

## アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向

本報告は平成 13 年度経済産業省委託調査の一環として石油公団より（財）日本エネルギー経済研究所が受託して実施した受託研究の一部抜粋である。この度、経済産業省および石油公団の許可を得て公表できることとなった。経済産業省、石油公団関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

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燃料多様化政策の推進、そして SO<sub>x</sub> 排出問題などの大気汚染問題への対応、さらに日本、韓国、台湾といった東アジア諸国の急速な経済成長に伴うエネルギー需要増を追い風として急速に成長した。

わが国に続き 1986 年に韓国、1990 年に台湾が LNG 輸入を開始し、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。インドも将来の候補であるが、インドの場合はダボールプロジェクトの中断に象徴されるように、支払い能力の不安が顕在化しており、将来的な需要は未知数の部分が多い。

また、2001 年 11 月にはフィリピンの電力会社 GNPowar がインドネシアのプルタミナ（タングプロジェクト）と 130 万トン/年の LNG 購入に関する LOI<sup>1</sup>を締結している。既存の LNG 輸入国である日本、韓国、台湾に、インド、中国、フィリピンが加わり、更に、現在計画中の米国西海岸での LNG 受入が実現すれば、環太平洋の LNG 市場が形成されることとなり、アジア・太平洋地域の LNG 需給バランスに影響を及ぼすだけでなく、価格等わが国の取引条件にも変化が生じてくる可能性がある。

需要の増加に歩調をあわせ、供給者側もその数を増やしている。アジア・太平洋地域を対象市場とした LNG プロジェクトは、1972 年にブルネイ、1977 年にインドネシアとアブダビ（アラブ首長国連邦）、1983 年にマレーシア、1989 年にオーストラリア、1997 年にはカタール、2000 年にはオマーンが立ち上がり、さらに計画中のプロジェクトが多数控えている。アジア・太平洋地域への供給者はこれまで LNG のほとんどを北東アジアに向けに輸出していたが、欧米での LNG 需要の高まり、LNG プロジェクトの低コスト化等を背景に、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（後述）。

また、従来の固定的な LNG チェーンに基づく市場が、バイヤー側の要請に沿った柔軟性のある取引契約に移行する兆しが見られる。バイヤー自身が LNG 運搬船を建造、所有、操業し、Ex-ship ではなく FOB 契約で LNG 輸入を行うことを指向する傾向が強まっており、従来の取引形態に比べ、より柔軟な取引形態が具現化しつつあると言えよう。

以下、アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向を概観する。

---

担当：第一研究部ガスグループ マネージャー 鈴木健雄、 研究員 上田丈晴

<sup>1</sup>Letter of Intent 売主 - 買主間で LNG 売買の大枠に関して合意に達し、契約を締結したものの。

1 . 天然ガス埋蔵量・生産量・消費状況

2000 年末における世界の天然ガス確認可採埋蔵量（以下、埋蔵量）は約 150.2TCM で、その 7 割強を旧ソ連と中東が占めている。一方、アジア・太平洋地域は 10.3TCM と、世界全体の 1 割にも満たない。世界の生産量は約 2.18TCM で北米、旧ソ連が各々約 3 割ずつを占め、アジア・太平洋地域は 11%である。

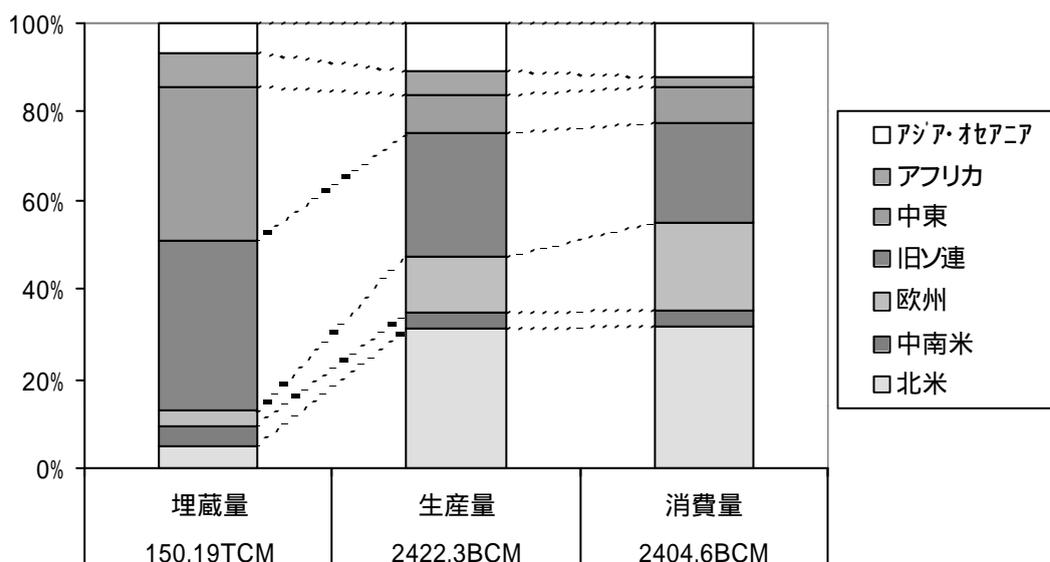
世界の消費量は約 2.4TCM であった。高生産量を誇る北米、旧ソ連や、パイプライン網が整備され域内、アフリカ、旧ソ連からの天然ガス貿易が盛んに行われている欧州での消費が多く、次いでアジア・太平洋地域が 12%となっている(表 1、図 1 参照)。

表 1 世界の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量(2000 年)

	埋蔵量 (TCM)		生産量 (BCM)		消費量 (BCM)	
		シェア (%)		シェア (%)		シェア (%)
北米	7.33	4.9%	759.2	31.3%	767.7	31.9%
中南米	6.93	4.6%	96.4	4.0%	92.6	3.9%
欧州	5.22	3.5%	287.9	11.9%	458.8	19.1%
旧ソ連	56.70	37.8%	674.2	27.8%	548.3	22.8%
中東	52.52	35.0%	209.7	8.7%	189.0	7.9%
アフリカ	11.16	7.4%	129.5	5.3%	58.9	2.4%
アジア・太平洋	10.33	6.9%	265.4	11.0%	289.3	12.0%
合計	150.19	100.0%	2,422.3	100.0%	2,404.6	100.0%

(出所) bp Statistical Review of World Energy 2001

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（2000 年）



(出所) 表 1 と同じ

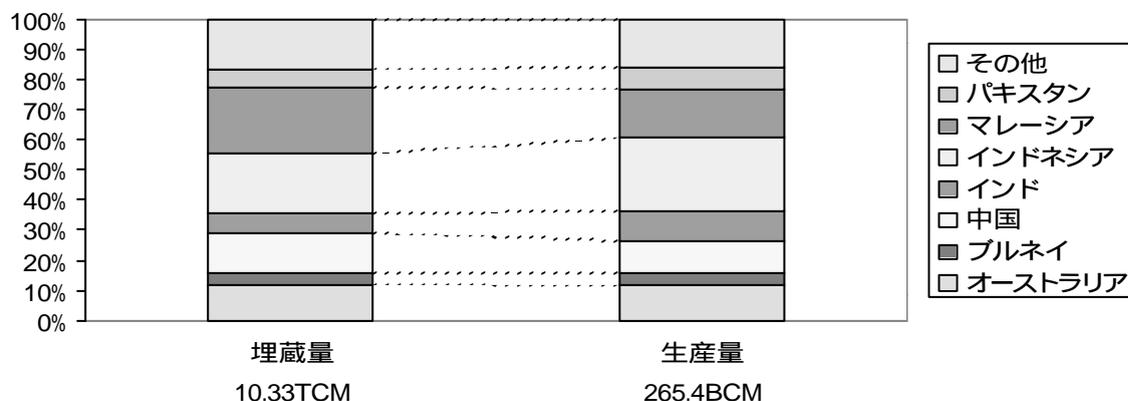
アジア・太平洋地域内に着目すると、埋蔵量では東南アジアのマレーシア、インドネシア両国で地域全体の4割強を占め、中国が13.3%で続いている。生産量ではインドネシアが全体の24.1%を占め、次いでマレーシア(16.6%)、オーストラリア(11.7%)の順となっている。これらはLNGを含む天然ガス輸出を行っている国々である。消費量では日本が域内消費量の26.3%とトップ、次いで自国産ガス消費するインドネシア(9.6%)、インド(8.6%)の順となっている(表2、図2、図3参照)。

表2 アジア・太平洋地域の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量(2000年)

	埋蔵量(TCM)		生産量(BCM)		消費量(BCM)	
		(%)		(%)		(%)
日本					76.2	26.3
韓国					21.0	7.3
台湾					6.9	2.4
オーストラリア	1.26	12.2	31.1	11.7	21.3	7.3
ニュージーランド					5.4	1.9
バングラデシュ	0.30	2.9	10.3	3.9	10.3	3.6
ブルネイ	0.39	3.8	11.6	4.4		
中国	1.37	13.3	27.7	10.4	24.8	8.6
インド	0.65	6.3	26.1	9.8	25.0	8.6
インドネシア	2.05	19.8	63.9	24.1	27.8	9.6
マレーシア	2.31	22.4	44.2	16.6	21.7	7.5
パキスタン	0.61	5.9	19.0	7.2	19.0	6.6
ハブア・ニューギニア	0.22	2.1				
タイ	0.33	3.2	17.8	6.7	20.9	7.2
ベトナム	0.19	1.8				
シンガポール					1.5	0.5
その他	0.65	6.3	13.7	5.2	7.5	2.6
合計	10.33	100.0	265.4	100.0	289.3	100.0

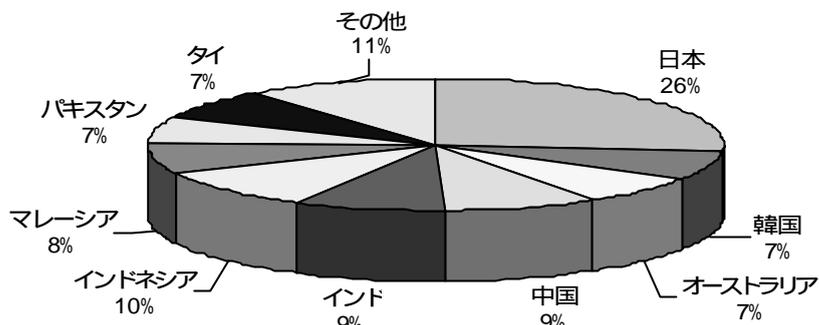
(出所)表1と同じ

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(2000年)



(出所)表1と同じ

図 3 アジア・太平洋地域の天然ガス消費量の国別シェア(2000 年)



(出所)表 1 と同じ

## 2. LNG 貿易

### (1)概況

2000 年における世界の天然ガス貿易量は 526.3BCM であったが、うち 74%に相当する 389.3BCM 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おり、2000 年における世界全体の取引量は 137BCM、対前年比 10.3%の伸びとなっている。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約 78.9%と未だ支配的である。

