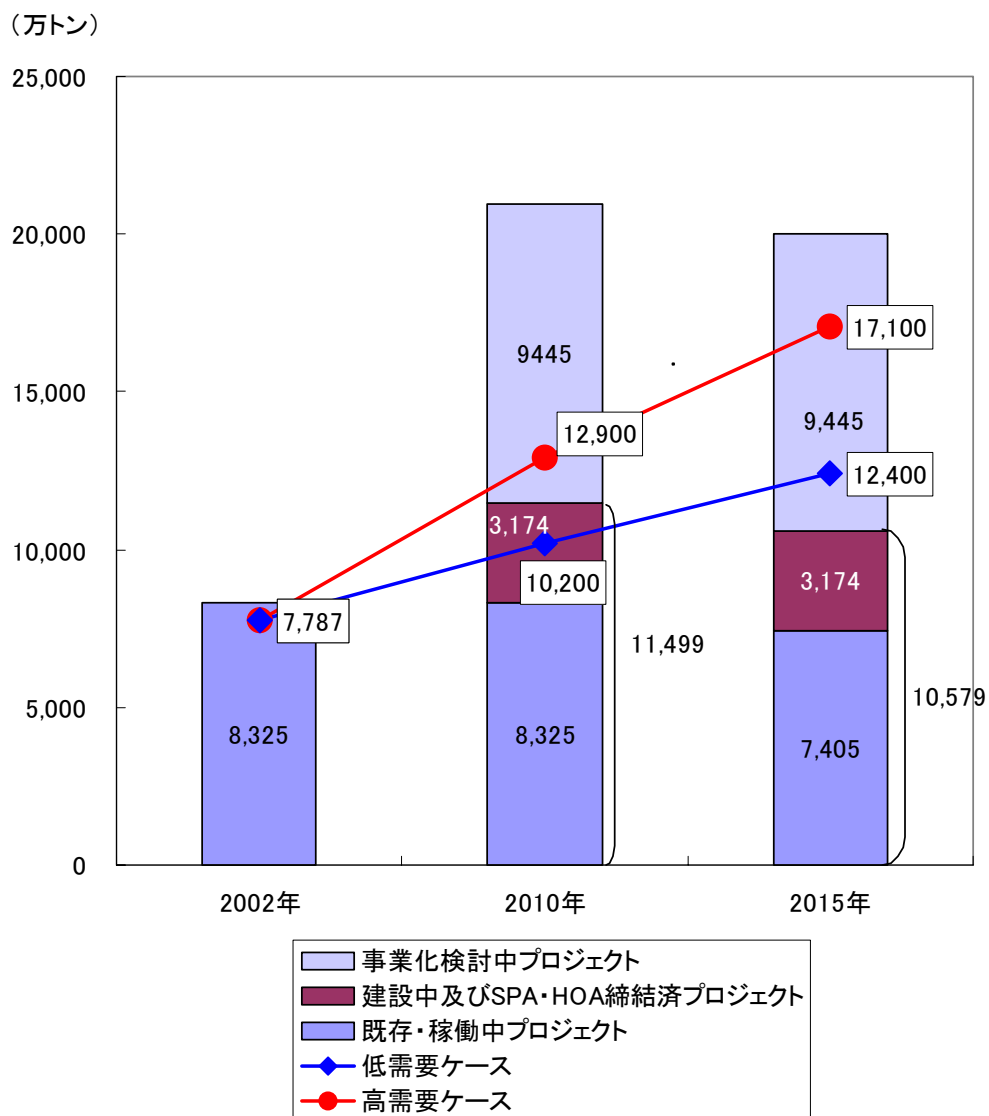
一方、供給面では既に見た通り、アジア向けの LNG 生産能力として、既存・稼働中プロジェクトで 8,325 万トン、建設中または SPA・HOA 締結済のプロジェクトで 3,174 万トン、事業化検討中プロジェクトで 9,445 万トンを想定する。2015 年の生産能力に関しては、現時点で既にガス田資源枯渇の兆候があるインドネシア・Arun およびアラスカ・Kenai プロジェクトの年間生産能力 920 万トンが除かれている。また、2010 年および 2015 年時点でのアジア・太平洋地域の LNG 供給能力の数値に関して、現在欧米向けに締結されている契約数量が 2010 年および 2015 年時点においても継続すると仮定している。

高需要ケースの見通しで、2010 年と 2015 年の需要にバランスするためには、既存・稼働中プ

プロジェクトと建設中およびSPA・HOA 締結済プロジェクトの年間生産量合計値である 1 億 1,499 万トンおよび 1 億 579 万トンに加えて、2010 年までに事業化検討中プロジェクトのうち年間 1,401 万トン、2015 年までに年間 6,521 万トンの LNG 生産設備建設が必要になる。

低需要ケースの場合、2010 年の需要には既存・稼働中プロジェクトと建設中および SPA・HOA 締結済プロジェクトだけで供給可能であり、2015 年の需要には事業化検討中プロジェクトのうち年間 1,821 万トンの LNG 生産設備建設が必要になる。(図 7)

図 7 アジア太平洋地域の LNG 需給バランス見通し



(出所)・2002 年輸入量：財務省「日本貿易月報」、Korea Energy Review Monthly、
 テックスレポート「ガス年鑑」

・需要見通し：Wood Mackenzie (2001 年 12 月)、東京ガス (2003 年 11 月)、Shell (2003 年 6 月)、
 Energy Argus (2003 年 6 月) 等より日本エネルギー経済研究所作成

需要・供給双方には様々な不確実性が存在するし、需要・供給データの信頼性が必ずしも高いとは言えない。特に 2015 年時点でのアジアの LNG 需給バランスを厳密に検討するのは非常に難しいが、上表を見る限り、2010 年および 2015 年のアジア向け LNG 供給ポテンシャルは、需要見通しを大きく上回っていることが分かる。従って、現時点でのアジア LNG 市場の供給過剰状況が、少なくとも 2010 年時点では継続されている可能性が高い。

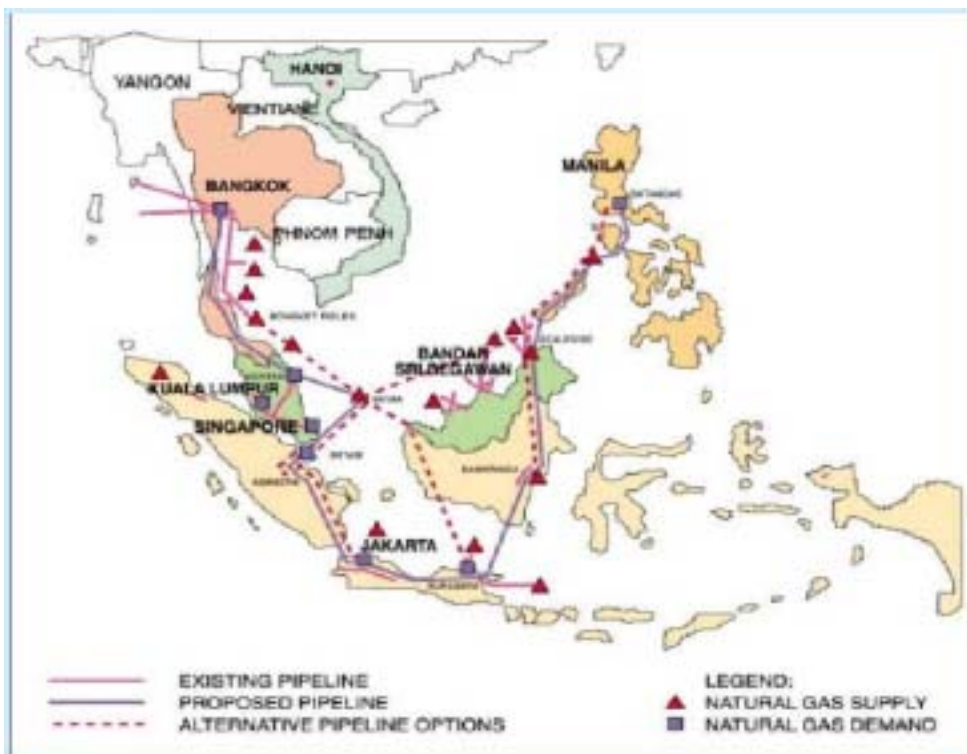
しかし、これまで示してきた LNG プロジェクトは、程度の差はあれ互いに競合関係にあり、全てのプロジェクトが実現する可能性は低い。また、ここに示した供給ポテンシャルが部分的にせよ実現されるためには、経済的、政治的、社会的および環境的な制約を克服し、各々の LNG プロジェクトに対して事業主体が投資判断を下す事が必要となる。さらに、上に示した LNG 生産能力が、アジア市場以外、すなわち欧州、米国西海岸・東海岸等に向けられる可能性があることも留意すべきである。

5 . アジアの国際パイプライン

アジア地域内では、インドネシア、マレーシア、オーストラリア、ブルネイなどの天然ガスを産する国々と、日本、韓国、台湾といったこれらの天然ガスを LNG の形態で輸入する国々との距離が比較的大きく、欧米に比較すると国際パイプライン建設の進展が余り見られなかった。すなわち、域内での天然ガス供給は LNG の形態によるものが主で、パイプラインによる供給は、産ガス国が自国内での供給等、限定的に用いられているに過ぎなかった。しかしながら、近年、アジア域内においても国際パイプライン・インフラ充実への端緒を見ることができるようになっている。

東南アジアでは、既にマレーシア・シンガポール間、ミャンマー・タイ間、インドネシア・シンガポール間、インドネシア・マレーシア間のパイプラインが稼働している。さらに図 8 に示す通り、インドネシア・タイ間やマレーシア・フィリピン間等のパイプライン建設が計画されている。これらは Trans-ASEAN パイプライン構想の部分を成す構成要素である。2002 年 7 月には、東南アジア諸国のエネルギー大臣がガスパイプラインネットワーク計画の MOU に調印したとの報道もある。

図 8 Trans-ASEAN パイプライン構想



(出所) ASEAN Center for Energy

また、中東域内でもイランやカタールのガスを利用するために国際パイプライン建設計画が進められている。(表 12)

表 12 アジア・太平洋地域で建設中または供給契約を締結済の国際パイプライン

対象国(ルート概要)	敷設距離	供給量
マレーシア・タイ共同水域 ⇒マレーシア・タイ	約350km	4.0~8.6Bcm/年
イラン⇒UAE	N.A.	150~200cf/d
イラン⇒クウェート	N.A.	15mmcm/d
カタール⇒UAE⇄オマーン⇒(パキスタン) (ドルフィンプロジェクト)	約800km	2Bcfd
カタール⇒クウェート(バーレーン)	N.A.	1.0~1.4Bcfd

(出所) 各事業者ホームページおよび Platts、Reuters 等の記事より日本エネルギー経済研究所作成

6 . LNG に係わる技術の動向

(1) 液化プラントの大型化の動向など

2003 年 10 月に、年間 1,560 万トンの LNG を 2008 ~ 9 年から、25 年間米国へ供給する HOA 締結の報道があった RasGas (Train 5 および 6) プロジェクトでは、1 系列あたり年産 780 万トンのプラントを 2 系列設置する計画であり、1 系列あたりの生産量としては世界最大となる。これは、Sakhalin 2 の 480 万トン大きく凌いで、一気に 60% 以上の生産能力増加となる。液化プラントの大型化については、その効果 (経済性) に関して、定量的な検討がなされている⁵。

また、液化方式 (プロセス) については、APCI の C3-MCR 法と前 Phillips のカスケード法に加えて、Linde の TMR (Triple Mixed Refrigerant) 法がノルウェーの Snohvit プロジェクトに、Shell の DMR (Double Mixed Refrigerant) 法が Sakhalin 2 プロジェクトに適用され、EPC 段階へと進展した。両方式とも、実際に建設される案件への適用は始めてである。なお、TMR 法、DMR 法共、液化プラントの立地点は従来の液化プラントのそれとは異なって、寒冷地であることに留意されたい。

イランの液化プロジェクトの FS (事業化可能性調査) においては、米国のイラクに対する禁輸措置により、米国系技術の適用ができないので、フランスの Liquefin 法 (IFP 傘下の Anex の技術) で検討が行われたと言われている。仮に、本技術が実際に採用されたとすると、液化方式の競争により、LNG Chain における液化部分でのコストダウンの可能性が広がることとなる。

(2) 洋上 LNG 受入基地

LNG の受入基地はエネルギー密度が高い存在とされ、したがって、テロへの脅威から陸上の LNG 受入基地を近隣に持った場合の安全面に関する住民の不安感が高い。こうした地域住民の NIMBY⁶問題が理由で受入基地プロジェクトが頓挫する例も出ている。

受入基地を計画している関連各社は、種々の洋上 LNG 受入基地の方式を提案している。これらには、浮体式の FSRU (Floating Storage and Re-gasification Unit) や沖合いの既存設備 (油・ガス田や廃鉱などのプラットフォームなど) を転用したものなどが含まれる。

⁵ Oil & Gas Journal、2003 年 8 月 18 日など

⁶ Not-in-my-backyard = 自分の裏庭にエネルギー - 施設を建設しないでほしい

図 10 Shell が Mexico 湾で計画の Gravity-Based Structure の例



(出所) LNG Express、2003 年 11 月

7. LNG の需要家（買主）間の連携

LNG の需要家（買主）間の連携事例として、2003 年以降では以下の 3 件が報道されている。

中部電力・CPC（中国石油）・KOGAS（韓国ガス公社）、東京電力・KOGAS の LNG ユーザー間での相互融通との報道⁷

東北電力・KOGAS の「LNG 調達等に係わる相互協力協定」の締結⁸

中部電力・KOGAS の「LNG 季節間スワップ取引」協定の締結⁹

ガスの供給者側の連携については、GECF（Gas Exporting Countries Forum）の結成（2001 年 5 月）や、東南アジア LNG 輸出 3 国（インドネシア・マレーシア・ブルネイ）の連携の報道（2002 年 6 月）があったが、上記の 3 事例は、需要家側（買主間）の連携が明らかになった初めてのものと思われる。これらは、比較的短期の需要変動に対応するために、域内の（互いに近距離的の）需要家間の間での連携体制を形成し、現実的な LNG 調達の柔軟性と、個々の需要家

⁷ 日本経済新聞、2003 年 2 月 7 日

⁸ 東北電力プレスリリース、2003 年 4 月 18 日

⁹ 中部電力プレスリリース、2003 年 8 月 11 日

にとつての供給安定性の向上に資するものと理解される。

融通という形での LNG 消費国間の協力は、進展する規制緩和、自由化の環境下において、需要の不透明性や需給の不均衡によって、新たに発生する LNG の買主にとつての不都合を緩和する観点からも重要である。その場合、既存の契約で規定されている仕向地条項の存在に留意することが必要である。この存在は、買主側から見ると LNG 取引の自由度を阻害する要因とも言えるので、この制約が緩和されれば、非伝統的な取引が拡大する可能性も含んで、市場全体も活性化する可能性があるとも言えよう。また、こうした融通が可能となった場合には、複数の買主間で需要期が異なる場合に過剰分をやり取りすることで、個々の在庫分や貯蔵容量を削減できる可能性を秘めているといえるのではないかと考えられる。すなわち、LNG 消費国（需要家）間の相互協力によって、想定した需要に対する実需要の変動部分の吸収を行うことができれば、域内や近隣消費国間における備蓄機能の可能性が期待でき、セキュリティを担保することになると考えられよう。

また、仕向地制限が緩和されることにより、若干でも買主側が束縛感から解放される（買取義務の一方で転売可能性が担保される）のであれば、新規の開発案件に対する確約も現状よりはし易い方向になり、市場がより拡大する方向に作用すると思われる。

8 . 大西洋 LNG 市場

世界の LNG 市場を二分すると、わが国が属するアジア・太平洋市場と欧州や米国東海岸の消費地にアフリカ、中南米、中東などから LNG を供給する大西洋市場がある。従来では、中東諸国にとつての主たる LNG 輸出先はアジアであり、欧米諸国で構成される大西洋市場への供給はスポットあるいは短期契約によるものが中心であった。しかし、近年その図式に変化が生じている。天然ガス需給の逼迫からガス価格が高止まりしている米国では、LNG の相対的な価格競争力が強まっており、アフリカやトリニダード・トバゴに加えて中東などの地域からの新たな LNG 契約の締結や数多くの LNG 受入基地建設計画が浮上している。また、電力向けを背景としたガス需要の高まりや枯渇しつつあると言われる北海からのガス供給能力に対する懸念に対応するために、中東やアフリカ産 LNG の欧州向け中長期契約が増加している。1990 年を最後に LNG 輸入を休止していた英国向けには、新たな供給契約が締結され新規受入基地建設も計画されている。本節では、潜在的にアジア・太平洋地域の LNG 需給に影響を及ぼし得る米国や欧州における LNG の位置付け、また米国および英国の新規 LNG 契約や受入基地計画を概観する。

(1) 米国における LNG の位置付け

米国はロシアに次いで世界第 2 位の天然ガス生産国、また世界最大の天然ガス消費国かつ輸入国である。2002 年時点において、米国の天然ガス生産量は 539.35Bcm、消費量は 640.20Bcm であった。1990 年から 2002 年にかけて、生産量は 0.6%/年、消費量は 1.3%/年の割合で伸びている。輸入量のほとんどはパイプラインガスで、2002 年には 108.86Bcm を輸入した。同年の LNG 輸入量は 6.49Bcm であり、米国の消費量全体の 1%を賅うに過ぎない。1990 年から 2002 年にか

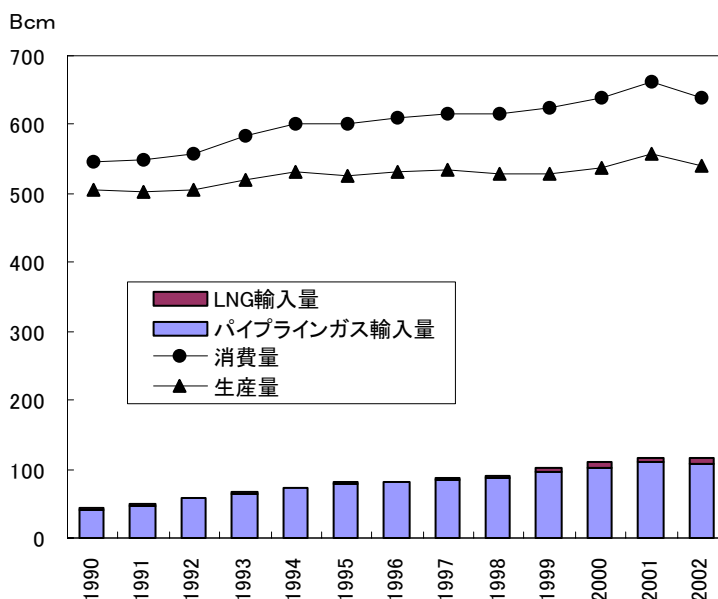
けて、パイプラインガス輸入量は 8.5%/年、LNG 輸入量は 8.4%/年の割合で伸びている。(表 13、図 11)

表 13 米国の天然ガス生産量、消費量、輸入量推移

	1990	1995	2000	2001	2002	年平均伸び率 (1990/2002)
生産量	504.85	526.66	537.62	557.16	539.35	0.6%
消費量	545.57	602.56	639.77	662.41	640.20	1.3%
パイプラインガス輸入量	40.69	79.35	102.55	109.01	108.86	8.5%
LNG輸入量	2.47	0.6	6.42	6.75	6.49	8.4%
パイプラインガス輸出量	1.08	2.4	5.04	8.72	12.8	22.9%

(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

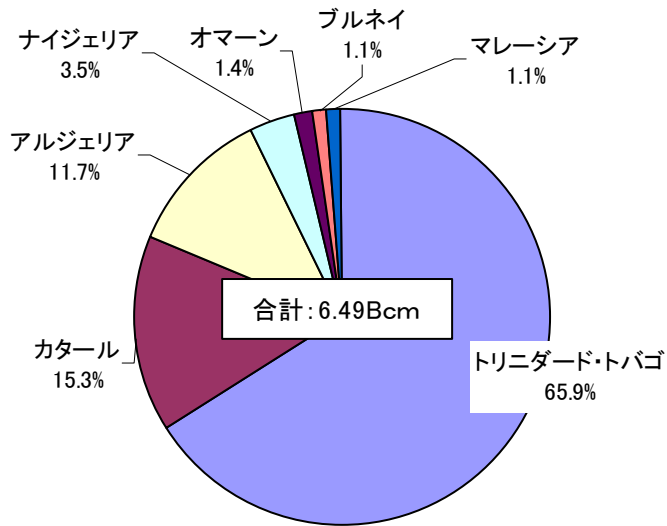
図 11 米国の天然ガス生産量、消費量、輸入量推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

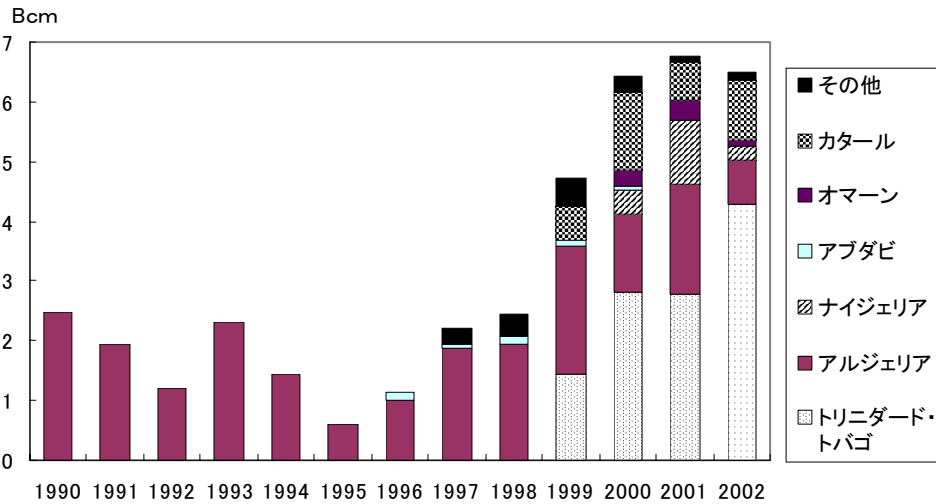
1990 年時点では、アルジェリアが米国にとって唯一の LNG 供給国であった。しかし、1999 年よりトリニダード・トバゴからの輸入が急増し、2002 年では全輸入量の 65.9%を占めている。次にカタールが 15.3%で続き、さらにアルジェリアが 11.7%を占める。ブルネイやマレーシアといったアジアを主たる市場とする国々からも LNG を輸入している。(図 12、図 13)

図 12 米国の LNG 輸入元 (2002 年)



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 13 米国の LNG 輸入元推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

(2) 欧州における LNG の位置付け

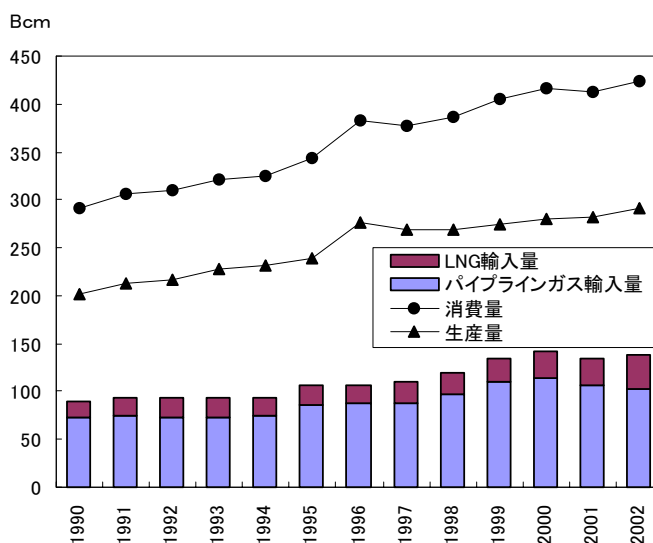
欧州は米国に次ぐ天然ガス消費量、米国を越える輸入量を持つ大消費地域である¹⁰。2002 年時点において、欧州の天然ガス生産量は 291.25Bcm、消費量は 424.09Bcm であった。1990 年から 2002 年にかけて、生産量は 3.1%/年、消費量は 3.2%/年の割合で伸びている。(表 14、図 14)

表 14 欧州の天然ガス生産量、消費量、輸入量推移

	(Bcm)					年平均伸び率 (1990/2002)
	1990	1995	2000	2001	2002	
生産量	200.98	238.57	279.61	282.16	291.25	3.1%
消費量	291.08	344.25	416.02	412.61	424.09	3.2%
パイプラインガス輸入量	72.37	86.07	113.73	106.15	103.51	3.0%
LNG 輸入量	17.73	19.61	27.93	28.75	34.13	5.6%

(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 14 欧州の天然ガス生産量、消費量、輸入量推移



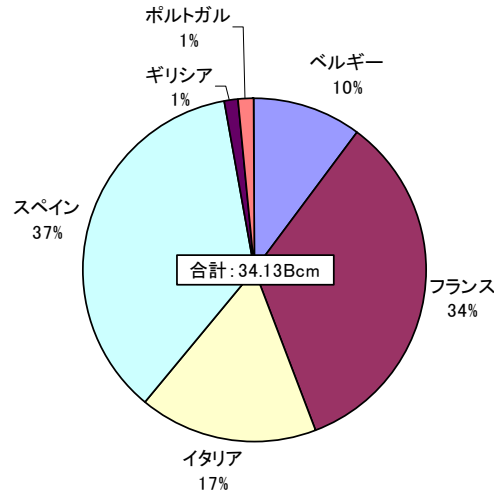
(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

輸入量の 75%はパイプラインガスで、2002 年には 103.51Bcm を輸入した。同年の LNG 輸入量は 34.13Bcm あり、ベルギー、フランス、イタリア、ギリシャ、スペインの 5 カ国が輸入を行っている。1990 年から 2002 年にかけて、LNG 輸入量は 5.6%/年の割合で伸びている。2002 年

¹⁰ 本節において、欧州とは EU15 カ国 (ベルギー、ドイツ、フランス、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、デンマーク、アイルランド、英国、ギリシャ、スペイン、ポルトガル、フィンランド、オーストリア、スウェーデン) およびノルウェー、スイスを指す。また、輸入量はこれら 17 カ国以外からの輸入量をさす。

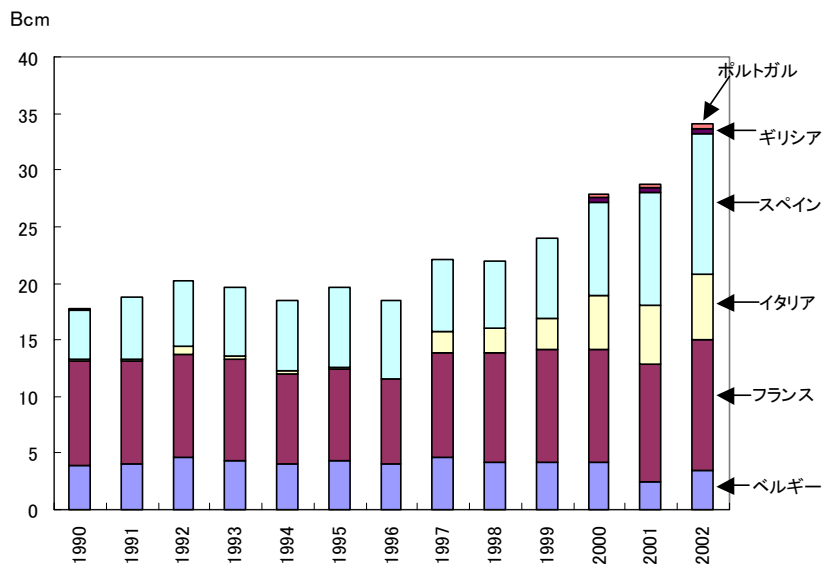
の国別輸入量を見ると、輸入量合計である34.13Bcmのうち、スペインとフランスで7割を占め、次にイタリアとベルギーがそれぞれ17%と10%で続いている。1990年以降の国別輸入量推移を見ると、既存の輸入国ではスペインが急速に輸入量を増やしていることが分かる。また、2000年からはギリシアとポルトガルが新たにLNGを輸入している。(図15、図16)

図15 欧州のLNG輸入国(2002年)



(出所) Cedigaz, LNG Trade and Infrastructures

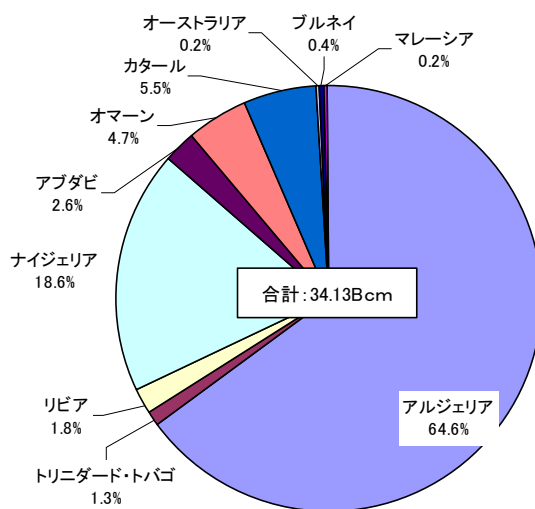
図16 欧州の国別LNG輸入量推移



(出所) Cedigaz, LNG Trade and Infrastructures

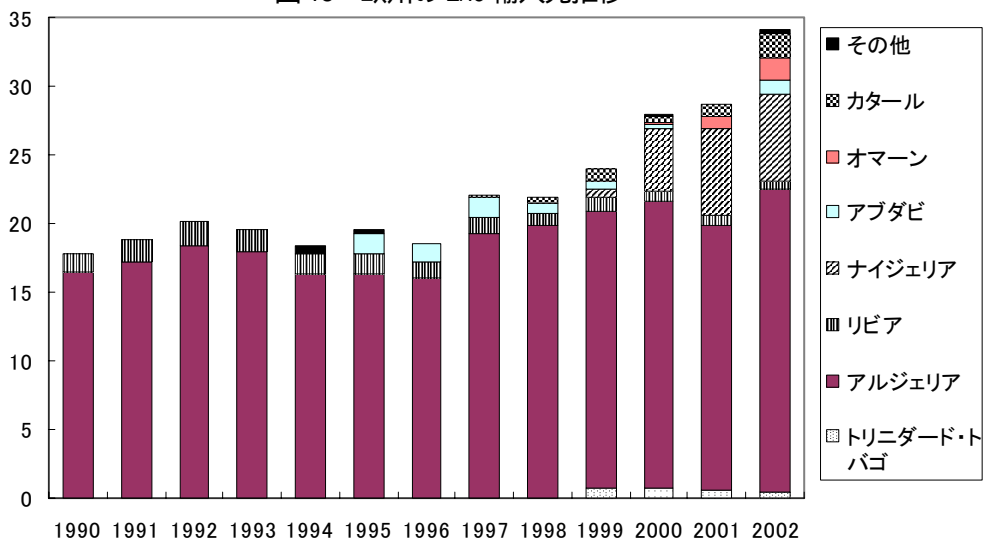
欧州の LNG 輸入は、一貫してアルジェリアが主要な供給源として行われてきた。2002 年の LNG 輸入元割合を見ると、アルジェリアが全輸入量 34.13Bcm のうち 64.6%を占めている。次にナイジェリアが 18.6%で、さらにカタール、オマーン、アブダビといった中東諸国が続く。米国と同じく、少量ではあるが欧州もアジア・太平洋地域から LNG を輸入している。(図 17、図 18)

図 17 欧州の LNG 輸入元 (2002 年)



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 18 欧州の LNG 輸入元推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

(3) 米国向けの新たな LNG 供給契約と受入基地計画

上述した通り、現在の米国天然ガス市場において LNG が果たしている役割は限定的である。しかし、近年の国内ガス価格が高止まり、また需給軟化による LNG の価格低下が起こっていることから、相対的に LNG の価格競争力が強まってきた。2003 年に入って米国の代表的パイプラインガス指標価格である Henry Hub 渡し月平均スポット価格は \$7/MMBtu (100 万 British Thermal Unit) 超、3 月には瞬間的ながら \$10 超まで上昇し、1~8 月までの月間平均価格でも同 \$6.0 と前年同期に比べて倍以上に高騰している¹¹。通常は春先から夏場にかけての天然ガスの不需用期に低下する価格が高止まりしたことは過去にも余り例がない。こうした状況を受け、連邦準備制度理事会 (FRB) のグリーンズパン議長が、今後の天然ガスの需給の逼迫とこれによる価格の高騰が米国経済に及ぼす懸念を発言するに至っている。既に見た通り、近年米国向けの LNG 供給量は増加しているし、新規供給契約や新規受入基地建設計画も数多く報道されている。以下、米国向け新規 LNG 長期契約や米国を主たるガス消費地とする新規 LNG 受入基地計画を示す。(表 15、表 16)

表 15 米国向け新規 LNG 長期契約

輸出国	輸出者	プロジェクト名 (Train名)	輸入者	予定仕向地	契約数量 (万トン/年)	輸入開始年	契約期間	契約状況
ナイジェリア	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	NLNG (Train 4, 5)	BG	Lake Charles	250	2005~6	20年	SPA
ナイジェリア	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	NLNG (Train 4, 5)	Shell	米国	110	2005	20年	SPA
ナイジェリア	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	NLNG (Train 6)	Total	米国、欧州	88	2007	20年	SPA
ナイジェリア	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	NLNG (Train 6)	Shell	米国、メキシコ、 欧州	140	N.A.	20年	SPA
カタール	Ras Laffan LNG Company Limited II (QP, ExxonMobil)	RasGas (Train 5, 6)	ExxonMobil	Texas	1,560	2008~9	25年	HOA
カタール	QP, ConocoPhillips	Qatargas III (Train 1)	ConocoPhillips	メキシコ湾岸	750	2008~9	N.A.	HOA
インドネシア	BP, MI Berau, 新日本石油, CNOOC, KG Berau, LNG Japan	Tangguh (Train 1, 2)	Sempra	Ensenada, Baja California (メキシコ)	370	2007	15年	HOA
インドネシア	Pertamina, Expan	Sulawesi	Marathon	Tijuana, Baja California (メキシコ)	600	N.A.	20年	MOU
オーストラリア	ChevronTexaco, Shell, ExxonMobil	Gorgon (Train 1, 2)	ChevronTexaco	Rosarito, Baja California (メキシコ)	500	2008	20年	MOU
赤道ギニア	Marathon, GEPetrol	Bioko LNG	BG	Lake Charles	340	2007	17年	LOU

(注) Pertamina および Expan による Baja California 向け LNG 輸出の MOU は、輸入者の Marathon が受入基地計画を中止した¹²ことにより見通しが不透明になっている。

(出所) 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

¹¹ 山中裕之、米国のガス価格高騰の背景と今後の動向、日本エネルギー経済研究所、2003 年 11 月、<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/758.pdf>

¹² Reuters、2003 年 3 月 2 日および Platts、2003 年 3 月 2 日

表 16 米国を主たるガス消費地とする新規 LNG 受入基地計画

国名	建設予定地	出資予定者	受入能力 (万トン/年)	完成予定(年)
アメリカ	Boston, MA	Weaver's Cove Energy	N.A.	2007
	Boston, MA	Somerset LNG	N.A.	2008
	Providence, RI	BG, KeySpan	N.A.	2005
	Camden, NJ	BP	N.A.	2008
	Freeport, TX	Cheniere Energy, ConocoPhillips	380	2007
	Cameron, LA	Sempra	520	2007
	Port Pelican (Off-shore), LA	ChevronTexaco	690	2007
	Ventura (Off-shore), CA	Crystal Energy	N.A.	N.A.
	Ventura (Off-shore), CA	BHP Billiton	N.A.	2008
	Long Beach, CA	三菱商事	500	2007
	Mobile Bay, AL	ExxonMobil	N.A.	2008
	Sabine Pass, TX	ExxonMobil	N.A.	2008-2009
	Corpus Christi, TX	ExxonMobil	N.A.	N.A.
	Off-shore, メキシコ湾岸	McMoran Exploration	N.A.	N.A.
メキシコ	Ensenada, Baja California	Shell, Sempra	690	2007
	Rosarito, Baja California	ChevronTexaco	N.A.	N.A.
バハマ	Grand Bahama Island	Tractebel	N.A.	2004
	Grand Bahama Island	AES	380	2004
カナダ	St. John, New Brunswick	Irving Oil	240	2006
	Point Tupper, Nova Scotia	Access Northeast Energy	N.A.	2007

(出所) 各事業者ホームページおよび Platts、Reuters 等の記事より日本エネルギー経済研究所作成

米国の新規受入基地建設計画で、アジア・太平洋市場との関連において重要となるのは西海岸での基地建設計画の動向である。アジア・太平洋地域から西海岸へ LNG 供給が行われる場合、輸入価格は主要消費地である米国 California 州のガス価格に連動する可能性が高い。従って、アジア・太平洋市場で採用されている JCC (Japan Crude Cocktail) リンクの価格体系とは違う価格フォーマットが同市場に導入されることになる。また、流動性の高い米国ガス市場に LNG を供給するためには、需要側のニーズに合致した短期で自由度の高い、いわゆる非在来型の取引が形成されてゆくことになる。こうした取引形態は、既存の長期かつ相対的に柔軟性の低いアジア市場向けの LNG 契約形態に影響を及ぼす可能性がある。

(4) 英国の LNG 再導入と受入基地計画

現在、イギリスは LNG 輸入を行っていない。しかし、北海からのガス供給量が減少傾向にあるとの見通しから、新規に受入基地を建設してあるいは休止されていた基地を再開して LNG を輸入する計画がある。2002 年 6 月には、ExxonMobil と Qatar Petroleum が 2007 年より 25 年にわたって年間 1,560 万トンの LNG を英国に供給する HOA を締結した。両社は、Milford Haven に受入基地を建設する予定である。また、イギリスの送電・ガスパイプライン事業者の National

Grid Transco は、2005 年より 330 万トン/年、BG、Petroplus (オランダ)、Petronas は 2007 年より 660 万トン/年の LNG 輸入をそれぞれ計画している。これらが実現すると、将来的にイギリスは 2,550 万トンを入力することになり、世界有数の LNG 輸入大国になる可能性がある。(表 17、表 18)

表 17 英国向け新規 LNG 長期契約

輸出国	輸出者	プロジェクト名 (Train名)	輸入者	予定仕向地	契約数量 (万トン/年)	輸入開始年	契約期間	契約状況
カタール	Qatar Petroleum, ExxonMobil	Qatargas II (Train 1,2)	ExxonMobil	Milford Haven	1,560	2007	25年	HOA

(出所) ExxonMobil プレスリリース、2002 年 6 月 24 日

表 18 英国の新規 LNG 受入基地計画

国名	建設予定地	出資予定者	受入能力 (万トン/年)	完成予定(年)
イギリス	Isle of Grain	National Grid Transco	330	2005
	Milford Haven	Petroplus, BG, Petronas	660	2007
	Milford Haven	ExxonMobil, Qatar Petroleum	1,560	2007

(出所) 各事業者ホームページおよび Platts、Reuters 等の記事より日本エネルギー経済研究所作成

(5) LNG 閣僚サミットの開催

米国エネルギー省は、LNG の生産・供給に関わる 24 カ国¹³の閣僚をワシントンに招聘して、2003 年 12 月 17、18 日に、2 日間にわたる LNG 閣僚サミットを開催した。LNG 船の船主・建造者、受入基地の所有者、LNG 関連施設の建設者、パイプライン所有者、天然ガス・LNG の買主、安全・保安管理専門家なども招かれたとされるが、世界の LNG 輸入国であるわが国は招待されなかった。

サミットの中で、米国エネルギー省のエブラハム長官は、従来は主要な供給地であった米国、カナダの天然ガス生産の伸びは期待できず、域内の供給は難しく今後は LNG の輸入に依存せざるを得ないこと、2025 年には米国需要の 75%しか国内供給ではまかなえず、米国の LNG 輸入量は今日の 20 倍以上である 13Bcfd¹⁴、LNG 換算で年間約 1 億 1,000 万トンに達して、全天然ガス供給の 15%になること、(既存の 4 基地に新たな 9 基地を加えて)13 の LNG 受入基地が必要になることを述べた。

¹³ The United States Energy Association によると、参加国はアルジェリア、アンゴラ、アルゼンチン、オーストラリア、パナマ、ブラジル、ブルネイ、カナダ、エジプト、赤道ギニア、インドネシア、イタリア、メキシコ、ナイジェリア、ノルウェー、オマーン、ペルー、カタール、ロシア、サウジアラビア、トリニダード・トバゴ、UAE、米国、ベネズエラの 24 カ国。これらは、既存の LNG 輸出国や大規模な天然ガス埋蔵量を持つ、あるいは LNG 開発案件がある国々である。(The U.S. Department of Energy, The Office Policy and International Affairs, <http://www.pi.energy.gov/lngsummit03/index.html>)

¹⁴ Bcfd : 10 億立方フィート/日

市場のプレイヤーでは、Shell が LNG 取引は売主と買主の間の信頼関係に基づいて成り立っており、LNG 市場が急速に拡大する際にはその信頼関係が取り分け重要であること、また急速に変化しつつある市場ではあるものの、LNG 産業は従来より長期の取引契約に基づいて進展してきたので、次の 20 年間に於いても新たな供給源への主要な投資の根幹として長期契約は存在し続けるであろうことを指摘した。

また ExxonMobil は、天然ガスの利用を促進し、LNG を含む追加の天然ガス供給源を手配するには、一貫性のある政策が必要であると訴えた。今後 6 年間に北米で消費される天然ガスの生産が確保されていないこと、減衰する既存の供給源に替わって、増加するエネルギー需要に対応する代替供給源を、経済性を保ちつつ開発してゆくことが重要であるとした。さらに、米国では受入基地建設が必要であり、こうした新たなインフラ建設において、連邦・州政府等規制機関のあらゆるレベルにおいて、効率的な許認可手続きを行うことを要請した。

本サミットでは、次の 20 年間に於ける世界の LNG 市場の成長見通し、市場機会とさらに包括的で透明性のある LNG 市場成長における障壁の認識、LNG 市場拡大のために産消双方で関わっていかねばならない課題について規定したことが成果とされる。

大西洋市場（米国、欧州）向けの新たな LNG 供給が増えていることは前述の通りであるが、元来はわが国などアジア・太平洋市場向けに開発されたアジア太平洋や中東地域からの LNG 供給が欧米市場向けとして流れる傾向が加速されている。これらの取引において適用されている価格体系や取引条項¹⁵は、わが国向けのそれらと比べて整合性や合理性の観点から納得できるものであるのか、天然ガスの供給のほとんどを LNG の輸入に依存しているわが国の現状を踏まえて見守る必要がある。

9. 注目すべきわが国の動向

1969 年の導入以来 30 年余りを経過したわが国の LNG 市場では、その初期の取引契約の多くが、2000 年代に入って更改期を迎えること、また、その買主のほとんどが、自由化、規制緩和の進展の影響を受ける電力・ガス事業者であることなどを背景に、種々の新たな動きが顕在化してきている。また、売主側を見ると、従来の供給源は限定されたものであったが、昨今では需要さえ確保されれば立ち上げることが可能と言われる案件が待機している一面もあり、ここでも競争が激化してきていると言えよう。

(1) 伝統的な契約条項の改変

従来の LNG 取引に適用されている、伝統的なテイクオアペイ条項に基づく長期契約に規定されている各条項を中心に、最近の市場環境に伴う変化を以下に挙げる。

¹⁵ 藤田昭幸、上田文晴、長阪伸哉、佐野智、我が国における LNG 市場の現状と将来展望に関する調査、日本エネルギー経済研究所、2002 年 10 月、<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/501.pdf>

契約当事者

わが国の買主の場合、従来は電力、ガス会社で買主コンソーシアムを形成して交渉し、各買主が同一条件を適用して契約を締結していた。最近では各社各様の利害が顕在化するようになってきており LNG 買主間の競合も誘起されている。したがって買主各社が個別に交渉を行い、個別に契約を締結する方向もある。一方、量的に大きいほうが交渉力も発揮できるという考え方から、やはり買主コンソーシアムを結成して売主と相対して行こうという考え方や、ガス会社のみでコンソーシアムを形成する例も見られている。

契約期間

従前のように需要の単調増加的な伸びが期待できず、かつ、自由化の結果として、需要の一部が離脱することも想定されるので、固定的な需要数量を長期に渡って確約することが難しい状況になってきている。したがって、契約の期間については長期をベースとしつつも短期の要素を織り込んでおくことが志向され、或いは数量的には、ベースの部分は長期とする一方で、不確定度の伴う需要量については短期数量分として組み合わせること等の工夫が見られる。

契約数量に係わる引取りの弾力性

自由化の進展を踏まえた状況で、実需要値と契約数量からの差異を許容する幅としての弾力性の拡大が求められている。特に、離脱需要が発生した場合に備えて、テイクオアペイ条項による引き取り義務の対象とならない許容範囲(下方弾力性) 反対に急な需要が発生した場合に、単独なスポット調達ではなく既存の契約の量的追加としての扱いをする上方弾力性の両方の拡大を求める買主側の意図が反映されている傾向といわれている。従来では、下方弾力性の拡大が重要とされていたが、上方弾力性の重要さも再認識されている。

受け渡し条件

コストダウンを図ることを当面の目的として、自社で輸送船を所有し、あるいは、自ら輸送手段を手配する動きがある。これは、輸送の機能と責任を売主が負う Ex-Ship (着棧渡し) 取引から買主側による FOB (本船渡し) 取引へ、という変化である。また、自分で輸送能力を持つことにより、余裕があればスポット取引、スワップ、バックホール、そしてアービトラージ取引と言った様々なトレーディングの可能性も出てくると思われる。

受け渡し計画

従前は、需要の季節性などには関わりなく年間を通して均等で配船、受け渡しをおこなうことを原則としていた。上述の弾力性の拡大に関連して、この受け渡しも季節性などを反映した実需要量の変動に見合った、年間を通してみると不均等な配船も出現している。

以上に加えて、近年の新しい取引方式として「マスターアグリーメント方式」¹⁶が、一部の売主から日本の LNG 買主各社に対し提案され、一部の買主がこれに応じていると言われている。この「マスターアグリーメント方式」とは、速やかなスポット取引を行う目的で、一定の引取条

¹⁶ 電気新聞、2003 年 12 月 4 日および TEX レポート、2004 年 2 月 19 日

件項目を事前に決めておく、といったものである。

すなわち、カーゴ、数量、価格を特定しない概括的な取引条件のみ規定する契約（マスターアグリーメント）を結び、個別のスポットカーゴが売買されるに際しては価格、数量、時期など簡単な必要情報を確認するだけで迅速に取引を行うものである。これも、前もって合理的に見込むことが難しい需要に対応するために、発生した需要に合わせて即時性をもたせた調達を行う手段であり、昨今の市場の変化に即した取引方式と理解されよう。

（ 2 ） LNG 供給安定性

2003 年度は、今までになく、液化設備など LNG の供給側におけるトラブルが見られた 1 年であったと言えよう。2003 年 8 月には、マレーシアの新規に建設、稼動直後の第 7 トレイン (Tiga) における火災のために、プラントが約 8 ヶ月の期間修復のために操業を停止せざるを得ない結果に陥った。

また、2004 年 1 月には、アジア・太平洋市場への供給源ではないが、アルジェリア・Skikda の液化基地でボイラーが爆発し、6 系列の内 3 系列が運転を停止するに至った。同国は、LNG だけでなく、パイプラインによるガス輸出もおこなっており、これを増加させることによって影響を最小限にする方向で対処した。これによるアジア・太平洋市場への直接的な影響は顕在化していないと思われる。しかし、今後大西洋市場での需給が逼迫し、中東などから同市場向けのスポット供給が増加すれば、その影響が懸念される。

インドネシアにおいても、地域の治安悪化問題に加えての Arun ガス田の資源枯渇問題による操業停止と、別の液化・輸出基地であるボンタンでの代替・振替輸出余力が不足したことから、産ガス国でありながら中東などから LNG を緊急輸入する必要に迫られた。

これらの 3 例では、幸いにして買主側の供給途絶のような事態に至ることは無かったが、LNG 供給に潜む脆弱性を示している。1970 年代から 1980 年代に建設された東南アジア地域の先駆的設備は、設備年齢も 20 年、あるいは 30 年以上となり、経年に伴う種々の不具合が出現してくる可能性も高い。したがって、買主側においては、今までは見られなかった以上のような LNG の供給側における不測の事態についても意識を高めておく必要があるかもしれない。

（ 3 ） LNG バリュ - チェ - ンにおける上流方向進出

天然ガスの開発・生産や LNG 生産、LNG 船での輸送、需要地での受入・陸揚げ、再ガス化、配給へと至る LNG バリュ - チェ - ンを考えると、わが国の LNG の買主である電力・ガス事業者は、従来から Ex-ship 契約に基づき受入基地における陸揚げ、再ガス化以降の部分のみに関わっていた。

しかし、最近では自社で LNG 船を所有¹⁷し、あるいは手当てすることによって、受渡条件も

¹⁷ 大阪ガスプレスリリース、2000 年 10 月 27 日および東京ガスプレスリリース、2003 年 10 月 2 日

Ex-ship から FOB にする傾向が見られる。バリューチェーンの中流に相当する輸送に関するリスクは上流の探鉱、採鉱への投資に比べて比較的大きいものではないと理解され、自社でこれを行うことがコスト削減に大きく寄与することと考えられている¹⁸。スポットやスワップなど、今後増加の可能性がある多様化した取引形態（これらは需要に即した調達に資する可能性が大きい）に即応できるためのツールを持つという観点からも、LNG 輸送事業への参入は意義のあることと思われる。

さらに、天然ガスの開発・LNG の生産に直接関与することで、すでに開始している自社船による LNG 輸送事業とあわせ、ガスの生産から液化、販売、輸送、さらに電気事業ないしガス事業での消費までの LNG チェーンに一貫して参画し、安定的かつ経済的な燃料・原料調達に資すると言う立場から上流の開発・生産に携わる例も出てきている¹⁹。これらは、バリューチェーン全体に関与することにより、チェーン全体のコスト要因や構造などを把握して、「コスト+プロフィットの最適化」を図ることを目的としていると考えられよう。

自由化、規制緩和の進展に伴う買主側事業者の大きな懸念の一つは、競争の結果として需要の不連続な変動が生じることである。大口顧客の新たな獲得や喪失によるステップ的な需要の増加や離脱を踏まえて、調達契約の各条項にも、こうした変化に対応する引取り量や契約期間の自由度を拡大させて、柔軟性を織り込んだ結果が現れている。また、日本や韓国が属するアジア太平洋地域では、需要に対して豊富な供給量が存在し、買い手市場化している。従って、買主の要求である上記のような拡大した自由度、柔軟性を織り込んだ条項が売主に受け入れられ易い背景もあると思われる。

その一方で、既存の供給国では、供給側のテイクオアペイ条項を遵守するために過去に余り例の見ない対応をせざるを得ない場面も出てきている。（上記 10(2)のインドネシアの例）突然の需給の変動に対して、単一の供給者で対応することは、通常は大きな余裕がない限り難しいことであるので、本章 8 で述べた買主間の連携に加えて、域内の需給（売主、買主）双方の、複数の関与者が調整することによって解決する場が設定、拡大されても良いと思われる²⁰。

なお、「取引における自由度の拡大」と共に「低価格の追及」も併せて、換言すれば柔軟性と経済性双方の追求は買主の求めるところである。アジア太平洋地域の LNG 市場では、需要に対して豊富な供給量が存在することと同時に、その価格も低下傾向が指摘されている²¹。しかし、売主にとっては、これらの両立は厳しいものがあり容認しがたい面を持つことは想像に難くない。ここで指摘した「柔軟性」と「経済性」は互いにトレードオフの関係を持つ面があることも念等

¹⁸ 例えば、TEX レポート、2004 年 2 月 19 日

¹⁹ 東京ガス・東京電力プレスリリース、2003 年 6 月 30 日

²⁰ 鈴木健雄、上田丈晴、佐野智、長阪伸哉、Current Issues in the Japanese LNG Market -Relation with Gas Producers and Consumers-, 22nd World Gas Conference Tokyo 2003、2003 年 6 月、<http://eneken.ieej.or.jp/en/data/pdf/199.pdf>

²¹ 森田浩仁、LNG：下降をはじめた価格と高まる供給の柔軟性 - リスク再配分から生まれつつある契約の多様性、日本エネルギー経済研究所、2003 年 2 月、<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/600.pdf>

に置いておきたい。今後は、従来のわが国の電力、ガス事業者とは異なるタイプの LNG の買主も出現し、既存の市場や取引も機動的に変化してくると思われる。売主と買主の関係も、対峙から協調の面が拡大し、大西洋市場の進展も視野に入れて、アジア太平洋の LNG 市場がより良い状況でさらに発展することを期待したい。

お問い合わせ：ieej.info@tky.ieej.or.jp