

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¹

戦略・産業ユニット

石油・ガス戦略グループリーダー

小林 良和

2008 年秋以降、世界の LNG 需給バランスは大きく緩和方向に転じた。需要面では金融危機の影響による世界の天然ガス消費への影響、供給面では相次ぐ新規プロジェクトの稼働開始や北米地域で進む非在来型天然ガス開発の進展といった要因が、この需給バランスの変化を演出した主な要因であり、今後少なくとも短期的には LNG 需給バランスは緩和状態が持続する可能性が高い。

現在の LNG 情勢が大きく変化を見せる中で、今後の需給展望において注目すべきポイントとしては、短期的にはまず米国の LNG 需要、及び中国の LNG 需要の動向、2011 年にかけて稼働を開始する新規プロジェクトからの供給の輸出先といった要因が重要である。中長期的には、産ガス国間の連携強化の動き、金融市場の信用収縮の中長期的な新規開発投資への影響、中東地域におけるガス不足の問題、先進国で進む低炭素化社会に向けた取り組みの影響などといった要因が今後の LNG 需給にも大きく影響すると考えられる。

お問い合わせ先: report@tky.ieej.or.jp

¹ 本調査は経済産業省からの委託調査である平成 20 年度石油天然ガス開発利用促進調査で実施した調査内容の一部であり、このたびは経済産業省からの許可を得て公表することが出来るようになった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に厚く謝意を表す。

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²

戦略・産業ユニット

石油・ガス戦略グループリーダー

小林 良和

1. 天然ガス需給

2008 年初における世界の天然ガス埋蔵量は 178.9Tcm で、その 4 割を中東、3 割を旧ソ連が占めている。2007 年における世界の天然ガス生産量は 2,920Bcm で北米、旧ソ連がそれぞれ 26.3%、27.1%を占め、アジア・オセアニアは 13.1%である。消費量を見ると、高い生産量を誇る北米、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が多い。アジア・オセアニアの消費量は 442.3Bcm で世界の消費量の 15.1%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

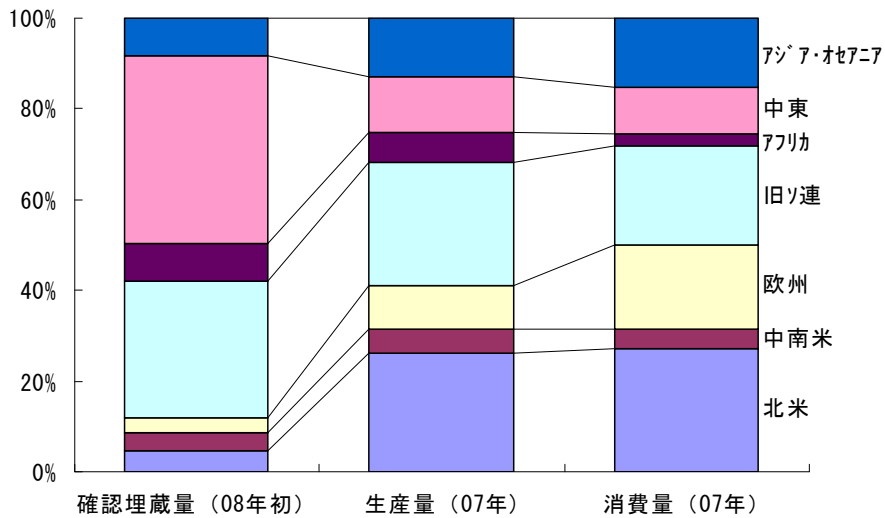
(出所) Natural Gas in the World、

Cedigaz

	確認埋蔵量 (08年初)		生産量 (07年)		消費量 (07年)	
	(Tcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)	(Bcm)	シェア(%)
北米	8.0	4.5	767.3	26.3	791.5	27.1
中南米	7.4	4.1	147.0	5.0	128.7	4.4
欧州	6.2	3.5	288.8	9.9	544.4	18.6
旧ソ連	53.8	30.1	790.7	27.1	629.7	21.6
アフリカ	14.6	8.1	191.5	6.6	85.3	2.9
中東	73.9	41.3	353.9	12.1	298.3	10.2
アジア・オセアニア	15.1	8.4	381.2	13.1	442.3	15.1
合計	178.9	100.0	2920.4	100.0	2920.4	100.0

² 本調査は経済産業省からの委託調査である平成 20 年度石油天然ガス開発利用促進調査で実施した調査内容の一部であり、このたび経済産業省からの許可を得て公表することが出来るようになった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に厚く謝意を表す。

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



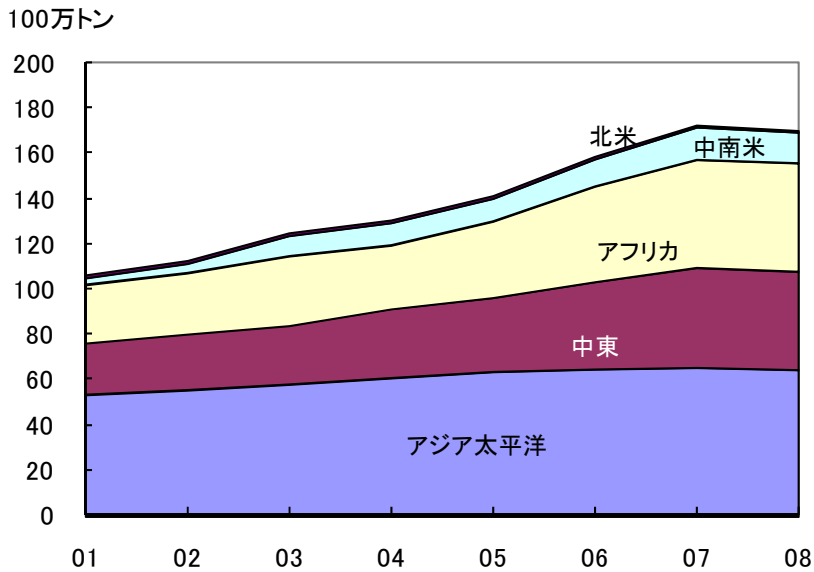
(出所) Natural Gas in the World、Cedigaz

2. LNG 貿易

(1) LNG 輸出入

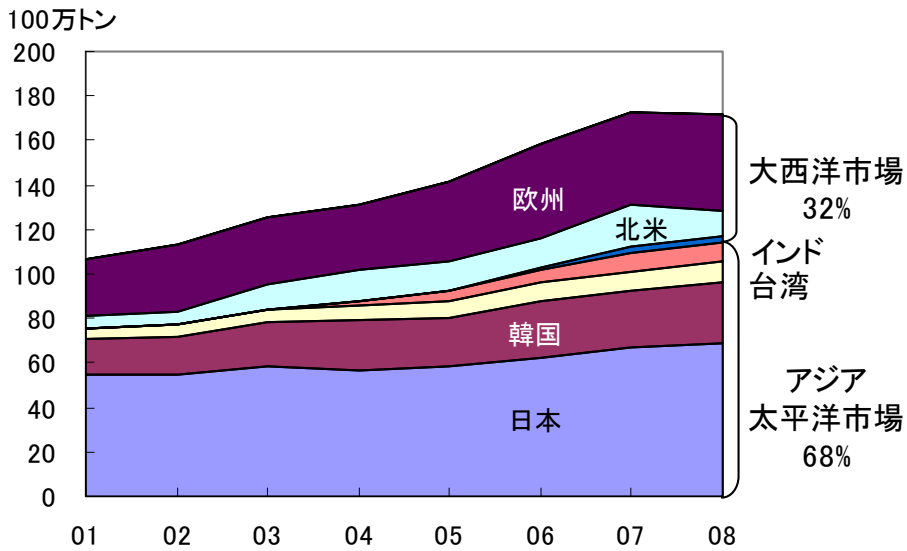
2008 年における世界の LNG 取引量は 1 億 7,180 万トンであった。これまで世界の LNG 取引量は 2007 年にかけて増加を続けてきたが、2008 年にはアルジェリアやオマーン、トリニダード・トバゴなどの減産の影響があったこと、またそれと合わせて、特に年末にかけて金融危機の影響によって需要が減少したこともあり、前年比で 80 万トンの減少を見た。2008 年には当初、カタールやロシア・サハリンなどの大型プロジェクトが相次いで立ち上がるはずであったが、実際にはそれらのプロジェクトにおける生産開始が 2009 年にずれ込んだことも、当初予測されていたほど取引量はあまり大きく伸びなかった理由の一つである。(図表 3)

図表 3 地域別 LNG 輸出



(出所) GIIGNL、LNG Business Review

図表 4 LNG 輸入量の推移



(出所) GIIGNL、LNG Business Review

なお、輸入地域を見ると、2008 年のアジア市場の需要は 1 億 1,720 万トン、大西洋市場は 5,450 万トンであった (図表 4)。アジアにおいては、年の合計値で見れば日本・韓国・台湾でそれぞれ堅調な需要の伸びが見られたが、2008 年の後半は、同年秋以降深刻化した金融危機の影響もあり、一転して需要が減退する傾向が見られた。年の前半と後半でその

需給環境が大きく変化したことが 2008 年の LNG に市場における大きな特徴であった。一方、米州においては、非在来型ガスの増産などの影響により米国の LNG 輸入量が 2007 年の 1,890 万トンから 2008 年には 1,120 万トンにまで半分近くまで減少したため、全体の輸入量も大きく減少した。

(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。2008 年末時点でのこれらの LNG 中長期契約量は合計 1 億 9,509 万トンとなっている。

中長期契約において特に留意すべきは、欧米向け契約の多くの部分が、液化プロジェクトの主体が自ら LNG を引き取りマーケティングを行う Equity LNG や、プロジェクトの主体やそれ以外の事業者が仕向け地規制のない LNG を引き取り自社のブランドでマーケティングを行う Branded LNG という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、2008 年末時点では全欧米向け契約量の 39% (約 3,800 万トン) を占め、今後カタールなどの大型プラントが稼動を開始すると共に、そのシェアも増大していくことが確実視されている。これらの契約では、仕向地が 1 ヶ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、市場間の需給バランスや価格状況に応じて一定量が欧米以外の市場へ供給される可能性も高い。

日本の買主による 2008 年末時点での長期契約の一覧を図表 5 に、またその年別・国月数を図表 6 に示す。

³ Equity LNG の典型例は、Qatargas 2 や RasGas 3 における ExxonMobil や Total、NLNG における Shell や Total など。Branded LNG の典型例としては EG LNG における BG が挙げられる。

図表 5 日本の買主による長期契約 (50 音順)

会社	国名	プロジェクト	期間	数量(万トン)
伊藤忠商事	オマーン	Qalhat LNG	2006~2025 (20年)	70
大阪ガス	インドネシア	Bontang (73年契約)	2000~2010 (10年)	130
大阪ガス	インドネシア	Bontang (Badak増量)	2003~2011 (8年)	44
大阪ガス	インドネシア	Bontang (Badak IV)	1996~2015 (19年)	10
大阪ガス	インドネシア	Bontang (Badak IV)	1994~2013 (19年)	127
大阪ガス	ブルネイ	Brunei LNG	1973~2013 (40年)	74
大阪ガス	マレーシア	MLNG	2009~2024 (15年)	92
大阪ガス	マレーシア	MLNG II (Dua)	1995~2015 (20年)	60
大阪ガス	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2004~2024 (20年)	12
大阪ガス	ロシア	Sakhalin II	2008~2031 (23年)	20
大阪ガス	オーストラリア	Gorgon	2010~2035 (25年)	150
大阪ガス	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	79
大阪ガス	オーストラリア	NWS	2009~2015 (6年)	50
大阪ガス	オーストラリア	NWS拡張	2004~2034 (30年)	100
大阪ガス	オマーン	Oman LNG	2000~2024 (25年)	66
大阪ガス	オマーン	Qalhat LNG	2009~2025 (17年)	80
大阪ガス	カタール	Qatargas	1998~2021 (24年)	35
関西電力	インドネシア	Bontang (73年契約)	2000~2010 (10年)	257
関西電力	インドネシア	Bontang (Badak増量)	2003~2011 (8年)	88
関西電力	マレーシア	MLNG II (Dua)	1995~2015 (20年)	42
関西電力	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	113
関西電力	オーストラリア	NWS	2009~2017 (8年)	40
関西電力	オーストラリア	NWS	2009~2014 (14年)	50
関西電力	オーストラリア	NWS	2015~2023 (8年)	92.5
関西電力	オーストラリア	Pluto	2010~2025 (15年)	175~200
関西電力	カタール	Qatargas	1999~2022 (24年)	29
九州電力	インドネシア	Bontang (73年契約)	2000~2010 (10年)	156
九州電力	ロシア	Sakhalin II	2009~2031 (22年)	50
九州電力	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	105
九州電力	オーストラリア	NWS	2009~2017 (8年)	70
九州電力	オーストラリア	NWS拡張	2004~2026 (22年)	50
西部ガス	マレーシア	MLNG	2013~2028 (15年)	39
西部ガス	マレーシア	MLNG I (Satu)	1993~2013 (20年)	20
西部ガス	マレーシア	MLNG II (Dua)	1993~2013 (20年)	16
西部ガス	ロシア	Sakhalin II	2010~2028 (18年)	0.85

図表 5 日本の買主による長期契約 (続き)

会社	国名	プロジェクト	期間	数量(万トン)
四国電力	マレーシア	MLNG	2010~2025 (15年)	42
静岡ガス	マレーシア	MLNG II (Dua)	1996~2016 (20年)	45
静岡ガス	オーストラリア	NWS拡張	2005~2028 (23年)	13
新日本製鉄	インドネシア	Bontang (73年契約)	2000~2010 (10年)	62
石油資源開発	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2002~2022 (20年)	48
仙台市営ガス	マレーシア	MLNG II (Dua)	1997~2017 (20年)	15
中国電力	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	111
中国電力	オーストラリア	NWS	2009~2021 (12年)	143
中国電力	カタール	Qatargas	1999~2022 (24年)	12
中部電力	インドネシア	Bontang (73年契約)	2000~2010 (10年)	215
中部電力	インドネシア	Bontang (Badak増量)	2003~2011 (8年)	165
中部電力	マレーシア	MLNG	2011~2030 (20年)	54
中部電力	ロシア	Sakhalin II	2011~2026 (15年)	50
中部電力	オーストラリア	Gorgon	2010~2035 (25年)	150
中部電力	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	105
中部電力	オーストラリア	NWS	2009~2016 (7年)	50
中部電力	オーストラリア	NWS拡張	2009~2024 (15年)	60
中部電力	カタール	Qatargas	1997~2021 (25年)	400
中部電力・関西電力・九州電力・新 日本製鉄・大阪ガス・東邦ガス	インドネシア	Bontang	2011~2015 (5年間)	300
中部電力・関西電力・九州電力・新 日本製鉄・大阪ガス・東邦ガス	インドネシア	Bontang	2016~2020 (5年間)	200
東京ガス	インドネシア	Bontang (Badak IV)	1994~2013 (19年)	92
東京ガス	ブルネイ	Brunei LNG	1973~2013 (40年)	124
東京ガス	マレーシア	MLNG I (Satu)	2003~2018 (15年)	260
東京ガス	マレーシア	MLNG II (Dua)	1995~2015 (20年)	80
東京ガス	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2004~2024 (20年)	34
東京ガス	ロシア	Sakhalin II	2007~2031 (24年)	110
東京ガス	オーストラリア	Darwin	2006~2023 (17年)	100
東京ガス	オーストラリア	Gorgon	2010~2034 (25年)	120
東京ガス	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	79
東京ガス	オーストラリア	NWS	2009~2017 (8年)	53
東京ガス	オーストラリア	NWS拡張	2004~2029 (25年)	107
東京ガス	オーストラリア	Pluto	2010~2025 (15年)	150~175
東京ガス	カタール	Qatargas	1998~2021 (24年)	35
東京ガス	アメリカ	Alaska (Kenai)	1989~2009 (20年)	31

図表 5 日本の買主による長期契約 (続き)

会社	国名	プロジェクト	期間	数量(万トン)
東京電力	インドネシア	Arun II	2005~2010 (5年)	13
東京電力	ブルネイ	Brunei LNG	1973~2013 (40年)	403
東京電力	マレーシア	MLNG I (Satu)	2003~2018 (15年)	480
東京電力	オーストラリア	Darwin	2006~2023 (17年)	200
東京電力	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	118
東京電力	オーストラリア	NWS	2009~2017 (8年)	30
東京電力	アブダビ	ADGAS	1994~2019 (25年)	430
東京電力	カタール	Qatargas	1999~2022 (24年)	20
東京電力	アメリカ	Alaska (Kenai)	1989~2009 (20年)	92
東京電力	ロシア	Sakhalin II	2007~2029 (22年)	150
東邦ガス	インドネシア	Bontang (73年契約)	2000~2010 (10年)	25
東邦ガス	インドネシア	Bontang (Badak増量)	2003~2011 (8年)	55
東邦ガス	インドネシア	Bontang (Badak IV)	1994~2014 (20年)	12
東邦ガス	マレーシア	MLNG II (Dua)	1995~2015 (20年)	28
東邦ガス	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2004~2024 (20年)	22
東邦ガス	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2007~2027 (20年)	52
東邦ガス	ロシア	Sakhalin II	2009~2033 (24年)	50
東邦ガス	オーストラリア	NWS	1989~2009 (20年)	23
東邦ガス	オーストラリア	NWS	2009~2019 (10年)	76
東邦ガス	オーストラリア	NWS拡張	2004~2029 (25年)	30
東邦ガス	カタール	Qatargas	1999~2022 (24年)	17
東北電力	インドネシア	Arun II	2005~2009 (5年)	85
東北電力	インドネシア	Tangguh	2010~2024 (15年)	12
東北電力	マレーシア	MLNG II (Dua)	1996~2016 (20年)	50
東北電力	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2005~2025 (20年)	50
東北電力	ロシア	Sakhalin II	2010~2030 (20年)	42
東北電力	オーストラリア	NWS	2010~2019 (9年)	50
東北電力	オーストラリア	NWS拡張	2005~2020 (15年)	40
東北電力	カタール	Qatargas	1999~2021 (23年)	52
日本ガス	インドネシア	Bontang (Badak IV)	1996~2015 (19年)	8
広島ガス	インドネシア	Bontang (Badak IV)	1996~2015 (19年)	21
広島ガス	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2005~2013 (8年)	8~16
広島ガス	ロシア	Sakhalin II	2008~2028 (20年)	21
三菱商事	オマーン	Qalhat LNG	2006~2021 (15年)	80

(出所) 各社プレスリリースなどに基づき日本エネルギー経済研究所作成

図表 6 日本の買主による長期契約（続き）

(万トン)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
UAE	430	430	430	430	430	430	430	430	430	0
米国	123	123	123	0	0	0	0	0	0	0
インドネシア	1,565	1,565	1,565	1,492	582	582	582	363	319	212
オーストラリア	1,373	1,373	1,357	1,963	2,107	2,107	2,107	2,107	2,112	1,701
オマーン	216	216	296	296	296	296	296	296	296	296
カタール	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
ブルネイ	601	601	601	601	601	601	150	0	0	0
マレーシア	1,322	1,322	1,414	1,446	1,510	1,510	1,495	1,505	1,348	445
ロシア	195	291	389	444	481	494	494	494	494	494
合計	6,425	6,521	6,775	7,271	6,607	6,620	6,154	5,795	5,598	3,747

(注) 新規案件の契約などは、実際の装置の稼動状況や新規案件の操業開始時期が異なるため、実態と合致しない場合がある。

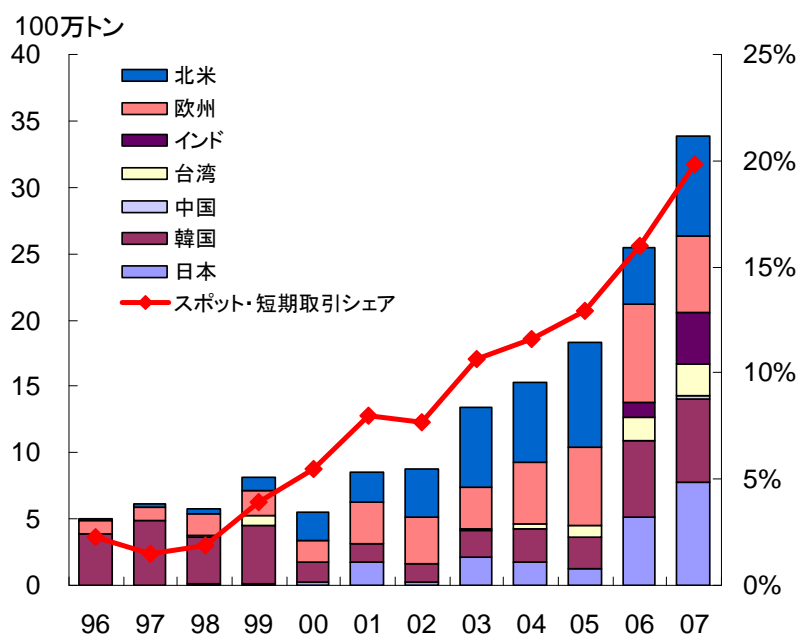
(出所) 各社プレスリリースに基づき日本エネルギー経済研究所作成

(3) スポット・短期取引

2007年における世界のスポット・短期契約によるLNG取引量は3,383万トンであった⁴。そのうち755万トンが米国、570万トンが欧州、2,020万トンがアジア市場向けである。これはLNG取引量全体の19.8%に相当し、2000年以降の取引量の増加が著しい。(図表7)。これは主として欧米市場におけるLNG需要の増加によるものであり、柔軟な契約形態を好む欧米の買主がスポット・短期ベースでの調達を増やしたことによるものである。北米(米国、メキシコ)のスポット・短期調達量は2000年の92万トンから2007年には711万トンにまで増加している。また、欧州ではスペインのスポット・短期調達量の伸びが大きく、2000年の127万トンから2007年には382万トンまで増加している。スポット・短期取引はこれまで堅調に伸びてきたが、直近の2008年の後半においては世界的な景気後退の影響を反映し、特にLNGのスポット商いが大きく減少しているとみられており、今後もこれまでの急速な伸びが続いていくとは限らない。しかしながら、上述の通り今後のEquity/Branded LNGの供給増加や短期契約での調達を志向する欧米勢のLNG需要の増加によってスポット・短期取引が増えていくことも確実であり、今後もその増加基調は変わらないと考えられる。

⁴ ここでいうスポット・短期契約とは契約期間が4年以内のものを指す。

図表 7 世界の LNG 取引に占めるスポット・短期取引の割合



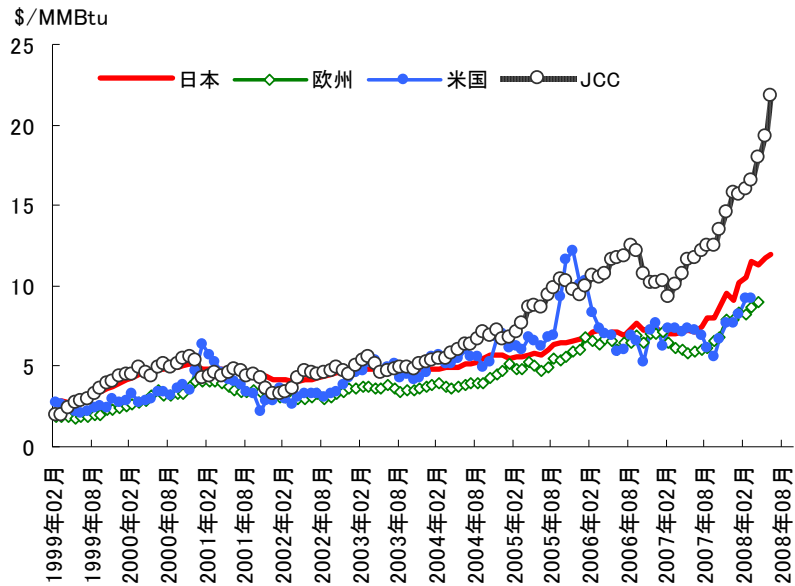
(出所) GIIGNL、Cedigaz

(4) LNG 輸入価格

LNG 価格決定方式は地域ごとに異なっている。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 価格にリンクされており、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。米国や英国向けは、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応じて価格が決定される。

図表 8 に日本、米国、欧州向けの LNG 価格の推移を示す。2000 年頃まで日本向け LNG 価格は米国や欧州と比較して高いレベルで推移した。国際的な原油価格が上昇を始めた 2004 年より JCC 価格も上昇を続けたため、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ことが分かる。欧州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。一方米国においては、国内の天然ガス価格が原油価格に反映される側面があるものの、基本的には天然ガスの需給によって価格が決定されており、日本・欧州に比べると原油価格の動きとは別の動き方をしている。また値動きの仕方も日本や欧州と比べて変動幅が大きい。

図表 8 主要市場における LNG 価格の推移



(出所) Energy Prices & Taxes、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、2008 年末で 2 億 260 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 7,800 万トンで最も多く、アフリカと中東地域がそれぞれ 5,820 万トンと 4,610 万トン、米州（北米・中米）1,610 万トンと続く（図表 9）。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、欧米向けは主としてアフリカ、中米地域から供給されている。

図表 9 既存 LNG 生産プラント (2008 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): 2002-2012 Endesa(0.75): 2005-2017
		Arzew GL1Z (Train 1-6)	7.8	1978			
		Arzew GL2Z (Train 1-6)	7.8	1981			
		Skikda GL1K II (Train 4-6)	3.0	1981			
	リビア	Marsa el Brega (Train 1-2)	0.7	1970	Sirte Oil		Gas Natural(1.15): 1981-
	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)	Enel (2.59): 1999-2019 Gas Natural (1.17): 1999-2021 Botas (0.89): 1999-2021 GdF (0.36): 1999-2021 Transgas (0.31): 2000-2019 Gas Natural (1.99): 2002-2024 Transgas (0.75): 2002-2023 BG (2.5): 2004-2023 Shell (1.1): 2005-2025 Iberdrola (0.36): 2005-2025 Transgaz (1.5): 2005-2025 ENI (1.15): 2006-2028 Total (1.15): 2005-2026 Shell (1.4): 2007-2027 Endesa (0.75): 2005-2025
		Nigeria LNG (Train 3)	3.2	2002			
		Nigeria LNG (Train 4, 5)	8.2	2006			
		NLNG (Train 6)	4.1	2007			
	エジプト	Damietta LNG (Train 1)	5.0	2004	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)	3.7	2007	Marathon, Sonagas	Marathon(60), Sonagas(25), 三井物産(8.5), 丸紅(6.5)	BG (3.4): 2007-2024
	小計			58.2			
欧州	ノルウェー	Snohvit LNG (Train 1)	4.2	2007	Statoil 33.53%, Petoro 30%, Total 18.4%, Gaz de France 12%, Amerada Hess 3.26%, RWE 2.81%		Statoil (1.75): 2007- Iberdrola (1.2): 2007- GdF/Total (1.24): 2007- GdF/Total (0.50): 2007-
	小計			4.2			

次ページへ続く

図表 9 既存 LNG 生産プラント (2008 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	
北 中 米	アメリカ	Kenai (Train 1, 2)	1.3	1969	ConocoPhillips (70), Marathon (30)		東京電力(0.92): 1989-2009 東京ガス(0.31): 1989-2009
	トリ ニ ダ ゴ 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 Suez(1.63): 1999-2018 Suez (0.34): 2000-2020 BP(0.8): 2002-2021 BG(2.1): 2003-2023 Marathon(1.2): 2005-2010 BP (2.5): 2006-2025 BG(1.5): 2006-2026 NGC(0.58): 2006-2026
		Atlantic LNG (Train 2)	3.3	2002		BP(42.5), BG(32.5), Repsol-YPF(25)	
		Atlantic LNG (Train 3)	3.3	2003			
		Atlantic LNG (Train 4)	5.2	2005			
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): 2000-2025 KOGAS(4.06): 2000-2024 伊藤忠商事 (0.7): 2006-2026 BP(0.77): 2004-2009
		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): 2006-2021 大阪ガス (0.8): 2009-2026 Union Fenosa Gas (1.6): 2006-2026
	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 PTT (1.0): 2011-
		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 Petroret (7.5): 2004-2028 Endesa (0.8): 2005-2025 ENI (0.75): 2004-2023
		RasGas II (Train 3)	4.7	2004	QP, ExxonMobil	QP(70), ExxonMobil(30)	Edison (4.7): 2007-2032 Distrigas (2.05): 2007-2027
		RasGas II (Train 4)	4.7	2005	QP, ExxonMobil	QP(70), ExxonMobil(30)	EdF (3.4): 2007-2011 CPC (3.0): 2008-2033 KOGAS (2.10): 2009-2016
		RasGas II (Train 5)	4.7	2007	N.A.	Qatar Petroleum(70), ExxonMobil(30), CPCが5%権益参加	
	小 計		46.1				

次ページへ続く

図表 9 既存 LNG 生産プラント (2008 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				
アジア・太平洋	ブルネイ	Brunei LNG (Train 1-5)	7.2	1972	ブルネイ政府 (50), Shell (50)	ブルネイ政府 (50), Shel (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	Pertamina, VICO, Total, INPEX, Chevron, Eni, LASMO, BP, CPC, Universal Gas & Oilなど	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						
		Bontang III (Train E)	2.8	1989						
		Bontang IV (Train F)	2.8	1993						
		Bontang V (Train G)	2.8	1997						
		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							
	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): 2004-2024 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 Train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			

次ページへ続く

図表 9 既存 LNG 生産プラント (2008 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	
アジア・太平洋	オーストラリア	NWS (Train 1-5)	16.3	1989- 2008	Woodside(16.7), Shell(16.7), Chevron(16.7), BHP Billiton(16.7), BP(16.7), MIMI(16.7)	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 Shell (0.74): 2004-2009 静岡ガス (0.135): 2005-2028 東北電力 (0.4): 2005-2020 中部電力 (0.6): 2009-2024 CNOOC (3.7): 2006-2031 東北電力 (1.0):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			78.0		
合計			202.6				

(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。2008 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 1,300 万トンあり、これらは 2015 年までに生産を開始することが見込まれている。地域別に見ると、中東が 5,350 万トン、アジア・太平洋が 3,700 万トン、アフリカが 1,810 万トン、中南米が 440 万トンとなっている。(図表 10)

図表 10 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): 2012-2032 Total (1.38): 2012-2032 ENI (1.38): 2012-2032 Shell (2.0): 2012-2032 Occidental (1.0): 2012-2032
	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	2009	N.A.	QP(70), ExxonMobil (30)	ExxonMobil(7.8): 2008-2034
		RasGas 3 (Train 7)	7.8	2009	N.A.	QP(70), ExxonMobil (30)	ExxonMobil(7.8): 2008-2034
		Qatargas II (Train 4)	7.8	2009	N.A.	QP(70), ExxonMobil(30)	ExxonMobil(10.4): 2007-2032 Total(5.2): 2009-2034
		Qatargas II (Train 5)	7.8	2009	N.A.	QP(65), ExxonMobil (18.3), Total(16.7)	
		Qatargas 3	7.8	2010	N.A.	QP(68.5), ConocoPhillips (30), 三井物産(1.5)	ConocoPhillips(7.8): 2009-2034
		Qatargas 4	7.8	2011	N.A.	QP (70), Shell (30)	Shell(7.8): 25年間
	イエメン	Yemen LNG	6.7	2009	Hunt Oil(38.5), ExxonMobil(37) , SK(24.5)	Total (39.62), Yemen Gas (16.73), Hunt Oil (17.22), SK (9.55), Kogas (6) Hyundai (5.88) GASSP(5)	KOGAS (2.0): 2008-2028 GdF Suez (2.55): 2009-2029 Total (2.00): 2009-2029
小 計		53.5					
中 南 米	ペルー	Peru LNG	4.4	2010	Hunt Oil(50), SK(20), Repsol YPF(20), 丸紅(10)		Repsol YPF(3.6): 2010-
小 計		4.4					

次ページへ続く

図表 10 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	
アジア・太平洋	オーストラリア	Gorgon (Train 1, 2)	15.0	2014以降	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 GS Caltex(0.25): N/A PetroChina(2.0): N/A Petronet(0.5-1.5): N/A
		Pluto-1	4.8	2010	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	2009	BP(37.16), MI Berau BV(16.3), CNOOC(13.9), 日石Berau(12.23), KG Berau・KG Wiriagar(10), LNG Japan(7.35) Talisman Energy (3.06)		POSCO(0.55): 2005-2025 K-Power(0.6):2006-2026 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	2009	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): 2011-2026 大阪ガス(0.2): 2008-2028 KOGAS(1.5): 2008-2028 Shell(1.85): 2008-2028
小計			37.0				
合計			113.0				

(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も多数存在する(図表 11)。但し、これらのプロジェクトに関しては、世界の LNG 需要動向や生産予定地の政治情勢・エネルギー需給情勢、環境面での制約等によって、その実現性も大きく異なっている。従って、これらのプロジェクトが全て実現するとは必ずしも言えず、また実現するとしても下記に示す開始予定通りに立ち上がる可能性は不確実な部分が多い。特に米国においては、LNG 受入基地周辺の住民からの反対運動や訴訟、2008 年夏以降の価格下落によって、LNG 基地建设は遅延する方向にある。今後は、後述するとおり、非在来型ガスの増産などにより、米国の LNG 需要も伸び悩むと見られ、建設計画が撤回されるケースも見られる可能性がある。

図表 11 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)	4.7	N.A.	Sonatrach	アメリカ、欧州	
	ナイジェリア	Olokola LNG (Train1-4)	22.0	2013	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	1.5	2011	Flex LNG, Peak Petroleum、 三菱商事	N.A.	
	アンゴラ	Angola LNG (Train 2)	N.A.	N.A.	Sonangol (40), ENI (20), Gas Natural West Africa (20), Galp (10), Exem (10)	アメリカ、欧州	
	エジプト	Damietta (Train 2)	5.0	2012	Eni, Segas, Egas, EGPC	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	5.0	N.A.	Libya NOC, Shell	N.A.	
		Mellitah	3.5	N.A.	Libya NOC, ENI	N.A.	
	赤道ギニア	EG LNG (Train 2)	4.4	2012	Marathon (35), Sonagas (30), 三井物産 (8.5), 丸紅 (6.5), Union Fenosa (5), E.On (5), 未 配分 (10)	N.A.	
	小 計			60.1			
	欧 州	ロシア	Shtokman LNG	7.0	2014	Gazprom (51), Total (25), StatoilHydro (24)	アメリカ、欧州
		ノルウェー	Snohvit LNG (Train 2)	4.2	N.A.	Petro, Statoil, Total, GdF, 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	N.A.	NIOC, Total, Petronas	アジア、欧州	
		Persian LNG (Train 1, 2)	16.2	N.A.	NIOC, Shell	アジア、欧州	
		North Pars LNG	20.0	2012	CNOOC	中国	
		Iran LNG	10.0	N.A.	NIOC	アジア	
		Qeshm	1.2	2010	LNG Ltd.	N.A.	
	小 計			57.4			

次項へ続く

図表 11 事業化検討中の LNG 生産プラント (続き)

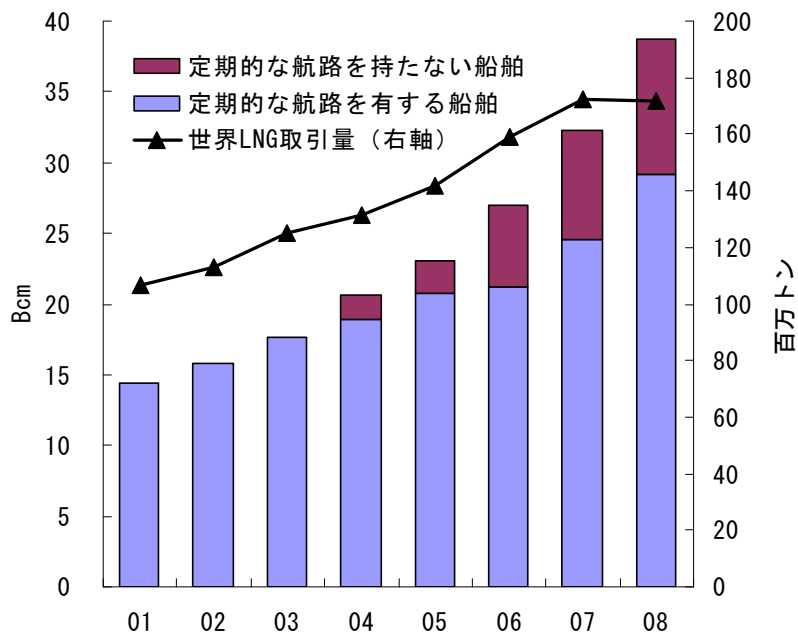
地域	国名	プロジェクト名 (Train名)	液化能力 (100万吨/年)	開始予定年	出資予定者	予定仕向地
米州	アメリカ	North Slope	9.0	N.A.	Yukon Pacific	アメリカ
	カナダ	Kitimat	5.0	2013	Kitimat LNG、三菱商事	アジア
	ベネズエラ	Deltana (Train 1)	4.7	2014	PDVSA (60)、Galp(15)、 Chevron(10)、 三菱商事-三井物産(5)	アメリカ
		Mariscal Sucre (Train 2)	4.7	2014	PDVSA (60)、Galp(15)、 伊藤忠商事(10)、 三菱商事-三井物産(5)	大西洋
	アルゼンチン	Bahía Blanca	N.A.	N.A.	ENARSA、PDVSA	N.A.
	トリニダード・ トバゴ	Atlantic LNG (Train 5)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
小 計			23.4			
アジア・ 太平洋	オーストラリア	Fisherman's Landing	1.5	2012	LNG Limited (40), Golar LNG (40), Arrow Energy (20: option)	N.A.
		Timor Sea LNG (Tassie Shoal)	3.0	2012	Methanol Australia	アジア
		Sun LNG	0.5	2012	Sunshine Gas (80), 双日 (20)	N.A.
		Queensland Curtis	7.4	2013	QGC (80), BG (20)	N.A.
		Prelude	3.5	2014	Shell (100)	アジア・太平洋
		GLNG	3.0	2014	Santos (60), Petronas(40)	アジア・太平洋
		Sothorn Cross	0.7	2014	LNG Inpel	N.A.
		Australian Pacific	3.5	2014	Origin(50), ConocoPhillips (50)	N.A.
			3.5	2015		N.A.
		Greater Sunrise	5.3	2015	Woodside(33.44), ConocoPhillips(30), Shell(26.56), 大阪ガス(10)	アジア・太平洋
		Ichthys	8.0	2015	国際石油開発帝石(76), Total(24)	アジア・太平洋
		Wheatstone	10.0	2015	Chevron (100)	N.A.
	Pilbara	6.0	2018	BHP Billiton, ExxonMobil	アメリカ	
	Browse	7.0	2020	Woodside (50), Chevron, BP, BHP Billiton, Shell	アジア・太平洋	
	Pluto-2	5.0	N.A.	Woodside	アジア・太平洋	
	インドネシア	Tangguh (Train 3)	N.A.	N.A.	BP(37.16), MI Berau BV(16.3), CNOOC(13.9), 日石Berau(12.23), KG Berau・KG Wiriagar(10), LNG Japan(7.35) Talisman Energy (3.06)	N.A.
		Sengkang	2.0	N.A.	Energy World cooperation	アジア・太平洋
		Natuna	5.0	N.A.	ExxonMobil, Pertamina	アジア・太平洋
		Donggi Senoro LNG	2.0	2012	三菱商事(51), Pertamina(29), Medco(20)	アジア・太平洋
バブア ニューギニア	Masela	4.5	2016	国際石油開発帝石	アジア・太平洋	
	PNG LNG	5.0	2013	ExxonMobil(41.5), Oil Search(34.0), Santos(17.7), 新日本石油(5.4), MRDC(1.2) Eda Oil (0.2%)	アジア・太平洋	
	Liquid Niugini Gas	4.0	2012	InterOil, Merrill Lynch, Pacific LNG, PNG政府	アジア・太平洋	
	N.A.	1.5	2012	Rift Oil, Flex LNG	アジア・太平洋	
小 計			93.2			
合 計			245.25			

(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

2008 年末時点の LNG 船数は 284 隻で、積載量合計は 39Bcm であった⁵。これまでの LNG 需要の増加を背景に近年 LNG 船建造数が急増しており、輸送能力の伸びは LNG 需要の伸びを上回っている (図表 12)。その結果、近年ではスポットや短期契約用もしくは用船契約を締結していない LNG 船も出現しており、船腹需給の緩和が進んでいる。

図表 12 LNG 船キャパシティの推移



(出所) LNG Japan、LNG Journal

(3) 受入設備

2008 年末現在で世界では 63 ヶ所に LNG 受入基地が存在し、送出能力の合計は 628Bcm である。地域別に見ると、日本が 27 ヶ所で圧倒的に多く、米国が 7 ヶ所、スペインが 6 ヶ所、韓国が 4 ヶ所と続いている。(図表 13)

⁵ LNG One World ホームページ

図表 13 既存 LNG 受入基地 (2008 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	1997	
		東新潟LNG基地	日本海エル・エヌ・ジー	72	12	1984	
		富津LNG基地	東京電力	111	26	1985	
		袖ヶ浦LNG基地	東京電力, 東京ガス	266	38	1973	
		東扇島LNG基地	東京電力	54	20	1984	
		扇島工場	東京ガス	60	8	1998	
		根岸工場	東京電力, 東京ガス	118	16	1969	
		袖師基地	清水エル・エヌ・ジー	18	1	1996	
		知多LNG共同基地	中部電力, 東邦ガス	30	10	1977	
		知多LNG基地	知多エル・エヌ・ジー	64	16	1983	
		知多緑浜工場	東邦ガス	20	7	2001	
		四日市LNGセンター	中部電力	32	9	1987	
		四日市工場	東邦ガス	16	1	1991	
		川越LNG基地	中部電力	48	7	1997	
		泉北第一	大阪ガス	18	3	1972	
		泉北第二	大阪ガス	159	17	1977	
		堺	堺エルエヌジー	42	9	2006	
		姫路製造所	大阪ガス	74	6	1984	
		姫路LNG管理所	関西電力	52	11	1979	
		水島	中国電力, 新日本石油	16	1	2006	
		廿日市LNG基地	広島ガス	17	1	1996	
		柳井LNG基地	中国電力	48	3	1990	
		大分LNG基地	大分LNG	46	6	1990	
		戸畑LNG基地	北九州エル・エヌ・ジー	48	9	1977	
		福北LNG基地	西部ガス	7	1	1993	
	長崎LNG基地	西部ガス	4	0	2003		
	鹿児島工場	日本ガス	9	0	1996		
		日本 計		1,455	238		
		韓国	平澤 (Pyeong Taek)	KOGAS	128	37	1986
			仁川 (Inchon)	KOGAS	248	40	1996
			統営 (Tong Young)	KOGAS	140	17	2002
			光陽 (Gwang Yang)	POSCO	30	2	2005
			韓国 計	546	96		
	台湾	永安 (Yung An)	CPC	69	23	1990	
	インド	Dahej	Petronet	32	7	2004	
		Hazira	Shell, Total	32	3	2005	
	中国	広東大鵬	CNOOC, BP他	48	5	2006	
		小 計		2,182	372		
米州	アメリカ	Everett, MA	Suez LNG	16	11	1971	
		Cove Point, MD	Dominion	38	18	1978	
		Elba Island, GA	Southern LNG (El Paso)	35	12	1978	
		Lake Charles, LA	Trunkline LNG	43	21	1982	
		Gulf Gateway, GOM	Excelerate Energy	N.A.	5	2005	
		Northeast Gateway, MA	Excelerate Energy	N.A.	8	2008	
		Freeport, TX	Cheniere Energy	32	15	2008	
		Sabine, LA	Cheniere Energy	48	27	2008	
		プエルトリコ	Penuelas	EcoElectrica	16	2	2000
		ドミニカ	Punta Caucedo	AES Andres	16	2	2003
		メキシコ	Altamira	Shell, Total, 三井物産	30	7	2006
			Costa Azul, Baha California	Shell, Semptra	32	10	2008
		ブラジル	Pecem, Ceala	Petrobras	13	7	2008
		アルゼンチン	Bahia blanca	Excelerate Energy	N.A.	N.A.	2008
			小 計		318	146	

次ページへ続く

図表 13 既存 LNG 受入基地 (2008 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)
欧州	ベルギー	Zeebrugge	Fluxys	24	5	1987
	フランス	Fos-sur-Mer	Gaz de France	15	7	1972
		Montoir-de- Bretagne	Gaz de France	36	10	1980
	イタリア	Panigaglia	GNL Italia (Snam Rete Gas)	10	3	1969
	スペイン	Barcelona	Enagas	54	14	1969
		Huelva	Enagas	46	12	1988
		Cartagena	Enagas	29	11	1989
		Bilbao	BP, Respol, Iberdola, EVE	30	7	2003
		Sagunto	Infraestructuras de Gas, Iberdrola, Endesa	30	7	2006
		Reganosa	Enagas, Union Fenosa Gas,	30	4	2007
		ポルトガル	Sines	Ren Atlantico	24	5
	イギリス	Isle of Grain	National Grid	20	5	2005
		Teesside GasPort	Excelerate Energy	N.A.	6	2007
	ギリシア	Revythoussa	DEPA	13	1	2000
	トルコ	Marmara Ereglisi	Botas	26	6	1994
		Aliaga/Izmir	Eregaz	28	6	2006
			小 計		414	109
		合 計		2,915	628	

(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、現在事業化が検討されているプロジェクトも多数存在する。(図表 14) 特に、これまでは LNG 需要が急速に伸びると想定されていた北米や中国において多くの基地建設が計画されているが、これらの基地建設計画に関しては、基地周辺のガス需要の状況や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によってその実現性も大きく異なっている。

図表 14 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 (100万トン/)	完成予定 (年)	
北米	アメリカ	Hackberry, LA	Sempra Energy	20.3	2009	
		Sabine, TX	ExxonMobil, Qatar Petroleum, ConocoPhillips	15.3	2010	
		Sabine, LA	Cheniere Energy	19.9	2009	
		Elba Island, GA	El Paso, Southern LNG	6.9	2010	
		Pascagoula, MS	Gulf LNG	11.5	2011	
		Offshore Boston, MA	Tractebel	3.1	2009	
		Corpus Christi, TX	Occidental Energy	7.7	2011	
		Corpus Christi, TX	Cheniere Energy	19.9	2010	
		Corpus Christi, TX	4Gas	8.4	2009	
		Fall River, MA	Hess LNG	6.1	2010	
		Port Arthur, TX	Sempra Energy	12.3	2010	
		Logan Township, NJ	BP	9.2	2013	
		Cameron, LA	Cheniere Energy	25.3	2011	
		Freeport, TX	Freeport LNG Development	19.2	N.A.	
		Pascagoula, MS	Chevron	10.0	N.A.	
		Port Lavaca, TX	Gulf Coast LNG Partners	7.7	2010	
		Long Island Sound, NY	TransCanada, Shell	7.7	2010	
		Bradwood, OR	Northern Star Natural Gas	7.7	N.A.	
		Baltimore, MD	AES Corporation	11.5	2012	
		Port Pelican, LA	Chevron	12.3	N.A.	
		(Offshore), LA	McMoRan	7.7	N.A.	
		Robbinston, ME	Kestrel Energy	3.8	2013	
		Calais, ME	BP	11.5	N.A.	
		(Offshore), NY	ASIC	15.3	2014	
		(Offshore), GOM	TORP	10.7	2009	
	(Offshore), FL	Suez	14.6	2009		
	(Offshore), FL	Port Dolphin Energy	9.2	2011		
	Coos Bay, OR	Jordan Cove Energy	7.7	2010		
	Astoria, OR	Oregon LNG	7.7	2013		
	(Offshore), CA	Clearwater Port	10.7	N.A.		
	カナダ	カナダ	St. John, NB	Canaport LNG	7.0	2009
			Quebec City, QC	Enbridge, Gaz Met, Gaz de France, Gazprom	3.7	2010
Riviere-du-Loup, QC			TransCanada,	3.8	2010	
Goldboro, NS			Keltin Petrochemicals, Petroplus	7.7	2010	
Prince Rupert, BC			WestPac LNG	3.8	2011	
Point Tupper, NS			Venture Energy	7.7	N.A.	
Energie Grande-Anse			N.A.	7.7	N.A.	
メキシコ			メキシコ	Puerto Libertad, Sonora	DKRW Energy	10.0
	Manzanillo	CFE, PEMEX		3.8	2011	
	Dorado LNG	Tidelands		7.7	N.A.	
	Costa Azul (拡張)	Shell, Sempra		12.3	N.A.	
	Topolobampo	未定		3.8	N.A.	
中南米	バハマ	Bahamas	AES Ocean Express	6.4	N.A.	
		Bahamas	Calypson Tractebel	6.4	N.A.	
	ブラジル	Guanabara Bay	Petrobras	3.7	2009	
		Rio Grande	Gas Energy	1.6	N.A.	
	チリ	Quintero Bay	BG (40), ENAP (20), Endesa (20), Metrogas (20)	2.5	2009	
		GNL Mejillones	Suez, Codelco	2.5	2009	
	ウルグアイ	Montevideo	N.A.	2.6	2013	

次ページへ続く

図表 14 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 (100万トン/)	完成予定 (年)
欧州	フランス	Fos-Cavaou	GdF-Suez; Total	6.0	2009
		Le Havre	Power; Eon-Ruhrgaz; Verbund	6.6	2012
		Bordeaux	4Gas	6.6	2013
		Dunkirk	EdF	6.6	2013
		Fos-Faster	Shell	5.8	2015
	イタリア	Rovigo (Adriatic LNG)	ExxonMobil, Qatar Petroleum, Edison, Italiana Gas	5.8	2009
		Pangaglia (拡張)	GNL Italia (Snam Rete)	3.3	2013
		Brindisi	BG	5.8	2010
		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.
		Porto Empedocle	Nouve Energie	5.8	2011
		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	1.0	2009
		El Musel	Enagas	6.6	2010
	イギリス	Dragon	4Gas, BG, Petronas	8.8	2009
		South Hook	ExxonMobil, Qatar	14.0	2009
		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.	N.A.
	オランダ	Rotterdam (Gate)	Gasunie, Vopak, EON Ruhrgas	6.6	2011
Eemshaven		ConocoPhillips	7.3	2010	
ドイツ	Wilhelmshaven	E.On Ruhrgas	N.A.	N.A.	
キプロス	Vasilikos	State Electricity Authority	N.A.	2009	
ポーランド	Swinoujscie	PGNiG	N.A.	2013	
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.	
中東	クウェート	ペルシヤ湾洋上	KPC	1.4	2009
	UAE	ドバイ	Dubai Supply Authority	3.0	2010
	イスラエル	地中海沿岸の洋上に建設予 定	Israeli Ministry of National Infrastructure	2.9	2014
アフリカ	南アフリカ共 和国	Mossel Bay	Petro SA	0.5	2010

次ページへ続く

図表 14 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 (100万トン/)	完成予定 (年)
アジア	中国	福建	CNOOC	2.6	2009
		上海	Shanghai LNG (CNOOC; Shenergy)	3.0	2009
		江蘇省如東	PetroChina	3.5	2011
		遼寧省大連	PetroChina	3.0	2012
		山東省青島	Sinopec	3.0	2012
		河北省唐山	PetroChina, 北京控股集团 有限公司, 河北省建設投資	3.5	2013
		広東省珠海	CNOOC	2.0	2013
		浙江省寧波	CNOOC, 浙江能源集團公 司, 寧波電力公司	3.0	N.A.
		天津	Sinopec	N.A.	N.A.
		海南省海口	CNOOC, 海南省政府	2.0	N.A.
		広東省深セン	CNOOC	2.0	N.A.
		広東省汕頭	CNOOC	N.A.	N.A.
		広西壮族自治区	Sinopec	N.A.	N.A.
		マカオ	Sinopec	N.A.	N.A.
	インド	Dabhol	Petronet, NTPC, Gail	5.0	2009
		Kochin	Petronet	2.5	2011
		Ennore	IOC, Petronas	5.0	N.A.
		Mangalore	HPCL, Petronet, MRPL	2.5	N.A.
		Haldia	Spice Energy	N.A.	N.A.
	日本	直江津	国際石油開発帝石	N.A.	2014
		御前崎	中部ガス、東海ガス、鈴与	N.A.	N.A.
		坂出	四国電力	0.4	2010
		中城	沖縄電力	0.7	2010
		上越	中部電力、東北電力	N.A.	2012
		和歌山	関西電力	N.A.	N.A.
		石狩	北海道ガス、道内都市ガス事 業者8社	N.A.	2012
		北九州響灘	西部ガス	N.A.	2015
		新仙台火力発電所	東北電力	N.A.	2016
		日立	東京ガス	N.A.	2017
	韓国	三陟	KOGAS	N.A.	2019
	台湾	台中	CPC	3.0	2009
	フィリピン	Bataan	GN Power	N.A.	N.A.
	シンガポール	シンガポール	Gas Supply Pte, PowerGas, GdF	3.0	2012
	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

本節では、2030 年までの世界の LNG 需要に関する定量分析結果を示す。これは経済成長率や人口、エネルギー価格などの前提条件を置き、定量的に需要を予測したものである。今年度の調査における定量分析の前提は、2007 年に日本エネルギー経済研究所が実施した『アジア/世界エネルギーアウトルック 2007』に準拠しつつ、足元の経済成長率の低下や各国の国内ガス生産の動向などを反映させて作成した（経済成長率の前提は図表 15）。

図表 15 経済成長率（実質）の前提

経済成長率（年率平均）			
	'07-'10	'10-'20	'20-'30
日本	0.0%	1.4%	1.1%
韓国	3.7%	3.4%	2.9%
台湾	4.3%	3.6%	2.6%
インド	6.8%	5.9%	5.3%
中国	8.7%	6.0%	4.5%
その他アジア	5.0%	4.3%	4.2%
フランス	1.0%	2.3%	2.3%
イタリア	0.5%	1.8%	1.8%
スペイン	1.0%	2.3%	2.2%
英国	0.9%	2.3%	2.3%
その他欧州	4.3%	4.6%	2.9%
米国	0.7%	2.8%	2.7%
カナダ	0.8%	2.7%	2.7%
メキシコ	2.1%	3.5%	3.0%
その他米州	1.7%	3.1%	3.0%

（出所） 日本エネルギー経済研究所

図表 16 世界の LNG 需要見通し

百万トン/年	2008年輸入実績(参考)	2010	2020	2030	
アジア・太平洋	日本	69	66	67	70
	韓国	27	30	39	41
	台湾	9	9	12	14
	インド	8	8	20	26
	中国	3	5	21	28
	その他	0	0	13	18
	小計	117	117	173	197
欧州	フランス	10	11	15	19
	イタリア	2	6	14	16
	スペイン	22	18	23	28
	英国	1	6	18	37
	その他	9	13	18	26
	小計	43	55	88	126
米州	米国	8	19	52	66
	カナダ	0	0	4	7
	メキシコ	3	3	8	16
	その他	1	2	5	12
	小計	11	25	69	102
合計	172	197	330	425	

(出所) 日本エネルギー経済研究所

その分析結果を図表 16 に示す。2008 年の秋に深刻化した金融危機の影響により、産業用を中心に世界のガス需要の伸びが減速するため、今後短期的には LNG 需要の伸びは鈍化する。2008 年に 1 億 7,180 万トンであった世界の LNG 需要は 2010 年には 1 億 9,700 万トンに増加するが、これは昨年度の本調査の予測値である 2 億 950 万トン～2 億 4,150 万トンから比べて大きく減少している。実際には、2008 年 2 月時点で、この前提に用いた経済成長率よりも低い経済成長が見込まれている国もあり、2010 年時点での LNG 需要はさらに下振れする可能性もある。

(2) LNG 供給ポテンシャル

2008 年末時点での世界の LNG 生産能力は、2 億 260 万トンであり、そのうちアジア・太平洋、北米、中東の各地域の生産能力の合計は 1 億 2,540 万トンとなっている。この中で、欧米向けの生産能力を差し引き、生産量の減退が進むインドネシアについては 2008 年時点での輸出量を生産能力とすると、2008 年時点では 1 億 200 万トンの生産能力がアジア市場向けに存在していたと考えられる。

現在建設中のもの及び既に SPA・HOA が締結されているものも、そのほとんどが今後生産を開始すると推定できるため、既存の能力にこれらの能力を加えると、2015 年時点でアジア向けには 1 億 3,200 万トンの生産能力が確実に存在することになる。さらに 2012 年以降、まだ SPA や HOA が締結されていない事業化検討中のプロジェクトについても生産を開始するものがでてくる。これらのこのプロジェクトの実現性はそれぞれ異なるものの、仮に

それらの事業化検討中のプロジェクトが全て計画通りに実現すると前提すると、2015 年時点では最大で 1 億 8,100 万トンの生産能力が存在することになる（図表 17）⁶。

これらに加えて、今後金融危機の影響もあり、当初の予測ほど欧米市場の LNG 需要が拡大していかない可能性もあり、欧米市場向けの Equity/Branded LNG がアジア市場に流入してくることが考えられる。これらの Equity/Branded LNG についてはあくまで欧米向けという整理で生産されるため、アジア向けの供給能力の中に加算するのは適当ではないものの、アジア向けの供給源として重要な役割を果たしていくことは確実である。

図表 17 アジア市場向けの LNG 供給ポテンシャル

百万トン/年	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
既存・SPA・HOA締結	102	116	120	121	117	119	119	132	141	141
事業化検討中	0	0	0	0	3	15	25	49	108	108
アジア向け供給能力	102	116	120	121	120	134	144	181	249	249

（注） インドネシア、アラスカを除き、既存能力は現状維持。また事業化検討中の案件の中で時期が未定であるものについては、全て 2020 年時点で生産を開始すると前提した。

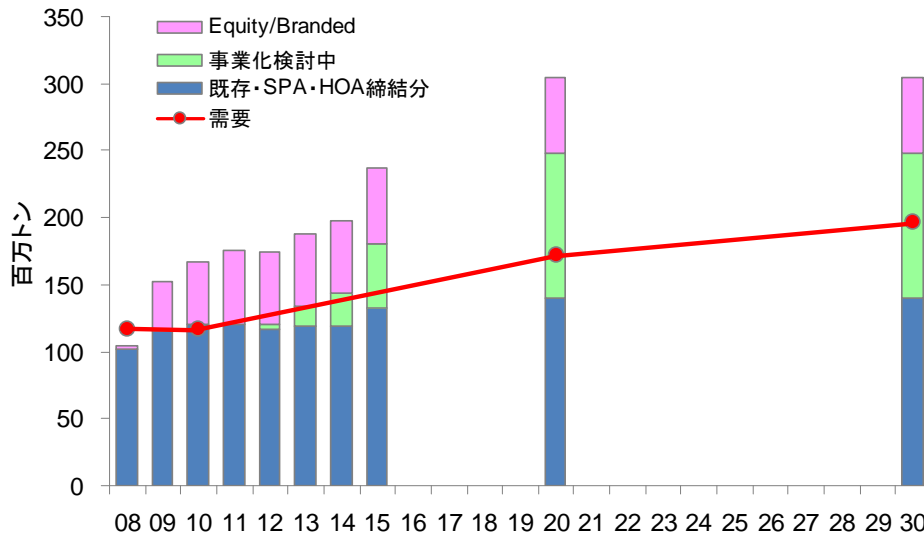
（出所） 各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

（3）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 18）。本図表中の折れ線グラフは図表 16 でのアジアの需要見通し、棒グラフは、同じく図表 17 でのアジア向けの供給ポテンシャルを示している。2010 年時点でのアジア地域の LNG 需要は 2008 年とほぼ横ばいであり、現状のままで行くと、2010 年時点での LNG 需要は既存契約・SPA/HOA 締結分を若干下回る可能性がある。それ以降は、上述のように Equity/Branded LNG のアジア市場への流入が予想されること、また 2020 年以降は現在 SPA や HOA が締結されていない新規プロジェクトが順調に立ち上がれば、2030 年に至るまでの需要は十分賄えることになる。

⁶ もちろんこれはあくまで最大値であり、全ての事業化検討中の案件が計画通りに実現する可能性は低いため、実際の供給能力はこれを下回ることになる。

図表 18 アジア地域の LNG 需給バランス見通し

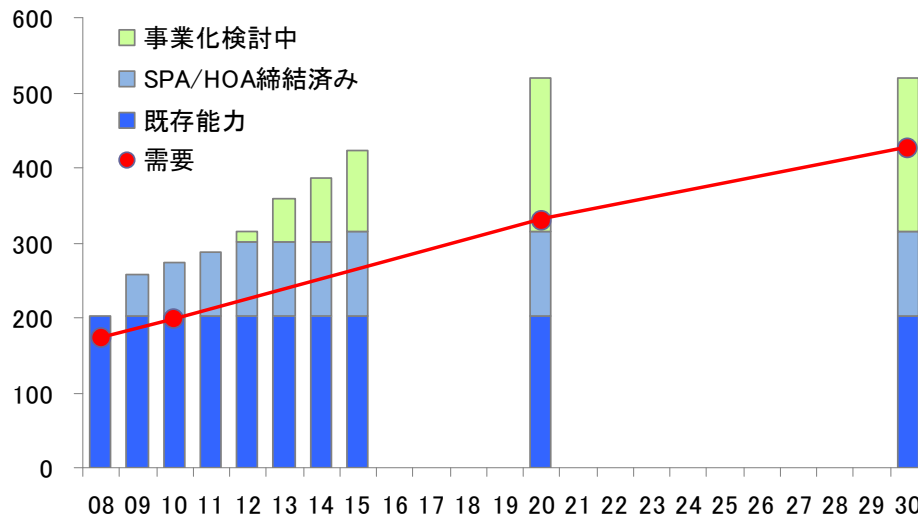


(注) 2008 年の需要と供給のギャップは既存契約の UQT の活用とスポット調達で埋められたと推測される。

(出所) 日本エネルギー経済研究所

なお、参考までに世界の LNG 需給バランスの見通しについて下図の通りに示す。2010 年までは既存能力で需要を賄うことができ、2020 年以降は事業化検討中の案件が順調に立ち上がれば、世界の需要を満たすことができる。

図表 19 世界の LNG 需給バランス見通し



(注) 事業化検討中の案件について、時期が未定であるものについては、すべて 2020 年時点で生産を開始すると前提した。

(出所) 日本エネルギー経済研究所

(4) 今後の需給展望における要点

昨年度の本調査においては、今後のアジア太平洋地域の天然ガス需給を展望する上での要点として、米国経済におけるサブプライム問題の影響、それによって左右される米国の Henry Hub 価格の動向、柏崎刈羽原子力発電所の復旧時期、資機材価格の高騰や資源ナショナリズムなどによる投資環境の悪化、非在来型 LNG プロジェクトの動向、の 5 点を挙げた。このうち、特にサブプライム問題の影響は 2008 年秋以降、世界大の金融危機として世界の経済活動やエネルギー需要にも大きな影響を及ぼすこととなった。以上のような昨年指摘した諸要因は依然として今後の天然ガス需給動向を展望する上で重要な要素であるが、現在の LNG 情勢が大きく変化を見せる中で、今後の需給展望における要点としては以下のようなものが挙げられる。

- A. 米国の LNG 需要
- B. 中国の LNG 需要
- C. 新規プロジェクトからの供給
- D. 産ガス国間の連携強化
- E. 金融市場の信用収縮の中長期的な影響
- F. 中東のガス不足の問題
- G. 低炭素化社会に向けた取り組みの影響

A. 米国の LNG 需要

まず挙げられるのが米国の LNG 需要の動向である。2008 年秋に深刻化し始めた金融危機が金融機関の信用収縮を介して米国の実体経済に影響を及ぼし、米国の天然ガス需要にも影を落とし始めている。米国エネルギー情報局の予測によると、2010 年時点での天然ガス需要は、2008 年時点での予測では 23.25tcf/年 (651Bcm/年) であったものの⁷、2008 年 12 月に発表された予測では 22.46tcf/年 (629Bcm/年) と 3% 下方修正されている⁸。その一方で、米国においては非在来型ガスの開発・生産が進み、国内の生産量が堅調に増加を続けていることから、当初予測していたほどには LNG の輸入が進みにくい状況となってきた。特に非在来型ガスの生産については、技術革新や生産コストの低減によって今後も堅調に生産量を伸ばしていくと見られており、昨年度の米国エネルギー情報局の見通しによれば、2007 年の 248bcm/年から 2010 年には 253bcm/年、そして 2020 年には 262bcm/年になると予測されている⁹。このような米国における LNG 需要の減退は、米国市場を想定して現在建設が進められている LNG プロジェクトや現在検討が進められているプロジェクトの帰趨にも大きな影響を及ぼすことが確実である。

⁷ 米国エネルギー情報局 (EIA)、Annual Energy Outlook 2008

⁸ 米国エネルギー情報局 (EIA)、Annual Energy Outlook 2009 Early Release

⁹ 同上

B. 中国の LNG 需要

需要サイドでは中国市場の動向も等しく重要である。当初中国市場においてはガス価格が政府によって国際的な LNG 市況よりも低い水準に置かれていることから、中国が本格的に LNG を購入し始めるにはまだ多くの時間を有するとの見方が多かった。しかし、2007 年から 2008 年にかけて、かねてより国際 LNG 市場に参入していた CNOOC に加えて中国国営石油会社最大手の CNPC (PetroChina) も積極的に国際市況水準での LNG を購入し始めるようになった。このような新たな LNG の買い手としての中国国営石油会社の登場は LNG の買主にとっては競合相手、また売主にとっては新たな潜在的市場の登場を意味しており、今後のアジア太平洋の天然ガス市場を展望する上で欠かせないプレイヤーとなりつつある。但し、中国の LNG 市場としては最も有力視されている珠江デルタ地域を中心とする中国南部市場においては、近年の金融危機の影響により同地域の経済成長を主導してきた輸出産業の拡大にもかかわらず見え始めてきていること、中国国内の天然ガス開発が急ピッチで進められていることなどから、これまで予想されていたほど中国の LNG 輸入は拡大しないとの見方もあり、今後の動向を引き続き注視していくべきである。

C. 新規プロジェクトからの供給

一方の供給面においては、2009-10 年にかけての相次いで立ち上がる新規 LNG プラントからの供給がどのような形で進められるかという点が注目される。2009 年に運転開始が予定されている案件は、カタールの Qatargas 2 (第 4 トレイン) と Rasgas 3、イエメン LNG、インドネシアのタングー、ロシアのサハリン-2 があり、合計で 5,510 万トンの追加供給が LNG 市場にもたらされることになる。このうちいわゆる Equity/Branded LNG に相当する LNG が 2,880 万トンあり、この LNG の向け先が当初の予定通り欧米市場に向かうのか、それともアジア太平洋市場にも流入してくるのかという点は、今後 1~2 年間のアジア太平洋市場の需給を占う上で非常に大きな意味を持つ。特にカタールについては、現状プロジェクトメンバーでもあるメジャーに対してはすべての LNG を売り切ったことになっており、これらの LNG は欧米市場に向けられることとなっているが、実際に欧米市場がこれらの LNG をすべて吸収できるかどうかは不確実とする見方がある。その一方で、米国市場の規模の大きさや柔軟性を考えれば、もしヘンリーハブ価格のネットバック価格での販売が出来るのであれば、新規 LNG の多くは米国市場に流入することは十分に考えられるとの見方もある。

この点については、遅延が続いているこれらの新規プロジェクトの立ち上がり状況や、その時々欧米市場における天然ガス価格、各生産者の中長期的な販売戦略など様々な要因が絡み合うため今後の動向を展望することは難しいが、短期的な LNG 需給バランスを展望する上では間違いなく重要な要素の一つである。

D. 産ガス国間の連携強化

その次に、上記の点とも関係してくるが、2008 年に入り、産ガス国間での連携強化が急速に進んでいる点が指摘できる (図表 20)。2008 年 9 月には、イランのテヘランでロシア、イラン、カタールという世界のガス埋蔵量のトップ 3 が世界の天然ガス市場について定期的な意見交換を実施するという、いわゆる「ガストロイカ」と呼ばれる枠組みが形成された。また、2008 年 12 月には、モスクワでガス輸出国フォーラム (GECF) の閣僚級会合が開催され、GECF がカタールのドーハに常設の事務局を有する新たな国際組織へと格上げされることが正式決定された。このような動きに対しては、消費国側において「ガス版 OPEC」のような組織が形成されるのではないかという懸念も存在する。この新たな国際組織が、石油の OPEC 同様大きな影響力を有する組織になるかどうかはまだ不確実な部分が多いものの、産ガス国の中でこれまで以上に情報のやり取りが活発になされるようになることは確かであり、引き続きその動向を注視する必要がある。

また、これらの一連の連携強化の動きの背景にあるのがカタールの動きである。カタールは、短期的には上に述べたような LNG 需給の緩和に対して産ガス国間でのより密接な情報交換を行うこと、また中長期的には「スイングサプライヤー」としての戦略を有効に展開していくために、太平洋・大西洋双方の市場における情報収集体制を整備することに関心を持っており、「ガス・トロイカ」、新組織双方の成立に大きな役割を果たしていると考えられる。このようなカタールの天然ガス戦略の動向も今後注視していくべき要点の一つである。

図表 20 産ガス国間の連携をめぐる一連の動き

年月	主な事象
2001 年 3 月	ガス輸出国フォーラムの第 1 回閣僚級会議がテヘランで開催。産ガス国間での相互利益のための情報共有や対話を行っていくことに合意
2002 年 2 月	ガス輸出国フォーラムの第 2 回閣僚会議がアルジェで開催。議題はガス開発プロジェクトや契約条件などに関するデータベースの構築など。
2003 年 2 月	ガス輸出国フォーラムの第 3 回閣僚会議がドーハで開催。議題は WTO に対しガスを環境商品として考慮するよう求めていくことで合意。また天然ガス需給モデルの開発などについて議論。
2004 年 7 月	ガス輸出国フォーラムの第 4 回閣僚会議がカイロで開催。ガス価格の原油価格へのリンクについて議論
2005 年 4 月	ガス輸出国フォーラムの第 5 回閣僚会議がポート・オブ・スペイン (トリニダード・トバゴ) で開催。ガス需給モデルの開発について議論。出席国が少なく、オマーン、リビア、インドネシアは欠席
2006 年 3 月	ガス輸出国フォーラムの第 6 回閣僚会議がベネズエラで開催される予定であったが、延期。2007 年 4 月にドーハで開催されることとなった。
2007 年 1 月	イランを訪問したイーゴリ・イワノフロシア連邦安全保障会議書記に対し、ハーメネイ師がガス輸出国間でのカルテル形成を打診。露プーチン大統領 (当時) はカルテル形成には否定的な見方を示すも、「興味深い考え」とコメント。
2007 年 4 月	ガス輸出国フォーラムの第 6 回閣僚会議がドーハで開催。当初ガス版 OPEC

	に関する議論がなされると予想されたが、大きな動きは見られなかった。
2008 年 10 月	ロシア・イラン・カタール（「ガストロイカ」）がテヘランで閣僚級会合を開催。会議終了後イランのノウザリ石油相が、会議ではガス版 OPEC に関する議論も行ったと発言。
2008 年 12 月	ガス輸出国フォーラムの第 7 回閣僚会議がモスクワで開催。同フォーラムを常設事務局（ドーハに設置）を有するより実体のある組織へ格上げすることで合意。

（出所）各種報道資料に基づき、日本エネルギー経済研究所作成

E. 金融市場の信用収縮の中長期的な影響

金融市場における信用収縮が中長期的に LNG 市場に対しどのような影響を及ぼすかという点も重要である。既に何度も指摘したように、今般の金融危機は短期的には LNG 需給を緩和させる方向に働くものの、中長期的には新規プロジェクトの進展を阻害する要因となることで LNG 需給を却ってタイトにする要因になる。特に、石油メジャーが進めているような大型案件については、石油メジャーの信用力や資金力により、あまり大きな影響を被らないと考えられるが、その他の中小規模の LNG 案件や本調査の第 3 章で取り扱う非在来型の LNG 案件については、何らかの影響を受ける可能性が高い。LNG プロジェクトは生産開始までに長い期間を有する場合も珍しくなく、現在の金融危機によって最終投資決定（FID）が見送られたり、そもそも構想自体が立ち消えになるような LNG 案件が相次げば、5 年先、10 年先の LNG 需給にも少なからぬ影響が及ぶ。このため、2015 年以降の LNG 需給の動向を展望する上では、足元の新規プロジェクトの動向を十分にフォローしておく必要がある。

F. 中東におけるガス不足の問題

現在の LNG 需給に直接大きな影響を与えるものではないが、現在カタールを除く中東湾岸諸国において天然ガス不足の問題が深刻になりつつある点が注目される。クウェートでは既に夏場には燃料ガスの不足による電力不足が毎年大きな問題になっており、2009 年から LNG の輸入が計画されている。UAE においても特にドバイ首長国でのガス不足が顕在化しつつある。このため、UAE は 2007 年よりカタールからパイプラインガスの輸入を開始しており、またドバイでは LNG の輸入も検討されている。このように中東諸国ではこの 2～3 年の間に急速に天然ガス不足が深刻化してきているが、ここへきて 2008 年後半以降の OPEC による協調減産によって随伴ガスの生産が減ったため、このガス不足の問題に一層拍車がかかった状態となっている。

このようなガス不足を引き起こしているのは、国内の安価な補助金価格でのガス販売や電力・石油化学原料需要の急増といった要因である。一方中東各国は、このような状態に対し、根本的な問題である需要の抑制というよりは、国内の供給能力の拡大や原子力・石炭火力発電の導入を進める計画を優先的に進めているが、それらのプロジェクトの進捗に

よっては中東域内のガス需給がさらに厳しい状況に陥る可能性もある。

このような事態が直接的にアジア太平洋地域における LNG の長期契約に影響を及ぼすことはない。しかし、中東諸国における新規のガス開発案件は、輸出向けというよりは主に国内需要向けに進められることとなると考えられ、将来的にはアジア太平洋地域の LNG 需給にも影響が及ぶ可能性も否定できない。

G. 低炭素化社会に向けた取り組みの影響

必ずしも短期的な天然ガス需給に影響を及ぼすものではないが、現在欧州などを中心に進められているいわゆる低炭素化社会に向けた取り組みが将来的な天然ガス需給に及ぼす影響も無視できない。これまで天然ガスは、化石燃料ではあるものの、石炭や石油に比べてクリーンなエネルギーであるとして地球温暖化対策を進める上でも、積極的に導入を進めるべきエネルギーとしてみなされてきた。しかしながら、欧州においては EU が 2020 年時点での再生可能エネルギーの対最終エネルギー消費シェアを 20%に引き上げるという目標を掲げるなど、太陽光や風力などの非化石燃料由来のエネルギー供給の導入を積極的に進めている。このような低炭素化社会への取り組みの中で、これまではクリーンなエネルギーとして見られてきた天然ガスの化石燃料としての側面がより強調されるような論調も見られるようになってきている。欧州において、本当に 2020 年時点での導入目標が達成できるかどうかは、未だ不透明な部分も大きい。しかしながら、このような全体のエネルギー構成における天然ガスの位置づけに関して新たな議論が出てきていることも事実であり、今後、このような低炭素化社会への取り組みの進展度合いが、世界の天然ガス市場に及ぼす影響も注視していく必要がある。

お問い合わせ先: report@tky.ieej.or.jp