

サマリー

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（2007 年度）

戦略・産業ユニット 石油・ガス戦略グループ 主任研究員 森川 哲男

2000 年以降、世界の LNG 需要は天然ガス自体の需要の伸びをはるかに上回る 8%/年で増加してきた。需要地域としては、日本を中心とするアジア市場が 65%、欧米市場が 35%を占めている。

世界の LNG 需要は今後 4.1～4.9%/年で増加し、2030 年には 4 億 3,500 万～5 億 1,700 万トンに達すると見込まれる。地域別に見ると、アジアの需要は 2007 年の 1 億 1,258 万トンから 2.1～3.0%/年で増加し、2030 年には 1 億 8,200 万～2 億 2,300 万トンに達する。欧州・北中南米の需要はアジア市場より高い伸び率で推移し、2010 年台半ばにアジアの需要を上回ることが想定されている。

一方、供給面を見ると、新規液化プロジェクトが順調に立ち上がれば、需要を満たすことが可能である。また、欧米向けの供給力は既にアジア市場供給ポートフォリオに組み込まれており、短中期的にアジア市場での需給調整に重要な役割を果たすことが見込まれる。

今後のアジア向け LNG 需給を見る上で重要なポイントとしては、欧米経済の失速程度、Henry Hub 価格レベル、柏崎・刈羽原子力発電所の復旧時期、LNG プロジェクトへの投資環境の悪化、非在来型 LNG プロジェクトが現実化といった点が挙げられる。

お問い合わせ先: report@tky.ieej.or.jp

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*(2007 年度)

戦略・産業ユニット 石油・ガス戦略グループ 主任研究員 森川 哲男

はじめに

本稿は、平成 19 年度天然ガス開発利用促進調査（アジア・太平洋及び大西洋市場の天然ガス需給動向調査）として財団法人日本エネルギー経済研究所が経済産業省・資源エネルギー庁より受託、実施した調査研究内容の一部である。この中で、わが国の天然ガス需給に影響を及ぼす可能性のある LNG 輸出入国や LNG 市場動向等について、定点観測的な調査を行った。以下、天然ガス需給、天然ガス貿易、LNG チェーン、LNG 需給バランスの順に概観する。

1. 天然ガス需給

2007 年初における世界の天然ガス埋蔵量は 183.1Tcm 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 8.9%に過ぎない。2006 年における世界の天然ガス生産量は 2.89Tcm で北米、旧ソ連がそれぞれ 26.1%、27.0%を占め、アジア・オセアニアは 13.1%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 426.7Bcm で世界の消費量の 14.8%を占めている。（図表 1、図表 2）

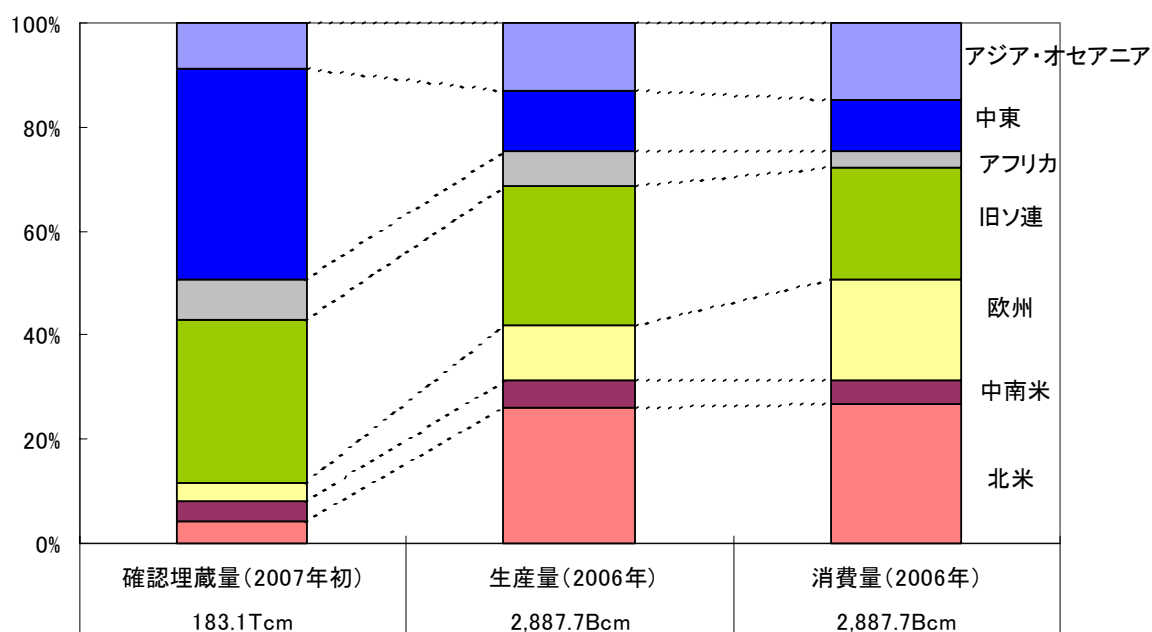
図表 1 世界の天然ガス埋蔵量・生産量・消費量

	確認埋蔵量 (2007年初)		生産量 (2006年)		消費量 (2006年)	
	(Tcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)
北米	8.0	4.4	753.2	26.1	769.9	26.7
中南米	6.9	3.8	147.0	5.1	130.8	4.5
欧州	6.3	3.4	305.4	10.6	568.3	19.7
旧ソ連	57.2	31.2	778.7	27.0	616.4	21.3
アフリカ	14.5	7.9	191.7	6.6	88.5	3.1
中東	73.9	40.4	334.8	11.6	287.1	9.9
アジア・オセアニア	16.3	8.9	377.0	13.1	426.7	14.8
合計	183.1	100.0	2,887.7	100.0	2,887.7	100.0

(出所) Natural Gas in the World、Gedigaz

* 本稿は、平成 19 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る。

図表 2 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、Gedigaz

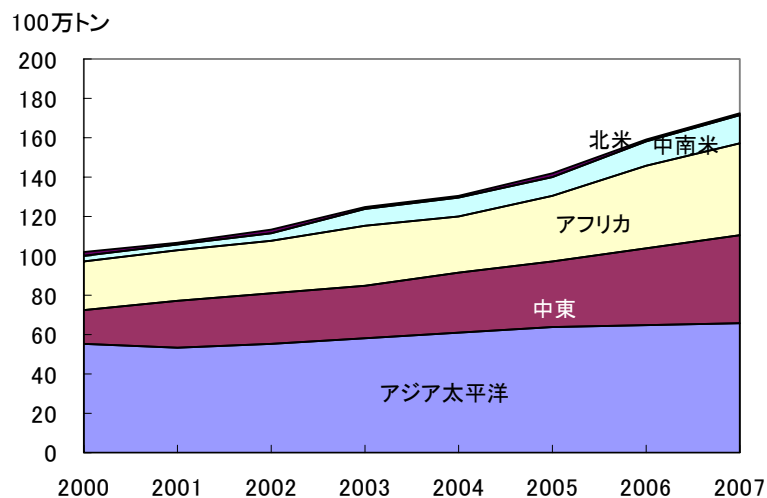
2. LNG 貿易

(1) LNG 輸出入

2007 年における世界の LNG 取引量は 1 億 7,260 万トンであった。取引量は 2000～2007 年の間、年率 8%で成長している。2007 年には 3 月にカタールの RasGas II Train 3、5 月赤道ギニアの EG LNG、9 月にノルウェーの Snohvit、12 月にナイジェリアの NLNG Train 6 がそれぞれ立ち上がり、1,366 万トンも輸出量が増加した。同年の輸出地域を見ると、アジア・太平洋が 38%、中東が 26%、アフリカが 27%、中南米が 8%、北米が 1%となっている。

(図表 3)

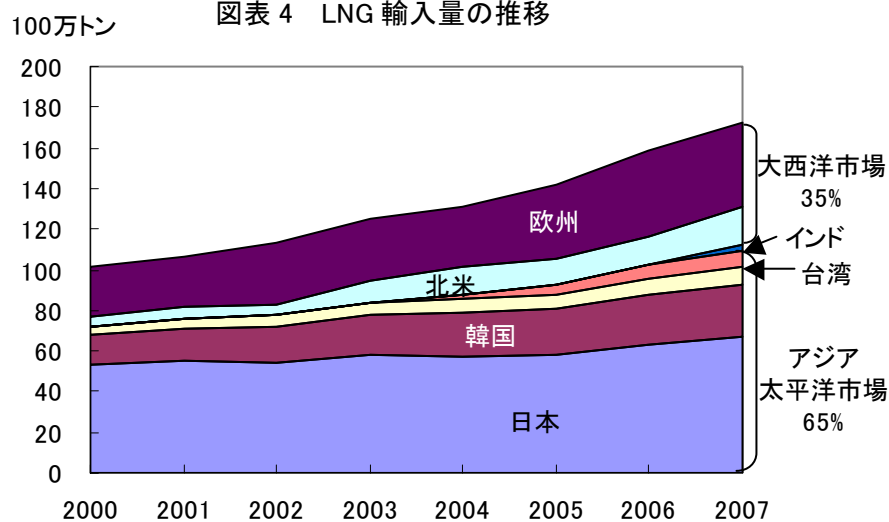
図表 3 地域別 LNG 輸出



(出所) GIIGNL、LNG Focus

なお、輸入地域を見ると、2007 年のアジア市場¹の需要は 1 億 1,250 万トン、大西洋市場²は 6,010 万トンであった。2000～2007 年にかけて、アジア市場の需要の伸び率が 7%/年、大西洋市場の伸び率は 8%/年に達する。(図表 4) 2007 年は、日本やインドの需要が大幅に伸び、中国の輸入も本格化したことから、2006 年から 964 万トンもの需要増となった。

