

## LNG スポット市場形成に関する調査\*

研究統括本部	主任研究員	富田 哲爾
第一研究部電力グループ	主任研究員	杉平 二郎
		(現 電源開発株式会社)
エネルギー動向分析室長		小山 堅
エネルギー動向分析室	研究員	近藤 大輔
〃	研究員	宇佐美 崇
		(現 四国電力株式会社)

### はじめに

世界の天然ガス消費量が増加する中で、LNG の需要も伸びている。LNG の消費は、アジア、欧州、北米という 3 地域に限定されており、そのうちアジア地域が全 LNG 取引量の 7 割以上を占めている。欧米ではパイプラインによる天然ガス取引が主流であり、LNG は補助的な利用に留まっていた。しかし、近年、欧米を中心に LNG の余剰生産分を売買する取引が行なわれるようになってきている。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利用などを背景として、LNG のスポット取引が活発になっている。

本調査は、世界的な LNG 市場の動向を踏まえ、主要国における LNG スポット取引の実態を把握し、発展経緯を分析しながら、将来の LNG スポット取引の拡大および LNG スポット市場形成の可能性について考察することを目的とする。

### 1. 世界の LNG 市場

#### (1) 天然ガスの需給動向

世界の天然ガスの確認埋蔵量は約 178 兆 m<sup>3</sup> (2002 年初 1 月時点, CEDIGAZ) であり、中東と旧ソ連諸国で 7 割強を占めている。国別ではロシアが約 46 兆 m<sup>3</sup> と最も多く、世界の 26% を占める。次いで、イランが約 27 兆 m<sup>3</sup> (15%)、カタールが約 26 兆 m<sup>3</sup> (14%) であり、この 3 カ国で世界の 55% を占めている。

世界の天然ガスの生産量および消費量は約 2.55 兆 m<sup>3</sup> (2001 年, CEDIGAZ) であり、いずれも北米と旧ソ連が多い。生産国別ではロシア(23%)と米国(22%)が多く、カナダ(7%)、イギリス(4%)、アルジェリア(3%)と続く。消費国別では米国が約 6,560 億 m<sup>3</sup> と圧倒的

\* 本稿は、平成 14 年度に経済産業省からの委託により実施した調査を要約したものである。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。なお、ここでは LNG における『スポット取引』を、「スワップを含めた 1 年未満の契約による LNG 購入」として定義している。

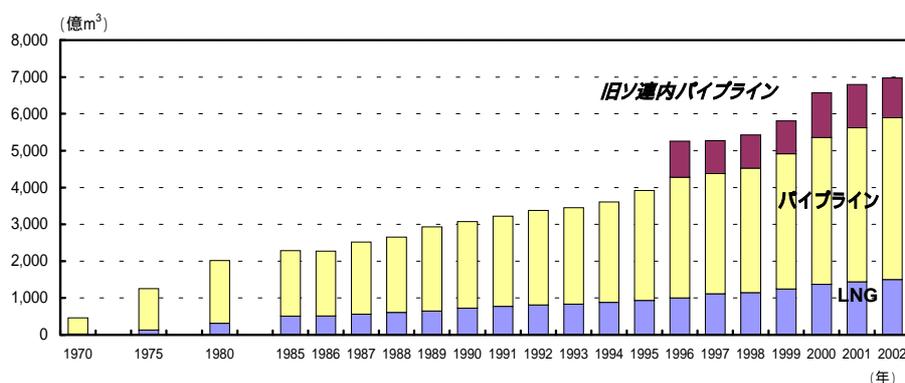
また、執筆の分担は以下の通りである。「1. 世界の LNG 市場」「2. LNG スポット取引の現状」: 富田哲爾・杉平二郎、「3. 他燃料スポット取引市場の発展状況」: 宇佐美崇、「4. LNG スポット市場形成の可能性」: 近藤大輔、「5. 我が国へのインプリケーション」: 小山堅

に多く、世界の約 27%を占めている。次いでロシアが約 4,020 億 m<sup>3</sup> (16%) で、以下ドイツ(4%)、イギリス(4%)、カナダ(3%)と続き、日本は世界の 6 位で約 770 億 m<sup>3</sup> (3%) の消費量である。

(2) 天然ガス貿易における LNG 取引

天然ガスの国際取引量が毎年増加している中で、LNG 取引も増加している(図 1)。欧米諸国では、国内および域内の生産またはパイプライン輸入で天然ガスの大半を調達しており、LNG はその補完的な役割となっている(表 1)。2002 年の時点で LNG を輸入しているのは、北中米地域では米国とプエルトリコ、欧州地域ではベルギー、フランス、ギリシャ、イタリア、ポルトガル、スペイン、トルコ、アジア太平洋地域では日本、韓国、台湾の 12 カ国だけである。全取引量(輸入)のうち、アジア太平洋地域が 71%、欧州が 23%、北中米が残り 6%程度となっている。特に、日本は半分以上を占めており、最大の LNG 輸入国である。(図 2a)

図 1 天然ガスの国際取引量の推移(パイプラインと LNG)



(出所) CEDIGAZ, Natural Gas in the World (各年) をもとに作成

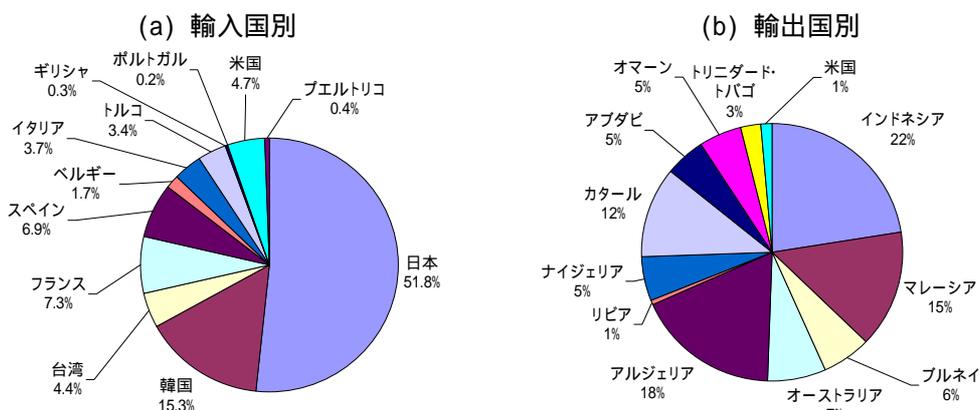
表 1 地域別の天然ガス取引の状況(2001 年)

(単位: 億m<sup>3</sup>)

輸出地域	北米	中南米	欧州	旧ソ連	アフリカ	中東	アジア太平洋	輸入合計
北米	1,134.8	36.5	-	-	29.2	10.3	0.7	1,211.4
パイプライン	1,134.8	2.9	-	-	-	-	-	1,137.7
LNG	-	33.6	-	-	29.2	10.3	0.7	73.7
中南米	39.6	89.5	-	-	-	-	-	129.1
パイプライン	39.6	89.5	-	-	-	-	-	129.1
LNG	-	-	-	-	-	-	-	-
西欧	-	4.5	1,118.1	865.8	617.2	19.7	-	2,625.3
パイプライン	-	-	1,118.1	865.8	305.0	1.1	-	2,290.0
LNG	-	4.5	-	-	312.2	18.6	-	335.3
東欧	-	-	47.2	402.8	3.8	-	-	453.8
パイプライン	-	-	47.2	402.8	3.8	-	-	453.8
LNG	-	-	-	-	-	-	-	-
アフリカ	-	-	-	-	15.8	-	-	15.8
パイプライン	-	-	-	-	15.8	-	-	15.8
LNG	-	-	-	-	-	-	-	-
中東	-	-	-	42.0	-	66.5	-	108.5
パイプライン	-	-	-	42.0	-	66.5	-	108.5
LNG	-	-	-	-	-	-	-	-
アジア太平洋	17.9	-	-	-	-	281.6	799.5	1,099.0
パイプライン	17.9	-	-	-	-	-	77.0	77.0
LNG	-	-	-	-	-	281.6	722.5	1,022.0
輸出合計	1,192.3	130.5	1,165.3	1,310.6	666.0	378.1	800.2	5,642.9
パイプライン	1,174.4	92.4	1,165.3	1,310.6	324.6	67.6	77.0	4,211.9
LNG	17.9	38.1	-	-	341.4	310.5	723.2	1,431.0

(出所) CEDIGAZ, Natural Gas in the World 2002 をもとに作成

図 2 国別 LNG 取引量の割合 (2001 年)



(出所) CEDIGAZ, Natural Gas in the World 2002 をもとに作成

### (3) LNG 生産基地およびプロジェクト

世界で稼働中の LNG 生産基地は、アルジェリア、リビア、ナイジェリア、アブダビ（アラブ首長国連邦）、オマーン、カタール、ブルネイ、インドネシア、マレーシア、オーストラリア、米国（アラスカ州）、トリニダード・トバゴの 12 カ国にあり、年間の総生産能力は約 1 億 3,000 万トンに達している。アジア太平洋地域が全 LNG 取引量（輸出）の約半分（51%）を占め、アフリカ地域が 24%、中東地域が 22%を占めている。最大の LNG 輸出国はインドネシアであり、アルジェリア、マレーシア、カタールと続く。（図 2b）

既存の LNG 基地の拡張や新設により生産能力は拡大しているが、さらに、エジプト、アンゴラ、イラン、ポリビア、ベネズエラ、ノルウェー、ロシア（サハリン）などでも LNG を生産して輸出する予定である。

### (4) LNG 受入基地

LNG 受入基地は、LNG を輸入している 12 カ国のうちポルトガルを除く 11 カ国で 41 基が稼働している（2002 年末時点）。

北米および中南米地域には、米国に 4 基（Everett, Elba Island, Lake Charles, Cove Point（ただし Cove Point 基地は 2003 年 7 月に再開））、プエルトリコに 1 基（Penuelas）の LNG 受入基地がある。2003 年にはドミニカ（San Andres）で稼働するが、米国、カナダ、メキシコ、ホンジュラス、バハマ、ブラジルなどで多くの新設計画がある。このうち、メキシコの Baja California およびバハマの基地は米国市場向けのものである。米国の既存基地でも、拡張工事が進められている。

欧州で稼働中の LNG 基地は、スペインに 3 基（Barcelona, Cartagena, Huelva）、フランスに 2 基（Fos sur Mer, Montoir de Bretagne）、ベルギー（Zeebrugge）、イタリア（Panigaglia）、ギリシャ（Revythoussa）、トルコ（Marmara Ereglisi）に 1 基ずつある。ポルトガルはスペイン経由で輸入していたが、2003 年には基地（Sines）が稼働し、直接輸入ようになる。さらに、スペイン、フランス、イタリアで新規 LNG 基地を建設する計画が進められている。また、現在は天然ガスの生産国・輸出国であるイギリスも、将来の生

産減少を見越して、LNG 輸入のために基地建設を計画している。

アジア地域で稼働中の LNG 基地は 28 基あるが、そのうち日本には 24 基あり、2003 年に 1 基（長崎）稼働し、2 基（堺、水島）を建設中である。韓国では既設の 3 基（平澤、仁川、統営）に加え、1 基（光陽）を建設中である。台湾では既設の 1 基（永安）に加え、1 基（桃園）を新設する計画がある。新たな LNG 輸入国となる中国、インド、フィリピンでも新規基地が計画されており、一部（インドの Dahej と Hazira、中国の深 ）はすでに建設中である。

#### (5) LNG 輸送船

LNG 輸送船は、LNG プロジェクトの発展に伴って建造数が急速に増えてきており、しかも輸送能力が 10 万 m<sup>3</sup> 以上の大型船が主流となっている。また、LNG 輸送船の建造コストも低減しており、輸送コストが大幅に低下してきている。

## 2. LNG スポット取引の現状

LNG スポット取引量は 1998 年以降に急増し、2001 年には全 LNG 取引の 8% にまで達した。国別の全 LNG 輸入量に占めるスポット調達比率は、米国が 48%、スペインが 23% と高く、次いで韓国が 9%、イタリアが 7%、ベルギーが 6% となっている。（表 2）

1998 年頃までは、生産者側が LNG 余剰分を供給したいという要望と、買主側の短期的な需要増分を確保したいという要望が合致して、スポット取引が成立していた。最近は、欧米を中心に LNG の価格差を利用した裁定取引（アービトラージ）としても利用されるようになってきているのが大きな特徴である。

表 2 輸出入国別の LNG スポット取引量の推移

												(百万m <sup>3</sup> )		
分類・国	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2001年 スポット 比率	2001年 全LNG 取引量		
輸出	カタール					385	950	1,595	1,975	2,715	16%	16,540		
	アルジェリア	525	485	585	350		600	450	1,330	1,375	9%	25,540		
	インドネシア	225	235	375	525	600	280			380	1,180	1,915	6%	31,800
	ナイジェリア									370	1,290	16%	7,830	
	オマーン								600	825	11%	7,430		
	トリニダードトバゴ								385	915	580	16%	3,650	
	マレーシア	300	525	450	225	75			75	75	525	3%	20,910	
	アブダビ				1,425	1,390	75	340	650	635	315	4%	7,080	
	オーストラリア		340	575	665	265	300	375	300	450	225	2%	10,200	
	ブルネイ			300	75							-	9,000	
	リビア			50								-	770	
	輸入	米国					225	300	525	1,660	3,725	3,235	48%	6,750
スペイン			265	940	1,050	980	985	825	1,685	1,430	2,290	23%	9,840	
韓国		150	450	1,050	900	675		75	305	1,470	1,870	9%	21,830	
日本		375	385	75	75	150	280		150	320	2,230	3%	74,070	
フランス					865	225			75	75	525	5%	10,450	
イタリア		525	260	195				115	540	480	375	7%	5,250	
ベルギー			225	75	150						150	6%	2,400	
台湾											75	1%	6,300	
ポルトガル										75		-	260	
トルコ					225	75		575	300			-	4,830	
合計	1,050	1,585	2,335	3,265	2,330	1,640	2,115	4,715	7,575	10,750				
スポット比率	1.3%	1.9%	2.7%	3.5%	2.3%	1.5%	1.9%	3.9%	5.5%	7.8%				

(出所) PETROSTRATEGIES および CEDIGZ の資料をもとに作成

## 2-1 大西洋（欧米）市場

欧米では天然ガスパイプライン網が発達しているため、スペインを除いて天然ガスの輸入比率は LNG よりもパイプラインの方が高い。LNG が補完的な位置付けになっている国は多いが、いずれの国も長期契約で LNG を輸入している。

### (1) 米国

米国では天然ガス消費量の 84% を国内で生産しており、残りをパイプラインと LNG で輸入している。LNG の輸入は、米国初の LNG 受入基地である Everett 基地（マサチューセッツ州）が稼働した 1971 年に始まった。1978 年に Cove Point 基地（メリーランド州）と Elba Island 基地（ジョージア州）の運転が始まり、1979 年には LNG 輸入量が増大して（約 520 万トン）最初のピークを迎えた。しかし、1980 年にアルジェリア産の LNG 価格が高騰したため、Cove Point 基地と Elba Island 基地では LNG の輸入を中断した。1982 年に運転を開始した Lake Charles 基地（ルイジアナ州）が加わり、Everett 基地の 2 カ所だけで LNG を受け入れていたが、1986～1987 年には再び LNG 価格高騰のために、輸入量はほとんどゼロとなった。その後、アルジェリアとの価格交渉の結果、1980 年代末期に輸入を再開した。1995 年までは年間に 100 万トン前後の輸入量であったが、1996 年から増え始め、2000～2001 年には天然ガス価格が高騰したため、LNG 輸入が大幅に増えた。しかしながら、天然ガス全供給量に占める LNG の割合は 1% 程度に留まっている（図 3）。

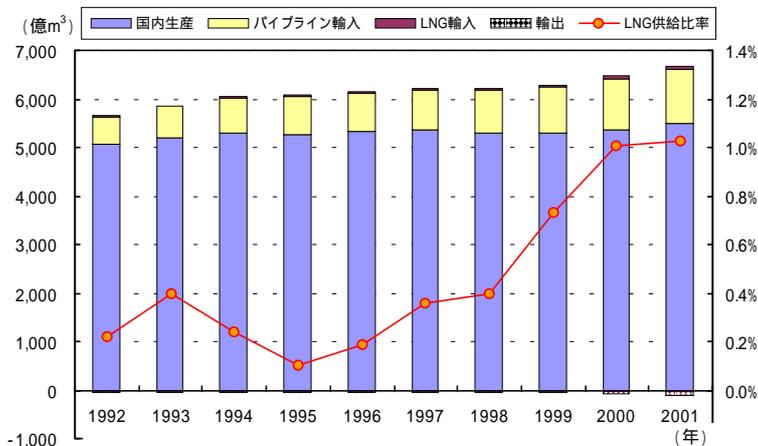
LNG のスポット取引量は 1996 年以降に増加し、2000 年には 58% にまで達した。2001 年は多少減ったものの、半分近く（48%）を占めている（図 4）。LNG は補完的な位置付けではあるが、米国の天然ガス価格は市場原理に基づいて変動するため、米国内の天然ガス価格が高くなった場合、相対的に安い LNG を事業者は選択している。1995 年頃までは米国内天然ガス価格は低めに安定していたが、1996～1997 年には例年より高値（3 ドル/MMBtu 以上）を示す時期があったため、スポットで LNG を購入した事例が見られる。また、2000～2001 年は、以前よりも高騰（最大瞬間的に 10 ドル/MMBtu 付近まで）したため、本来は欧州方面に向かう予定の LNG が、欧州よりも高価格で売れる米国市場へ流れるようになった。

一方、ガス市場の規制緩和により LNG 受入基地が第三者へ開放され、基地を所有する会社<sup>1</sup>以外に大手エネルギー会社<sup>2</sup>が LNG を輸入するようになった。2000 年以降は、BP（British Petroleum）、Shell、BG（British Gas）などが LNG 基地の利用権を確保して、積極的に米国市場に LNG を引き取るようになっている。

<sup>1</sup> Everett 基地所有：Distrigas および親会社の Cabot LNG（2000 年より Tractebel LNG に変更）  
Lake Charles 基地：Trunkline LNG の親会社 Duke Energy（1999 年より CMS Energy, 2002 年より Southern Union Panhandle に変更）

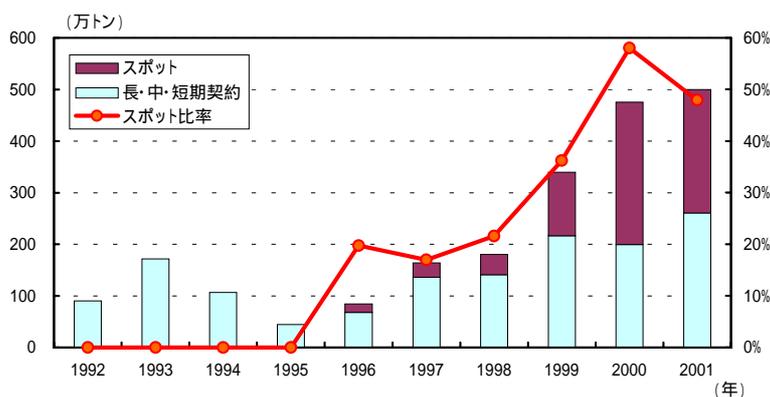
<sup>2</sup> Enron, Coral Energy, Sempra Energy, El Paso など（ただし、Enron は 2001 年 12 月に倒産、El Paso は 2003 年 2 月に LNG 事業から撤退）

図 3 米国の天然ガス消費量（生産量 + 輸入量 - 輸出量）の推移



(出所) CEDIGAZ 資料をもとに作成

図 4 米国の LNG 取引量とスポット取引比率の推移



(出所) PETRODTRATEGIES と CEDIGAZ の資料をもとに作成

## (2) スペイン

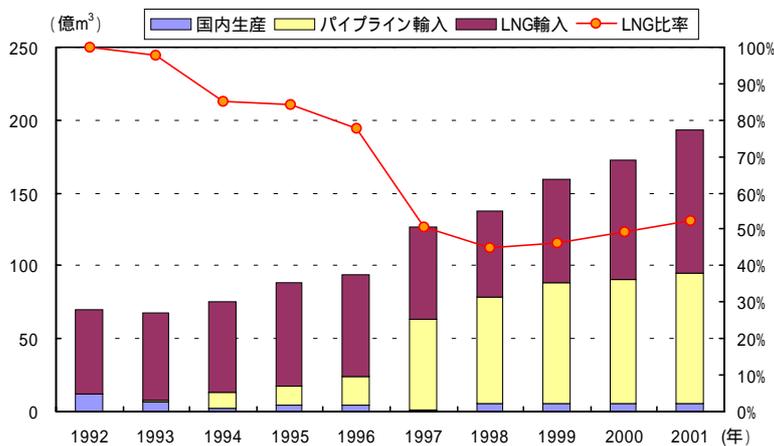
スペインの一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は 13% であり、石油の 53%、石炭の 15%、原子力の 13% に続くエネルギーとなっている (2001 年, IEA)。国内の天然ガス資源が少ないうえ、欧州大陸のパイプライン網から離れていたため、欧州内で最も早い 1969 年に LNG 基地 (Barcelona) を稼働させた。1988 年に Huelva 基地、1989 年に Cartagena 基地も追加し、1992 年までは自国生産分以外は輸入 LNG に頼っていた。1993 年にノルウェー (フランス経由) から、1996 年にはアルジェリア (モロッコとジブラルタル海峡経由) からパイプラインによる天然ガス輸入が始まり、現在では LNG とパイプラインガスの割合はほぼ同量となっている。また、インフラの整備が進んだ結果、1995 年以降は毎年 15% ずつ天然ガス消費量が増加している。(図 5)

LNG のスポット取引の比率は、1994 年以降 15 ~ 25% の範囲で推移している (図 6)。米国に比べると小さいが、欧州内では比率も取引量も最大である。基本的にはパイプラインガスも LNG も主として Gas Natural が長期契約により輸入しているが、天然ガス需要の

増加に伴い、特に冬場の需要ピーク期に LNG のスポット調達により需給バランス調整を行っていた。また、夏場の LNG 価格が比較的安い時期にスポットで購入し、余剰分は貯蔵施設で備蓄している。

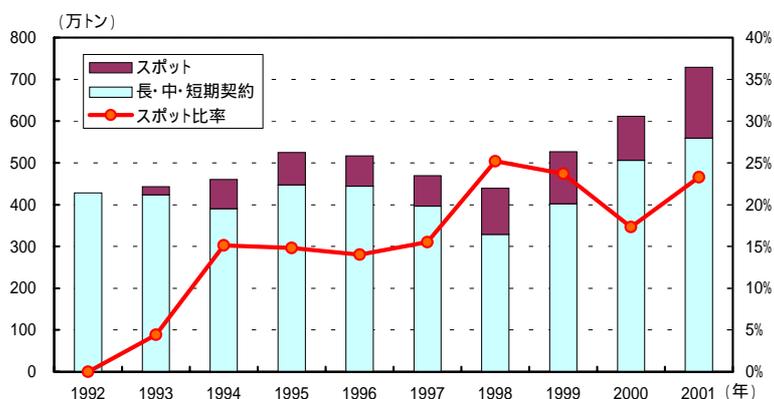
スペインのガス市場の自由化範囲拡大は、欧州内でイギリスに次いで進んでいる。2003 年 1 月からは小売部門も全面に自由化されている。自由化以前には Gas Natural グループがガス市場をほぼ独占していたが、1 企業のシェアの上限が 70% に規定されて新規事業者へも市場を開放し、LNG 基地<sup>3</sup>も第三者に開放することになった。その結果、石油会社の CEPSA および BP、Shell の子会社、電力会社の Union Fenosa などスポットによる LNG 輸入を実施している。Gas Natural は、米国の天然ガス価格が高騰した際に、トリニダード・トバゴ産の LNG を国内で引き取らないで米国へ再販し、その分をアルジェリアや中東などからスポットで購入した。

図 5 スペインの天然ガス消費量（生産量 + 輸入量）の推移



(出所) CEDIGAZ 資料をもとに作成

図 6 スペインにおける LNG 取引量とスポット取引比率の推移



(出所) PETROSTRATEGIES と CEDIGAZ の資料をもとに作成

<sup>3</sup> LNG 基地およびパイプラインの大部分を Enagas 社が所有している。Enagas 社は Gas Natural 社は Gas Natural 社の 100% 子会社であったが、2001 年に独立している。

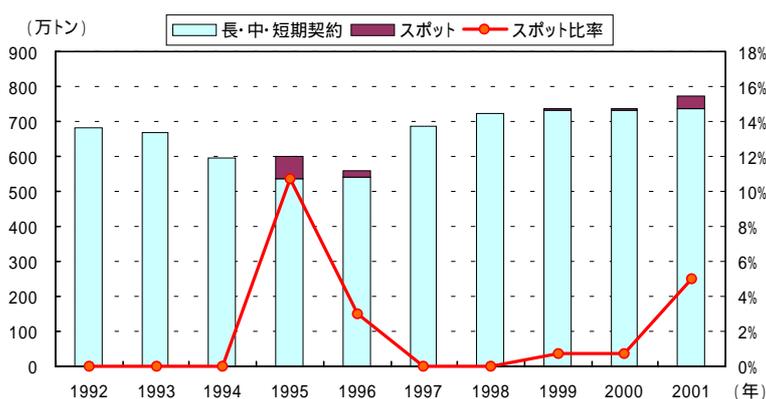
(3) その他欧州

フランスでは、天然ガス消費量の 20～25%を LNG に依存しており、Gaz de France が長期契約でアルジェリアとナイジェリアから輸入している。LNG のスポット取引は、最も多かった 1995 年でも 10%、次に多い 2001 年でも 5%程度である（図 7）。TotalFinaElf（現 Total）も LNG スポット取引に参入しているが、直接 Gaz de France やベルギーの Distrigas に再販している。

ベルギーでは、天然ガス供給をすべて輸入に頼っている。その輸入に占める LNG の比率は、1990 年代初頭に 40%近くあったものが、徐々に減少して 2001 年には 15%にまで低下している（図 8）。Distrigas が長期契約でアルジェリアから LNG を輸入しているが、スワップ取引<sup>4</sup>を頻繁に実施しているため、パイプライン（Zeebrugge ハブ）からのスポット調達が増えている。ベルギーにおける LNG のスポット取引は非常に少ないが、Distrigas の親会社である Tractebel は、大西洋間のスポット取引の増大に寄与している。すなわち、LNG 基地をベルギー（Zeebrugge）だけでなく米国（Evrett）にも所有しているため、欧州と米国の天然ガス市場の状況を見ながら、トリニダード・トバゴ産やアルジェリア産等のスポット LNG を、欧州と米国のいずれでも受け入れることができる。

イタリアには天然ガス資源があり、天然ガス消費量の 21%を自国で生産している。残りはパイプラインで 71%、LNG で 8%を輸入している。LNG は、Eni グループの Snam が 1996 年にアルジェリアから、Enel が 1999 年にナイジェリアから長期契約で輸入するようになったが、それ以前はスポットおよび短期契約で Snam が調達していた。1998 年以降は Edison Gas がスポットの LNG を購入しているが、長期契約で輸入しているパイプラインガスの不足分を LNG で補っている。（図 9）

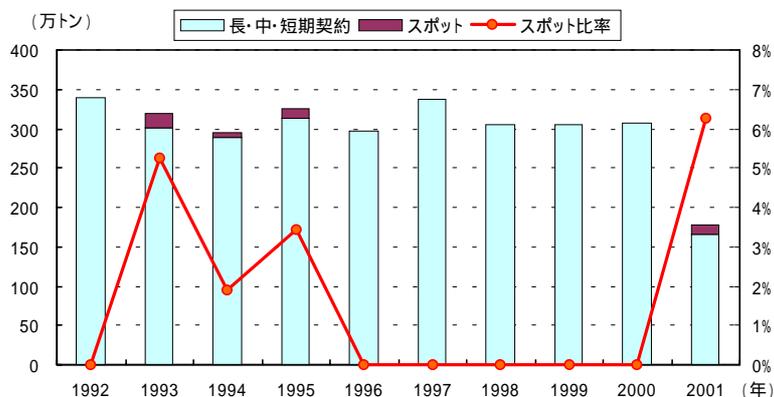
図 7 フランスにおける LNG 取引量とスポット取引比率の推移



(出所) PETROSTRATEGIES と CEDIGAZ の資料をもとに作成

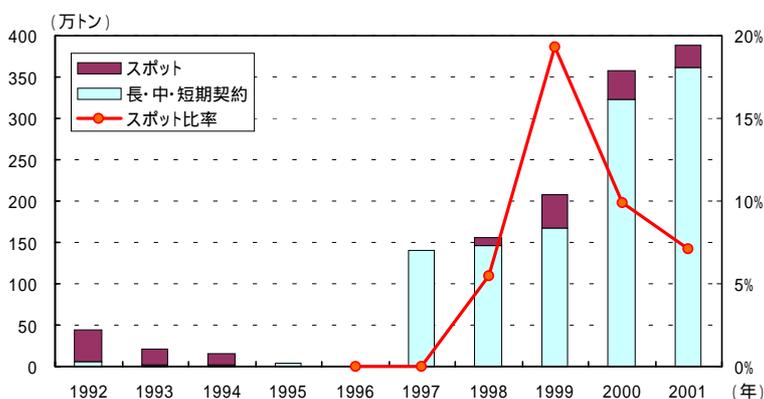
<sup>4</sup> スペインの Gas Natural、ベルギーの Distrigas、米国の Tractebel LNG、アルジェリアの Sonatrach は 4 社間でスワップ取引の合意がある。

図 8 ベルギーにおける LNG 取引量とスポット取引比率の推移



(出所) PETROSTRATEGIES と CEDIGAZ の資料をもとに作成

図 9 イタリアにおける LNG 取引量とスポット取引比率の推移



(出所) PETROSTRATEGIES と CEDIGAZ の資料をもとに作成

## 2-2 アジア太平洋市場

日本、韓国、台湾では、天然ガスの輸入を全て LNG に依存しているため、基本的には長期契約により安定的に LNG を輸入しており、欧米に比べるとスポット取引は少ない。

### (1) 韓国

韓国の一次エネルギーに占める天然ガスの割合は約 10% であり、石油の 52%、石炭の 23% に次いでいる (2001 年, IEA)。天然ガスは全て LNG 輸入に依存しており、1986 年の輸入開始後は国内消費の増大に伴い 1998 年 (アジア経済危機の影響) を除いて輸入量は着実に拡大してきた。

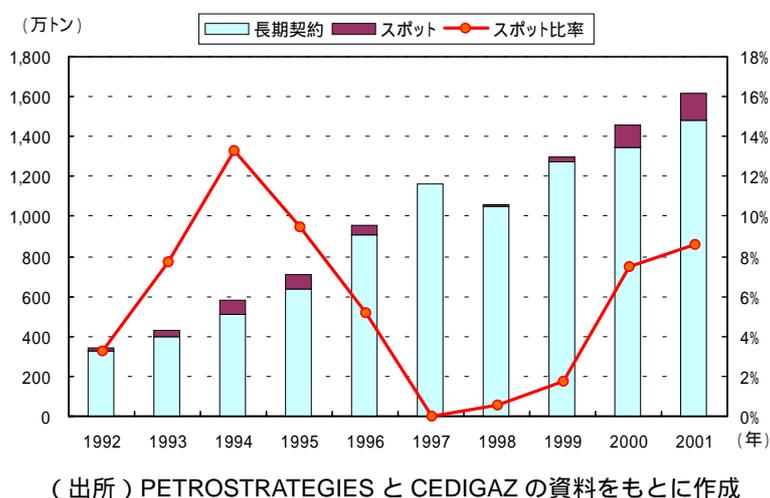
韓国では季節間需要変動が大きいので、冬場の需要に対応するためにスポット取引を活用している。また、ガス産業構造改革の一環として韓国ガス公社 (KOGAS) を民営化して競争原理を導入することが決定しているが、政府の民営化に関する方針が明確にならないため、KOGAS は需要の増加に合わせて新規の長期契約を増やすことを控えていた。国内の天然ガス需要が伸びている状況の中で、長期契約による LNG 調達量を増やすことができない

かったため、冬場の需要ピークはさらに不足を生じる結果となっている。(図 10)

例年はアジア太平洋地域に余剰 LNG が存在しているため、必要量をスポットで確保することができていた。しかし、2002～2003 年の冬は日本で LNG 需要が急増し、余剰分の確保が困難となった。東京電力(株)の原子力発電所が停止したため、その代替として火力発電を稼働させる必要が生じ、その燃料として LNG が緊急に必要となったからである。その結果、韓国での LNG 需給が逼迫し、非常に多くのスポット購入を行なうことになった。

韓国のスポット LNG の購入は、低価格の追求や契約の柔軟性を求めるための手段ではなく、少なくとも現時点では国内の天然ガス需要を満たすために必要不可欠となっている。ただし、2003 年からはオーストラリアとマレーシアから 7 年間の中期契約で LNG 輸入が始まるため、冬季の不足もいくらかは解消されることになる。

図 10 韓国における LNG 輸入量の推移

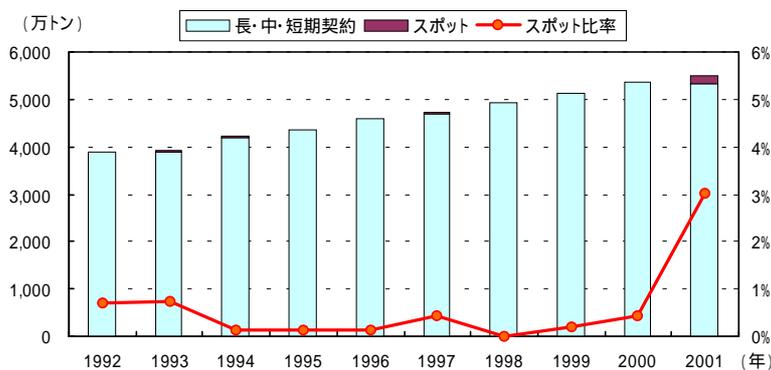


## (2) 日本

日本における LNG 調達には長期契約に基づいており、スポット取引は少ない。全体の需給バランスを見ながら、需要が多い時にスポットとして調達し、需要が伸びない時には契約の範囲内で引取数量を減らしているという状況である。

1990 年代の前半は、長期契約前に受入の検証を行なう試験的なスポット購入はいくつか見られたが、その後は緊急時対応としてスポット取引を利用している。東北電力(株)は 2001 年にインドネシアからの LNG 供給が中断した際に、東京電力(株)は 2002～2003 年に原子力発電停止に伴うガス火力発電用需要が増加した際にスポット調達を行なっている。LNG 取引に占めるスポットの比率は、2000 年までは全取引量の 1% 未満であったが、2001 年には緊急需要のために 3% まで上昇した。(図 11)

図 11 日本における LNG 取引量とスポット取引比率の推移



(出所) PETROSTRATEGIES と CEDIGAZ の資料をもとに作成

### 3. 他燃料スポット取引市場の発展状況

#### 3-1 国際石油市場におけるスポット取引の発展

かつての国際石油市場では、メジャーズや産油国等による市場支配力が強く、長期契約・硬直的な価格体系による取引が主体であり、スポット取引は補完的な存在であった。しかし現在では、市場連動価格方式の下で様々な取引形態が存在し、スポット取引もその中で重要な位置を占めるに至っている。国際石油市場における石油スポット市場形成の背景・要因を整理すると、以下のようになる。

##### (1) 市場構造を変化させる「ショック」

第一次石油危機では、市場が完全な売り手市場に変化した結果、産油国による一方的な原油価格の引上げ、公示価格からアラビアン・ライトを基準とする公式販売価格への価格メカニズムの変化、産油国による現地操業会社への資本参加や国有化への拍車等、上流部門における原油の所有者がメジャーズから産油国へと移転し、石油市場の構造を大きく変えることとなった。また、第二次石油危機では、スポット価格の高騰に伴う産油国の直接販売ルート拡大により、メジャーズによる垂直統合システムの崩壊が起こり、スポット取引を始めとする取引形態の多様化が進んだ。特に、イラン革命を機に起こした産油国側の行動（バイバック原油および長期契約を自ら破棄してスポット販売に乗り出す）がスポット市場拡大の素地を形成した重要な出来事であった。

##### (2) 市場支配力の低下

国際石油市場は、1960年代にはメジャーズ、1970年代にはOPECの支配により、寡占的な状況にあった。しかし、OPECの市場支配力も1980年以降の国際的な石油需給緩和基調の下、北海を始めとする非OPEC産油国の台頭により、1980年代以降、その市場支配力は徐々に失われていった。需給緩和基調下での石油市場への新規参入の増加は、結果としてプレーヤー間の競争を引き起こし、スポット販売を中心とする様々な形態での取引を活性化させる要因になったと考えられる。

### (3) 供給システムにおける余剰の発生・存在

国際石油市場では、常に余剰能力が存在している。石油危機あるいは湾岸戦争の際に一時的に余剰能力が大きく減少することはあったが、世界の石油需要に対して約 10%、多い時では 20%以上の余力率を持っている。

OPEC は上流での圧倒的なシェアを占めることで、市場（上流部門）でのコントロールを試みてきたが、その生産調整にはメジャーズによる共同管理のような安定化のための保障措置が内在していない。また、OPEC は石油製品市場の需給動向の把握がメジャーズに比べ不十分であることに加え、1970 年代後半からの非 OPEC の生産増加、1980 年代前半の石油需要低下等により、石油市場は大幅な需給緩和状態となった。国家収入の多くを石油収入に依存する産油国は、石油市場でのシェアを回復するために、スポット市場を利用して余剰分を販売・処分せざるを得ない状況に追い込まれた。

### (4) 石油市場における規制緩和の進展

国際市場における原油価格には、もともと直接の価格規制というものは存在しなかったが、ほとんどの消費国の国内原油・石油製品市場には、産業保護や消費者保護の名目で価格規制を始めとする様々な規制が存在していた。1980 年代以降、米国・欧州市場において市場の自由化が急速に進展し、日本やアジアでも 1990 年代以降、自由化の進展が見られた。消費国における自由化の進展は、買主側より安い原油・石油製品の調達を追求する大きなインセンティブとなった。同時に供給セキュリティのために長期契約を結ぼうとする消費者側の対応も、1980 年代以降の需給緩和基調の下で徐々に薄れていった。こうした買主側のニーズに、前述した供給国側における市場支配力の低下や余剰の発生に伴うスポットによる販売拡大と相俟って、スポット市場拡大の大きな原動力となったと考えられる。

### (5) 先物市場とのシンクロナイズした発達

先物市場は、スポット市場の拡大に伴い発生した価格変動リスクをヘッジするための手段として誕生した。石油製品の先物取引は 1970 年代半ばに米国で始まったが、国際原油市場においても、ニューヨーク商品取引所（NYMEX : New York Mercantile Exchange）で WTI（1983 年 3 月）、ロンドンの国際石油取引所（IPE : International Petroleum Exchange）でブレント（1988 年 6 月）がそれぞれ上場された。その後、先物市場はその取引の透明性・流動性、信用リスクの管理（清算機能による売手-買手間の契約履行保証等）、有効かつ透明性の高い価格情報の発見・発信といった性質により、市場の信認を確保したこと、また石油市場の価格規制撤廃等により価格変動リスクが一層増大したこと等により、急速にその市場規模を大きく拡大していった。このように、リスクヘッジ手段の確立により価格変動リスクに伴う市場への参入障壁が軽減され、結果的にはスポット市場そのものの発展を支える効果があったとも考えられる。

### 3-2 米国天然ガス市場における非伝統的取引の発展

1970 年代までの米国天然ガス市場は、生産者 - パイプライン会社 - 配給会社による典型的な垂直分業形態をとっており、生産者とパイプライン会社、パイプライン会社と配給会社は、それぞれ硬直的な長期契約を締結していた。しかし現在では、スポット取引を始めとする非常に柔軟かつ多種多様な取引が活発に行なわれるようになっている。

米国における市場構造の変化や取引の現状から考えると、スポット取引を始めとする「非伝統的取引」が拡大した要因は、1970 年代後半からの一連の規制緩和の推進による結果であると言える。

#### (1) 多数・多様な生産者・プレーヤーの存在

石油市場と同様に、上流部門における市場の支配力の縮小はプレーヤー間の競争を引き起こし、様々な取引形態を活発化させる要因であると考えられる。米国には大小様々な生産者が非常に多く存在しており、すでに非伝統的取引発展の土台ができていた。

#### (2) インフラ・システム（パイプライン、貯蔵設備等）の整備

米国ではパイプライン網が発達しており、生産地から需要地まで繋がっている。売主側と買主側の柔軟な取引のニーズを満たす上で、全国的に整備されたパイプライン網の存在が大きな役割を果たしている。また、枯渇したガス田や岩塩層を利用したガス貯蔵設備が充実しており、需給の急激な変動に対する供給クッションとしての役割を果たしている。このような貯蔵設備は、安定供給上のリスクを伴う非伝統的取引の発展を支えている。

#### (3) リスクマネジメントとしての先物市場の存在

1990 年に NYMEX において、天然ガスの先物取引が開始された。先物市場においては、市場参加者は現物取引における価格リスクを軽減することが可能となる。特に天然ガスは価格のボラティリティが高いと言われており、先物市場での取引高は急速に増大している。また、競争市場環境の下では、各プレーヤーにとって、取引価格ルールの明確化、透明性の確保など、価格情報の信頼性が大きな課題となり、一定の規定に基づき不特定多数の参加者が取引を行なうため価格の流動性・透明性が高い先物市場は、価格発見・発信機能としても非常に重要な役割を果たしている。

石油市場と同様に、先物市場におけるリスクヘッジ手段の確立が非伝統的取引における価格面でのリスクを軽減するとともに、信頼性のある価格発見・発信機能を持つことにより、競争環境下で様々なリスクを伴う非伝統的取引の発展を支えたと考えられる。

#### 4. LNG スポット市場形成の可能性

LNG スポット取引は急激に増加しているが、石油市場などのような流動性が高い取引ではない。事前に売買者間で合意した短期的な相対取引であり、真の意味でのスポット取引（長期契約とは無関係に 1 カargo 単位での取引）ではない。しかし、LNG 市場構造改革へ向けた要素が徐々に見え始めている。

##### 4-1 LNG スポット市場の発展要因

###### (1) 市場への「ショック」

アジア太平洋地域では、LNG 需要の大きな伸びが予測されていた矢先、1997 年～98 年にかけてのアジア経済危機という大きな転機が訪れた。アジア経済ならびにエネルギー需要の減速により LNG 消費が停滞し、アジア 3 カ国（日本、韓国、台湾）の需要見通しも下方修正を余儀なくされた。一時的にアジア域内においては LNG 供給過剰状態が発生し、余剰 LNG の一部は、ガス需要の伸びによる追加的供給源を探していた北米・欧州地域にスポット取引として流れていったとされる。このアジア経済危機を震源とする北米・欧州地域への新たなスポットの流れが、以後のスポット取引拡大への引き金になったと考えられる。

その後、北米 LNG 市場に第 2 のショックが起こった。それは 2000 年末から 2001 年冬季にかかる米国天然ガス価格の高騰である。この時期の冬場の低温とガス在庫の減少は Henry Hub 天然ガススポット価格を 10 ドル/MMBtu にまで吊り上げた。この天然ガス価格の高騰は、柔軟な調整手段としての LNG 輸入を大きく促進することとなった。また鞘取りにより利益を稼ごうとする一部欧州買主による中東地域の LNG を北米市場に振り向ける動きも活発化し、スポット取引量は飛躍的に増大したという背景がある。結果として、2000 年と 2001 年の北米市場へのスポット取引量は増大することとなった。

###### (2) LNG 余剰能力の存在

既存の LNG 液化プラントは、契約数量厳守の観点からもともと高信頼性を備えた生産設備として建設されており、契約数量を上回る余剰生産能力を保持している。さらに、操業経験を重ねることで生産効率は上昇する傾向にある。また、多くのプラントでは稼働後数年でデボトルネッキングを行なうことでさらに生産能力を高めており、建設後の継続稼働による運転の効率化で 15～30%、デボトルネッキングで 10～20%の余剰生産能力が発生している。また最近では、新規 LNG 液化プラント立ち上げ期間における余剰能力の発生が、スポット取引の拡大に大きく影響している。

現在のスポット取引においては、このような供給国側の余剰能力の活用という取引形態がベースとなって拡大してきており、特に中東地域においては、液化プラント立ち上げ期間のファイナンス改善と設備有効利用の観点から、スポット価格が LNG プロジェクトの長期契約価格や収益に負の影響を与えない限り、供給国側にとってもスポット取引の活用は有益であると考えられている。

IEA によれば<sup>5</sup>、2000 年の LNG 総余剰能力は 170 億 m<sup>3</sup>、2001 年には 120 億 m<sup>3</sup> と試算されており、これら余剰能力の多くは中東地域とアフリカ地域から発生している。中東地域では、1996 年以降、Qatargas、Rasgas、Oman LNG の 3 液化プラントが新規に建設されたことで、年間 2,000 万トンの供給力追加がなされている。このうち、2001 年時点での長期契約分として確保されているのは約 67% であり、残りの 33% は余剰能力としてスポット市場に流れる潜在性を有している。また、アフリカ地域のナイジェリアでは、年間 530 万トンの供給力が追加されている。ここでも中東地域と同様、2001 年時点の長期契約分は 83% であり、残りの 17% はスポットに向う余力となっているものと思われる。

また、トリニダード・トバゴの Atlantic LNG、Nigeria LNG、Qatargas、Oman LNG、オーストラリアの North West Shelf では液化設備拡張やデボトルネッキング工事が進められており、これら供給力強化に伴う長期契約未確定分の余剰 LNG が今後のスポット市場に流入してくることも予想される。

### (3) 需要国側の規制緩和の影響

欧州においては、EU ガス指令の下、EU 域内の単一市場化と自由化拡大へ向けた取り組みが見られる。規制緩和の流れを受け、LNG 液化基地が第三者へ開放されるようになった。ガス会社以外が LNG 液化基地建設を進めたり、第三者アクセスの設備空き容量を活用した自社 LNG の直接輸入を増大させたりするなど、LNG 取引は欧州ガス自由化進展の中で大きな役割を担い始めている。競争が激しくなるにつれて、LNG 需要家側における調達柔軟志向が強まり、これまでの伝統的な Take or Pay 条項付長期契約にとらわれない形での契約形態が現れてきている。受入側 2 国間での輸送距離に関わるコスト削減を目指したスワップ取引や、欧州地域と北米地域に見られる LNG 価格差を利用した鞘取り目的の裁定取引などの形態がスポット取引拡大に影響を与えている。

アジア太平洋地域の需要家である日本と韓国でも、電力・ガス市場の規制緩和が進行している。日本では 1995 年以降の段階的な部分自由化により、電力・ガスによる相互事業参入や新規プレーヤーの参入が可能となった。競争が激しさを増している中、1990 年以降のバブル崩壊に伴う経済の構造的低迷が相俟って、電力・ガスの需要の伸びに不確実性が増してきている。このような状況下、自社で引き取りきれない LNG を長期契約の範囲内で下方弾力性<sup>6</sup>権利行使を行なうことで、LNG の引取り過剰を切り抜けてきたという面があった。この買主側の引取り量削減に伴う売主側の生産余剰発生分が、新たなスポット玉として市場に流れたと考えられる。また、買主としては硬直的な引取りをできるだけ回避し、柔軟かつ競争的価格条件での調達を志向する方向性が強く現れてきた。

一方韓国では、韓国電力公社 (KEPCO) に続いて韓国ガス公社 (KOGAS) の分割・民営化が検討されており、競争市場での需要や市場獲得への不確実性が増してきている。アジアの LNG 輸入国の中で、韓国は日本、台湾に比べて需要の季節間変動が大きく、これまで

<sup>5</sup> IEA, "Flexibility in Natural Gas and Supply" (2002)

<sup>6</sup> LNG 引取を契約範囲内で削減することで DQT (Downward Quantity Tolerance) と呼ばれる。

も需給ギャップを埋めるため、冬期にはスポット取引を活用してきた経緯がある。この需給構造の問題と現在進行中の分割・民営化への改革は、KOGAS にとっての将来展望（民営化、自由化の進展など）に不確定要素があるために、新たな LNG の長期契約よりも柔軟性の高いスポット取引を指向していた。

このように、欧州地域ならびにアジア太平洋地域の規制緩和の進展は、直接的に LNG スポット取引の拡大化・多様化を後押ししている。米国市場については、先述のように規制緩和の進展がガス市場の構造改革をもたらし、スポット取引を始めとする非伝統的取引拡大のドライバーとなった。

#### (4) 大西洋 LNG 市場にとっての NYMEX 先物取引の充実

北米では天然ガスのインフラ・システムが充実している。世界最大規模のハブ（主として、パイプラインによる天然ガス取引の基準と見なされる地点）である Henry Hub は、取引における高い流動性とガス価格取引の透明性から、NYMEX 先物取引市場のデリバリー参照価格としての機能を果たしている。また、先物市場の取引形態であるリスク回避買い（Hedgers）投機買い（Speculators）鞘取り買い（Arbitrageurs）も形成され、市場の安定、流動性、効率性を創り出している。

NYMEX の天然ガス先物取引市場は、世界の LNG 市場においてもマーカー的な役割として位置付けられている。特に欧州地域の LNG 需要家や中東の供給国の中には、米国の NYMEX 先物価格を睨みながら、高い利鞘の見込める市場に LNG カーゴを転売するといった行動が見られている。2000 年末からの米国天然ガス価格の上昇は、こうした鞘取り買いの拡大を後押しする機会を与え、大西洋市場での LNG スポット取引が増加した。

### 4-2 LNG スポット取引発展の抑制要因

#### (1) LNG プロジェクトの特徴と契約形態による制約

LNG プロジェクトは、供給国側と需要家側の当事者双方の明確な役割分担と強固な信頼関係の上に成り立つプロジェクトであり、売主側には供給国の国営石油ガス企業、ならびに資金力・技術力に秀でている国際メジャー等がその構成メンバーとなっている。多大な設備投資の安定的な回収を志向する売主側と、供給保障の確保を志向する需要家側のニーズが一致する形で、20～25 年という長期契約かつ大量取引という今日の LNG プロジェクト形態が継続してきたという背景がある。

一部に硬直的な契約の緩和へ向けた動きは確かに見られるものの、大部分は中・長期契約であり、既存の伝統的契約の厚みからスポット取引の拡大には一定の歯止めがかかっている。特に、売買契約にて規定されている仕向地条項<sup>7</sup>は、LNG の自由な転売による利益の最大化を追求したいと考える買主側の欲求を制限することとなり、結果としてスポット的な取引の拡大抑制に繋がっていると考えられる。

<sup>7</sup> 買主側が購入した LNG を第三者に販売（転売）する場合、売主側利益が損なわれる恐れがあるとして、生産者・売主側が強く規制しているものである。米国向けアルジェリア産、トリニダード・トバゴ産を除くアジア太平洋、欧州地域の LNG 取引に一般に適用されている。

## (2) 市場支配力（マーケットパワー）の問題

石油市場で見られた「共同管理」状況の完成度からは相当異なっているものの、各プロジェクトへの権益をある程度保有し合うような状況が、アジア市場向けの LNG 供給体制構造においても存在している。

国際石油市場と比較して少ない供給国ならびに売主側プレーヤーによる限られたプロジェクトの権益への相互参入がみられる LNG 供給体制のため、市場は一般的に売主市場として推移してきた。供給国は投下資本の早期回収と長期契約数量の安定供給を最優先し、自らの利益にかなう場合を除いてスポット取引の大幅な拡大に歯止めをかけてきた可能性がある。つまり、LNG 市場においても、かつての国際石油市場に見られた「共同管理」的な関係の存在とマーケットパワーの大きさがスポット取引拡大の抑制に働いていたと言える。

## (3) LNG 輸送能力の不足

LNG 市場の構造は、莫大な設備投資と長期に亘る売主 - 買主間の契約が大前提に進められてきた。LNG 船もこの一連のサプライチェーンの中に組み込まれており、その建造・運行には莫大な投資が必要とされてきた。そのため、LNG 船の建造も液化プラント同様、投資回収を保証する長期契約締結がファイナンス調達には必要条件となっており、基本的には長期契約にひも付きの LNG 船がそのプロジェクト規模相当数だけ建造・運行されるという状況であった。LNG 余剰生産能力が上流部門に発生し、スポット取引での売買が期待されても、運搬手段である LNG 船の絶対余剰量が少ないことが供給のボトルネックとなって存在し、スポット取引の拡大を制限する原因となったと考えられる。

しかし、最近では新造船が増えて LNG 船の需給バランスにも変化が生じ、スポット市場における LNG 船の柔軟な活用機会が増えることに繋がるものと期待されている。

## (4) アジア太平洋市場での抑制要因

アジア太平洋地域固有の問題として、特に日本、韓国、台湾は、ガス生産地から遠いという地理的条件によって、輸入ガスのほとんどを LNG による海上輸送に頼っている状況にある。そのため、パイプラインガスによる取引が主流の北米や欧州地域で見られる天然ガス対 LNG といったガス対ガスの競争が存在しない。ガス同士による市場価格競争の存在は、新規参入者やトレーダーといった様々な市場プレーヤーの参加を促進させると共に取引数量も増加させるため、そこでの LNG 取引価格には一定の信頼性や透明性、流動性が付加されることとなる。

インフラのみならずアジア太平洋地域には、米国 NYMEX のような LNG の先物取引市場なるものが存在しない。つまり、現時点ではアジアの需要家である日本、韓国、台湾は、天然ガスを LNG という一つの形態で、しかも伝統的な契約形態でしか輸入することができないため、LNG 市場の参加者も売主・買主という極めて少数・限定的な相対取引となり、また個々の LNG プロジェクトにより売買契約価格も違うことから、LNG の流動的な取引市場が形成され得る要素である、多様な参加者による流動性の高い取引市場が創造される余地はなかったと言える。

#### 4-3 LNG スポット取引拡大の誘因

##### (1) 新規売主・買主の参入

売主・買主双方から多数の新規参入者が出現することにより取引数量が増大し、そこから需給バランス調整に伴うスポット取引の拡大や、先物取引市場の発達に伴う LNG 価格の信頼性や透明性が高まることで、よりスポット取引量が增大するものと期待される。

##### (2) 契約形態の多様化と柔軟性の追求

近年の LNG 液化プラントでは稼働後にデボトルネッキング対策を行なうことでさらに生産能力を高めているともいわれ、建設後の継続稼働による運転効率の向上とのシナジーも発生し、常に余剰生産能力が発生している状況にある。また、アジア地域では国内エネルギー産業の規制緩和による自由化・民営化の動きに起因する先行き不透明感から長期契約の購入を控える中、中東のオマーン等が供給能力全量の買主コミットメントがないままプロジェクトを立ち上げるなどの理由から、アジア太平洋地域の余剰生産能力は増加してきている。さらに、現在建設中のプロジェクトの余剰生産能力も付加されるため、当面はこの供給過剰状態が継続されるものと見られている。

現在は LNG の余剰生産能力が発生しているため、買手市場となっている。特にアジア太平洋地域では、既存および新規プロジェクトの契約機会を捉えて、LNG 契約条件の一層の改善・柔軟性確保に向けて動き出している。今後の多様な LNG 契約形態の出現は、既存の秩序にとらわれない流動的で弾力的な LNG 取引の発展に貢献していくものと期待される。

##### (3) LNG サプライチェーンコストの低減

近年の技術革新、プラントや船舶の巨大化、そして新規参入者の増加がもたらした価格競争により、LNG プロジェクトのコストは低減化傾向である。コスト低減により価格競争力が増大すれば、ガス需要全体の伸びがさらに加速され、売主側にはプラントの拡張・増強や新規建設といったインセンティブが働く。その結果、LNG 市場への追加的な供給能力がもたらされ、その過程で LNG 取引の柔軟性が増していくことも考えられる。

##### (4) 仕向地条項等の緩和

従来の長期契約においては、一般に LNG の仕向地が各契約当事者の受入基地に限定されているとともに、LNG を供給するためのガス田や地域も限定されている。しかし、大西洋市場においては仕向地条項の撤廃の動きが着実に進展してきている。アジア太平洋地域に波及すれば、各国の LNG 需要の変動に合わせた相互融通など柔軟な LNG 取引の形態も可能になる。

## 5. 我が国へのインプリケーション

世界の LNG 市場には様々な面で構造的変化が生じつつある。その具体的事象の一つとして生じているのが、スポット取引を始めとする非伝統的な LNG 取引の拡大である。

取引量の面で今日でも世界最大であり、かつ我が国がそこでの中心的プレーヤーとして位置しているアジア太平洋 LNG 市場においても、この構造的変化は着実に進行しつつある。今後を展望しても、買手側の国内ガス・電力市場における自由化の進行に伴うより競争的で柔軟な LNG 調達への志向の高まり、十分な供給ポテンシャルの存在とサプライチェーンにおける「余剰」の存在・拡大、等を主要なドライバーとして、スポット取引を含む非伝統的な LNG 取引が拡大する方向に向かうことはほぼ確実であると言えよう。

もちろん、アジア太平洋 LNG 市場においては、供給サイドにおける市場集中度の高さ(潜在的な市場支配力の強さ)、幹線パイプライン等のインフラネットワーク整備の遅れに起因するガス貿易・取引における流動性の欠如、といった重要な制約要因が存在しているため、北米天然ガス市場のような「コモディティ化」されたガス市場状況になることはありえないように思われる。また、この地域が伝統的な LNG 取引の中心として発達してきただけに、伝統的取引形態に基づく既存契約の「厚み」が非常に大きく、その「厚み」ゆえに LNG 取引あるいは市場全体が急速な変化を遂げるには困難が伴う可能性が高い。

しかし、市場における変化の方向性・トレンドは明らかである。最近まで続いてきた「買手市場」状況を活用して、アジア太平洋地域における LNG の購入者は、新規契約あるいは既存契約の更新時における売り手側との交渉を通して、より柔軟で競争的な条件の獲得に成功してきた<sup>8</sup>。その過程では、より契約期間の短い LNG 調達へのシフト・短期的な LNG 調達拡大のオプション確保といった状況が生じている。

今後も、我が国の買手も含め、アジア太平洋市場では、先行して合意された(買手にとって有利な)条件が常に一種の「ベンチマーク」となり、それと同等あるいはそれ以上に有利な条件での LNG 調達が模索されていくことは必至である。そしてその有利な条件の一つとして追求されるのが調達における柔軟性の拡大であり、その結果として短期あるいはスポット的な LNG 取引がアジア太平洋市場で増大していくことになるだろう。

こうした買手側のより競争的な調達条件の追及、その結果としての非伝統的取引拡大も含めた市場構造の変化は何をもたらすことになるのだろうか。第一に考えられることは、我が国を始めとするアジアの買手側にとって、LNG 価格(調達コスト)が、従来の取引・契約形態のままであった場合と比較して、平均的に見て、低下していくと予想されることである<sup>9</sup>。

<sup>8</sup> 例えば、アジア太平洋市場で第 4 の LNG 輸入国になる中国は、広東 LNG プロジェクトにおける LNG 調達に際して、国際入札方式を採用、売手間の競争を促進した結果、極めて競争的な契約条件を確保したといわれている。

<sup>9</sup> 森田浩仁「LNG：下降をはじめた価格と高まる供給の柔軟性」(日本エネルギー経済研究所、第 378 回定例研究報告会、2003 年 2 月 7 日)を参照

この LNG 価格の低下は、各国エネルギー市場における LNG（あるいは天然ガス）の他のエネルギー源に対する価格競争力を強化することになる。そして、価格競争力の強化は、複合サイクルガスタービン（CCGT）等の高効率利用技術の活用と相俟って、ガス利用の促進に資することになろう。その結果、中長期的に見て我が国も含めたアジア諸国におけるガス需要の増大、一次エネルギーにおけるシェア拡大が加速化される可能性もあろう。

また、現時点でのガスのシェアが一次エネルギー全体の中でそれほど高くないためその影響は限定的ではあるものの、LNG（ガス）調達コストの低下はエネルギーコストの低下を通じて、各輸入国の経済・産業の国際競争力強化につながるものと期待される。これは特に、アジアの LNG 輸入価格がこれまで欧米市場より割高で推移してきた<sup>10</sup>だけに、アジアでの LNG 価格の低下が欧米との価格差縮小につながれば対欧米という観点での国際競争力強化に資することになる。

LNG 価格が平均値として低下していくことは以上のような潜在的メリットを有している。しかし、この平均値低下をもたらすプロセス・背景を考えると、次のような課題・問題点が明らかになる。すなわち、より有利な調達を目指して、個々のプレーヤーが各々独立的に努力をしていくため、結果として調達側において、輸入プロジェクト毎あるいは輸入主体である企業毎の LNG 価格に格差が発生・拡大していく可能性がある。また、LNG 取引を巡って様々な新しいビジネス機会が生じているが、それはビジネスの観点からすれば「チャンス」と同時に「リスク」と見なすこともできる。従って各輸入主体（企業）の経験、人材、経営体力、取り組み姿勢等の要因によって、LNG 輸入価格やビジネス展開とその成功（失敗）に差異が生じ、結果として輸入主体（企業）間の経営体力に差をもたらす可能性がある。今後我が国も含めアジア各国においてガス・電力市場の自由化進展が予想され、各プレーヤー間の競争が一層激化すると予想されるだけに、LNG 調達を通しての経営体力・競争力による差は、企業間の競争条件上極めて重要な意味を持つと考えられよう。

また、平均的に見て価格が低下するとしても、より競争的で自由度の高い取引市場では通常、価格のボラティリティが増大するという問題がある。例えば、最も自由度が高く「コモディティ化」の度合いが進展している米国ガス市場では、極めて激しい価格の乱高下が発生している<sup>11</sup>。

先述した通り、様々な制約要因の存在からアジア太平洋 LNG 市場が米国ガス市場のような柔軟で流動性の高い取引市場に変貌する可能性は極めて低い。また、アジア太平洋 LNG 市場における主流的価格決定メカニズムが原油価格リンクであり続ける限り、価格ボラティリティの発生は原油価格の変動からもたらされるのみである。

しかし、今後の LNG 市場構造変化の過程で原油価格リンクでない価格決定方式が模索・導入されていくようなことがあれば、状況は変化するであろう。特に、ガスそのものの需

<sup>10</sup> 1992-2001 年平均で我が国の LNG 輸入価格は 3.71 ドル/MMBtu であり、米国市場向け価格より 0.96 ドル/MMBtu、欧州市場向け価格より 1.04 ドル/MMBtu 割高であった。

<sup>11</sup> 小山堅・宇佐美崇「米国・エネルギー価格高騰の背景 - 天然ガス（海外出張報告）」（日本エネルギー経済研究所、ホームページ、2001 年 2 月掲載）を参照

給から価格形成を図るようなメカニズムが選択されるような場合、価格ボラティリティは相当増大する可能性がある。その場合、アジアの LNG 取引に關与するプレーヤーは、買手も売手も共に価格変動リスクに直面し、それに対処するためのツール、メカニズムを模索する必要が生じよう。

最後のポイントとして、LNG 価格低下による価格競争力向上等によって、天然ガス需要が大幅に増大し、一次エネルギーにおけるシェアが上昇、ガスが主力のエネルギー源として成長していく場合、いずれかの時点においてガスの供給セキュリティ確保・強化のための方策・政策の検討が重要な課題としてクローズアップされてくるものと思われる。より競争的で自由度の高い取引形態を模索していくことは、価格の平均的低下をもたらす効果がある一方、従来長期契約をベースとして安定調達を何よりも最優先した供給形態からの変化を意味する。従って、LNG 供給が、その時々市場および需給環境における様々な短期的な変動を被りやすい状況になっていく可能性がある。

いずれにせよ、ガスは今後一次エネルギーにおけるシェアを大きく拡大し、主力エネルギー源として成長していくことが期待されている。主力エネルギー源として、それ自身の供給セキュリティを確保するためには、輸入源の多様化、輸入方式の多様化（LNG とパイプライン輸入の組み合わせ）、国内幹線パイプライン網の整備、ガスの備蓄体制整備等、様々なオプションを検討していくことが重要である。

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