わが国の LNG 輸入量については 72.5BCM (前年比 4.6%増)と、世界全体の約 58.3%を占めている。韓国(前年比 12.6%増)台湾(前年比 9.3%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。

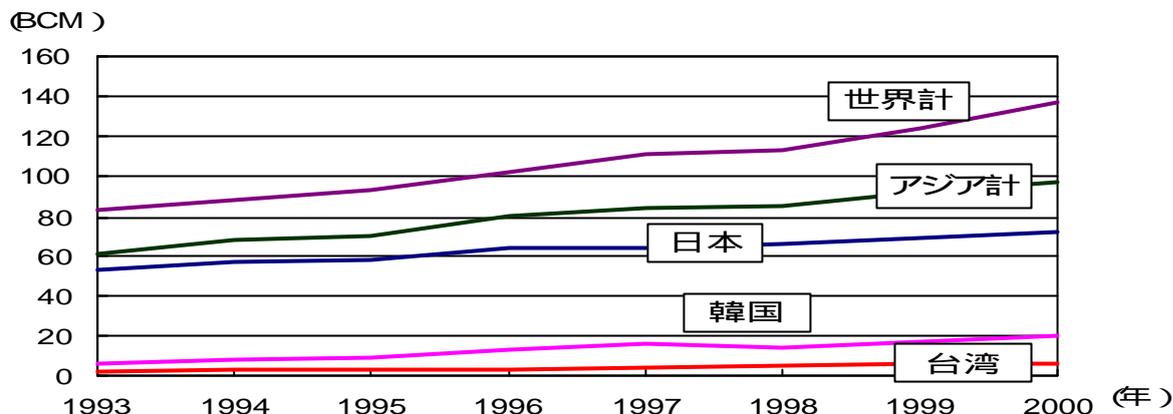
また、欧米での旺盛な天然ガス需要を背景に、ナイジェリアやトリニダードといった欧米向け LNG プロジェクトの開始やプラントの余剰能力を活用した欧米向け LNG 供給の増加がみられる。(1998 年から 2000 年までの 3 年間で約 1.4 倍に増加)

表 3 アジア地域(日本、韓国、台湾)の LNG 輸入量の推移

輸入国	1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000	
	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%	BCM	%
日本	53.0	63.7	56.8	64.7	57.9	62.6	63.8	62.3	64.3	57.8	66.1	58.5	69.3	55.8	72.5	58.3
韓国	6.0	7.2	7.9	9.0	9.4	10.2	13.0	12.7	15.7	14.1	14.3	12.7	17.5	14.1	19.7	15.8
台湾	2.3	2.8	3.0	3.4	3.5	3.8	3.4	3.3	4.1	3.7	4.7	4.2	5.4	4.3	5.9	4.8
アジア計	61.3	73.7	67.7	77.1	70.8	76.5	80.2	78.3	84.1	75.6	85.1	75.3	92.2	74.2	98.0	78.9
世界計	83.2	100.0	87.8	100.0	92.5	100.0	102.4	100.0	111.3	100.0	113.0	100.0	124.2	100.0	137.0	100.0

(出所)bp Statistical Review of World Energy 各年版より作成

図 4 アジア地域（日本、韓国、台湾）の LNG 輸入量の推移



(出所)表 3 より作成

(2)長期契約

域内における 2001 年の LNG 長期契約数量は、前年より 338 万トン増の 7,714 万トンである。この増分は、カタール、オマーンから韓国への増量による。UAE とオマーンについては、2001 年中にインドのダボールに向けて LNG 輸出を開始する予定であったが、ダボール LNG 基地プロジェクトの挫折等によりインド向け供給は 2003 年以降にずれ込みそうである。

表 4 長期 LNG 契約(売買契約締結ベース)

		(単位：LNG万トン)							
輸出国	輸入国	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
インドネシア	日本	1,828.0	1,828.0	1,828.0	1,828.0	1,573.0	1,573.0	1,573.0	
	韓国	530.0	530.0	530.0	530.0	530.0	530.0	530.0	
	台湾	334.0	334.0	334.0	334.0	334.0	334.0	334.0	
	小計	2,692.0	2,692.0	2,692.0	2,692.0	2,437.0	2,437.0	2,437.0	
マレーシア	日本	1,096.0	1,096.0	356.0	356.0	406.0	406.0	406.0	
	韓国	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
	台湾	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	225.0	
	小計	1,521.0	1,521.0	781.0	781.0	831.0	831.0	831.0	
ブルネイ	日本	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	
	韓国	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	
	小計	670.0	670.0	670.0	670.0	670.0	670.0	670.0	
オーストラリア	日本	733.0	733.0	733.0	870.0	870.0	870.0	870.0	
アラスカ	日本	122.0	122.0	122.0	122.0	-	-	-	
	UAE	日本	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	
	インド	-	-	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	
カタール	小計	430.0	430.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	
	日本	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	
	韓国	480.0	492.0	492.0	492.0	492.0	492.0	492.0	
オマーン	インド	-	-	63.0	250.0	625.0	750.0	750.0	
	小計	1,080.0	1,092.0	1,155.0	1,342.0	1,717.0	1,842.0	1,842.0	
	日本	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	
合計	韓国	400.0	406.0	406.0	406.0	406.0	406.0	406.0	
	インド	-	-	160.0	160.0	160.0	160.0	160.0	
	小計	466.0	472.0	632.0	632.0	632.0	632.0	632.0	
合計		7,714.0	7,732.0	7,265.0	7,589.0	7,637.0	7,762.0	7,762.0	

(注) 本表は SPA (Sale and Purchase Agreement : 売買契約) ベースの値であり、MOU (Memorandum of Understanding : 売買に関する合意契約) 等の契約数量は含まない。  
マレーシアから日本向けの数量が 2003 年に激減しているのは、MLNG の契約期間が終了するため。本表では既存契約延長は考慮していない。

(出所)各種資料より作成

(3) スポット取引<sup>3</sup>

LNG 取引の殆どは長期契約に基づくものである。2000 年における世界のスポット取引の割合は LNG 取引全体の 5.5% にすぎないものの、スポット取引量は前年 4.7BCM に対して 7.6BCM と 1.6 倍以上の伸びを示している。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、今後もスポット取引が拡大するとの見方もある。(表 5 参照)。アジア・太平洋地域では、日本と韓国がスポット取引による LNG の輸入を行っており、2000 年における世界のスポット取引輸入量に占める割合は、韓国が 19.4%、日本が 4.2%<sup>4</sup>、である(表 6 参照)。ただし、両国の LNG 輸入量のうちスポット取引輸入量が占める割合は、日本が 0.4% と微小であるのに対して、冬期の高需要をスポットでカバーしている韓国は 7.5% と 1 割近くをスポットに依存している。

また、2001 年に起こったインドネシア アルンプロジェクトの供給停止の間、一部のバイヤーが代替の LNG を滞りなく手当てした事実は供給側に余力があることを示している。

更に過去、バイヤー、セラー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 船のオペラビリティが挙げられるが、後述するように今後 LNG 船に余剰感が出てくれば、この阻害要因は大きな問題とはならなくなるであろう。

表 5 世界の LNG 取引に占めるスポット取引の割合

(単位 BCM)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
世界計	80.9	83.2	87.8	92.5	102.4	111.3	113.0	124.2	137.0
スポット計	1.050	1.585	2.335	3.265	2.330	1.640	2.115	4.715	7.575
比率	0.6%	1.8%	1.6%	2.8%	2.1%	1.5%	2.0%	3.8%	5.5%

(出所) bp Statistical Review of World Energy, Petrostrategies

表 6 スポット取引による LNG 輸入量

(単位 : BCM)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
スペイン	-	0.27	0.94	1.05	0.98	0.99	0.83	1.69	1.43
フランス	-	-	-	0.87	0.23	-	-	0.08	0.08
ベルギー	-	0.23	0.08	0.15	-	-	-	-	-
イタリア	0.53	0.26	0.20	-	-	-	0.12	0.54	0.48
ポルトガル	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08
トルコ	-	-	-	0.23	0.08	-	0.58	0.30	-
アメリカ	-	-	-	-	0.23	0.38	0.53	1.66	3.73
日本	0.38	0.39	0.08	0.08	0.15	0.28	-	0.15	0.32
韓国	0.15	0.45	1.05	0.90	0.68	-	0.08	0.31	1.47
計	1.050	1.585	2.335	3.265	2.330	1.640	2.115	4.715	7.575

(出所) Petrostrategies

<sup>3</sup> ここでは、期間が 1 年以下のもの<sup>4</sup> 中部電力は台湾の CPC がインドネシアから購入する予定だった LNG を引き取り、CPC は同量の LNG を 2005 年をめぐりに中部電力から買い戻すことになっている(「タイムスワップ取引」)

### 3 . L N G 基地

#### ( 1 ) L N G 液化基地

1969 年、我が国へのアラスカ・ケナイ LNG 輸出がアジア・太平洋地域における初の LNG 貿易であった。それ以来、1972 年にブルネイ・ルムト基地でアジア地域初の LNG プラント操業が開始され、インドネシアのアルン、ボンタン、マレーシアのピンツル、オーストラリアの北西大陸棚( NWS )カラサにおいて LNG プラントが建設されている。また、域外においてもアブダビ、カタール、オマーンで、アジア・太平洋地域を対象とした LNG プラントが建設されており、2001 年末時点で液化能力は約 8,800 万トンに達している ( 表 7 参照 )。

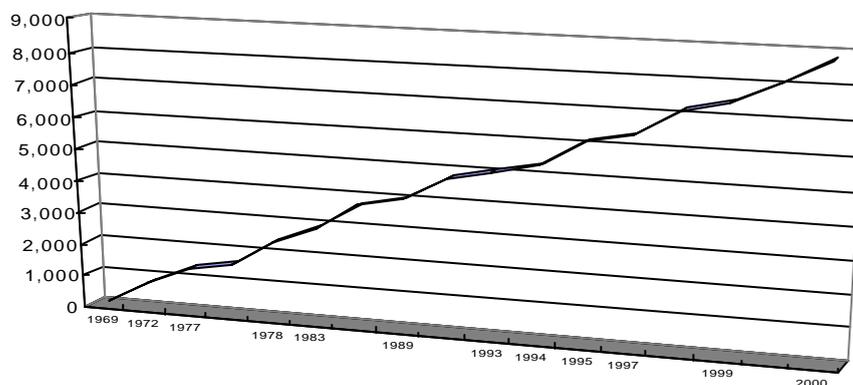
2010 年までに、マレーシアの MLNG III 新設、オーストラリアの NWS 増設、カタールのラスラファン(フェーズ 2)やサハリン、インドネシアのタンゲー(イリアンジャヤ)新設といった、アジア地域の LNG 市場を対象とした多数のプロジェクトが計画されている。

表 7 アジア・太平洋地域を市場とする既存 L N G 液化基地

国名	基地名	トレイン数	液化能力 (万トン)	稼働開始
アメリカ (アラスカ)	ケナイ	1	130	1969
ブルネイ	ルムト	5	720	1972
インドネシア	ボンタン A,B	2	1,869	1977
	ボンタン C,D	2		1983
	ボンタン E	1		1989
	ボンタン F	1		1993
	ボンタン G	1		1997
	ボンタン H	1		1999
	アルン	4	295	1978
マレーシア	ピンツル	3	810	1983
	ピンツル	3	780	1995
オーストラリア	カラサ	3	750	1989
アブダビ	ダス島 1	2	250	1977
	ダス島 2	1	300	1994
カタール	カタールガス	3	770	1997
	ラスラファン	2	640	1999
オマーン	カルハット	2	660	2000
合計		39	8,764	

( 出所 ) 各種資料より作成

図 5 既存 L N G 基地液化能力の累計



( 出所 ) 表 7 より作成

(2) LNG 受入基地

一方、需要国側の受入基地であるが、現在日本では 24 の基地が稼働中で、3 基地が建設中、さらに 3 基地が計画中之である。韓国では平澤、仁川の 2 基地が稼働中で、2002 年完成を目指して統営基地の建設が進められている。統営近郊の光陽では浦項製鉄による基地建設も計画されている。台湾では永安の 1 基地が稼働中であり、第 2LNG 基地については台湾北部の桃園地域に建設が計画されている(表 8 参照)。

新規市場であるインド、中国でも LNG 受入基地建設プロジェクトが進行中である。

表 8 日本・韓国・台湾・インド・中国の LNG 受入基地

国名	受入基地	会社名	LNG受入先	貯蔵容量(kl)	稼働開始	
日本	仙台基地	仙台市ガス局	マレーシア	80,000	1997	
	東新潟基地	日本海エル・エヌ・ジー	インドネシア、マレーシア、カタール	720,000	1984	
	富津LNG基地	東京電力	オーストラリア、アブダビ、マレーシア、インドネシア、ブルネイ	860,000	1985	
	袖ヶ浦LNG基地	東京電力、東京ガス	ブルネイ、マレーシア、オーストラリア、インドネシア、アラスカ、カタール	2,660,000	1973	
	東扇島LNG基地	東京電力	ブルネイ、マレーシア、オーストラリア、インドネシア、アラスカ、アブダビ、カタール	540,000	1984	
	根岸工場	東京電力、東京ガス	アラスカ、ブルネイ、オーストラリア、マレーシア	1,250,000	1969	
	袖節基地	清水エルエヌ・ジー	マレーシア	177,200	1996	
	知多共同LNG基地	中部電力、東邦ガス	インドネシア、オーストラリア、カタール、マレーシア	300,000	1977	
	知多基地	知多エルエヌ・ジー	インドネシア、オーストラリア、カタール、マレーシア	640,000	1983	
	四日市LNGセンター	中部電力	インドネシア、オーストラリア、カタール	320,000	1987	
	四日市工場	東邦ガス	インドネシア	160,000	1991	
	山越LNG基地	中部電力	インドネシア、オーストラリア、カタール	480,000	1997	
	東北製造所第一工場	大阪ガス	ブルネイ	180,000	1972	
	東北製造所第二工場	大阪ガス	インドネシア、オーストラリア、マレーシア、カタール	1,585,000	1977	
	姫路製造所	大阪ガス	インドネシア、オーストラリア、マレーシア、カタール、オマーン	560,000	1984	
	姫路LNG基地	関西電力	インドネシア、オーストラリア、マレーシア、カタール	520,000	1979	
	田日市工場	広島ガス	インドネシア	85,000	1996	
	柳井LNG基地	中国電力	オーストラリア、カタール	480,000	1990	
	大分LNG基地	大分LNG	オーストラリア、インドネシア	460,000	1990	
	戸畑工場	北九州エル・エヌ・ジー	インドネシア	480,000	1977	
	福岡LNG基地	西部ガス	マレーシア	70,000	1993	
	鹿屋島工場	日本ガス	インドネシア	36,000	1996	
	扇島基地	東京ガス	アラスカ、ブルネイ、オーストラリア、インドネシア、マレーシア	400,000	1998	
	知多緑浜工場	東邦ガス	インドネシア、オーストラリア、マレーシア	200,000	2001	
	長崎LNG基地	西部ガス	マレーシア	35,000	建設中(2003)	
	堺LNG基地	堺エル・エヌ・ジー	N.A.	420,000	建設中(2005)	
	水島LNG基地	中国電力、日石三菱	N.A.	160,000	建設中(2006)	
	和歌山LNG基地	関西電力	N.A.	840,000	計画中	
	上越LNG基地	中部電力・東北電力	N.A.	720,000	計画中	
	敦賀LNG基地	大阪ガス	N.A.	1,800,000	計画中	
	韓国	平澤 (Pyeong Taek)	韓国ガス公社	インドネシア、マレーシア	1,000,000	1986
		仁川 (Inchon)	韓国ガス公社	インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア	1,000,000	1996
統営 (Tong Young)		韓国ガス公社	N.A.	420,000	建設中(2002)	
光陽(Gwangyang)		浦項製鉄(POSCO)	N.A.	200,000	2005	
台湾	永安 (Yung An)	中国台湾有限公司 (CPC)	インドネシア、マレーシア	300,000	1990	
	桃園(台湾北部)	Tung Ting Gas Corporation	カタール	N.A.	計画中	
インド	Dabhol(インド西部)	Dabhol Power/MetGas	オマーン、アブダビ、マレーシア	480,000	2003	
	Dahej( # )	Petronet LNG	カタール	N.A.	2003	
	Pipavav( # )	GPLCL/NTPC	N.A.	N.A.	NA	
	Kakinada( # )	Indian Oil Corp/Petronas	N.A.	N.A.	2004	
	Cochin(インド南西部)	Petronet LNG	カタール	N.A.	2005	
	Ennore(インド南東部)	DBEC	カタール	N.A.	2004	
	Hazira(インド西部)	Shell	オマーン	N.A.	2004	
	Trombay(インド西部)	Total/Tata/GAIL	N.A.	N.A.	2004	
	深セン	CNOOCなど	2001年11月にフェーズ1(3百万トン/年)の入札を実施	N.A.	2005	

(出所) 各種資料よりエネ研作成

4 . LNG プロジェクト

現在計画中もしくは検討中のアジア・太平洋地域向け新規/拡張 LNG プロジェクトは、域内のみならず、中東、北米、ロシアなども含めると 10 数件に上る。その中で具体的にプロジェクトが進捗しているものは、カタール(ラスラファン(フェーズ 2))、マレーシア(MLNG III)、オーストラリア(北西大陸棚(NWS)拡張)などに限られる。ロシアのサハリン、オーストラリアのゴーゴン、その他多くのプロジェクトは、計画・構想段階にあり、アジア LNG 市場の需要低迷等により、早くとも 2005 年以降の操業開始になると考えられている(表 9 参照)。各プロジェクトとも早期立ち上げに向けて、2005 年までの LNG 受入基地建設を決定した中国、そして多数の LNG 輸入プロジェクトが計画されるインド市場を目指すとともに、金融機関からの融資(資金調達)に必要な信頼できる需要家である日本、韓国、台湾市場の顧客獲得を目指している。

表9 アジア太平洋地域の新規 LNG 液化基地プロジェクト

生産国	プロジェクト名	ガス田	埋蔵量 (TCF)	目標生産量 (万トン/年)	推進体制 ( )内は保有権益	契約 ( )内:万トン/年	備考
カタール	カタールガス・デボトルネッキング	ノースフィールド	250	130	QP (65) ExxonMobil (10) Total (10)、三井物産(7.5)、丸紅(7.5)	スペイン (140)	第 1,2,3 トレインの 770 900 万トン/年デボトルネッキング工事。Gas Natural向け (140万トン/年:平均)
	カタールガス第4トレイン増設	ノースフィールド	250	480	QP (65) ExxonMobil (10) Total (10)、三井物産(7.5)、丸紅(7.5)	イタリア・スペイン (480):MOU	第4トレイン480万トンの建設FSのMOUおよび480万トンのLNG供給に関するMOUをENEL、Repsolと締結。
	ラスラファン プロジェクト (第3トレイン増設)	ノースフィールド	250	470	RasGas ; QP (70%) ExxonMobil (30%)	インド (500+250)	インド Petronet(750万トン:SPA)、DBEC(250万トン:HOA)へは2003年供給開始予定。台湾 Tung Ting Gasへ2003年供給開始予定。
	ラスラファン プロジェクト (第4トレイン増設)	ノースフィールド	250	470	RasGas ; QP (70%) ExxonMobil (30%)	イタリア (350)	第4トレイン、追加 LNG 貯蔵設備、出荷施設及びガス利用設備等はオプション契約である。イタリア Edison Gas と 350 万トン/年 SPA 締結済。
オマーン	オマーン	サイ ラウル サイ ニアタ バリク	29	330	オマーン政府(51)、Shell(30)、Total (5.54) 三井・三菱(各 2.77)、伊藤忠(0.92)、Partex(2) Korea LNG(5)	未定	Hazira などインド向けを想定し、2004 年供給開始予定。
イエメン	イエメン	マリブ	10	620	Total(36)、ExxonMobil(14.5)、ハント(15.1) イエメン国営石油(21)、SK Corp(8.4)、現代(5)	未定	インドの BG Pipavav への LNG 供給に関する MOU(2002 年)は解消された。現在、マーケティングを展開し、買主を探している段階。
イラン	イラン	サウス・パルス	430	800	NIOC、BP、Reliance	未定	アラブと同等価格水準でインド西岸へ供給を計画 NIOC、BP、Reliance は 2001 年末までに FS を終了。
インドネシア	ナツナ	D - アルファ	45	1,400	ExxonMobil (76)、プラタミナ(24)	未定	CO <sub>2</sub> 除去コストが高く、短期の立ち上げが困難。
	タンゲー (イアガヤ)	ウイガ - 北鉱区	14	600	BP(80)、KG ウイガ - 北(20)	フィリピン(130): LOI	探査の結果、推定埋蔵量が 18.3TCF に達する、 インドネシア国内での最優先プロジェクト。 アジア市場の需給緩和から当初 1 トレイン (300 万トン/年)での立ち上げを目指す。GNPower と LOI 締結。
		ペラウ鉱区			BP(48)、三菱商事/INPEX(22.86)、日石エナ(17.14)、 KGペラウ(12)		
		ムツリ鉱区			BG(50)、Cairns(45)、LNG Japan(5)		
マレーシア	MLNG III	SK-8 SK-10	7.5	760	Petronas (60)、Shell (15)、サラワク州政府(10%)、 日石三菱(10)、三菱商事(5)	日本 (260) :COI・ SPA インド(260):COI	2002 年供給開始予定。 石油資源開発(50 万トン/年)、日本大手ガス 3 社 (160 万トン/年)、 MetGas(260 万トン/年)と COI、東北電力 (50 万トン/年)と SPA 締結。
バブア・ニューギニア	バブア・ニューギニア	ハイズ	9	400	ExxonMobil(47.5)、Oilsearch(27.5)、Santos(25)	未定	中国市場を対象に、2005 年の輸出開始目標。
豪州	NWS(増設)	ノースランキン グッドウィン ベルセウス	18	420	BHP、BP、Shell、ChevronTexaco、MIMI Woodside Petroleum (各 16.7)	日本(137):SPA (250):LOI Shell(370) 2004 年から 5 年間購入	既存液化基地(750 万トン/年)に増設。 東京ガス (107 万トン/年)、東ガス (30 万トン/年)と SPA 締結。大阪ガス (100 万トン/年)、東北電力 (40 万トン/年)、九州電力 (50 万トン/年)、 中部電力 (60 万トン/年)と LOI 締結。 ガスの一部を Syntroleum 社の GITL プラントへ PL で供給。
	ゴーゴン	ゴーゴン クライセオ	25	600	WAPET(Shell(28.6)、ChevronTexaco(57.2)、 ExxonMobil(14.3))	未定	CNOOC が出資を検討。
	グレートサライ、 エバンショール	グレートサライ、 エバンショール	10~	480	Shell、Woodside Petroleum、Phillips、 大阪ガス、Natural Gas Australia	未定	Shell がフローティングの液化基地建設を計画中。
	パコウンタン	パコウンタン	2.5~6		Phillips (58.6)、Santos(11.8)、Inpex(11.7)、 Kerr-MacGee(11.2)、ENI(6.7)	未定	ダーウィンへの PL 計画。国内向けガス供給。
	スカボロー	スカボロー	8	500	BHP(50)、ExxonMobil(50)	未定	2005 年開始目標
	スコットリーフ	スコットリーフ フレスノック	9~18	-	Woodside Petroleum(50)、ChevronTexaco・BP(各 16.7)、BHP・Shell(各 8.3)	未定	ガス田が深海部にあるため、コストが高くなり、運期未定。
米国(アラスカ)	ノーススロープ	ノーススロープ	32	900	Phillips、BP、Foothills Pipeline、丸紅	未定	パイプライン敷設が必要。2001 年当面延期を発表。
ロシア	サハリン	サハリン	14	960	Shell(55)、三井物産(25)、三菱商事(20)	未定	1999 年 9 月原油生産開始。LNG2006 年以降。

(出所)各種資料より作成

## 5 . L N G 需給バランス

## (1) L N G 需要見通し

石油メジャー、コンサルタント、研究機関の LNG 需要見通しを表 10 に示した。2001 年の LNG 需要 (推定値) 7,510 万トンに対し、2010 年時の需要見通しは 1.07 億 ~ 1.35 億トンと、およそ 3,190 ~ 5,990 万トンの需要増を見込んでいる。このうち、インド、中国他による需要増分が 1,500 ~ 3,100 万トンを占めている。1999 年から 2010 年までの需要伸び率は、地域全体で 4.0% ~ 6.7% / 年、既存 LNG 輸入国で 2.3% ~ 3.7% / 年となっており、新規輸入国による需要拡大の影響が大きい。Wood Mackenzie、Cedigaz および OGJ の見通しでは、インドは 2010 年には台湾を抜いて、地域第 3 位の LNG 輸入国になると考えられている。既存輸入国の LNG 輸入見通しを左右する要因としては、各国の景気回復の速度や CO<sub>2</sub> 排出問題への各国の取り組み、日本、台湾における原子力発電所立地の進捗が挙げられる。

表 10 L N G 需要見通し

(単位 : 100 万トン)

	2001年 <sup>1</sup>	2010年 <sup>2</sup>						2000-2010年 までの伸び率
		Total Fina Elf		Wood	Cedigaz		OGJ <sup>3</sup>	
		(High)	(Low)	Mackenzie	(High)	(Low)	(Base)	
日本	54.1	66	60	69.1	66	62	60.9	1.2% - 2.8%
韓国	16.2	25	21	21.6	23	20	25.7	2.4% - 5.3%
台湾	4.8	13	11	10.4	13	10	10.8	8.5% - 11.7%
小計	75.1	104	92	101.1	102	92	97.4	2.3% - 3.7%
インド	0	12	8	12	17	12	18	-
中国	0	16	9	8	6	3	5	-
その他	0	3	0	0	3	0	-	-
合計	75.1	135	109	121.1	128	107	120.4	4.0% - 6.7%

(注) 1 Oil&amp;Gas Journal の推定値

2 需要見通しデータ入手時期 : Total は 2001 年 3 月、Wood Mackenzie は 2001 年 7 月、Cedigaz は 2001 年 11 月、OGJ は 2001 年 7 月

3 OGJ : Oil&amp;Gas Journal

(出所)各種資料より作成

## (2) L N G 供給見通し

表 7 に示したとおり、2001 年末において液化能力 8,764 万トン / 年のアジア向け LNG 液化基地が稼働している。現在、建設中または、契約が締結され建設準備中にあるプロジェクトは 2,380 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 年までに約 1.11 億トン / 年の LNG 供給能力に達することが見込まれる。ただし、2002 年から中東の LNG210 万トン / 年がヨーロッパに輸出されることが、決定しているため、その分を差引いた約 1.09 億トン / 年が実際のアジア太平洋向けの LNG 供給能力となる。さらにその後続としてサハリン、オーストラリア・ゴゴンなど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 7,940 万トンの供給能力が見込まれている。ここでも、中東の LNG830 万トン / 年がヨーロッパに輸出される見込みであることから、その分を差引いた約 7,110 万トン / 年アジア太平洋向けとして立ち上げられる可能性がある。(表 11 参照)。

表 11 アジア太平洋地域の LNG 液化プロジェクト進捗状況

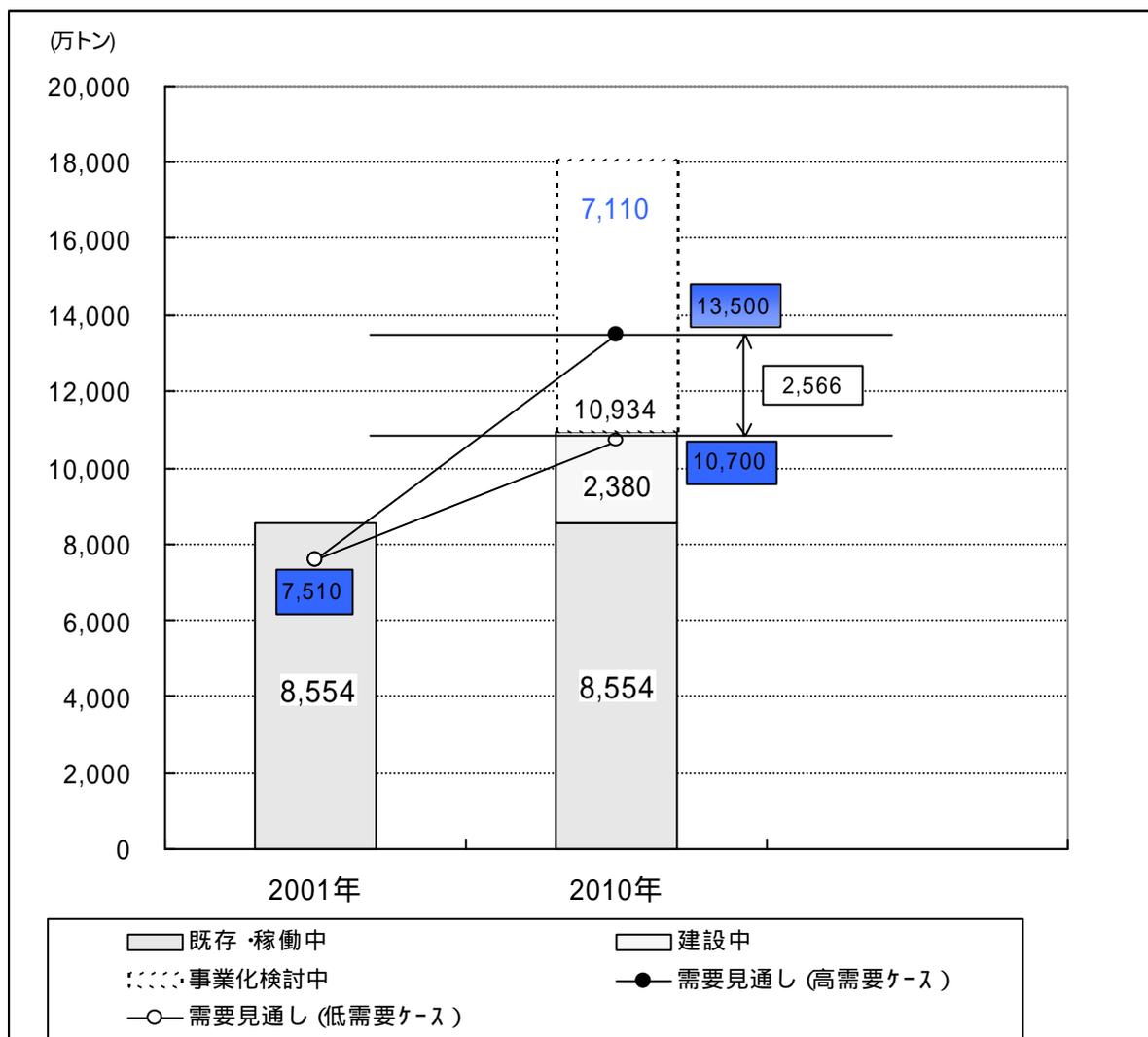
	液化能力 (万 t)	日本までの海上 輸送距離(km)	備 考
<b>既存・稼働中の LNG 液化基地</b>			
アジア・太平洋	6,144	4,000 ~ 7,000	詳細については表 7 参照。
アブダビ	550	12,000	1977 年より稼働開始。
カタールガス	770	12,000	1997 年より稼働開始。
ラスラファン(カタール)	640	12,000	1999 年より稼働開始。
オマーン	660	11,800	2000 年より稼働開始。
小計	8,764		
ヨーロッパ向け	- 210		2002 年オマーン スペイン。(Shell) 2002 年カタール スペイン。(Gas Natural)
差引き後 小計	8,554		
<b>建設中または正式契約など締結済み</b>			
ラスラファン	470	12,000	2003 年稼働開始予定。インド・ペトロネット向け第 3 トレイン増設。
カタールガス	130	12,000	第 1 ~ 3 トレイン・デポトルネッキング工事。2005 年 完了予定。
MLNG III(マレーシア)	760	4,600	2002 年稼働開始予定。
タンゲー(インドネシア)	600	4,500	フィリピン GNPow er と LOI 締結。2006 年運開予定。
豪州 NWS 拡張	420	6,800	2004 年稼働開始予定。
小計	2,380		
<b>その他事業化検討中のプロジェクト</b>			
カタールガス	480	12,000	第 4 トレイン建設 FS の MOU 締結済み。 Enel (イタリア) \ Repsol (スペイン) 向けを予定。
ラスラファン	470	12,000	Edison Gas (イタリア) 向け第 4 トレイン建設を計画 中。
オマーン増設	330	11,800	2004 年稼働開始予定。
イラン	800	12,000	インド向け LNG 供給を検討。
イエメン	620	12,000	インド Pipavav 向けの MOU は解消。
ノーススロープ(アラスカ)	900	6,000	2001 年に当面の計画延期を発表。
サハリン (ロシア)	960	1,700	2006 年運開目標。
ナツナ(インドネシア)	1,400	4,200	2007 年以降の生産開始を目標。
バユ/ウندان (東ティモール)	480	6,800	1999 年 4 月 BHP 撤退により Phillips 主導。 国内向けガス供給。
サンライズ、エバンス ショール (豪州)			Shell がフローティングの液化基地建設を計画中。
ゴーゴン (豪州)	600	6,800	2005 年運開目標。
スカボロー (豪州)	500	6,800	2005 年運開目標。
パプアニューギニア	400	6,700	2005 年運開目標。中国市場を対象。
小計	7,940		
ヨーロッパ向け	- 830		Enel (イタリア) \ Repsol (スペイン) 向け 480 万 t/ 年、Edison Gas (イタリア) 向け 350 万 t/年。
差引き後 小計	7,110		
<b>合 計</b>	<b>18,044</b>		

(出所)各種資料より作成

(3) LNG 需給バランス

上記の概観をもとに 2010 年の需給バランスを見ると、高需要ケースの見通し 1.35 億トンの需要にバランスするためには、2010 年までに、事業化検討中の LNG プロジェクト 7,110 万トンのうち 2,566 万トン、低需要ケースの見通し 1.07 億トンに対しては、事業化検討中の LNG プロジェクトの開発が必要ないということになる(図 6 参照)。

図 6 2010 年におけるアジア太平洋地域の LNG 需給バランス見通し



(注) 事業化検討中のうち、条件の整ったものが実際のプロジェクトとして立ち上がり、図中で示した全量が現実化するわけではない。

(出所)各種資料より作成

## 6 . 国際パイプライン

アジア地域の天然ガス市場においては、ガス生産地と消費地が距離的に遠いことから、自国にガス資源を持たない日本、韓国、台湾といった需要国は LNG による輸入を行い、産ガス国は国内パイプラインによる自給を行ってきた。1999 年まで、アジア地域において稼働中の国際パイプラインはマレーシアからシンガポール間(PGU: Peninsular Gas Utilization)と、ミャンマー～タイ間のヤダナパイプラインのみであった。

ところが、近年のエネルギー需要の高まりとともに、域内の国際パイプライン計画にも進展が見えはじめた。2000 年 5 月には、ミャンマーのイェタグンからタイのラチャブリへのパイプラインによるガス供給が開始され、2001 年 1 月には、インドネシア・西ナツナガス田～シンガポールへのパイプラインによるガス供給が開始された。同じくインドネシア・南スマトラ～シンガポール間のパイプラインガス供給も 2001 年 2 月に売買契約締結済み(2003 年供給開始予定)と、域内のパイプライン計画は徐々にではあるが着実に進行している。

今後のわが国におけるガス市場の行方を占う上では、サハリンからのパイプラインガス輸入計画が重要な役割を担うものと考えられる。現在、わが国は年間約 5,500 万トン以上の天然ガスを消費しているが、その大半を輸入 LNG に依存している。LNG 供給国は東南アジア(インドネシア、マレーシア、ブルネイ)、中東(アブダビ、カタール、オマーン)、豪州、米国である。

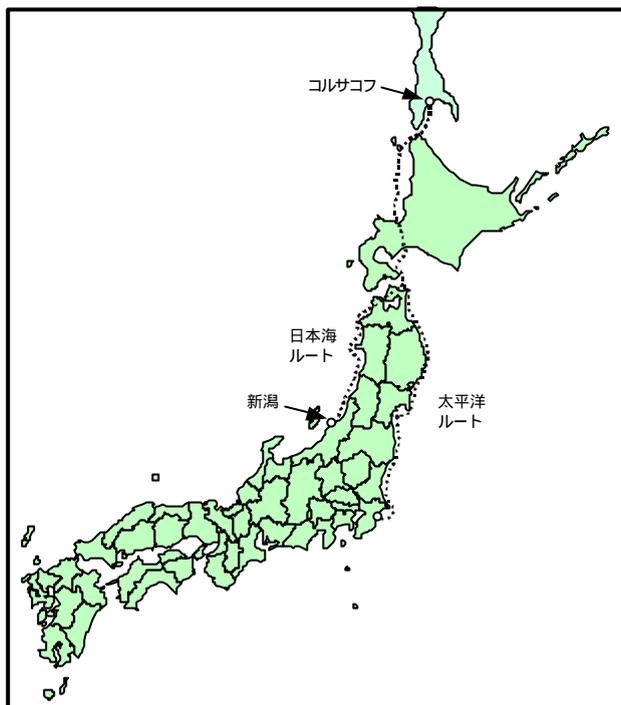
近年、カタール、オマーンが相次いで我が国への LNG 輸出を開始し、中東からの LNG 輸入量が増えてきているが、豪州の NWS、マレーシアの MLNG 等中東以外の供給源も着々と増設計画を進めており、我が国の電力、ガス会社との売買契約についても進捗がみられることから供給源のバランスは維持されているといえる。

そこで供給源の分散化(エネルギー安全保障)、ならびにガスの調達コスト低減(低廉なガス調達)の観点から、わが国から最短距離で 44 km 北方に位置するサハリンからの天然ガス輸入に注目が集まっている。サハリンからのガス供給プロジェクトはパイプライン(サハリン )と LNG(サハリン )があるが、本項では国際パイプラインプロジェクトであるサハリン について触れる。

現在、ExxonMobil、サハリン石油ガス開発(SODECO)、サハリン・モルネフテガス、ロスネフテ・サハリン、インドの ONGC Videsh が推進するサハリン プロジェクトにおいて、パイプラインによる日本へのガス輸出が検討されており、1994 年 4 月には SODECO 構成企業である石油資源開発、伊藤忠商事、丸紅の共同出資により日本サハリンパイプライン調査会社が設立されている。同社は ExxonMobil が設立した調査子会社とともに、サハリン島南部のコルサコフから北海道を経由し、新潟に達する日本海ルート(総延長約 1,300km)と関東地区に到達する太平洋ルート(同約 1,600km)の 2 ルートの天然ガス輸出パイプライン建設について、3 年の期間と 40 億円の費用をかけて FS を実施することとなった(図 7 参照)。日本海ルートについては、1999 年より、太平洋ルートについては 2000 年より FS が開始されており、2002 年中には完了する予定である。

上記以外にもトルクメニスタン～中国、東シベリア(イルクーツク)～中国などを結ぶ幾つかの国際パイプライン構想がある(表 12、図 8 参照)。

図 7 サハリン～日本パイプライン(検討図)



(出所) 石油資源開発資料をもとに作成

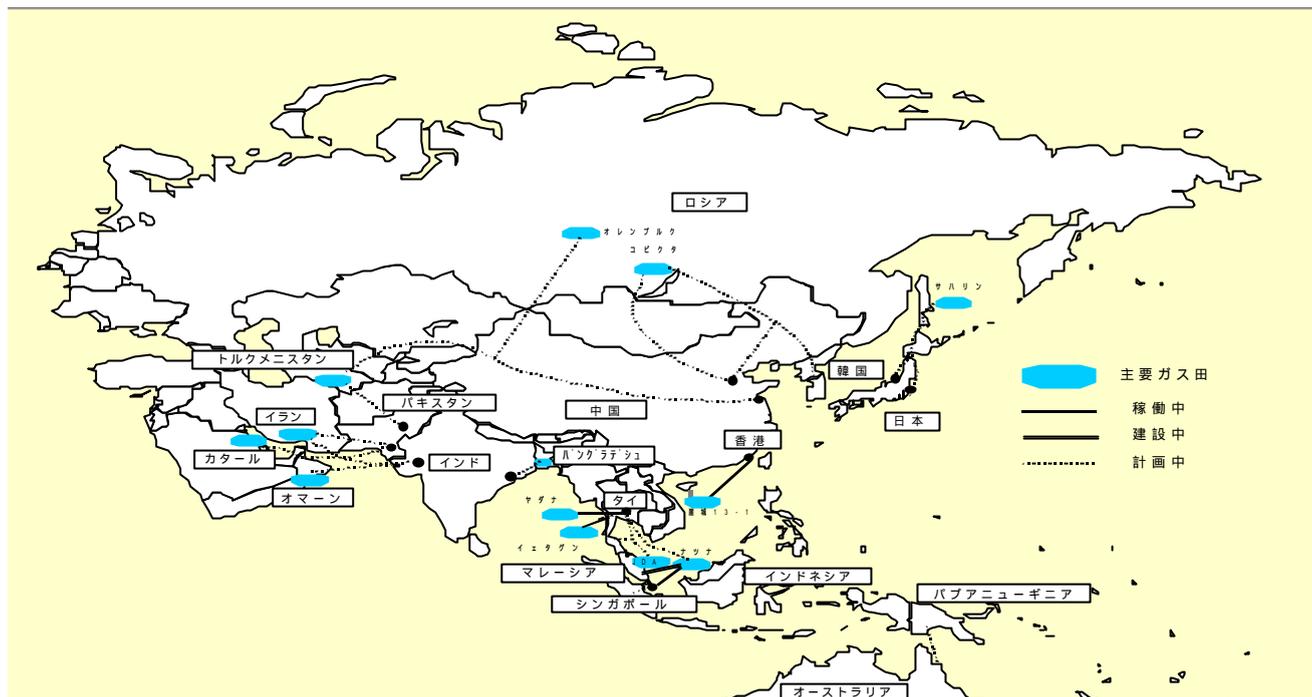
表 12 アジア・太平洋地域で建設中・計画中の国際パイプライン

	対象国(ルート概要)	敷設距離	供給量	備考	
SPA, MOU 締結済	マレーシア・タイ共同水域 マレーシア・タイ	JDA(タイ・マレーシア共同 開発水域) タイ・マレー シア	約350km	5.0-8.7BCM/年	第1フェーズ分はマレーシアがガス引 取。2002年6月完成予定。
	インドネシア シンガポール	南スマトラ シンガポール	477km	2003年~3.4BCM/ 年	2001年2月 Pertaminaと PowerGasが売買契約に調印。
	インドネシア マレーシア	西ナツナ海峽区 PGU II(国十南東部)	97km	1.0-2.6BCM/年	PGU II(マレー半島幹線パイプ ライン)へのガス供給
	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)	カタール UAE(第1 フェーズ)	350km	2BCFD	現在、設備に関するFEED契約 参加企業審査中。
	カタール クウェート				プロジェクト詳細およびガス 供給量について協議中。
FS実施 段階	サハリン 日本	コルサコフ 石狩 石狩 新潟 青森 関東	約450km 384km 360km	エクソンのガス 生産計画では、 1BCFDの生産能力	エクソンと石油資源開発 がパイプライン敷設の FSを1998年に開始。
	トルクメニスタン 中国	トルクメニスタン 上海	約5,730km	30BCM/年	ルート変更(連雲港、上海) し、再度経済性検討中。
	イルクーツク 中国	イルクーツク 北京	約3,500km	30BCM/年	2002年からロシア、中国、 韓国がFS実施
構想 段階	イラン インド		約2,200km	18~20BCM/年	パキスタンを經由しない海底P/L敷 設を検討。 LNGプロジェクトが先行。
	バングラデシュ インド	バングラデシュ オリッサ	N.A.	N.A.	バングラデシュ国内での政治 的問題から難航
	トルクメニスタン パキスタン(TPAプロジェクト)		1,440km	20BCM/年	Inocal撤退。
計画 停滞・ 撤回	インドネシア タイ	ナガガスタ タイ	約1,538km	2005年から 500MMCFD 2007年から 1,000MMCFD	タイの通貨危機、ガス需要低 迷の影響により、2007年以降 に延期。
	オマーン インド		約1,150km	20BCM/年	1996年10月に計画撤回の報道 が流れた。
	イラン パキスタン		約1,600km	約10BCM/年	2005年まで延期。

(注) 上記以外にもヤクーツク(ロシア)~中国へのパイプライン構想も報じられているが(1999年FS実施合意)、  
詳細ルートについては不明。

(出所)各種資料より作成

図 8 アジアの国際パイプライン



(出所)各種資料よりエネ研作成

## 7. 米国西海岸の LNG 受入基地及びヨーロッパ向け中東産 LNG 輸出の動向

### (1) 米国の LNG 受入基地新設・増設計画

2000 年の米国内の天然ガス価格高騰等を受けて、米国、特に西海岸の LNG 受入基地新設計画の動向に注目が集まっている。米国西海岸向けの LNG 輸入が開始されれば、アジア太平洋地域の LNG 取引にも大きな影響を与えるものと考えられる。

表 13 は北米および中米の LNG 受入基地新設計画のうち、完成予定が示されている計画に限定してまとめたものである。ただし、天然ガス価格が今後も低位で推移し続けた場合には、計画の中止あるいは大幅な見直しがなされることも予想される。計画されている LNG 受入基地の総数は 12 箇所（西海岸 3、メキシコ湾 3、中米 6）、受入能力は 6,150～6,500 万トン/年である。このうち、メキシコの Ensenada およびバハマの受入基地は米国市場をターゲットにしている（図 9 参照）。これは、米国では環境問題等により立地が困難であり、規制機関の許認可取得も時間がかかるためと考えられる。

また、西海岸で計画が具体化しているものは 5 箇所ある（表 13 の 参照）。ChevronTexaco の計画では、メキシコあるいはカリフォルニア沖合のフローティング基地に自社が権益を有する Gorgon の LNG を調達する予定である。CMS、Sempra の計画では、既にボリビアと 20 年の MOU が締結されている。El Paso の計画では、調達先をバコ/ウンダン（ダーウィン）としていたが、東ティモール政府の法人税問題等により、LNG 供給の見通しが立たなくなったことから、

調達先を変更せざるを得なくなった。

表 13 北米、中米の LNG 受入基地新設計画

国名	場所	所有者	受入能力 (万トン/年)	完成予定 (年)
米国	Freeport, Texas	Cheniere Energy	380	2006 下期
	Hackberry, Louisiana	Dynegy	520	2003
	Offshore Louisiana	ChevronTexaco	690	2005 ~ 2006
	Offshore, California Onshore, Baja California	ChevronTexaco	520	2005
メキシコ	Ensenada	CMS+Sempra	690	2005
	Ensenada	El Paso+Phillips	470	2005.2qtr
	Ensenada	Marathon Oil	520	2005
	Ensenada	Shell	900	2006
	Altamira	El Paso+Shell	350 ~ 700	2004.1qtr
ドミニカ	Andres	AES	190	2002.9
	Punta Caucedo	Union Fenosa	na	2003
ホンジュラス	Puerto Cortes	AES	190	2004.1qtr
パハマ	Ocean Cay	AES	380	2004 中期
	-	El Paso	350	2005.2qtr
合 計			6,150 ~ 6,500	

(注) は西海岸の新設計画

(出所) 各種資料より作成

西海岸の基地が 5 箇所とも完成した場合、受入能力は合わせて 3,100 万トン/年であり、アジア太平洋地域の LNG 需給動向に影響を与える可能性もある。

また、表 14 は北米、中米の既設 LNG 受入基地増設計画を示したものであるが、2010 年頃までには現在の約 1.5 倍の受入能力に増強される予定である。

北米、中米の既設、増設、新設 LNG 受入能力の合計は約 9,100 ~ 9,600 万トン/年になるが、西海岸の基地が占める割合は約 3 割程度になるものと見込まれる。現在、西海岸に受入基地がないこと、東海岸に比べ輸送距離が長いこと、天然ガス価格が低位で推移していること等を踏まえると、当面、米国の LNG 取引の中心は東海岸あるいはメキシコ湾岸で行われる状態が続くと考えられる。

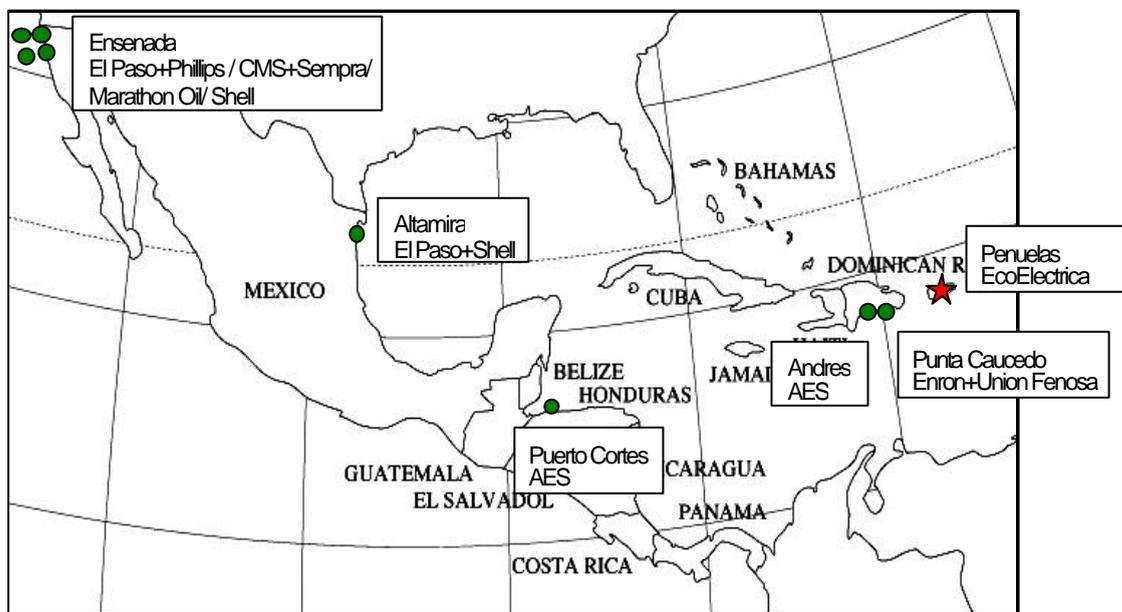
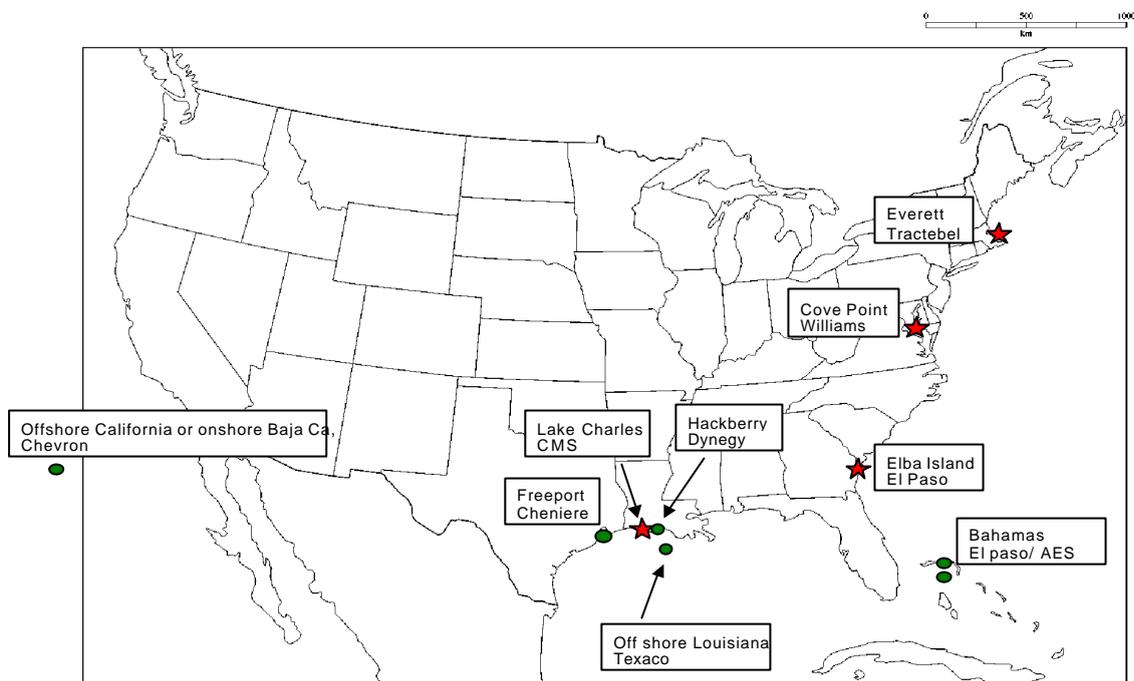
ただし、中長期的にみると、アジア太平洋地域の LNG 供給者にとっても米国市場は非常に重要な位置付けにあるという見方もある。

表 14 北米、中米の既設 LNG 受入基地増設計画

国名	基地名	所有者	受入能力 (万トン/年)	増設計画 (万トン/年)
米国	Everett, Mass.	Tractebel North America's Distrigas	370	2004 年までに 120
	Lake Charles, La.	CMS Energy's Trunkline LNG	480	2006 年までに 410
	Cove Point, Md.	Williams Gas Pipeline's Cove Point LNG	690	170
	Elba Island, Ga.	El Paso Co.'s Southern Energy	370	250
プエルトリコ	Penuelas	EcoElectrica	130 ~ 260	-
合 計			2,040 ~ 2,170	950

(出所) 各種資料より作成

図 9 北米、中米の LNG 受入基地



(注) ● 新設(予定) LNG 受入基地    ★ 既存 LNG 受入基地

(出所) 各種資料より作成

(2) ヨーロッパ向け中東産 LNG 輸出の動向

これまでヨーロッパと中東の間で行われてきた LNG 取引は、スポットおよび短期取引によるものが中心であったが、2001 年に入ってから徐々に長期の契約が締結されてきている（表 15 参照）。取引量の合計は SPA（Sales and Purchase Agreement）だけでみても 500 万トン / 年以上、MOU（Memorandum of Understanding）まで含めれば、1,000 万トン / 年を超える。2000 年のヨーロッパと中東間でのスポット取引（1 年以下のもの）の合計は約 60 万トン / 年であるが、取引が予定どおり実行され、さらに増えていくようであれば、アジア太平洋地域の LNG 需給に影響がでることも考えられる。

表 15 ヨーロッパ向け中東産 LNG の契約状況

プロジェクト名	買主	取引量 (万トン/年)	開始年	契約期間 (年)	契約状況
Ras Laffan 4 (カタール)	Edison Gas (イタリア)	350	2005	25	SPA
Qatar Gas 4 (カタール)	Gas Natural (スペイン)	140	2002	10	SPA
	ENEL (イタリア)、Respol (スペイン)	480	NA	NA	MOU
Oman LNG (オマーン)	Shell (スペイン)	70	2002	5	SPA
計		1,040			

(出所) 各種資料より作成

8 . LNG 輸送市場の動向

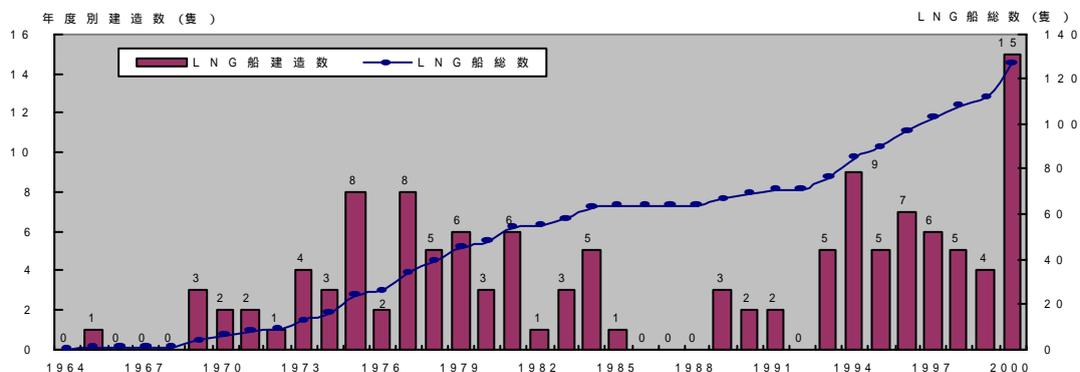
(1) LNG 船の市況

図 10 は、年度別新規 LNG 船建造数と稼動 LNG 船数を示している。

LNG 船は LNG チェーンの一部として LNG プロジェクトの発展と共にその隻数を増加させおり、2001 年 6 月現在で 127 隻の LNG 船が稼動している。

直近の 5 年間は、カタールプロジェクトやオマーンプロジェクトが極東地域への買主によりスタートしており、かつその輸送距離が長いことから多数の LNG 船が必要となり、約 30 隻が竣工している。言い換えれば世界で就航中の LNG 船の約 1 / 4 が 5 年間で建造されており、1970 年代以来の建造ピークを迎えている。

図 10 年度別新規 LNG 船建造数と稼動 LNG 船数



(出所) Poten & Partners , World LNG/GTL Review

現在稼動中である 127 隻の LNG 船積載容量を合計すると、およそ 1,435 万 m<sup>3</sup> である。

表 16 は、LNG 船の規模割合を示したものである。

積載容量別に見ると、18,000m<sup>3</sup>～50,000m<sup>3</sup> 級の小規模 LNG 船が 20 隻、50,001～100,000m<sup>3</sup> 級の中規模船が 15 隻、100,001m<sup>3</sup> 以上の大型 LNG 船が 92 隻である。大量輸送によるコスト削減を目的とし、LNG 建造技術（アルミ溶接技術、低温用断熱材の開発など）の向上もあって、LNG 船の積載容量規模は拡大している。

表 16 現在稼動中の LNG 船規模割合

積載能力 (m <sup>3</sup> )	船数	構成比
18,000～50,000m <sup>3</sup>	20	16%
50,001～100,000m <sup>3</sup>	15	12%
100,001m <sup>3</sup> ～	92	72%
合計	127	100%

(注) LNG1 t 2.394m<sup>3</sup> (LNG), 100,000m<sup>3</sup> 4.2 万トン

(出所) World LNG/GTL Review

## (2) 新規 LNG 船建造の動き

表 17 は LNG 船受注数（造船会社別）とオプション契約<sup>5</sup>をまとめたものである。

2001 年 10 月現在、48 隻の LNG 船が新規に発注されており、さらに 31 隻が追加オプションの行使待ちとして契約されている。

LNG 船の建造実績を見ると 1990 年代半ばまでは、フィンランド、米国、フランス、日本等で建造が行われてきていたが、1994 年以降では LNG 導入に合わせて自国での造船産業の育成を政策として掲げ、韓国やスペインの造船所においても LNG 船建造が始まっている。その他中国でも LNG 導入に合わせて自国での造船産業の発展を目指しており、メンブレン方式の技術ライセンス取得や LNG 建造技術供与を主要造船所に求めている。

BP は、2000 年 6 月 30 日に韓国の三星重工業に、自社 LNG 船（積載能力 138,000m<sup>3</sup>）を 2 隻発注した。BP は、豪州の北西大陸棚（NWS）コンソーシアムへの参加を通じて日本向けに輸送する LNG 船を保有しているが、自社 LNG 船を発注したのは今回が初めてとなる。しかし、同社が参加している LNG プロジェクトはいずれも LNG 船の必要数を確保しているとされている。同社は、備船先を確定していないにもかかわらず新造船を発注したことに対して、LNG 市場の柔軟性を高めたいためであるとしている。同じく三星重工業に 138,000m<sup>3</sup> 級の LNG 船を 2 隻（2004 年投入予定）発注している BG グループは、追加で 6 隻の新造船オプションを行使し、2005 年に 3 隻、2006 年に 3 隻を投入する予定であり、このうちの 2 隻は Atlantic LNG に備船されると見られている。

<sup>5</sup> 船舶の発注者が確定契約分以外に追加発注できる量を予め決めるもので、造船市況に急変のない限り 6 カ月以内に確定契約につながるのが通例とされている。

また、ベルギーの海運輸送会社である Exmar 社は、韓国の大宇造船に 5 隻、三星重工業に 1 隻の LNG 船を発注している。しかし、この全てが LNG プロジェクトとの備船契約として確定したものではないと報じられている。

Shell は、2000 年に、135,000m<sup>3</sup> 級の LNG 船 2 隻を三菱重工業に発注している。両船は、2002 年/2003 年に引渡し予定されており、主として米国のコープポイント LNG 基地への輸送に当てられるものとみられる。

このような各石油メジャー等による備船先確定前の発注については、自前の LNG プロジェクトの進捗状況と韓国造船所における船価の値上げ見通しから、早期に造船契約を締結したものとみられる。スポットや短期取引を前提とした新造船の投入との見方もあるが、基本的にはいずれも長期備船契約を前提とした発注であると考えられる。

表 17 LNG タンカー受注数（造船会社別）とオプション契約

造船会社	発注会社	受注数	オプション数	価格	備考
大宇造船	Exmar	5	3	\$150-168M	エルバソ社向け (4 隻)
	Bergesen	3	2	\$160	Tractabel社向け (2 隻)
	Golar LNG	2	1	\$162-170M	
	Petronet	2	0		ラスラファン (カタール) ダヘジ (インド) /PetronetLNG社
	NW Shelf	1	2		NWS拡張プロジェクト向け
	Shell	1	1	\$165-170M	
	Naviera F Tapias	1	0		Repsol,Enagas社向け
	Union Fenosa	1	0		スペイン電力会社
三星重工業	BP	3	2	\$170M	
	BG	2	6		138,000m <sup>3</sup> *2 OPは2005/2006年に準じ投入 (2隻はAtlanticLNGで備船予定)
	AP Moller	1	1		
	Exmar	1	1		
	Golar LNG	0	2		
	Leif Hoegh	0	1		
	I.S.Carriers S.A	1	0		KOGAS (韓国) 向け
現代重工業	Nigeria LNG	3	4		
	Golar LNG	2	1	\$165.6-170M	
Izar Sestao	Tanker Pacific	1	0		
	Tapias	1	0		Repsol,Enagas社向け
	Elcano	1	0		Repsol,Enagas社向け
	Knutsen	1	0		Repsol,Enagas社向け
	Union Fenosa	1	0		スペイン電力会社
川崎重工業	東京LNGタンカー	1	1		東京ガス (株) の100%子会社
三菱重工業	MISC	3	0		マレーシアLNG 向け
	Shell	3	2	\$165-170M	コープポイントLNG基地向け (予定)
	Brunei LNG	1	0		
	Enron/MOL	1	0		Dabholプロジェクト向け (予定)
	東京電力	1	0		
三井造船	Qtargas	1	1		2001年7月3日契約/カタール液化ガス社他と共同所有
	MISC	3	0		
計		48	31		

(出所) Gas Strategies 社資料, LNG Observer, 各社 HP, その他資料からエネ研作成 (2001 年 10 月時点)

ただし、2001年6月27日から6月29日に、テキサス州アーリントンにて開催されたZeus LNG Conference では、LNG 船に関する動向について下記の報告がなされている。

- ・ 現在稼働中の LNG 船 127 隻のうち 121 隻は、長期契約に基づく傭船にあてがわれている。
- ・ 1999 年から 2001 年に発注された 43 隻のうち、12 隻は、傭船契約が締結されていない。  
(上記期間に発注された LNG 船は、2004-2005 年に投入される予定)
- ・ 傭船契約を結ばない LNG 船が建造される背景として
  - 傭船契約されていない余剰 LNG 船が少ない
    - \*チャーター料 ; US\$150,000/日 (約 1,800 万円/日)
  - LNG 船建造費の低減化
    - \*1991 年 ; 2 億 8000 万ドル
    - \*2000 年 ; 1 億 5000 万ドル
  - LNG 液化基地における生産設備能力の余力
- ・ 短期契約や新規 LNG プロジェクトの進展が新 LNG 船の需要を高める。

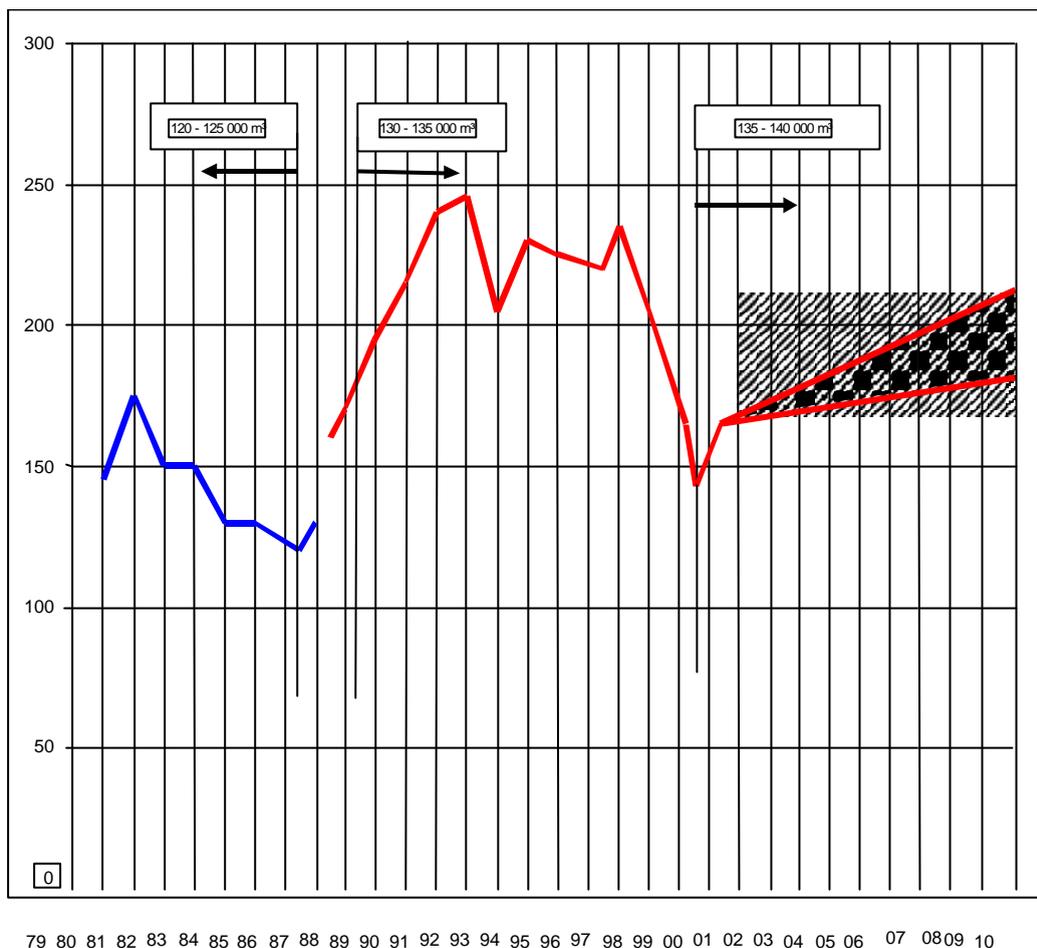
近年、既存 LNG 液化基地の設備改良や液化トレインの大型化などで供給能力が向上し、LNG の余剰生産能力が増加している中、売主側はビジネスチャンスを求めて余剰能力の拡販を模索している。また、買主側はエネルギー市場自由化等の下、長期的需給計画の不透明性が増大している状況において、長期契約におけるフレキシビリティ - の拡大を進めており、買主による購入 LNG 量の変動を吸収する形で LNG のスポットや短期契約での売買が進んでいくことが想定される。こうした状況を受けて、スポットや短期契約用の LNG 船の需要は今後さらに高まっていくであろうが、基本的にはスポットや短期契約においても、長期契約下での LNG 船余剰能力活用が主となり、今後市場に登場する中古 LNG 船が従として活用されていくものと考えられる。

### (3) LNG 船建造費

図 11 は、LNG 船建造費の推移と 2010 年までの予測を示している。

LNG 船が増加したここ数年、新規受注を巡る造船会社間の競争により、LNG 船建造費は低下している。下記グラフは、LNG 船建造費の推移を示したものだが、1992 年には約 2 億 5,000 万ドルした LNG 船建造費が、2000 年には 1 億 5,000 万ドル程度まで下落している。1999 年にベルギー海運会社 Exmar 社が、韓国の大宇工業に発注した LNG 船(138,000m<sup>3</sup>)価格は 1 億 4,500 万ドル、大宇工業は別の会社からも 1 億 4,900 万ドルで同規模船を受注している。

図 11 LNG 船建造費の推移と将来予測



(建造費) 単位 : 100 万 US\$

(出所) Gas Strategies 社資料

#### (4) LNG 輸送の新たなスキーム

インドネシア国営石油ガス公社プルタミナは、韓国ガス公社 (Kogas) と共にインド東海岸の Tamil Nadu 州 Ennore に建設中の LNG 受入基地への供給に関して、LNG 輸送の新たなスキームを提案している。

プルタミナと Kogas は中東から韓国への LNG 輸送航路とインドネシア、インドの位置関係に着目し、中東産の LNG を韓国の受入基地で LNG を降ろした後、中東の液化基地へ戻る空荷の LNG 船 (FOB 船) をインドネシアの LNG 液化基地に寄港させ、さらにそこで LNG を積み込んで Ennore LNG 受入基地へ輸送するバックホールの活用を計画している。

この計画の背景としては、Kogas がオマーンとカタール (ラスラファン) から年間 410 万トン / 480 万トンの LNG 売買契約を締結し、その引渡し条件が FOB 契約となっている点が挙げられる。また、Kogas はプルタミナとも LNG 売買契約を締結していて、年間 530 万トンの LNG を

平沢基地、仁川基地に受入れており、韓国の LNG 輸入量全体の約 36%を占めている。ちなみに、韓国向けインドネシア産 LNG は一部が FOB 契約となっている。

新スキームのメリットとして、インドネシアと Ennore LNG 受入基地間で LNG を輸送する船を新規に建造する必要がなくなり、LNG チェーン全体の投資額が低減される。一方、Kogas にとっても、通常荷卸し後の LNG 船を空荷で帰港していたものを、帰港航路の途中で新たな傭船契約を組み込むことで、LNG 船の有効活用が可能となり、LNG 輸送運賃の低減が可能となる。それにより、LNG 購入価格（CIF ベース）の低減に貢献すると考えられる。

## 9 . 天然ガス輸出国間連携の動向

2001年5月、11カ国<sup>6</sup>の大臣レベルによる「ガス輸出国フォーラム（Gas Exporting Countries Forum : GECF）」がテヘランで開催された。これら11カ国で、世界ガスの埋蔵量の67%、輸出量の71%（内LNGでは世界の88%）を占めている。（参考までに、OPECは世界の埋蔵量の78%、輸出量の55%）本GECFは、OPECをモデルとして、産ガス国連合としての新組織を設立するものではないとされているが、今回のGECF開催には以下の背景が想像される。

- ・ EUのガスの自由化は、産ガス側に事前調整も無く進められており、供給者側のロシア、ノルウェーなどはこれを不満に思っていること（自由化の結果、需要が不透明になることに対する懸念を抱いていること）
- ・ 天然ガスの市場拡大により分断されていたガス市場が統合され、新たな市場競争が生まれる可能性のあること
- ・ 企業の買収/統合によって、メジャーの影響力が増大していること など

これは、世界の石油生産者におけるOPECという「原油生産者間の戦略的連携」に次ぐ、「天然ガス生産者の戦略的連携」にもつながる可能性のある新たなグループ形成の兆しという指摘もあり、今後の動向が注目される。

## 10 . 注目すべきわが国の動向

今後、我が国においては大幅な LNG 需要の増加が期待できない一方で、規制緩和、自由化の進展によりエネルギー市場における企業間の競争が激化していくものと考えられる。新規 LNG 受入基地建設計画が予定されている堺や水島では、エネルギー種別の枠を越えて、石油事業者などの新規参入事業者が発電用など自社の用途だけではなく、LNG および天然ガスの販売事業に乗り出そうとしている。こうした状況下で、我が国の LNG バイヤーが調達コストの低減と需要

---

<sup>6</sup> アルジェリア、インドネシア、イラン、ナイジェリア、カタール（以上 OPEC メンバー）、ブルネイ、マレーシア、ノルウェー、オマーン、ロシア、トルクメニスタン

変動への柔軟な対応を志向する動きがいくつかみられる。

まず、海上輸送については、1993 年に LNG バイヤーである東京ガス・大阪ガス・東邦ガス等が共同所有する LNG 船による LNG 輸入（FOB 契約）を開始したのに続いて、2000 年 10 月に大阪ガスが自社 LNG 船による LNG 輸入（FOB 契約）を開始した。2003 年度から東京ガスは 100%子会社の LNG 船を利用し、マレーシアからの LNG 輸入を開始するとともに、2004 年度からは東京ガス、東邦ガスが同 LNG 船によりオーストラリア NWS から LNG 輸入（FOB 契約）を開始することになった。電力会社でも東京電力が 2003 年からマレーシアからの LNG 輸入の一部を自社船を利用した FOB ベースに切り替える予定があると伝えられている。自社 LNG 船導入の目的は、輸送コストの低減および輸送の弾力性確保であるといわれるが、輸送の弾力性確保によって、スポット取引や第三者向け LNG 輸送や転売も行いやすくなる。

契約条件については、上記、東京ガス・東邦ガスと NWS との LNG 売買契約では、従来よりも購入量の上下幅を広く設定しており、将来の需要変動に合わせた柔軟な LNG 購入が可能になる。

また、2001 年 11 月に中部電力がマレーシア LNG 社と締結した LNG 調達に関する基本協定も注目される。価格、数量、調達時期以外の契約条項である契約形態（Ex-ship）LNG 品質、支払い期限、荷揚げに関する諸取決め等をあらかじめ取り決めることによって、通常準備から航行日数を含めて二ヶ月弱かかるとされる東南アジア方面からの LNG 調達が最短二週間で調達可能になるとされている。

LNG の調達に関しては、競争に勝ち抜くため、各社とも独自の戦略を打ち出してくることが予想される。特に、電力会社およびガス会社等、日本の LNG バイヤー各社それぞれの調達ニーズが多様化してきており、これまでのような電力・ガス会社共同のコンソーシアムによる一律な契約内容から各社のニーズに沿った柔軟なものへと変化しつつある一方で、供給側の立場からは、新しいプロジェクトの立ち上げがより難しくなるとの見方もある。

需要変動に合わせて柔軟性を追求しつつ、供給源を多様化し、自社船活用など独自にコスト低減を図り、競争力のある原料を確保してゆくことがわが国の LNG バイヤーの今後の課題であろう。

お問い合わせ：[ieej-info@tky.ieej.or.jp](mailto:ieej-info@tky.ieej.or.jp)