図表 4 LNG 輸入量の推移



(出所) GIIGNL、LNG Focus

¹ 2007 年現在で、日本、韓国、台湾、インド、中国。

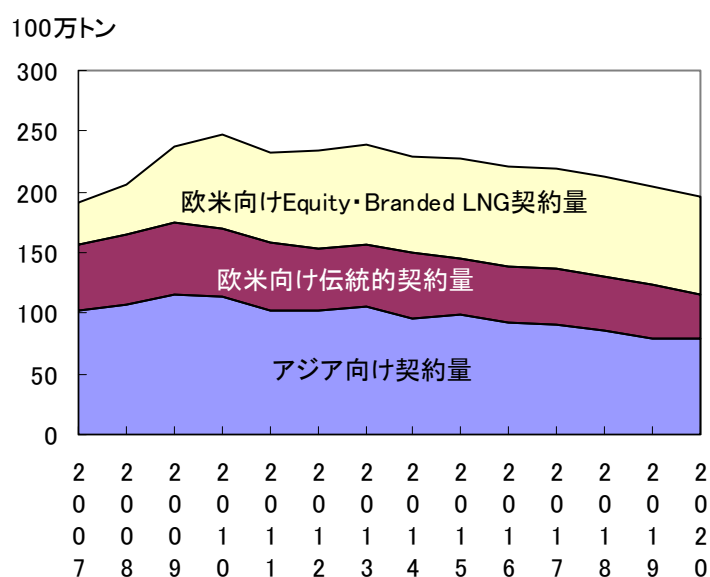
² 2007 年現在で、アメリカ、プエルトリコ、ドミニカ、ベルギー、フランス、スペイン、ポルトガル、イタリア、ギリシャ、トルコ、イギリス。

(2) 中長期契約

近年では、スポットや短期契約による供給量も増加しているものの、LNG 取引は 20 年以上の長期契約に基づくものが中心である。2007 年時点で、これらの LNG 中長期契約量は 1 億 9,065 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。ここで留意すべきは、欧米向け新規契約量のかなりの部分が、売主が自ら LNG を引き取り、マーケティングしたり (Equity LNG)、最終需要家でない買主が LNG を購入してマーケティングする (Branded LNG) 形態となっていることである³。

欧米向けの Equity・Branded LNG 契約量は、2000 年時点では世界全体の契約量の 10%にも満たなかったが、2007 年時点で全欧米向け契約量の 37%(約 3,300 万トン)を占め、2015 年にはその割合が 64%にまで拡大することが見込まれている。これらの契約では、仕向地が 1 カ所に特定されていないことも多く、各契約条件によって差があるものの、市場間の需給や価格状況に応じて一定量がトレーディングされる可能性が高い。トレーディング量の増加は、季節間の供給量格差縮小に寄与しているとの見方もある⁴。

図表 5 世界の中長期 LNG 契約



- (注) 1. 本図表の数値は、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、数量の下限值が計上されている。また、オプション数量は含まれない。
- (出所) GIIGNL、各事業者プレスリリース等

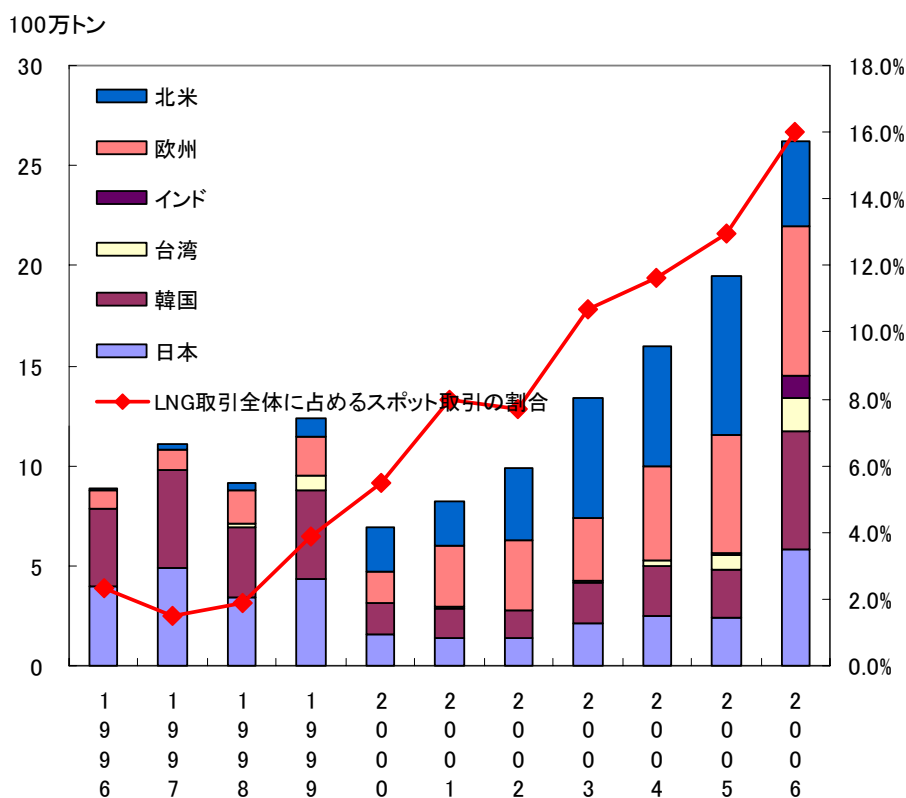
³ これらの用語は、Andy Flower 氏 (「LNG in 2007 - Strong growth but continuing uncertainty over supply」、LNG Focus、February-March 2008) の使用法に則っている。Equity LNG は、Qatargas 2 や RasGas 3 における ExxonMobil や Total、NLNG における Shell や Total が典型、Branded LNG は EG LNG における BG が典型である。

⁴ Andy Flower、「LNG in 2007 - Strong growth but continuing uncertainty over supply」、LNG Focus、February-March 2008

(3) スポット・短期取引

2006 年における世界のスポット・短期契約による LNG 取引量は 2,547 万トンであった。そのうち 429 万トンがアメリカ、740 万トンが欧州、1,379 万トンがアジア市場向けである。これは LNG 取引量全体の 16% に相当し、1990 年代後半からの取引量の増加が著しい。(図表 6) 但し、ここで言うスポット・短期契約とはカーゴベースもしくは 1 年以下の契約による取引であり、単独カーゴベースの所謂スポット取引は依然として限られると思われる⁵。LNG 取引の流動性は、原油や石油製品のそれに比べて依然として低いものの、スポット・短期取引が LNG 取引におけるシェアを急速に増していることも事実である。特に、上述した Equity・Branded LNG からトレーディングされる量は、統計上スポットあるいは短期取引とカウントされる可能性が高い。従って、スポット・短期取引量は今後も一定量増加し、LNG 取引の流動性が高まることが予想される。

図表 6 世界の LNG 取引に占めるスポット取引の割合



(出所) GIIGNL、Cedigaz

(4) LNG 輸入価格

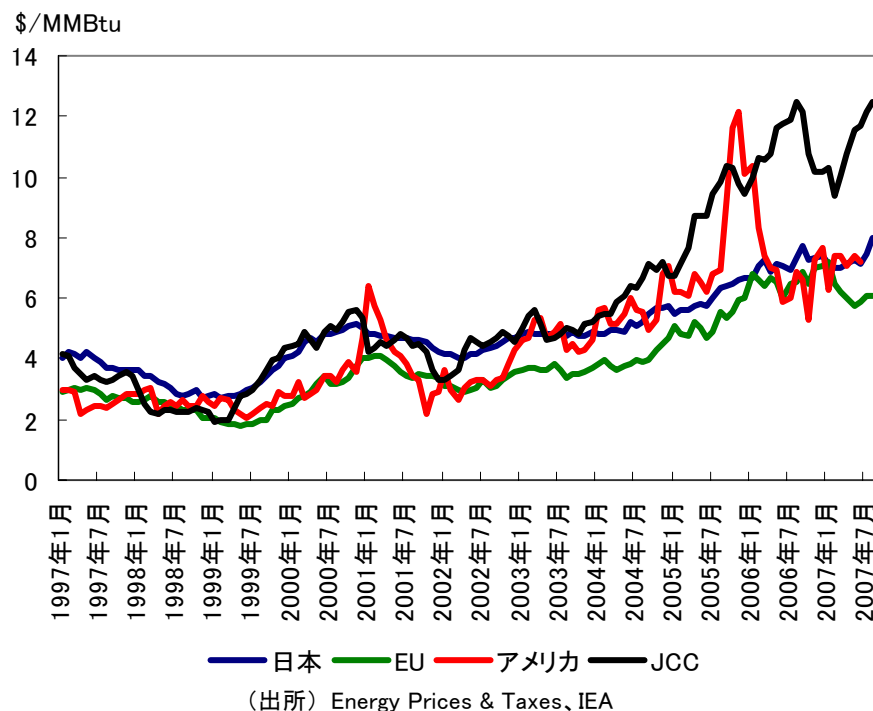
LNG 価格決定方式は地域ごとに異なっており、アジアでは一般的に JCC (Japan Crude

⁵ 原油取引におけるスポット割合は一般的に 3 割前後とされているが、これらはカーゴベースの取引量が全取引量に占める割合であり、図表 6 で示しているスポット・短期取引とは定義が異なる。

Cocktail) と呼称される日本向け原油の平均 CIF 価格に、欧州大陸向けは石油製品やブレント原油価格にリンクしている。アメリカやイギリス向けは、Henry Hub や NBP (National Balancing Point) といった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。

図表 7 に日本、アメリカ、EU 向けの LNG 価格の推移を示す。2000 年頃まで日本向け LNG 価格はアメリカや EU と比較して高いレベルで推移した。JCC 価格の上昇に伴って、日本向け LNG 価格も上昇傾向にあるが、価格フォーミュラの構造によって上昇幅は JCC 価格よりも低く抑えられている。EU 向けの価格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。アメリカ向けは、国内の天然ガス価格高騰を反映し、LNG 価格も 1999 年以降上昇基調にあり、かつボラティリティも高い。

図表 7 LNG 価格の推移



日本向け LNG 供給において、原油価格リンクのターム契約が主たる供給力である状況が急激に変わる可能性は高くはないと思われる。従って、今後の日本向け長期契約価格トレンドを規定する主要因は、原油価格レベルと各契約における原油価格リンクの程度である。日本向けスポット価格には、原油価格の他に、米英等大西洋市場のガス価格レベル、アジア諸国向けのスポット価格レベル等の要因が影響を及ぼすと考えられる。

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、2007 年末で 1 億 9,800 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 7,360 万トンで最も多く、アフリカと中東が 5,800 万トンと 4,610 万トン、北中米が 1,610 万トンで続いている。(図表 8) 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。

2006 年にインドネシアを抜いて世界一の LNG 輸出国となったカタールの液化能力は 3,040 万トン/年であり、大規模な拡張計画も進められている。2007 年に輸出を開始した赤道ギニアの EG LNG、ノルウェーの Snohvit は、液化設備のトラブルに見舞われたが、現在では稼働を再開している。

図表 8 既存 LNG 生産プラント(2007 年末現在)

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (100万トン/年)	生産開始 (年)	推進体制		買主(契約量):契約期間
					ガス田	液化プラント	
アフリカ	アルジェリア	Arzew GL4Z (Train 1-3)	1.1	1964	Sonatrach		GdF(2.5): 1976-2019 GdF(3.7): 1982-2019 GdF(1.3): 1992-2019 Duke(3.2): 1989-2009 Botas(3.0): 1994-2014 ENI(1.4): 1997-2014 Enel(1.15): 1999-2022 DEPA(0.50): 2000-2021 Iberdrola(0.73): 2002-2021 Cepsa(0.45): 2002- Endesa(0.75): 2005-2017
		Arzew GL1Z (Train 1-6)	7.8	1978			
		Arzew GL2Z (Train 1-6)	8.0	1980			
		Skikda GL1K II (Train 4-6)	3.0	1980			
	リビア	Marsa el Brega (Train 1-2)	0.6	1970	Sirte Oil		Gas Natural(1.15): 1981-2008
	ナイジェリア	Nigeria LNG (Train 1, 2)	6.4	1999	NNPC, Shell, Total, ENI	NNPC(49), Shell(25.6), Total(15), ENI(10.4)	GdF(0.36): 1999-2021 Enel(2.5): 1999-2019 Gas Natural(1.17): 1999-2021 Gas Natural(1.99): 2002-2024 Endesa(0.75): 2005-2025 Iberdrola(0.36): 2005-2025 ENI(1.15): 2006-2028 Botas(0.9): 1999-2021 Transgas(1.42): 2002-2023 BG(2.5): 2004-2023 Shell(1.54): 1.54 Total(0.2): 2005-2026
		Nigeria LNG (Train 3)	3.2	2002			
		Nigeria LNG (Train 4, 5)	8.2	2006			
		NLNG (Train 6)	4.1	2007			
					NNPC, Shell, Total, ENI	NNPC(49), Shell(25.6), Total(15), ENI(10.4)	Shell(1.4): 2007-2027 Endesa(0.75): 2006-2016 Total(N.A.)

次項へ続く

図表 8 既存 LNG 生産プラント(2007 年末現在)続き

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (100万トン/年)	生産開始 (年)	推進体制		買主(契約量):契約期間
					ガス田	液化プラント	
アフリカ	エジプト	Damietta LNG (Train 1)	5.0	2005	EGPC, EGAS, BP, BG, Petronas	Union Fenosa Gas(80), EGAS(10), EGPC(10)	Union Fenosa(3.3): 2005-2029 BP(1.2): 2005-2025 BG(1.7): 2005-2010
		Egyptian LNG (Train 1)	3.6	2005	BG, Petronas	BG(35.5), Petronas(35.5), EGAS(12), EGPC(12), Gaz de France(5)	GdF(3.6): 2005-2025
		Egyptian LNG (Train 2)	3.6	2005		BG(38), Petronas(38), EGAS(12), EGPC(12)	BG(3.6): 2006-2023
	ギニア 赤道	EG LNG (Train 1)	3.4	2007年 5月	Marathon, Sonagas	Marathon(60), Sonagas(25), 三井物産(8.5), 丸紅(6.5)	BG(3.4): 2007-
	小 計		58.0				
欧州	ノルウェー	Snohvit LNG (Train 1)	4.2	2007年 10月	Statoil 33.53%, Petoro 30%, Total 18.4%, Gaz de France 12%, Amerada Hess 3.26%, RWE 2.81%		Statoil(1.8): 2007- Iberdrola(1.2): 2007- GdF/Total(1.2): 2007-
	小計		4.2				
北中米	アメリカ	Kenai (Train 1, 2)	1.3	1969	ConocoPhilips(70), Marathon(30)		東京電力(0.92): 1989-2009 東京ガス(0.31): 1989-2009
	トリニ ダード・ ゴード	Atlantic LNG (Train 1)	3.0	1999	BP, BG, Chevron, Petromin, ENI, PetroCanada	BP(34), BG(26), Repsol-YPF(20), NGC(10), Tractebel(10)	Gas Natural(1.06): 1999-2018 Gas Natural(0.65): 2002-2023 Repsol YPF(1.19): 2006-2023
		Atlantic LNG (Train 2)	3.3	2002		BP(42.5), BG(32.5), Repsol-YPF(25)	Suez(1.63): 1999-2018 Suez(0.34): 2000-2020 BP(0.8): 2002-2021
		Atlantic LNG (Train 3)	3.3	2003			BG(2.2): 2004-2020 Marathon(1.2): 2005-2010
		Atlantic LNG (Train 4)	5.2	2005			BG(1.5): 2005-2026 NGC(0.58): 2006-2026
	小 計		16.1				
中東	アブダビ	ADGAS (Train 1, 2)	3.1	1977	ADNOC(100)	ADNOC(70), 三井物産(15), BP(10), Total(5)	東京電力(4.3): 1994-2019
		ADGAS (Train 3)	2.3	1994			
	オマーン	Oman LNG (Train 1, 2)	6.6	2000	オマーン政府(60), Shell(34), Total(4), Partex(2)	オマーン政府(51), Shell(30), Total(5.54), 三菱商事(2.77), 三井物産(2.77), Partex(2), 伊藤忠商事(0.92), Korea LNG(5)	大阪ガス(0.66): 2000-2024 KOGAS(4.06): 2000-2024 BP(0.77): 2004-2009 伊藤忠商事(0.7): 2006-2026
		Qalhat LNG (Train 3)	3.7	2005		オマーン政府(47), オマーンLNG(37), Union Fenosa(7), 三菱商事(3), 伊藤忠商事(3), 大阪ガス(3)	三菱商事(0.8): 2006-2020 大阪ガス(0.8): 2006-2020 Union Fenosa Gas(1.6): 2006-2026

次項へ続く

図表 8 既存 LNG 生産プラント(2007 年末現在)続き

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (100万トン/年)	生産開始 (年)	推進体制		買主(契約量):契約期間	
					ガス田	液化プラント		
中東	カタール	Qatargas (Train 1-3)	9.7	1997	QP(65), Total(20), ExxonMobil(10), 三井物産(2.5), 丸紅(2.5)	QP(65), Total(10), ExxonMobil(10), 三井物産(7.5), 丸紅(7.5)	中部電力(4.0): 1997-2022 東京ガス(0.35): 1998-2022 大阪ガス(0.35): 1997-2021 東北電力(0.52): 1999-2022 関西電力(0.29): 1999-2022 中国電力(0.12): 1999-2022 東京電力(0.2): 1999-2022 東邦ガス(0.17): 2000-2022 Gas Natural(0.66): 2001-2012 Gas Natural(0.66): 2002-2012 Gas Natural(0.75): 2005-2025 Gas Natural(0.75): 2006-2025 Iberdrola(0.88): 2003-2022	
		RasGas (Train 1, 2)	6.6	1999	QP(63), ExxonMobil(25), KOGAS(5), 伊藤忠商事(4), LNG Japan(3)		KOGAS(4.92): 1999-2024 Petronet(7.5): 2004-2028 Endesa(0.8): 2005-2025 ENI(0.75): 2004-2023 Edison(4.7): 2007-2032 Distrigas(2.05): 2007-2027 CPC(3.0): 2008-2033	
		RasGas II (Train 3)	4.7	2004	QP, ExxonMobil	QP(70), ExxonMobil(30)		
		RasGas II (Train 4)	4.7	2005	QP, ExxonMobil	QP(70), ExxonMobil(30)		
		RasGas II (Train 5)	4.7	2007年3月	N.A.	Qatar Petroleum(70), ExxonMobil(30)		
	小 計		46.1					
アジア太平洋	ブルネイ	Brunei LNG (Train 1-5)	7.2	1972 -1974	ブルネイ政府(50), Shell(50)	ブルネイ政府(50), Shell(25), 三菱商事(25)	東京電力(4.03): 1973-2013 東京ガス(1.24): 1973-2013 大阪ガス(0.74): 1973-2013 KOGAS(0.70): 1997-2013	
					Total(37.5), Shell(35), Jasra(22.5), Pg Jaya(5)			
	インドネシア	Bontang I (Train A, B)	5.2	1977	VICO, Total, INPEX, Chevron ① Offshore		Pertamina(55), VICO(20), JILCO(15), Total(10)	大阪ガス(1.27): 1994-2013 東京ガス(0.92): 1994-2013 東邦ガス(0.12): 1994-2014 広島ガス(0.21): 1996-2015 大阪ガス(0.1): 1996-2015 日本ガス(0.08): 1996-2015 関西電力(2.57): 2000-2010 中部電力(2.15): 2000-2010 九州電力(1.56): 2000-2010 大阪ガス(1.30): 2000-2010 新日本製鉄(0.62): 2000-2010 東邦ガス(0.25): 2000-2010 中部電力(1.65): 2003-2011 関西電力(0.88): 2003-2011 大阪ガス(0.44): 2004-2011 東邦ガス(0.55): 2003-2011
		Bontang II (Train C, D)	5.2	1983	MahakamTotal(50) INPEX(50)②Attaka UnitChevron(50)			
		Bontang III (Train E)	2.8	1989	INPEX(50)③ Makassar Chevron(90)			
		Bontang IV (Train F)	2.8	1993	Pertamina(10)④ Ganal Chevron(80)			
		Bontang V (Train G)	2.8	1997	Eni-Ganal(20)⑤ Sanga SangaVICO(23.13)L ASMO(26.25)BP(26.25)CPC(20)Univers al Gas & Oil(4.37)			
		Bontang VI (Train H)	3.0	1999				
		Arun I (Train 1)	1.5	1978	ExxonMobil(100)	Pertamina(55), ExxonMobil(30), JILCO(15)	KOGAS(2.0): 1994-2014 KOGAS(1.0): 1998-2017 CPC(1.57): 1990-2010 CPC(1.84): 1998-2017 東北電力(0.85): 2005-2009 東京電力(0.13): 2005-2009 KOGAS(2.3): 1986-2007	
		Arun II (Train 4, 5)	3.0	1984				
		Arun III (Train 6)	2.0	1986				

次項へ続く

図表 8 既存 LNG 生産プラント(2007 年末現在)続き

地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (100万トン/年)	生産開始 (年)	推進体制		買主(契約量):契約期間
					ガス田	液化プラント	
地域	マレーシア	Malaysia LNG I (Satu) (Train 1-3)	8.1	1983	Shell(50), Carigali(50)	Petronas(90), サラワ ク州政府(5), 三菱商事(5)	東京電力(4.8): 2003-2018 東京ガス(2.6): 2003-2018 西部ガス(0.2): 1993-2013
		Malaysia LNG II (Dua) (Train 4-6)	7.8	1995		Petronas(60), Shell(15), 三菱商事 (15)サラワク州政府 (10),	西部ガス(0.16): 1993-2013 東京ガス(0.8): 1995-2015 大阪ガス(0.6): 1995-2015 関西電力(0.42): 1995-2015 東邦ガス(0.28): 1995-2015 東北電力(0.5): 1996-2016 静岡ガス(0.45): 1996-2016 仙台市営ガス(0.15): 1997-2017 KOGAS(2.0): 1995-2015 CPC(2.25): 1995-2015
		Malaysia LNG III (Tiga) (Train 7, 8)	6.8	2003	Shell(37.5), 新日本 石油(37.5), Carigali(25)	Petronas(60), Shell(15), 新日本石油(10), サラワク州政府(10), 三菱商事(5)	石油資源開発(0.48): 2003-2023 東京ガス(0.34): 2004-2024 東邦ガス(0.22): 2004-2024 東邦ガス(0.52): 2007-2027 大阪ガス(0.12): 2006-2024 広島ガス(0.008-0.016): 2005-2012 東北電力(0.5): 2005-2025 東邦ガス(0.52): 2007-2027 KOGAS(1.5): 2003-2010 KOGAS(1.5): 2008-2028 CNOOC(3.03): 2009-2034
		Malaysia LNG トレイン不特定分					大阪ガス(0.92): 2009-2025 四国電力(0.42): 2010-2025 中部電力(0.54): 2011-2031 西部ガス(0.39): 2013-2028
	オーストラリア	NWS (Train 1-4)	11.9	1989- 2004	Woodside(16.7), Shell(16.7), Chevron(16.7), BHP Billiton(16.7), BP(16.7), MIMI(16.7), CNOOC	Woodside(16.7), Shell(16.7), Chevron(16.7), BHP Billiton(16.7), BP(16.7), MIMI(16.7)	東京ガス(0.79→0.53): 1989-2009→2017 東京電力(1.18→0.3): 1989-2009→2016 東邦ガス(0.23→0.76): 1989-2009→2019 大阪ガス(0.79→0.5): 1989-2009→2015 九州電力(1.05→0.7): 1989-2009→2017 関西電力(1.13→0.4): 1989-2009→2017 中部電力(1.05→0.5): 1989-2009→2016 中国電力(1.11→1.43): 1989-2009→2021 関西電力(0.50→0.925): 2009-2014→ 2023 KOGAS(0.50): 2003-2007→2016 東京ガス(1.07): 2004-2028 東邦ガス(0.3): 2004-2028 大阪ガス(1.0): 2004-2034 九州電力(0.5): 2004-2026 静岡ガス(0.13): 2005-2028 東北電力(0.4): 2005-2019 中部電力(0.6): 2009-2024 CNOOC(3.7): 2006-2031 東北電力(0.6): 2010-2019
		Darwin LNG	3.5	2006	ConocoPhillips(56.72), Eni(12.04), Santos(10.63), Inpex(10.53), 東京電力 (6.72), 東京ガス(3.36)		東京電力(2.0): 2006-2023 東京ガス(1.0): 2006-2023
	小 計		73.6				
合 計		198.0					

(出所) GIIGNL、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。2007 年末時点で建設中もしくは需要家と SPA や HOA を締結済プロジェクトの LNG 生産能力合計は 1 億 1,740 万トンあり、2015 年までに実現することが見込まれる。地域別に見

ると、アフリカが 1,810 万トン、中東が 5,350 万トン、中南米が 440 万トン、アジア・太平洋が 4,140 万トンである。(図表 9)

図表 9 建設中もしくは 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 (100万トン/年)	生産開始予定	推進体制		買主(契約量):契約期間
					ガス田	液化プラント	
アフリカ	アルジェリア	Skikda	4.5	2011	Sonatrach		Sonatrach
	ナイジェリア	NLNG (Train 7)	8.4	2012	NNPC, Shell, Total, ENI	NNPC(49), Shell(25.6), Total(15), ENI(10.4)	BG(2.25): 2012- Total(1.38): 2012- ENI(1.38): 2012-
	アンゴラ	Angola LNG (Train 1)	5.2	2012	Sonagas(22.8%), Chevron(36.4%), Eni(13.6%),Total(13.6%), BP(13.6%)		Chevron(1.9): 2012- Sonangol(1.2): 2012- Total(0.7): 2012- BP(0.7): 2012- ENI(0.7): 2012-
	小 計		18.1				
中東	カタール	RasGas 3 (Train 6)	7.8	2008年末	N.A.	Qatar Petroleum (70), ExxonMobil(30)	ExxonMobil(7.8): 2008-
		RasGas 3 (Train 7)	7.8	2009年末	N.A.	Qatar Petroleum(70), ExxonMobil(30)	ExxonMobil(7.8): 2009-
		Qatargas II (Train 1)	7.8	2008年	N.A.	Qatar Petroleum(70), ExxonMobil(30)	ExxonMobil(10.4): 2007-2032 Total(5.2): 2009-2034
		Qatargas II (Train 2)	7.8	2009年	N.A.	Qatar Petroleum(65), ExxonMobil(18.3), Total(16.7)	
		Qatargas 3	7.8	2009年	N.A.	Qatar Petroleum(68.5), ConocoPhillips(30), 三井物産(1.5)	ConocoPhillips(7.8): 2009-
		Qatargas 4	7.8	2009年末	N.A.	Qatar Petroleum (70), Shell (30)	Shell(7.8): 2009-
	イエメン	Yemen LNG (Train 1, 2)	6.7	2009年 第2四半期	Hunt Oil(38.5), ExxonMobil(37), SK(24.5)	Total(42.9), Yemen Gas(23.1), Hunt Oil(18), SK(10), Hyundai(6)	KOGAS(1.3): 2008-2028 Suez(2.5): 2009-2029 Total(1.5): 2009-2029
	小 計		53.5				
中南米	ペルー	Peru LNG	4.4	2010年 第2四半期	Hunt Oil(50), SK(20), Repsol YPF(20), 丸紅(10)		Repsol YPF(3.6): 2010-
	小 計		4.4				

次項へ続く

図表 9 建設中もしくは 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 (100万トン/年)	生産開始予定	推進体制		買主(契約量):契約期間
					ガス田	液化プラント	
アジア・太平洋	オーストラリア	NWS (Train 5)	4.4	2008年 第4四半期	Woodside, BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, MIMI (1/6 each), CNOOC	Woodside, BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, MIMI (1/6 each)	NWS Train 1-4と一部共通の模様
		Gorgon (Train 1, 2)	15.0	2014-2015?	Chevron(50), Shell(25), ExxonMobil(25)		東京ガス(1.2): 2010-2035 中部電力(1.5): 2010-2035 大阪ガス(1.5): 2010-2035 Shell(2.5): 2010- PetroChina(1.0):
		Pluto (Train 1)	4.8	2010年末	Woodside(90)、東京ガス(5)、 関西電力(5)		東京ガス(1.5-1.75): 2010-2025 関西電力(1.75-2.0): 2010-2025
	インドネシア	Tangguh (Train 1, 2)	7.6	2008～2009年	BP(37.16), MI Berau BV(16.3), CNOOC(16.96), 日石Berau(12.23) , KG Berau・KG Wiriagar(10), LNG Japan(7.35)		POSCO(0.55): 2005-2025 CNOOC(2.6): 2007-2032 Sempra(3.7): 2008-2028 東北電力(0.12): 2010-2025
	ロシア	Sakhalin II (Train 1, 2)	9.6	2008年	Gazprom(50), Shell(27.5), 三井物産(12.5), 三菱商事(10)		東京ガス(1.1): 2007-2031 東京電力(1.5): 2007-2029 広島ガス(0.21): 2008-2028 九州電力(0.5): 2009-2031 東邦ガス(0.5): 2009-2033 東北電力(0.42): 2010-2030 西部ガス(0.0085): 2010-2028 中部電力(0.5): 2011-2025 大阪ガス(0.2): 2008-2028 KOGAS(1.5) : 2008-2028 Shell(1.6) : 2008-2028
	小 計		41.4				
合 計		117.4					

(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。図表 10 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 9,440 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。

図表 10 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 (100万トン/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	Gassi Touil (Arzew)	4.0	N.A.	Sonatrach	アメリカ、欧州
	ナイジェリア	Olokola LNG (Train1-4)	22.0	2009-2010	NNPC(49.5), Chevron(18.5), Shell(18.5), BG(13.5)	アメリカ
		Brass River LNG (Train 1, 2)	10.0	2013	NNPC(49), Total(17), ConocoPhillips(17), ENI(17)	アメリカ、メキシコ
		Flex LNG	1.0	2011	Flex LNG, Peak Petroleum	N.A.
	アンゴラ	Angola LNG (Train 2)	6.0	N.A.	Sonangol, ENI, Gas Natural, Galp, Exem	アメリカ、欧州
	エジプト	Damietta (Train 2)	5.0	N.A.	ENI, BP, EGAS, SEGAS	N.A.
		Egyptian LNG (Train 3)	N.A.	N.A.	BG, RWE	N.A.
		West Damietta	4.0	N.A.	Shell, EGPC	N.A.
	リビア	Marsa el Brega 改修 (Train 1-2)	2.5	N.A.	NOC, Shell	N.A.
	赤道ギニア	EG LNG (Train 2)	4.4	N.A.	Marathon(60), Sonagas(25), 三井物産(8.5), 丸紅(6.5)	N.A.
	小 計		58.9			
欧 州	ロシア	Shtokman LNG	7.0	2014	Gazprom	アメリカ、欧州
	ノルウェー	Snøhvit LNG (Train 2)	4.2	2012	Petro, Statoil, Total, Gaz de France, Amerada Hess, RWE	アメリカ、欧州
	小 計		11.2			
中 東	イラン	Pars LNG (Train 1, 2)	10.0	2013	NIOC(50), Total(40), Petrinas(10)	アジア、欧州
		Persian LNG (Train 1, 2)	16.2	2013	NIOC(50), Shell(25), Repsol(25)	アジア、欧州
		North Pars LNG	15.0	2013	CNOOC	中国
		Iran LNG	10.0	N.A.	NIOC	アジア
		Qeshm	1.2	2010	LNG Ltd.	N.A.
	小 計		52.4			
北 中 南 米	アメリカ	North Slope	9.0	N.A.	Yukon Pacific	アメリカ
	ベネズエラ	Mariscal Sucre (Train 1)	4.7	2013	PDVSA, Shell, 三菱商事	アメリカ
		Delta Caribe	4.5	2015	Chevron	大西洋
	トリニダード・ トバゴ	Atlantic LNG (Train 5)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	小 計		18.2			

次項へ続く

図表 10 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 (100万トン/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	Browse	7.0	2013-2015	Woodside, Chevron, BP, BHP Billiton, Shell	アジア・太平洋
		Greater Sunrise	7.0	2013	Woodside(33.44), ConocoPhillips(30), Shell(26.56), 大阪ガス(10)	アジア・太平洋
		Timor Sea LNG (Tassie Shoal)	3.6	N.A.	Methanol Australia	アジア
		Pilbara	6.0	N.A.	BHP Billiton, ExxonMobil	アメリカ
		Pluto (Train 2)	N.A.	2012	Woodside	アジア・太平洋
		Ichthys	6.0	2012	国際石油開発(76), Total(24)	アジア・太平洋
		Gladstone	3.0	2014	Santos	アジア・太平洋
		Project Sun	0.5	2012	双日, Sunshine Gas	N.A.
		Gladstone LNG (Train 1)	1.3	2011	LNG Ltd.	N.A.
		Gladstone LNG (Train 2)	1.3	2013	LNG Ltd.	N.A.
		N.A.	3.0	2013	BG, Queensland Gas	N.A.
	インドネシア	Tangguh (Train 3)	N.A.	N.A.	BP, MI Berau, CNOOC, 日石Berau, KG Berau Wiriagar, LNG JAPAN	アジア・太平洋
	インドネシア	Natuna	N.A.	N.A.	ExxonMobil, Pertamina	アジア・太平洋
		Donggi Senoro LNG	2.0	2010	三菱商事(51), Pertamina(29), Medco(20)	アジア・太平洋
		Abadi	3.0	2015	国際石油開発	アジア・太平洋
	パプア ニューギニア	N.A.	5.0	2012	ExxonMobil(42.5), Oil Search(36.6), Santos(13.8), 新日本石油(2.7), AGL(3.3), MRDC(1.1)	アジア・太平洋
		PNG LNG	4.0	2012	InterOil, Merrill Lynch, Clarion Finaz AG	アジア・太平洋
		N.A.	1.0	2010	LNG Ltd.	アジア・太平洋
	小 計		53.7			
	合 計		194.4			

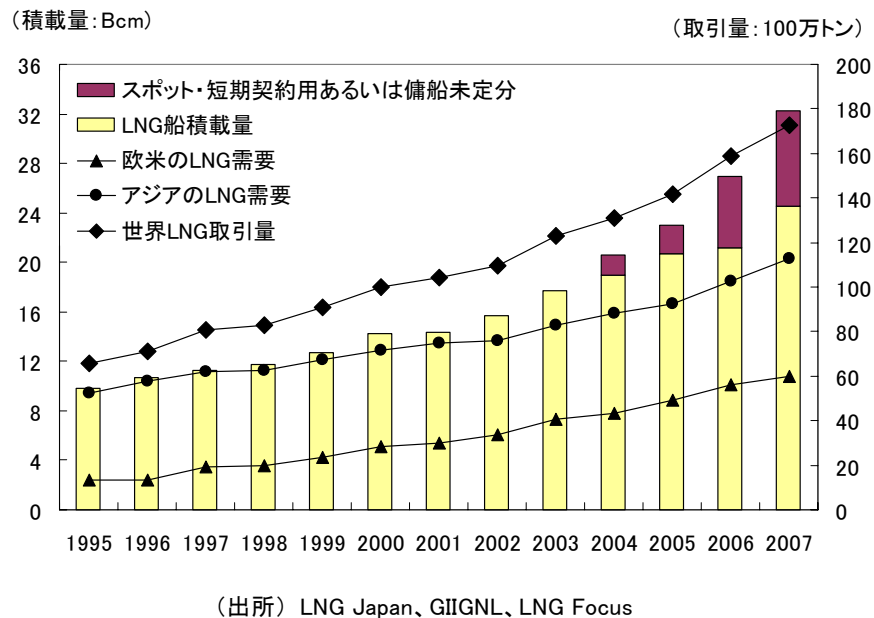
(出所) 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

(2) LNG 船

2007 年末時点の LNG 船数は 254 隻で、積載量合計は 32Bcm であった。LNG 需要の増加を背景として、近年 LNG 船建造数が急増しているが、輸送能力の伸びは LNG 需要の伸びを上回る(図表 11)。その結果、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。

図表 11 LNG 船キャパシティの推移



(3) 受入設備

2007 年末現在で世界では 58 ヶ所に LNG 受入基地が存在し、年間貯蔵能力は 2,612.6 万 kl、送出能力合計は 519.18Bcm である。地域別に見ると、日本が 27 ヶ所で圧倒的に多く、スペインが 6 ヶ所、アメリカが 5 ヶ所、韓国が 4 ヶ所で続いている。(図表 12)

図表 12 既存 LNG 受入基地(2007 年末現在)

地域	国名	基地名	出資者	貯蔵容量 (万kl)	送出能力 (Bcm/年)	稼働開始 (年)
アジア	日本	新港	仙台市ガス局	8.0	0.38	1997
		東新潟LNG基地	日本海エル・エヌ・ジー	72.0	11.60	1984
		富津LNG基地	東京電力	111.0	26.00	1985
		袖ヶ浦LNG基地	東京電力, 東京ガス	266.0	37.80	1973
		東扇島LNG基地	東京電力	54.0	20.00	1984
		扇島工場	東京ガス	60.0	7.70	1998
		根岸工場	東京電力, 東京ガス	118.0	15.60	1969
		袖師基地	清水エル・エヌ・ジー	17.7	1.10	1996
		知多LNG共同基地	中部電力, 東邦ガス	30.0	10.40	1977
		知多LNG基地	知多エル・エヌ・ジー	64.0	15.70	1983
		知多緑浜工場	東邦ガス	20.0	6.90	2001
		四日市LNGセンター	中部電力	32.0	9.20	1987
		四日市工場	東邦ガス	16.0	0.90	1991
		川越LNG基地	中部電力	48.0	7.10	1997
		泉北第一	大阪ガス	18.0	3.20	1972
		泉北第二	大阪ガス	158.5	16.60	1977
		堺	堺エルエヌジー	42.0	8.70	2006
		姫路製造所	大阪ガス	74.0	6.40	1984
		姫路LNG管理所	関西電力	52.0	11.00	1979
		水島	中国電力, 新日本石油	16.0	1.30	2006
		廿日市LNG基地	広島ガス	17.0	0.74	1996
		柳井LNG基地	中国電力	48.0	3.10	1990
		大分LNG基地	大分LNG	46.0	6.27	1990
		戸畑LNG基地	北九州エル・エヌ・ジー	48.0	8.80	1977
		福北LNG基地	西部ガス	7.0	1.10	1993
		長崎LNG基地	西部ガス	3.5	0.20	2003
		鹿児島工場	日本ガス	8.6	0.30	1996
		日本 計		1,455.3	238.09	
	韓国	平澤 (Pyeong Taek)	KOGAS	100.0	27.70	1986
		仁川 (Inchon)	KOGAS	248.0	35.90	1996
		統営 (Tong Young)	KOGAS	70.0	14.50	2002
		光陽	POSCO	30.0	2.30	2005
		韓国 計		448.0	80.40	
	台湾	永安 (Yung An)	CPC	69.0	23.00	1990
	インド	Dahej	Petronet	32.0	7.00	2004
		Hazira	Shell, Total	32.0	3.30	2005
	中国	大鵬	CNOOC, BP他	32.0	4.90	2006
	小 計			2,041.2	356.69	

次項へ続く

図表 12 既存 LNG 受入基地(2007 年末現在)続き

地域	国名	基地名	出資者	貯蔵容量 (万kl)	送出能力 (Bcm/年)	稼働開始 (年)
北 中 南 米	アメリカ	Everett	Tractebel LNG	15.5	6.90	1971
		Lake Charles	Trunkline LNG	28.5	18.60	1982
		Cove Point	Dominion	38.0	10.74	1978
		Elba Island	Southern LNG (El Paso)	19.1	8.33	1978
		Gulf Stream, (Off-shore), メキシコ湾	Excelerate Energy	N.A.	4.60	2005
	プエルト・リコ	Penuelas	EcoElectrica	16.0	3.75	2000
	ドミニカ	Andres	AES	16.0	2.32	2003
	メキシコ	Altamira	Shell, Total, 三井物産	30.0	5.30	2006
	小 計			163.1	60.54	
欧 州	ベルギー	Zeebrugge	Fluxys	26.1	5.26	1987
	フランス	Fos-sur-Mer	Gaz de France	15.0	7.00	1972
		Montoir-de-Bretagne	Gaz de France	36.0	10.00	1980
	イタリア	Panigaglia	Snam	10.0	3.32	1971
	スペイン	Barcelona	Enagas	54.0	14.45	1969
		Cartagena	Enagas	28.7	10.51	1989
		Huelva	Enagas	46.0	10.51	1988
		Bilbao	BP, Respol, Iberdola, EVE	30.0	7.00	2003
		Sagunto	Union Fenosa, Iberdrola, Endesa	30.0	7.00	2006
		Reganosa	Endesa, Union Fenosa, Tojeiro Group, Caixa Galicia, Xunta de Galicia, Caixanova, Banco Pastor, Sonatrach	30.0	3.60	2007
	ポルトガル	Sines	Transgas	12.0	5.20	2003
	イギリス	Isle of Grain	National Grid	20.0	4.60	2005
		Teesside GasPort	Excelerate Energy	4.0	N.A	2007
	ギリシア	Revithoussa	DEPA	13.0	1.30	2000
	トルコ	Marmara Ereglisi	Botas	25.5	6.20	1994
		Aliaga/Izmir	Eregaz	28.0	6.00	2006
小 計			408.3	101.95		
合 計			2,612.6	519.18		

(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

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。(図表 13) 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。

図表 13 新規 LNG 受入基地計画

地域	国名	建設予定地	出資予定者	受入化能力 (100トン/年)	完成予定(年)
北米	アメリカ	Hackberry, LA	Sempra Energy	20.3	2008
		Freeport, TX	Freeport LNG Development	30.7	2008
		Sabine, LA	Cheniere Energy	19.9	2008
		Corpus Christi, TX	Cheniere Energy	19.9	2010
		Corpus Christi, TX	ExxonMobil	8.4	2008-2009
		Fall River, MA	Hess LNG	6.1	2010
		Sabine, TX	ExxonMobil, Qatar Petroleum, ConocoPhillips	15.3	2009
		Corpus Christi, TX	Occidental Energy	7.7	2008
		Logan Township, NJ	BP	9.2	N.A.
		Port Arthur, TX	Sempra Energy	12.3	2010
		Cameron, LA	Cheniere Energy	25.3	2011
		Pascagoula, MS	Gulf LNG	11.5	2009
		Pascagoula, MS	Chevron	10.0	N.A.
		Port Lavaca, TX	Gulf Coast LNG Partners	7.7	2009-2010
		Port Pelican, LA	Chevron	12.3	N.A.
		(Offshore), LA	McMoran	7.7	N.A.
		Boston(Offshore), MA	Suez	3.1	2009
		Boston(Offshore), MA	Excelerate Energy	6.1	N.A.
		Long Island Sound, NY	TransCanada, Shell	7.7	2010
		Pleasant Point, ME	Quoddy Bay	15.3	N.A.
		Robbinston, ME	Kestrel Energy	3.8	N.A.
		(Offshore), NY	ASIC	15.3	N.A.
		Baltimore, MD	AES	11.5	N.A.
		(Offshore), GOM	TORP	10.7	N.A.
		(Offshore), FL	Suez	14.6	N.A.
		(Offshore), FL	Port Dolphin Energy	9.2	N.A.
		Long Beach, CA	Sound Energy Solutions	5.4	N.A.
		Bradwood, OR	Northern Star	7.7	N.A.
		Coos Bay, OR	Jordan Cove Energy Project	7.7	N.A.
		(Offshore), CA	BHP Billiton	11.5	N.A.
		(Offshore), CA	Northern Star	3.8	N.A.
		(Offshore), CA	Woodside	9.2	N.A.
		(Off-shore), CA	Chevron	5.8	N.A.
		St. Helens, OR	Port Westward LNG	5.4	N.A.
		Philadelphia, PA	PGW	4.6	N.A.
		Calais, ME	BP Consulting	N.A.	N.A.
		(Offshore), CA	Excelerate Energy	4.6	N.A.
		(Offshore), CA	Tidelands	N.A.	N.A.
	カナダ	St. John, NB	Canaport LNG	7.7	2008
		Point Tupper, NS	Venture Energy	7.7	2008
		Quebec City, QC	Enbridge, Gaz Met, Gaz de France	3.8	2010
		Riviere-du-Loup, QC	TransCanada, PetroCanada	3.8	2010
		Kitimat, BC	Galveston LNG	7.7	2010
		Prince Rupert, BC	WestPac LNG	3.8	2011
		Goldboro, NS	Keltin Petrochemichals, Petroplus	7.7	2010
		Energie Grande-Anse	N.A.	8	N.A.

次項へ続く

図表 13 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 (100万トン/年)	完成予定 (年)
北米	メキシコ	Costa Azul, Baja California	Shell, Sempra	7.7	2008
		GNL Mar Adentro, Baja California	Chevron	10.7	2008
		Lazaro Cardenas	Tractebel, Repsol-YPF	3.8	2008
		Puerto Libertad, Sonora	DKRW Energy	10.0	2011
		Gulf of Mexico(Offshore)	Tidelands	7.7	2008
		Manzanillo	CFE, PEMEX, 三井物産, KOGAS	3.8	2011
		Topolobampo	TransCanada	3.8	N.A.
	バハマ	Bahamas	Suez, El Paso	6.4	N.A.
		Bahamas	AES Ocean Express	6.4	N.A.
中南米	ブラジル	Pecem	Petrobras	1.6	2008-2009
		Guanabara Bay	Petrobras	3.7	2008
	チリ	Quintero Bay	BG, ENAP, Endesa, Metrogas	2.5	2009
		GNL Mejillones	Suez, Codelco	2.5	2009
	ウルグアイ	Montevideo	N.A.	2.6	2012
欧州	フランス	Fos-Cavaou	Gaz de France, Total	6.0	2008
		Fos-Cavaou	ExxonMobil	N.A.	2009
		Bordeaux	4Gas	N.A.	2011
		Le Havre	N.A.	N.A.	N.A.
		Dunkirk	Electricite de France	4.4	2011
	イタリア	Isola di Porto Levante	ExxonMobil, Qatar Petroleum, Edison	5.8	2008
		Brindisi	BG	5.8	N.A.
		Livorno	Endesa, Amga, CrossGas	2.9	N.A.
		Syracuse	Shell, ERG	5.8	N.A.
		Rosignano	Edison, Solvay, BP	5.8	N.A.
		Gioia Tauro	CrossGas	8.8	N.A.
		Trieste	Gas Natural	5.8	N.A.
		Taranto	Gas Natural	5.8	N.A.
		(Offshore), Trieste	Endesa	5.8	N.A.
		Porto Empedocle	Nouve Energie	8.8	N.A.
		Rada di Augusta	ERG, Shell	5.8	N.A.
		Sicily	Enel	5.8	N.A.
		Ravenna	Enel	5.8	N.A.
	スペイン	Gran Canaria	Endesa	N.A.	2008
		El Musel	Enagas	5.1	2012
	イギリス	Dragon	4Gas, BG, Petronas	8.8	2008
		South Hook	ExxonMobil, Qatar Petroleum	14.0	2008
		Canvey	Caor Gas, LNG Japan, 大阪ガス	4.0	2012
		Teesside	ConocoPhillips	N.A.	N.A.
		Gateway	Stag Energy	N.A.	N.A.
	アイルランド	Shannon LNG	Hess LNG	N.A.	2011
	オランダ	Rotterdam	Gasunie/Vopak	4.4	2010
		Eemshaven	ConocoPhillips	7.3	2010
	ドイツ	Wilhelmshaven	E.ON Ruhrgas	4.4-7.3	2010
	トルコ	Ceyhan	N.A.	N.A.	N.A.
	キプロス	Vasilikos	State Electricity Authority	0.7	2010
	ポーランド	Swinoujscie	PGNiG	2.2-3.7	2010
	クロアチア	Krk	E.ON, Total, OMV, RWE, Geoplin	7.3	2012
	ラトビア	バルト海沿岸	Itera Latvija	0.4	N.A.

次項へ続く

図表 13 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 (100万トン/年)	完成予定 (年)
中東	クウェート		KPC	1.3-1.7	2009
アジア・オセアニア	中国	福建省莆田	CNOOC, 福建中閩公司	2.6	2008
		山東省青島	SINOPEC	3.0	2008
		上海	Shanghai LNG (CNOOC, Shenergy)	3.0	2009
		浙江省寧波	CNOOC、浙江能源集团公司、寧波電力公司	3.0	2008
		江蘇省如東	PetroChina	3.0	2008
		遼寧省大連	PetroChina	2.0	2011
		河北省唐山	PetroChina, 北京控股集团有限公司, 河北省建設投資公司	6.0	2010
		天津	CNOOC	2.5	2010
		海南省海口	CNOOC, 海南省政府	2.0	2009
		広東省汕頭	CNOOC	2.5	2010
		広東省珠海	CNOOC	3.0	2010
		広西壮族自治区	PetroChina	3.0	2010
		香港	CLP(中華電力有限公司)	3.0	2011
		遼寧省營口	CNOOC	3.0	N.A.
		江蘇省濱海	CNOOC	3.0	N.A.
		浙江省温州	CNOOC/塩城市政府	N.A.	N.A.
	インド	Kochi	Petronet	2.5	2011
		Dabhol	Petronet, NTPC, Gail	5.0	2008
		Ennore	IOC, Petronas	5.0	N.A.
		Mangalore	HPCL, Petronet, MRPL	2.5	2012
	パキスタン	Karachi	SSGC	2.5	2009
	日本	和歌山	関西電力	N.A.	N.A.
		上越	中部電力	N.A.	N.A.
		御前崎	中部ガス、東海ガス、鈴与	N.A.	2010
		坂出	四国電力	0.4	2010
		熊本	西部ガス	N.A.	N.A.
		中城	沖縄電力	0.7	2010
		直江津	国際石油開発帝石	N.A.	2013
	韓国	群山	GS Caltex	1.5	N.A.
		三陟	KOGAS	N.A.	N.A.
	台湾	台中	CPC	1.7	2008
	フィリピン	Bataan	GN Power	N.A.	N.A.
	インドネシア	Cilegon	PLN, Pertamina	3.0	N.A.
	シンガポール	シンガポール	Gas Supply Pte, PowerGas	N.A.	N.A.
	タイ	Map Ta Phut	PTT, EGAT, EGCO	5.0	2011
	ニュージーランド	N.A.	Contact Energy, Genesis Energy	0.9-1.08	2011

(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

4. LNG 需給バランス

(1) LNG 需要見通し

日本エネルギー経済研究所が作成した世界の LNG 需要見通しを図表 14 に示す。これは、経済成長率や人口等といった項目で一定の前提条件を置き、計量経済モデルで算出したものである。需要見通しの前提条件は、日本エネルギー経済研究所の「アジア/世界エネルギー

「アウトトルック 2007⁶」に準じている。但し、経済成長率の見通しや、石炭等他エネルギーとの競合状況など、多くの不確定要素も存在することに留意する必要がある。

このモデルケースによると、2007 年の世界の LNG 需要 1 億 7,620 万トン は 4.1～4.9%/年で増加し、2030 年には 4 億 3,500 万～5 億 1,700 万トンに達すると見込まれる。地域別に見ると、アジアの需要は 2007 年の 1 億 1,258 万トンから 2.1～3.0%/年で増加し、2030 年には 1 億 8,200 万～2 億 2,300 万トンに達する。欧州・北中南米の需要はアジア市場より高い伸び率で推移し、2010 年台半ばにアジアの需要を上回ることが想定されている。中でもアメリカの需要量増加は著しく、2030 年には世界最大の LNG 輸入国となっていると見込まれる。

図表 14 LNG 需要見通し

		2007年輸入量	2010年	2020年	2030年
オセアニア・アジア	日本	66.87	66.0 - 70.0	68.0 - 74.0	70.0 - 78.0
	韓国	26.05	31.0 - 33.0	38.0 - 41.0	42.0 - 45.0
	台湾	8.22	9.5 - 11.5	14.0 - 17.0	17.0 - 22.0
	インド	8.42	9.0 - 11.0	10.0 - 12.0	13.0 - 20.0
	中国	3.02	8.0 - 10.0	20.0 - 25.0	25.0 - 36.0
	他	-	-	12.0 - 17.0	15.0 - 22.0
	小計	112.58	123.5 - 135.5	162.0 - 186.0	182.0 - 223.0
欧州	フランス	9.74	12.0 - 14.0	17.0 - 20.0	21.0 - 24.0
	イタリア	2.13	6.0 - 8.0	13.0 - 16.0	17.0 - 20.0
	スペイン	18.91	20.0 - 22.0	23.0 - 28.0	25.0 - 32.0
	イギリス	1.13	7.0 - 9.0	17.0 - 19.0	28.0 - 31.0
	他	9.15	14.0 - 16.0	17.0 - 22.0	26.0 - 31.0
	小計	41.06	59.0 - 69.0	87.0 - 105.0	117.0 - 138.0
北中南米	アメリカ	15.84	22.0 - 28.0	65.0 - 73.0	102.0 - 111.0
	カナダ	-	0.0 - 1.0	4.0 - 6.0	7.0 - 12.0
	メキシコ	1.99	4.0 - 6.0	8.0 - 10.0	16.0 - 19.0
	他	1.15	1.0 - 2.0	6.0 - 8.0	11.0 - 14.0
	小計	18.98	27.0 - 37.0	83.0 - 97.0	136.0 - 156.0
合計		172.62	209.5 - 241.5	332.0 - 388.0	435.0 - 517.0

(出所) 日本エネルギー経済研究所

(2) LNG 供給ポテンシャル

図表 8 に示した通り、2007 年末時点での LNG 生産能力は 1 億 9,800 万トンであった。アジア・太平洋、北米、中東の生産能力 (1 億 2,100 万トン) は大部分がアジア市場向けられているが、2007 年には 600 万トンが欧米市場へ供給されたと推測する⁷。また、生産量を著しく減少させているインドネシアについては輸出量 (2,090 万トン) をキャパシテ

⁶ 伊藤浩吉、森田裕二、沈中元、柳澤明、末広茂、「アジア/世界エネルギーアウトトルック 2007 - 中国・インドのエネルギー展望を中心に -」, 2007 年 10 月、<https://eneken.iej.or.jp/data/pdf/1545.pdf>?

⁷ LNG Focus February-March 2008 のデータより算出。アジア・オセアニア、中東の輸出量 (1 億 1,100 万トン) + アフリカ・中南米輸出国からアジア市場への流入量 (770 万トン) - アジア市場の需要 (1 億 1,270 万トン) = 600 万トン

イと見なし、2007 年に立ち上がった RasGas II Train 5 (470 万トン/年) の生産量を調整⁸すると、2007 年時点では 1 億 440 万トンの生産能力がアジア市場向けに存在したと言える。

また、既に建設が開始されているか、SPA や HOA が締結されているプロジェクトが順次立ち上がり、2015 年にはアジア向けの生産能力が 1 億 3,550 万トンに達すると想定する。また、2011 年以降では、図表 10 に示した SPA や HOA がまだ締結されていないプロジェクトも、いくつかは立ち上がってくることが見込まれる。さらに、現在は確認されていない新規プロジェクトが計画・稼働し、図表 15 のキャパシティに加わる可能性も高い。現在確認出来る限りでは、これら事業化検討中のプロジェクトのうち、2020 年には 9,800 万トンがアジア向けに供給される可能性がある。従って、2020 年では、2 億 3,350 万トンがアジア向けの供給ポテンシャルと想定出来る。また、前述の通り、欧米向けの Equity・Branded LNG 契約量は、アジア市場での需給調整に重要な役割を果たすことが見込まれる。(図表 15)

但し、ここでアジア向け供給キャパシティとした数値は、あくまで液化キャパシティの合計値であり、長期的に見た場合、十分な天然ガス生産量が確保できるかどうかには不確実性があること、また上述した通り、現在は確認されていない新規プロジェクトが計画・稼働し、図表 15 のキャパシティに加わる可能性が高いことに留意すべきである。

図表 15 アジア市場向けの LNG 供給ポテンシャル

(100万トン)

	既存、 SPA・HOA締結済	事業化検討中	アジア向け 供給キャパシティ	欧米向けEquity・ Branded LNG契約量
2007	104.4		104.4	33.4
2008	106.6		106.6	41.2
2009	111.5		111.5	62.2
2010	126.2		126.2	77.4
2011	123.7	5.5	129.2	75.0
2012	123.0	12.9	135.9	80.0
2013	123.0	58.4	181.4	81.7
2014	138.0	61.4	199.4	80.0
2015	135.5	61.4	196.9	82.5
2020	135.5	98.0	233.5	80.9
2025	135.5	98.0	233.5	65.7
2030	135.5	98.0	233.5	49.8

(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

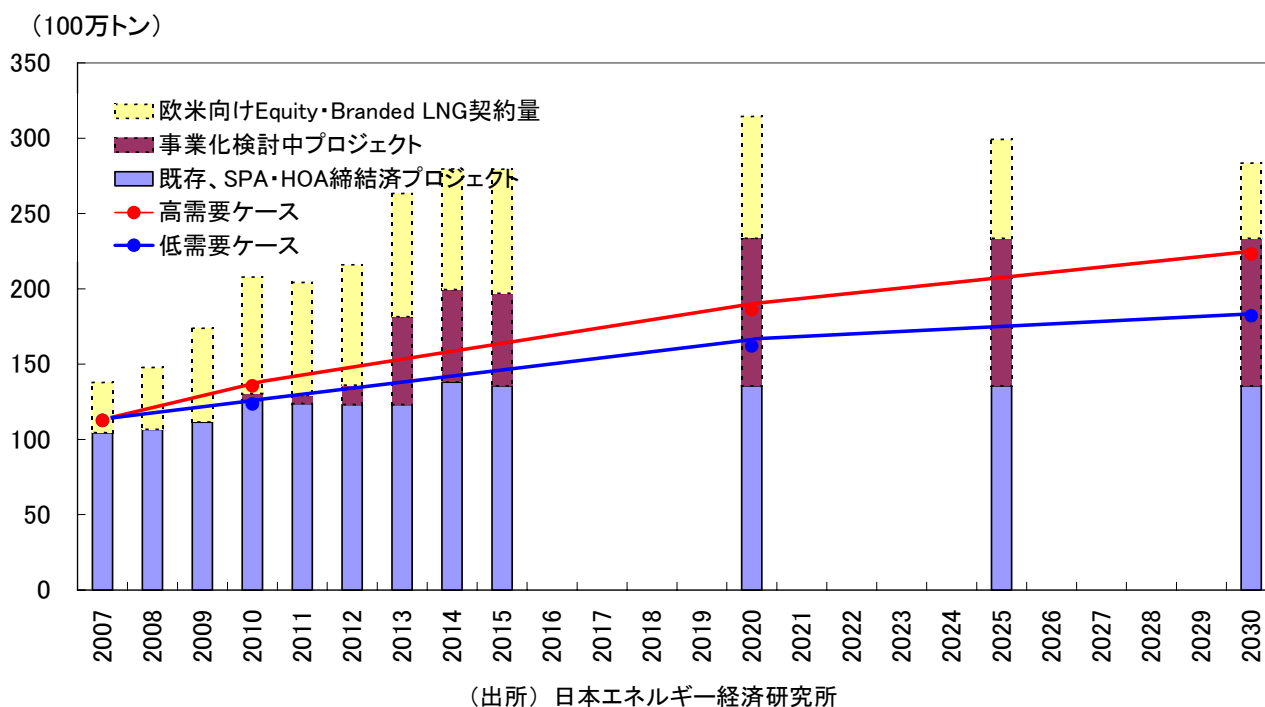
(3) アジア向け LNG 需給バランス

上記の LNG 需給見通しを基に、2030 年までのアジア向け LNG 需給バランス見通しを示す。(図表 16) 本図表中の折れ線グラフは、図表 14 でのアジアの需要見通し、棒グラフは、

⁸ 2007 年は 9 ヶ月間稼働し、353 万トンを生産したと仮定。

図表 15 を参照している。但し、前述の通り、供給能力については、現在確認されていない新規プロジェクトが今後計画・稼働し、図表 15 での数値に加算される可能性が高い。従って、事業化検討中プロジェクトが順調に立ち上がれば、2030 年までの需要を賄えると思われる。2030 年以降も、現在は確認されていない新規プロジェクトが順調に計画・稼働すれば、需要を賄える可能性が高い。前述の通り、2007 年には 770 万トンの LNG がアフリカ・中南米から流入しており、かなりの部分は欧米向けの Equity・Branded LNG 契約からの供給であったと想定できる。このように、欧米向け供給力は既にアジア市場供給ポートフォリオに組み込まれており、アジア市場向けの事業化検討中プロジェクトが想定通り立ち上がらない限り、この傾向は中期的に継続すると思われる。

図表 16 アジア地域の LNG 需給バランス見通し



昨年度の本研究⁹では、今後のアジア向け LNG 需給を見る上で重要なポイントとして、経済成長に伴うエネルギー需要の増減、気候（冷暖房度日）、原子力発電所の稼働状況、インドネシアの既存契約更改、LNG プロジェクトに要する資機材や人件費の高騰、北米市場の需要の伸び、カタールの動きという 7 点を挙げた。これらの項目の重要性は大幅に変わるわけではないが、今年度の状況を考慮すると、下記のポイントを注視する必要がある。

第 1 に、アメリカのサブプライム問題を発端として、特に欧米経済の失速が現実的になってきたことである。主たる LNG 輸入国が含まれる OECD 加盟国の経済は、過去 3～4 年程

⁹ 森川哲男、「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(2006 年度)」, 2007 年 6 月、日本エネルギー経済研究所、<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/1503.pdf>

度概ね堅調に拡大してきたが、これらの国々の短期的な実質 GDP 成長率見通しは相次いで下方修正されている。LNG 需要は、液化や受入能力といったインフラ要因による制約が大きいとは言え、LNG 輸入国の景気後退が現実化しつつある中、LNG 輸入国の天然ガス需要に与える影響を注視する必要がある。

第 1 のポイントに関連して、第 2 に、Equity・Branded LNG 契約による供給量がほとんどを占めるアメリカ市場の価格レベルが、急増しているアジア向けの転売量の伸びに影響を及ぼすことである。価格決定方式の相違から、日本向け LNG 価格よりもボラティリティが高いが、2007 年～2008 年第 1 四半期の Henry Hub 価格は概ね安定的に推移したと言える。2000 年以降の価格高騰によって、アメリカ国内の天然ガス（特に非在来型ガス）開発は急速に進展し、生産量は概ね 19Tcf/年程度で安定している。一方、需要は伸び悩んでいることから、EIA¹⁰の LNG の需要見通しは過去数年下方修正されている¹¹。アメリカ向けに想定されている LNG プロジェクトが集中して立ち上がる 2008～2010 年にかけて、Henry Hub 価格がどのような動きをするかはアジア向けの供給ポテンシャルを規定する要因の一つとして重要である。

第 3 に、2007 年 7 月の中越沖地震の影響で運転停止中である柏崎・刈羽原子力発電所の復旧時期の問題である。日本エネルギー経済研究所の試算¹²では、計画外停止の影響で年間 337～384 万トンの追加 LNG 需要が発生するとされている。復旧に際しては地元自治体の判断によるところも大きいが、復旧時期は日本の LNG 需要を短期的に大きく左右する要素である。

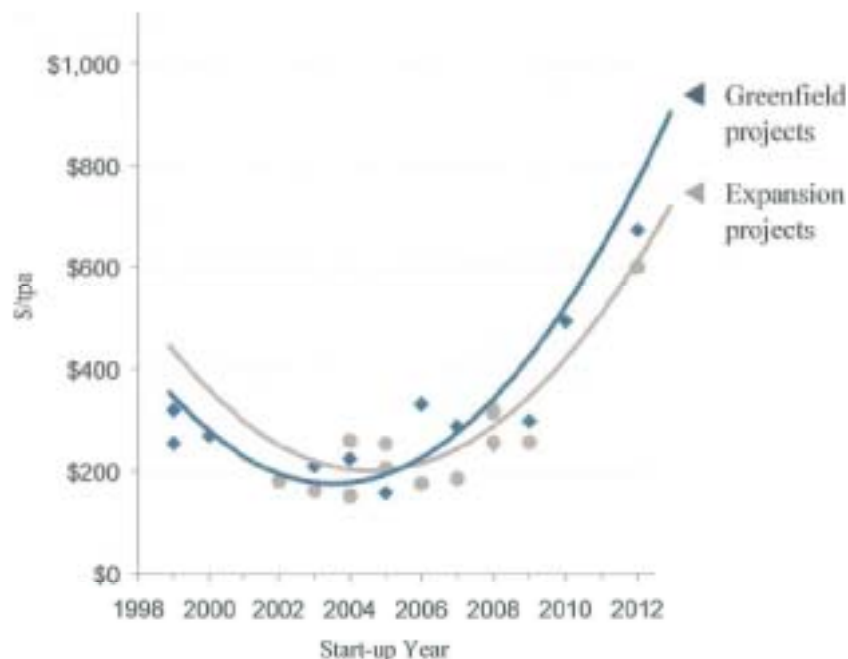
第 4 に、LNG プロジェクトへの投資環境の悪化が進んでいることである。その背景は、LNG プロジェクトのコストインフレや資源ナショナリズムの台頭がある。図表 17 に示す通り、LNG プラントの EPC コストは、2003～2004 年に約\$200/トンであったが、2012 年頃に立ち上がるプロジェクトでは\$700～900/トンとされており、急激に上昇している。（図表 17）

¹⁰ Energy Information Administration

¹¹ 2010 年の LNG 需要は、EIA の Annual Energy Outlook 2005 では 2.5Tcf（5,250 万トン）とされていたが、Annual Energy Outlook 2007 では 1.81Tcf（3,800 万トン）である。

¹² 村上朋子、渡邊道仁、佐藤周作、志田謙太郎、「柏崎刈羽原子力発電所の計画外停止による国際エネルギー市場への影響」2008 年 1 月、日本エネルギー経済研究所、
<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/1590.pdf>

図表 17 LNG プラントの EPC コスト推移



(出所)Poten & Partners

また、産ガス国は自国資源へのコントロールを強化しており、LNG プロジェクト投資へのリスクとなっている。2007 年 4 月に行なわれた GECF¹³のドーハ会議においては、ガスカルテル結成は具体化しなかった。石油とガスの市場構造や取引形態の違い、OPEC の歴史で明らかな通り、加盟国間が意思統一を図り、実効性のあるカルテルとして機能することの難しさから、ガスカルテルの実効性にはハードルが高いと思われる。しかし、ロシアやイラン、アルジェリアなどの産ガス国が、将来の開発投資や価格条件などの面で協調的な行動をとる、あるいは定期的な協議を行うようになれば、LNG プロジェクト投資主体である国際石油企業や LNG 輸入者は心理的な圧力を受け、必要な投資がタイムリーに行なわれない恐れがある。ロシアとアルジェリアの天然ガスに大きく依存する EU は、強い警戒感を持っており、ロシアからの LNG 輸入が始まる日本も、「ガス OPEC 構想」の動きには十分注意する必要があるだろう。

第 5 に、ガス田開発や液化プラントにおいて従来と異なる非在来型 LNG プロジェクトが現実化しつつあることが注目できる。ガス田開発の面では、オーストラリアのクイーンズランド州で相次いで炭層ガスを利用したプロジェクトが発表されている。オーストラリアの LNG Ltd は、独自の液化技術を採用し、小規模ながら商業化レベルに近いコスト競争力

¹³ Gas Exporting Countries Forum。2001 年に結成されたが、過去 6 回行なわれた会議での参加国は固定的でない。アルジェリア、ボリビア、ブルネイ、エジプト、赤道ギニア、インドネシア、イラン、マレーシア、ナイジェリア、カタール、ロシア、トリニダード・トバゴ、UAE、ベネズエラが加盟国とされている。

があるとされている。また、イギリスの Flex LNG は、世界初となる液化設備搭載船による LNG プロジェクトをナイジェリアで検討している。また、オフショアでの液化技術も引き続き検討されている。これらの非在来型プロジェクトは、技術面・コスト面で多くのハードルがあると思われるが、急激に増加する LNG 需要に対して、技術進歩がされていることを示す例でもある。技術革新のスピードは、中期的に LNG 供給量を規定する一要素になるだろう。

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp