

アジア・太平洋及び大西洋市場の天然ガス事情とLNG需給動向*(2004年度)

産業研究ユニット 石油・ガスグループ 研究主幹 鈴木 健雄

”

研究員 森川 哲男

世界のLNG市場は、1964年にイギリスがアルジェリアよりLNGを輸入して誕生した。この時以来、地域や国によって差が大きいものの、輸入国の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、世界のLNG市場は、量的および地理的にも大幅に拡大してきた。特に近年においては、発電用途における天然ガス利用の拡大、LNGコストの低下、石油や石炭に対して天然ガスが持つ相対的な環境メリット等を背景にして、LNG需要が急増している。1970年時点において、LNG取引量は2.69Bcm、輸出国は3カ国、輸入国は5カ国に過ぎなかったが、2003年時点では、取引量が168.84Bcm、輸出および輸入国はそれぞれ12カ国および13カ国に達している。その中で、日本は世界最大のLNG輸入国として取引の牽引役を果たしてきた。後述する通り、日本のLNG需要の伸びは比較的低めと想定されているが、現時点のLNG輸入量は依然として世界最大であり、LNG取引におけるメインプレーヤーであり続けるだろう。LNG市場の拡大は、今後さらに加速することが見込まれている。今後5年以内に、ロシア、ノルウェー、赤道ギニアなどといった国々がLNG輸出を、また中国、メキシコ、イギリスといった国々が新たにもしくは再び輸入を開始する予定である。

LNG市場の量的および地理的な拡大は、市場の流動性を高めることに寄与している。LNG市場は、スエズ運河を境界線に、日本が属するアジア・太平洋市場と大西洋市場に大別出来るが、両市場間をまたぐ取引量が大幅に拡大することが見込まれている。これに伴って、LNG市場にさらなる変化をもたらす可能性がある。

このような認識の下、本レポートでは昨年度版¹のアジア・太平洋市場に加えて大西洋市場も調査対象に含めている。以下、天然ガスやLNGの需給および近年のLNG市場における注目すべき事象を概観する。

* 本報告は、平成16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。

¹ 鈴木健雄、森川哲男、アジア・太平洋地域の天然ガス事情とLNG需給動向(2003年度)、2004年7月、<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/909.pdf>

1. 天然ガス需給

2004年初における世界の天然ガス埋蔵量は179.6Tcm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16.3Tcmと、世界全体の1割弱に過ぎない。2003年における世界の天然ガス生産量は2.69Tcmで北米、旧ソ連がそれぞれ3割弱を占め、アジア・オセアニアは11.8%である。需要量を見ると、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・オセアニアの需要量は351.1Bcmで世界の需要量の13.1%を占めている。(表1、図1)

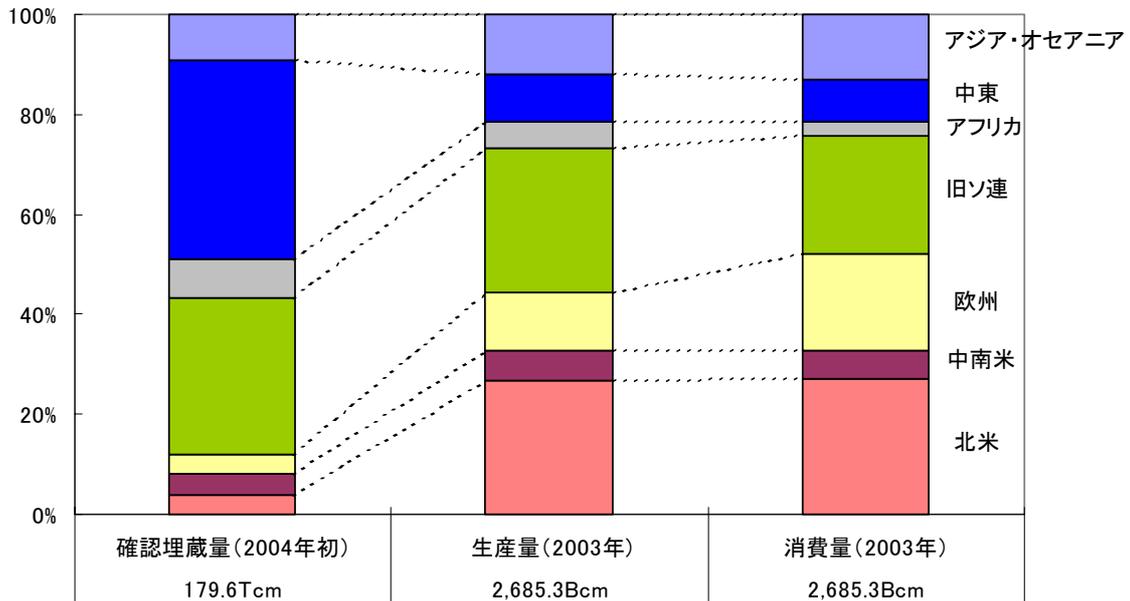
表1 世界の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量

	確認埋蔵量 (2004年初)		生産量 (2003年)		消費量 (2003年)	
	(Tcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)
北米	7.0	3.9	721.5	26.9	726.2	27.0
中南米	7.8	4.3	155.4	5.8	152.5	5.7
欧州	6.7	3.7	314.8	11.7	521.2	19.4
旧ソ連	56.3	31.4	772.6	28.8	635.5	23.7
アフリカ	13.8	7.7	143.6	5.3	72.3	2.7
中東	71.6	39.9	260.6	9.7	226.5	8.4
アジア・オセアニア	16.3	9.1	316.8	11.8	351.1	13.1
合計	179.6	100.0	2,685.3	100.0	2,685.3	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) Natural Gas in the World 2004、Cedigaz

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) Natural Gas in the World 2004、Cedigaz

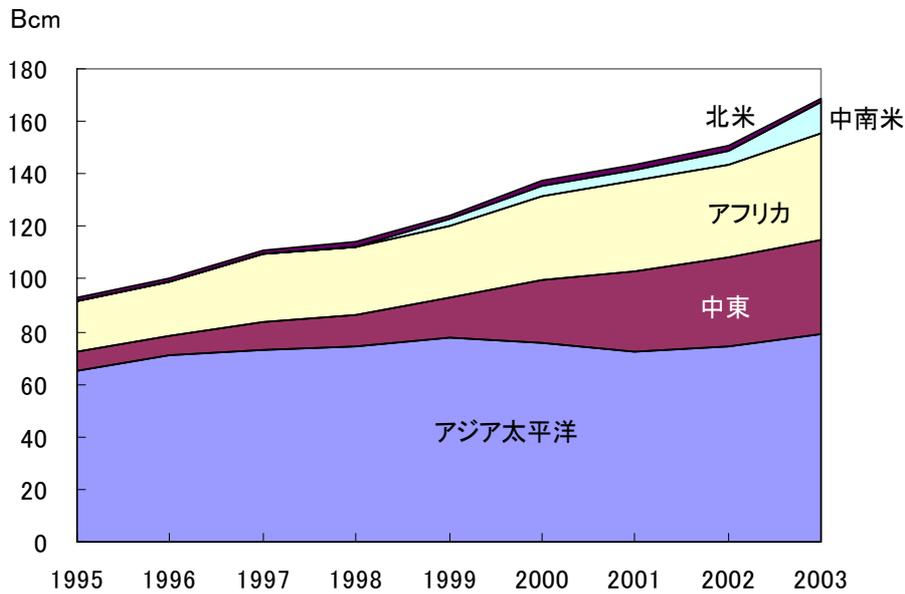
2. LNG 貿易

(1) LNG 輸出入

2003年における世界の天然ガス貿易量は634.516Bcmであったが、うち26.6%に相当する168.84Bcm(約1億2,300万トン)がLNGによる取引である。世界のLNG取引量は1995~2003年の間、年率7.7%で成長している。

輸出地域を見ると、2003年ではアジア・太平洋が47%、中東が21%、アフリカが24%、中南米が7%、北米が1%となっている。カタール、オマーンの参入によって中東のシェアは大幅に伸びている。(図2)

図2 地域別 LNG 輸出



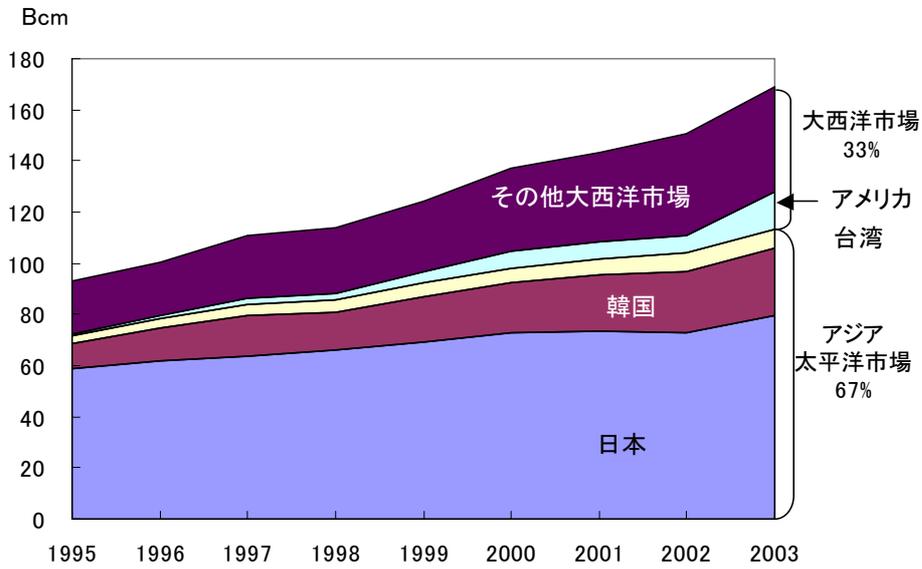
(出所) Natural Gas in the World 1996-2004、Cedigaz

なお、輸入地域を見ると、2003年のアジア・太平洋市場²の需要は113Bcm、大西洋市場³は55Bcmであった。1995～2003年にかけて、アジア・太平洋市場の需要の伸び率が4.9%/年であるのに対して、大西洋市場の伸び率は12.5%/年に達する。(図3)これは、アメリカの輸入量急増が寄与する部分大きい。

² スエズ運河以東のLNG輸出国および輸入国からなる。2004年現在で、輸出国は8カ国(アブダビ、オマーン、カタール、オーストラリア、ブルネイ、インドネシア、マレーシア、アメリカ)、輸入国は4カ国(日本、韓国、台湾、インド)である。アメリカはアラスカ州太平洋岸からLNGを輸出しているため、ここではアジア太平洋市場に分類する。

³ スエズ運河以西のLNG輸出国および輸入国からなる。2004年現在で、輸出国は4カ国(アルジェリア、リビア、ナイジェリア、トリニダード・トバゴ)、輸入国は9カ国(アメリカ、ドミニカ、ベルギー、フランス、スペイン、ポルトガル、イタリア、ギリシャ、トルコ)およびアメリカの自治領であるプエルトリコである。現在、アメリカは東海岸およびメキシコ湾岸でLNGを受け入れているため、ここでは大西洋市場に分類する。なお、2005年になってから、1月にエジプトが輸出を開始し、7月にイギリスが輸入を再開した。

図3 LNG 輸入量の推移

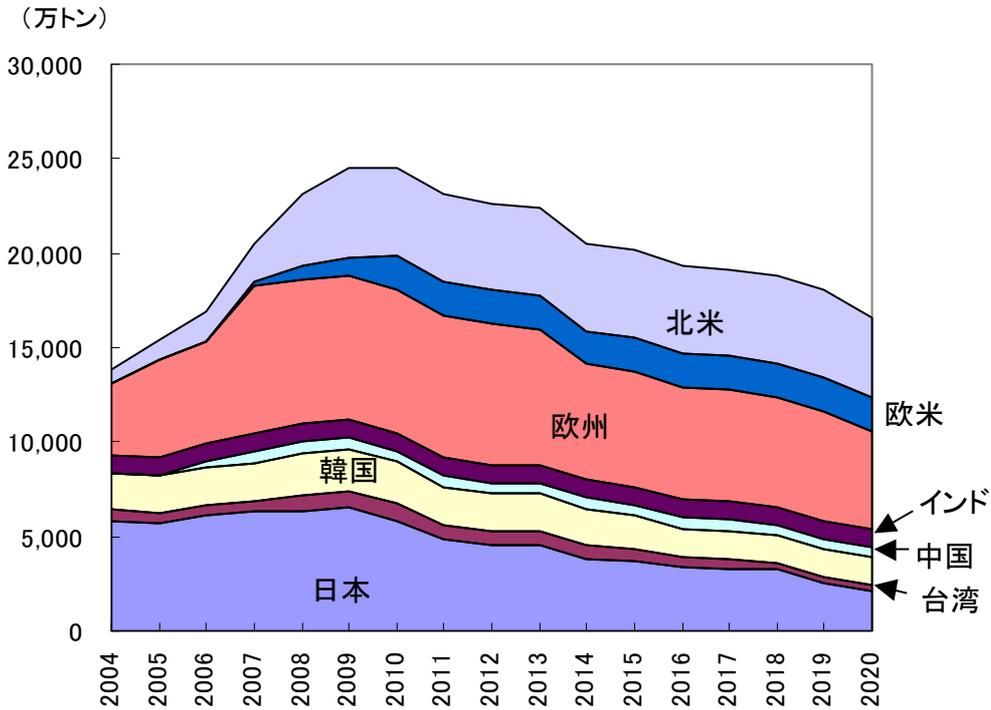


(出所) Natural Gas in the World 1996-2004、Cedigaz

(2) 中長期契約

LNG取引は大部分が20年以上の長期契約に基づく取引であるが、近年では3~10年程度の中期契約も存在している。2004年時点で、これらのLNG中長期契約量は1億3,879万トンであった。後述する通り、欧米での大幅な需要増加が見込まれており、2020年までの契約量にもそれが反映されている。(図4)日本向けの契約量は、インドネシアやオーストラリア等との既存契約が2010年以降に相次いで満了する。現在、これらの契約の延長交渉や、新規プロジェクトの契約交渉が行なわれている。

図4 世界の中長期 LNG 契約



- (注)
1. 本表の数値は、SPA および HOA の合計値であり、MOU や LOI の数値は含まれない。
 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。
 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。

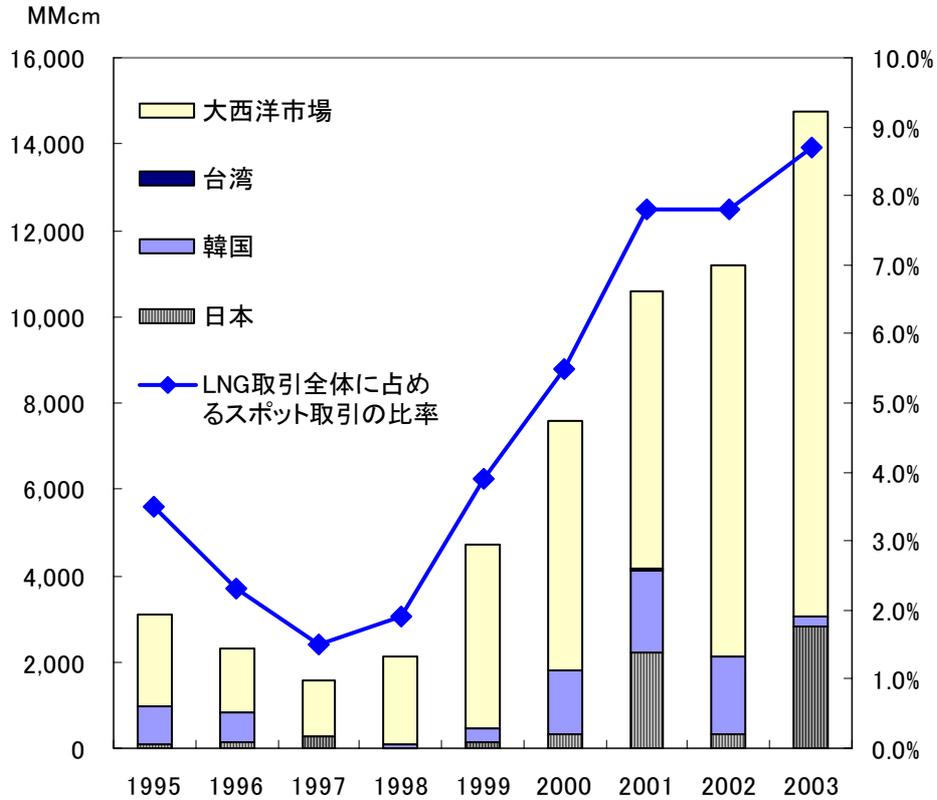
(出所) LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz および各事業者プレスリリース等

(3) スポット取引⁴

2003年における世界のスポット取引の割合は14.8Bcm(1,080万トン)であった。そのうち11.7Bcm(854万トン)が大西洋市場、3.1Bcm(226万トン)がアジア市場向けである。これはLNG取引量全体の8.7%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。

⁴ ここでは、期間が1年以下のものを指す。

図5 世界のLNG取引に占めるスポット取引の割合



(注)上図でスワップ等の事業者間取引が含まれるかは不明である。

(出所)Petrostrategies、2004年7月26日号、BP Statistical Review of World Energy 2004

2003年のアジア市場では、わが国が2.8Bcm(204万トン)、韓国0.23Bcm(17万トン)のスポットLNG輸入を行なった。(表2)わが国のスポットLNG輸入は、2001年のインドネシア・Arun液化プラント停止や2002~2003年における東京電力の原子力発電所停止への対応等、緊急調達の性格が強い。一方、韓国のスポットLNG輸入は、冬期の高需要をカバーすることが主目的である。

表2 スポット取引によるLNG輸入量

	(MMcm)								
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
日本	75	150	280		150	320	2,230	315	2,835
韓国	900	675		75	305	1,470	1,870	1,790	225
台湾							75		
アジア・太平洋市場	975	825	280	75	455	1,790	4,175	2,105	3,060
スペイン	1,050	980	985	825	1,685	1,430	2,290	4,155	2,755
フランス	865	225			75	75	525	1,170	75
イタリア				115	540	480	375	275	450
ペルトリコ								50	
ポルトガル						75			
トルコ	225	75		575	300				75
米国		225	300	525	1,660	3,725	3,235	3,420	8,340
大西洋市場	2,140	1,505	1,285	2,040	4,260	5,785	6,425	9,070	11,695
合計	3,115	2,330	1,565	2,115	4,715	7,575	10,600	11,175	14,755
LNG取引全体に占めるスポット取引の比率	3.5%	2.3%	1.5%	1.9%	3.9%	5.5%	7.8%	7.8%	8.7%

(注) 上表で融通・スワップ等が含まれるかは不明である。

(出所) Petrostrategies、2004年7月26日号、BP Statistical Review of World Energy 2004

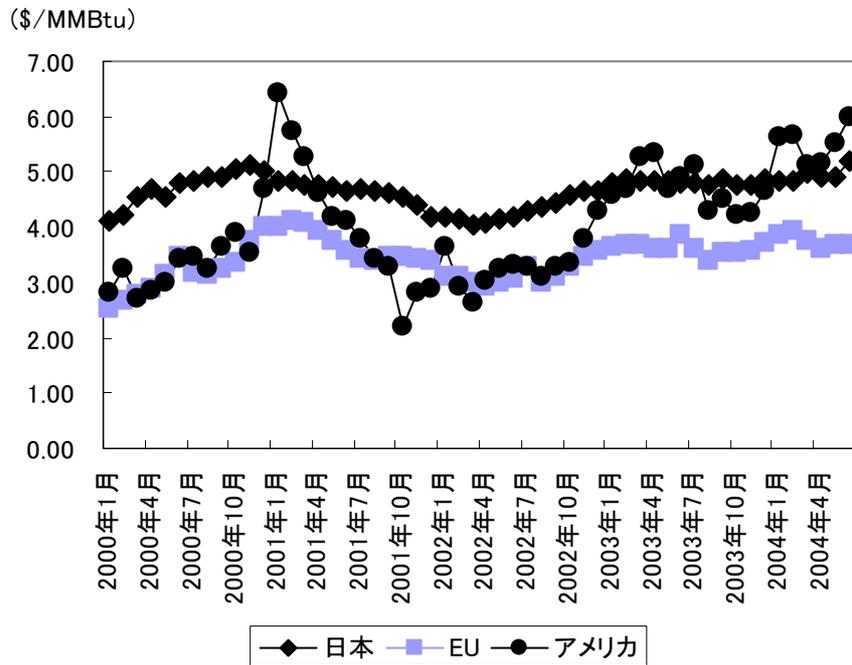
数年前までは、LNG船の余剰輸送容量が少ないことがスポットLNG調達に際して障害となってきた。しかし、昨今では、スポットLNGに対する需要が高まり、それが生産能力を超えたために需給バランスが一時的にタイトな状況が出現している。

(4) LNG輸入価格

LNG価格決定方式は地域ごとに異なっており、アジアでは一般的にJCC(Japan Crude Cocktail)と呼称される日本向け原油の平均CIF価格に、EU向けは石油製品やブレント原油価格にリンクしている。アメリカでは、Henry Hub等国内の天然ガス取引地点での需給によって価格が決定されている。

図6に日本、アメリカ、EU向けのLNG価格の推移を示す。2000～2003年にかけて、日本向けLNG価格は概ね4～5ドル台で推移した。EU向けの価格は日本向けを1ドル程度下回っている。両価格はどちらも原油や石油製品価格にリンクしていることから、値動きは類似している。一方、同時期のアメリカ向けの価格はボラティリティが高い。アメリカ国内の天然ガス価格高騰を反映し、LNG輸入価格は2001年1月には6.41ドルに達した。その後価格は急落したものの、2002年後半から上昇し、2004年前半は日本向け価格を上回っている。

図6 LNG 価格の推移



(出所) Energy Prices & Taxes 2004 Fourth Quarter, IEA

3. LNG チェーン

(1) 液化プラント

世界で稼働中の年間 LNG 生産能力は、2004 年現在で 1 億 4,720 万トンに達している。地域別に見ると、アジア・太平洋地域が 7,040 万トンで最も多く、アフリカと中東が 3,360 万トンと 3,250 万トン、北中米が 1,070 万トンで続いている。(表 3) アジア向けには、主としてアジア・太平洋、北米、中東地域から供給されており、欧米向けには主としてアフリカ、中米地域から供給されている。主としてアジア市場向けとされる LNG 生産能力は、2004 年現在で年間 1 億 400 万トンである。

表3 既存 LNG 生産プラント

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 フ リ カ	アルジェリア	Arzew GL4Z (Train 1-3)	110	1964	Sonatrach	欧州、アメリカ
		Arzew GL1Z (Train 1-6)	780	1978		
		Arzew GL2Z (Train 1-6)	800	1980		
		Skikda GL1K (Train 1-3)	280	1972		
		Skikda GL2K (Train 4-6)	300	1980		
	リビア	Marsa el Brega (Train 1-2)	130	1970	Sirte Oil	スペイン
	ナイジェリア	Nigeria LNG (Train 1, 2)	640	1999	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	スペイン、イタリア、 フランス、トルコ、 ポルトガル
Nigeria LNG (Train 3)		320	2002			
小 計			3,360			
中 東	アブダビ	ADGAS (Train 1, 2)	310	1977	ADGAS (ADNOC, 三井物産, BP, Total)	日本、スペイン
		ADGAS (Train 3)	230	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)	920	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
		RasGas (Train 3)	470	2004	Ras Laffan LNG Company Limited II (QP, ExxonMobil)	インド
	小 計			3,250		
北 中 米	アラスカ	Kenai (Train 1, 2)	110	1969	ConocoPhillips, Marathon	日本
	トリニダード・ トバゴ	Atlantic LNG (Train 1)	300	1999	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol, NGC, Tractebel)	アメリカ、スペイン、 プエルトリコ
		Atlantic LNG (Train 2)	330	2002	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol)	アメリカ、スペイン
		Atlantic LNG (Train 3)	330	2003	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol)	アメリカ、スペイン
小 計			1,070			

次項に続く

表3 既存 LNG 生産プラント(続き)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万吨/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)	280	1990		台湾
		Bontang IV (Train F)	280	1994		日本
		Bontang V (Train G)	310	1997		韓国
		Bontang VI (Train H)	320	1999		台湾
		Arun I (Train 1)	150	1978	PT Arun NGL	日本
		Arun II (Train 4, 5)	300	1984		日本
	Arun III (Train 6)	200	1987	韓国		
	マレーシア	Malaysia LNG I (Satu) (Train 1-3)	810	1983	Malaysia LNG (Petronas, サラワク州政府, 三菱商事)	日本
		Malaysia LNG II (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
		Malaysia LNG III (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, Shell, ChevronTexaco, BHP Billiton, BP, MIMI	日本
		NWS拡張 (Train 4)	420	2004	Woodside, BHP Billiton, BP, ChevronTexaco, Shell, MIMI	日本
小 計			7,040			
合 計			14,720			

(出所) LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz および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。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 1 億 1,960 万トンあり、これらは概ね 2010 年前後に実現する可能性が高い。(表 4)

表4 SPA・HOA 締結済のLNG生産プラント

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 フ リ カ	ナイジェリア	NLNG (Train 4, 5)	820	2005	NLNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	スペイン, ポルトガル アメリカ, イタリア
		NLNG (Train 6)	410	2007	NLNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	アメリカ, 欧州, メキシコ
	エジプト	Damietta LNG	550	2005	SEGAS (Union Fenosa Gas, EGAS, EGPC)	スペイン
		Egyptian LNG (Train 1)	360	2005	BG, Petronas, EGAS, EGPC, Gaz de France	フランス, 欧州
		Egyptian LNG (Train 2)	360	2006	BG, Petronas, EGAS, EGPC	アメリカ, イタリア
	赤道ギニア	Bioko LNG	340	2007	Marathon, GEPetrol	アメリカ
	小 計			2,840		
中 東	オマーン	Qalhat LNG (Train 3)	370	2006	オマーン政府、 オマーンLNG、 Union Fenosa	欧米、アジア
	カタール	RasGas (Train 4)	470	2005	Ras Laffan LNG Company Limited II (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	欧州
		RasGas (Train 5)	470	2007	Ras Laffan LNG Company Limited II (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	欧州
		RasGas (Train 6, 7)	1,560	2008	Ras Laffan LNG Company Limited II (Qatar Petroleum, ExxonMobil)	アメリカ
		Qatargas II (Train 1, 2)	1,560	2007	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Total	イギリス, フランス, アメリカ
		Qatargas 3	750	2008-2009	Qatar Petroleum, ConocoPhillips	アメリカ
		Qatargas 4	780	2010-2012	Qatar Petroleum, Shell	欧米
	イエメン	Yemen LNG (Train 1, 2)	670	2008	Total, Yemen Gas Corp, Hunt, SK	アジア, 欧州
	小 計			6,630		

次項に続く

表4 SPA・HOA 締結済の LNG 生産プラント(続き)

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	Darwin LNG	350	2006	ConocoPhillips, Eni, Santos, Inpex, 東京電力, 東京ガス	アジア
	インドネシア	Tangguh (Train 1, 2)	760	2008	BP, MI Berau, CNOOC, 日石Berau, KG Berau Wiriagar, LNG JAPAN	アジア・太平洋
	ロシア	Sakhalin II (Train 1, 2)	960	2007	Shell, 三井物産, 三菱商事	アジア・太平洋
	小計		2,070			
欧州	ノルウェー	Snohvit LNG	420	2007	Petro, Statoil, Total, Gaz de France, Amerada Hess, RWE	アメリカ、欧州
	小計		420			
合計			11,960			

(出所) LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz および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

地域別に見ると、中東が6,630万トン、アフリカが2,840万トン、アジア・太平洋が2,070万トン、欧州が420万トンである。欧米市場を主要仕向地とした中東やアフリカでの増産計画が鮮明になっている。

これらのプロジェクトで注目すべきは、後述する通りコスト削減を目的として液化能力が大型化される傾向があるということである。また、下流プレーヤーである LNG 輸入国の電力・ガス事業者が液化プロジェクトに参加する例が見られる。エジプトの Damietta プロジェクトに出資している Union Fenosa、同じくエジプトの Egyptian LNG プロジェクトやノルウェーの Snohvit プロジェクトに出資している Gaz de France がその例である。わが国では、東京電力と東京ガスがオーストラリアの Darwin プロジェクトに出資する。これらは、下流プレーヤーによる進展するエネルギー市場自由化への対応策の一つとして注目できる。

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5に示す通り、公称値が判明している事業化検討中の LNG 生産能力合計は1億7,960万トンある。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を実現するとは、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5 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)	液化能力 (万トン/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地
アフリカ	アルジェリア	Skikda	400	N.A.	Sonatrach	アメリカ、欧州
		Gassi Touil (Arzew)	400	2010	Sonatrach	アメリカ、欧州
	ナイジェリア	West Niger Delta LNG	900	N.A.	ChevronTexaco, ConocoPhillips, ExxonMobil	N.A.
		Brass River LNG (Train 1, 2)	1,000	2008-2009	NNPC, ConocoPhillips, ChevronTexaco, ENI	アメリカ、メキシコ
	アンゴラ	Angola LNG (Train 1)	400	2007	ChevronTexaco, Sonangol, BP, Total, ExxonMobil, Norsk Hydro	アメリカ、欧州
		Angola LNG (Train 2)	600	N.A.	ChevronTexaco, Sonangol	アメリカ、欧州
	エジプト	West Damietta	400	N.A.	Shell, EGPC	N.A.
		Port of Damietta (Train 1, 2)	600	N.A.	BP, ENI	アメリカ、欧州
	小 計			4,700		
欧州	ロシア	Shtokman LNG	1,400	2013	Gazprom	アメリカ
	小 計			1,400		
中東	イラン	LNG 1: Iran LNG (Train 1, 2)	800	N.A.	NIOC, Reliance	インド、欧州
		LNG 2: Pars LNG (Train 1, 2)	1,000	N.A.	NIOC, Total, Petronas	インド、欧州
		LNG 3: Persian LNG (Train 1, 2)	1,400	2010	NIOC, Shell, Repsol	アジア、欧州
		LNG 4: NIOC LNG	1,000	N.A.	NIOC	アジア、欧州
	小 計			4,200		
北中南米	アメリカ	North Slope (Train 1-4)	900	N.A.	Yukon Pacific	アメリカ
	ベネズエラ	Mariscal Sucre (Train 1)	470	N.A.	PDVSA, Shell, 三菱商事	アメリカ
	ペルー	Peru LNG	440	2008	Hunt Oil, SK	アメリカ
	ボリビア	Pacific LNG	660	N.A.	Repsol-YPF, BG, BP	アメリカ
	トリニダード・ トバゴ	Atlantic LNG (Train 4)	520	2006	Atlantic LNG (BP, BG, Repsol, NGC, Tractebel)	アメリカ、欧州
	小 計			2,990		

次項へ続く

表5 事業化検討中のLNG生産プラント(続き)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (万トン/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地	
アジア・オセアニア	オーストラリア	Greater Sunrise	400	N.A.	Shell, ConocoPhillips, 大阪ガス, Woodside	アジア・太平洋	
		NWS (Train 5)	420	2008	Woodside, BHP Billiton, BP, ChevronTexaco, Shell, MIMI	中国、アジア・太平洋	
		Gorgon (Train 1, 2)	1,000	2008	ChevronTexaco, Shell, ExxonMobil	アメリカ, 中国	
		Tassie Shoal	250	2010	Methanol Australia	アジア	
		Browse	1,000	2011	Woodside, ChevronTexaco, BP, BHP Billiton, Shell	アジア・太平洋	
		Scarborough	600	2008	BHP Billiton, ExxonMobil	アメリカ	
	インドネシア	Bongtang (Train I)	300	N.A.	Pertamina	アジア・太平洋	
		Bongtang (Train J)	300	N.A.	Pertamina	アジア・太平洋	
		Sulawesi	N.A.	N.A.	Pertamina, Medco	アジア・太平洋	
		Natuna	N.A.	N.A.	ExxonMobil, Pertamina	アジア・太平洋	
	ブルネイ	Brunei LNG拡張	400	N.A.	Brunei LNG (ブルネイ政府, Shell, 三菱商事)	アジア・太平洋	
	小計			4,670			
	合計			17,960			

(出所)LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz および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

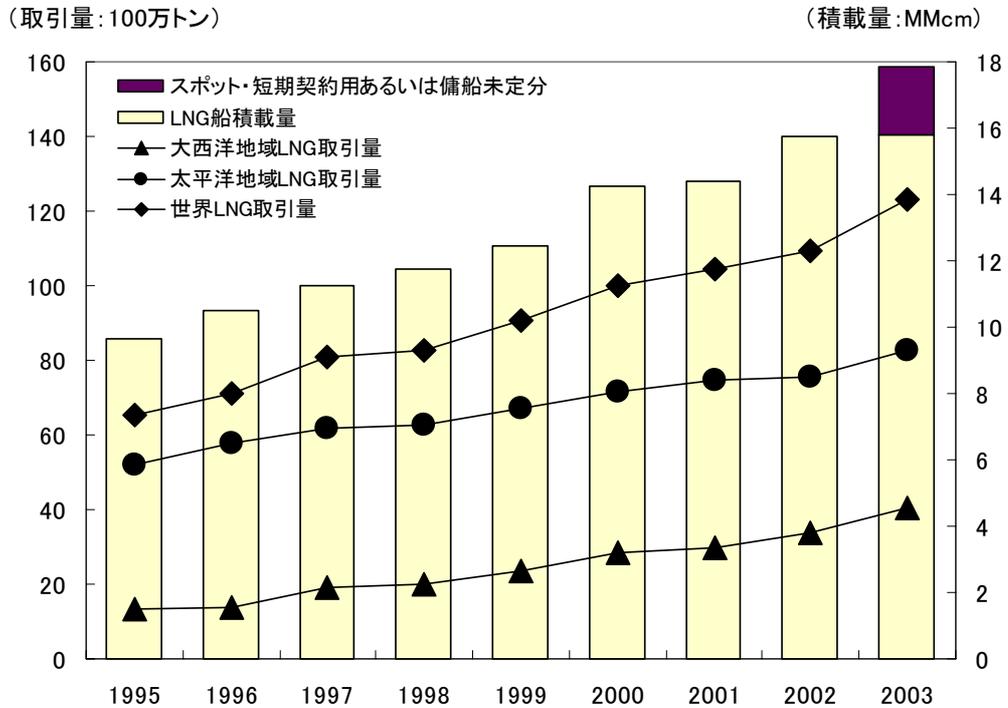
(2) LNG 船

2003年のLNG船数は153隻で、積載量合計は15.8Bcmであった。増加するLNG需要を背景として、近年LNG建造数が急増しており、2003年だけで15隻が就航した。2015年時点ではLNG船数は300隻に達する可能性もある。

従来、LNG船は、特定の長期契約用に建造されることが一般的であったが、近年ではスポットや短期契約用もしくは傭船契約を締結していないLNG船も出現している。Cedigazによると、2003年のLNG船キャパシティのうち、11%がスポット・短期契約用が傭船未定分となっている。(図7)また、メジャーズや商社といった上流プレーヤーや電力・ガス事業者といった下流プレーヤーがLNG船を所有し、LNG輸送という中流事業に進出するケースが増えている。わが国の電力・ガス事業者では東京電力、東京ガス、大阪ガスが自社船を

保有している。

図7 LNG 船キャパシティの推移



(出所) LNG Trade and Infrastructures, Cedigaz

(3) 受入設備

2004年現在で世界では46ヶ所にLNG受入基地が存在し、年間受入能力合計は1億5,755万トンである。地域別に見ると、日本が25ヶ所で圧倒的に多く、アメリカとスペインが4ヶ所で続いている。(表6)

表6 既存 LNG 受入基地

地域	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)
北 中 南 米	アメリカ	Everett	Tractebel LNG	540	15.5	1971
		Lake Charles	Trunkline LNG (Southern Union Panhandle)	767	28.5	1982
		Cove Point	Dominion	770	37.3	1978
		Elba Island	Southern LNG (El Paso)	340	18.9	1978
	プエルトリコ	Penuelas	EcoElectrica	130	16.0	2000
	ドミニカ	Andres	AES	60	16.0	2003
小 計				2,547	132.2	

次項に続く

表6 既存 LNG 受入基地(続き)

地域	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)	
アジア	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	74.0	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		
	日本 計				6,414	1,358.8	
	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	
		韓国 計				1,740	310.0
	台湾	永安 (Yung An)	中国石油有限公司 (CPC)	744	69.0	1990	
	インド	Dahej	Petronet	500	32.0	2004	
	小 計				8,898	1,737.8	
欧州	ベルギー	Zeebrugge	Fluxys	480	26.1	1987	
	フランス	Fos-sur-Mer	Gaz de France	580	15.0	1972	
		Montoir-de-Bretagne	Gaz de France	820	36.0	1980	
	イタリア	Panigaglia	Snam	260	10.0	1971	
	スペイン	Barcelona	Enagas	620	24.0	1969	
		Cartagena	Enagas	90	5.5	1989	
		Huelva	Enagas	270	16.5	1988	
		Bilbao	BP, Respol, Iberdola, EVE	200	16.0	2003	
	ポルトガル	Sines	Transgas	380	12.0	2003	
	ギリシア	Revythoussa	DEPA	150	13.0	2000	
トルコ	Marmara Ereglisi	Botas	460	25.5	1994		
小 計				4,310	199.6		
合 計				15,755	2,069.6		

(出所) LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz 等より日本エネルギー経済研究所作成

既存基地に加えて、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7)特に、今後 LNG 需要が急速に伸びることが見込まれる北米や中国で多くの基地建設が計画されている。但し、これらに関しては、プロジェクトの経済性、環境的および社会的制約、国家のインフラ整備計画等の要因で実現可能性が各プロジェクト間で大きく異なる。

液化プラントでは、下流のプレーヤーが投資者となるケースにふれたが、受入基地では、上流のプレーヤー(LNGの売主など)が投資者になるケースが増えている。これは従来 LNG の売主であったこれらの企業が自ら LNG をマーケティングするために受入基地への投資を加速させているためである。このように、LNG チェーンにおいて、プレーヤーの相互参入が加速化していることが分かる。

表7 新規 LNG 受入基地計画

地域	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)
北米	アメリカ	Cameron, LA	Sempra Energy	1,150	2008
		Port Pelican (Off-shore), LA	ChevronTexaco	1,226	2007
		Freeport, TX	Cheniere Energy, ConocoPhillips	1,150	2007
		West Cameron, (Off-shore), メキシコ湾	El Paso Excelerate	383	2005
		Sabine, LA	Cheniere Energy	N.A.	N.A.
		Fall River, MA	Hess LNG	613	2007
		Logan Township, NJ	Crown Landing LNG	920	2009
		Providence, RI	BG, KeySpan	383	N.A.
		LI Sound, NY	TransCanada, Shell	767	2006
		Corpus Christi, TX	Cheniere Energy	1,993	2007
		Corpus Christi, TX	ExxonMobil	767	2008-2009
		Corpus Christi, TX	Ingleside Energy	767	N.A.
		Sabine, LA	ExxonMobil	767	N.A.
		Port Arthur, TX	Sempra Energy	1,150	N.A.
		Pascagoula, MS	Gulf LNG	767	2009
		(Off-shore) LA	Shell	767	N.A.
		(Off-shore), LA	McMoran	767	N.A.
		(Off-shore), Gulf of Mexico	Compass Port-ConocoPhillips	767	N.A.
		(Off-shore), Gulf of Mexico	Beacon Port-ConocoPhillips	1,150	N.A.
		(Off-shore), Gulf of Mexico	Pearl Crossing-ExxonMobil	2,146	N.A.
		Long Beach, CA	三菱商事, ConocoPhillips	537	2007-2008
		Cabrillo Port (Off-shore), CA	BHP Billiton	1,150	2008
		(Off-shore), CA	Crystal Energy	383	N.A.
		Somerset, MA	Somerset LNG	498	N.A.
		Pleasant, ME	Quoddy Bay	383	N.A.
		(Off-shore) Boston, MA	Excelerate Energy	613	N.A.
		Philadelphia, PA	Freedom Energy Center-PGW	460	N.A.
		Cameron, LA	Creole Trail LNG-Cheniere Energy	2,529	N.A.
		Galveston, TX	BP	920	2009
		Port Lavaca, TX	Calhoun LNG-Gulf Coast LNG Partners	767	N.A.
Coos Bay, OR	Energy Projects Development	100	N.A.		
St. Helens, OR	Port Westward LNG	537	N.A.		
Astoria, OR	Skipanon LNG - Calpine	767	N.A.		
(Off-shore), CA	ChevronTexaco	575	N.A.		

次項に続く

表7 新規 LNG 受入基地計画(続き)

地域	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)
北米	カナダ	St. John, NB	Irving Oil	767	N.A.
		Point Tupper, NS	Bear Head LNG - Anadarko	767	2007
		Quebec City, QC	Project Rabaska- Enbridge, Gaz Met, Gaz de France	383	N.A.
		Riviere-du-Loup, QC	Cacouna Energy- TransCanada, PetroCanada	383	N.A.
		Goldboro, NS	Keltic Petrochemicals	767	N.A.
		Kitimat, BC	Galveston LNG	261	N.A.
		Price Rupert, BC	WestPac Terminals	230	N.A.
	メキシコ	Altamira, Tamulipas	Shell, Total, 三井物産	858	N.A.
		Costa Azul, Baja California	Shell, Sempra	767	2007
		Coronado Island (Off-shore), Baja California	ChevronTexaco	1,073	2007
		Puerto Libertad, Sonora	DKRW Energy	996	2008
Lazaro Cardenas		Tractebel	383	2007-2008	
中南米	ホンジュラス	Puerto Cortes	AES	190	2005
	バハマ	Bahama	FPL Resources, Tractebel, El Paso	644	N.A.
		Bahama	AES Ocean Express	644	2006-2007
	ブラジル	Suape	Shell	160	N.A.
	チリ	Quintero Bay	ENAP	40	2009
欧州	フランス	Fos-sur-Mer 2	Gaz de France, Total	600	2007
	イタリア	Rovigo	ExxonMobil, Edison	370	2008
		Brindisi	BG, Enel	600	2008
		Taranto	Enel	350	N.A.
		Vado Ligure	Enel	350	N.A.
		Muggia	Enel	350	N.A.
		Livorno	OLT, Falck	220	N.A.
		Rosignano	Edison, Solvay, BP	220	N.A.
		Trieste	Gas Natural	584	N.A.
		Taranto	Gas Natural	584	N.A.
	Syracuse	Shell, ERG	584	2010	
	スペイン	Sagunto	Union Fenosa, Iberdrola, Endesa	370	2006
		Reganosa	Endesa, Union Fenosa, Sonatrach	210	2007
		Gran Canaria	Endessa	N.A.	2008
	イギリス	Isle of Grain	National Grid Transco	330	2005
Milford Haven		Petroplus, BG, Petronas	876	2007	
Milford Haven		ExxonMobil, Qatar Petroleum	1,400	2007	

次項に続く

表7 新規 LNG 受入基地計画(続き)

地域	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)
アジア・オセアニア	中国	広東省深圳	CNOOC, BP他	370-670	2006
		福建省莆田	CNOOC, 福建中閩公司	260-500	2007
		山東省青島	SINOPEC	300-500	2008
		上海	CNOOC, Shenergy	300-600	2008
		浙江省寧波	CNOOC, 浙江能源集团公司、寧波電力公司	300-600	2008
		江蘇省如東	PetroChina	300-400	2008
		遼寧省大連	PetroChina	200-400	2008
		天津	CNOOC	300	2010
		広東省珠海	CNOOC	300	2010
		広東省汕頭	CNOOC	250	2010
		広西壮族自治区	PetroChina	300	2010
		香港	CLP(中華電力有限公司)	300	2011
		遼寧省營口	CNOOC	300	N.A.
		江蘇省濱海	CNOOC	300	N.A.
	インド	Kochi	Petronet	250	2007
		Hazira	Shell, Total	250	2005
		Dabhol	Petronet, NTPC, Gail	500	N.A.
		Ennore	IOC, Petronas	250-300	2007-2008
		Mangalore	HPCL, Petronet, MRPL	250	N.A.
	日本	堺	堺エルエヌジー	270	2005
		水島	中国電力, 新日本石油	300	2006
		和歌山	関西電力	N.A.	N.A.
		上越	中部電力, 東北電力	N.A.	N.A.
		坂出	四国電力	N.A.	2010
		沖縄	沖縄電力	N.A.	2010
	韓国	光陽	POSCO	170	2005
		群山	LG-Caltex Oil	150	2008
	台湾	台中	CPC	450	2008
	フィリピン	Bataan	GN Power	N.A.	N.A.
	インドネシア	Cilegon	PLN	300	2007
シンガポール	シンガポール	Gas Supply Pte, PowerGas	N.A.	N.A.	
タイ	N.A.	PTT	300-500	2010	
ニュージーランド	N.A.	Contact Energy, Genesis Energy	90-108	2011	

(出所)LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz 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

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、研究機関による、世界の LNG 需要見通しを表 8 に示す。2003 年の LNG 需要 1 億 2,504 万トンに対し、2010 年および 2020 年時点での需要見通しはそれぞれ 2 億 120 万～2 億 4,540 万トンおよび 3 億 2,010 万～3 億 9,340 万トンとなっている。地域別に見ると、アジアの需要は 2003 年の 8,405 万トンから、2010 年に 1

億 900～1億 3,200 万トン、2020 年に 1 億 4,700～1 億 8,400 万トンと見込まれている。欧州では 2010 年に 5,600～7,440 万トン、2020 年に 8,650～1 億 1,340 万トンであり、特にイギリスの伸びが高い。北米ではアメリカの急速な LNG 輸入拡大を反映して、2010 年で 3,500～4,600 万トン、2020 年で 8,100～1 億 700 万トンと想定されている。これらの見通しによると、2010 年には欧州、北米、中南米の輸入量がアジアのそれを上回る可能性がある。また、2020 年にはアメリカの輸入量が日本を越えて世界一になっている可能性もある。

表 8 LNG 需要見通し

2010年		(万トン)			
		2003年 輸入量	Cedigaz	Gas Strategies	東京ガス
アジア	日本	5,900	6,300-6,400	6,000	6,400-7,000
	韓国	1,950	2,250-2,350	3,000	2,500-2,800
	台湾	555	850-950	1,100	1,000-1,200
	インド	-	900-1,100	1,200	500-1,000
	中国	-	600-800	1,000	700-1,000
	他	-	0-100	0	0-200
	小計	8,405	10,900-11,700	12,300	11,100-13,200
欧州	ベルギー	230	350-420	600	-
	フランス	730	1,050-1,150	1,600	
	ギリシャ	39	50-60	40	
	イタリア	410	1,100-1,300	1,100	
	ポルトガル	63	300-350	100	
	スペイン	1,120	1,850-2,050	1,900	
	トルコ	370	400-450	400	
	イギリス	-	500-1,000	1,700	
	他	-	-	-	
	小計	2,962	5,600-6,780	7,440	
北米	アメリカ	1,060	3,500-4,000	3,500	-
	カナダ	-	0-300	-	
	メキシコ	-	0-300	400	
	他	-	-	700	
	小計	1,060	3,500-4,600	4,600	
中南米	ブラジル	-	-	-	-
	チリ	-	0-200	-	
	他	77	120-140	200	
	小計	77	120-340	200	
合計		12,504	20,120-23,420	24,540	-

次項に続く

表8 LNG 需要見通し(続き)

2020年		(万トン)		
		Cedigaz	Gas Strategies	東京ガス
アジア	日本	7,300-7,500	6,700	-
	韓国	3,000-3,300	4,600	
	台湾	1,200-1,350	1,900	
	インド	1,500-2,000	1,700	
	中国	1,350-1,550	3,000	
	他	350-700	500	
	小計	14,700-16,400	18,400	
欧州	ベルギー	500-550	700	-
	フランス	1,250-1,450	2,100	
	ギリシャ	50-60	40	
	イタリア	1,600-1,800	1,800	
	ポルトガル	400-450	300	
	スペイン	2,400-2,600	2,400	
	トルコ	450-550	500	
	イギリス	2,000-2,500	3,500	
	他	0-100	-	
小計	8,650-10,060	11,340		
北米	アメリカ	6,600-8,500	6,100	-
	カナダ	750-1,200	-	
	メキシコ	750-1,000	1,000	
	他	-	2,000	
	小計	8,100-10,700	9,100	
中南米	ブラジル	100-200	-	-
	チリ	300-500	-	
	他	160-180	500	
	小計	560-880	500	
合計		32,010-38,040	39,340	-

(出所)2003年輸入量: Cedigaz、需要見通し: Cedigaz(2004年12月)、Gas Strategies(2004年12月)、東京ガス(2005年2月)、Shell(2003年6月)

(2) LNG 供給見通し

LNGの供給見通しを検討するにあたって、表9では、2004年現在のLNG生産能力を示したが、ここでは現在の生産能力として最新需要量データである2003年時点の能力を参照する。2003年末におけるLNG生産能力は1億3,710万トン/年であった。アフリカおよび中南米の生産能力(4,320万トン)は基本的に大西洋市場に向けられている。アジア・太平洋、北米、中東の生産能力(9,390万トン)は基本的にアジア市場に向けられているが、2003年には254万トンが欧米市場へ供給された。従って、2003年時点では9,136万トンがアジア市場向けに存在したことになる。

現在、SPA・HOAが締結されているプロジェクトと2004年に稼働を開始した液化能力の合計は1億2,970万トンである。これらのプロジェクトは実現可能性が高いことから、2010

年頃には既存能力とあわせて2億6,680万トン/年のLNG供給能力に達することが見込まれる。ここで、アフリカ、欧州の液化能力の全量(既存4,320万トン、SPA・HOA締結済3,260万トン)および中東の液化能力から欧米向けの供給(現在の供給量254万トンおよびSPA・HOA締結済7,238万トン)を差し引くと、1億1,608万トンが2010年のアジア向けLNG供給能力として想定出来る。

さらに表8で見た通り、多くのプロジェクトが事業化を検討しており、公称値が判明しているものだけでも1億7,960万トンの供給能力が見込まれている。アフリカ、北中南米、欧州の液化能力の全量(9,090万トン)および中東、アジア・太平洋の液化能力のうち欧米市場向けと想定される予定の1,000万トンを差し引くと、7,870万トンがアジア市場向けに立ち上がる可能性がある。従って、アジア向けの供給力は、既存、SPA・HOA締結済、事業化検討中を合わせると1億9,478万トンに達する可能性がある。

表9 アジア市場向けのLNG供給能力

		液化能力 (万トン/年)
2003年現在	アジア・太平洋	6,620
	北米	110
	中東	2,660
	小計	9,390
	欧米向け	-254
	アジア向け小計	9,136
SPA・HOA締結済	アジア・太平洋	2,490
	中東	7,220
	小計	9,710
	欧米向け	-7,238
	アジア向け小計	2,472
事業化検討中	アジア・太平洋	4,670
	中東	4,200
	小計	8,870
	欧米向け	-1,000
	アジア向け小計	7,870
アジア向け合計		19,478

(出所)LNG Trade and Infrastructures、Cedigaz および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

(3) アジア向けLNG需給バランス

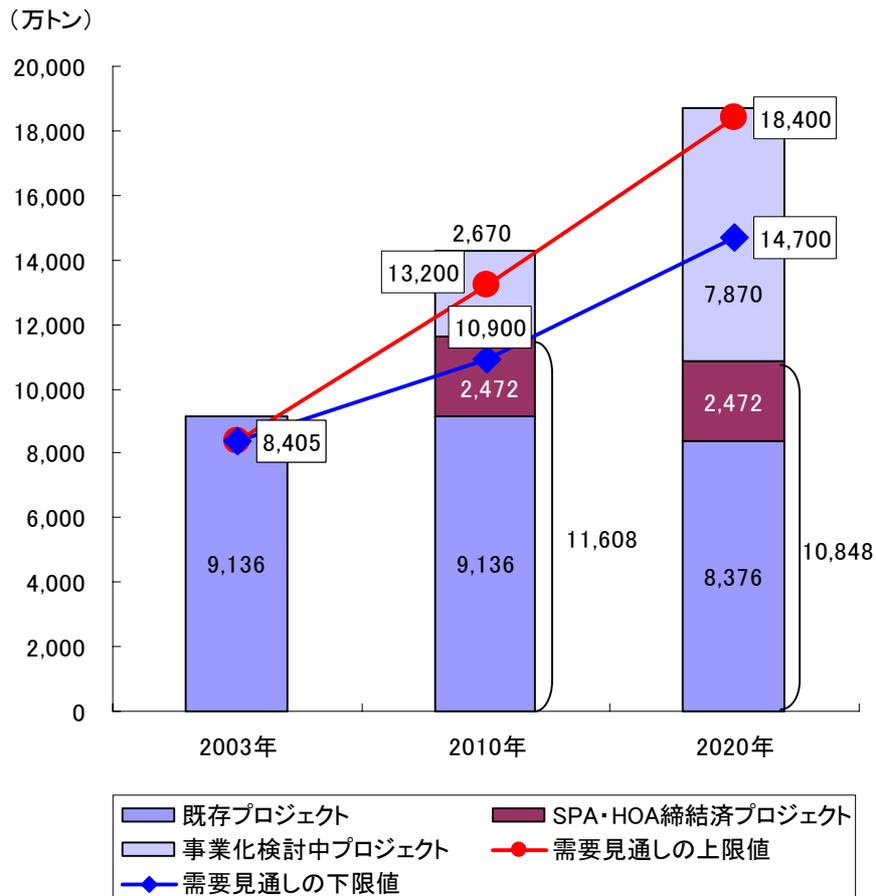
上記のLNG需給見通しを基に、2010年および2020年の需給バランスを概観する。2003年の需要量実績は8,405万トンであったが、需要量見通しは2010年で1億900万~1億3,200トン、2020年で1億4,700万~1億8,400万トンである。

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、既存プロジェクト

で9,136万トン、SPA・HOA 締結済のプロジェクトで2,472万トン、事業化検討中プロジェクトで7,870万トンを想定する。事業化検討中プロジェクトのうち、2010年までに稼働開始予定のプロジェクトの生産能力である2,670万トンを2010年時点での、またそれらに加えて2010年以降の稼働開始予定もしくは稼働開始時期が明らかでないプロジェクトでの生産能力合計値である7,870万トンを2020年時点での供給力として想定した。2020年の生産能力に関しては、現時点で既にガス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760万トンが除かれている。

2010年の需要見通しの下限値にバランスするためには、既存プロジェクトとSPA・HOA締結済プロジェクトだけで賄える。上限値にバランスするためには、事業化検討中プロジェクトのうち1,592万トンの生産設備建設が必要になる。また、2020年の需要見通しにバランスするためには、事業化検討中プロジェクトの3,852~7,552万トンの生産設備建設が必要になる。(図8)

図8 アジア地域のLNG需給バランス見通し



(出所) LNG 輸入量: Cedigaz、需要見通し: Cedigaz(2004年12月)、Gas Strategies(2004年12月)、東京ガス(2005年2月)、Shell(2003年6月)

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、アメリカ西海岸・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。しかしながら、需要規模に応じた供給力が確保されるという状況が、2010 年までは比較的容易に達成出来るだろう。

5. LNG チェーンに係わる大型化と新たな技術の実現

(1) 世界最大の生産能力を持つ液化プラントの実現

現時点では、エジプトの Damietta プロジェクト（2005 年生産開始）の年産 550 万トンが、世界の天然ガス液化設備の 1 系列当たり最大生産能力であったが、Qatargas では、これを一気に上回る年産 780 万トン（40%以上のスケール・アップに相当する）の液化能力を持つプラントが建設される予定である。

LNG チェーンの構成要素に係わるスケールメリットの追求は、次項に挙げる LNG 輸送船と共に、液化設備の大型化に関しても新たなフェーズに入ったと言えよう。これによって、さらなる LNG のコストダウンが期待される。

なお、本 Qatargas プロジェクトには、Air Products の新たな AP-X™法が採用される⁵。今後続くと思われる LNG 生産設備の大型化における採用技術として、競合技術の台頭があるのか、また、年産 780 万トンレベルにおいては、再び同社の技術が当該市場に大幅に採用される方向に動くのか、今後の大型化のプロジェクトにおける動向を見守る必要がある。

(2) 世界最大の輸送能力を持つ LNG 船の実現

現在、就航している LNG 船の輸送容量は最大で 14 万 5,000m³ レベルであり、また、建造中のものでは 15 万 5,000m³ レベルである。上述の Qatargas プロジェクトに係わる LNG 船として、これらの容量を大幅にしのご（40%以上のスケール・アップに相当する）、21 万 6,200m³ の規模の船が発注され、2007～8 年に欧米向として就航予定と発表されている。

なお、こうした大規模 LNG 輸送船の既存の受入基地への就航については、入港、着岸の可能性や荷降ろし設備の適合性などの確認が必要であり、無条件で既存プロジェクトへ適用ができるわけではない。

⁵ Air Products プレスリリース、2005 年 1 月 24 日

(3) 洋上型受入・再気化設備⁶の実現

① 船上再ガス化設備搭載の輸送船(Energy Bridge)

アメリカ Excelerate Energy の West Cameron プロジェクトにおいては、Energy Bridge と呼称されるシステムが採用されている。これは、再ガス化装置を搭載した LNG 船上で再ガス化を行い陸上へガスを払い出すシステムであり、メキシコ湾岸のルイジアナ州沖合い 116 マイル (187km) に設置される。Energy Bridge は受入基地建設に伴う制度面⁷や住民の反対運動⁸といった障害を避けるために El Paso が開発した技術であったが、El Paso の財務状況が悪化した結果、2003 年 12 月に Excelerate Energy が買収した⁹。0.5Bcfd の再ガス化能力を持つ Energy Bridge 船 2 隻は、韓国の大宇 (Daewoo Shipping and Marine Engineering) にて建造され、2005 年 1 月に就航しマレーシアで荷積みの後、3 月に第 1 船が初荷揚げをおこなった。

輸送船の操業効率の観点からは、係留時間が長く必要であるというデメリットも存在するが、沖合いに設置される基地計画は従来の陸上型に比べて住民の抵抗も少なく承認が得易いと思われるので、受入基地の立地にかかわる障壁への対応の見地からは、新たな形態の LNG サプライチェーンの構成要素として注目される。

② 重力構造型(Gravity Based Structure)の洋上型受入設備¹⁰

アメリカのルイジアナ州において、ChevronTexaco が推進する Port Pelican プロジェクトは、オフショア定置式である重力構造型 (Gravity Based Structure) の洋上型受入設備として、2003 年 11 月に運輸省 (Department of Transportation) の下部組織である海事管理局 (Maritime Administration) から建設に係わる認可を得ている¹¹。当プロジェクトにおいては、LNG を受け入れるためのバース、再ガス化装置、貯蔵タンクがルイジアナ州の沖合 40 マイルに建設され、海底に着床する重力構造物が LNG 貯蔵設備として設置される。陸上と受入基地はパイプラインによって連結され、再ガス化能力は 1.6Bcfd (1,226 万トン/年) である。

本プロジェクトは、設備の高コストと、ChevronTexaco が出資する液化基地プロジェクトの進捗の遅れにより、受入基地の操業は延期される見通しであるが¹²、Energy Bridge と同様に、NIMBY、BANANA 等で象徴される受入基地の立地問題の解決手段として、前述と同

⁶ 概説としては、小島正則、洋上 LNG 受入基地の技術とプロジェクトの動向、日本エネルギー学会誌、vol. 84, 1, 2005 年 1 月

⁷ LNG 受入設備所有者が負っていた TPA を免じる決定 (いわゆる Hackberry Decision) が為される以前は、この TPA を逃れる為の設備という位置づけもあった。

⁸ NIMBY (Not-In-My-Backyard) や BANANA (Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything) と呼称される。

⁹ Excelerate Energy プレスリリース、2003 年 12 月 17 日

¹⁰ ExxonMobil / Qatar Petroleum・Edison が事業主体となりイタリアにて計画の Rovigo 基地も同様の方式を採用している。

¹¹ ChevronTexaco プレスリリース、2003 年 11 月 17 日

¹² Natural Gas Week、2004 年 10 月 18 日

様の理由でその行く末が注目される。

6. インドネシアの供給信頼性

インドネシアの Bontang 液化基地では、ガス供給の不足や生産設備の不具合により 2003 年末頃から日本や韓国向けの長期契約数量の出荷が軒並み後倒しとなる等の影響が生じている。2003 年 12 月には生産量の不足を補うため、ナイジェリアから 1 カーゴを調達したほか、2004 年 3 月にもオマーンから 1 カーゴを調達し補填した。また、2004 年 6 月にアブダビとナイジェリアから 1 カーゴずつ調達したとの報道もある¹³。さらに、2004 年 9 月には Bontang にガスを供給しているガス田で生産量が不足し、7 カーゴ分の供給ができなくなったため 6 カーゴを他のソースから調達したと報道されている¹⁴。

これら Bontang 液化基地における問題および Arun ガス田の埋蔵量減退・生産低下により、2004 年 12 月にはインドネシアが長期契約の買主に対して 2005 年分の供給の削減要請を行った¹⁵。これに関し、インドネシア側は、日本の買主との契約は履行し、万一供給を削減する場合も買主の同意の上であると述べているほか、供給は削減されるが日本の買主は代替調達の手配が済んでおり調達に不安はないとの報道もされている¹⁶。

結果的には、買主は不足分を他のプロジェクトの余剰分から調達することができたので、重大な問題となることは避けられたが、代替供給源を手配できたのはあくまで結果であり、短期的な供給力回復の見通しも立っていない状況では、売主の供給信頼性に対する買主の信頼が若干揺らいだことは否めないと思われる。また、本件が現在の LNG 需給バランスのタイト化を生み出す原因となっており、売主・買主双方のためにも早急な供給力の回復が望まれている。

7. LNG 市場を取り巻く注目すべき動向

(1) LNG 価格とその指標

わが国等、東アジアの LNG 需要国は天然ガス資源に乏しく、天然ガス供給源を LNG 輸入に依存し、供給安定性に重点が置かれる市場である。巨額な初期投資を伴う LNG プロジェクトは、長期契約をベースに実現化してきた。この状況では余剰の供給は限定的であり、流動性の低さと、限られた供給者による、潜在的な支配力の強さが特徴的である。

こうした市場での既存の輸入国にとっては、LNG の供給は、現在と同様な長期のテイク・オア・ペイ契約が供給のセキュリティーを担保するものとして、今後とも必要不可欠なものとして続けよう。天然ガスの取引市場の存在する欧州やアメリカ市場に比べて、本質的

¹³ TEX レポート 2004 年 6 月 18 日

¹⁴ International Gas Report 2004 年 9 月 24 日

¹⁵ Gas Matters Today 2004 年 12 月 8 日、日本経済新聞 2004 年 12 月 8 日、Platts Commodity News 2004 年 12 月 8 日

¹⁶ Platts Commodity News 2004 年 12 月 8 日、Gas Matters Today 2004 年 12 月 16 日、ガスエネルギー新聞 2004 年 12 月 15 日、International Gas Report 2005 年 1 月 14 日

に天然ガスが流動的に取引される可能性は低く、取引の変化に対しては保守的と言える。

アジア・太平洋市場における LNG 取引は、伝統的に JCC（日本向け原油 CIF 平均価格）にリンクした価格フォーミュラに基づいている¹⁷。しかるに、最近のわが国向け契約延長交渉の際に、従来の団体交渉から個別交渉となることなどを機に、JCC リンク以外の道の可能性を示唆する報道があった¹⁸。これは、多様性の導入として、JCC 以外の透明性の高い指標原油としてブレントなどを加味することや、競合燃料である石油製品価格や石炭価格を考慮する可能性など、価格指標の採用にも変化が生じて来たことの一環と考えられる。

しかしながら、JCC リンクを原則とした価格の決定方式が大きく変わることも考えにくいと思われる。仮に、Henry Hub に基づく価格決定方式を導入することは、現行に比して、より価格の変動性を持ち込むことになりかねない。これについては、現在のアジア市場の需要家には抵抗が大きく、現状では買主に受け入れにくいと思われる。現行方式における価格の変動要因は指標としてリンクしている石油価格であるが、JCC は透明性のある指標として一定の評価を得ていると考えられる。ただし、流動性のある取引が指向される場合には、Henry Hub などに基づく価格決定方式の採用も有り得よう。

この JCC については、石油価格のアジアプレミアムにかかわる問題意識¹⁹と併せて、変更の要請も現実であろう。JCC の代替として、アメリカ石油市場の取引指標である WTI (West Texas Intermediate) や欧州市場でのそれであるブレント原油価格などのリンクとする可能性がある。この理由としては、規制緩和がより進展し、需要の見通しが難しくなると共に競争環境がより厳しくなる中で、NYMEX (New York Mercantile Exchange) や IPE (International Petroleum Exchange) 等で価格ヘッジが容易に、従って、低コストで出来ること、また原油輸出者でもある（とくに中東の）LNG 輸出者が原油価格リンクを好む傾向にあることが挙げられよう。また、インドネシアとの取引の指標となっている同国産の公式原油販売価格 (ICP) リンクについては、需要側の状況をより取り込んでいると考えられる JCC リンクや、上記の WTI やブレント原油価格リンクに変更の考慮もあり得よう。

インドや中国の両新興市場では、LNG の新たな導入に際しては、フロア/シーリングを設定した決定方式を用いたり、油価感応性の低いフォーミュラを導入したり、非常に高い価格低下圧力を伴って導入に踏み切っている。この傾向は、根強く定着してゆくであろうと思われる。

(2) LNG の新たな商流の可能性とカタールの存在感

2004 年末時点で稼働している世界の既存 LNG 生産能力を国別で見ると、インドネシアが 2,880 万トン/年、マレーシア、アルジェリアが 2,270 万トン/年で、カタールはこれ

¹⁷ 石油審議会開発部会天然ガス小委員会（第 3 回）資料、2000 年 11 月 9 日など

¹⁸ TEX レポート 2005 年 1 月 18 日

¹⁹ 割高と言われるアジアの石油取引価格を LNG の価格決定の指標として取り込んでいることで、結果として、LNG 価格も割高になっているのではないかという疑問。

に次いで 2,050 万トン/年である。これに対して、今後実現が見込まれる生産能力として SPA・HOA 締結済み分(設計・建設段階にあるとされるもの)を見ると、インドネシアが 760 万トン/年、マレーシア、アルジェリアには当面計画が無く、カタールは 5,590 万トン/年となっている。この結果、予定通りに生産能力の増強が進めば、カタールは 2012 年程度までに 7,600 万トン余の生産能力を有することになり、現時点で最大のインドネシアを抜いて、世界最大の LNG 輸出国となる見込みである。

現時点での供給先は、日本、韓国へ 1,100 万トン/年、インドへ 500 万トン/年が中心である。新たに加わる生産能力分の内では、台湾向けが 300 万トン/年、インド向けが 250 万トン/年あるものの、ほとんど全量が欧米向となっている。1990 年代後半に LNG 輸出を開始したばかりの同国であるが、現時点で、年間の取引量が約 4,000 万トン程度の大西洋市場へ、これを上回る量を供給することになる。実現の折には、大西洋市場におけるカタールからの供給は大きな割合を占めることになり、既存のアジア・太平洋のみならず、大西洋との両 LNG 市場における存在感と影響力は大きくなってきていると言えよう。なお、同国の今後の LNG 供給について、大西洋市場向けの量が過半になることを、世界の LNG の商流変化としても認識しておきたい。

2004 年 10 月には、メキシコ西海岸に Shell と Semptra が建設を計画している Costa Azul 受入基地向けに、インドネシアの Tangguh (2008 年から 20 年間、370 万トン/年) および Sakhalin 2 (2008 年から 20 年間で 3,700 万トン、平均 185 万トン/年) の両プロジェクトより LNG が供給される契約の締結を見た。後者の売買には、南 California の 3 つの Hub の平均価格である Socal 価格が適用されている。

初の北米西海岸に立地する LNG 受入基地に対して、太平洋を横断する供給の流れが新たに発生することになることに注目したい。ただし、量的に見ると、現在のアジア・太平洋市場で取引されている 8,400 万トン余りに対して、これに加えての 500 万トン程度であり、現状の取引量を基準にしても 1 割にも満たない。前項(7.(1))で述べた当該アジア市場の特性や当面の状況を勘案すると、JCC と Socal 価格の差が生じた場合には、余剰 LNG が裁定取引されるような場面も想像されるものの、既存市場に対する需給、あるいは新たな取引形態の導入などの影響は当面は限定的であるのではないかと考える。

(3) 新たな機能を持ったプレーヤーの出現

従来、LNG の輸入者は電力・ガス事業者がほとんどであったが、近年では売主であるメジャーズや商社が自ら買主として長期契約を締結し、マーケティングを行なう例が増えている。例えば、Shell は、既存のアメリカ・Cove Point 基地容量の 1/3 を保持し、さらに前述の Costa Azul 受入基地案件を始め、メキシコ東海岸の Altamira、インドの Hazira の受入基地案件でも下流側に参入している。

また、2004 年 6 月には、オマーンの Qalhat LNG プロジェクトに参画している三菱商事および伊藤忠商事が、日本の商社として初めて LNG 長期契約を締結した。2004 年末時点で

締結されている SPA と HOA の合計値に占める、メジャーズや商社等すなわち必ずしも実需要を持たないバイヤーによる長期契約の割合は、2004年の6%から2010年には3割に達する見込みである。

この現象の解釈として、次の三点が挙げられる。第一に、メジャーズや商社が、自らの上流資産の迅速な現金化を目的として、下流市場に進出していることである。

第二に、自由化が進む市場では、電力・ガス事業者といった伝統的な LNG 輸入者は、ニーズの多様化に即したオーダーメイドの契約条件を求めているが、売主が単独でこれに答えることには限界がある。そこで、メジャーズや商社の持つリスクヘッジ機能が歓迎されるようになってきたことがある。

第三に、流動性の高いアメリカやイギリス市場では、輸入者は相対的に高い価格リスクにさらされるものの、量的リスクは相対的に低いことである。このため、メジャーズや商社等、必ずしも実需要を持たない企業でも、価格変動を無視すれば比較的容易に LNG を販売することが可能である。

メジャーズや商社が自ら買主となるが増えるにつれて、伝統的な LNG 取引のように、単一の液化基地から単一の受入基地だけでなく、利益を最大化するために、SPA が規定する範囲において複数の液化基地から複数の受入基地に LNG がデリバリーされることもあり得る。結果として、これらの契約は、LNG 市場の流動性が高めることに寄与すると言える。

(4) まとめ

世界の LNG の輸出国および輸入国は増加して、2005年始めには各13カ国となり、その LNG 市場は量的、地理的な拡大を続けている。従来の大西洋市場、このうちでも再導入を図るイギリスと大幅な輸入量増加が見込まれるアメリカの存在が大きく、量的にも大きな LNG の流れが生まれようとしている。また、従来のアジア地域から、北米西海岸へ向かう流れが発生しつつあり、市場の範囲が広がろうとしている。既存のアジア太平洋市場においても、取引は拡大を続けている。

こうした市場に身を置くプレーヤーや、そこでの取引の方法にも変化が見られる。従来の LNG の買主は、電力、ガス事業者と言ったエネルギー事業者であることが通常であったが、メジャーズや商社がマーケットターのような機能を負って買主となる事例を紹介した。また、従来の売主（供給者）が受入基地の計画に参画するような事例や、これと逆向きに買主（需要家）がチェーンの上流方向に係わることも見られ、LNG チェーンにおける相互参入が盛んになっている。LNG の調達契約を従来の Ex-Ship から FOB 化することも、コストダウン、取引の柔軟化や流動化に資するものとして定着しつつある。さらに、LNG の供給、受入地点の増加により、その取引の組み合わせも複合化する余地が揃い、取引の方法においても柔軟化や多様化の観点からも変化が見られると言えよう。

LNG の買主は世界的な規制緩和のトレンドに直面し、競争環境の激化と需要見通しの不透明な事業環境に置かれている。このため、従来からの LNG 取引においても、「低価格の

LNGの追求」と「取引における自由度、柔軟性の拡大」の要請は根強い。

以上のような背景を踏まえて、LNGの供給プロジェクトが継続的に立ち上がり、常に需要を上回る供給量を確保できる状況が必要である。この市場の関与するものの中に、適度な緊張と協調関係が保たれ、わが国が身を置く世界のLNG市場が健全に発展、拡大することを期待したい。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp