

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

エグゼクティブサマリー

総合エネルギー動向分析室長 小山 堅

わが国をはじめ、韓国、台湾等の東アジアにおいては、経済成長によるエネルギー需要増大に対応しつつ、石油依存度の低下（エネルギー源多様化）、環境（公害）問題への対応等のために、天然ガス需要が大幅に増加してきた。この増大する天然ガス需要は、主に LNG 輸入によって供給されてきた。

伝統的な LNG 取引は、売り手、買い手が特定している相対取引であり、大量取引、長期取引であること、引取保証（テイクオアベイ条項）が求められること、需要期・不需求期を問わず一定レートでの受け渡し求められること、受け渡し場所を制限する仕向地条項が設定されていること等、安定的な供給が保障されると同時に硬直的な性質を有する。世界最大の東アジア LNG 市場はまさにこの伝統的な LNG 取引の中心である。

また東アジア LNG 市場の特徴としては、LNG の調達価格が欧米市場に比して割高であるという問題もある。例えば、1990 年代を通じて東アジア市場の LNG 調達価格は欧州市場の 1.3～1.5 倍程度（約 1 ドル/MMBTU 程度割高）で推移してきた。その意味で、東アジア LNG 市場は「欧米に比して割高な価格」、「硬直的な取引条件」という市場環境における特徴・課題を持っている。

東アジアでは、今後もさらに天然ガス需要が増大し、エネルギー供給全体における重要性が高まっていくことが期待されている。これは、環境（地球温暖化）問題への対応の必要性、原子力発電の成長鈍化、天然ガス利用技術の進歩（高効率 CCGT の普及拡大等）等のためである。また、従来からの LNG 輸入国に加え、経済成長著しい中国が新たに LNG 輸入を開始し、その市場を拡大させていくことにより、今後の東アジア LNG 市場における需要増大はさらに加速化されることになる。

天然ガス需要が大きく増大していくと予想される状況下、東アジアの LNG（天然ガス）の買い手にとっては、前述した課題（欧米に比して割高な価格、硬直的な取引条件）の解決が極めて重要となっている。これは、LNG の主要な需要家である電力会社、都市ガス会社が市場自由化・規制緩和に直面し、より競争的な価格での LNG 調達が緊喫の

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

課題になると同時に、競争激化による離脱需要発生等から自らにとっての需要の先行きが不透明になり柔軟な供給オプション確保が重要になっているためである。また、韓国の場合には、冬場と夏場のガス需要の大きな格差も柔軟な調達追求の背景となっている。さらに、老朽化している石油火力の代替として LNG 火力がピーク対応に用いられていく可能性も LNG の供給柔軟性へのニーズを高めていく可能性がある。

東アジアの LNG 市場を巡っては、ガス需要の更なる増大、電力・ガス市場の自由化、中国等の新規輸入国の登場、LNG 供給チェーンにおけるコスト削減、北米（西海岸）LNG 輸入基地建設の可能性等、様々な注目すべき要因が顕在化しつつある。こうした中で、前述した課題の解決のためには、東アジアにおけるマクロ的・広域的なエネルギー（天然ガス）協力の推進、スポットおよびスワップ取引等、柔軟な供給オプションの追求、LNG 価格決定方式における条件の改善追求、価格決定方式の多様化、新規供給オプションとしての国際パイプライン建設の取り組み、等が重要な役割を果たしていくことになる。

第 1 のマクロ的・広域的なエネルギー協力については、同じエネルギー（LNG）輸入国としての利益共有が可能であるため、供給セキュリティを確保しつつ、競争的な価格条件・柔軟な取引条件を獲得するため、供給者側と相対するときには最も基本的かつ重要なポイントとなりうる。ただ、東アジアでは、これまでの歴史的経緯等からエネルギー協力を推進するための制度的枠組みが確立されていないのが実情である。この面では、欧州における経験等を参考にしつつ、政策レベル、産業界レベル、専門家・研究機関レベル等、様々な分野で地域協力推進のためのフレームワーク確立・強化を図る必要がある。そのため、天然ガス協力の推進に焦点を絞った国際ワークショップの開催とその後の継続的なフォローアップ等はその一環として重要な役割を果たしうると期待される。この大きな枠組みでの協力に向けた意思の確認が不十分な場合、同じ買手同士での過剰な競争から生ずる対立の激化等、東アジア諸国にとって望ましくない事態の発生の可能性さえ考えられうるだけに今後の取組強化が極めて重要である。

第 2 の柔軟な供給オプションとしてのスポットおよびスワップ取引の活用であるが、この潜在的な利用拡大の可能性は十分にある。もちろん、伝統的で硬直的な LNG 取引の厚みが大いこと、供給サイドのマーケットパワーが大いこと、LNG タンカーの余剰量に限界があること等の制約要因も存在するが、需要家側の柔軟性追及をドライバーとして、市場環境は変わりつつある。

具体的な例として注目されることの一つは、東アジア LNG 需要家間でのスワップ取引の展開である。既に日韓、日台の LNG 需要家間でのスワップ成約が見られるが、今後

も季節間での需要パターンの格差を利用してテイクオアペイカーゴの発生回避、需要期における（高値での）スポット調達の抑制、といった機会費用削減の可能性を模索したスワップ取引拡大が十分に考えられる。この動きは、当事者間の経済性追求によって自然発生的に拡大していくものではあるが、東アジアのLNG需要家間における協力関係の強化・必要十分な情報の共有化促進等がその加速に重要な役割を果たすものと期待される。欧米市場で見られる輸送距離・コストを削減するためのスワップ取引は東アジア市場ではまだ見られないものの、サハリンプロジェクトの立ち上がり、北米西海岸LNG市場形成の可能性等、新たな状況下での様々な可能性模索が注目される。

また、柔軟な取引オプションの追求に当たって一つの重要な制約要因となっている仕向地条項については、EUのアプローチを参考にしつつ、問題意識を東アジアの需要家間で共有し、それに基づく売り手側への取り組み・働きかけを行っていくことも検討していく価値がある。

第3の価格決定方式の改善・多様化に関しては、既に様々な動きが出始めており、今後の展開が大いに注目される。東アジアLNG市場における価格決定方式の太宗は日本の原油入着価格（JCC）連動方式であるが、より競争力のある価格条件追求が「トレンド」となっている。その意味では、2002年の中国・広東LNGプロジェクトにおける価格条件（従来方式に比して約2割程度の低価格条件との報道も）がそれ以降の「基準」となっており、今後のLNG価格（条件）の交渉にも影響を及ぼし続けよう。また、市場自由化の進展・北米西海岸LNG市場誕生等の市場環境そのものの変化や様々な需要家サイドのニーズに対応して、JCC連動方式でない価格決定方式（石油製品価格連動、電力価格連動方式、固定価格方式、NYMEX先物価格連動方式）の模索も活発化することになる。

第4の東アジアにおける国際的な天然ガスパイプライン建設に対する取り組みについては、サハリンからのパイプライン計画、東シベリアからの中国・韓国向け輸出計画等について検討が開始されており、長期的な市場構造変化の重要な触媒として機能することが期待されている。東アジア諸国間における歴史的・政治的な軋轢・対立の存在、広域国際パイプライン建設のための膨大な必要投資額、電力・ガス市場自由化によるガス需要の先行きに対する不透明感増大、競争相手であるLNGの供給コスト低下、等の諸条件の下、国際パイプライン建設の実現に当たっては多くの課題が存在していることは事実である。しかし、これが実現した場合には、供給形態の多様化による供給セキュリティ強化の可能性、ガス対ガス競争の促進によるガス供給コスト低下とその他エネルギーに対するガスの価格競争力強化、東アジア天然ガス市場の連携強化等、重要なメリット享受が期待できる。今後は、個別プロジェクトにおけるコスト削減を通じたプロジェ

クトとしての競争力強化、関係諸国の企業間での調整促進が鍵を握るものの、第1の条件で述べたとおり、国際パイプラインの建設に当たっては、地域協力の推進という視点に立った「政治的な意思」の確立も重要である。その意味での政策レベルでの十分な検討と取り組み強化が必要になる。

こうした取り組みが進展し、東アジアのLNG市場が構造変化していくその過程（過渡的な変化）については、現状における様々な制約要因、東アジアLNG市場の特徴から、以下のような展開を辿る可能性が考えられる。

すなわち、まず2010年前後までは、第1段階として、既に実例も発生している季節間需要格差に対応するためのスワップ取引が拡大していく。次いで、第2段階として、新規LNGプロジェクトの立ち上がりや少なくともこの時期までは持続すると想定される現状の「買い手市場」状況を反映しつつ、輸送距離短縮のためのスワップ取引や柔軟性の高いスポット・短期取引の拡大が発生する²。これらの背景には、LNGユーザー間の連携による仕向地条項緩和に向けた取り組み、情報共有等の動きの活発化があり、東アジアのLNG消費国政府間でも一定の共通認識に基づく問題解決に向けた努力が進められるようになる。

2010年を超えて2020年に向かうさらなる長期的将来に関しては、LNG（天然ガス）需要の拡大に対して、基本的には、十分なLNG供給プロジェクトが存在するものの、中国の天然ガス利用の拡大および北米（西海岸）LNG輸入の拡大の度合いによっては、需給バランスが引き締まってくる可能性もありえる。こうした可能性も踏まえると、東アジア地域に関する広域的な天然ガスパイプライン計画について、長期的な供給余力を確保するための重要な手段としてその実現可能性が浮上してくる。広域的なパイプライン実現のためには、一層の消費国間の連携が重要な役割を果たす必要がある。諸条件が満たされ、広域的なパイプラインが実現し、主要消費地域においてパイプラインガスとLNGが直接競合するような事態が発生すれば、供給余力の確保と共に、ガス対ガス競争が促進され、価格決定方式の多様化、長期契約の内容・条項の変容等、LNG市場の構造変化がさらに促進されることが考えられる³。

² なお、アジア・太平洋地域における既存の中長期契約は、2010年前後に当座の契約期間を満了し更改期を迎えるものが多い。この機を捕らえて、買主側は需要の変化に即応した調達が可能になるよう、より自由度が大きい条項へと更改の交渉をすることが予想され、上述の結果を支持することとなる。

³ なお、2002年における東アジアLNG市場のスポット取引はLNG取引全体の2.0%を占めるに過ぎない。同年のアメリカのスポット比率52.8%、欧州の15.0%に遠く及ばない姿となっている。東アジアLNG市場の現状やアメリカ・欧州との差異を考えると、今後LNG取引の柔軟性が拡大し、スポット比率が増大するとしても、東アジア市場では2010年時点でも二桁の比率に達することは決して容易でなからう。さらに長期（2015～20年頃）を見ても、東アジア市場では現時点での欧州並みの比率に到達するかどうか一つのポイントになるとも考えられる。

なお、以上に述べた課題解決に向けた取り組みを進めることは LNG（天然ガス）市場の構造を大きく変化させていくことにつながり、そこからは新たな課題・チャレンジが生まれてくることが十分に考えられる。例えば、柔軟な供給オプションの追求はガス市場の流動性増大（「コモディティ化」）につながり、ガス対ガス競争の増大とも相俟って、ガス価格を平均的には低下させる効果を持つ。しかし、その一方で、ガス価格のボラティリティ増大も発生し、関係企業にとっては、価格（ボラティリティ）リスクへの対応が重要な課題となる。また、巨額の必要初期投資とその着実な回収、そのためのファイナンス確保の観点から、従来 of 伝統的な取引スキームの下で立ち上げられてきた LNG プロジェクトも、今後は価格競争力強化・供給柔軟性追及という新たな環境の下での立ち上げが要求されるようになる。供給コストのさらなる削減、柔軟性を求める需要化ニーズへの対応と販路の確保、価格リスクへの対応等は、ファイナンス側も含めた供給サイドにとって、まさに新たなチャレンジを形成するものである。

しかし、課題解決に向けた取り組み・対応が進むことになれば、東アジアの LNG（天然ガス）市場の規模拡大はさらに加速化していくことも確実である。価格競争力を強化し、柔軟な取引形態が拡大することで LNG（天然ガス）のエネルギーとしての競合力・利便性・利用可能性が強化されていくからである。東アジアの LNG（天然ガス）市場のさらなる拡大・発展のため、今後、関係国政府・企業（特に需要家）が、市場においては相互に競争的な関係にあることも認識しつつも、共通の利益追求・課題解決に向けた協力を強化していくこと求められているといえよう。

以上

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

序章 東アジア天然ガス市場の特徴と課題

研究理事 森田 浩仁

要 旨

序章においては、欧米との比較を行うことにより東アジアにおける天然ガス(LNG)貿易の特徴と課題を洗い出している。

LNG取引は、売り主、買い主が特定している相対取引であり、大量契約、長期取引であること、引取保証(テイクオアペイ条項)が求められ、量的に下方弾力性が乏しい。そして需要期・不需要期を問わず均一・一定レートでの受け渡し(デリバリー)がなされ、受け渡し場所を制限する仕向け地条項が設定されている。安定的な供給を保証すると同時に、反面硬直的なものでもある。ところが近年になり、この硬直性の是正を求める声が、LNG輸入者から発せられることが多い。

また欧米諸国と比較して、供給ソースの多様さ、輸送距離の長さ、契約量の大きさ、契約方式に Ex-Ship が多いという特徴を有する。最も特徴的であるのは、東アジア向け天然ガス調達価格の水準は欧米に比べて高く、1990年代における欧州との値差はほぼ1.3~1.5倍程度、価格にして1\$/MMBtu前後の差で推移し、米国との差は、90年代の前半には1.7倍から2.5倍と著しいものであった。ただし、2000年代に入りその差は縮小している。

LNG導入の黎明期以降一貫してわが国をはじめとする輸入者が「欧米と比較して割高な価格」、そして大規模・一定量の引取責任をはじめとする「硬直的な取引条件」をひきうけることによりLNGプロジェクトに対する投資を可能ならしめた。しかし規制緩和による自由化範囲の拡大などLNG輸入者を取り巻く環境の変化はこの道を閉ざしつつある。

需要者側ではLNG調達についての考え方も、従来の供給の安定性最優先・長期契約、経済性と引取りの柔軟性は二次的な位置付け(欧米比で割高・TOP容認)から、供給の安定性は重要ではあるが、経済性と引取りの柔軟性に関してはプライオリティの引き上げ、へと変化が見られるようになった。

¹本報告は、平成15年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である(平成15年1月報告書完成)。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

さらに、LNG 需給の緩和、中期、そしてスポット取引の拡大、供給コストの低下などサプライヤー側におけるリスク負担の縮小、大西洋 LNG(天然ガス)市場との接近など、LNG 価格の形成に影響を及ぼす背景や要因も変化しつつある。

本序章においては、欧米との比較を行うことにより東アジアにおける天然ガス(LNG)貿易の特徴と課題を洗い出すこととする。

序 - 1 LNG 貿易の条件・契約の特徴等

まず LNG 貿易の条件・契約の特徴等についてみる。表 序-1-1 は日本、韓国、アメリカ、スペインの主な LNG 取引に関する条件を表にまとめたものである。これをみると、日本は韓国・欧米諸国と比較して供給ソースの多様さや契約量の大きさ、輸送距離の長さ、契約方式に Ex-Ship が多いこと等が特徴的である。

表 序-1-1. 日本、韓国、アメリカ、スペインの LNG 取引条件

	契約数量合計 (万トン/年)	契約期間 (年)	輸送距離 (mile)	LNG船 (千m ³ ×隻)	契約方式
日本 - ブルネイ	601 (601)	20	2,400	75 × 5 78 × 2 125 × 1	Ex-Ship
日本 - マレーシア	1,214 (600)	12 ~ 20	2,200 ~ 2,500	130 × 11 19 × 3	Ex-Ship
日本 - インドネシア	1,818 (845)	20 ~ 23	2,200 ~ 3,500	125 × 16 19 × 1 22 × 1	Ex-Ship FOB
日本 - オーストラリア (除くNWS拡張)	733 (733)	20	3,600	125 × 8	Ex-Ship
日本 - カタール	600 (400)	24 ~ 25	6,500	135 × 10	Ex-Ship
日本 - UAE	430 (430)	17	6,300	135 × 8	Ex-Ship
韓国 - マレーシア	200 (200)	19	2,100	126 × 3	FOB
韓国 - インドネシア	537 (230)	19 ~ 21	2,300 ~ 3,100	125 × 6	FOB
韓国 - カタール	480 (480)	25	6,300	135 × 8	FOB
アメリカ - アルジェリア	156 (96)	15 20	3,300 ~ 5,000	125 × 4 129 × 1	FOB
アメリカ - トリニダード	168 (168)	20	2,000	127 × 1	FOB
スペイン - アルジェリア	291 (291)	26	110 ~ 740	26 × 1 36 × 2 40 × 1 70 × 1	FOB
スペイン - リビア	181 (181)	22	1,050 ~ 1,160	36 × 2 40 × 2 60 × 1	FOB
スペイン - トリニダード	122 (122)	20	3,700	80 × 3	FOB

(注) () 内は各契約のうち最大のもの
(出所) 石油公団「天然ガス関係資料」

表 序-1-2 は、日米欧における LNG 調達契約の特徴をまとめたものである。

表 序-1-2. 日米欧における LNG 調達契約の特徴

	日本	アメリカ		欧州 LNG 輸入国 フランス・スペイン・イタリア・ベルギー トルコ・ギリシャ
		アルジェリア産	トリニダード産	
当事者	【買主】電力・ガス会社で買主コンソーシアムを形成 (各買主が同一条件を適用) 【売主】産ガス国国営会社、メジャー、商社等で売主グループを形成	【買主】 Distrigas Corporation 【売主】 Sonatrach アルジェリア国営石油ガス会社 (100%)	【買主】 Tractebel US 【売主】 Atlantic LNG トリニダード 1 BP(34%),BG(26%),Repsol(20%) Tractebel(10%),NGC T&T(10%)	【買主】天然ガス輸送会社 Distrigas (ベルギー),SNAM (イタリア), GdF (フランス),Gas Natural (スペイン) 他 【売主】産ガス国国営会社、メジャー、商社等 で売主グループを形成
期間	長期購入契約 (一般的に 20 年前後)	長期購入契約 (15 年契約) (5 年延長オプション付)	長期購入契約 (20 年契約)	長期購入契約 (20 年前後) アルジェリアとの契約は 20 ~ 40 年契約
数量	地域別 LNG 輸入量 (2002 年実績) アジア・豪州 - 55.62BCM 中東・アフリカ諸国 - 15.42BCM 北米 - 1.70BCM 総契約量: 約 5,500 万トン/年	LNG 輸入量 (2002 年実績) アルジェリア - 0.75BCM 契約内容: 50 万トン/年 45 万トン/年 (OP) 上記のほか輸入先 中東・アフリカ諸国 - 1.31BCM アジア諸国 - 0.14BCM	LNG 輸入量 (2002 年実績) トリニダード - 4.28BCM 契約内容: 160 万トン/年 (50 万トン/年をポルトリコに再販)	地域別 LNG 輸入量 (2000 年実績) アジア・豪州 - 0.15BCM 中東・アフリカ諸国 - 38.47BCM カリブ海 (Trinidad) - 0.46BCM 国別輸入量 (2000 年実績) 単位: BCM フランス (11.54)、スペイン (12.26)、イタリア (5.70) ベルギー (3.3)、トルコ (5.35)、ギリシャ (0.5)
引取弾力性	下方弾力性: 5 ~ 10%前後 テイクオアベイ条項あり	下方弾力性: 3 ~ 5%前後 テイクオアベイ条項なし	下方弾力性: 3 ~ 5%前後 テイクオアベイ条項あり	下方弾力性: 3 ~ 5%前後 テイクオアベイ条項あり
受渡条件	Ex-Ship 契約: 約 80% FOB 契約: 約 20%*契約量ベース インド初産は、FOB 契約が主体	長期契約は、FOB 契約が主体 短期契約の場合、CIF 契約が主体	長期契約は、FOB 契約が主体	CIF 契約が主体 近年は FOB 契約が多い
仕向先制限	Ex-Ship 契約で SPA (売買契約書) で受渡 (揚地) 場所を特定 FOB 契約でも受渡 (揚地) 場所を特定する場合がある	仕向先変更可能 (輸送費等の追加費用は発生)	仕向先変更可能 (輸送費等の追加費用は発生)	SPA (売買契約書) で受渡 (揚地) 場所を特定
受渡計画	前年に年間受渡計画を策定し、1 年間の配船スケジュールを設定			

(出所)GAS STRATEGIES,BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2001 ほか各種資料よりエネ研作成

表 序-1-2 を補足する。

当事者

LNG プロジェクトは輸出国と輸入国の当事者が、明確な役割分担のもとで相互信頼を基礎に取り組む大規模な事業であり、売主側は国営石油ガス会社と、資金力、技術力を有する国際石油メジャー等からなることが一般的である。

日本向け LNG プロジェクトの多くは、政治的・経済的基盤が比較的安定しているアジア太平洋地域からの輸入量が約 80% を占める。残り約 20% は中東諸国からの供給である。1990 年代に、中東への依存度は急速に高まった。また、一つのプロジェクトに対し複数の買主が契約者となる買主コンソーシアムを形成しているのが特徴である。

期間

LNG プロジェクトでは、売主側においてはガス田の開発、パイプライン、液化プラント建設、LNG 船の建造など多額の初期投資が必要となり、また、LNG を購入する買主側も LNG 受入基地や LNG 船の建造あるいは手配（FOB 契約の場合）が必要となるため、両者に多額の投資が求められる。従って日本、米国、欧州を問わず、この巨額の投資の回収を確実なものとするため、20 年以上の長期にわたる売買取引が一般的になっている。しかし近年、アジアにおいても短期契約による LNG 供給もみられるようになってきた。

（注）FOB 契約（本船渡条件）：契約履行時点は本船に貨物を船積みした時点で、それ以降に要する経費を買主が負担。FOB:Free on board

数量

日本、米国、欧州を問わず LNG 売買主は、年間契約引取数量（Annual Contract Quantities; ACQ）を売買契約で規定している。ACQ は引取に関する契約の権利義務の基本となるものである。

引取弾力性（テイクオアベイ条項、下方弾力性）

LNG 売買契約では、莫大な設備投資に対するファイナンスの確保と資金回収を確実にするため、また、LNG チェーン各段階と連携し効率的に運用する必要があるため、契約数量の引取については、テイクオアベイ条項が一般化している。この条項により、供給者側は販売計画数量および販売収入をより確実なものにすることができる。また、買主側は安定的な供給が保証される一方、安定的な引取を要求されるという側面を持つ。

ファイナンス面では、資金回収リスクの低減が可能になるため、テイクオアベイ条項によりファイナンスコスト（貸付金利）は、低下するといわれている。

日本、米国、欧州では一般的に LNG 売買契約においてテイクオアベイ条項が含まれているが、一部米国のアルジェリア産 LNG にはテイクオアベイ条項はない。この理由として、買主である Distrigas Corporation がアルジェリア国営石油ガス会社 Sonatrach から輸入する LNG 価格は米国天然ガス市場における価格を基に取引価格を設定する形態であり、ま

た米国天然ガス市場の規模の大きさなどから、テイクオアペイ債務が発生する可能性が低いからであると考えられる。

年間数量の弾力性は、LNG プロジェクトが開始された 1960 年～1970 年代にかけて 3%程度であったものが、その後交渉により拡大され、現在日本では約 5～10%、欧米では 3～5%の下方弾力性を確保している。さらに 2002 年に契約更改されたマレーシア プロジェクトにおいては、契約量の一部を短期契約に置き換えることにより引取量の柔軟性を 20%程度にまで拡大させた。

受渡条件

LNG プロジェクトでは、売主と買主の間で、年間契約数量、価格とともに受渡条件（所有権の移転等の取り扱い）が決められている。例えば、Ex-Ship 取引（注1）の場合、買主の受入基地において LNG 受渡し完了した時点で所有権ならびに危険負担が売主から買主に移転する。海上保険、海上輸送の手配とその支払いは、売主側が負っている。一方、FOB 取引の場合、積み地で LNG の積み込みが完了した時点で、所有権並びに危険負担が売主から買主に移転する。

日本の場合、契約量ベースで Ex-Ship 契約が約 80%、FOB 契約が約 20%を占める。ただし、インドネシア産 LNG は、FOB 契約の割合が高い。一方米国では、長期契約の場合 FOB 契約が多く、短期契約は CIF 契約（注2）が主体である。欧州においては、一般的に CIF 契約が用いられているが、近年 FOB 契約の例も見られる。

最近日本でも LNG 売買契約において FOB 契約を締結し、LNG 購入の更なる柔軟性向上を図ろうとする動きが見られる。

（注1）Ex-Ship 取引（売主持届け渡し）：買主の受入基地において LNG 受渡し完了した時点で所有権並びに危険負担が売主から買主に移転する取引。通常、海上輸送、海上保険の手配は売主が行い、海上輸送運賃と海上保険料も売主が負担するというもの。

（注2）CIF 契約（運賃保険料込条件）：契約履行時点は FOB と同じだが、輸入国の港までの海上輸送運賃と海上保険料を売主が負担する。CIF:Cost, Insurance and Freight

仕向先制限

通常、日本向け LNG や欧州向け LNG・パイプラインガスの受渡し場所はガス売買契約の中で特定されている。これは、LNG 買主側が購入した LNG を第三国に販売（転売）した場合、売主側の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、欧州のパイプラインガス契約にも仕向地制限は適用されている²。

なお、欧州では EU 単一市場制度の構想に基づき、域内での物品、サービスの自由な流通

²欧州の PL ガス契約における仕向地制限については非常に発達した PL ネットワークを経由しての供給となるため実際には実効性が低いといわれている

を目指しており、EU 委員会は EC 競争法に照らして違法であるとの立場から、この条項の撤廃を求めている。天然ガスの輸出国のうちノルウェーとナイジェリアはすでに同条項撤廃に同意している。ロシアも 2003 年 10 月、イタリアの ENI との間で同条項の撤廃について合意に至り、アルジェリアもパイプラインガスについては撤廃の方向に動きつつある。ただし、ロシアと ENI 以外の契約、およびアルジェリアと EU 輸入者との LNG 契約については解決に至っていない。

受渡計画

SPA (売買契約書) に基づき、1 年間の配船スケジュール (年間受渡計画) を策定、配船している。

序 - 2. 東アジアでは欧米に比して割高な LNG 価格

序-2-1. 天然ガス価格の比較

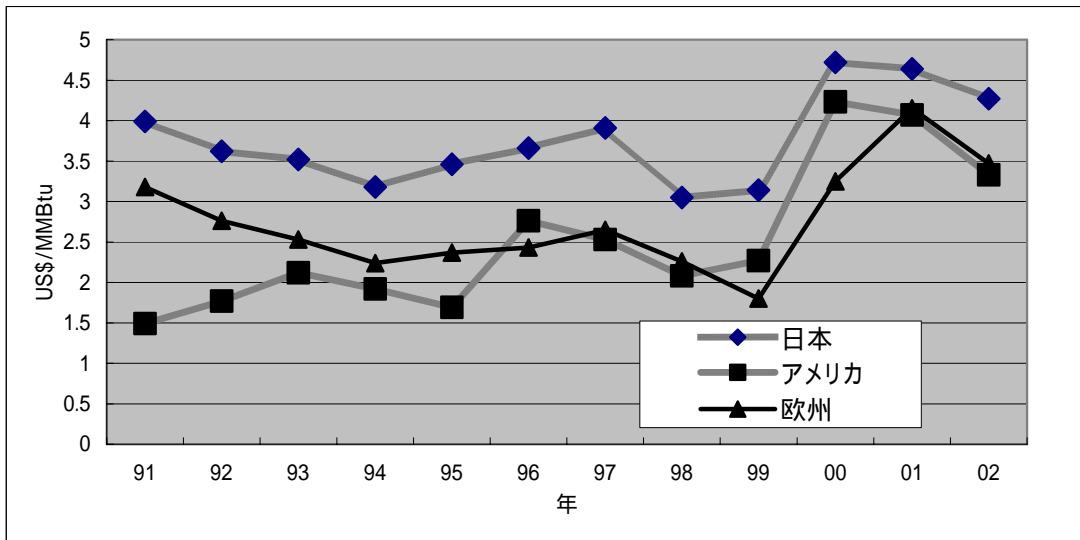
日米欧の天然ガス価格を図 序-2-1 のとおり比較した。比較対象データとしては、日本については LNG 輸入価格 (CIF)、アメリカについてはヘンリーハブ価格、欧州についてはパイプライン輸入価格、とした。

特徴を以下に述べる。

- ・ 日本の天然ガス調達価格水準が欧米に比べて高い。
- ・ 日本と欧州を比較すると、似たような値動きをしている。しかし、両者の値差はほぼ 1.3~1.5 倍程度の水準、価格にして 1 \$ /MMBtu 前後の差で推移している³。値動きが似ているのは、両者の価格フォーミュラが主として国際商品である原油または石油製品の価格にリンクしているためと考えられる。

³ 我が国の 2002 年の輸入量 5,388 万トン、平均輸入価格 4.26\$/MMBtu であったため、例えばトン当たり 1 \$ 安価で調達できたとすると約 28 億 \$ (約 3500 億円) のコストダウンになる。ただし、100 万トン =52TBtu、1 \$ =125 円で計算 (2002 年の平均為替レート)

図 序-2-1. 天然ガス輸入・国内価格の推移(1990～2002年)



(注) 日本はLNG輸入価格(CIF)、アメリカはヘンリーハブ価格、欧州はパイプライン輸入価格(CIF)
 (出所) BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2001

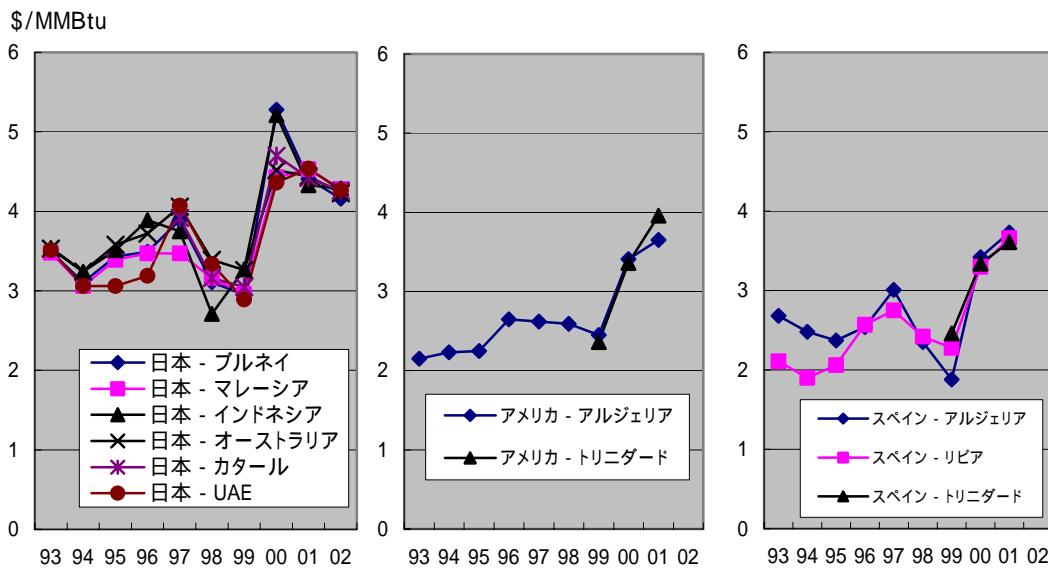
- ・ ガス市場における需給動向で価格が決められるアメリカの国内価格については日欧と異なる動きがみられ、変動の幅も大きい。このため日米の差は、90年代の前半には1.7倍から2.5倍と著しく、米国で天然ガス価格が乱高下の結果高値基調にある2000年以降はその差は縮小している。

価格の変動に対して、アメリカでは NYMEX の天然ガス先物取引等により、イギリスでも IPE の天然ガス先物取引等によりリスクヘッジを行っている。大陸ヨーロッパやわが国では価格フォーミュラの中で、指標の数ヶ月間の平均を採用するなどして価格の変動を緩やかにしている。

序-2-2. LNG価格水準比較

図 序-2-2 は各国の輸入 CIF 価格がどのように推移したかを表したものである。

図 序-2-2. 日米西の輸入先別 LNG 価格の推移(1993～2002 年)



(出所)IEA/ENERGY PRICE & TAXES、ガス年鑑

- ・ 日本向け価格は、欧米向け価格に比べて 1990 年代においては 1\$/MMBtu 程度高く推移してきた。しかし 2000 年代に入りその差は縮小している。
- ・ 日本向けプロジェクト間には価格の大きな違いはみられない。特に 1997 年からはインドネシアを除いて非常に近い価格で推移している。
- ・ インドネシアについては JCC リンクのフォーミュラではなく、インドネシア原油にリンクしたフォーミュラを採用しているため、他と異なる動きをしていると考えられる。また、「sカーブ」⁴措置が採用されていないため上下とも変動幅が大きい。
- ・ アメリカについては、天然ガス価格が乱高下をはじめた 2000 年以前は低位で推移してきたが、2000 年以降価格レベルは上昇基調にある⁵。
- ・ 欧州向け価格の上下動のトレンドはわが国向け価格と類似した傾向を示している。これは前述のとおり、両者とも原油、又は石油製品を指標として価格決定がなされるためであると推測される。
- ・ スペインについてみると、アルジェリアとリビアで価格の値動きが異なる。これはそれぞれに採用している価格指標の違いによるものと考えられる。

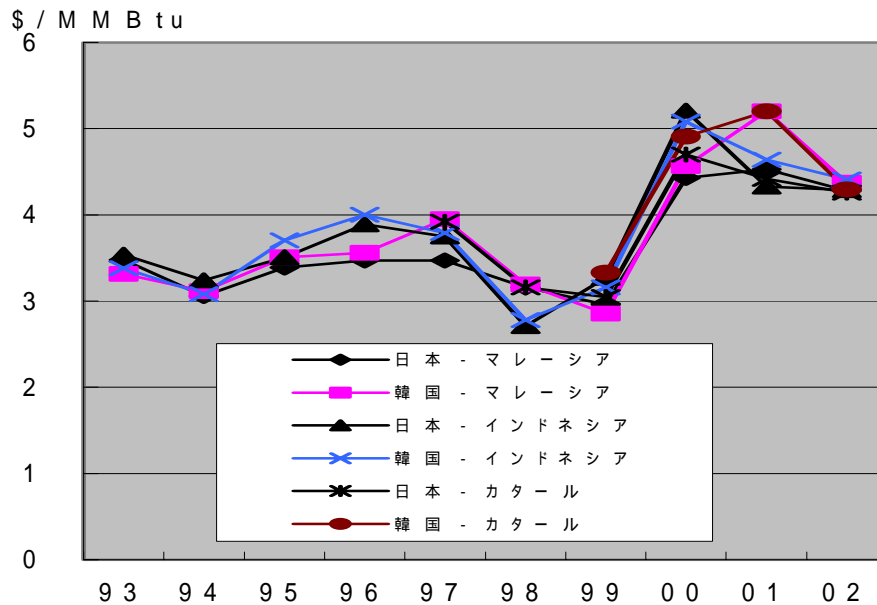
また、わが国向けと韓国向けとの価格水準を比較したのが、図 序-2-3 であるが、両国の

⁴ 第 2 部第 8 章 8-1 参照のこと

⁵ 2000/01 年冬に急騰し、短期的にはあるが 10\$ を記録した。その後、急速に値を下げ 2.5\$ 程度にまで戻したのだが、2002/03 年の寒波の余波を受け再上昇し、2003 年の平均は 4.88\$ であった。

価格水準に大きな差はみられない。基本的に同じ価格フォーミュラを採用しているため、当然の結果であるといえる。

図 序-2-3. 日韓の輸入先別 LNG 価格の推移(1993～2002年)



(出所) IEA/ENERGY PRICE & TAXES、ガス年鑑

序 - 3. 柔軟性に欠ける天然ガス供給構造(その背景と問題点)

序-3-1. わが国電力・都市ガス事業と LNG 供給

LNG 取引は序-1 の項で概観したとおり、売り主、買い主が特定している相対取引であり、大量契約、長期取引であること、引取保証(テイクオアペイ条項)が求められ、量的に下方弾力性の乏しい、そして需要期・不需求期を問わず均一・一定レートでの受け渡し(デリバリー)がなされる。安定的な供給を保证すると同時に、反面硬直的なものでもある。

ところが近年になり、この硬直性の是正を求める声が、LNG 輸入者から発せられることが多い。

例えば、わが国の電力会社幹部は今後の LNG 取引について以下のとおりのコメントを行っている(2003年9月ジャカルタにおけるラウンドテーブルにて)。

- ・ 石油火力の減少で、LNG 火力が中期的な需給変動に加えて、短期の需給変動にも対応する必要性が高まり、売主側も短期間の申し入れで、LNG 需給変動に対応しても

らう必要が生じる。LNGをより需給変動能力の高い燃料とすることが、買主側からコミットメントをとりつける条件となる。

- ・ 今後も長期契約がLNG供給の主流を占めるであろうが、今後は継続・新規を問わず、これまでのような硬直的な契約を結ぶことは困難になってきている。短期契約やオプション数量の組み合わせを契約の中に盛り込むことが必須になる。ショートノーズで年間契約量を上方または下方に変更できる数量弾力性の拡大も重要である。
- ・ 自由化の進展で将来のLNG必要量の想定が益々困難になることが予測される。仮に追加需要が見込まれたとしても、長期のコミットをしにくい状況にある。
- ・ 償却の終わったプロジェクトは勿論、新規立ち上げのプロジェクトも価格面での競争力の向上もこれまで以上に求められる。

この発言の背景について解説を行う。

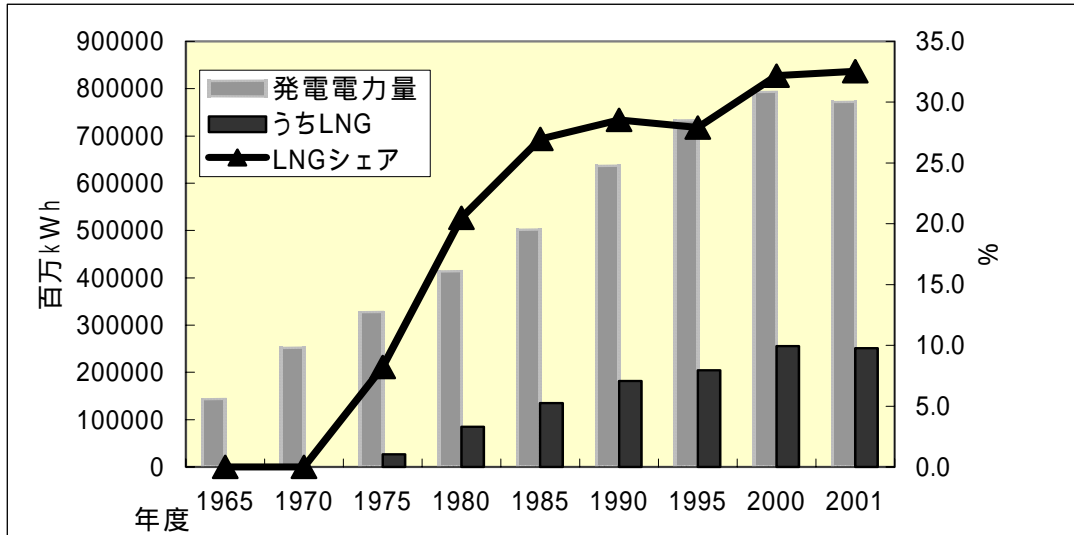
電力部門においては1990年代の前半以降、経済の不調による電力需要の伸びの鈍化、電力市場の自由化の進展、地球温暖化への対応など、変化の時代に突入している。2005年には電力需要のうち60%もが自由化の対象となる。当然、LNG取引についても事業環境の変化を避けることはできない。

電力事業においてLNGは、1969年の導入以降、他電源からLNGへの転換が盛んであり、80年代を通じて契約に定められたLNG供給量を消費するのに困難を生じることはなかった。

ところが90年代に入り転換需要が小さくなり、電力需要そのものの伸びが鈍化するにつれ、引取条件が問題となってきた。この頃にはすでに9電力会社で発電される電力の28%もがLNGを燃料とするまでにLNG転換はすすんでいた。LNG利用がベース的な運用からミドル、そしてミドル・ピークへと役割を変えてゆく⁶、その過程において、運用面で要求されるフレキシビリティを確保できなくなってきたためである。

⁶ 電源としてシェアの低く、発電コストも低位で安定的な石炭火力をベース電源と位置づけ、シェアの拡大を図る一方、ピーク電源の役割を担ってきたコスト高である石油火力のシェアを下げる、というのが電力事業における一般的な傾向。このため、LNGの役割がベースからミドル、ミドル・ピークへと変化を強いられることになる。

図 序-3-1. 発電電力量とLNG(9電力)



(出所)EDMCIエネルギー・経済統計要覧

90年代はじめ、当時の通産大臣の諮問機関である電気事業審議会は、ベストミックスの観点などから発電電力量に占めるLNGの割合をこれ以上増加させるのは好ましくなく、電力部門におけるLNG利用の拡大は電力需要の伸びの範囲内で、という指針を打ち出した。しかし電気事業審議会の方針と異なり、LNGのシェアは拡大してゆく。90年代における電力需要の伸びは2.2%であり、電力用LNG需要もこれと相応のレベルでのみ拡大してゆくはずであったものが、現実には3.4%の伸び率を示したのである。テイクオアペイなど硬直的で、下方弾力性に乏しい契約条件の影響は小さくはない。

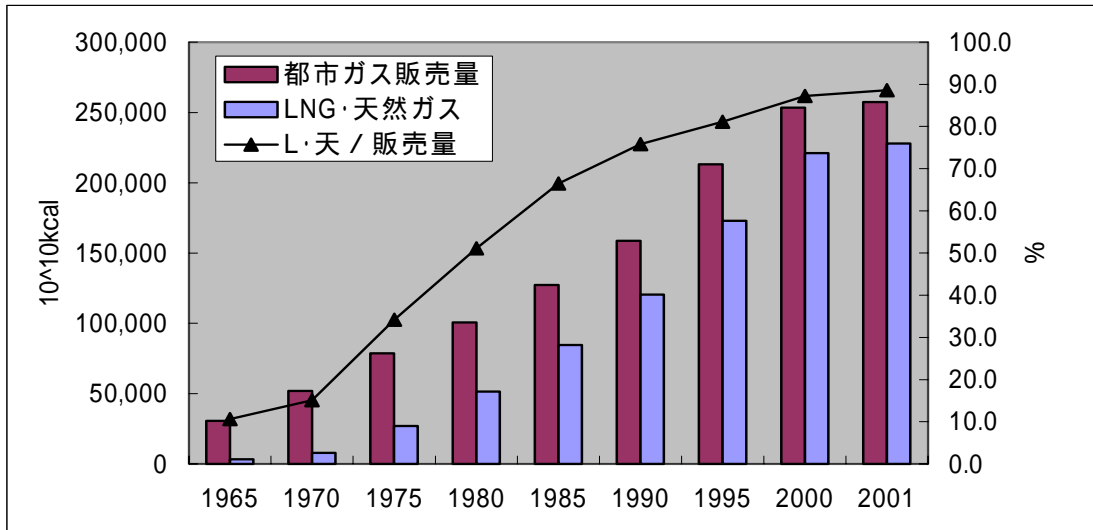
当然、LNGのみならず各種電源の弾力的な運用に制約が生じることになる。電気事業者からテイクオアペイ条項の緩和を求める声が高まった理由はここに見いだすことができる。

最大のユーザーである電力事業者から、テイク・オア・ペイ条項はプロジェクトの存立要件であるとの評価を行いつつも、100%をTOPの対象とするのではなく、例えば7~8割をその対象とすることが望まれる、との声も聞こえだしたのはこの故である。

都市ガス部門では、電力と同じく1969年のLNG導入以降、着実な原料転換が進められ、

都市ガス原料に占める LNG・天然ガスの割合も 1980 年には 51%であったものが 1990 年には 76%にまで高まった。

図 序-3-2. 都市ガスとLNG



(出所)EDMCIエネルギー・経済統計要覧

そして 1990 年代に入り東京ガス、大阪ガスそして東邦ガスが天然ガス転換を完了した。LNGのシェアは2000年には87%にも達した。このことは都市ガス部門における LNG 需要は、転換需要のほぼすべてを埋めてしまい、電力と同様、都市ガス販売量の伸びの範囲内ではか拡大できない、ということの意味する。

さらに電力、ガス事業の自由化の進展が、LNG 取引のさらなる弾力性を求めることにつながってゆく。

序-3-2. 電力・都市ガス事業の自由化とその影響

電気事業者・都市ガス事業者は、90 年代半以降、規制緩和の渦の真っ只中におかれている⁷。1995 年に電気事業法、ガス事業法が改正され、両事業に競争原理が導入されることになった。両業法は 99 年にもそろって再改正され、電力には小売部分の自由化が導入され、都市ガスは自由化範囲が拡大された。その結果、両事業とも販売量の約 3 割が自由化、つまり他社、他燃料との競争の対象になっている。そしてさらに自由化範囲の拡大を行うべく両業法が 2003 年の通常国会で改正された。

表 序-3-1. 電気事業規制緩和の経緯

年月	主な規制改革事項
1995 年 7 月	電気事業審議会・料金制度部会にて、ヤードスティック査定の導入等に関する報告書作成
1995 年 12 月	改正電気事業法施行 発電部門への新規参入の拡大を促すための卸電気事業に係る参入規制の原則撤廃、入札制度(IPP 制度)の導入、託送制度の整備 特定電気事業制度の創設
1996 年 1 月	ヤードスティック査定、燃料費調整制度導入
1997 年 5 月	「経済構造の変革と創造のための行動計画」(閣議決定) 「2001 年までに国際的に遜色のないコスト水準を目指すこと」が明記される。
1997 年 7 月	「電気事業審議会基本政策部会」設置 供給制度全般の見直しを行う 大口供給への参入拡大、一般ガス事業及び簡易ガス事業に係る許可要件の将来的な見直しの必要性等を提言
1999 年 1 月	電気事業審議会基本政策部会報告・料金制度部会中間報告～「答申」 小売供給の部分自由化、規制料金の柔軟化等
1999 年 12 月	電気事業審議会基本政策部会報告・料金制度部会中間報告～「制度答申」 託送に関するルール、規制料金の柔軟化に関するルール、適正な電力取引についての指針等
1999 年 12 月	電力会社による託送約款届出
2000 年 1 月	通産省による託送約款についての妥当性判断公表
2000 年 3 月	改正電気事業法施行 小売供給の部分自由化(最大使用電力が 2000kW 以上の需要家対象) 兼業規制の撤廃等経営の自主性尊重、料金制度の見直し等行政関与の最小化
2001 年 11 月	総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会を設置し、現行制度の見直し検討開始
2002 年 6 月	適正取引 WG、「適正な電力取引についての指針(補足・充実原案)」提示
2002 年 10 月	電気事業分科会の下に、基本問題小委員会、市場環境整備 WG、系統利用制度 WG の設置
2002 年 12 月	第 13 回電気事業分科会で「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」を発表 小売供給の部分自由化範囲の拡大 最大使用電力が 500kW 以上(平成 16 年 4 月目途) 50kW(同 17 年 4 月)以上の需要家対象

(出所)各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

LNG 導入の黎明期以降一貫してわが国の輸入者が相対的な高価格と大規模・一定量の引取責任を果たすことにより LNG プロジェクトに対する投資を可能ならしめたことは前述のとおりである。LNG の輸入者は電力・都市ガス市場の独占、総括原価による価格設定を認

⁷ 日本の電力・ガス市場自由化の動向については第 3 章 3-2-1 を参照されたい。

められていたため、これら价格的・量的リスクの過半を最終消費者に移転することができた。しかし自由化範囲の拡大はこの道を閉ざしつつある。

当然、両事業者ともすこしでも安価なLNGを求めざるを得ない。また電力・都市ガス需要も不透明で変動の中が拡大することとなり、燃料・原料の調達目標を設定することがより難しくなる。さらには自由化された市場で顧客を獲得するためには経済性はもとより、顧客の需要パターンに応じた柔軟な供給が必須となるため、燃料・原料の調達もより多様化を強いられる。

表 序-3-2. 都市ガス事業規制緩和の経緯

年月	主な規制改革事項
1992年5月	総合エネルギー調査会・ガス基本問題検討小委員会の中間報告 大口需要に対するガス供給について当事者間の交渉を基本とする方向で事業規制、料金制度の見直しを提言
1995年3月	改正ガス事業法施行 200万m ³ /年以上の大口ガス需要者への供給が自由化(従来の一般ガス事業者に加え、新たに「大口ガス事業者」の新規加入が可能に) 新規参入の「大口ガス事業者」の料金は当事者間の自由な価格設定による
1995年7月	「都市ガス事業料金制度分科会中間報告」 大口供給に係る託送を受託する一般ガス事業者による引受条件等の基本的事項に関する託送ガイドライン、ヤードスティック査定の導入等を策定。
1996年1月	ヤードスティック査定、原料費調整制度導入
1996年12月	「経済構造の変革と創造のためのプログラム」 平成13年に向けた国際的に遜色のない産業基盤サービスの実現を明言。
1997年4月	公正取引委員会「ガス事業分野における規制緩和と競争政策上の課題」 大口供給範囲の拡大、一般ガス事業者と簡易ガス事業者間の競争促進等を提言
1997年5月	「経済構造の変革と創造のための行動計画」 「2001年までに国際的に遜色のないコスト水準を目指すこと」が明記される
1997年12月	行政改革委員会「行政改革委員会最終意見」 大口供給への参入拡大、一般ガス事業及び簡易ガス事業に係る許可要件の将来的な見直しの必要性等を提言。
1998年9月	都市ガス事業機構研究会「都市ガス事業構造改革研究会報告書」 大口供給範囲の拡大、託送の活性化等について提言
1999年11月	改正ガス事業法施行 大口供給の範囲を200万m ³ 100万m ³ 以上に拡大 導管利用の際の託送ルールの整備、簡易ガス事業への参入規制の見直し等 兼業規制の撤廃等経営の自主性尊重、料金制度の見直し等行政関与の最小化
1999年12月	公正取引委員会「ガス事業分野における競争政策上の課題について(公益事業分野における規制緩和と競争政策・中間報告)
2000年12月	総合エネルギー調査会・都市熱エネルギー部会・都市ガス事業料金制度分科会「報告書」
2001年1月	ガス市場整備基本問題研究会設置(全13回開催)
2002年4月	ガス市場整備基本問題研究会「報告書」 ガス販売用導管の法規制による第3者利用促進と効率的な導管網の形成 ガス販売用LNG受入基地の相対交渉による第3者利用促進 業務用需要への供給自由化
2002年9月	総合資源エネルギー調査会・都市熱エネルギー部会を設置し、審議開始
2003年1月	第3回部会にて「今後の望ましいガス事業制度の骨格について」を発表

大口供給の範囲を100万m ³ 50万m ³ 以上(平成16年目途)10万m ³ 以上(同19年)に拡大

(出所)各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

このような環境の変化の中、需要者側ではLNG調達についての考え方に明らかな変化が見られるようになった。従来の供給の安定性最優先・長期契約、経済性と取引の柔軟性は二次的な位置付け(欧米比で割高・TOP容認)から、供給の安定性は重要ではあるが、経済性と取引の柔軟性に関してはプライオリティの引き上げ、へとである。

序 - 4 日本のLNG価格形成についての考察

前述したとおり、(韓国、台湾を含め)わが国のLNG価格は、欧米の天然ガス価格に比して割高であるという特徴を有している。こうした価格形成の背景には、歴史的なもの、地理的なもの、市場構造等多くの事項が直接的あるいは間接的に関連しているものと思われる。以下、関連する事項の中から、特に重要と考えられるものを

- ・ 他エネルギーにも当てはまる事項
- ・ LNG市場固有の性格の強い事項

の2つに大きく分けて整理した。

他エネルギーにも当てはまる主な事項としては、以下が考えられる。

一般的に、日本は、エネルギー産地から遠く、エネルギーを輸送・移動するためのコストが高くなる傾向がある。

エネルギーの自給率が低く、またエネルギー産地からも遠いことから、原燃料の調達において安定供給に対するプライオリティが極めて高く、調達ソースの選定等に当たり、安定供給と経済性等他条件のバランスや他燃料等とのバランスを重視する傾向がある。

一般的に、日本では高コスト構造を抱え、物価水準も高い。

一方、LNG市場固有の事項の中で重要と思われるものとして以下を抽出した。

アジア太平洋LNG市場では、LNG導入開始以降、プロジェクトや売主の数が限られていたこと等から長期間に渡りサプライヤーズ・マーケット(潜在的供給量が潜在的需要を上回り相対的に売主の交渉力が強い市場)で推移してきた。

日本では長期契約に基づくLNGが主な天然ガス供給ソースである。長期契約(20年間等)で引取数量を確保することは、供給の安定性確保に資したが、反面、途中で契約数量等を見直すことができないため、価格、購入条件を抜本的に是正する機会が乏しかった。

日本の電力・ガス事業は、長い間、事業・料金規制下に置かれていたため、それぞれの事業領域がはっきりと分かれ、総括原価主義のもと料金設定がなされていた。さらには、両事業への新規参入の道は閉ざされていたため、LNG価格引き下げについて

のインセンティブがはたらき難い環境にあった。

LNG プロジェクトは巨額の投資資金が必要であり、ファイナンスをクローズするためにも供給サイドでそのリスクに見合う収益を長期的に安定確保する必要がある。

アジア太平洋 LNG 市場は、欧米の天然ガス市場と

- ・ 主な供給者が異なること
- ・ 天然ガスの主な供給方式（LNG、パイプライン）が異なること
- ・ 地理的に離れていたこと

等から市場として孤立した状態となり、固有の価格体系が形成されている。

ところが近年になり、LNG 固有の事項については以下のとおり変化が見込まれる状況となっている。

表 序-4-1. 日本の LNG 価格形成に関連する変化の状況

事項	変化動向
売主市場から買主市場へ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1990 年代後半、わが国の LNG 需要の伸び悩み、供給能力の 100% に買主を確保できないプロジェクトの立ち上がりなどもあり、市場が緩和した状態にある。
長期契約による調達に加えて短期、スポットによる取引が	<ul style="list-style-type: none"> ・ アジア太平洋市場では供給安定性を確保するため、引き続き長期契約が主流となると思われるが、契約の短期化のみならずスポット的な調達が増加しつつある。
電力、ガス市場への競争導入のための環境整備が進展	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力・ガス事業に関し、近時の市場自由化の動きに加え、今後の制度設計のあり方に関する検討が進みつつある
供給サイドにおけるリスク負担の縮小	<ul style="list-style-type: none"> ・ 技術革新や規模の経済性、競争等により液化コストや LNG 船建造費等が低下傾向にあり、また FOB 契約が増加しつつあることから、売主側の負担するリスクのレベルが低下しつつある
大西洋天然ガス市場との一体化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中東プロジェクトは、太平洋と大西洋市場の双方へ積極的に販売している ・ 欧米で LNG 輸入量の増加が着実に増加している ・ 米国西海岸における受入基地建設計画の発表

(出所)ヒアリング等からエネ研作成

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第1部 東アジア天然ガス市場の現状

第1章 日・韓・台・中の天然ガス市場の現状分析

天然ガス・新燃料グループ 研究員 森川 哲男

要 旨

東アジアの天然ガス需要量は、域内での生産量を大きく上回り、需給ギャップは LNG の輸入によって賄われている。東アジアのエネルギー需要構造は、石油依存度が大きい日本、韓国、台湾と、石炭中心の中国とで異なる。現在の天然ガス消費は、日本と台湾が発電用途、韓国は都市ガス用途、中国は肥料製造等の化学用途が中心である。ガス供給体制を見ると、日本では民間会社が輸入・卸売及び小売を行っているが、韓国及び台湾は国営企業が輸入・卸売を独占している。計画経済から市場経済への転換を行っている中国の天然ガス産業は、政府、国営・公営企業の支配力が相対的に強い。ガスインフラを見ると、パイプライン網が域内で最も良く整備されている韓国と、多数の LNG 受入基地を持つパイプライン網は韓国に比べ整備されていない日本が対照的である。中国は急激な天然ガスシフトを達成すべく、西気東輸を始めとする国内パイプライン網整備に注力している。

2002年の東アジア向けにおける LNG 売買契約量の合計は年間 7,720 万トンであり、その 7割が日本向け、2割が韓国向け、1割が台湾向けである。2005～2006年より中国が東アジア第4の LNG 輸入国となる。1995年から2000年にかけて、東アジア向けの LNG 価格は\$3～5/MMBtuの間を推移した。同市場向けの LNG 価格は基本的に JCC 価格にリンクしているの
で、日本、韓国、台湾の価格は類似した値動きを示している。

2002年の東アジアの天然ガス需要量は 140BCM であった。Asia Pacific Energy Research Centre の見通しによると、2020年に需要量は 338BCM に達すると見込まれている。一方、2020年の東アジア域内における天然ガス生産量は 76BCM、LNG 供給ポテンシャルは 272BCM、パイプラインガス輸入量ポテンシャルは 76BCM と見込まれている。従って、2020年の東アジアの天然ガス供給ポテンシャルである 424BCM は、需要見通しである 370BCM を大きく上回っており、2020年時点での需要に見合うだけの潜在量は充分にある。

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

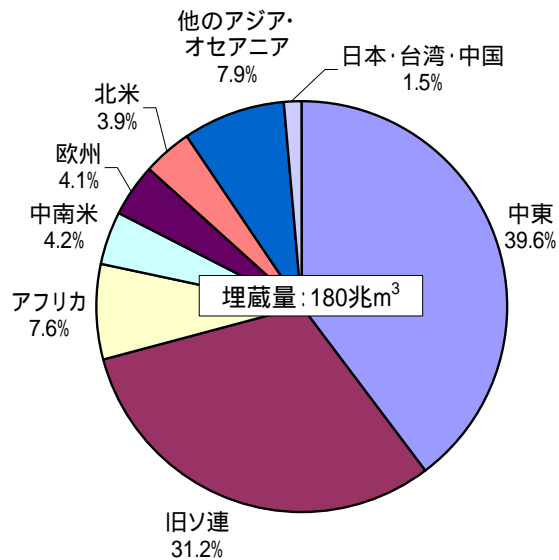
第1部では、調査対象である日本、韓国、台湾、中国での天然ガス市場の現状を分析する。まず第1章1-1では、世界の天然ガス埋蔵量、生産量、消費量、天然ガス貿易について概観し、調査対象4カ国の世界における位置付けを確認する。次に1-2では、各国の天然ガス政策、ガス供給体制、ガスインフラ、ガス需要パターンを把握する。1-3では、各国のLNG輸入契約（長期、中期）および価格水準を概観する。更に1-4において、天然ガスの需要・供給見通し、2020年時点における東アジアの天然ガス需給バランスを考察する。

1-1. 市場(需給)の変遷

1-1-1. 天然ガス埋蔵量

2003年初頭における世界の天然ガス確認埋蔵量は約180兆 m^3 であり、その7割を中東と旧ソ連の国々が占めている(図1-1-1)。本調査対象国である日本、台湾、中国を合わせても、世界の1.5%を占めるに過ぎない。また、統計上は韓国に天然ガス埋蔵量は存在しない。

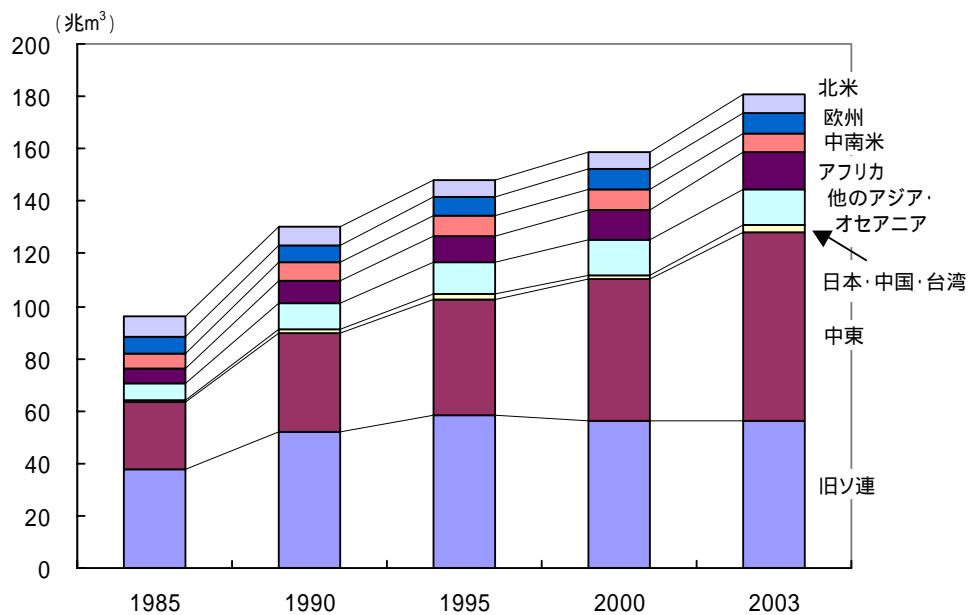
図1-1-1 地域別の天然ガス確認埋蔵量の比率(2003年1月時点)



(出所) CEDIGAZ, Natural Gas in the World

図1-1-2に示す1985年以降の推移を見てもわかるように、世界的に増加傾向が続いている。旧ソ連地域では近年減少傾向である一方、中東地域の資源開発が活発になっており、確認埋蔵量は大きく伸び続けている。

図 1-1-2 天然ガス確認埋蔵量の推移

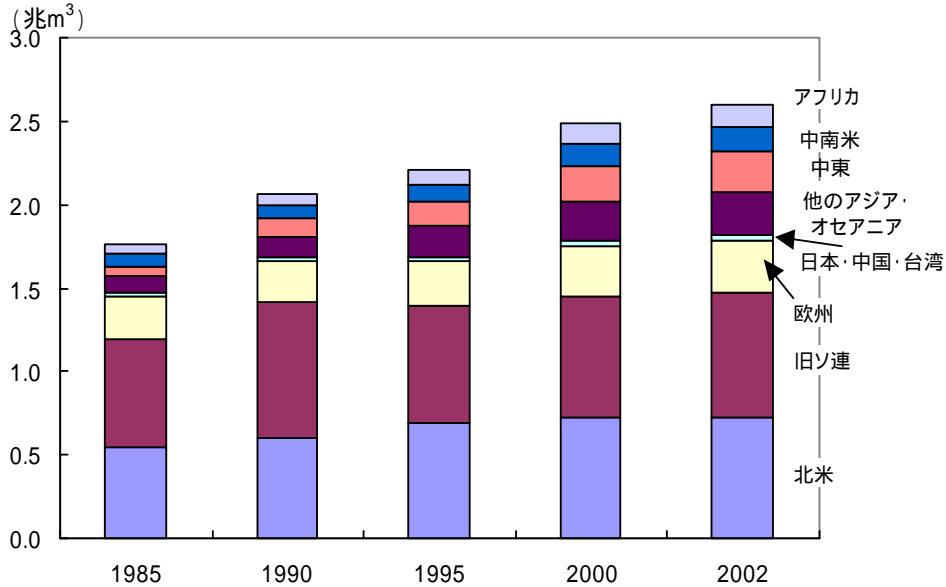


(出所) CEDIGAZ, Natural Gas in the World

1-1-2. 天然ガス生産量

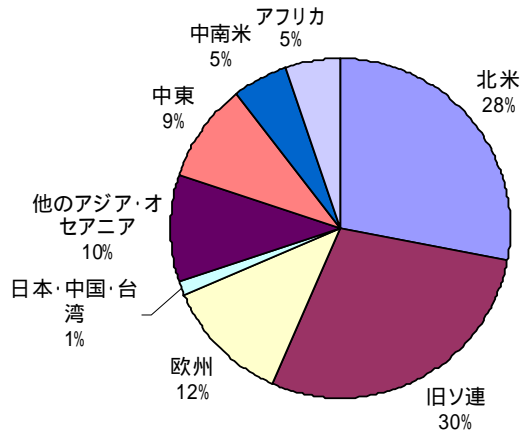
2002年における世界の天然ガス生産量は約2.6兆m³であった。生産量は順調に増加している。(図1-1-3)。地域別に見ると、北米および旧ソ連がそれぞれ約3割ずつで、欧州およびアジア・オセアニアで約1割ずつという比率である(図1-1-4)。国別では、ロシア(23%)と米国(21%)が多い。日本・中国・台湾の3カ国の合計は、世界の1%を占めるに過ぎない。

図 1-1-3 世界の地域別天然ガス生産量の推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 1-1-4 地域別の天然ガス生産量の比率(2002年)



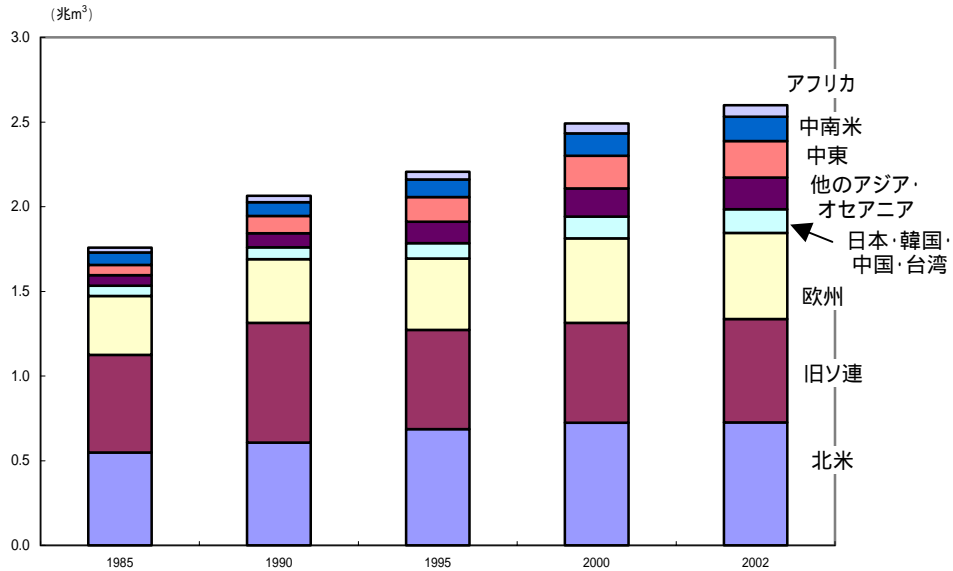
(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

1-1-3. 天然ガス消費量

2002年の在庫変動量を除く世界の天然ガス消費量は約2.6兆 m^3 であり、前年比1.9%増加した。高生産量を誇る北米、旧ソ連や、パイプライン網が整備され域内、アフリカ、旧ソ連からの天然ガス貿易が盛んに行なわれている欧州での消費が多く、次いでアジア・オセアニアが12%となっている(図1-1-5、1-1-6)。2002年における日本・韓国・

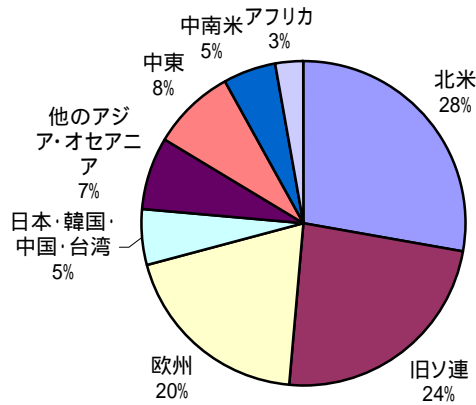
台湾・中国の消費量は、世界の5%を占めている。

図 1-1-5 世界の天然ガス消費量の推移



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

図 1-1-6 地域別天然ガス消費量 (2002年)



(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

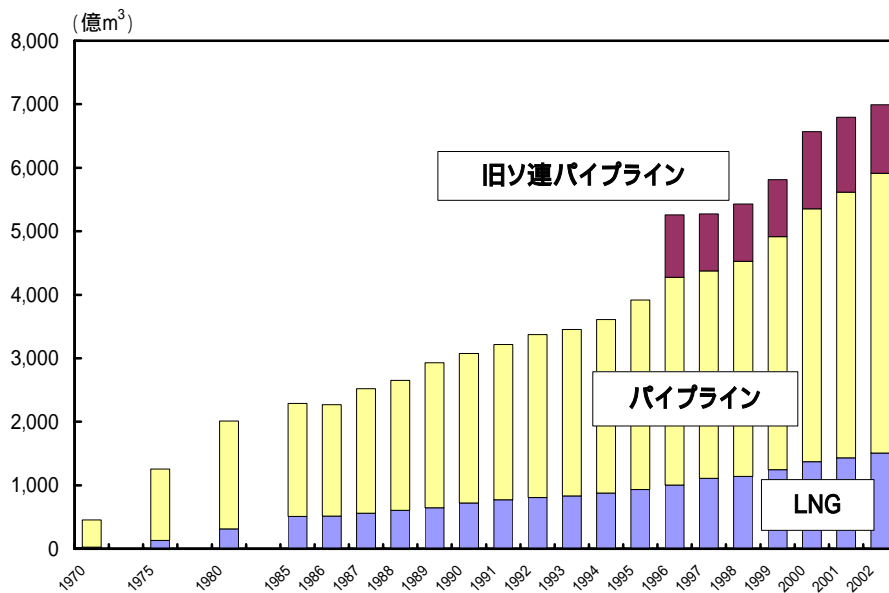
1-1-4. 天然ガス貿易

天然ガスの国際取引量は毎年増加しているが、1996年以降は旧ソ連諸国内での取引も加わり、統計上は大幅に増加している(図 1-1-7)。ここでは、過去との比較のために、

この旧ソ連域内での取引量を除いた統計値を取り扱うことにする。

過去10年間の年平均伸び率は3.7%であり、同時期の天然ガス消費量の年平均伸び率よりはるかに高い。2002年の天然ガス取引量は5,914億 m^3 であり、2001年の5,615億 m^3 に比べて5.3%の伸びを示している。

図 1-1-7 天然ガスの国際取引量の推移(パイプラインとLNG)

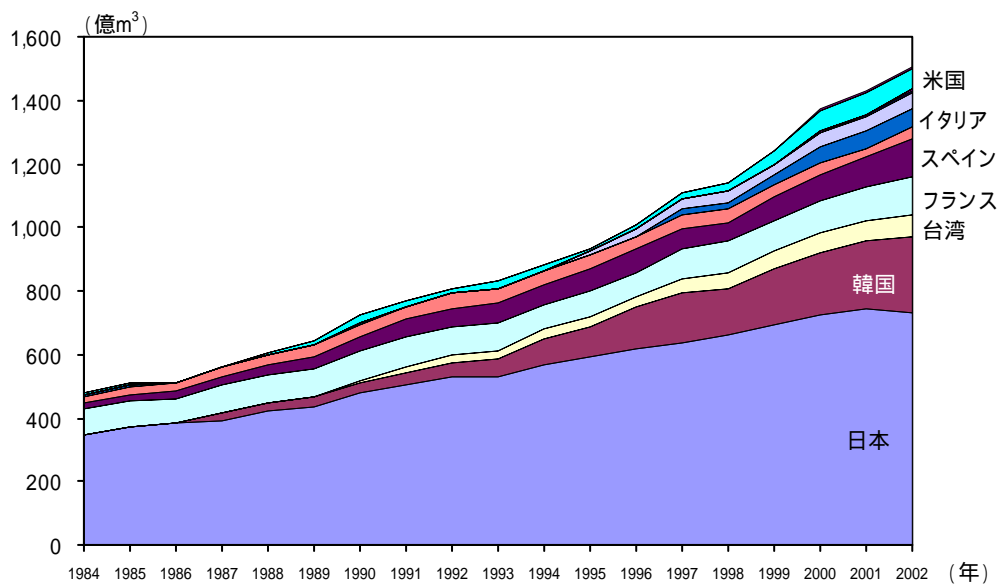


(出所) Cedigaz, Natural Gas in the World

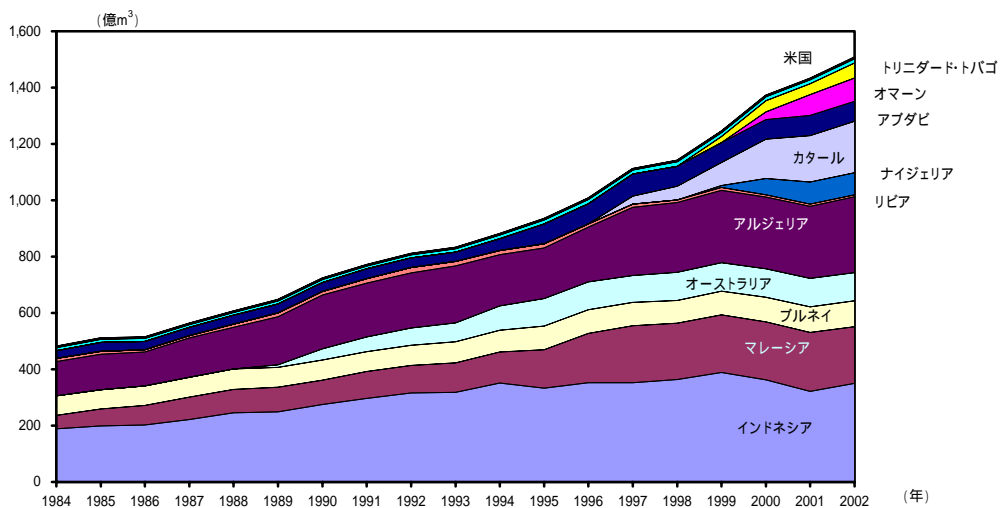
天然ガス取引の中で、LNG取引は活発になっている。1990年以降は、年平均で約6%ずつ伸びている(図1-1-8)。2002年のLNG取引量は1.50億 m^3 (天然ガス換算)であり、2000年の1.43億 m^3 に比べて5.2%の伸びを示している。

図 1-1-8 国別 LNG 取引量の推移

(a) 輸入国別



(b) 輸出国別



(出所) Cedigaz, Natural gas in the World

欧米では、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。2003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、アジアでは日本、韓国、台湾という12カ国に限られている。全取引量のうち、アジアが69%、欧州が26%、北中米が残り5%程度となっている。特に、日本だけでも5割近くを占めており、最大のLNG輸入国である。一方、LNGの輸出国側から見ると、アジア太平洋地域（インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア）が全LNG取引量の約半分（51%）、アフリカ地域（アルジェリア、リビア、ナイジェリア）が24%、中東地域（カタール、アブダビ、オマーン）が22%を占めている。1990年代の後半より、カタール、オマーン、ナイジェリアが大きく輸出量を伸ばしている。

1-2. 日・韓・台・中のガス市場の概要

1-2-1. 日本

(1). エネルギー需給の概要

A. 一次エネルギー供給

2001年の日本における一次エネルギー供給量は5億2,070万石油換算トンであった。石油が2億5610万トンで49.2%を占めている。天然ガスの占める割合は、1991年の10.5%から2001年には12.4%に増加した。（表1-2-1）

表 1-2-1 日本の一次エネルギー供給量推移

(単位:百万TOE)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1991年	76.7	254.3	46.5	55.6	9.9	443.0
(構成比)	17%	57.4%	10.5%	13%	2%	100.0%
1996年	84.6	273.5	56.1	78.8	17.4	510.4
(構成比)	17%	53.6%	11.0%	15%	3%	100.0%
2001年	100.2	256.1	64.8	83.4	16.3	520.7
(構成比)	19%	49.2%	12.4%	16%	3%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	2.0%	1.5%	3.8%	7.2%	11.9%	2.9%
平均伸び率(1996/2001)	3.4%	-1.3%	2.9%	1.1%	-1.3%	0.4%
平均伸び率(1991/2001)	2.7%	0.1%	3.4%	4.1%	5.1%	1.6%

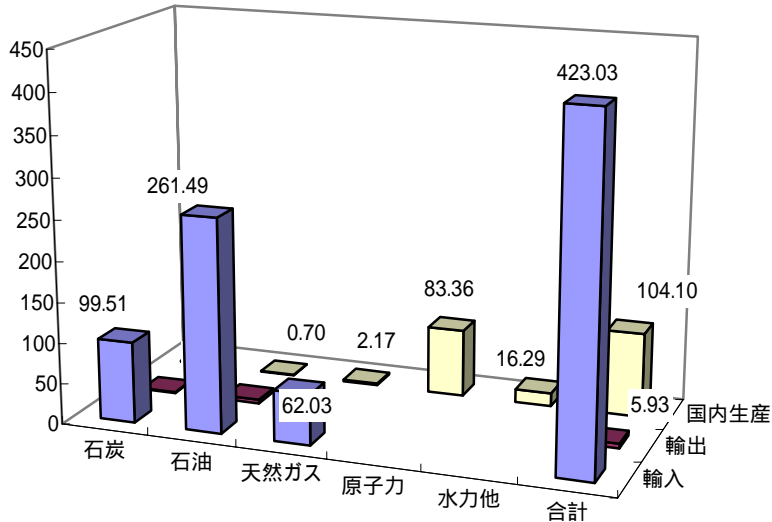
(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

B. エネルギー国内生産および輸出入

エネルギー源の国内生産は、原子力と水力を除けば一次エネルギー供給量の1%程度に過ぎない。天然ガスについては、供給量の97%を輸入に依存している。（図1-2-1）

図 1-2-1 日本のエネルギー国内生産、輸出および輸入量

(百万TOE)



(出所) IEA, Energy Balances of OECD Countries

C. 最終エネルギー消費

2001年の最終エネルギー消費量は3億4,210万石油換算トンであった。産業用が35.9%で最も高く、次いで輸送用が28.1%、商業用が16.9%となっている。過去10年間を見ると、産業用が減少する一方で、商業用が大きく増加している。(表1-2-2)

表 1-2-2 日本の部門別最終エネルギー消費推移

(単位:百万TOE)

	産業用	輸送用	農業用	商業用	家庭用	その他	合計
1991年	143.2	83.6	7.0	19.4	41.6	19.8	314.6
(構成比)	45.5%	26.6%	2.2%	6.2%	13.2%	6.3%	100.0%
1996年	133.6	90.0	11.4	41.3	49.1	11.6	337.0
(構成比)	39.7%	26.7%	3.4%	12.2%	14.6%	3.4%	100.0%
2001年	122.9	96.1	6.7	57.9	46.6	12.0	342.1
(構成比)	35.9%	28.1%	1.9%	16.9%	13.6%	3.5%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	-1.4%	1.5%	10.3%	16.3%	3.3%	-10.2%	1.4%
平均伸び率(1996/2001)	-1.7%	1.3%	-10.3%	7.0%	-1.0%	0.7%	0.3%
平均伸び率(1991/2001)	-1.5%	1.4%	-0.5%	11.6%	1.1%	-4.9%	0.8%

(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

D. 天然ガス消費形態

天然ガスの消費形態を見ると、発電用が71.6%で圧倒的に多く、次いで産業用、民生用である。需要全体は、1991年から2001年にかけて、年平均3.4%で増加した。用途別では、同時期に発電用が年平均3.2%、産業用が4.5%増加し、民生用は減少した。(表1-2-3)

表1-2-3 日本の天然ガス用途別消費量推移

(単位:百万TOE)

	発電用	産業用	民生用	輸送用	その他	合計
1991年	33.7	5.4	8.2	0.0	-0.8	46.5
(構成比)	72.5%	11.6%	17.7%	0.0%	-1.8%	100.0%
1996年	38.2	7.7	8.3	0.0	1.8	56.1
(構成比)	68.2%	13.8%	14.8%	0.0%	3.2%	100.0%
2001年	46.4	8.4	7.5	0.0	2.5	64.8
(構成比)	71.6%	13.0%	11.6%	0.0%	3.8%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	2.5%	7.4%	0.2%	0.0%	-	3.8%
平均伸び率(1996/2001)	4.0%	1.7%	-2.0%	0.0%	6.7%	2.9%
平均伸び率(1991/2001)	3.2%	4.5%	-0.9%	0.0%	-	3.4%

(注)その他には、自家消費、ガス製造、転換ロスなどを含む。1991年の数値がマイナスになっているのは、石油精製等における副生ガス等が反映されているためである。

(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

E. 燃料別発電量

2001年の発電量合計は1,033TWhであった。1991年から2001年の10年間に、年平均1.6%の伸び率を示している。燃料別では、原子力が発電量合計の31%、天然ガスは24.9%を占めている。発電燃料としての石油が大きくシェアを減らす一方で、石炭、天然ガス、原子力が4~6%の伸び率を示している。(表1-2-4)

表1-2-4 日本の燃料別発電量推移推移

(単位:TWh)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1991年	128	267	173	213	99	880
(構成比)	14.5%	30.3%	19.6%	24.3%	11.3%	100.0%
1996年	182	210	202	302	104	1,000
(構成比)	18.1%	21.0%	20.2%	30.2%	10.4%	100.0%
2001年	239	117	257	320	101	1,033
(構成比)	23.1%	11.3%	24.9%	31.0%	9.7%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	7.3%	-4.7%	3.2%	7.2%	1.0%	2.6%
平均伸び率(1996/2001)	5.6%	-11.0%	4.9%	1.1%	-0.7%	0.6%
平均伸び率(1991/2001)	6.4%	-7.9%	4.1%	4.1%	0.1%	1.6%

(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

(2). 天然ガス事情

A. 天然ガス導入と政策

日本のLNG輸入は1969年に開始された。急速な工業化によって、特に都市部で大気汚染が深刻になったことがLNG導入の直接的な要因である。その後、1970～1990年代にかけて、LNG輸入量は一貫して伸びた。その背景には、天然ガスが持つ環境面での相対的な優位性に加えて、石油に比べて天然ガス確認埋蔵量の中東集中度が低いことによるエネルギー安全保障上のメリット、ガス複合発電（CCGT）の登場によって、天然ガス火力発電の経済性が高まったことが主な要因としてあった。

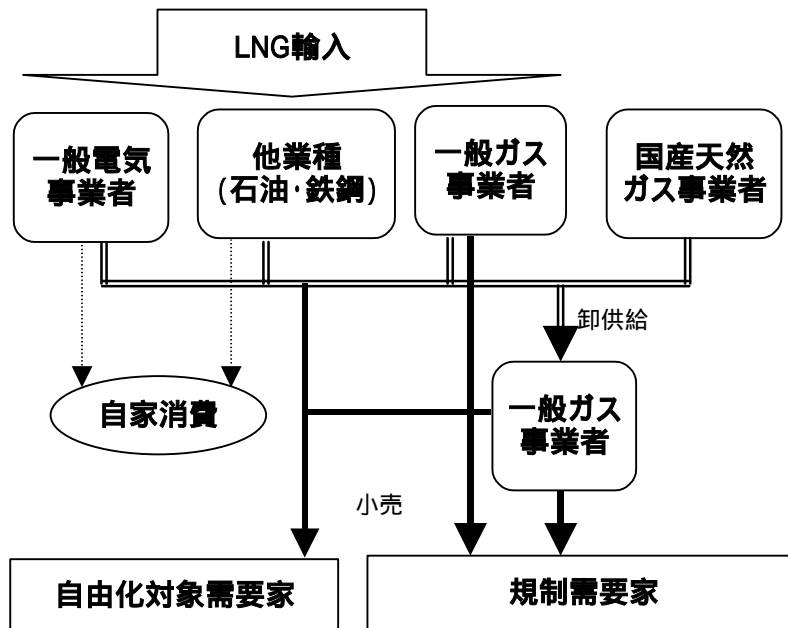
日本におけるガス政策は、他のエネルギー源と同じく経済産業省の所管であり、同省・資源エネルギー庁が具体的な政策立案および遂行を担当する。ガス産業は主にガス事業法、電力産業は主に電気事業法によって規制されている。2001年に発表された長期エネルギー需給見通しによると、日本の一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は、2010年には13.2%に微増する。2003年10月に閣議決定されたエネルギー基本計画では、天然ガスは安定供給および環境保全の両面から重要なエネルギー源であり、天然ガス利用拡大のために、燃料転換や新たな利用技術の開発を推進するとされている。

B. ガス産業構造

LNG輸入者は、ガス事業法で定められている一般ガス事業者（東京ガス、大阪ガス、東邦ガス等）²、電気事業法で定められている一般電気事業者（東京電力、関西電力、中部電力等）および国産天然ガス生産者、一部の石油・鉄鋼等他業種である。国内の天然ガス生産者（帝国石油、石油資源開発等）は、主に一般ガス事業者が天然ガスをパイプラインで卸供給している。日本に輸入されたLNGは、輸入者である一般電気事業者や一般ガス事業者が自社で消費・配給するか、他の一般ガス事業者や産業需要家に卸供給される。小売については、年間契約ガス使用量が100万m³を超える需要家が現時点で自由化の対象とされている。（図1-2-2）なお、電力・ガス市場の自由化動向については第2章で詳述する。

² 現在、日本には229の一般ガス事業者が存在している。この中で、LNGを輸入しているのは、東京ガス、大阪ガス、東邦ガス、静岡ガス、広島ガス、西部ガス、日本ガス、仙台市ガス局の8社である。

図1-2-2 日本ガス産業の構造

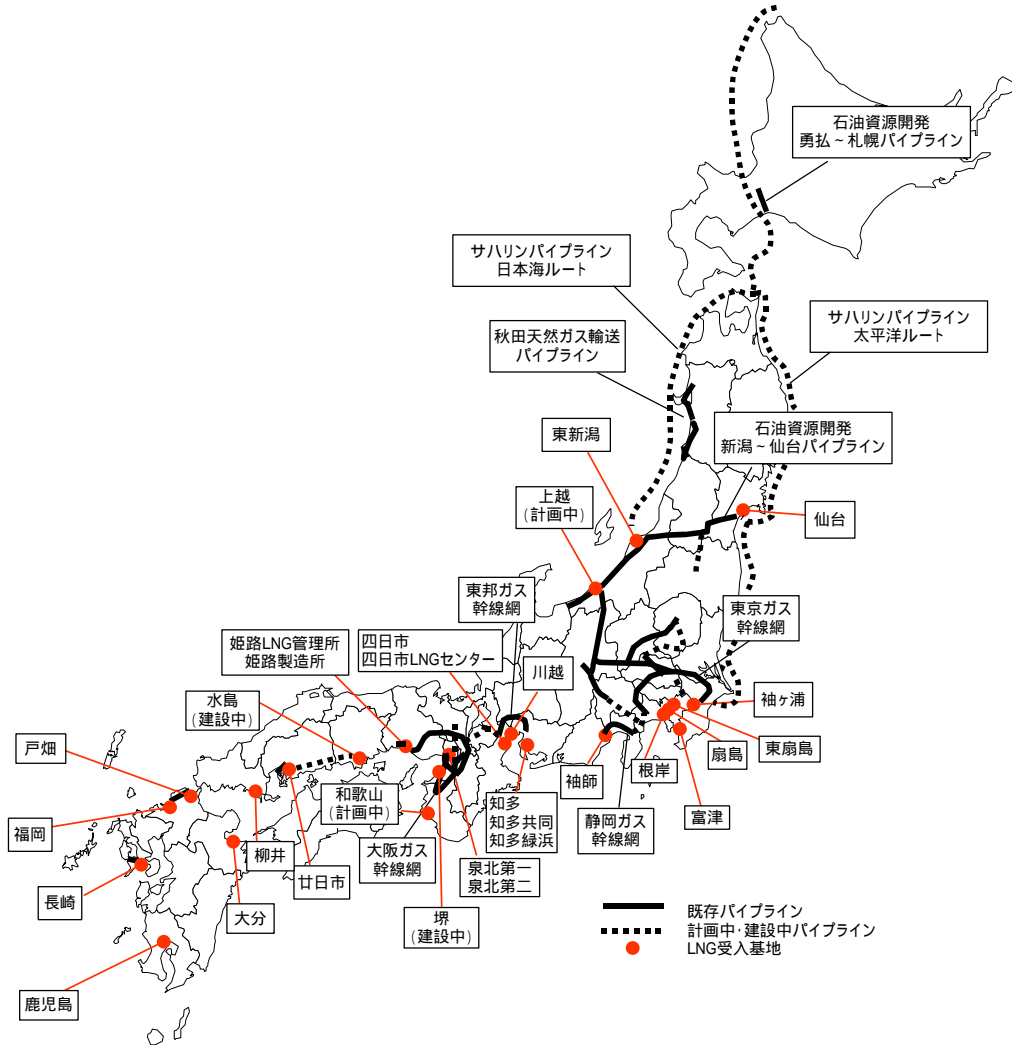


C. 天然ガスインフラ

日本のLNG受入基地は現在25ヵ所が稼動しており、3ヵ所が建設中または計画中である。輸入者である電力・ガス会社が、単独あるいは共同で受入基地を所有および運営していることが多い。

日本の幹線パイプラインの総延長は、2000年現在で3,149kmである。国内全体をカバーするパイプライン網は存在せず、大都市や新潟のガス田周辺で局所的にパイプラインが敷設されているに過ぎない。一般ガス事業者や卸供給事業者がパイプラインを所有することが多い。サハリン1プロジェクトが実現すれば、日本にとって初のパイプラインガス輸入プロジェクトとなる。現在パイプラインルートは太平洋ルートと日本海ルートが検討されている。(図1-2-3) サハリンからのパイプラインガス・プロジェクトについては第9章で詳述する。

図 1-2-3 日本の天然ガスインフラ

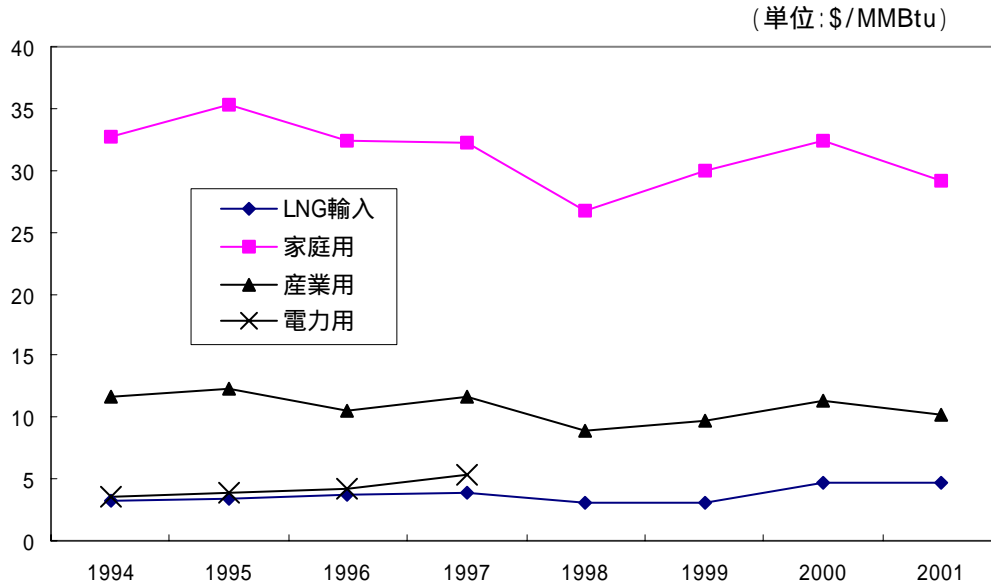


(出所) 日本エネルギー経済研究所

D. 天然ガス価格の水準と価格決定方式

図 1-2-4 は 1994 年から 2001 年までの日本の用途別天然ガス価格推移である。後述する韓国、台湾と比較して産業用と家庭用の料金格差が大きいことが特徴としてあげられるが、LNG 輸入価格が上昇傾向にある中で、産業用、家庭用の料金は低下傾向にある。

図 1-2-4 日本の天然ガス価格推移



(出所) LNG 輸入価格は BP 統計、それ以外は IEA ENERGY PRICE & TAXES より作成

日本のガス価格は、規制市場の場合、原料費（LNG 輸入価格もしくは国産天然ガス購入価格）、供給コスト、適正利潤の合計を経済産業省が認可して決められている。自由化された市場の場合、競争価格であり供給者と需要者との交渉で価格が決まる。なお、LNG は輸入時にトン当たり 840 円の石油石炭税³、ガスの消費段階で消費税がかかる。日本の都市ガス価格には、政府の補助等優遇措置はみられない。為替レートや原油価格の変動は、原料費調整（電力では燃料費調整）制度によって、都市ガスや電力価格に反映することが認められている。

1-2-2. 韓国

(1). エネルギー需給の概要

A. 一次エネルギー供給

2001 年における韓国の一次エネルギー供給量は 1 億 9,240 万石油換算トンであった。石油の 1 億 110 万トンが 52.5%を占め、日本以上に石油依存率が高い。天然ガスの占める割合は、1991 年の 3.4%から 2001 年には 9.7%に増加した。(表 1-2-5)

³LNG に対する石油石炭税の税率は、2005 年 4 月より 940 円/トン、2007 年 4 月より 1,080 円/トンに引き上げられる予定である。

表 1-2-5 韓国の一次エネルギー供給量推移

(単位:百万TOE)

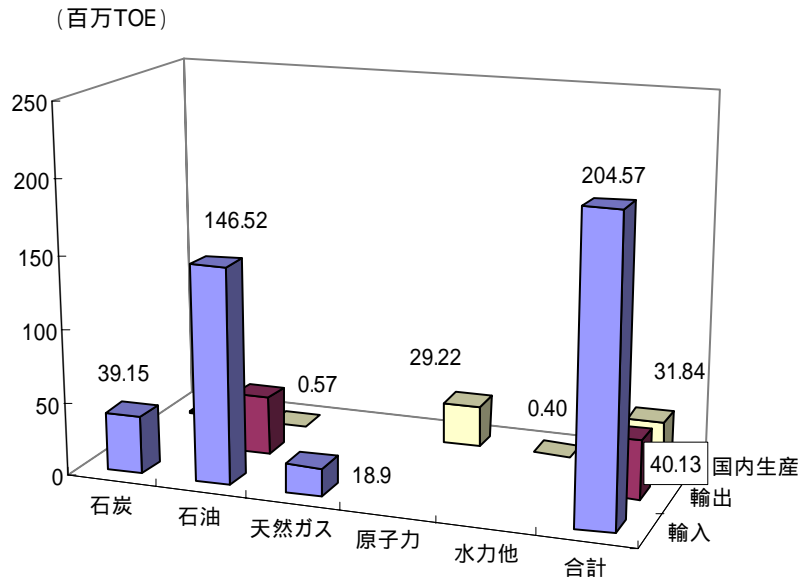
	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1991年 (構成比)	24.8 24.4%	58.3 57.4%	3.4 3.4%	14.7 14.4%	0.4 0.4%	101.7 100.0%
1996年 (構成比)	30.5 18.7%	101.8 62.6%	10.9 6.7%	19.3 11.8%	0.2 0.1%	162.7 100.0%
2001年 (構成比)	43.0 22.3%	101.1 52.5%	18.7 9.7%	29.2 15.2%	0.4 0.2%	192.4 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	4.2%	11.8%	26.1%	5.6%	-12.7%	9.9%
平均伸び率(1996/2001)	7.1%	-0.1%	11.4%	8.7%	12.7%	3.4%
平均伸び率(1991/2001)	5.7%	5.6%	18.5%	7.1%	-0.8%	6.6%

(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

B. エネルギー国内生産および輸出入

日本と同じくエネルギー源の国内生産は、原子力と水力を除けば一次エネルギー供給量の1%程度である。天然ガスについては、全量を輸入に依存している。(図 1-2-5)

図 1-2-5 韓国のエネルギー国内生産、輸出および輸入量



(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

C. 最終エネルギー消費

2001年の最終エネルギー消費量は1億3,010万石油換算トンであった。産業用が44.8%

で最も高く、次いで輸送用が 23.9%、商業用および家庭用がそれぞれ 12.3%となっている。
(表 1-2-6)

表 1-2-6 韓国の最終エネルギー消費量推移

(単位:百万TOE)

	産業用	輸送用	農業用	商業用	家庭用	その他	合計
1991年 (構成比)	37.2 47.7%	16.0 20.6%	1.9 2.4%	3.0 3.8%	19.8 25.4%	0.1 0.1%	78.0 100.0%
1996年 (構成比)	51.7 43.1%	29.2 24.4%	3.3 2.8%	20.3 16.9%	10.7 8.9%	4.8 4.0%	120.0 100.0%
2001年 (構成比)	58.3 44.8%	31.1 23.9%	3.9 3.0%	16.0 12.3%	16.1 12.3%	4.8 3.7%	130.1 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	6.8%	12.8%	12.3%	46.7%	-11.6%	148.7%	9.0%
平均伸び率(1996/2001)	2.5%	1.2%	3.3%	-4.6%	8.5%	-0.3%	1.6%
平均伸び率(1991/2001)	4.6%	6.8%	7.7%	18.3%	-2.1%	57.4%	5.3%

(出所)IEA Energy Balances of OECD Countries

D. 天然ガス消費形態

天然ガスの消費形態を見ると、民生用が 34.8%で多く、次いで発電用である。需要全体は、1991年から2001年にかけて、年平均 18.5%で増加した。用途別では、産業用および民生用の伸びが大きい。(表 1-2-7)

表 1-2-7 韓国の天然ガス用途別消費量推移

(単位:百万TOE)

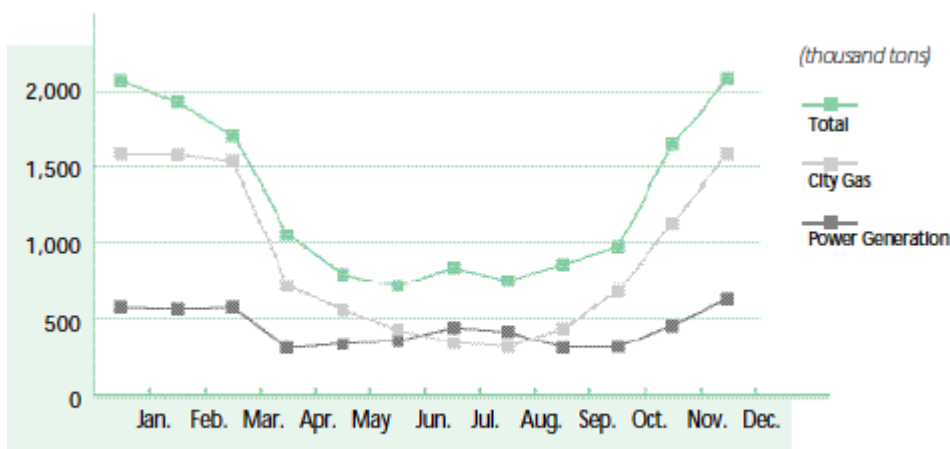
	発電用	産業用	民生用	輸送用	その他	合計
1991年 (構成比)	2 66.8%	0 9.1%	1 33.9%	0 0.0%	0 0.0%	3 100.0%
1996年 (構成比)	3 26.0%	1 6.9%	4 33.1%	0 0.0%	4 34.0%	11 100.0%
2001年 (構成比)	4 21.6%	3 17.1%	7 34.8%	0 0.0%	5 26.5%	19 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	4.4%	19.1%	25.5%	-	-	26.1%
平均伸び率(1996/2001)	7.3%	33.7%	12.6%	-	6.0%	11.4%
平均伸び率(1991/2001)	5.9%	26.2%	18.8%	-	-	18.5%

(注)その他には、自家消費、ガス製造、転換ロスなどを含む。

(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

韓国の天然ガス需要における特徴は、その季節間需要格差の大きさである。図 1-2-6 に示す通り、ガス販売量のピークは都市ガス需要に押し上げられて冬季に発生する。2001年の場合、夏期と冬期のガス販売量ピーク格差は 2.95 倍とされている。

図 1-2-6 ガス販売量季節間格差 (2001 年)



Peak Ratio of Monthly Gas Sales : Max/Min = 2.95

(出所)KOGAS

E. 燃料別発電量

2001年の発電量合計は281TWhであった。1991年から2001年の10年間に、年平均9%の伸び率を示している。燃料別では、原子力が発電量合計の39.9%、石炭が39.2%と多く、天然ガスは10.8%を占めている。発電燃料としての石油がシェアを減らし、石炭、天然ガス、原子力のシェアが増えているのは日本と共通している。(表1-2-8)

表 1-2-8 韓国の燃料別発電量推移

(単位:TWh)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1991年	20	27	10	56	5	119
(構成比)	17.0%	22.9%	8.4%	47.5%	4.3%	100.0%
1996年	79	41	27	74	2	224
(構成比)	35.2%	18.5%	12.1%	33.1%	1.1%	100.0%
2001年	110	24	30	112	4	281
(構成比)	39.2%	8.5%	10.8%	39.9%	1.5%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	31.4%	8.8%	22.2%	5.6%	-13.4%	13.5%
平均伸び率(1996/2001)	7.0%	-10.3%	2.4%	8.7%	11.5%	4.7%
平均伸び率(1991/2001)	18.5%	-1.2%	11.9%	7.1%	-1.7%	9.0%

(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries

(2). 天然ガス事情

A. 天然ガス導入と政策

韓国は1986年にLNG輸入を開始した。LNG導入の背景としては、2回の石油危機により、石

油依存度の低減を図る必要があったこと、都市部における大気汚染の深刻化および所得の増加に伴い、国民がクリーンかつ取り扱いが容易な燃料を求めたことがある。輸入開始以降、特に軍事政権下にあつては強力な天然ガス導入政策によって、また1990年代には原子力発電所に反対する世論の高まりや、石炭利用に対する規制から天然ガス需要は急速に伸びた。

韓国におけるガス政策は、エネルギー政策担当国家機関である通商産業エネルギー省（MOCTIE: Ministry of Commerce, Industry and Energy）の管轄であり、同省はエネルギー・資源政策局のほか、計画管理局および通商・投資政策局の3部局で構成される。2002年12月に発表された第2次国家エネルギー基本計画では、環境規制による制約要因が増大する中でエネルギー市場のグローバル化が加速するという市場環境予測の下で、エネルギー安全保障の重要性を再認識し、効率的かつ安定的なエネルギー需給システムを確立することが基本方針として掲げられている。

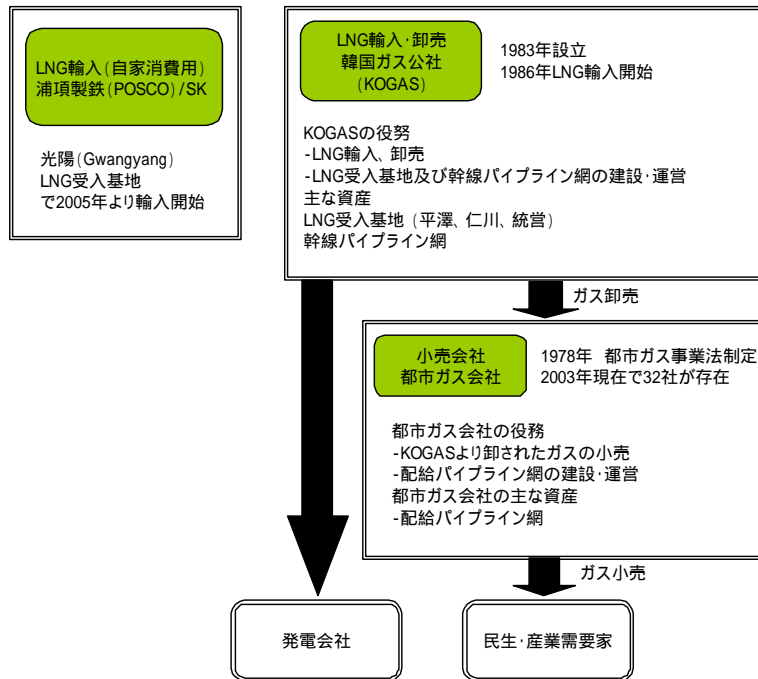
B. ガス産業構造

韓国における天然ガスは、100%海外からの輸入LNGによって賄われている⁴。輸入と卸売は、国営企業である韓国ガス公社（KOGAS）が独占、小売は32社の都市ガス会社⁵がそれぞれの供給地域で独占している。KOGASにとって最大の需要家である韓国電力公社（KEPCO）向けは、KOGASが直接卸している。但し、2001年の石油事業法（Oil Business Act）改正により、自家消費用に限定してではあるが、KOGAS以外の事業者でもLNGを輸入することが許可されている。これを受けて、浦項製鉄とSKが2005年よりLNG輸入を開始する予定である。（図1-2-7）

⁴ 但し、2004年よりKNOC（Korea National Oil Corporation）は、蔚珍（Ulchin）沖合のDonghae-1鉱区において、LNG換算で年間40万トンの天然ガス生産を開始する予定である。

⁵ 2003年5月現在。

図 1-2-7 韓国ガス産業の構造



韓国政府は、1990年代後半より、KOGAS 民営化、ガス市場自由化を中心とするガス事業再編計画に取り組んでいるが、これに関しては第2章にて詳述する。

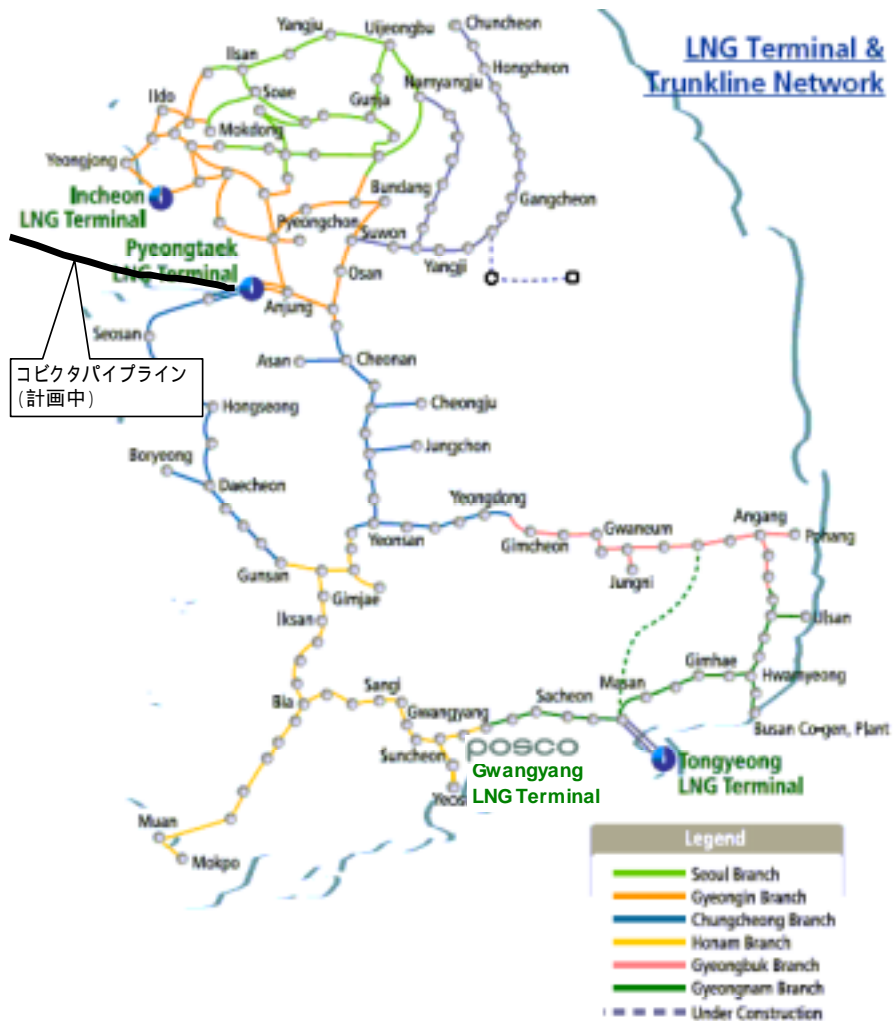
C. 天然ガスインフラ

韓国のLNG受入基地は、平澤 (Pyeongtaek)、仁川 (Inchon)、統営 (Tongyeong) の3カ所が稼働している。また、浦項製鉄 (POSCO) は、自社およびSKが輸入するLNG用に光陽 (Gwangyang) 受入基地を建設中である。

2002年現在の幹線パイプライン総延長は2,435kmである。現在は、統営受入基地から北部に伸びるパイプラインが建設されており、MOCIEの第6次長期天然ガス需給計画によると、2010年には総延長が2,597kmに達する予定である⁶。(図1-2-8)

⁶ MOCIE、第6次長期天然ガス需給計画

図 1-2-8 韓国の天然ガスインフラ



(出所)KOGAS Annual Report に日本エネルギー経済研究所加筆

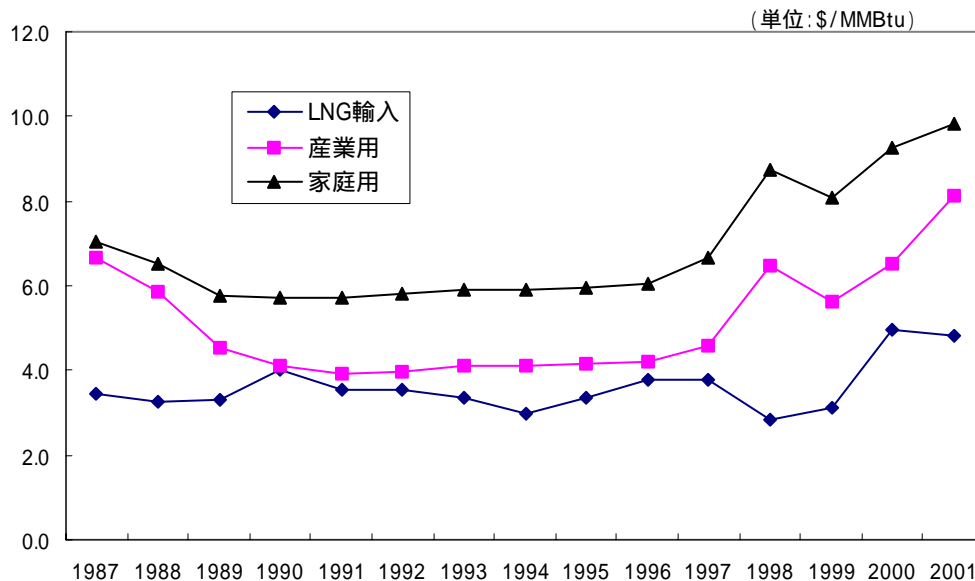
また、中長期的には、東シベリアから中国を經由してコビクタプロジェクトのパイプラインが韓国に接続される可能性がある。コビクタプロジェクトに関しては、第 9 章で詳述する。

D. 天然ガス価格の水準と価格決定方式

図1-2-9は1987年から2001年までの韓国の用途別天然ガス価格推移である。1997年までは産業用の価格水準がLNG輸入価格に近く、低水準であったことが分かる。また、1997年までは産業用、家庭用ともに価格水準が非常に安定していた。1998年になると、産業用、家庭用ともに価格が急上昇している。これは、経済危機によってウォンの対米ドルレートが下落したこと、LNGにかけられている特別消費税の税率が引き上げられたこと、天然ガス消費に対する内部補助金額が減少したことが理由である。また、1998年には日本と同様に、為

替レートおよびLNG輸入価格の変動を、供給コストに転嫁することが認められた。結果として、1998年以降に産業用および家庭用の価格変動幅が大きくなっている⁷。

図 1-2-9 韓国の天然ガス価格推移



(出所) LNG 輸入価格は BP 統計、それ以外は IEA ENERGY PRICE & TAXES より作成

現在の KOGAS の卸売価格は原料費 (LNG 輸入価格) および供給コストから、小売価格は KOGAS の供給価格および都市ガス会社の供給コストからなっている。KOGAS の供給コストには、LNG 輸入関税 (CIF 価格の 1%)、輸入手数料 (CIF 価格の約 0.3%)、輸入課徴金 (7.88 ウォン/m³)、特別消費税 (32.31 ウォン/m³)、安全管理費 (3.9 ウォン/m³) および輸送ロスが含まれる。なお、卸売価格は MOCIE の、小売価格は各地方政府の認可を受けることが義務付けられている。

韓国では、季節間需要格差の縮小や大気汚染の改善を主な目的として、ガス冷房用および夏季におけるコージェネレーション用・地域冷暖房システム用のガス価格には供給コストが含まれていない。また、天然ガス普及促進策の一つとして、国内幹線パイプライン網建設時に、建設費に対する補助金交付や借り入れ金利の優遇措置がある。

⁷1998 年以降の価格上昇と変動幅拡大の理由は、韓国エネルギー経済研究所にて行ったヒアリングによる。

1-2-3. 台湾

(1). エネルギー需給の概要

A. 一次エネルギー供給

2001年における台湾の一次エネルギー供給量は8,894万石油換算トンであった。石油の4,145万トンで46.6%を占める。天然ガスの占める割合は、1991年の5.5%から2001年には6.8%に増加した。(表1-2-9)

表1-2-9 台湾の一次エネルギー供給量推移

(単位:千TOE)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1991年 (構成比)	12,240 24.1%	26,184 51.5%	2,785 5.5%	9,197 18.1%	474 0.9%	50,880 100.0%
1996年 (構成比)	19,554 28.5%	34,841 50.7%	3,696 5.4%	9,848 14.3%	778 1.1%	68,717 100.0%
2001年 (構成比)	31,432 35.3%	41,458 46.6%	6,014 6.8%	9,248 10.4%	789 0.9%	88,941 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	9.8%	5.9%	5.8%	1.4%	10.4%	6.2%
平均伸び率(1996/2001)	10.0%	3.5%	10.2%	-1.2%	0.3%	5.3%
平均伸び率(1991/2001)	9.9%	4.7%	8.0%	0.1%	5.2%	5.7%

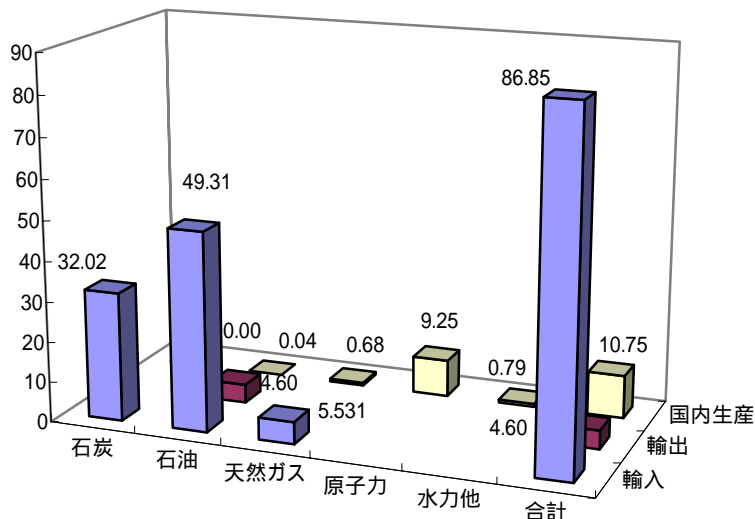
(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

B. エネルギー国内生産および輸出入

台湾のエネルギー国内生産が原子力中心であるのは、日本および韓国と共通している。天然ガス供給量の12%は国内生産されている。(図1-2-10)

図 1-2-10 台湾のエネルギー国内生産、輸出および輸入量

(百万TOE)



(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

C. 最終エネルギー消費

2001年の台湾における最終エネルギー消費は、5,480万石油換算トンであった。産業用が53.9%と高く、次に輸送用が24.3%を占めている。1991年から2001年までの10年間で、エネルギー消費量は年平均4.6%の伸び率を示したが、同時期の部門別消費割合は大きな変化はない。(表 1-2-10)

表 1-2-10 台湾の最終エネルギー消費量推移

(単位:千TOE)

	産業用	輸送用	農業用	商業用	家庭用	その他	合計
1991年	19,744	7,955	1,007	1,927	3,191	1,250	35,074
(構成比)	56.3%	22.7%	2.9%	5.5%	9.1%	3.6%	100.0%
1996年	22,357	11,753	1,084	2,247	4,156	2,316	43,913
(構成比)	50.9%	26.8%	2.5%	5.1%	9.5%	5.3%	100.0%
2001年	29,530	13,313	993	2,936	5,039	2,993	54,804
(構成比)	53.9%	24.3%	1.8%	5.4%	9.2%	5.5%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	2.5%	8.1%	1.5%	3.1%	5.4%	13.1%	4.6%
平均伸び率(1996/2001)	5.7%	2.5%	-1.7%	5.5%	3.9%	5.3%	4.5%
平均伸び率(1991/2001)	4.1%	5.3%	-0.1%	4.3%	4.7%	9.1%	4.6%

(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

D. 天然ガス消費形態

天然ガスの消費形態を見ると、発電用が67.8%と多く、次いで産業用および民生用がそれぞれ10.7%で続いている。天然ガス消費全体は、1991年から2001年にかけて、年平均8%で増加した。需要の伸びの殆どは発電部門にて発生している。(表1-2-11)

表1-2-11 台湾の天然ガス用途別消費量推移

(単位:千TOE)

	発電用	産業用	民生用	輸送用	その他	合計
1991年 (構成比)	686 24.6%	611 21.9%	524 18.8%	0 0.0%	964 34.6%	2,785 100.0%
1996年 (構成比)	1,357 36.7%	859 23.2%	586 15.9%	0 0.0%	894 24.2%	3,696 100.0%
2001年 (構成比)	4,076 67.8%	644 10.7%	645 10.7%	0 0.0%	649 10.8%	6,014 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	14.6%	7.1%	2.3%	-	-1.5%	5.8%
平均伸び率(1996/2001)	24.6%	-5.6%	1.9%	-	-6.2%	10.2%
平均伸び率(1991/2001)	19.5%	0.5%	2.1%	-	-3.9%	8.0%

(注)その他には、自家消費、ガス製造、転換ロスなどを含む。

(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

E. 燃料別発電量

2001年の発電量合計は197TWhであった。1991年から2001年の10年間に、年平均7.6%の伸び率を示している。燃料別では、石炭が52.2%と最も高く、原子力が18%で続いている。天然ガスは急速にシェアを伸ばして、現在では10%を占めている。石炭火力からの発電量、も大幅に増えている。(表1-2-12)

表1-2-12 台湾の燃料別発電量推移

(単位:TWh)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1991年 (構成比)	26 28.0%	25 26.0%	3 2.8%	35 37.4%	6 5.8%	94 100.0%
1996年 (構成比)	57 42.3%	25 18.7%	6 4.4%	38 27.9%	9 6.7%	135 100.0%
2001年 (構成比)	103 52.2%	30 15.1%	20 10.0%	35 18.0%	9 4.7%	197 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	16.7%	0.6%	17.6%	1.4%	10.4%	7.4%
平均伸び率(1996/2001)	12.4%	3.3%	26.8%	-1.2%	0.3%	7.8%
平均伸び率(1991/2001)	14.5%	1.9%	22.1%	0.1%	5.2%	7.6%

(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

(2). 天然ガス事情

A. LNG 導入と政策

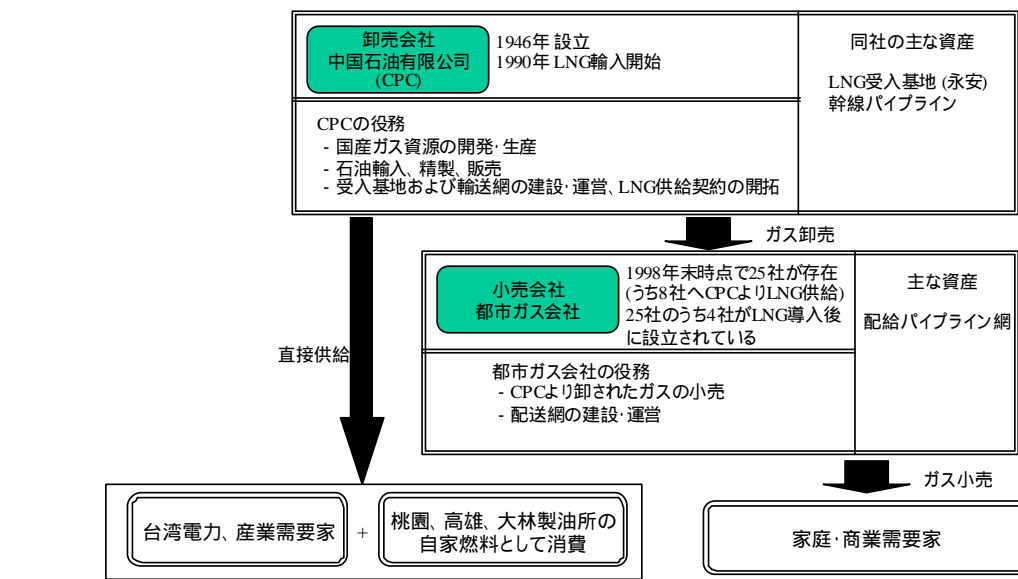
台湾は1990年にLNG輸入を開始した。石油ショックの教訓から、石油依存度を下げるといふエネルギー安全保障上の要因があったことは韓国と共通している。また、国産天然ガスの減産傾向や、現在建設中である第4原子力発電所に対する反対運動のために、発電用途において原子力の代替燃料としてLNGの必要性が高まったという背景もある。

台湾におけるエネルギー行政機能は、日本の内閣に相当する行政院にあり、その下部組織である経済部能源委員会がエネルギー政策を策定する役割を担っている。台湾のエネルギー政策は、台湾がエネルギーの殆どを輸入に依存していることから、エネルギー政策の基本原則は安定供給にある。現在、エネルギー政策は、エネルギーの安定確保、価格の適正化、エネルギー利用の効率化、環境対策、研究と開発の強化、広報活動の推進の6項目から構成されている。

B. ガス産業構造

台湾のガス産業は、国営企業である中国石油（CPC）がLNG輸入および天然ガス卸売を独占している⁸。輸入された天然ガスは、主たる需要家である国営の台湾電力（Taipower）や産業需要家に販売される。小売に関しては、CPCが都市ガス会社にガスを卸供給し、家庭用を始めとする一般需要家へ販売されている。（図1-2-11）

図1-2-11 台湾ガス産業の構造



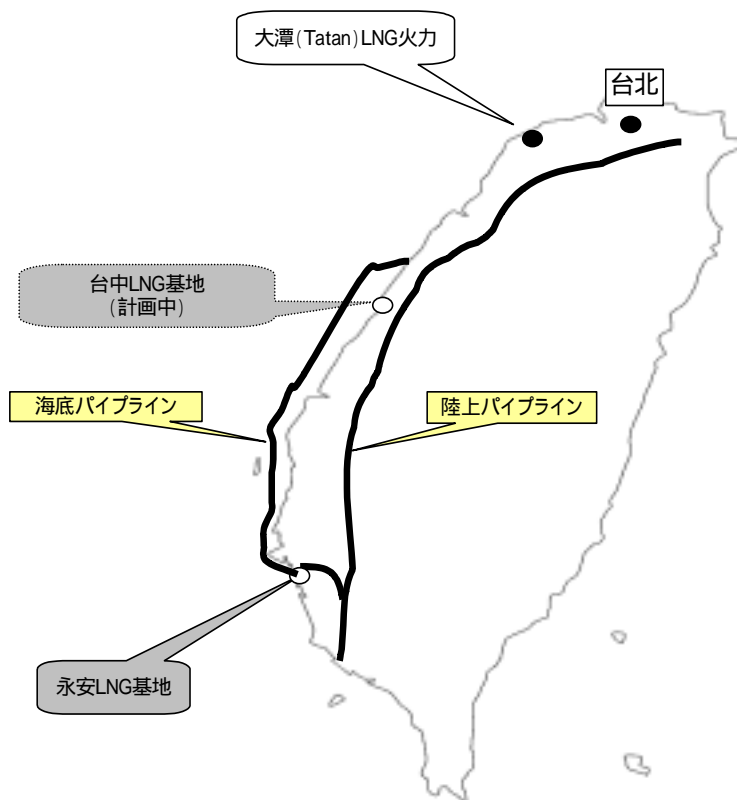
⁸ 但し、法律によって独占が認められているわけではなく、CPCが唯一の天然ガスインフラ(LNG輸入基地、高圧パイプライン)およびガス田所有者であるので、新規参入が困難であり、結果として独占市場となっている。

C. 天然ガスインフラ

台湾におけるLNG受入設備は、現在では年間740万トンの受入能力を持つ永安基地のみである。CPCは2005年より運開するTatan発電所にガスを供給するために、台中港に第2の受入基地を建設する準備を進めており、2008年より稼働を開始する予定である。

幹線パイプライン総延長は約2,000kmに達している。永安受入基地から北部の消費地を結ぶ陸上パイプラインに加えて、新たに永安から通霄間の海底パイプラインも2002年末までに完成した。(図1-2-12)

図 1-2-12 台湾の天然ガスインフラ



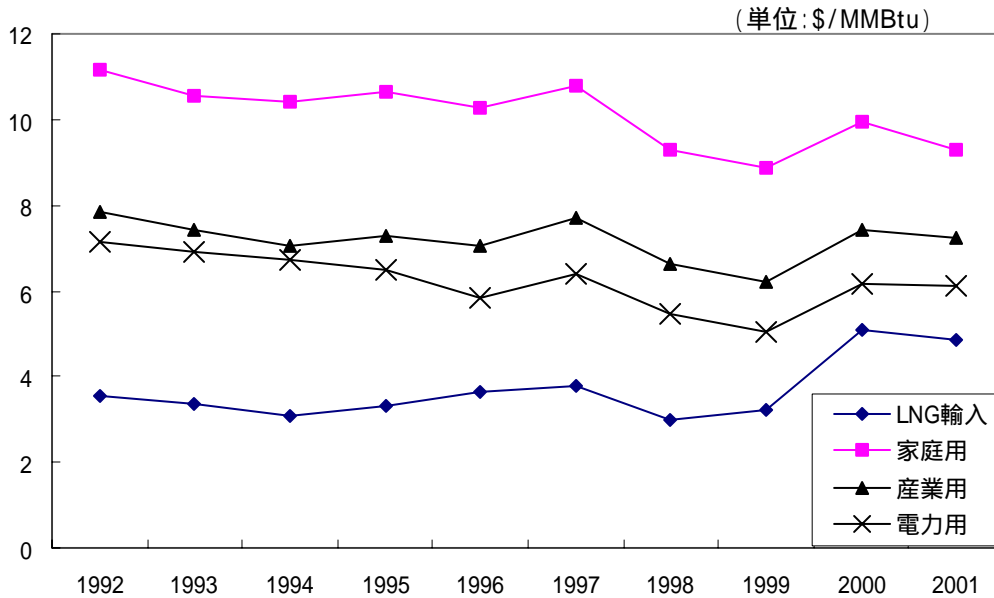
(出所)日本エネルギー経済研究所

D. 天然ガス価格の水準と価格決定方式

台湾では天然ガス価格が日本と同様低下傾向にある。(図1-2-13)産業用と電力用の格差が小さいのは、発電用の価格は産業用の83%で計算するという規制が1998年より導入され

ているからである⁹。また、産業用と家庭用の格差も日本ほど大きくはない。

図 1-2-13 台湾の天然ガス価格推移



(出所) LNG 輸入価格は BP 統計、それ以外は IEA ENERGY PRICE & TAXES より作成

台湾の天然ガス価格は、日本の規制市場および韓国と同様に原料(LNG 輸入価格または国産天然ガス価格)および供給コストで構成され、經濟部能源委員会の認可を受けなければならない。日本および韓国とは異なり、LNG 輸入段階での課税は現在行われていない。LNG 輸入価格の変動が、月間 3%以内あるいは 3 ヶ月で 6%以内であれば CPC の裁量で卸売価格を決定できるが、その範囲を超えると能源委員会の調整、場合によっては立法院の審査を受けることになっている。天然ガス普及のための特別な優遇策は存在しない。

1-2-4. 中国

(1). エネルギー需給の概要

A. 一次エネルギー供給

2001 年の中国における一次エネルギー供給量は 9 億 2,420 万石油換算トンであった。石炭が占める割合が 69%と最も多い。天然ガスは 3.4%に過ぎない。(表 1-2-13)

⁹ 日本エネルギー経済研究所が、能源委員会に行ったヒアリング調査による。

表 1-2-13 中国の一次エネルギー供給量推移

(単位:百万TOE)

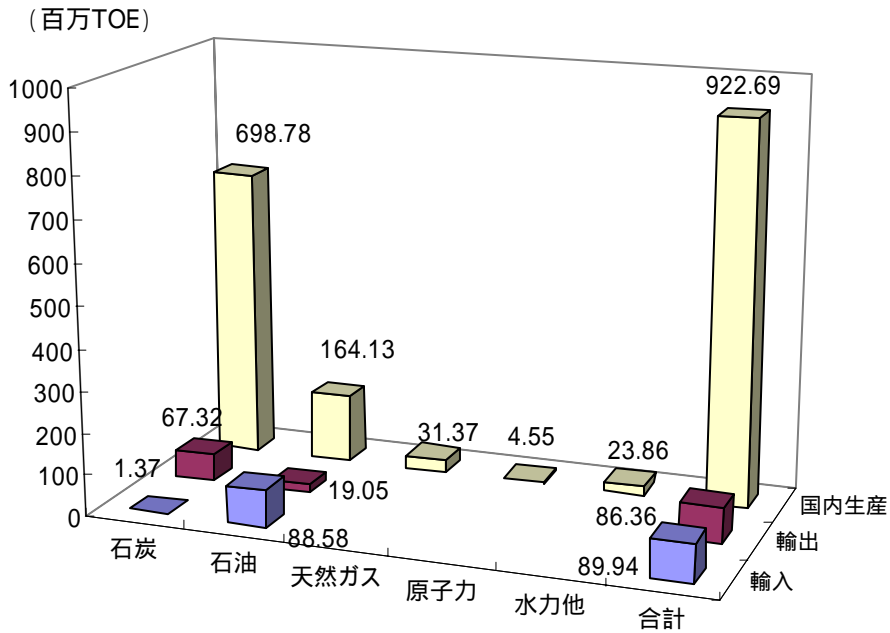
	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1991年	532.2	124.3	13.5	0.0	11.0	680.9
(構成比)	78.2%	18.3%	2.0%	0%	1.6%	100.0%
1996年	679.3	173.7	17.3	3.7	16.2	890.1
(構成比)	76.3%	19.5%	1.9%	0.4%	1.8%	100.0%
2001年	637.4	227.0	31.4	4.6	23.9	924.2
(構成比)	69.0%	24.6%	3.4%	0.5%	2.6%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	5.0%	6.9%	5.1%	-	8.0%	5.5%
平均伸び率(1996/2001)	-1.3%	5.5%	12.7%	4.0%	8.1%	0.8%
平均伸び率(1991/2001)	1.8%	6.2%	8.8%	-	8.1%	3.1%

(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

B. エネルギー国内生産および輸出入

中国は、主要エネルギー源である石炭を多く国内で生産し、エネルギー全体の輸入依存度は低い。天然ガスは国内生産のみで、現在のところ輸出入はない。(図 1-2-14)

図 1-2-14 中国のエネルギー国内生産、輸出および輸入量



(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

C. 最終エネルギー消費

2001年の中国における最終エネルギー消費は、5億7,080万石油換算トンであった。産

業用が55%と高く、次に家庭用と輸送用がそれぞれ15%と13.3%で続いている。1991年から2001年までの10年間で、エネルギー消費量は年平均1%の伸び率を示した。部門別では商業用と輸送用の伸び率が高い。(表1-2-14)

表1-2-14 中国の最終エネルギー消費量推移

(単位:百万TOE)

	産業用	輸送用	農業用	商業用	家庭用	その他	合計
1991年	319.3	46.6	24.1	12.9	93.9	17.8	514.6
(構成比)	62.0%	9.1%	4.7%	2.5%	18.2%	3.5%	100.0%
1996年	345.7	64.4	26.2	31.4	92.6	14.4	574.7
(構成比)	60.2%	11.2%	4.6%	5.5%	16.1%	2.5%	100.0%
2001年	314.1	76.0	32.8	28.9	85.5	33.6	570.8
(構成比)	55.0%	13.3%	5.8%	5.1%	15.0%	5.9%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	1.6%	6.7%	1.7%	19.5%	-0.3%	-4.2%	2.2%
平均伸び率(1996/2001)	-1.9%	3.4%	4.6%	-1.7%	-1.6%	18.5%	-0.1%
平均伸び率(1991/2001)	-0.2%	5.0%	3.1%	8.4%	-0.9%	6.6%	1.0%

(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

D. 天然ガス消費形態

天然ガスの消費形態を見ると、産業用が39.7%と多く、そのほとんどは肥料製造等の工業用である。天然ガス消費全体は、1991年から2001年にかけて、年平均8.9%で増加した。(表1-2-15)

表1-2-15 中国の天然ガス用途別消費量推移

(単位:千TOE)

	発電用	産業用	民生用	輸送用	その他	合計
1990年	700	8,600	1,900	200	1,400	12,800
(構成比)	5.5%	67.2%	14.8%	1.6%	10.9%	100.0%
1995年	740	9,800	2,500	60	3,610	16,710
(構成比)	4.4%	58.6%	15.0%	0.4%	21.6%	100.0%
2000年	1,573	11,771	5,343	199	9,243	28,129
(構成比)	5.6%	41.8%	19.0%	0.7%	32.9%	100.0%
平均伸び率(1990/1995)	1.1%	2.6%	5.6%	-21.4%	20.9%	5.5%
平均伸び率(1995/2000)	16.3%	3.7%	16.4%	27.1%	20.7%	11.0%
平均伸び率(1990/2000)	8.4%	3.2%	10.9%	-0.1%	20.8%	8.2%

(注)発電用には、熱電供給を含む。その他には、自家消費、ガス製造、転換ロスなどを含む

(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

E. 燃料別発電量

2001年の発電量合計は1,469TWhであった。1991年から2001年の10年間に、年平均8.1%の伸び率を示している。燃料別では、石炭が中心でシェアは76.3%に達する。天然ガス発電

のシェアは現在のところほとんどない。(表 1-2-16)

表 1-2-16 中国の燃料別発電量推移

(単位:TWh)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1991年 (構成比)	501.55 74.0%	47.96 7.1%	2.95 0.4%	0.00 0.0%	125.09 18.5%	677.55 100.0%
1996年 (構成比)	818.40 75.8%	56.71 5.3%	2.60 0.2%	14.34 1.3%	187.97 17.4%	1,080.02 100.0%
2001年 (構成比)	1,121.97 76.3%	47.34 3.2%	5.47 0.4%	17.47 1.2%	277.43 18.9%	1,469.69 100.0%
平均伸び率(1991/1996)	10.3%	3.4%	-2.5%	-	8.5%	9.8%
平均伸び率(1996/2001)	6.5%	-3.5%	16.1%	4.0%	8.1%	6.4%
平均伸び率(1991/2001)	8.4%	-0.1%	6.4%	-	8.3%	8.1%

(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

(2). 天然ガス事情

A. 天然ガス利用拡大と政策

2001年に第9期全国人民代表大会で採択された、第10次5ヶ年計画(2001-2005年)におけるエネルギー関連方針として、エネルギー利用の合理化、効率化、環境汚染への対応があげられる。ガスの政策目標については、同年に国家経済貿易委員会から出された産業別第10次5か年計画で述べられており、天然ガスの一次エネルギーに占める割合を2020年までに8~10%に達する計画である。天然ガス利用拡大のために、西気東輸(西部の天然ガスを東部に送る)プロジェクトや、南部沿岸地域にはLNG輸入プロジェクト、東北地域には東シベリアからのパイプラインガス輸入が計画されている。

西気東輸は、タリム盆地などのガス田の開発を進め、そこから上海まで国土を横断する総延長4,000kmの天然ガスパイプラインを建設し、沿線にガスを供給する巨大プロジェクトで、2005年の全面開通を目指して建設が進められている。予定供給量は年間12BCMに達する。この西気東輸プロジェクトが完成すると、タリム盆地やツァイダム盆地のガスも様々な大都市へ供給されるようになる。

LNG輸入計画については、広東省と福建省で進捗している。広東省向けにはオーストラリア・NWSプロジェクトから、年間300万トンのLNGを2005年より輸入する予定である。福建省向けにはインドネシア・タンゲープロジェクトから、年間260万トンのLNGを2007年より輸入する予定となっている。沿海部の天然ガス需要の急激な伸びを見こして、山東省や上海、浙江省、江蘇省における第3のLNG基地建設計画も度々報道されている。

中国へのパイプラインガス輸入プロジェクトとして最も有力視されているのが、イルクーツク北方約500kmのコビクタ(Kovykta)ガス田で生産される天然ガスを輸入するコビクタ・プロジェクトである。パイプラインガス輸入の可能性については第9章で詳述する。

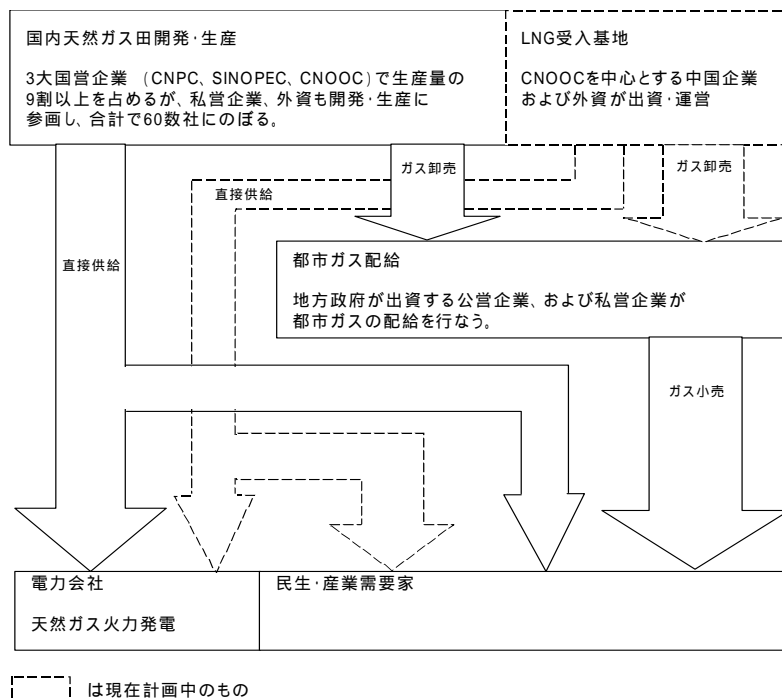
中国が天然ガス利用の促進を進める理由として、環境汚染、具体的には都市部における大気汚染の深刻化への対応という点はLNGを導入した当時の日本、韓国、台湾と共通している。しかし、西気東輸は、第10次5ヶ年計画に明記された「西部大開発の実施と地域の協調的な発展の促進」を達成するための具体策の一つである。また、エネルギー安全保障の観点から国内のガス資源を開発して、近年増加している石油輸入量を抑制することも、天然ガス利用を促進する要因である。

国家計画の策定を主たる任務とし、エネルギー政策についても所管するのが国家発展改革委員会(National Development and Reform Commission: NDRC)である。

B. 産業構造

図1-2-15の通り、中国の天然ガス産業は国産の天然ガスを3大国企が中心となって、開発、生産、輸送する仕組みになっている。需要家への配給については、地方政府が出資する公営企業が中心となっていく。現在、中国における天然ガスの利用は限定的であるが、政府の天然ガス利用促進政策のもと西気東輸プロジェクト、LNG輸入プロジェクト等が立ち上がることによって、急激にその利用量を増やしていくものと考えられる。

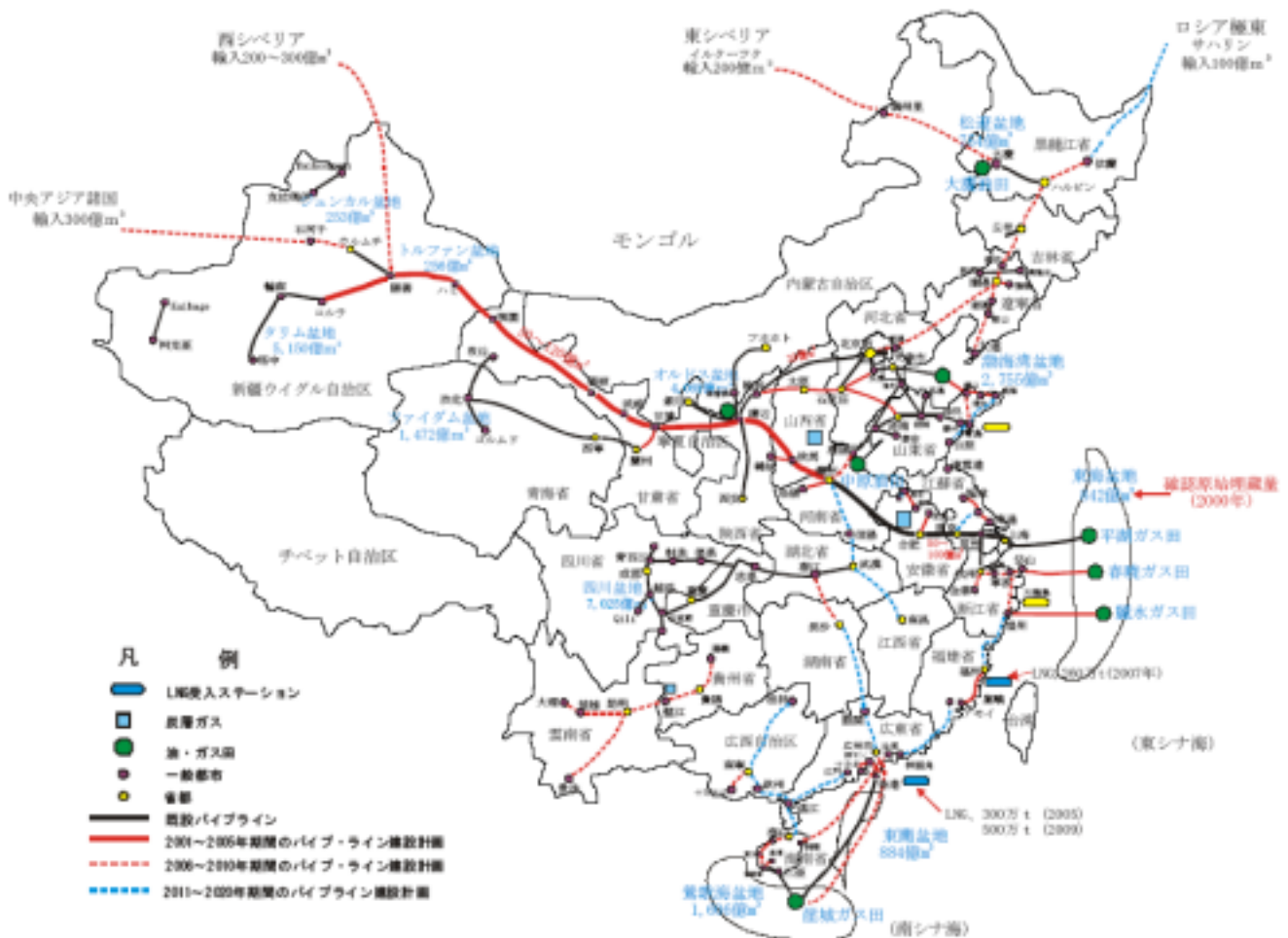
図1-2-15 中国ガス産業の構造



C. 天然ガスインフラ

中国の天然ガス利用の歴史は古いものの、最近まで国土を網羅するパイプラインは存在せず、天然ガスは主に生産地の近隣で消費されてきたに過ぎない。西気東輸が全面開通すると、中国における天然ガス国土横断パイプラインとして機能することになる。沿岸部の広東省、福建省にはLNG基地が建設され、それぞれの省における天然ガス供給インフラの役割を担う。その他、前述したコビクタパイプライン、CNOOCが計画している沿岸部のパイプライン等、天然ガス利用拡大のために多くの天然ガスインフラ整備計画が進められている。(図1-2-16)

図 1-2-16 中国の天然ガスインフラ



(出所)日本エネルギー経済研究所

D. 国内天然ガス価格と価格決定方式

現在、中国全土平均天然ガス価格や用途別の天然ガス価格統計は公表されていない。本

節では、天然ガス価格の一例として、北京および上海における天然ガス価格を表 1-2-17 および表 1-2-18 に示す。

表 1-2-17 北京の家庭用天然ガス価格

年	井戸元価格	精製コスト	輸送コスト	配給コスト	(元/m ³)
					最終価格
1998	0.58	0.05	0.36	0.41	1.40
2001	0.58	0.05	0.47	0.60	1.70

(出所) IEA, Developing China's Natural Gas Market

表 1-2-18 上海の天然ガス価格

年	(元/m ³)			
	家庭用	産業用	製造ガス用	商業用
2002	2.1	1.9-2.1	1.7	2.6

(出所) IEA, Developing China's Natural Gas Market

北京の家庭用天然ガス価格は、1998年の1.4元/m³ (\$4.69/MMBtu) から2001年には1.7元/m³ (\$5.7/MMBtu) に上昇している。上海の天然ガス価格は、2002年時点で製造ガス用の価格が1.7元/m³、産業用が1.9-2.1元/m³ (\$6.38-7.05/MMBtu)、家庭用が2.1元/m³、商業用が2.6元/m³ (\$8.73/MMBtu) となっている¹⁰。

西気東輸の天然ガス価格については、2002年に国家発展計画委員会（現国家発展改革委員会）が平均卸売価格を1.29元/m³ (\$4.33/MMBtu) とすることを発表した¹¹。しかし、この価格レベルでは競合燃料（特に石炭）に対する価格競争力がないとする需要家の意向を反映して、2003年9月に平均卸売価格は1.27元/m³ (\$4.26/MMBtu) に引き下げられている¹²。

中国の天然ガス価格は生産コスト、精製コスト、輸送コストの3つの部分から構成されている。価格設定に関しては井戸元価格、精製価格が国家発展改革委員会によって、都市ガス料金が各地方政府によって決定されている。輸送価格に関しては、CNPC等の天然ガス供給会社と電力会社、都市ガス会社等の大口需要家との協議による価格決定が認められて

¹⁰ 天然ガスの熱量を1,000m³=36MMBtu、また為替レートを1元=\$8.277とした場合。

¹¹ Developing China's Natural Gas Market、IEA、2002年12月

¹² 2003年10月に日本エネルギー経済研究所がCNPCに行ったヒアリングによる。

いる¹³。現在の天然ガス価格フォーミュラでは、政府が設定した井戸元価格と精製価格の指標に対し、プラスマイナス5～10%のレベルでの価格設定を天然ガス生産者に認めている¹⁴。都市ガスの料金は規制により低く抑えられており、都市ガス会社は政府から補填を受けているといわれている。

西気東輸価格引き下げに象徴されるように、天然ガスと石炭を始めとする競合燃料との価格競争力の差は、中国の天然ガス市場開発において大きな問題とされている。特に、天然ガス需要増の大きな部分を占めるとされる発電用途で、西気東輸ガスが石炭に対して相対的にコスト高であることが指摘されている¹⁵。このため中国政府は、天然ガス普及促進のために天然ガス価格にプライスカップを設定することや、石炭に環境課徴金をかけることなど様々な価格メカニズムを模索している¹⁶。

1-3. LNG 契約および価格水準

序章において、LNG 取引の条件、売買契約の特徴等を検討することによって、東アジアにおける LNG 貿易の課題を抽出した。本節では、日・韓・台・中4カ国について、LNG がどのような契約および価格で調達されるのかを概観する。既存輸入国3カ国とも程度の差はあれ長期契約が中心である。中国も新規に LNG を輸入するにあたって、広東省および福建省向けそれぞれに長期契約を締結している。本節では、東アジア LNG 市場向けの LNG 中長期契約と価格水準を示す¹⁷。

1-3-1. LNG 中長期契約

(1). 日本

2002年に契約発効中の、日本向け LNG 中長期契約数量の合計は5,467万トンであった。1969年に初めて米国(アラスカ)から LNG を輸入して以来、日本はブルネイ(1972年)、インドネシア(1977年)、アブダビ(1977年)、マレーシア(1983年)、オーストラリア(1989年)と LNG 輸入ソースを分散化させてきた。1990年代後半からは、カタール(1997年)、オマーン(2000年)からの LNG 輸入も開始されている。(表 1-3-1)

¹³ 「中国の天然ガス事情」、山口馨、張継偉、日本エネルギー経済研究所、2003年8月
(<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/717.pdf>)

¹⁴ 「アジア・太平洋地域の天然ガス需給動向調査」、日本エネルギー経済研究所、2003年3月

¹⁵ 2003年10月に日本エネルギー経済研究所が上海電力、申能株有限公司に行ったヒアリングによる。

¹⁶ 2003年10月に日本エネルギー経済研究所が中国能源研究所に行ったヒアリングによる。

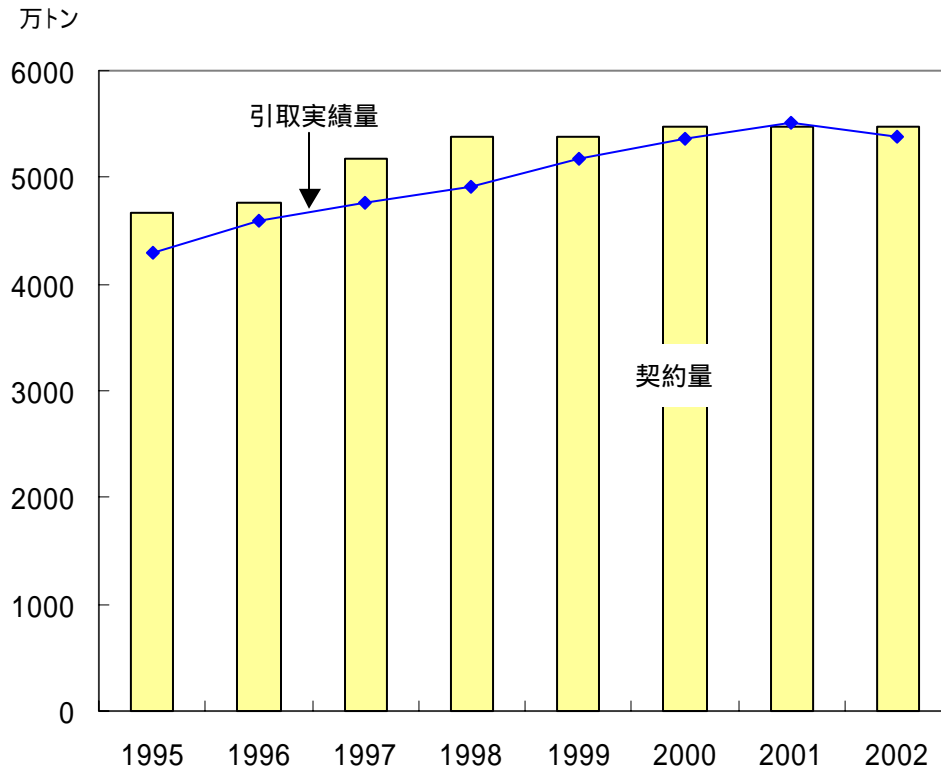
¹⁷ 近年、スポット取引やスワップ取引等、従来の長期契約とは異なる LNG 調達が増加する兆しが見られる。これらの非伝統的 LNG 取引の詳細、可能性および東アジアの LNG 取引にもたらす影響は、第7～8章にて詳述する。

表 1-3-1 日本向け LNG 中長期契約 (2002 年)

輸出国	プロジェクト	輸入開始年	既存/新規契約期間 (契約年数)	契約数量(万t)	買主(数量:万t)	受渡条件
米国	Alaska (Kenai)	1969	1989～2009 (20年)	123	東京電力(92)、東京ガス(31)	Ex-Ship
ブルネイ	Brunei LNG	1972	1993～2013 (20年)	601	東京電力(403)、東京ガス (124)、大阪ガス(74)	Ex-Ship
アブダビ	ADGAS	1977	1994～2019 (25年)	430	東京電力(430)	Ex-Ship
インドネシア	Arun/Bontang (73年契約)	1977	2000～2010 (10年)	845	関西電力(257)、中部電力 (215)、九州電力(156)、大阪ガ ス(130)、新日鉄(63)、東邦ガス (24)	Ex-Ship
	Bontang (Badak増量)	1983	1983～2003 (20年)	352	中部電力(165)、関西電力(88)、 東邦ガス(55)、大阪ガス(44)	FOB
	Arun II	1984	1984～2004 (21年)	351	東北電力(300)、東京電力(51)	FOB
	Botang (Badak F)	1994	1994～2014 (20年)	230	大阪ガス(127)、東京ガス(92)、 東邦ガス(11)	FOB
	Bontang (Badak F)	1996	1996～2016 (20年)	40	大阪ガス・広島ガス・日本ガス (3社で40)	Ex-Ship
オーストラリア	NWS	1989	1989～2009 (20年)	733	東京電力(118)、中部電力 (105)、関西電力(113)、中国電 力(111)、九州電力(105)、大阪 ガス(79)、東京ガス(79)、東邦 ガス(23)	Ex-Ship
マレーシア	MLNG I (Satu)	1983	1983～2003 (20年)	740	東京電力(480)、東京ガス(260)	Ex-Ship
		1993	1993～2013 (20年)	36	西部ガス(36)	Ex-Ship
	MLNG II (Dua)	1995	1995～2015 (20年)	210	東京ガス(80)、大阪ガス(60)、 関西電力(42)、東邦ガス(28)	Ex-Ship
		1996	1996～2016 (20年)	50	東北電力(50)	Ex-Ship
			1996～2016 (20年)	45	静岡ガス(45)	Ex-Ship
		1997	1997～2017 (20年)	15	仙台市営ガス(15)	Ex-Ship
カタール	Qatargas	1997	1997～2022 (25年)	400	中部電力(400)	Ex-Ship
		1998	1998～2022 (24年)	200	東北電力(52)、東京ガス(35)、 大阪ガス(35)、関西電力(29)、 東京電力(20)、東邦ガス(17)、 中国電力(12)	Ex-Ship
オマーン	Oman LNG	2000	2000～2025 (25年)	66	大阪ガス(66)	FOB
合計				5,467		

次に、1995年から2002年までのLNG長期契約量と引取実績量を比較してみる。長期契約量は、1995年の4,664万トンから2002年の5,467万トンに増加している。一方、引取実績量はほとんどの年で契約量を下回っていることが分かる。(図1-3-1)

図 1-3-1 日本向け LNG 長期契約量と引取実績量



(出所)財務省通関統計より作成

(2). 韓国

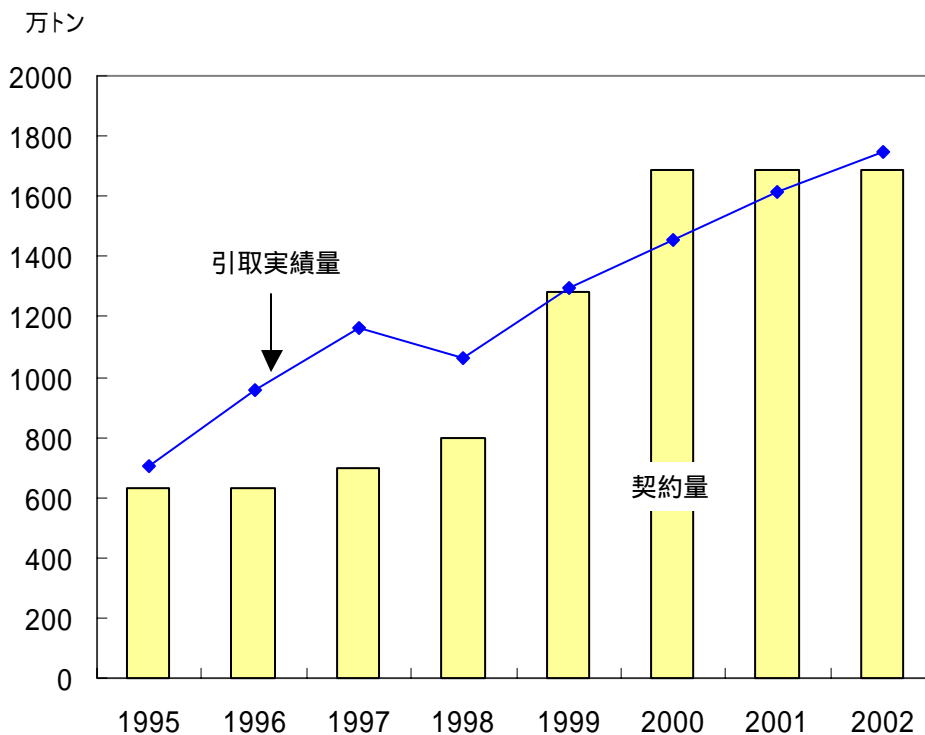
2002年現在、韓国は年間1,686万トンのLNG長期契約を締結している。1986年にインドネシアから初のLNGを輸入して以来、日本と同じように需要が伸びるにつれてマレーシア、ブルネイ、オマーン、カタールと供給国を多角化させてきた。(表 1-3-2)

表 1-3-2 韓国向け LNG 長期契約 (2002 年)

輸出国	プロジェクト	輸入開始年	既存/新規契約期間 (契約年数)	契約数量(万t)	買主(数量:万t)	受渡条件
インドネシア	Arun III	1986	1986~2007 (21年)	230	KOGAS	Ex-Ship
	Arun/Bontang (Korea II)	1994	1994~2014 (20年)	200	KOGAS	FOB
	Bontang (Badak IV)	1998	1998~2017 (19年)	100	KOGAS	FOB
マレーシア	MLNG II (Dua)	1995	1995~2015 (20年)	200	KOGAS	FOB
ブルネイ	Brunei LNG	1997	1997~2013 (16年)	70	KOGAS	Ex-Ship
カタール	RasGas	1999	1999~2024 (25年)	480	KOGAS	FOB
オマーン	Oman LNG	2000	2000~2024 (24年)	406	KOGAS	FOB
合計				1686		

図 1-3-2 では、韓国向け LNG 長期契約数量と引取実績量の推移を比較している。日本とは対照的に、多くの年において、引取実績量が契約量を上回っていることが分かる。従来の長期契約では、基本的に LNG 需要変動に拘わらず、均一的な引取が求められることが一般的である。一方、既に見たように、韓国の季節間ガス需要格差は約 3 倍にも達する。このため、KOGAS は冬の需要ピーク時には、ベースとなる長期契約に加えてスポット LNG を調達することで対応してきた。

図 1-3-2 韓国向け LNG 長期契約量と引取実績量



(出所) Korea Energy Review Monthly より作成

(3). 台湾

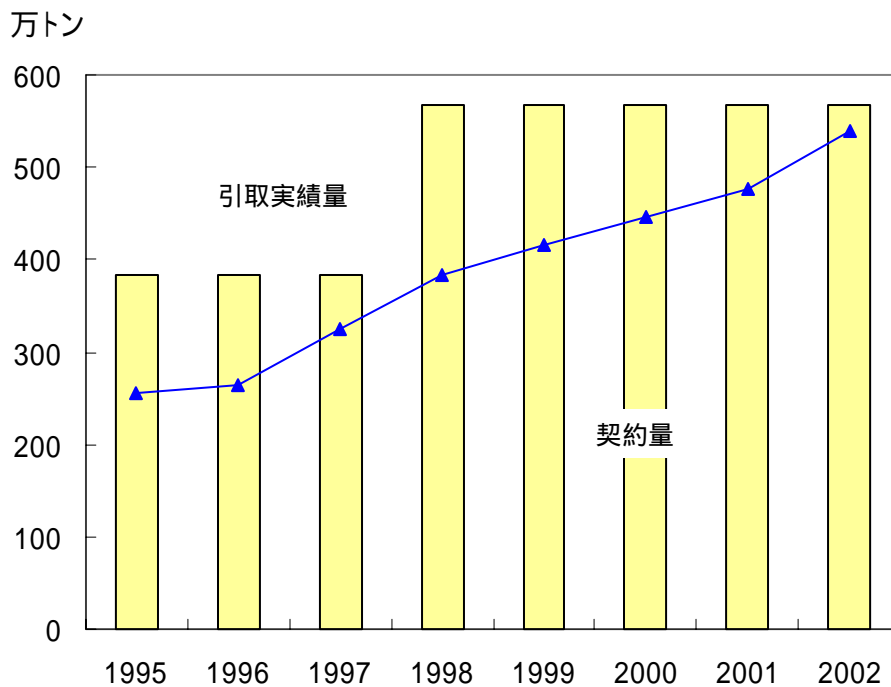
2002 年において、台湾の LNG 長期契約数量は年間 567 万トンである。現在はインドネシアおよびマレーシアからの輸入のみであるが、2008 年からはカタールからの輸入が開始される予定である。(表 1-3-3)

表 1-3-3 台湾向け LNG 長期契約 (2002 年)

輸出国	プロジェクト	輸入開始年	既存/新規契約期間 (契約年数)	契約数量(万t)	買主(数量:万t)	受渡条件
インドネシア	Bontang (Badak III)	1990	1990~2009 (19年)	158	CPC	Ex-Ship
	Bontang (Badak VI)	1998	1998~2017 (19年)	184	CPC	Ex-Ship
マレーシア	MLNG II (Dua)	1995	1995~2015 (20年)	225	CPC	Ex-Ship
合計				567		

図 1-3-3 では、台湾向け LNG 長期契約量と引取量実績を比較したものである。1995 年から 2002 年までの全ての年において、契約量が引取実績量を上回っていることが分かる。

図 1-3-3 台湾向け LNG 長期契約量と引取実績量



(出所)ガス年鑑(テックスレポート)より作成

(4). 新規契約

既存の長期契約に加えて、多数の新規契約が既に締結されている。輸入国側では、2005 年に中国が東アジア第 4 番目の LNG 輸入国として出現する。輸出国側では、サハリン II から日本への LNG 輸出が開始されれば、ロシアが新たな供給ソースとなる。韓国で注目すべきは、2003 年に締結されたマレーシアおよびオーストラリアからの LNG 中期契約である。

これらの契約では、冬の需要ピーク時にデリバリーを集中させる契約内容になっている¹⁸。従って、急激な気候変動、電力向け需要の動向等の不確定要素はあるものの、これらの契約がKOGASのスポット調達量を減少させる要因になり得ると考えられる。台湾にとっては、カタールが第3番目のLNG供給ソースとして登場することが見込まれている。(図1-3-4)

表 1-3-4 東アジア向けの新規LNG中長期契約

輸入国	輸出国	プロジェクト	輸入開始年	既存/新規契約期間 (契約年数)	契約数量(万t)	買主(数量:万トン)	受渡条件
日本	インドネシア	Arun II	2005	2005～2010 (5年)	96	東北電力(83)、東京電力(13)	FOB (SPA)
	オーストラリア	NWS	2009	2009～2023 (14年)	50～92.5	関西電力(50～92.5)	Ex-Ship (HOA)
			2004	2004～2029 (25年)	137	東京ガス(107.3)、東邦ガス(29.7)	FOB (SPA)
		2004～2034 (30年)		100	大阪ガス(100)	FOB (SPA)	
		NWS拡張	2005	2005～2029 (24年)	13	静岡ガス(13)	FOB (SPA)
				2005～2020 (15年)	40	東北電力(40)	FOB (LOI)
			2006	2006～2021 (15年)	50	九州電力(50)	Ex-Ship (LOI)
		2009	2009～未定	60	中部電力(60)	未定 (LOI)	
	Darwin	2006	2006～2023 (17年)	300	東京電力(200)、東京ガス(100)	FOB (HOA)	
	マレーシア	MLNG (Tiga)	2003	2002～2022 (20年)	48	石油資源開発(48)	Ex-Ship
			2004	2004～2024 (20年)	68	東京ガス(34)、東邦ガス(22)、 大阪ガス(12)	Ex-Ship (SPA)
			2005	2005～2025 (20年)	50	東北電力(50)	Ex-Ship (SPA)
	ロシア	Sakhalin II	2007	2007～2031 (24年)	110	東京ガス(110)	FOB (HOA)
				2007～2029 (22年)	120	東京電力(120)	FOB (HOA)
			2010	2010～2031 (21年)	50	九州電力(50)	Ex-Ship (HOA)
韓国	インドネシア	Tangguh	2005	2005～2025 (20年)	105～135	POSCO(55)、SK(50～85)	Ex-Ship (HOA)
	マレーシア	MLNG III (Tiga)	2003	2003～2010 (7年)	150	KOGAS	Ex-Ship
	オーストラリア	NWS拡張	2003	2003～2010 (7年)	50	KOGAS	Ex-Ship
台湾	カタール	RasGas II	2008	2008～2032 (24年)	300	CPC	Ex-Ship (HOA)
中国	オーストラリア	NWS拡張	2005	2005～2030 (25年)	330	CNOOC	FOB (SPA)
	インドネシア	Tangguh	2007	2007～2032 (25年)	260	CNOOC	FOB (SPA)

(注) SPA: Sale and Purchase Agreement (売買契約書)

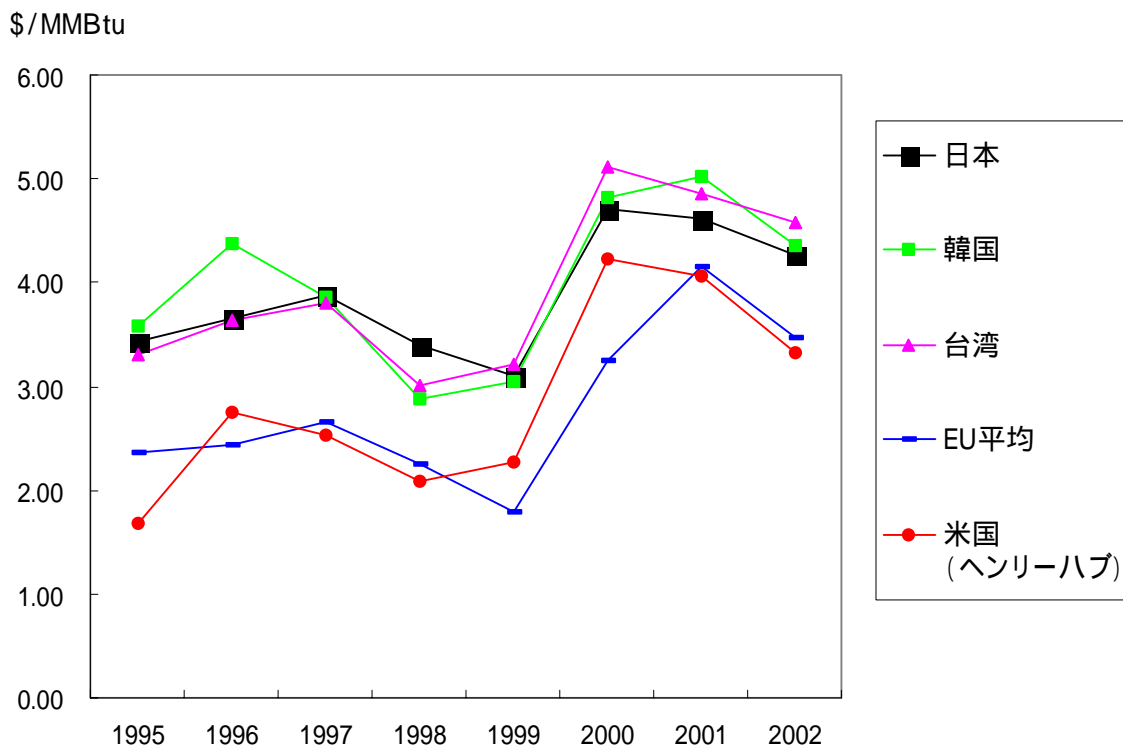
HOA: Heads of Agreement (基本合意書)

¹⁸ マレーシアとの契約では、夏冬のデリバリー比率が8:2であり、最初の5年に関しては6～8月のデリバリーは行われない。オーストラリアとの契約では、契約量全てが10月から3月にデリバリーされる。

1-3-2. LNG 価格

図 1-3-4 は東アジア向けの LNG 価格と EU 向け LNG 価格、米国内パイプラインガス価格を比較したものである。1995 年から 2000 年にかけて、東アジア向け LNG 価格は概ね \$3 ~ \$5/MMBtu の間を推移した。序章にて述べたように、日本、韓国、台湾向けの中長期契約による LNG 価格は、インドネシア産 LNG 価格¹⁹を除いて通常 JCC 価格にリンクして決定されているので、3 国の価格は類似した動きを示している。また、EU 向け LNG 価格および米国内パイプラインガス価格も、東アジア市場向け LNG 価格との関連性が認められる。しかし、それらの価格は東アジア向け LNG 価格よりも低いことが分かる²⁰。

図 1-3-4 東アジア、EU 向け LNG 価格および米国内天然ガス価格



(出所) 日本および台湾: ガス年鑑 2003 年度版(テックスレポート)、

韓国: Korea Energy Review Monthly (KEEI)、EU および米国: BP Statistical Review of World Energy

1-4. 需給見通し

天然ガスの需給(特に需要)見通しは、国際機関、政府、エネルギー会社、コンサルテ

¹⁹ インドネシア産のLNG価格は、インドネシア原油公式販売価格にリンクして決定されている。

²⁰ 但し、2003 年では通常非需要期とされる夏期においても、ヘンリーハブ・スポット価格は東アジア向け LNG 価格を上回る \$5 ~ 6/MMBtu で変動している。

イング会社などによって発表されており、それらの見通しにおける地理的および時間的な予測範囲は様々である。本節では、調査対象4カ国について2020年までの天然ガス需給予測を行っている Asia Pacific Energy Research Centre が発表した数値を使用する。需給見通しの数値は、GDP 成長率や人口増加率など一定の前提条件のもとに算出されており、今後起こりうる技術革新、政策変更などの変化は考慮されていない。従って、以下に示す需給見通しは将来の需給量についての起こりうる一つのシナリオととらえるべきである。

1-4-1. 天然ガス需要見通し

表 1-4-1 に本調査対象各国の天然ガス需要見通しを示す。2002年に日韓台中4カ国合計で140BCM (LNG 換算1億220万トン) あった天然ガス需要は、年間5.0%の割合で成長し、2010年に217BCM (同1億5,840万トン)、2020年には338BCM (同2億4,670万トン) に達すると見込まれている。各国別に見ると、日本の需要は年率1.3%、韓国は4.2%、台湾は6.3%で伸びるが、中国の需要はそれらよりはるかに高い年率9.5%の伸びが見込まれている。その結果、2002年現在で中国の需要が4カ国の需要合計に占める割合は23%であるが、2020年には49%を占めるようになり、東アジア最大の天然ガス需要国となると考えられる。

表 1-4-1 東アジアの天然ガス需要見通し

	2002年		2010年		2020年		2002～2020年の年間成長率
	BCM	%	BCM	%	BCM	%	
日本	75.3	54%	87.4	40%	95.7	28%	1.3%
韓国	24.0	17%	35.9	17%	50.8	15%	4.2%
台湾	8.1	6%	14.4	7%	24.3	7%	6.3%
中国	32.6	23%	79.7	37%	167.2	49%	9.5%
合計	140.0		217.4		338.0		5.0%

(注) 2010年・2020年の数値は、出所元でのMTOE (Million Tonnes of Oil Equivalent) 数値をBCM数値に換算している。

(出所)2002年実績値:Cedigaz, Natural Gas in the World

2010年・2020年予測値:Asia Pacific Energy Research Centre, APEC Energy Demand and Supply Outlook

1-4-2. 供給見通し

(1). 域内生産

表 1-4-2 に東アジア域内の天然ガス生産見通しを示す。2002年に33.7BCMであった天然ガス生産量は、2020年には76.3BCMに増加する見込みである。現在、域内の天然ガス生産のほとんどは中国で行われているが、下の見通しによると2020年までこの傾向は変化しない。上に示した天然ガス需要見通しでの数値とは大きな乖離があり、需要を満たすためには、今後ともLNGあるいはパイプラインガス輸入に依存しなければならないことが分かる。

図 1-4-2 東アジアの天然ガス生産量見通し

	2002年		2010年		2020年		2002～2020年 の年間成長率
	BCM	%	BCM	%	BCM	%	
日本	2.5	7%	1.6	3%	0.0	0%	-
韓国	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-
台湾	0.9	3%	1.3	2%	1.3	2%	2.5%
中国	30.3	90%	54.0	95%	75.0	98%	5.2%
合計	33.7		56.9		76.3		4.7%

(注) 2010年・2020年の数値は、出所元での MTOE (Million Tonnes of Oil Equivalent) 数値を BCM に換算している。

(出所) 2002年実績値: Cedigaz, Natural Gas in the World

2010年・2020年予測値: Asia Pacific Energy Research Centre, APEC Energy Demand and Supply Outlook

(2). LNG

表 1-4-3 に示したとおり、現時点で東アジア市場向けには液化能力合計 7,459 万トン/年の LNG 基地が稼働している。また、同市場向けに液化基地が建設中または SPA(売買契約書) や HOA(基本合意書) が締結され建設準備中にあるプロジェクトの液化能力合計は 3,014 万トン/年である。これらのプロジェクトは 2010 年前後に実現する可能性が比較的高い。従って、2010 年頃の東アジア市場向け LNG 供給能力は、1 億 473 万トン/年に達すると見込むことが出来る。

さらに事業化を検討中のプロジェクトや、潜在的な供給力と見込めるプロジェクトが多数あり、これらは 2020 年には立ち上がる可能性もある。東アジア向けの供給可能性として公称値が判明しているものだけでも、事業化検討中プロジェクトで 3,940 万トン、潜在的プロジェクトで 5,100 万トンの東アジア市場向け供給能力が見込まれている。従って、2020 年において、東アジア市場向けには 1 億 9,513 万トン (269BCM) の LNG 供給能力が存在している可能性がある。但し、ここに挙げたプロジェクトは、互いに競合関係にあるので全てが実現するとは限らず、東アジア市場以外、すなわち欧州、米国西海岸・東海岸、インド等に供給される可能性もあることに留意すべきである。

表 1-4-3 アジア太平洋市場向け LNG プロジェクト

	液化能力	
	万トン/年	BCM/年
既存・稼働中のLNG液化基地		
アジア・太平洋	6,090	84
中東	2,570	35
小計	8,660	120
欧州、インド向け	-1,201	-17
東アジア向け 小計	7,459	103
建設中またはSPA・HOA締結済		
Malaysia Tiga (Train 1-2)	680	9
NWS拡張 (Train 4)	420	6
Darwin LNG	350	5
Tangguh (Train 1-2)	600	8
Sakhalin 2 (Train 1-2)	960	13
Oman LNG (Train 3)	330	5
RasGas (Train 3)	470	6
RasGas (Train 4)	480	7
RasGas (Train 5-6)	1,560	22
Qatargas de-bottlenecking (Train 1-3)	200	3
Qatargas 2 (Train 1-2)	1,560	22
Qatargas 3 (Train 1)	750	10
小計	8,360	115
欧州、北米、インド向け	-5,346	-74
東アジア向け 小計	3,014	42
事業化検討中		
Peru LNG	440	6
Pacific LNG	400	6
Greater Sunrise	400	6
NWS拡張 (Train 5)	420	6
Gorgon (Train 1, 2)	500	7
Bongtang (Train I)	300	4
Bongtang (Train J)	300	4
Sulawesi	600	8
Qatargas (Train 4)	470	6
LNG 4: NIOC LNG	900	12
Yemen LNG	530	7
小計	5,260	73
欧州、北米向け	-1,320	-18
東アジア向け 小計	3,940	54
潜在的プロジェクト		
LNG 1: Iran LNG	800	11
LNG 2: Pars LNG	800	11
LNG 3: Persian LNG	800	11
North Slope	900	12
Natuna	1,500	21
Papua New Guinea	400	6
Scott Reef	400	6
Scarborough	400	6
小計	6,000	83
欧州、北米向け	-900	-12
差引き後 小計	5,100	70
合 計	19,513	269

- (注)・図表 1-54 でのデータ時期を合わせるため、「既存・稼働中の LNG 液化基地」の液化能力は 2002 年末時点のものである。それ以外の数字は 2003 年末時点の状況を反映している。
- ・2020 年時点での LNG 供給能力の数値に関しては下記の前提に基づいている。第一に、ガス資源の枯渇や他の要因による液化プラント閉鎖の可能性は考慮していない。第二に、事業化プロジェクトおよび潜在的プロジェクトにおける欧米向けの数量は、現在想定されている数量を合計している。第三に、現在締結されている欧米向けの中期契約(3~9年間)での数量が 2020 年においても欧米向けに輸出されると仮定している。

(3). パイプラインガス輸入

現在、東アジアの天然ガス供給は LNG が大きな割合を占めているが、中・長期的にはパイプラインガス輸入の可能性を考慮する必要がある。東アジア向けにパイプラインガス輸出を検討しているのは、ロシア（サハリン1、コビクタ、サハ、西シベリア）およびトルクメニスタンである。現時点において報道されている東アジア向けのパイプラインガス輸出プロジェクトを下に示す。（表 1-4-4）

表 1-4-4 東アジア向けパイプラインガス輸出プロジェクト

供給元	供給量 (BCM/年)	仕向地
サハリン1	8	日本
コビクタ	30	中国・韓国
西シベリア	8	中国
トルクメニスタン	30	中国
合計	76	

現在計画されているパイプラインガス供給量は、4 プロジェクト合計で 76BCM（LNG 換算 5,500 万トン）であり、供給ポテンシャルは非常に大きい。しかしながら、これらのパイプラインプロジェクトの実現には、経済性の他、輸出国と輸入国の政治的関係、環境面での制約が大きく関わってくる。なお、東アジア向けパイプラインガス計画の可能性および問題は、第 9 章にて詳述する。

1-4-3. 需給バランスにおける現状と課題

以上、東アジアにおける天然ガス需給見通しを概観してきた。需要・供給双方には様々な不確実性が存在するし、需要・供給データの信頼性が必ずしも高いとは言えない。従って、2020 年時点での東アジアの天然ガス需給バランスを厳密に検討するのは非常に難しい。しかしながら、上で見た数値をまとめた下表を見ると、2020 年における東アジアの天然ガス供給ポテンシャルである 421BCM は、需要見通しである 338BCM を大きく上回っていることが分かる²¹。（表 1-4-5）

²¹ また、表 1-4-5 の数値から、域内供給量と LNG 供給ポテンシャルの合計が 2020 年時点の需要量である 338BCM を若干上回っていることが分かる。従って、この表の数値上では、必要なインフラが存在するならば、2020 年の東アジアにおける天然ガス需要は域内供給と LNG だけで賄えることになる。もちろん、ガス需要が予想を上回って大きく増大するような場合、あるいは、東アジア以外（北米、インド等）で LNG 需要が大きく拡大する場合、アジア太平洋地域の LNG 需給バランスはこの想定よりタイト化する方向に向かう可能性がある。

表 1-4-5 2020 年における東アジアの天然ガス需給

	2002	2020
需要量	140	338
域内供給量	34	76
LNG供給ポテンシャル	103	269
パイプラインガス供給ポテンシャル	0	76
供給ポテンシャル合計	137	421

従って、東アジア向けの天然ガスの供給ポテンシャルという点に限れば、2020年時点では需要に見合うだけの潜在量は充分にあると見てもよいであろう。新規プロジェクトは基本的に、市場の天然ガス需要に応じて価格競争力の強いものから実現していくと考えられる。これまで示してきたパイプラインガス・プロジェクトやLNGプロジェクトは、程度の差はあれ互いに競合関係にあり、全てのプロジェクトが2020年に実現する可能性は低い。また、ここに示した供給ポテンシャルが部分的にせよ実現されるためには、経済的、政治的、社会的および環境的な制約を克服し、各々のLNGあるいはパイプラインガス・プロジェクトに対して事業主体が投資判断を下す事が必要となる。パイプラインプロジェクトに関しては特に輸出国と輸入国間の政治的関係によってプロジェクトの命運が大きく左右されることがあり得る。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第 2 章 日本・韓国における電力・ガス市場の自由化

天然ガス・新燃料グループ 研究員 森川 哲男

要 旨

日本・韓国の電力・ガス市場自由化は、電力・ガス産業に競争原理を導入することによって政府の関与を軽減し、これらの産業の効率性を高め、需要家に利益を還元する事を主たる目的とする点においてともに欧米の事例に影響を受けている。

日本では、1990 年代半ばから電力・ガス事業への規制緩和及び市場の自由化政策を進められてきた。現在、電力小売市場の 26%、ガス小売市場の 40%が自由化されている。韓国では、電力・ガス事業が基本的に国営企業によって行われており、自由化とともに民営化が論点となる。日本と同時期より規制緩和・自由化政策の導入を試みているが、進展は遅れている。現在のところ、電力・ガス事業とも民営化・自由化は行われていない。

日本の電力・ガス市場は、電力・ガス市場とも自由化範囲が拡大される予定であり、新規参入者も増加している。一方、韓国の自由化政策は、国内のコンセンサスが形成されておらず、事実上中断している。僅かに発電会社の一つが近い将来民営化される見込みであるが、電力・ガス事業の民営化・市場の自由化に関しては具体策を検討中であり、進展の見通しは不透明である。

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

2-1. 序論

電気通信、運輸、エネルギーといった公益事業の規制緩和が世界で本格化したのは、1970年代後半からである。アメリカでは、1970年代のカーター政権下において航空、陸上輸送、電気通信事業に、1980年代のレーガン政権下においてエネルギー事業における競争原理導入が本格化した。公益事業の多くが国営企業によって独占されていたイギリスでは、公益事業の再構築は1980年代のサッチャー政権下において国営企業の民営化政策となって現れ、それに前後して運輸、電気通信、エネルギー等の事業に競争原理が導入されていった²。

電力・ガス事業における規制緩和、あるいは市場の自由化には卸売と小売という2つのレベルがある。卸売レベルの電力事業自由化は、1978年にアメリカで連邦エネルギー規制委員会(Federal Energy Regulatory Commission:FERC)が公益事業規制法(Public Utility Regulatory Policy Act: PURPA)によって、既存の電力会社にIPP³からの買電を義務付けたことが最初である。小売電力市場の自由化は、1990年のイギリスや、1991年のノルウェーにおいて、国営の垂直統合企業が発送電機能分離(アンバンドリング)され、発電市場とともに小売市場に競争原理が導入されたことから始まる。

ガス事業の規制緩和及び自由化もアメリカが起源である。卸売レベルでの規制緩和は、1978年に連邦エネルギー規制委員会が天然ガス政策法(Natural Gas Policy Act)によって、ガス井戸元価格への規制を段階的に廃止したことより始まった。その後、FERCのOrder 436、Order 636を中心に卸売市場の、また州レベルでは小売市場の自由化が進められていった。

これらの自由化において多くの場合共通する目的は、それまで自然独占の概念が適用されてきた電力・ガス産業に競争原理を導入することによって、政府の関与あるいは負担を軽減し、これらの産業の効率性を高め、電力・ガス価格を下げる事によって需要家に利益を還元することであった。

本章で取り上げる日本及び韓国についても、電力・ガス市場の自由化政策を導入するに際しては欧米から強い影響を受けている。本章では、2-2において日本及び韓国の電力・ガス市場自由化の現状を示す。また2-3では、2-2で把握した現状から、今後の自由化進展の見通しを述べる。

² 但し、自由化(Liberalization)を行うにあたって民営化(Privatization)が、あるいは民営化を行うにあたって自由化が必須条件ではなく、国、地域、産業によって電力・ガス事業再構築の形態は様々である。即ち、規制のあり方の変更(Regulatory Reform)と捉えるべきである。

³ Independent Power Producer(独立系発電事業者)。既存電力会社以外の発電事業者の総称であるが、しばしば自社の設備で発電した電力を既存発電会社へ卸売する発電事業者を指す。

2-2. 日本・韓国における電力・ガス市場自由化の現状

2-2-1. 日本

(1). 自由化への流れ

日本の規制緩和政策の端緒は、1980～1983年にかけて設置された第二臨時行政調査会が提言した許認可制度の整理合理化や、3公社（電電公社、国鉄、専売公社）民営化に求められる。1986年の「前川リポート」では、財政収支不均衡の是正及び内需拡大のために、また1993年の「平岩リポート」でも内外価格差、市場開放促進の観点等から規制緩和の必要性が指摘されている。更に、1995～1997年の「規制緩和推進計画」、1998～2000年の「規制緩和推進3か年計画」、2001～2003年の「規制改革推進3か年計画」等によって運輸、電気通信、エネルギー等の産業における規制緩和が進められてきた。

現在進められている日本の電力・ガス市場自由化も、これらの規制緩和策の延長線上に位置する。1990年代に電力・ガス市場の自由化が世界的な潮流になるにつれて、基本的に特定の地域について営業独占権を有する垂直統合型企業⁴によって運営されてきた日本の電力・ガス事業においても、規制緩和及び市場の自由化を推進することが必要であるという議論、また電力・ガス価格の内外価格差が、日本の産業の国際競争力に悪影響を及ぼすとする議論が広まっていた。

(2). 電力市場の自由化

日本の電力事業規制緩和は、1994年に通産大臣（当時）の諮問機関である総合エネルギー調査会の下に設置された電気事業審議会が、競争原理の導入による電気事業の経営効率化の促進、保安規制の合理化などの必要性を提言したことから始まる。この提言を受け、1995年に電気事業法が改正された。この改正では、発電事業にIPPを導入することによって発電事業に競争が導入されている。また、コージェネレーションなど分散型電源普及の可能性を想定し、新たな電力事業のカテゴリーとして特定電気事業⁵が創設された。電気料金の面では、選択約款⁶が許可制から届出制に移行し、ヤードスティック査定⁷が導入されている。

その後、1996年に橋本政権が打ち出した6大改革の一分野である経済構造改革の下で、

⁴ 電気事業の場合は、北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力の一般電気事業者10社。ガス事業の場合は、第1章で述べた通り、229の一般ガス事業者が存在する。

⁵ 特定の供給地点における需要に応じて電力を供給する事業者で、現在、諏訪エネルギーサービス、尼崎ユーティリティサービス、六本木エネルギーサービス、東日本旅客鉄道の4社が登録されている。

⁶ 需要量が少ない時期における供給設備の効率的な利用を促進するために、事業者と一定の条件を満たす需要家が協議の上、各選択約款が定める条件で電気もしくはガスを使用できる制度。

⁷ 電気事業者間の継続的かつ自律的な効率化競争を促すため、事業者間の効率化の度合いを共通の尺度で相対評価し、査定を格差づけする制度。

「経済構造の変革と創造のための行動計画」が発表され、電力・ガス事業については、2001年までに国際的に遜色のないコスト水準を目指すことが明記された。これを受けて電気事業審議会が再度開催され、送電線への TPA (Third Party Access : 第三者アクセス) 導入、小売市場部分自由化、料金制度の修正の方針が示されている。この電気事業審議会の方針は、1999年の電気事業法改正に織り込まれ、小売市場が部分自由化された⁸。これは、2003年時点での全電力小売市場の26%に相当する。また、新たな電力事業のカテゴリーとして特定規模電気事業者⁹が追加された。電気料金の面では、料金引き下げ時における届出制が導入され、選択約款が拡大されている。更に、電気事業者の経営自主性の尊重及び経営資源の有効活用の観点から、それまで課せられていた兼業規制が撤廃された。これにより、電気事業者による他事業への参入が可能になっている。

2001年からは更なる自由化に向けて、総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会が開催され、この分科会での検討を基に、2003年6月には電気事業法が再び改正された。今回の改正では、自由化市場の範囲(契約電力容量)が現在の2,000kWより2004年4月には500kWの高圧需要家、2005年4月には残りの高圧需要家、すなわち50kW以上の高圧需要家を対象に拡大される。これは、全小売市場のそれぞれ40%及び60%超に相当する。2007年には家庭用を含む市場全面自由化に関する議論が開始される予定である。

自由化範囲の拡大に加えて、新たに電力取引所の設立¹⁰、振替料金¹¹の廃止、情報遮断、内部相互補助の禁止・差別的取り扱いの禁止といった行為規制の強化、同時同量制度¹²の緩和等が決定された。また、欧米の電力市場自由化でしばしば見出される発送配電分離等の構造規制(アンバンドリング)は安定供給の観点から採用せず、発送電部門の中立性、公平性、透明性確保のために新たに中立機関¹³が創設されることになった。以上をまとめて図2-2-1に示す。

⁸特別高圧需要家と称される、2,000kWかつ20,000V以上で受電する需要家が対象。

⁹略称でPPS(Power Producer and Supplier)とも言う。特定規模需要(特別高圧受電で使用規模が原則として2,000kW以上)に対して、電力会社の所有する送電線を利用し、電気を供給する事業者。2003年12月現在、ダイヤモンドパワー、丸紅、イーレックス、新日本製鐵、エネット、サミットエナジー、大王製紙、サニックス、新日本石油、ジーティーエフ研究所、大阪ガスの11社が登録されている。尚、一般電気事業者に課せられている供給義務は、PPSには適用されない。

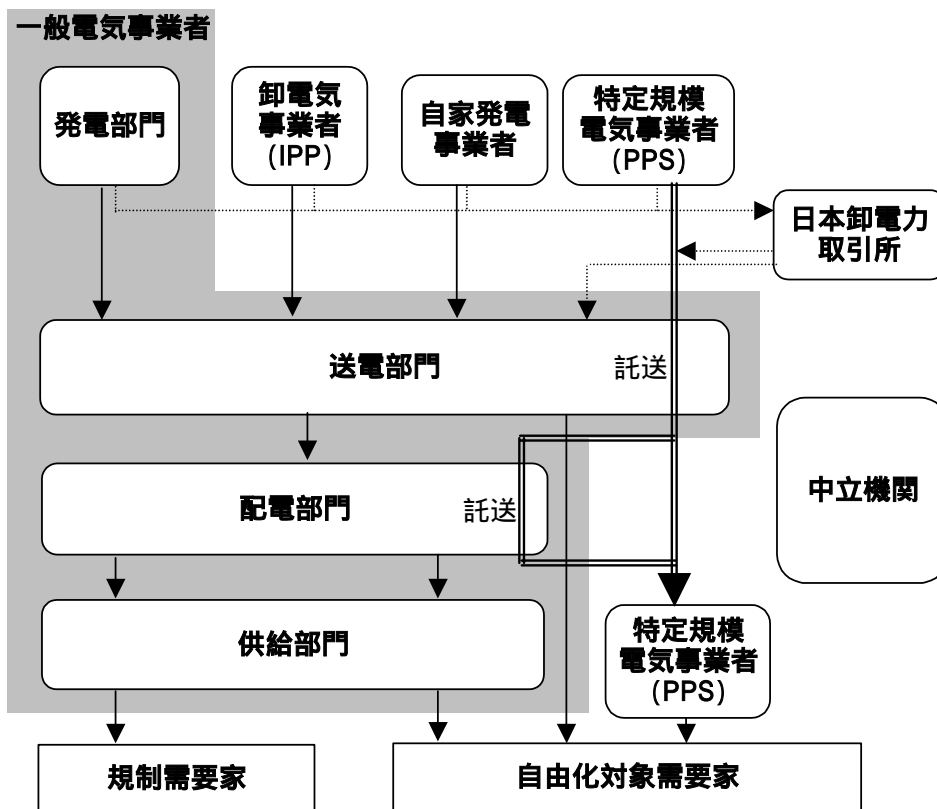
¹⁰この決定を受けて、2003年11月には有限責任中間法人日本卸電力取引所が設立されている。

¹¹一般電気事業者の供給区域をまたがるごとに加算される託送料金。電力会社間の競争及び全国的な供給力の利用や需要家の選択肢拡大にとって阻害となるとされた。通称パンケーキ問題。

¹²送電系統安定のために規定された、電力の需要量と供給量の差分を3%内とする制度。

¹³送配電部門の運用に係わるルールの方策・監視、紛争時の斡旋・調停、系統情報公開システムの運用、地域間連携線、供給信頼度評価、各種統計の作成・公表が主な役割とされている。

図 2-2-1. 日本の電力市場自由化計画



(3). ガス市場の自由化

日本のガス事業規制緩和は、1992 年に総合エネルギー調査会都市熱エネルギー部会の報告で、大口需要家へのガス供給に関して、当事者間交渉を基本とする方向で事業規制、料金制度の見直しを進めるべきであると述べられたことから始まる。また、ガスの託送に関しては、1994 年の同じく総合エネルギー調査会都市熱エネルギー部会の報告で、大口需要向けガス供給の規制緩和の一環としてその積極的推進が提言されている。

これらが発端となり、1995 年のガス事業法改正によって、年間契約ガス使用量が 200 万 m^3 以上の大口需要家からなる市場が自由化対象になった。これに伴い、これら大口需要家にガスを供給する事業として、大口ガス事業が新たに創設された。また、東京ガス、大阪ガス、東邦ガスの大手 3 社に託送ガイドライン¹⁴作成が義務付けられ、電気事業と同じく料金改定に関するヤードスティック的査定が導入された。

¹⁴ 1995 年に総合エネルギー調査会都市ガス事業料金制度分科会が策定した、託送の引き受け条件等の基本的事項に関するガイドライン。

さらに、既に述べた通り、橋本政権下での「経済構造の変革と創造のための行動計画」における2001年までに国際的に遜色のないコスト水準を目指すとの方針表明、及び総合エネルギー調査会都市熱エネルギー部会中間報告を経て、1999年にガス事業法が再度改正された。この改正において、自由化の範囲は、2000年度ガス消費量ベースの場合で全小売市場の40%に相当する年間契約ガス使用量100万 m^3 に拡大された。また、卸供給¹⁵の届出化、大手4社（東京ガス、大阪ガス、東邦ガス及び西部ガス）の託送約款提出などが決定されている。ガス料金面での料金引き下げ時における届出制導入、選択約款の拡大、及び兼業規制の撤廃は電気事業法改正と同一である。

なお、1999年の都市熱部会中間報告においては、新制度の施行後概ね3年を目処に、新制度による成果などに関するフォローアップを実施すること、またガス事業のみならずガス体エネルギー産業全体の制度改革・構造改革に向けた更なるアプローチを行うことが提言されている。このため、概ね10年後におけるガス市場の基本的な政策のあり方についてグランドデザインを作成し、制度改革の方向性を示すものとして、ガス市場整備基本問題研究会（資源エネルギー庁資源・燃料部長および電力・ガス部長の私的研究会）が2001年に発足し、政策展望として「今後のガス市場整備の基本的な政策のあり方について」が2002年に取り纏められた。同研究会による議論の後、総合エネルギー調査会都市熱エネルギー部会に同内容の議論の場が移された。

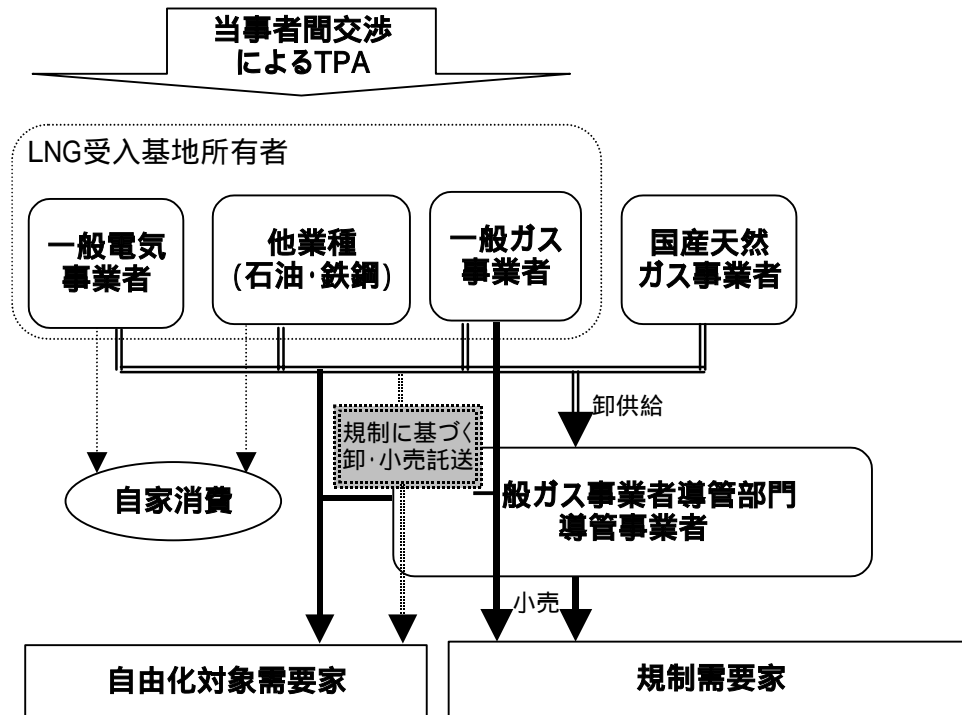
こうして、2003年2月に「今後の望ましいガス事業制度の骨格について」が発表され、同内容に沿ったガス事業法改正案が2003年6月に成立した。改正法は2004年4月に施行予定となっている。今回の改正により、自由化範囲は、2004年に年間契約ガス使用量が50万 m^3 、2007年には10万 m^3 以上の需要家を対象に拡大される。2000年度のガス消費量ベースの場合、これは全小売市場の自由化範囲のそれぞれ44%及び50%に相当する¹⁶。次に、新たなガス事業者の категорияとして導管事業者¹⁷が創設され、接続供給（託送）約款の作成対象事業者の範囲が拡大された。また、当事者間交渉によるLNG受入基地のTPAが導入され、簡易ガス事業者による天然ガス事業参入が認められた。改正電力事業法と同じく、国会付帯決議によって一般ガス事業者のアンバンドリングは見送られている。以上をまとめて図2-2-2に示す。

¹⁵ 一般ガス事業者を対象に、導管によってガスを供給すること。

¹⁶ 長谷川秀夫、「わが国における新しいガス事業制度について - 米国ガス事業の自由化（小売部門）等から得られる示唆 - 」2003年6月、日本エネルギー経済研究所 (<http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/680.pdf>)

¹⁷ 国産天然ガス事業者や電気事業者など、一般ガス事業者以外でガス供給用の導管を保有または運営する事業者。

図 2-2-2. 日本のガス市場自由化計画



(注)この他、一般ガス事業者や国産天然ガス事業者からのガス供給を受けて、簡易ガス事業者が天然ガス事業に参入することも認められている。

2-2-2. 韓国

(1). 自由化への流れ

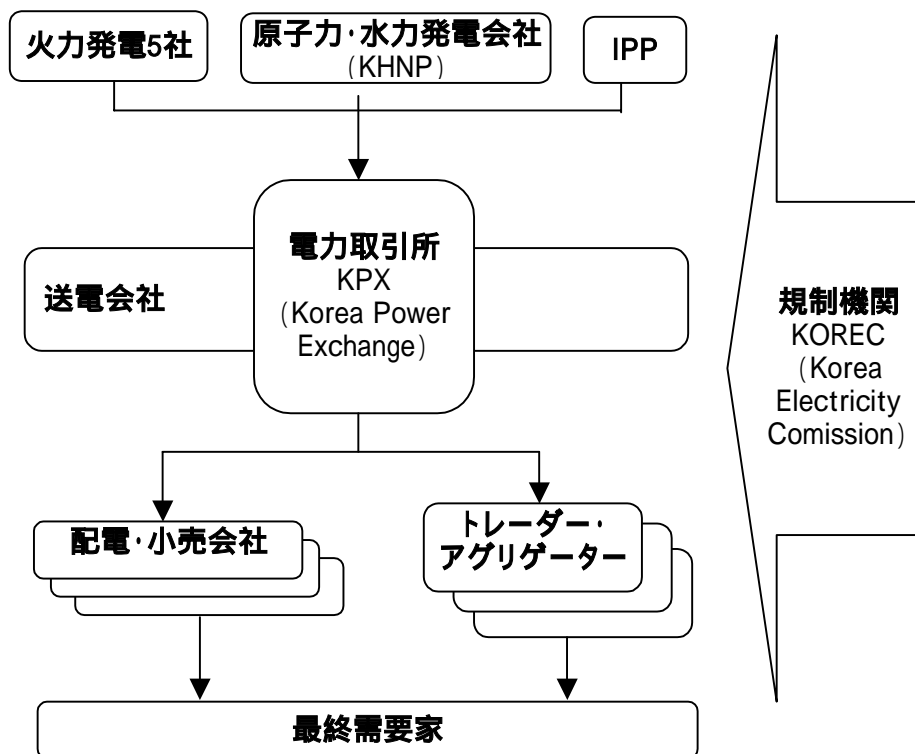
韓国の電気事業は、1982年以來2001年まで国営の垂直統合電力会社であるKEPCO(Korea Electric Power Corporation: 韓国電力公社)によって、ガス事業(LNG輸入及び卸売)は、第1章で述べたように現在に至るまでKOGASによって運営されてきた。従って、電力・ガス事業の再編を行う上で、自由化とともに民営化が論点となるところが、基本的に民間企業から構成される日本の電力・ガス市場の自由化とは異なる。

韓国における電力・ガス市場自由化の進展には、日本と比較するとより外圧が果たした役割が大きい。1997年に発生した対外債務危機で、政府はIMFからの緊急財政支援を取り付けたが、IMFは財政支援の条件として、金融産業の構造改革、外資規制の緩和、財閥解体とともに国営企業の民営化をも要求したからである。また、対外債務危機以前から、国内でも政府規制下での市場の独占を保証された、電力事業におけるKEPCO及びガス事業におけるKOGASを含む国営企業もたらず非効率性を改善すべきという議論は高まっていた。

(2). 電力市場の自由化

電力事業の再編は、まず 1994 年に KEPCO を民営化した場合の評価作業から始まった。その結果、段階的に民営化すべきこと、及び電気事業再編を民営化の前提条件とすべきことが示された。1995 年には、IPP による発電事業参入が認められ、発電部門に競争原理が導入されている¹⁸。1997 年には、電力産業再編委員会 (Electricity Supply Industry Restructuring Committee) が設立され、具体的な再編計画が作成された。1998 年に、政府は国営企業の民営化計画を発表し、KEPCO については上に述べた評価作業結果通り、電力事業再編を民営化に先立って行うことが確認されている。そして 1999 年に、電気事業再編計画 (Restructuring Plan for Electricity Industry) が発表された。この計画で、KEPCO のアンバンドリング、電力市場へ競争原理導入、規制機関 (Electricity Commission) の設立等、韓国電力市場を自由化する上での具体策が示されている。以上をまとめて図 2-2-3 に示す。

図 2-2-3. 韓国の電力市場自由化計画



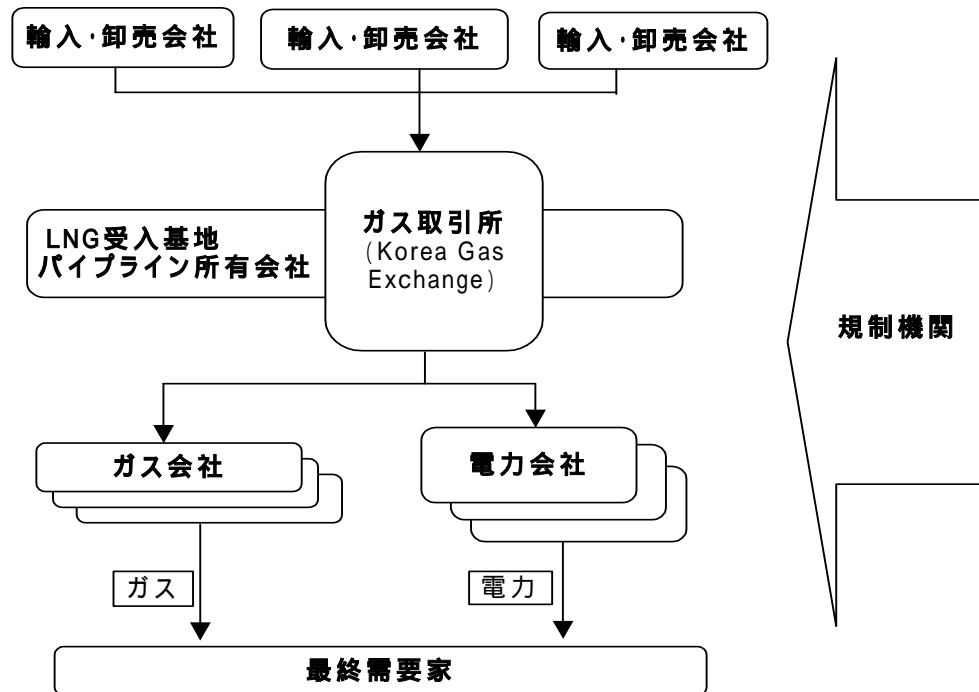
¹⁸ IPP 導入によって電力市場の規制緩和を開始することは、アメリカ、イギリス、日本等の国々と共通している。1998 年に発表された第 4 次長期電力計画では、合計で 5,400MW 規模の IPP による電源開発が予定され、2001 年には LG Energy による 501MW のガス火力発電所が初の IPP 発電所として運開した。

電気事業再編計画は 2000 年に国会で承認され、現在はその実施段階にある。まず、2001 年に発電部門が KEPCO から分社化され、更に火力発電 5 社（南東発電会社：KOSEPCO、中部発電会社：KOMIPO、西部発電会社：KOWEPO、南部発電会社：KOSPO、東西発電会社：KOWESPO）、原子力・水力発電 1 社（水力・原子力発電会社：KHNP）に分割された。同時期に、電力取引プール市場の管理、系統運用、電力品質管理を統括する韓国電力取引所（KPX：Korea Power Exchange）、規制機関として韓国電力委員会（KEC：Korea Electricity Commission）が設立されている。計画では、火力発電 5 社については民営化され、原子力・水力発電会社は国営のまま存続する。現時点で KEPCO 本体として残っている送電及び配電・小売部門は 2008 年までに分社化され、2009 年より小売市場が完全自由化される予定になっている。火力発電 5 社の民営化に関して、当初は 2002 年に 2 社（1 社は南東発電会社）、2005 年までに 1 社、それ以降に 2 社というスケジュールが示されていた。南東発電会社の株式公開は、JP Morgan、UBS Warburg、大宇セキュリティが取扱主幹事会社として準備が進められていたが結局実現していない。テストケースである南東発電会社の民営化計画が中断したことで、他の 4 社の民営化計画も進展していない。

(3). ガス市場の自由化

第 1 章において述べたように、韓国のガス事業において、KOGAS が自家消費分を除く LNG 輸入及び卸売を、32 の都市ガス会社がそれぞれの供給地域におけるガス小売市場を独占している。1999 年に天然ガス事業再編計画（Restructuring Plan for Natural Gas Industry）が発表され、基本的なガス市場改革の骨子が示された。計画によると、KOGAS はまず輸入・卸売会社と供給設備会社（LNG 受入基地、貯蔵設備、パイプライン）とにアンバンドリングされる。次に、輸入・卸売会社を 3 社に分割し、この部門に競争原理が導入される。輸入・卸売会社のうち 2 社は民営化され、既存の LNG 輸入契約は、3 社間で振り分けられる。更に、供給設備会社が保有する LNG 受入基地、貯蔵設備、パイプラインには TPA が適用される。最後に、小売部門に競争が導入されるというものであった。以上をまとめて図 2-2-4 に示す。

図 2-2-4. 韓国のガス市場自由化計画



このような市場開放の流れに先んじて、都市ガス配給部門における外資参入の動きが加速してきた。32の都市ガス会社のうち、SKとEnronの合併会社が10社¹⁹を、またベルギーのTractebelが1社を傘下に置いている。

しかし、ガス事業の再編計画は電力事業と比べて進展が遅れている。KOGAS分割後の2社を2002年以内に、残り1社は2003年以降に民営化するという当初の計画を実施するために必要な法改正は、2001年に国会で慎重論を唱える議員の反対及び大統領選挙により中断され、実現されなかった。2003年3月には、政府はKOGASの設備セクター（LNG受入基地、貯蔵施設、パイプライン）がこれまで通りKOGASの管理下（国有）に置かれると発表している²⁰。LNG輸入及び卸売りビジネスに関して、当初の計画通りKOGASを分割すれば、既存のLNG購入契約を量的及び價格的にどう振り分けるのかという問題が生じる。このため、政府はKOGAS分割計画に加え、ライセンス制のもと民間企業にLNG輸入及び卸売を認めるという案を検討している。

¹⁹ 2003年時点において、これは都市ガス販売量全体の25%にあたる。

²⁰ 韓国エネルギー経済研究院は、これらの設備に対するTPAが導入されるとの見解を示している。

2-3. 進展の見通し

2-3-1. 日本

2003年6月の電気事業法改正によって、自由化範囲の拡大に関して全面自由化が決定された訳ではないものの、中期的なスケジュールが明示化されたことでその進展に向けて一応の見通しが立ったと言える。2003年9月に再開された電気事業分科会では、現在、詳細制度設計と懸案である原子力バックエンド費用等に係わる経済的措置の検討が行われている²¹。

現在、PPS各社は、大都市圏の業務用需要家を中心に顧客を開拓している。2003年9月時点においてPPSの自由化対象需要家に占める獲得需要家の販売電力量シェアは1.81%であり、電気事業全体では0.38%に過ぎない²²。しかし、PPSとして新規に参入する事業者は増えており、小売市場での競争は今後更に活発になると思われる。

一方、電気事業法と同じく2003年6月に成立したガス事業法でも、自由化範囲の拡大は進展する見込みであるが、その実効性は今後2004年4月までに行われる託送制度や詳細制度設計の議論に負うところが大きい²³。

ガス市場においても、大口ガス事業者として新規参入する例は増加している。全大口供給量に対して新規参入者が占める割合は2002年度実績で4%に達しており²⁴、電力市場と同じく競争が活発になりつつある。

2-3-2. 韓国

金大中政権下において決定された電力・ガス産業構造改革が、上記のように停滞しているのは、労働組合の反対、国会での議論の紛糾を背景として、現在の盧武鉉政権が国営企業の民営化あるいは自由化に対して慎重な姿勢を見せているからである。とは言え、盧武鉉政権は明確に反民営化・反自由化の政策を明確に打ち出した訳ではなく、実際には決断を先送りしている状態である。従って、今後の進展の見通しは、現時点では全く不透明と言える。

僅かに進展する兆しがあるのは、KEPCOよりアンバンドリングされた発電会社の一つであ

²¹バックエンド費用とは、原子力発電に係わるコスト算定等の議論における、使用済み核燃料の再処理や中間貯蔵など核燃料サイクルの総事業費を指す。2004年1月の総合資源エネルギー調査会・コスト等検討小委員会では、バックエンド費用が18兆8,000億円に達するとの見積り結果が発表されている。

²² 経済産業省、「総需要電力量速報（平成15年9月分）」、2003年11月

(<http://www.meti.go.jp/kohosys/press/0004705/0/031118denryoku.pdf>)

²³ 長谷川秀夫、「わが国の都市ガス事業を取り巻く動向」、JETI 2003年11月号、37～41ページ

²⁴ Ibid

る南東発電会社の民営化計画である。2003年5月に、MOCIEとKEPCOは、2004年初めに予定されている南東発電会社の株式公開を取扱う主幹事会社として、LG、大宇、現代セキュリティからなるコンソーシアムを指名している。韓国エネルギー経済研究院は、同社は最終的に株式売却によって民営化され、残る発電会社の民営化も順次行われるとの見解を示している。また、SKが、MOCIEは市場再編を進める必要性を認識しており、KOGAS以外の事業者によるLNG直接輸入の許可や、LNG受入基地及びパイプライン網へのTPA導入によって競争促進を図る計画であるとの見方を示している。更に、KEPCOは、MOCIEは電力市場自由化ビジョンを現在検討しており、2004年上期にその成果物が発表されて何らかの決定があると予測している²⁵。但し、韓国議会選挙が2004年4月に予定されており、その前に電力・ガス市場再編に関して新たな決定がされる可能性は低いと思われる。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

²⁵ 電力・ガス産業構造改革の見通しについての韓国エネルギー経済研究院、SK、KEPCOの見解は、日本エネルギー経済研究所が2003年10月に行ったヒアリングによる。

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第3章 最近のLNG調達取引の動向と自由化の影響

天然ガス・新燃料グループ マネージャー 鈴木 健雄

要 旨

LNGの取引は、従来よりテイクオアペイ条項に基づく長期契約が適用されてきたが、自由化、規制緩和の進展という市場の変化を背景の一つとして、取引契約の内容も変化が見られる。すなわち、需要の離脱や増加に対応するべく「自由度の拡大」と「低価格の追及」、換言すれば、「柔軟性」と「経済性」の双方の追求が求められるようになってきている。

近年、日本と韓国のLNGの需要家間での提携事例が見られる。これは、想定需要に対して実需要が振れた場合における調整機能と、売主に対してのバーゲニングパワーの発揮という観点から意義のあることと思われる。ここで、融通と言う形態での需要家側の相互協力を考える場合には、既存の契約に規定されている「仕向地条項」の存在について留意する必要がある。

韓国における自由化の進展状況をみると、政権の交代も加わって、規制緩和のプロセスそのものが止まっている。政府の進めようとしている自由化の具体像が明確になっておらず、したがって将来の事業像が不鮮明であることに伴って需要の不透明性も高まっており、新規の調達契約を新たに締結することが躊躇されている。

一方、同国の需要そのものは伸びている状況にあり、新たな調達の手配が求められている。域内の日本、中国が最近導入した新たな調達例を参照すると、従来になく買手側に有利な面も出現しているといわれ、同国でもこれらの近隣LNG導入国と同様な、既存の契約より有利な条件で新規の調達が可能と思われるが、上述の国内状況のためにこれが適わない状況にある。

¹本報告は、平成15年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成15年1月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

3-1. 自由化による LNG 調達への影響

3-1-1. 従来の契約条項の変化

我が国の LNG は 1969 年に始めて導入され、1970 年代のオイルショックの経験を経て 80 年代にかけてその取引量も増大した。これらの契約の多くは、2000 年代に入って更改期を向えて種々の新たな動きが顕在化してきている。これらの変化の背景の一つには、自由化、規制緩和の進展という市場の要請があると言えよう。

従来の LNG 取引に適用されている、伝統的なテイクオアペイ条項に基づく長期契約に規定されている各条項を中心に、最近の市場環境に伴う変化を以下に挙げる。

契約当事者

我が国の買主の場合、従来は電力、ガス会社で買主コンソーシアムを形成して交渉し、各買主が同一条件を適用して契約を締結していた。最近では各社各様の利害が顕在化するようになってきており LNG 買主間の競合も誘起されている。したがって買主各社が個別に交渉を行い、個別に契約を締結する方向になってきている。

契約期間

以前のように単調増加的な需要の伸びが見込めず、かつ、自由化の結果、確定していた需要の一部が離脱することも想定されるので固定的な数量を長期に渡って確約することが難しい状況になってきている。したがって、契約の期間については短期化が志向され、或いは数量的にベースの部分の長期として不確定度の伴う需要量については短期契約分として組み合わせること等の工夫が見られる。

契約数量に係わる引き取りの弾力性

実需要値と契約数量からの乖離を許容する幅としての弾力性の拡大が求められている。特に、離脱需要が発生した場合に備えて、テイクオアペイ条項による引き取り義務の対象とならない許容範囲（下方弾力性） 反対に急な需要が発生した場合に、単独なスポット調達ではなく既存の契約の量的追加としての扱いをする上方弾力性の両方の拡大を求める買主側の意図が反映されている傾向といわれている。自由化の進展を踏まえた状況では、特に下方弾力性の拡大が重要となる。

受け渡し条件

輸送の機能を売主が負う Ex-Ship 取引から買主側による FOB 取引へという変化が見られる。自社で輸送船を所有し、自ら輸送手段を手配してコストダウンを図ることが当面の目的であろう。また、自分で輸送能力を持つことにより、余裕があればスポット

取引、スワッピング、バックホーリング、そしてアービトラージ取引と言った様々なトレーディングの可能性も出てくると考えられる。

受け渡し計画

従前は、事前に売主、買主両者間で年間受け渡し計画を策定、協議し、年間の配船計画を設定していた。これは、需要の季節性などには係わり無く年間を通して均等で配船、受け渡しをおこなうことを原則としている。上述の弾力性の拡大に関連して、受け渡しも季節性などを反映した実需要のプロファイルに見合った、年間を通してみると不均等な配船も出現している。

以上に加えて、近年の新しい取引方式として「マスターアグリーメント方式」²が、一部の売主から日本のLNG買主各社に対し提案され、一部の買主がこれに応じていると言われている。この「マスターアグリーメント方式」とは、速やかなスポット取引を行う目的で、一定の引取り条件項目を事前に決めておく、といったものである。

すなわち、カーゴ、数量を特定しない概括的な取引条件のみ規定する契約（マスターアグリーメント）を結び、個別のスポットカーゴが売買されるに際しては価格、数量、時期など簡単な必要情報を特定したコンファメーションレターのみで迅速に取引を行うものである。これも、前もって合理的に見込むことが難しい需要に対応するために、発生した需要に合わせて即時性をもたせた調達を行う手段であり、昨今の市場の変化に即した取引方式と理解されよう。

今後は、欧米市場で既に現れているように、LNGバリューチェーンの各部分の機能に特化したマーケター、アグリゲーター、トレーダー³といった新しいタイプのプレーヤーが登場し、従来の我が国の電力、ガス事業者とは異なるタイプのLNGの買主も出現してくるような動きも出てくると思われる。

自由化、規制緩和の進展に伴う買主側事業者の大きな懸念の一つは、競争の結果として需要の変動が生じることである。大口顧客の新たな獲得や喪失によるステップ的な需要の増加や離脱を踏まえて、調達契約の各条項にも、これらに対応する引き取り量や契約期間

² 2003年12月4日付 電気新聞

³ マーケター：米国ガス市場などにおいて、自らはガスの供給設備等を保有せず、生産者等から購入したガスを他社のパイプラインネットワークを利用してLDCや最終需要家に販売する非規制事業者。

アグリゲーター：コアとなる需要家（代替燃料設備を保有しない家庭用や小規模商業用の需要家）を取り纏めて集合体を形成し、大口需要家と同様に交渉力を持って生産・販売事業者の選択を行い、配給事業者にガスの輸送を委託する事業者。

トレーダー：ガスやパイプライン容量などの売買を仲介する非規制事業者。ガスそのものを調達することがない点で、マーケターと異なる。ブローカーと同義。

の自由度を拡大させて、柔軟性を織り込んだ結果が現れている。

また、日本や韓国が属するアジア太平洋地域では、需要の伸び悩みに対して豊富な供給量が存在し、買い手市場化している。したがって、買主の要求である上記のような拡大した自由度、柔軟性を織り込んだ条項が売主に受け入れられ易い背景もあると思われる。

なお、「取引における自由度の拡大」と共に「低価格の追及」の双方、すなわち柔軟性と経済性、双方の追及は買主の求める所である。アジア太平洋地域の LNG 市場では、需要に対して豊富な供給量が存在することと同時に、その価格も低下傾向が指摘されている⁴。しかし、売主にとっては、これらの両立は厳しいものがあり容認しがたい面を持つことは想像に難くない。実際に次節3-2(5)に述べるところの季節性を配慮して冬場に8割の受け渡しを行うとしたマレーシアから韓国への供給の事例では、契約期間が7年間と中期であることと相俟って、价格的には長期契約の場合について言われているほどのレベルは達成することが認められなかったといわれている⁵。ここで指摘した「柔軟性」と「経済性」は互いにトレードオフの関係を持つ面があることも念頭に置いておきたい。

3-1-2. LNG 消費国(需要家)間の協力

2003年に入って下記の LNG 需要家間の連携事例が報道されている⁶。

中部電力・CPC・KOGAS、東京電力・KOGAS の LNG ユーザー間での相互融通との報道⁷

東北電力・KOGAS の「LNG 調達等に係わる相互協力協定」の締結⁸

中部電力・KOGAS の「LNG 季節間スワップ取引」の報道⁹

これらは、短期的な需要変動に関して距離的に近い域内の需要家間の間で対応し易い体制を形成し、LNG 調達の柔軟性と、個々の需要家にとっての供給安定性の向上に資するものと理解される。

融通という形での LNG 消費国間の協力は、自由化による需要の不透明性や需給の不均衡から発生するリスクを緩和する観点からも重要である。その一方で、既存の契約で規定されている「仕向地条項」の存在に留意したい。これは、LNG 取引の自由度を阻害する要因と

⁴ 森田浩仁 「買主の LNG：下降をはじめた価格と高まる供給の柔軟性 - リスク再配分から生まれつつある契約の多様性」、エネ研 HP、2003年2月

⁵ 3-2(5)を参照

⁶ この詳細については、第5章および第7章を参考にされたい。

⁷ 2003年2月7日付 日本経済新聞

⁸ 2003年4月18日付 東北電力プレスリリース：危機管理対策、LNG 調達の柔軟性・安定性の拡大につながる」と評価。

⁹ 2003年8月11日付 中部電力プレスリリース：需給調整スキームの活用によるメリットが期待できると評価。

も言えるが、この制約が緩和されれば、スワップ、アービトラージなどの多様な取引が拡大し易くなる¹⁰。

LNG消費国（需要家）間の相互協力は、想定需要に対する実需要の振れ部分の吸収と、売主に対するバーゲニングパワーの発揮について意義のあることと思われる。

3-1-3. 韓国における自由化の進展状況とガス事業に対する影響

前政権時代にその骨格が定められた韓国のガス産業の自由化については、第2章で述べた通り政権が交代したことも加わりその進捗は停滞している。韓国のガス産業の自由化についてのオリジナルプランは、もはや機能していないという見方もあるが、MOCIEとしては原案を見直し、競争促進策として直接輸入の許可や第三者アクセスを導入して、競争導入の実現化を図ろうとしている。こうした自由化を控えた現況により、需要の不透明性が高まっている。規制緩和のプロセスそのものも止まっており、また、そのプロセス自体も不確実性が高いこともさらに需要の不透明性を高めている。したがって、新規にLNGの長期契約を締結することにはためらいがある。

現在LNGの輸入を基本的に唯一認められているKOGASが分割されて、KOGAS以外の事業者でも輸入が可能になることが予想されるものの、現行の規制下では民間企業がLNGを輸入できる場合は限定されている。POSCO社、SK社には、自家消費用(発電用)ということでLNG輸入許可が下りている。現在認められていない電気事業者等の大規模需要家に、LNGを直接輸入できるような機会が与えられれば、卸売市場に競争原理が導入されることになり、結果として市場価格が下がることが期待され、ガス需要も増加することになる。

こうした新たな長期契約の締結に躊躇する状況下で、需要は伸びており需給のギャップは広がりつつある。中国や日本が締結した新たな契約を参照すると、現在の市場は、価格や自由度を追及した取引条項などの点で、買い手に有利な状況で進んでいる。仮に、韓国が同様の契約を結ぼうとした場合には、同様の有利な条件を享受することも可能と思われる。しかしながら、中国や米国西海岸などの新規需要が数年後には現実化することが予想されており、市場状況は常に変化しつつあることにも留意していく必要がある。

また、KOGASの民営化に係わる株式公開に際して、10%分を売却（出資）と引き換えに、長期のLNG供給契約を締結する戦略的資本提携・投資することが提案されていると言われている。具体的にはガスの採掘、生産、供給に携わる上流の事業者、いわゆるメジャー等が想定され、報道されているサハリン2プロジェクトのシェルとともに、マレーシアのTigaプロジェクトで供給余力を有するペトロナスなどの、ガスの採掘、生産、供給に携わる上

¹⁰ この詳細については、第5章および第7章を参考にされたい。

流の事業者も出資側として名前が挙がっている。

天然ガスについて考えると、石油と同様に自国内にエネルギー資源がほとんど無く、輸入に依存しているという点において、韓国と日本は同じ境遇であり、メジャー等のエネルギービジネスにおける巨人に供給をゆだねつつ、下流側の自由化をどう進めるか、その際に供給力確保へのリスクといかに共存してゆくかというセキュリティーに係わる命題に対してどういう対応をするかは慎重に多面的に判断したい。

なお、中長期の計画ではあるが、シベリアの Kovykta ガス田などからのパイプラインの計画も挙がっており、韓国への天然ガス供給という観点からは念頭にとどめる必要がある。その場合には、パイプラインガスと LNG との競合が想定される。我が国でも、サハリン1・パイプラインの想定ルート付近に位置する北海道、東北地方の需要家のうちには、近い将来にパイプラインガスが開通した場合に備えて、LNG の形態での新規の供給源確保を見合わせる傾向もあり、その場合には新規 LNG 調達について、一時的なためらいが生じる可能性も予想される。

3-2. 最近の LNG 調達取引における変化の事例

本項では、主として日本、韓国の事業者が買主として締結した最近の LNG 調達契約にかかわる事例をとりあげ、新たに観られる契約条件の変化や自由化の進展が及ぼしたと思われる特徴的なポイントを抽出する。そして、それらの背景について検討を試みるものとする。

3-2-1. オーストラリア・西豪州 NWS (North West Shelf) 拡張プロジェクト

従来は、LNG の買主である我が国の電力、ガス事業者は、複数の買主で買主連合を結成して、共同で集団交渉を行っていたが、昨今ではこのような大型コンソーシアムを組むことが難しくなっている。これは、オーストラリア・西豪州の NWS (North West Shelf) 拡張プロジェクトの交渉における日本買主コンソーシアムの分裂と、以後の個別交渉への移行という結果に現れている。表 3-2-1 に本プロジェクトの合意状況を示す。供給の開始時期、契約期間に不揃いが見られる。

表3-2-1 NWS 拡張契約状況

会社名	開始予定(年)	契約期間(年)	契約量(万トン/年)	契約状況
KOGAS	2003	7	50	SPA
東京ガス	2004	25	107.3	SPA
東邦ガス			29.7	
大阪ガス	2004	30	100	SPA
Shell	2004	5	5年間で最大370万トン	SPA
CNOOC	2005	25	330	SPA
静岡ガス	2005	24	13	SPA
東北電力	2005	15	40	SPA
九州電力	2006	15+5	50	SPA
中部電力	2009	協議中	60	LOI

(出所)平成 14 年度天然ガス開発利用促進調査

(アジア・太平洋地域の天然ガス需給動向調査: オーストラリアより)

従来の強い規制の下での公益事業であった場合は、事業そのものが類似していても地域独占が認められていたので、買主コンソーシアムを構成する個々の企業間における競争、競合関係も薄く、これらにおいて価値観の差異や利害に対立も問題とならなかったと思われる。しかし、市場の自由化の進展を受けて、エネルギー間の競合、さらにはガス対ガスの競合が激化していく方向にあることから、LNG 買主間の競合も誘起されており、利害の対立も顕在化するようになってきたものと理解される。

3-2-2. マレーシア・第一トレーン(Satu)プロジェクトの更改

1983年から20年間にわたったマレーシア LNG 社と東京電力・東京ガスとのマレーシアサラワク州ピンツルの第一トレーン(MLNG)も契約は、東京電力が年間480万t、東京ガスが260万tを、全量 Ex-ship で引き取る契約であった。しかるに、2003年3月に発表された2003年4月より15年間にわたる更新後の新契約は、引き取り量として、最大で東京電力480万t/年、東京ガス260万t/年のLNGを引き続き購入するとしているものの、以下が特色として挙げられている。

短期数量の導入による、引取数量の弾力性の大幅な向上、
 一部数量を FOB 化することにより、輸送面での LNG 調達の弾力性向上とフレート・コスト(海上輸送運賃)の圧縮(FOB では買主各社側が保有する船舶を使用する予定)、
 増加許容量、削減許容量の拡大による、年度内における調達量の柔軟な運用、

これらの売買条件については、実需要に即した調達が可能なように、引き取り量とそのタイミングについて、より自由度を拡大した内容に変化したことが読み取れる。電力・ガス市場における規制緩和の進展など日本エネルギー業界を取り巻く環境の大きな変化に対応し、これまでの安定供給を第一とした長期・固定的な形態から、より経済的かつ弾力性に優れた契約内容となっているとしている。参考までに、契約数量に係わる報道内容を、表3-2-2に挙げる。

表3-2-2 マレーシア・第一トレーン(Satu)プロジェクトにおける契約数量

(単位:万t/年)

	東京電力	東京ガス
Ex-ship 数量	360	200
FOB 数量	120	60
合計(うち短期数量)	480 (70)	260 (50)

(注) 短期数量については最大引取量を示してあり、両社が各々4年間の引取数量を各年度別に任意に決定。

3-2-3. サハリン2プロジェクト

本プロジェクトはロシアから初めての極東アジア向け、天然ガスの供給（LNG輸出）となり、豊富な埋蔵量と需要地へ近いというメリットを有することから、わが国における今後の天然ガスの競争力および供給安定性の向上（わが国への供給先の分散多様化）に大きく資するものと期待されている。2003年5月に報道のあった東京電力、東京ガスによるサハリン2プロジェクトの基本合意書の締結（売買契約書は、継続して協議を行い、来年4月締結を目途としている）では、両社とも FOB による引き取りとしている。

東京ガスは、2007年4月から24年間、110万トン/年を引き取る一方で、東京電力は2007年4月から22年間（2007、2008年度は立上がり期間）年間120万トン、および買主オプション数量がある旨報道されている¹¹。

今回の（特に東京電力側の）合意内容は、FOB条件とすることはもちろん、立上がり期間の設定、買主オプション数量の導入等により、電力・ガス市場における規制緩和の進展などにより変化しつつある事業者の置かれている環境変化にも対応すべく、従来のLNG売買の契約条件を上回る柔軟性と経済性を備えたものとなっていると評価されている。すなわち、（都市ガスは原料源としてLNGしか有り得ないが）電力では燃料源として、LNGの他に石炭、石油などの代替源が存在するので将来にその選択の余地を残すべく、かつ需要が想定を上回った場合にも量的に対応できるように、立上がり期間の設定やオプション数量条項の折り込みの結果にガス事業との違いを考慮した成果を垣間見ることができよう。

3-2-4. ダーウィン LNG プロジェクト

2003年6月、東京ガスおよび東京電力は、コノコフィリップス社（米国）が中心となって進めている豪州・東ティモール共同石油開発海域内「バユ・ウンダン・ガス田」の10.08%の開発権益を保有する米国企業「フィリップス・ペトロリアム・ティモール・シー社」を2対1の割合で共同買収し、ガス田を開発し、液化天然ガスを豪州ダーウィン市郊外にて生産・販売する「ダーウィン LNG プロジェクト」に参画すると報じた。

両社は本プロジェクトへの参画により、燃料・原料の開発・生産に直接関与することとなり、両社がすでに開始している自社船によるLNG輸送事業とあわせ、ガスの生産から液化、販売、輸送、さらに電気事業ないしガス事業での消費までのLNGチェーンに一貫して参画することとなる。

¹¹ なお、2003年7月には、九州電力が2010年から21年間、年間最大50万トンをEx-Shipで引き取るという追加の報道があった。

売主が、バリューチェーンの下流である需要側（発電事業やガスの販売など）に参加すること、あるいは、Ex-Ship取引により需要地でLNGを受け取って販売、あるいは、自己用途で使用するのみであった買主が、自ら輸送や液化、生産といったバリューチェーンの上流部分の機能に携わる相互参入の事象は、自由化、規制緩和の進展といった環境がきっかけとなり見られるようになった現象である。

需要側（買主）にとっては、自らの役務範囲を広げる中で全体のコストダウンと最適化を図り、競争力を強化しかつ、安定的かつ経済的な燃料・原料調達に資するものと理解される。供給側（売主）にとっても、需要のセキュリティ、すなわち販売先が確保され（場合によっては自らが需要を創出して）、安定した収入が保証されることになるので双方にとって意味のある動きといえよう。

3-2-5. マレーシア・第三トレーン(Tiga)プロジェクト

2003年3月にKOGASはオーストラリア・西豪州NWS(North West Shelf)拡張プロジェクトにて、年間50万トンを本年より7年間輸入するとの契約を締結(表3-2-1参照)したのに引き続き、本年7月には、マレーシア・第三トレーン(Tiga)プロジェクトより年間150万トン(50万トンのオプション有り)を同じく7年間輸入するとの契約を締結した。

これらのうち、オーストラリア分については全量冬季の引き取り、マレーシア分については夏季が20%、冬季が80%と、需要の季節性を大幅に反映した引き取り条件となっている。

従来は、年間を通して均等に引き渡すことが原則化していたLNG取引においては注目すべきことである。Tigaプロジェクトの場合をしてみると、1トレーンの生産能力は380万トンであるので、2トレーン分の四半期(冬季分に相当)の生産量は190万トン(=380×2/4)となり、冬季には2トレーン分の生産量のうちの6割以上に相当する120万トン(=150×0.8)が単一の供給先にのみ供給されることになる。

価格については、契約の期間が7年間と中期であり、従来の長期契約よりは安くならなかったと推測される。しかしながら、冬場の追加需要を供給の確約が前もって困難であり、かつ、価格の不安定性の高いスポットに依存していた韓国の以前の供給状況を考えると、状況に合致したより良い調達であったと考えられる。

補論・自由化の進展に伴う影響¹²

本章で述べてきた市場制度改革、自由化の理念としては、料金の低廉化、需要家の供給者・供給条件選択の自由度の拡大、競争促進と安定供給の両立、保安の確保などを包含する「ガス利用者の利益の増進」、対象エネルギーの効率的な利用、対象市場全体の構成・透明な競争条件の整備、対象エネルギーの配送・供給ネットワークの効率的整備を促進させる制度の構築、事業者が独自に創造性を発揮するの場の確保と競争力の強化、産業の競争力強化と統合したエネルギー市場の構築、国際的な議論との整合性の確保などを含む「ガス事業の健全な発展」が挙げられよう。その結果、国際的な高コスト構造（内外価格差）の是正、国際市場における企業の競争力強化などの効果が期待されている。

このように自由化、規制緩和がもたらす光の部分としては、企業間の競争が激化し価格が低下し、サービスが向上する結果、消費者が恩恵を受けることが挙げられる。次に、新たなビジネスチャンスが生まれる結果、経済が活性化すること、さらに、年功序列型賃金制のもと組織に基づいた社会が変化し、個人の資質や努力、才能に見合った報酬が約束され、個人が報われる機会が拡大することもあげられよう。

これに反して影の部分の存在も指摘されていることに注目する必要もあろう。ガス産業にかかわる欧米の先行事例¹³によると、規制対象範囲の変更（自由化範囲の拡大）、必要不可欠設備の第三者開放、企業分割などが行われた。これに伴う副産物として、一般的には以下の弊害も懸念の可能性が指摘されている¹⁴。

価格安定性と安定供給を阻害すること

競争により、スポット的な購買が可能になった場合、安価な場合もあれば逆の場合もあるので、これに過度に依存すると、価格の不安定性の影響を直接的に被ることになる。また、購買力のある事業者が買占めを行うことで市場寡占化が進む恐れがある。また、既存の長期契約を保持している購入事業者は、近い将来想定される離脱需要の恐れから、テイク・オア・ペイの債務の発生や今後の長期の引き取りの確約が困難になる可能性が生じる。したがって、今後の長期契約の締結が困難になり、かつ、その価格交渉力が低下することになる。こういった観点から、価格安定性と安定供給の面で危惧が生じる。

¹² 「今後のガス市場整備の基本的な政策のあり方について～グランドデザイン～」ガス市場整備基本問題研究会 平成14年4月、など

¹³ 我が国において、エネルギー、とりわけ、ガス市場の自由化、規制緩和を考慮する際には、その供給を海外からの輸入に依存していることに十分留意が必要である。一般に、これらの先行事例は、自国、或いは近隣域内に天然ガス資源が賦存し、パイプラインによる取引が中心である場合が多く、天然ガスの供給をLNGの形態での輸入に依存している我が国（及び韓国や台湾）とは相違があることに留意されたい。

¹⁴ 第5回 ガス市場整備基本問題研究会 佐藤委員の発表等 平成13年3月12日、

また、消費者側から見ると、大口の需要家はメリットを享受できる機会の増大が見込めるが、一般の消費者（家庭用など小口の需要家）は必ずしもそうとは限らない。ユニバーサル・サービスの観点からは、低所得者、高齢者などを中心に不利益を被る機会の増大の場合も懸念される場合も想定される¹⁵。

インフラストラクチャー整備への投資インセンティブを阻害すること

一般的に、インフラストラクチャーの建設は初期投資額が大きく、資本回収には時間がかかるのが普通である。たとえば、天然ガスを開発・生産、輸送・配送し、供給・販売するという各機能について垂直統合的な事業形態を保持している企業の場合は、事業拡大に伴うインフラストラクチャー(パイプライン)増設への投資が必要となる場合に、天然ガスの供給・販売部門での収益が十分ある場合であれば、輸送・配送部門が主管するインフラストラクチャー(パイプライン)投資へ内部補助の形態で資金融通することが可能である。

しかし、競争が激化した環境で、機能別に企業分割(アンバンドリング)がされ、さらに、コストベースの料金設定が為されるような場合では、こういった資金融通はできなくなる。したがって、新たな投資によるインフラストラクチャー(パイプライン)を抱える部門(特に企業分割後の細分化した事業体)にとっては、初期投資額が大きく、十分な需要が立ち上がるまでは不採算状態ということになる。すなわち、確実な需要を見込めていない場合には投資に踏み切ることが難しくなる。

R&Dへの投資インセンティブを阻害すること

R&Dへの投資を行っても、成果が出て需要がついた時点で、新規・競合参入者に成果を「ただ儲け(フリーライド)」されてしまう懸念が有るので、この投資インセンティブが損なわれる可能性がある。

安全性が懸念されること

コスト競争における優位性を確保しようとする立場から、新規参入者のみならず既存の事業者も、顕在的成果(対費用効果)が見えにくい安全性に係わるコストを縮減しようとする。消費者側で的確に安全性の諾否を選択・判断することは、基準の設定など必要情報の準備・公開の点で、現状では一般的に難しいとおもわれるので、安全に係わる水準の低下が懸念される。

アンバンドリングの結果、非効率性がもたらされること

機能別に企業分割がされた場合には、必然的に個別の会社ごとに管理部門を保有することになる。販売会社として規制緩和されることのメリットがある一方で、別会社化によっ

¹⁵ 平成13年度地方都市ガス事業天然ガス化導入条件調査総括報告書(アメリカのLDCレベルの自由化にともなう制度設計についての詳細調査)5-5項 平成14年6月

て管理部門をはじめとする間接部門をグループ組織の中に重複して保持することなど、アンバンドリングの結果として追加的なコストが発生することになる負担のバランスを考慮する必要が生じることになる。

今日でもエネルギー市場において競争導入を促進し、自由化の進展を図ることは、世界的に観ても基本的トレンドであることに間違いない。しかし、1999年以降国際石油市場での原油価格高騰、カリフォルニア電力危機、米国における天然ガス価格高騰、北米大停電等の事象発生と共に、自由化のもたらす様々な影響についての関心が高まっていることも事実である。今後ともこうした点に対する世界の動向に注目していく必要がある。

第2部 東アジア天然ガス市場における問題解決に向けた対応策の検討

「持続可能な経済成長」を目指す東アジアの天然ガス消費国は、市場競争の激化という環境の下で域内各国の国内ガス需要の増加が予測されており、安定供給と経済効率性という二つの目標の同時達成を最大限に追求し続けなければならない状況に置かれている。「競争力のある安定供給確保」への取り組みは、東アジアの天然ガス消費国にとって最重要課題となっている。序章で分析したところの「柔軟性に欠ける供給構造」と「欧米比割高なLNG価格」は、この課題達成に向けて解決しなければならない構造的な問題である。

この第2部では、東アジア天然ガス市場における問題解決に向けた対応策を検討する。そこで、まず、第4章では東アジアの天然ガス市場に存在する環境変化の要因について再整理する。次いで、同章の後半部分では、同地域の市場構造が抱える問題の改善・解決に向けて、市場に形成されることが望ましいと考えられる条件を概括する。さらに第5章から第9章において、その個別の条件についてより詳細に分析することとしたい。

お問い合わせ：report@tky.iej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第2部 東アジア天然ガス市場における問題解決に向けた対応策

第4章 考慮すべき市場環境変化の要因と対応策

総合エネルギー動向分析室 研究主幹 小田原 洋一

要 旨

東アジアの天然ガス消費国におけるガス・電力市場自由化の進展、また中国・インドという新規 LNG 消費国の国際天然ガス市場への登場は、それまで硬直的とされた伝統的な LNG 取引条件・形態に大きな変化をもたらした。輸入者は、消費国におけるエネルギー市場環境を考慮して、価格、数量、積取方法など輸入契約における取引条件に柔軟性の導入・拡大を求める傾向にあり、今後、輸入契約はさらに多様化することになると考えられる。

また、エネルギー市場のボーダーレス化による市場競争の激化は、天然ガス市場に参加するプレーヤーの増加という状況を生み出すだけでなく、同市場における参加者は、ガス供給チェーンの様々な段階での利益を追求するなど、それぞれに事業戦略を模索・展開しながら新たな役割を追求している。

さらには、最近、北米向け市場向けの LNG 供給が具体化しているように、アジア・太平洋市場における天然ガス供給フローや需給バランスに影響を及ぼす可能性があると考えられる外的要因も生じつつある。今後、東アジアの天然ガス消費国では、必要十分な量を合理的・競争的価格で確保するという意味でのガス供給セキュリティ確保への取り組み強化が求められることになろう。

このような東アジアの天然ガス市場環境の中で、課題となっている「欧米に比して割高な価格」、「硬直的な取引条件」を改善していくためには、東アジアにおけるエネルギー強力の推進、スポットおよびスワップ取引の拡大、LNG 価格決定方式の改善、天然ガスの国際パイプライン建設への取り組み、が重要な役割を果たすと考えられる。これらの取り組みが進めば、現状の硬直的な LNG フローを多点間の動きに変化させ、流動性を高めることになり、ひいては同地域における先述の意味でのガス供給セキュリティの向上に大きく寄与するものと考えられる。

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

4.1. LNG 取引市場の変化

4-1-1. 供給サイドにおける市場環境変化への対応

東アジアの天然ガス（LNG）市場において、伝統的な輸入契約条件²に変化をもたらすことになった契機は、これまでアジア LNG 市場において主要消費国として主導的役割を果たしてきた日本のガス・電力市場自由化というエネルギー市場における新たな状況の出現である。従来、長期安定供給の確保に最重点を置いて LNG 調達を図ってきた日本のガス・電力会社では、市場競争に伴い将来需要の長期見通しにおける不透明性が増大したことから、将来の国内市場の環境変化に対応できる契約条件を獲得することが急務となったのである。

ここでは、消費国市場における市場競争の進展という環境変化に対応するために LNG 売買契約面に生まれた変化、すなわち、供給国サイドによる消費国市場、市場競争環境への適応という形で契約に導入された柔軟性（フレキシビリティ）の事例を追うこととする³。

2003年3月に LNG 供給を開始したマレーシア・ティガ・プロジェクトによる日本のガス会社向け取引交渉において、LNG チェーンのプレーヤーの間では、消費国市場における自由化の進展という新たな動きに対する一定の適応が図られた。契約数量面では長期引き取り数量と短期引き取り数量などの細分化、供給サイドの輸出余力によるオプション引き取り数量の設定が行われた。また、カーゴの積み取り方式では Ex-ship（輸入者の LNG 受入基地への持ち届け）と FOB（輸入者用船の LNG タンカーが積地で受け取り）が組み合わせられた。

このフレキシビリティの導入という LNG 輸入契約条件面での新しい変化は、その後の日本向け既存契約の更改交渉にも大きな影響を与えている。消費国におけるガス需要変動に対処できるように、契約期間全体に対するだけでなく、単年度ごとの引き取り数量も調整できるとする弾力性の拡大など一層のフレキシビリティが LNG 輸入者に与えられたのである。

この許容度は、2002年から2003年にかけて韓国がマレーシア・ティガおよびノース・ウェスト・シェルフと締結した LNG 輸入中期（7年）契約の中で拡大された。前者との中期契約で合意された契約量全量冬場の引き取り、また後者との中期契約における夏場 20%・冬場 80%という年間引き取り数量の配分は LNG 消費国における需要変動という

² Sales Purchase Agreement（SPA）における主な契約条項は、LNG 供給期間、年間引取数量（テイクアウト対象数量、引取数量の上下限許容度、引取数量カット時の回復条件を含む）、価格、輸送条件（Ex-Ship / FOB）、年間引取計画の策定、揚地条項、フォース・マジュール、である。（アンディ・フラワーとリチャード・キング著「LNG Today the promise and the pitfalls」参照）

³ プレス発表記事より。

個別事情を最大限に認めたものである。

フレキシビリティ拡大の基調は、新規・拡張 LNG 供給プロジェクトの契約にも引き継がれて行くことになる。2004年から2005年にかけて順次供給開始が予定されている豪州のノース・ウェスト・シェルフ(NWS)拡張プロジェクト、また2007年供給開始のサハリンプロジェクト(新規)では、日本のガス・電力会社向けの供給量全体をFOBベースで積み取る権利が輸入者側に与えられた。

LNG市場に新規プレーヤーとして登場した中国初のLNG輸入プロジェクトである広東LNG受入基地向け、NWS拡張プロジェクトによるLNG販売契約において合意された価格条件は、その後のLNG受入プロジェクトにおける輸入交渉の中で、ひとつの指標として市場関係者の間で認識されるに至っている。

東アジアの天然ガス消費国における市場自由化に対する取り組みや進捗度合いは、各国内の社会・経済事情の違いから様々である。しかしながら、基本的な流れとしては、市場経済が世界的に浸透する中で、域内各国におけるエネルギー市場の自由化はさらに進展する方向にある。このような状況において、消費国のエネルギー安定供給に対する貢献だけでなく、引き取り条件面においてより経済性が高くかつフレキシビリティを提示できるLNG供給が求められた結果、以上のような動きが市場に現われたのである。

現在、域内消費国ではガス・電力市場において自由化対象となる範囲、適正な規制のあり方、また法制度の整備などに向けた議論が継続されており、段階的な市場自由化への取り組みはゆっくりとしたものであれ着実に実行に移されていくものと見込まれる。そして今後は、このLNG売買契約において導入されるフレキシビリティの内容は、LNG消費国市場におけるそれぞれの環境変化に応じて一層多様化する方向に向かうであろう。

4-1-2. LNGチェーンにおける変化

次に、LNGチェーンの各セグメントにおけるプレーヤーの最近の動向について、東アジアのLNG消費国とメジャーズによるものと大別して、それぞれの事例を挙げることにする。

東アジアの天然ガス消費国による動き

第1の動きは、ガス田開発および天然ガス液化プラント部門というLNG供給サイドに対する権益取得であり、その多くはLNG輸入との引き換えによるものである。従来散見されていた韓国ガス公社(KOGAS)など韓国企業コンソーシアムによるカタールやオマーンにおけるLNGプロジェクトへの権益参加に追随する動きが活発化している。CNOOC(中国)によるインドネシア・タンゲLNGプロジェクトにおける権益12.5%の取得および豪州ゴーン(Gorgon)LNGプロジェクトのガス田開発権益12.5%の取得、ペルーのカミセア

(Camisea) LNG プロジェクトに 18% 権益を保有する SK (韓国)、また豪州・東チモールのバユ・ウンダン (Bayu-Undang) LNG プロジェクトにおける権益 10.08% を共同取得した東京電力・東京ガスなどの動きである。

この動きの背景には、輸入サイドとしては事業多角化だけでなく、海外自主開発による安定供給源の確保や上流事業進出による LNG 供給チェーン全体に対する知見・ノウハウの習得や向上があり、供給サイドとしてはプロジェクト開発コスト負担の軽減に向けたインセンティブが働いているといえよう。また、視点を変えれば、LNG 事業リスクを相互に負担し合うことで市場への LNG 安定供給に寄与していると考えられる。

第 2 の動きは、LNG タンカーの保有による輸送部門への進出である。従来、LNG の輸送方式は供給サイドが保有する LNG タンカーを利用した Ex-Ship (持ち届け) ベースが主流であった。最近では日本の大阪ガス、東京ガス、東京電力が、運賃コストの低減を図るべく LNG タンカーの建造発注を行い、船腹を自ら所有するという動きを活発化させている。

メジャーズ等の動き

従来、LNG チェーンにおけるメジャーズの活動範囲は、主として、ガス田開発および LNG 液化プラントというふたつのセグメントに権益保有者として関与し、LNG 輸入者であるガス・電力事業者に対して LNG 販売を行うことに限定されていた。しかしながら、最近では、BP、Shell、BG などに見られるように、事業環境の変化に対応して、LNG 輸送部門から LNG 受入基地建設・操業、さらには消費国における需要家向けガス販売やガス発電による電力販売を含めた広範な事業展開を志向している。

第 1 の動きは、LNG チェーンのガス田や LNG 液化プラント部門における権益保有者であるメジャーズなどが自ら LNG の引き取り手となる動きである。これは LNG 輸入者が天然ガスの消費部門である都市ガスや電力需要を創出するというものであり、市場自由化の進展という環境の中における新たな付加価値追求に向けた戦略的思考から生まれたものである。最近の動きとしては、ゴーゴン・プロジェクトの権益保有者である ChevronTexaco と Shell による同プロジェクト LNG 引き取りに関する MOU 締結、また ExxonMobil によるカタル RasGas からの LNG 引き取りに関する HOA 締結などが挙げられる。

第 2 は自社船隊の編成の動きである。Petroleum Economist 誌(2002年7月)によれば、2004年までの引渡しベースで、Shell は 4 隻、BP は 3 隻、BG は 1 隻を発注済みであり、さらに BP は 2 隻、BG は 6 隻の追加発注のオプションを有している。また、これらは特定のプロジェクト専用の船腹ではないとしている。

第3は、LNGのブランド化に向けた動きである。この戦略はShellおよびBPによる新しい天然ガス事業戦略であり、輸入者に対して供給プロジェクトを特定せずにLNGを販売するというものである。LNG売買契約において、供給サイドが輸入者向け供給LNGについて選択の自由を留保するのである。第2の動きとリンクさせることにより、グローバルなガス事業展開を目指す中、LNG液化プラントおよび自社船腹の最適利用による利益最大化を追求するというものであり、LNGチェーンの統合・支配戦略に基づいた動きである。

第4の動きは、LNG受入基地の能力使用权を得るという新しいビジネス形態の出現である。例えば、Shell、BP、StatOilはCove Point受入基地⁴(米国東海岸メリーランド)におけるLNG貯蔵スペースの利用と再気化ガスの引き取りについて同LNG基地運営会社Dominionとの間で基地利用契約を締結している。また、BGもLake Charles受入基地(ルイジアナ州)との間で同様の契約を締結している。

このように、これまでLNGチェーンの各セグメントにおいて線引きされてきたプレーヤーは、その役割を多様化させる一方で、上流から下流に至るLNGチェーン全体への参画を目指すという新しいビジネス戦略に基づいた取り組みを図る傾向にあると考えられる。

前述のフレキシビリティの導入という契約面において定着した新しい流れ、LNGチェーンにおける参加プレーヤーの拡大という動きは、競争市場という新しい環境変化への適応を図るべくして生まれた産物である。視点を変えるならば、先行き不透明な競争市場の中での新たな需給両サイドの動きがLNG供給プロジェクトの立ち上げ、市場における供給力の確保につながっていると見ることもできよう。自由化により競争原理が導入された市場におけるエネルギー・セキュリティは、需要変動に備えて柔軟な供給を確保できる状況に向けた態勢を準備することにより達成されるといえよう。

4-1-3. 東アジア地域外からの変化要因

東アジアの天然ガス市場における将来環境の変化要因としては、同地域内における動きだけでなく、アジア・太平洋市場という広域的視点に立ち、域外から及ぼされうる影響要因についても想定しておくべきであろう。需要面では、国内ガス田の発見によりゆっくりとした動きではあるが、中国とともに新規消費国として市場に登場したインド、さらには多くの新規LNG受入プロジェクト計画が実現に向けて具体的進展を見せている北米西岸および東岸の動向である。特に北米市場における需要動向に対して、潜在的供給ソースと考えられる中東や南米を含むアジア・太平洋地域のLNGプロジェクトの動向についても注視していく必要がある。さらに、域外からの影響要因として、東アジア市場向けロシ

⁴ 2003年8月、1980年の操業停止以来20年ぶりに操業を再開。

ア産天然ガス（コビクタ、サハリン）のパイプライン供給プロジェクトの動きを挙げる
ことができるが、これに関しては後章において詳細に検討する。

現時点での米国が輸入する LNG⁵はすべて米国東海岸・メキシコ湾岸に所在する受入基地
向けのものであり、計画中の受入基地の稼動開始までは東アジアの LNG 市場への影響は
微々たるものであろう。しかしながら、とりわけ、北米太平洋岸における複数の LNG 受入
プロジェクトが現実化した暁には、現在のアジア市場における LNG フローはアジア・太平
洋という市場拡大により多様化することは明らかである。これにより、米国を中心とした
北米市場における天然ガスの需給バランス動向は、今後、天然ガス需要の拡大が予測され
る東アジアの消費国に対しても LNG 調達を図る局面において何がしかの影響を与える可
能性があると考えられよう⁶。また、北米地域内には既にパイプラインによる天然ガス供給
形態が確立されていることから、北米向け LNG 取引は、パイプライン・ガスとのガス対
ガスの競合を招く一方で、契約形態においてもスポット、短・中期そして長期契約が混在
したものとなると見込まれる。

東アジア市場向けの供給ソースのひとつである中東産 LNG が、米国東海岸・メキシコ
湾岸・英国など大西洋市場に向けて輸出される計画が既に実現化する方向にあるが、アジ
ア・太平洋市場という視点から、表 4-1-1 にメキシコ西岸を含む米国西海岸における LNG
受入プロジェクトを、また表 4-1-2 にはインドにおける LNG 受入プロジェクトをまとめる
こととする。なお、両表に挙げるプロジェクトは、基地建設に関わる法的手続きが進行中
のもの、あるいは既に建設工事が進捗しているものである。

表 4-1-1 北米太平洋岸における LNG 受入プロジェクト⁷

プロジェクト関係者	建設予定地	基地概要	状況
三菱商事	カリフォルニア 州ロングビーチ	2007 年稼動目標	ロングビーチ港湾局との間で LOI (Letter of Intent) 締結済み

⁵ 米国 DOE によれば、2003 年上期の天然ガス輸入量は、カナダからのパイプライン供給減少などにより 1.88
兆フィートと前年同期比 4.4%減少する一方で、LNG による輸入量は 2015 億フィートと同 108%の増加で
あった。(2003 年 11 月 7 日付け International Gas Report)

⁶ 北米における LNG 受入基地建設プロジェクトに関しては、2004 年に入ってから FERC と州政府の間で
行政管轄権の争いが表面化したり、行政当局の建設承認後に環境団体の反対から計画自体の白紙撤回な
どの事態が生じたりしていることから、現時点で幾つのプロジェクトが現実化するか判断することは難
しく、その動きを注視していく必要がある。しかし、仮に北大西洋岸地域において、多数の LNG プロ
ジェクトが成立するようなことになれば、アジア・太平洋 LNG 市場の需給バランスを引き締める方向
の影響が生じよう。その度合いは、まさに今後の北米（西海岸）市場における LNG プロジェクトの動
向に左右され、今後のフォローアップ課題と考えられる。

⁷ Petrostrategies (2003 年 6 月 16 日)、Platt's (2003 年 10 月 23 日)、New York Times (2003 年 12 月
3 日) などから作成。

Sempra	バハ・カリフォルニア	2006年稼働目標 受入能力:100億立方メートル/年	2003年4月16日、メキシコ環境局より環境アセス承認取得
Marathon、Golar など	バハ・カリフォルニア	2005年末稼働目標 受入能力:100億立方メートル/年	2003年5月8日、メキシコ規制局より貯蔵許可取得 ・インドネシア BPMigas との間で、2007年から20年間3~6百万トン/年のLNG購入に関するMOU締結
Shell Mexico	バハ・カリフォルニア	2008年稼働目標	・2003年4月28日、メキシコ環境局より環境アセス承認取得 ・ゴゴン LNG から2百万トン/年、20年供給に関するMOU締結
ChevronTexaco	バハ・カリフォルニア	2008年稼働目標	・メキシコ環境局に環境アセスメント承認申請済み ・ゴゴン LNG から2百万トン/年、20年供給に関するMOU締結

Petrostrategies 誌（2003年6月16日）によれば、北米太平洋岸地域においては上記プロジェクトを含めて19件が、さらに北米全域ベースでは44件のLNG受入プロジェクトが構想あるいは計画実行段階にある。

表 4-1-2 インドにおける LNG 受入プロジェクト

プロジェクト関係者	建設予定地	基地概要	状況
Petronet	グジャラート州 Daheji	2004年初稼働予定	・2004年1月、カタールからLNG輸入開始予定
Petronet	ケララ州 Cochin		・カタールからダヘジ受入基地と合計でLNG7.5百万トン/年の購入契約を締結済み
Shell	Hazira	2004年稼働目標 受入能力 5百万トン/年	1999年、州政府からの開発許可取得済み
Enron	マハラシュトラ 州 Dabhol	受入能力 5百万トン/年	州電力庁による電力購入代金未払い問題、Enron 破綻により2001年に建設中断

潜在的に大規模な天然ガス消費が予測されるインドでは、Foreign Investment Promotion Board により12のLNG受入プロジェクトが承認されている。国内ガス政策が

不備な状況が続いているが、2002年10月以降の相次ぐインド東海岸を中心とした海上ガス田⁸発見により、西岸におけるプロジェクトが先行している。

また、北米太平洋岸およびインドのほかに、フィリピン、ニュージーランド、シンガポールにおいてもLNG受入の検討が行われている。

全体として、これらの新市場が動き出すことになれば、アジアのLNG市場におけるフローは一層多様化する方向に向かうことになろう⁹。また、フローの多様化だけでなく、プレーヤーの多様化、契約条件や取引形態の多様化も進展する可能性がある。特に、きわめて需要の大きい北米市場とアジアのLNG市場が密接にリンクすることになれば、価格形成等の面も含めて様々な影響が考えられるだけに今後の動向に注目していく必要がある。

4-2. 東アジア天然ガス市場の課題への対応

4-2-1. 課題解決に向けた市場条件(例示)・フロー変化条件

東アジアの天然ガス市場では、前述のように消費国の市場自由化の進展という環境変化に適応すべく、LNG引き取り条件面ではフレキシビリティの導入・拡大、またLNGチェーンにおいてもプレーヤーの増加・役割変化などの状況が進んでいる。しかしながら、天然ガス市場におけるLNGフローは硬直的な状況のままであり、概して特定の供給者から特定の輸入者へという二点間の動きに制限され続けている。この硬直的なLNGフローを多点間の動きへと変化させ、流動性を高めることで市場構造に柔軟性を創出するための要因を模索することは、「柔軟性を欠く供給構造」と「欧米比割高なLNG価格」という東アジアの天然ガス消費国が抱える構造的問題の解決に寄与する可能性があると考えられる。

以下では、その構造的問題の解決に寄与すると考えられる主要な対策としてどのようなものがありうるかを列挙し、その内容を概観することとしたい。なお、これらの対策等については個別に第5章～第9章においてとりあげ、より詳細な分析を加える。

地域協力

経済のグローバル化による市場競争の激化が予想される中で、東アジアの天然ガス消費国では天然ガス需要の拡大にともなう輸入量の増大が見込まれる。また、LNGフローも、これまでの東アジア市場という枠組みの中での動きからアジア・太平洋市場、あるいは大西洋市場を含めたものへと拡大することから、将来のLNG需給バランス面においては不透明性が増大しているといえよう。

⁸ Reliance Industries による KG 盆地におけるガス発見以降、ベンガル湾での大規模な天然ガス埋蔵が有望視されており、一説では確認埋蔵量は 30～50TCF に達する見込みである。

⁹ 第7章において論述するような、輸送距離短縮のためのスワップ取引の開始・拡大の可能性もある。

このような状況において、東アジアにおける天然ガス消費国が相互にエネルギー供給確保のための「競争」という状況に陥ることは地域の安定的発展のために決して好ましい状況ではない。エネルギー資源争奪という事態を回避するためには、まず、消費国間で将来の東アジアの天然ガス（LNG）市場を取り巻く環境予測を共有することが必要である。次に、エネルギー・セキュリティ面で各消費国が最重要のエネルギー政策課題とする「競争力のある安定供給の確保」という共通目標の達成に向けて、「連携・協力」の必要性を相互に認識し合うことが求められよう。これらを踏まえた上で、同地域市場が抱える「柔軟性に欠ける供給構造」と「欧米比割高な LNG 価格」という二つの課題に共同で取り組むことになる。そして、こうした消費国間による「連携・協力」の動きは供給サイドに対する圧力となり、LNG 輸入契約面では LNG フローの流動化に向けた一層のフレキシビリティ拡大を含む有利な輸入条件の獲得につながることを期待されるのである。なお、詳細については第 5 章「東アジアにおける天然ガス協力の必要性と今後の可能性（概論）」を参照されたい。

スポット取引の拡大

現在の硬直的な LNG フローに変化を生ぜしめる第 1 の要因として、「スポット市場の拡大」に向けた取り組みが挙げられる。LNG 市場におけるスポット取引が成立するためには、LNG 供給サイド（液化プラント）に余剰生産能力があること、およびカーゴのポジションに合致する輸送手段（LNG タンカー）を利用できること、という要件が重なるという状況が市場に存在することが必要である。

LNG スポット市場が成立するための第一の要素である余剰 LNG が市場に生まれる主な背景としては、以下の状況が挙げられる。

- ・供給プロジェクトの立ち上がり以降、輸入サイドが年間基本契約数量ベースの引き取りを開始するまでの過渡的時期に生産能力余剰の状況が生じる
- ・LNG 液化プラントのデポトルネッキングにより生産能力が追加される

そして、今後は、LNG 輸入契約において引き取り数量面でのフレキシビリティが拡大する傾向にあることから、余剰生産能力が生じ得るケースとして以下のような状況が追加される可能性が考えられる。

- ・経済成長の鈍化に伴い天然ガス需要が減少し、長期輸入契約を締結している輸入サイドが年間契約数量を下方修正する権利を行使する
- ・輸入サイドが契約上の追加供給数量に対する引き取りオプションを行使しない

液化プラントにスポット市場向けの生産能力の確保に加えて、スポット取引が成立するためにはもうひとつの重要な要素である輸送手段が市場に存在するということである。需

要サイドのニーズに合った余剰 LNG があり、その上で LNG タンカーが存在すれば取引は成立すると考えられる。

通常、LNG タンカーの船主への引渡しは LNG プロジェクトの立ち上がりや長期契約による輸入者の引き取りタイミングなどに合わせて順次行われるのが原則であるが、タンカー建造契約に基づく引渡しが行われた結果、船主あるいは LNG 輸入者による何らかの事情で船腹に一時的な遊休期間が生じるケースがある。最近の典型的な事例としては、Enron によるインドのダホール LNG 受入プロジェクト向け新造タンカーのスポット市場への投入がある。

ただし、LNG 取引においては、石油市場と同様のスポット取引市場が成立する可能性は低いと考えられ、スポットという取引形態が、現在の長期取引を補完するという基本的な姿から大きく変わるという状況には至らないものと考えられる。概して、アド・ホック的な状況において、すなわち供給サイドで生じた生産能力の余剰状況に見合った一時的な需要が市場にあるとともに、カーゴ・ポジションに合う LNG タンカーの余剰船腹があれば、スポット取引が成立するという状況は今後も続くものと見込まれる。なお、詳細については第 6 章「スポット市場拡大の可能性とその影響」を参照されたい。

スワップ取引の拡大

通常、LNG 輸入契約では、仕向地条項の規定により輸入者が引き取る LNG は第三者向けに転売できないという制約が付されている。また、輸入サイドは、国内需要の減少により物理的に LNG の受入が不可能という事態に陥った場合など、同契約にテイクオアペイ条項があることから、LNG 引き取りという契約上の義務不履行に対して代金支払いが生じるリスクを抱えている。

LNG のスワップ取引は、このような不測の事態から生じる機会リスクによる財政負担を回避することができ、ひいては LNG 輸入国間での需給調整を図る機会が与えられることを意味する。昨冬、実際に東アジア市場では日本と韓国だけでなく、日本と台湾の間で、個々の消費国市場の事情により供給サイドの承諾を得た上で LNG のスワップ取引の動きがあった。なお、FOB ベースの取引においては、仕向地限定により需要サイドの動きを制約する「仕向地条項」は、供給側の配船という観点からは必要性がなく、その意味で供給サイドへの不都合は生じないと考えられる。一方、Ex-Ship ベースの場合、契約上から「仕向地条項」を外すことは、供給サイドの LNG 輸出計画に基づく配船繰りに支障を生ぜしめるおそれがあるために難しいであろう¹⁰。しかしながら、この場合であっても、可能な範囲で供

¹⁰ LNG タンカーの船主・運航者としては船腹の不稼働日数が生じないことが重要であることから、原契約にある仕向地から距離的に差異のない地域への仕向地変更であれば支障は生じないと考えられ、仕向

給サイドが輸入者事情に適応できるように協力することが求められよう。また、LNG 供給サイドにとってテイクオアペイ条項は SPA において必須とされている状況にある一方で、購入コミットメントを逡巡する潜在買主にとって、「仕向地条項」の適用の緩和が図られることになれば、柔軟な取引形態による LNG 輸入の動きは活発化され、その市場は一層拡大するものと考えられる。

「仕向地条項」の撤廃、また供給サイドによる同条項の柔軟な運用は、東アジアだけでなくアジア・太平洋市場における LNG 輸入国の間で LNG を相互に融通し合うことにより、広域的に需給調整機能を図ることができる環境を創出することになる。最近の LNG 輸入者による FOB ベースの引取への動きが高まるとともに、LNG 市場に流動性が増大することとなり、柔軟な市場の形成に大きく寄与することが見込まれる。また、LNG がエネルギー市場に一層浸透する機会が拡大する方向に向かうことは、需要獲得競争に晒されている LNG 供給プロジェクトの立ち上げにプラス要因として働くと考えられる。このことは、需要サイドにとっても市場に安定した供給力のフローが生まれる可能性が高まることを意味し、エネルギー・セキュリティという課題への取り組みにおいて大きな意味を持つことになろう。なお、カーゴスワップの詳細に関しては第 7 章「カーゴスワップ活用の可能性とその影響」を参照されたい。

価格決定方式

これまで、東アジア市場における LNG 価格は、供給ソースによってリンクする対象原油の違いはあるが、原油価格を指標とするフォーミュラによって決定されてきた。しかしながら、日本・韓国・台湾という伝統的 LNG 輸入国とは社会経済状態が大きく異なる中国やインドが新たに LNG 市場に登場したことにより、供給サイドでも新興市場における LNG の競争力を築く工夫への取り組みが進んでいる。こうして、価格フォーミュラにおけるリンク先は多様化する方向にあり、最近では、物価指数へのリンクなどの事例があるとも言われるようになってきている。

また、引き取り数量の一部に対して固定価格制を導入した実績もあるとも言われているが、これは価格決定方式を多様化することになり、LNG 引取全量を原油価格の動向に委ねることによる変動リスクを抑制することが目的である。

今後、天然ガス消費国においては、天然ガスを利用した発電事業を中心とした需要獲得競争が激化し、エネルギー・ボーダレス化により既存のエネルギー企業だけでなく異業種からの市場参入が促進される方向にある。各 LNG 輸入者は、目指すところの事業分野での

地変更の合意は成立する可能性が高いものと思われる。

競争を有利に進めるためにも様々な価格決定方式を模索していく方向にあるものと考えられる。なお、この詳細については第8章「現行LNG価格決定方式の変更の可能性とその影響」を参照されたい。

天然ガス国際パイプライン

現在、東アジア市場では国際天然ガス供給パイプラインが存在しないことから、同市場への輸入に関する天然ガス輸送方式はLNGという形態に100%依存せざるをえない状況にある。国際パイプラインというインフラが整備された欧米市場では、パイプラインによる天然ガス供給が基軸であり、LNGはパイプライン供給を補完する位置づけにある。

現時点では、東アジア市場向けのLNG供給ソースは多様化されているが、東アジア市場における国際パイプライン整備に取り組むことは、同地域の天然ガス消費国にとって供給源だけでなく供給形態の多様化をもたらし、エネルギー・セキュリティを強化する上で大きな意義を持つであろう。また、国際パイプラインという新たな天然ガスの輸送形態、すなわち天然ガス輸入の選択肢を有するということは、LNG供給サイドに対して一定のバーゲニング・パワーを確保することになり、LNG価格引き下げへの圧力形成につながる可能性があると考えられる。さらに、パイプライン網の本格的整備はガス対ガス競争をネットワークの面から支える意味でも重要であろう。

なお、国際天然ガス・パイプラインが現実化するには、プロジェクトの経済性などに加えて、パイプライン通過国を含む関係国間に政治的緊張による関係悪化などによる供給停止の事態を回避できるような相互信頼を構築する必要がある。一方、東アジアにおいてもパイプラインによるエネルギー供給が進展すること自体が、地域の政治的・社会的安定の確立や協力体制の強化につながるという面も見逃せない。なお、この詳細については第9章「天然ガス・パイプライン供給の可能性とその影響」を参照されたい。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第5章 東アジアにおける天然ガス協力の必要性と今後の可能性(概論)

総合エネルギー動向分析室 研究主幹 小田原 洋一

要 旨

Asia Pacific Energy Research Center 見通しによれば、東アジア地域における天然ガス供給は、1999年の109.1百万トンから2020年には291.2百万トンへと増加し、一次エネルギー総供給量に占めるシェアは9.5%と予測されている。また、今後の同地域における天然ガス生産は地域需要を充足する規模ではないため、需要増加は輸入増加に直結する。また、供給形態についても国際パイプラインの建設が実現したとしても、LNG輸入がその大宗を占め続け、LNG輸入量が大幅に拡大することは明らかである。

このような状況において、東アジアの天然ガス消費国の間には、今後の一次エネルギー需要における天然ガスの重要性の高まり、これに伴う域外への輸入依存度の上昇、アジア・太平洋市場におけるLNGフローの多様化の可能性、ガス・ビジネスを取り巻く市場競争の激化、という環境変化に対して基本的理解を共有していると考えられる。

この基本的理解の共有をベースに、今後、地域構成メンバーが、政府・民間あるいは両者による協働のレベルで効率的かつ最適な地域協力の可能性を追求し、「連携・協力」への具体的な取り組みを図ることは東アジア地域市場の安定化に寄与するであろう。独自利益の優先だけでなく、各メンバーが信頼関係の強化を図り、地域エネルギー・セキュリティの確保に向けて、地域全体としての長期的利益に主眼を置くアプローチをとり、多国間および二国間協力による長期的な相互補完体制を構築することの意義は大きいと考えられる。

¹本報告は、平成15年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である(平成15年1月報告書完成)。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力を謝意を表すものである。

序章では、東アジアの天然ガス市場が内包する「柔軟性に欠ける供給構造」と「欧米比割高な LNG 価格」という構造的問題について、また、第1部第1章および第2章では、同地域構成メンバーである日本・韓国・台湾・中国における天然ガス需要見通し、および国内のガス・電力部門における市場自由化の動向について個別に分析を行ってきた。

本章では、以上の分析による地域天然ガス市場の方向性を踏まえて、リージョナルな視点に立ち、天然ガスの分野における域内エネルギー協力を追求することの必要性について検討し、続く第6章～第9章における個別対応策についての議論を準備することとしたい。

5-1 東アジア地域の天然ガス需要動向

5-1-1 天然ガス供給見通し

表 5-1-1 はアジア太平洋エネルギー研究センター（APEREC）による東アジア地域の一次エネルギー供給見通し（2002年9月発表）である。1999～2020年における地域全体の一次エネルギー供給の年平均伸び率は2.4%であるのに対して、天然ガスの同伸び率は4.8%と顕著である。国別には、同伸び率は日本1.6%、韓国5.2%、台湾7.3%、中国8.3%と、各国の一次エネルギー供給の年平均伸び率をそれぞれに上回っている。

また、一次エネルギーにおける天然ガスのシェアは、地域全体では1999年の5.9%から2020年には9.5%に大きく上昇する。国別には、同様に比較すると、日本では12.1%から13.8%へ、韓国は8.7%から12.6%へ、台湾は6.4%から15.4%へ、中国は2.4%から7.1%へそれぞれ上昇することが予測され、一次エネルギー供給における天然ガスの重要性は今後さらに高まる基調にあるものと見られる。

表 5-1-1 東アジア地域諸国の一次エネルギー供給予測

単位：石油換算百万トン

		1980	1999	2020	年平均伸び率（%）	
					1980-1999	1999-2020
一次エネルギー供給	日本	438.8	514.7	624.4	2.1	0.9
	韓国	41.2	182.8	361.5	8.2	3.3
	台湾	27.8	78.6	142.6	5.6	2.9
	中国	592.5	1087.9	1947.1	3.2	2.8
	合計	1100.3	1864.0	3075.6	2.8	2.4
天然ガス	日本	21.4	62.2	86.1	5.8	1.6
	韓国	-	15.9	45.7	-	5.2
	台湾	1.6	5.0	21.9	6.3	7.3
	中国	12.0	26.0	137.5	4.2	8.3

	合計	35.0	109.1	291.2	6.2	4.8
--	----	------	-------	-------	-----	-----

出所 アジア太平洋エネルギー研究センター「APEC Energy Demand and Supply Outlook 2002」および
EDMC エネルギー・経済統計要覧(2003)

5-1-2 天然ガスの需給バランス

東アジア地域の天然ガス資源は、2002年末時点で中国が46.3年の可採埋蔵量²を保有する他は、日本、韓国³、台湾においては極めて小規模なものである。このような中、現時点で国内にLNG受入基地を保有しない中国では、天然ガスの利用は国内生産に見合う規模に留まる一方、既に一次エネルギー供給において天然ガスが一定の地位を占めている日本・韓国・台湾ではLNG輸入に依存した需要対応となっている。表5-1-2は、2002年の東アジア地域におけるLNG取引数量を示す。2002年の取引数量は前年比3.4%増加しであり、この内東アジア市場(日本・韓国・台湾)における取引シェアは世界全体の67.6%を占めている。

表5-1-2 LNG輸入実績(2002年)

単位:億立方フィート

	輸入量	シェア (%)	前年比 (%)	供給源別輸入量					
				中東	東南アジア	豪州	米国	アフリカ	南米
日本	2566.67	47.8	-7.6	585.32	1561.38	356.54	63.44	-	-
韓国	816.98	15.2	+9.5	435.75	373.14	8.09	-	-	-
台湾	247.24	4.6	-2.0	-	247.24	-	-	-	-
小計	3630.89	67.6	-3.9	1021.06	2181.76	364.63	63.44	-	-
米州 ⁴	253.07	4.7	-3.0	39.86	4.82	-	0.40	34.70	173.29
欧州 ⁵	1486.02	27.7	+28.4	149.27	2.83	2.47	-	1315.55	15.89
合計	5369.99	100.0	+3.4	1210.20	2189.41	367.10	63.84	1350.26	189.18

出所 米国 DOE ホームページ

² BP 統計(2003)によれば、2002年末時点の中国の天然ガス埋蔵量は53.3兆立方フィートである。

³ Donghae ガス田は2000年に浦項沖で発見され、2003年末の生産開始が予定されている。なお、埋蔵量は約2500億立方フィートである。

⁴ 米国、プエルトリコ、メキシコ。

⁵ ベルギー、フランス、ギリシア、イタリア、ポルトガル、スペイン、トルコ。

今後、中国では、エネルギーの輸入依存度の上昇を抑制し、エネルギー供給構造の多様化、さらには環境対策や西部地域開発といった社会政策の必要性から、国内の天然ガス資源開発⁶が優先されることが見込まれるが、その一方で天然ガス需要は国内供給を上回るスピードで伸びると予測されている。また、既存のLNG輸入国である日本、韓国および台湾においては天然ガスの需要の増加はそのままLNGの輸入増大を意味するものと考えられる。この結果、東アジア地域全体としては、同地域への国際パイプラインによる供給が開始されない限り、同地域の天然ガス需要増は主にLNGという輸入形態に大きく依存し続け、その輸入量がさらに拡大していくことは明らかであると考えられる。

5-2 地域協力の必要性とその背景

東アジア地域の天然ガス消費国では、個別の国内事情により市場経済システム導入促進への取り組みにおいて、その適応段階に差異が見られる。しかしながら、国内エネルギー市場自由化の進展は今後とも基本的な流れであり続けるという認識を共有している。また、地域構成メンバーは「持続可能な経済成長」の基盤であるエネルギー供給の確保が極めて重要であることを共通に認識していると考えられる。その意味では、東アジア地域において、天然ガス市場環境の現況・将来に対して次のような基本的理解が形成されつつあると考えられる。

第1には、今後の一次エネルギー需要において石油の位置付けが相対的に低下する一方で、天然ガスの役割の重要性は高まるという点である。大気汚染を中心とした環境問題に対して国家的取り組みを図ろうとする中国のほか、既存のLNG輸入国である日本・韓国・台湾においても、原子力の将来動向に不透明さが増していることから、温暖化問題をはじめとする環境問題への関心の高まりという追い風の中で、天然ガスの位置付けがさらに上昇する可能性が高まっている。

第2には、地域構成メンバーにおける今後の天然ガス需要の堅調な伸びにより、東アジア地域外への輸入依存度が上昇する可能性が極めて高いことが見込まれる。中国を除いて、ほぼ100%を輸入に依存する既存のLNG輸入国にとって、需要増加は、そのまま輸入増加に直結する。また中国も今後LNG輸入を開始し、さらに輸入依存が上昇していくことは必至と見られている。こうした中で、天然ガス(LNG)の安定的で、かつ合理的・競争的価格での調達是非常に重要な課題となっている。

第3には、第2点と関連するが、現時点ではパイプライン・ガス供給を補完する位置付けにあるLNGが、今後欧州や北米天然ガス市場において補完に留まらない一定の足場を構

⁶ BP統計(2003)によれば、2002年の中国における国内天然ガス生産は前年比7.7%増の326億立方メートルである。

築するであろうことから、LNG市場のグローバル化によるLNGフローの多様化が進む可能性が増大していることである。特に米国では、2025年の国内天然ガス需要において、LNG供給は2003年時点の2%から25%に増大するという将来需給予測の下で、LNG基地のオープン・アクセス規制に関わる法改正、FERC・港湾・環境当局など関係官庁への申請手続きの簡素化、国内一般市民団体に対するLNGの安全性に関する宣伝・教育、産ガス国とのLNGサミット開催（2003年12月）など、国内の既存LNG受入基地拡張や新規基地建設の推進に向けた取り組みが加速化しているのである。LNGフローの多様化・グローバル化はアジアLNG市場にも様々な影響を及ぼすものと考えられている。

第4には、ガス・ビジネスを取り巻く事業環境の変化が続いていくということである。電力・ガス市場の自由化が進展していくことは世界的トレンドであり、その下で、各事業者は一層の効率化・合理化・コスト削減を迫られる。また、新規参加者が、新しいビジネス展開の可能性が高まり、各プレイヤーは生き残りのため、従来とは異なるさまざまな戦略展開も必要になって行く可能性があるということである。

以上のような市場環境に対する基本的理解は、序章で分析したふたつの問題を今後東アジアの天然ガス消費国が同地域全体の共通の問題として捉え、各地域構成メンバーが相互に「連携・協力」による取り組みを進めていく上でのドライバーとなりうるものと考えられる。

今後東アジアの天然ガス消費国間においては、これらの基本的理解を相互に確認し合い、深めていく作業を継続させる一方で、「連携・協力」の具体的な取り組みが求められる。もちろん、現実には、日本と中国の間で生じたロシア原油の東アジア向けパイプライン建設ルートを巡る問題に見られるように、天然ガス分野でも個別利益と地域全体利益の間でバランスの取り方において調整が難航する事態が生まれることも想定されうる。しかしながら、「連携・協力」による取り組みを重ね、多面的補完関係を域内に構築・強化していくことは、長期的かつ安定的なエネルギー市場の確立を通して、関係各国および地域全体にとって重要な意義をもつものと考えられる。

5-3 「連携・協力」の可能性

5-3-1 「連携・協力」の可能な分野

東アジア天然ガス消費国間で、地域市場の安定化に向けた効率的かつ最適な方策を模索する上で、まず、地域構成メンバー政府当局間の協力・調整が極めて重要である。自国の利益が最大優先され、「連携・協力」の意識形成により具体的な協働が生まれなければ、域内での過度の資源獲得競争状態が招かれる可能性すら否定できず、ひいては東アジア経済全体の弱体化につながるものが懸念されるのである。

政府当局間の「協力」形態としては、二国間あるいは多国間協力による取り組みが考えられる。現在まで実施されてきた政府間協力ベースによる取り組みとしては、東アジア各国間での二国間協力による協議・セミナー、民間を含めたフォーラム・シンポジウムの開催、日本と韓国における FTA に関する議論などの動きが挙げられる。多国間協力による事例はないが、2002年9月には ASEAN+3 というより広い枠組みに日本・韓国・中国が参加し、エネルギー・セキュリティ問題に対して多国間協力として、「天然ガス開発促進イニシアチブ」がいわゆる平沼イニシアチブのひとつとして合意されている。今後、「地域協力」に向けた協議・意見交換の場が定期的かつ組織的に設定されることが必要であろう⁷。

次に民間レベルでの（あるいは天然ガス事業のオペレーションの場）における「連携」について、相互利益の享受を前提とした取り組みを表 5-3-1 に例示する。なお、これらの取り組みの実現可能性に関しては、関係する当事者間の経済性・採算性に基づくものであることはいうまでもない⁸。

表 5-3-1 民間における「連携」可能な分野と方式

LNG 融通	消費サイドの季節要因などによる需要変動に対して域内調整を図る。
LNG 輸送	消費サイドの保有する LNG タンカー輸送能力の余剰を利用する。
LNG チェーン参画	ガス田開発から LNG 輸送の各セグメント事業への共同参画を図る。

上記分類をベースに、以下に具体的に述べることとする。

第 1 点は、LNG 輸入サイドにおいて個別事情で需給調整を図る必要性が生じた場合、まず契約上の権利を行使することになるが、それだけで契約履行義務が果たされない場合には、域内消費国での相互調整を図るというものである。また、供給サイドのトラブル等により LNG 輸入サイドで調達に支障をきたしている場合にも相互融通することで対応できる可能性がある⁹。LNG 融通に関するこれまでの個別の動きの事例としては、昨年 9 月か

⁷ 具体的な事例としては、2004年3月の日韓定期エネルギー協議、同3月の ASEAN+3 天然ガスフォーラム等において、より自由度・柔軟性の高い天然ガス取引の必要性・重要性等が議論されている。

⁸ 現在、各国において LNG 受入基地を含むインフラへの第三者アクセス（TPA）の導入が検討されている。LNG 受入基地への TPA が導入された場合、LNG の貿易における自由度を拡大することは確かであろうが、日韓の間では、現時点ですでにカーゴ・スワップが成立していることを見れば、TPA の適用の有無が、カーゴ・スワップの動きへの決定的な制約条件になることはないとも考えられる。

⁹ 米国 DOE によれば、2001年には台湾は日本向けにインドネシア産 LNG144.8 億立方フィートを、2002年には日本は韓国向けに同国産 LNG53 億立方フィートを、また同年韓国は日本に同国産 LNG17.7 億立方フィート転売

らこの夏場における日本の原発停止による電力向け LNG 調達、韓国による厳冬対応のための LNG 追加調達などがある。また、このように LNG 融通事由発生時に個別対応を図るほかに、需給調整を中心とした長期的な相互協力を図っていこうとする事例としては、2003年4月に東北電力と韓国ガス公社（KOGAS）の間で LNG 相互融通などを含む協力協定が締結されている。これらの取り組みは、直接的には東アジア地域全体の LNG 需給の安定化に寄与する一方で、市場競争環境における相互信頼による補完関係強化につながるものと考えられる。

なお、この場合の相互融通における LNG 取引形態としては、単純なカーゴのスポット転売、スワップというふたつの方式があるが、これを阻害する要因が LNG 輸入契約条件にある「仕向地条項」である。LNG フローが硬直的であり続ける最大の問題点であり、東アジアの LNG 輸入者にとって共通の問題である。なお、スポット市場とスワップについては別途第6章および第7章において分析する。

第2の輸送部門に関しては、東アジアの LNG 輸入者保有の LNG タンカー船腹 100%をチャーター・アウトする、また船腹の一部のみをチャーター・アウトして共同輸送する、というふたつのケースが考えられる。両ケースともに船腹保有者が運行計画の最適化を図る中で成立する可能性があるが、前者は一航海あるいは連続航海で行うことも想定されるが、後者に関しては2港揚げとなるために経済性だけでなく、チャーター・アウト側とイン側においてすべてのタイミングが合致する緊急避難ケースに限定されることになる。

第3の LNG プロジェクトへの共同参画については、現時点では、東アジアの天然ガス消費国の企業は個別の経営戦略の下で、第5章で述べたように LNG チェーンの上・中流部門に参画している。この動きに加えて、今後の LNG プロジェクトへの関与のあり方として、メジャーなど LNG 供給サイドが供給最適化に取り組む一方で、これに対抗する枠組みとして LNG 消費パターンの異なる需要サイドがコンソーシアムを形成することなど検討してみる必要があると考えられる。巨額投資を必要とする LNG プロジェクトは大きな事業リスクを伴うことから、事業パートナーとなって事業の最適化に向けて最良の資金調達を追及するなどの作業に共同参画することによりパートナーとしての信頼関係の醸成が期待されるところである。

また、日本としては、日本市場に対する直接のパイプライン供給の可能性についての検討に加えて、東アジア地域の長期安定化に向けた地域協力の見地からロシア・東シベリア・極東地域の天然ガス田の開発や同地域ガス田からのパイプライン建設の動向を見ながら、最適な関与のあり方を検討しておくことも必要であろう。これらの実現は東アジア地域全体として供給源の分散化に寄与するだけではない。パイプラインによる輸送形態の実現は、

している。

これまでのシーレーンによる LNG 輸送のみに依存していた同地域にとり、エネルギー・セキュリティ確保への一定の貢献が期待できるものと考えられる。なお、この問題については第9章で詳述する。

以上の「連携・協力」の実現・促進は、国際天然ガス市場における東アジア市場のバーゲニング・パワーの全体としての強化につながる事が期待され、天然ガス供給国に対して、東アジア地域の消費国が相互協力を深めるという姿勢を見せることは一定の効果を持つ可能性がある。

5-4 東アジア天然ガス市場における今後の連携強化の展望と課題

東アジア地域の天然ガス消費国では、現実政策としてのエネルギー・セキュリティ確保における優先順位の置き方、国内のエネルギー産業構造改革、市場経済化プロセスの進展度、などにおいて差異がある。このことが、天然ガス市場を取り巻く環境への基本的理解は同じくしているように見受けられても、個別の取り組みにおいて課題の捉え方に対する温度差となって生じてくるものと考えられる。国益より地域全体利益の優先を考慮する、各消費国の主権あるいは主体性を多少犠牲にしても「共通の課題」に取り組むというレベルに相互関係を深化させることは極めて困難を伴う作業であろう。

まず、「連携・協力」の阻害要因として挙げなければならない要因は、地域の構成メンバー間におけるいわゆる「認識ギャップ (Perception Gap)」である。この問題は、複数の異なったメンバーによる協調をベースに相互補完関係を構築し、共通のゴールに到達する際に容易に最大の障害となりうる。

本章において述べたように、東アジア地域を構成するメンバーは、それぞれにガス市場を取り巻く環境に対して基本的共通理解を持つようにはなっている。問題は、このことをもって「共通認識」による協調のマインドが形成され、「連携・協力」という積極的行動に必ずしも直結していないということである。これは、現実的な政策としての各国それぞれの優先順位の置き方、国内の構造改革への取り組み、市場経済化プロセスの進展等に関する差異から生じるものと考えられる。地域の構成メンバーはエネルギー・セキュリティの確保・強化という同一の課題を有しているが、課題の捉え方に対する温度差が存在するため、各国の主権あるいは主体性を多少は犠牲にしても「共通の課題」への具体的取り組みというレベルに深化させることが困難な状況にある。

地域協力の先行例として、欧州における単一エネルギー市場形成に向けた取り組みにおいても、各国間でのエネルギー事情の違いによる「認識ギャップ」は存在した。しかし、欧州では、再び戦争を起こすことなく、かつ欧州全体の競争力強化のためには、上述の差

異を乗り越え、各国が相互に何らかの妥協をすることで、協力体制を強化していくという強い「政治的意志」が作用した。そして、その下で、各国間の差異を乗り越えるため定期的かつ組織的な協議・意見交換の場が設立され、一歩ずつ具体的な行動をとってきたのである。

したがって、東アジアでも、まず「共通の課題」に対する構成メンバー間の受け止め方をはじめとした課題について十分な議論を行い、地域全体で利益を共有するという視点に基づいて、意識して定期的かつ組織的に意見交換の場を作っていくことが必要である。その意見交換においては、地域の構成メンバーが「共通の利益」を享受するためのゴールの設定、その到達方法等について確認作業を反復していくことが重要であろう。

第2の要因は、今後アジアで最大の需要の伸びを示すことが確実視されている中国によるエネルギー・セキュリティへの対応である。自国の国家安全保障の向上を重視し、独自のエネルギー・セキュリティの確保を目指すのか、あるいは地域全体としてのエネルギー・セキュリティとの間でバランスを図って行くのか、その軸足の置き方を見極めていくことが重要である。

第3の要因は、東アジア地域が内包する政治的諸問題である。北朝鮮の核開発問題、長期化する中国と台湾の間の長期にわたる政治的係争、日本による東アジア地域に対する過去の戦争および歴史的経緯から生じている諸問題、さらにはロシアと東アジア諸国間の問題等である。この内、地域の構成メンバーが先行きへの最大の懸念のひとつとして共有する北朝鮮の核開発問題に対しては、地域全体の安全保障に関わる問題という観点から、地域の構成メンバー間で協調による慎重な対応が求められよう。例えば、今後、地域にエネルギー供給の物流インフラとしてトランスナショナルなパイプライン建設を検討する場合、北朝鮮を経由するルートは選択肢のひとつとなるが、その前提として、通過する国・地域の政治的・社会的安定が不可欠であることは明らかである。また、東アジア諸国およびロシアとの間に政治的課題が残っているため、それが「連携・協力」を強化していく場合に必要と考えられる「信頼関係」上のネックとなることが懸念されるのである。ただし、この点については、逆にエネルギー面などを通して、協力をまず具体的に進めることで、「信頼関係」を強化することが可能であると論ずることもできよう。

第4の要因は、既得権益者からの抵抗である。今日の厳しい経営環境化において地域のエネルギー会社は総合エネルギー産業を目指しつつ、経営のさらなる合理化・効率化を推進し、企業間競争が激化している。このような状況下、今後「連携・協力」をベースに地域全体としての効率化が追求されると、前述した様々なメリットが期待される一方で、企業淘汰の動きが加速化することも予想される。その場合、コスト競争力の強化や効率化が

進まず、直接的な負の影響を被ることになる既存の産業・会社は「既得権益者」として、「連携・協力」あるいはその背景となる市場自由化の促進に対して保守的な抵抗を展開・強化することになる。

第5には、最も基本的な「制約」であるが、市場競争環境の中で連携強化に向けた具体的プロジェクトに取り組む際には、その当該プロジェクトの「経済性」が実行の可否において決定的な要素となる。逆に言えば、プロジェクトそのものとして単独でも「経済性」があれば、それは進展し、結果として「連携」は進む。しかし、市場規制あるいは既得権者からの根強い抵抗等の制度的理由が阻害要因となって、潜在的には経済性がある案件でも進展せず「連携」が円滑に進まないことも予想されよう。また、プロジェクト単独の経済性は不十分でも、エネルギー・セキュリティ強化などマクロ視点での効果が期待できるもの等の扱いはより難しい。例えば、東シベリアなどのフロンティア地域でのインフラ整備計画は大規模な投資コストを必要とするために、それ単独で経済性を計算すると肯定的な結果が出にくいことも考えられる。しかし、その実現の結果、エネルギー・セキュリティが強化され、また、エネルギー価格におけるアジア・プレミアムが縮小するなどの効果が期待されるため、これをどう織り込むかによって真の意味での経済性は異なってくる。

こうした中では、各取り組みにおいて、構成メンバーがそれぞれの政府と民間との間における役割分担を明確にしておくことが必要であろう。実際には、案件の進捗を見ながら、政府と民間の間で協調関係を柔軟に調整しながら関わり合っていくべきケースもある。また、民間による取り組みは経済合理性に基づくことが基本原則となるが、前述の通り、マクロ的あるいは地域全体としての便益という観点から、政府にはこれを補完する視点も求められよう。「連携・協力」によるメリットを最大化する一方で、同時に生じうる諸問題からのデメリットの最小化を図るためには、構成メンバーの政府・民間が協働して対処することが望まれよう。

東アジア地域の構成メンバーにとって、今後、同地域全体としての長期的利益に主眼を置くアプローチも重要になる。そのために長期的な相互補完による共存関係の確立に向けて、今後早期に、地域エネルギー・セキュリティ確保の協働体制の具体的な枠組み構築に向けた検討を進めることが必要であろう。

したがって、まず、「共通の課題」に対する地域構成メンバー間の取り組みにおいて時々相互に妥協を余儀なくされることがあっても協力体制を強化するという強固な政治的意志の確立に向けた国内コンセンサス作りが必要であろう。東アジア地域は歴史的に多くの政治的諸問題を内包しているが、同地域においても長期的利益に主眼を置くアプローチをとり、エネルギー協力を通して、「協力」を具体的に進め、信頼関係を強化することが可能

であると考えられるのである。

東アジアにおいて、天然ガス分野での地域協力体制を確立するには、コンセンサスの形成・具体的取り組みの実行という段階を経ていく上で、各国の個別事情を反映して時間を要することが予想されよう。したがって、地域協力のあり方として、多国間だけでなく二国間協力も同時に考えていく必要がある。この場合、日本と韓国の関係は需要である。両者は、東アジア地域の構成メンバーを比較すると、国内エネルギー市場の自由化の進展度、エネルギー安定供給に対する危機管理体制など多くの面で近似している状況にある。これにより、相互補完関係による地域協力体制の構築に向けたブレイクスルーとなる可能性が大きく、日本・韓国による「連携・協力」の促進が東アジア地域のエネルギー協力の確立にとって重要な契機になりえるものと考えられる。この二国間協力を先行させる過程において、中国・台湾を含めた多国間協力を追及することは地域協力体制を構築する上で現実的な選択肢のひとつであると考えられよう。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第6章 スポット市場拡大の可能性とその影響

総合エネルギー動向分析室 主任研究員 近藤 大輔²

要 旨

アジア・太平洋市場のスポット取引数量並びにシェアは、北米・欧州の大西洋市場に比べてまだまだ小さいと言える。しかしながら、世界全体でみて 2002 年の総 LNG 取引数量に占めるスポット取引の割合は 7.8% となっており、10 年前の 10 倍強まで取引量が拡大してきており、着実にこの取引形態が同市場の中で成長してきている。東アジア市場における現在のスポット取引が増加傾向にある要因として、需給アンバランスへの調整、規制緩和進展による調達柔軟性指向の高まり、域内各国の需給ニーズに合致した際の効率的なカーゴ融通、緊急時対応、などが挙げられる。

このように拡大傾向を示している東アジアの LNG スポット取引であるが、その数量・全体取引に占めるシェアともまだ限定的である。東アジア市場の中でスポット取引を抑制する要因としては、伝統的な長期契約ベースと TAKE OR PAY 条項や仕向地条項といった契約形態による制約、市場プレーヤーの数が限定的であること、運搬手段である LNG 船の絶対余剰量不足、国内幹線パイプライン等インフラ未整備と NYMEX のような先物取引市場の未形成、などが挙げられる。

このような抑制要因を乗り越え、東アジア市場のスポット取引が拡大するためには、LNG 市場参入プレーヤーの増加、買い手側による契約形態の多様化と柔軟性のさらなる追求、LNG 船の増加と FOB 契約の増加等運航形態の変化、仕向地条項等の緩和、などが重要なポイントとなる。

仮にスポット取引が拡大した場合の東アジア天然ガス市場への影響としては以下が想定されよう。

- ・ LNG 市場および取引全体の流動性増大
- ・ 柔軟性指向を強める買い手側のニーズとのマッチング 経済性向上と共に需要そのものの拡大の可能性

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

² 現、東北電力(株) 燃料部

- ・ 売り手側の意識・対応の変化
- ・ 新しい市場プレーヤー（アグリゲータ等）の参入と活発化
- ・ ガス対ガスの直接的競争市場発生の可能性
- ・ より柔軟性が高まった段階では、様々な価格決定方式が模索される
- ・ 価格の多様性とボラティリティーの増大
- ・ 他の LNG 市場、特に米国市場との連動性拡大

これまでの LNG プロジェクトでは、安定操業と確実な投資回収を実現するため長期契約（20～25 年）による売主買主双方の数量コミットメントが大前提であり、安定供給と引き換えに硬直的かつ継続的なオペレーションが必要とされてきた。しかしながら、最近では特に大西洋 LNG 市場のスポット取引（契約期間が 12 ヶ月以下のもの）が増加してきている。2002 年の総 LNG 取引数量に占めるスポット取引の割合は 7.8%となっており、10 年前の 10 倍強まで取引量が拡大してきている。

このように増加傾向を示す LNG スポット取引ではあるが、石油市場などで行われているような多様なプレーヤーによる流動性が高い取引とは言い難く、事前に売買者間で交渉の上合意した短期的な相対取引であるという実態上、現時点では真の意味でのスポット取引とは性格を異にしている。しかしながら、昨今の LNG 市場におけるプロジェクトコスト低減化、新規ガス田開発ポテンシャルの増大、需要と供給のアンバランス、需要家側の事業環境とニーズの変化等、これまでにない形での LNG 市場構造改革へ向けた要素、つまり LNG 取引のフレキシビリティ向上へのチャレンジという形が徐々に見え始めてきており、LNG スポット取引の拡大がさらなる LNG 取引の流動化に繋がっていくものとの考えもある。

本章では、まず第 1 に東アジアにおけるスポット取引の現状を把握するとともに、現在のスポット取引実績に至る要因と背景を分析する。次いで東アジア市場でスポット取引を抑制する要因とスポット取引拡大のための条件は何かを検討し、最後に、仮にスポット取引が拡大した場合の東アジア天然ガス市場への影響を考察してみる。

6-1. 東アジアのスポット取引の現状把握

6-1-1. スポット取引の定義

LNG のスポット取引は、一般的に国際石油・石炭市場で呼ばれる 1 カーゴあたりの取引を指しての「スポット」とは異なり、20 年にも及ぶ固定的な売主買主間の相対取引が基本である LNG 契約の特殊性から、1 年未満の短期取引による契約を総称して「LNG スポット取引」と呼ぶ傾向がある。この中にはスワップ取引も含んでいる。もちろんこの定義は国によって捕らえ方も異なるため一概には言えないが、本章では「スワップ取引も含めた 1 年未満の契約による LNG 購入」をスポット取引と定義する。

表 6-1-1 LNG スポット取引の定義(例)

	狭義	広義
期間	1カーゴ	1年未満(3ヶ月以内の場合もある)
価格設定	市場価格リンク	長期契約価格ベース
スワップ	含まない	含む
その他	長期契約のない事業者より購入	長期契約の弾力性利用も含む

(出所)エネ研作成

6-1-2. 東アジア市場のスポット取引実績(北米・欧州市場との比較)

世界の LNG 貿易は大きく北米地域、欧州地域、アジア・太平洋地域の 3 大市場に分けることができる。なかでも天然ガス生産地から距離的に遠く、北米・欧州に見られるようなパイプラインによるガス調達が難しいアジア・太平洋地域、とりわけ日本、韓国、台湾の東アジア 3 カ国が世界の LNG 輸入量に占める割合は約 7 割と圧倒的である。しかしながら、スポット取引の実績に目を転じると、アジア太平洋市場よりも北米、欧州といった大西洋市場において活発化してきている。以下は世界の LNG スポット取引の実績を示した表である。

表 6-1-2 世界の LNG スポット取引実績(1992～2002)

単位:BCM

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
輸出国											
合計	1.05	1.59	2.34	3.27	2.33	1.64	2.12	4.72	7.58	10.75	11.44
輸入国											
ベルギー	-	0.23	0.08	0.15	-	-	-	-	-	0.15	0.27
フランス	-	-	-	0.87	0.23	-	-	0.08	0.08	0.53	1.17
イタリア	0.53	0.26	0.20		-	-	0.12	0.54	0.48	0.38	0.28
ポルトガル	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08	-	-
スペイン	-	0.27	0.94	1.05	0.98	0.99	0.83	1.69	1.43	2.29	4.16
トルコ	-	-	-	0.23	0.08	-	0.58	0.30	-	-	-
欧州合計	0.53	0.76	1.22	2.30	1.29	0.99	1.53	2.61	2.07	3.26	5.88
アメリカ	-	-	-	-	0.23	0.30	0.53	1.66	3.73	3.24	3.42
プエルトリコ											0.05

北米合計	-	-	-	-	0.23	0.30	0.53	1.66	3.73	3.24	3.47
日本	0.38	0.39	0.08	0.08	0.15	0.28	-	0.15	0.32	2.23	0.32
韓国	0.15	0.45	1.05	0.90	0.68	-	0.08	0.31	1.47	1.87	1.79
台湾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08	-
アジア合計	0.53	0.84	1.13	0.98	0.83	0.28	0.08	0.46	1.79	4.15	2.11
全 LNG 中の SPOT シェア	1.3	1.9	2.7	3.5	2.3	1.5	1.9	3.9	5.5	7.8	7.8

(出所) Petrostrategies 2002/06/10, 2003/07/28

2002 年における世界の LNG 取引スポット取引量は 11.44BCM となり、前年比 6.4% 増、総取引量のうち 7.8% をスポット取引が占めている。このスポット取引のトレンドを見ると、北米・欧州を中心とした大西洋市場におけるスポット取引が活発化しており、実に約 82% のスポット取引がこの大西洋市場を中心に行われていることになる。その内、北米市場は約 30%、欧州市場が約 53% をシェアしている。

一方で、アジア・太平洋市場の動きに目を転じると、2002 年のスポット取引数量は 2.11BCM となり、総スポット取引に占める割合は約 18% と北米・欧州市場に比較して低い数値となっているが、徐々に増加傾向を示している。アジア・太平洋市場のスポット取引の牽引車は韓国で約 85% を占めており、残りが日本という位置付けとなっている。

ただし、表中 2001 年のアジア・太平洋市場の数値 (4.15BCM) とその内訳を見ると分かるように、日本についてこれまでの同市場のスポット取引のトレンドとは明らかに違う突発的な伸びを示していることが分かる。この伸びの背景には、2001 年 3 月に発生したインドネシア・アルン液化基地の操業停止が大きく影響しているものと思われる。アルンプロジェクトから年間約 300 万トンを購入している東北電力では、他の LNG 供給ソースからの代替供給の確保を進め、インドネシア (ボンタン基地) から 90 万トン、マレーシアから 34 万トン、カタールから 40 万トン、オマーン、豪州からそれぞれ 6 万トン、合計 176 万トン を調達している。この代替調達は、あくまでも緊急調達という域を脱せず、翌 2002 年の日本におけるスポット取引数量が、操業停止発生以前のレベルに急落していることから容易に判断できよう。

6-2. 東アジア市場における現在のスポット取引実績に至る要因と背景

前項で述べたように、アジア・太平洋市場のスポット取引数量ならびにシェアは、北米・欧州の大西洋市場に比べてまだまだ小さいと言える。しかしながら、過去 10 年間の推移を見る限り、着実にゆっくりとこの取引形態が同市場の中で成長してきていることを窺い知ることができよう。以下では、この東アジア市場における現在のスポット取引が増加傾向にある要因と背景を探ることとする。

6-2-1. 需給調整のためのスポット調達

アジア・太平洋市場におけるスポット取引の約 85%を占める韓国の需給調整対応を見ると、要因の一端が見えてくる。韓国の天然ガス需要は、家庭用需要が発電用需要を上回っているのが特徴である。そのため、韓国は日本、台湾に比べて需要の季節間変動が大きく、KOGAS によれば、特に暖房用需要がピークを迎える冬季需要は夏季需要の約 3 倍に達するという³。これまでも、国内への LNG 輸入独占権を持つ KOGAS は、この需給ギャップを埋めるため、冬季期間には既存の長期契約確保分（1,600 万トン/年）では賄えない需要の増加分を、スポット取引を活用することで対処してきた経緯がある。KOGAS は、2002～03 年冬季にかけて 43 カゴの短期取引を行った。ここで KOGAS の定義する短期取引とは、スポット・スワップ・5 年未満の短期契約を意味しており、全体の輸入量に占める割合は 10%程度である。冬季の需要ピークを見越して追加長期契約を確保すれば対応は容易になると思われるが、契約数量全体を増やすと需要の少ない夏季には余剰が発生してしまう。また、KOGAS 分割民営化の動きが先行き不透明な状態にあって、安易に長期契約には踏み込めない事情がある。このようなことから、韓国のスポット LNG 購入は、現時点においては国内への安定供給上“必要不可欠”という位置付けとなっている。そのため、緊急避難的に調達したカーゴの中には高い買い物もたくさんあったと言われている⁴。また KOGAS は、2003 年 10、11 月に確保していた LNG を、予想外の暖冬による需要減少と貯蔵タンク容量上限により、スワップ或いは Redirect したとされ、10 月に契約したオマーンとのスポット調達 5 カargo（2003 年 11 月～04 年 3 月揚げ）についても、そのスケジューリングの見直しが図られている模様である⁵。韓国での需給調整の難しさを示す例であろう。

6-2-2. 市場の規制緩和動向の影響によるスポット調達

韓国におけるスポット取引増加の背景には、上記の需給構造の問題に加えて、今後の KOGAS 分割・民営化へ向けた改革の将来デザインに不確定要素があるために、新たな固定化された LNG 長期契約を追加するよりも調達の柔軟性の高いスポット取引が指向される、と

³ 発電電力量ピークに占める天然ガス消費量の推移は公表されていないため把握することはできないが、天然ガス消費量の季節間変動を2001年の数値をもって比較すると以下のとおりである。日本の天然ガス需要の特徴として、発電用消費が71.6%と圧倒的なシェアを占めている。近年では、冷房機器の普及に伴って夏の消費量の増加が著しい。発電用の天然ガス最大需要は7月の3,960千トンで、4月の最小需要2,623千トンに比較して約1.51倍となっている。一方韓国の場合は、家庭用暖房用途を中心とした民生用需要が冬季に集中するため、ガス需要のピークは都市ガス需要に押し上げられて冬季に発生する。1月の最大需要2,225千トンに比べて最小需要である6月は753千トンに留まり、2.95倍もの格差が生じることとなる。

⁴ ヒアリング調査にて

⁵ Platts Oilgram news (2003/12/4)

という点が重要である。

同じく日本でも、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イヤーの参入が可能となり、顧客獲得への競争が一段と激しさを増してきている。このような市場自由化と、1990 年代初頭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・ガス需要全体の伸びや自社にとっての市場・販路の確保に関する先行きに不確実性が増してきている状況にある。こうした市場の自由化を受けて、国内では LNG 買主間の競争も熾烈を極め始めており、各社が独自のニーズを追求するためには、従来の大規模コンソーシアム形態である必要性を問わなくなってきており、西豪州拡張プロジェクトにおける日本買主コンソーシアムの分裂、個別交渉という形になって現れている。買主としてはこれまでの長期契約に代表されるような硬直的な数量引取りをできるだけ回避し、柔軟且つ余裕のある引取り条件での調達を志向する方向性が強く表れてきている。このような動きがスポット取引の拡大に少なからず影響を与えてきているものと思われる。

6-2-3. 東アジア内での相互融通からのスポット調達

東アジアの LNG 需要家である日本、韓国、台湾の 3 カ国では、お互いの需給ニーズに合致した際の効率的なカーゴ運用を図るべく、相互協力体制を整え始めている。主な協力内容としては、2000 年 8 月中部電力と中国石油有限公司 (CPC) による LNG スワップ取引に関する基本合意、2001 年 11 月中部電力とマレーシア LNG との間で交わされたスポット取引に関する基本協定、2003 年 4 月東北電力と KOGAS の LNG 調達等に係わる相互協力協定の締結、2003 年 8 月中部電力と KOGAS の LNG 季節間スワップ取引などが挙げられる。域内の相互融通協力を締結することで、お互いにメリットを享受できるという前提のもとで、効率的なカーゴ取引が可能になってきている。相互融通については次章で述べることとする。

6-2-4. 緊急時対応としてのスポット調達

2001 年のインドネシア・アルン液化基地の操業停止による東北電力の緊急代替調達に続いて、2002～03 年冬季は、日本の LNG 需要が再び急増した。東京電力の原子力発電所が全て止まったことにより、代替として LNG 火力発電の利用が拡大したことが要因である。東京電力では、2002 年に 2 カーゴのスポット調達を行ったオマーンから、2003 年にも同様の追加調達を実施している。

一方、同時期の韓国では、原油価格高騰に伴う LNG 価格の相対的な低下による LNG 火力発電需要の増加、厳しい寒さによる家庭用需要増、並びに LNG 船の融通キャパシティの低下が、上記東京電力の問題とも相俟って、例年であればアジア市場内での融通により必要量を調達できていた韓国も、日本同様 LNG 需要の急増により危機的な需給調整対応を迫られたという経緯があった。

このような緊急避難的な LNG スポットは、広い意味での(1)需給調整に含まれるとの考えもあるが、敢えて事故・災害に起因する緊急的調達、通常の需給調整とは異なると考えてここでは区分している。実はこの事故・災害要素の強い緊急避難的調達が、ここ 2、3 年のアジアにおけるスポット取引増加の誘因となっていることには留意する必要がある。

上記の 4 つの要因については、主に買主サイドにおける需給変化や市場構造を問題の要因として述べてきたが、これらのスポット取引を可能ならしめる環境としては、一般的にスポット玉の売主が、買主の既存契約当事者であり、且つ相当の余剰供給力を有しているという条件が揃った時に限定されるという、売主サイドの信頼できる協力が必要不可欠であることは言うまでもない。

6-3. 東アジア市場の中でスポット取引を抑制する要因は何か？

このように拡大傾向を示している東アジアの LNG スポット取引であるが、その数量、全体取引に占めるシェアともまだ限定的である。また、スポット取引の状況を北米・欧州市場と比べても、相対的には小さな役割を果たすに留まっている。

以下では東アジア市場において LNG スポット取引を抑制する(してきた)要因について整理する。

6-3-1. 長期契約ベースと契約形態による制約

LNG プロジェクトは、供給者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。その売主側においてはガス田の開発、パイプライン、LNG 液化基地、LNG 船建造等の多額の初期投資が必要となる。一方需要家側については、電力・ガスといった公益企業や一般大口ユーザー等が主な需要家として名を連ねており、こちらも売主同様、LNG 受入基地や LNG 船建造・手配 (FOB 契約時) 等の投資が必要となることから、売主・買主双方による莫大な投資の下にプロジェクトが存在していることがわかる。このように、多大な設備投資の安定的な回収を志向する売主側と、安定供給により電気・ガス等の最終需要家への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。また、その長期契約に付随する形で、一般的にアジア・太平洋市場の契約に存在する TAKE OR PAY 条項や仕向地条項などの制約条件も、スポット取引の拡大に一定の歯止めを掛ける要因になっていると思われる。東アジアの場合、こうした伝統的な LNG 取引の中心となってきたため、これらの伝統的取引の厚みが他市場と比べて圧倒的に大きく、その分スポット取引等の新しい柔軟

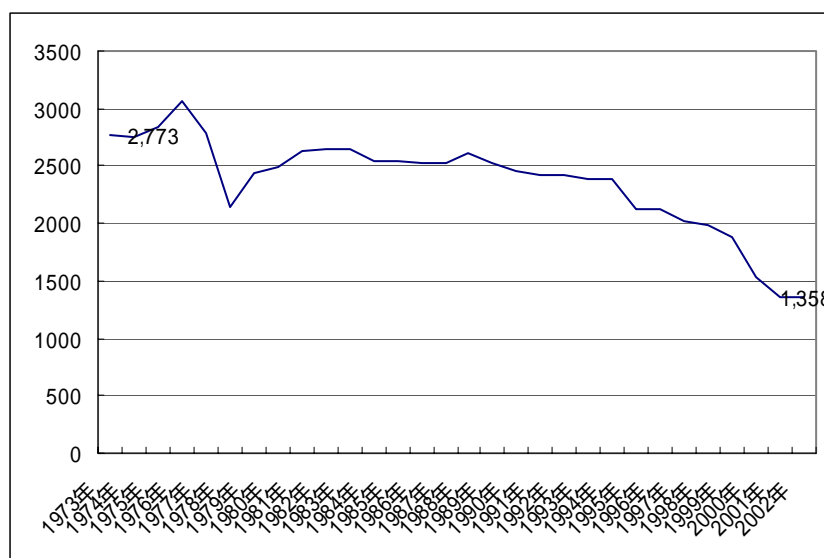
な取引の発達が遅れてきたという点がある。

6-3-2. 限定的市場プレーヤー

前述のように、巨額の初期投資を必要とする LNG プロジェクトにおいて、その上流部門参画者には資金力・技術力に秀でた国際石油メジャー等が名を連ねている。近年の技術革新によって、LNG チェーンコストは従来に比べて低減傾向にはあるものの、依然巨額の投資を必要とすることには変わりなく、自ずとその顔ぶれは決まってきたのが現状であろう。

また、以下に世界の LNG 供給における市場の集中度を表すハーフィンダール指数⁶とアジアの LNG 供給における同指数を示す。また比較のため、国際石油市場におけるハーフィンダール指数も示す。なお、この指数の計算にあたっては、簡便化のため産ガス/石油国毎のシェアをベースにしており、会社別とはなっていない。

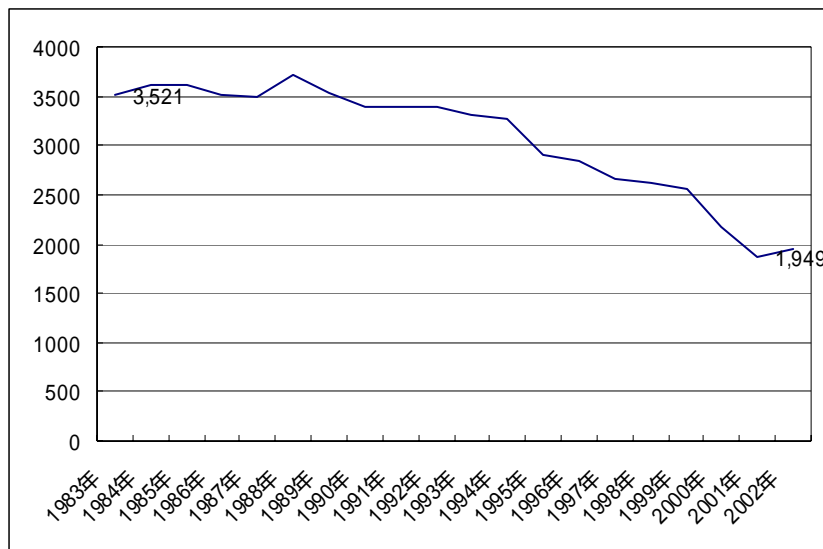
図 6-3-2 世界の LNG 供給における市場集中度の推移(ハーフィンダール指数)



(出所)「BP Statistical Review of World Energy」より作成

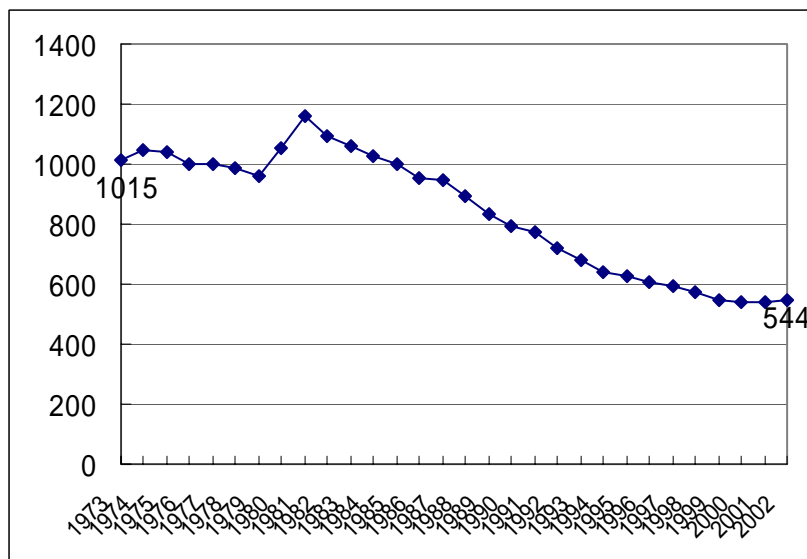
⁶ ハーフィンダール指数とは、各市場参加者シェアの 2 乗の総和であり、市場集中度を示す指数の一つ。指数が高いほど、市場の集中度は高い、ということになる。

図 6-3-3 アジアの LNG 供給における市場集中度の推移(ハーフィンダール指数)



(出所)「BP Statistical Review of World Energy」より作成

図 6-3-4 国際石油市場における市場集中度の推移(ハーフィンダール指数)



(出所)「BP Statistical Review of World Energy」より作成

上記ハーフィンダール指数の動向をしてみると、LNG については、世界市場・アジア市場

共に市場集中度は低下傾向にある。しかしながら、石油市場と比較してみると、LNG のハーフィンダール指数は依然として高く、LNG の市場集中度が高いことがわかる。

また世界の LNG 市場集中度と比較して、2002 年時点のアジアの同指数は約 1.4 倍市場集中度が高く、世界の LNG 市場と比べてさらに潜在的に供給者側のマーケットパワーが大きいことを示している。このように、少ないプレーヤーによる限られたプロジェクト権益への相互参入がみられる供給体制のため、アジア・太平洋市場はこれまで一般的にサプライヤーズ・マーケットとして推移してきた。そこでは投下資本の早期回収と長期契約数量の安定供給に供給者側のプライオリティーが置かれ、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。

6-3-3. LNG 輸送能力の不足

これまでの LNG 市場の構造は、莫大な設備投資と長期に亘る売主・買主間のコミットメント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、投資回収を保障する長期契約締結がプロジェクトの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。

このような状況下では、LNG 船備船者にとって、仮に長期契約備船に余裕が生じて液化プラントの余剰生産分のためにスポット取引で LNG 船を活用する機会があっても、その転船による輸送スケジュールの遅延による供給支障リスクや売買契約料金に組み込まれた備船料を考慮すれば、長期契約当事者以外の需要家へのスポット供給はリスクが大きく、積極的にスポット取引に活用できる状況にはなかったと考えられる。

このような理由から、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てきたと考えられる。

6-3-4. インフラの特徴と先物取引市場の未形成

天然ガス取引の最大市場である米国は、総延長 278,000 マイルのガスパイプライン設備を擁し、北米には 39 カ所にトレーディング・ハブが存在している。その最大規模のものは Henry Hub と呼ばれている。南ルイジアナに位置する Henry Hub は、12 本のガスパイプラインと 3 つの岩塩層貯蔵システムに接続している世界最大規模のハブである。Henry Hub はメキシコ湾の陸上・海上ガス田や ルイジアナ州の Lake Charles 液化基地等へも近接しており、その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。

1990 年に NYMEX が Henry Hub を価格参照地点として天然ガス先物取引市場を開設して以降、市場での取引総数やオープンインタレストの飛躍的増加とともにプレーヤーの絶対数も増加していった。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)、鞆取り買い (Arbitrageurs) も形成されていった。Hedgers は投資家相互のリスク軽減と安心を創り出すことで市場に安定を与え、Speculators はリスクを覚悟の上でハイリターンを追求し、市場に流動性を創り出している。Arbitrageurs は 2 つの違う市場における価格差を利用した鞆取り買いであり、市場間での効率性を創り出している。

このように発展を遂げてきた 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づけられている。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、高い利鞆の見込める市場 (ここでは主に北米) 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 Arbitrageurs の取引拡大を後押しする機会を与えたと考えられ、大西洋地域の LNG スポット取引が増加したという経緯がある。

以上のことから、充実した「インフラ・システムの整備」、さらには豊富な取引量と多様なプレーヤーによる透明性の高い「NYMEX 先物市場の発展」が、大西洋市場における LNG のスポット取引においても大きな影響を与えているということがいえるであろう。

一方、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。十分に発達し、網の目のように張り巡らされたパイプラインシステムを前提とした取引が発達し、実物市場のニーズとシンクロナイズして発達してきた米国の NYMEX における LNG 先物価格が、大西洋地域のスポット取引の参照価格として活用されて発展してきているという事実がある。

この点、インフラのみならずアジア・太平洋市場には、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。このように、まさに「ニワトリとタマゴ」的關係から、大西洋市場での NYMEX 等の LNG 先物取引とスポット取引のシンクロナイズした発展がアジア・太平洋に存在しえなかったということが、スポット取引の抑制要因の一つに挙げることができよう。

6-4. 東アジア市場のスポット取引拡大のための条件は何か？

6-4-1. 新規市場参入者の出現

売主・買主双方から多数の新規参入者が出現することは、既存の硬直的取引で且つ限定的なプレーヤーで構成された LNG 市場の秩序に風穴を開ける大きなショックになると期待される。LNG 市場に参入するプレーヤーが増えることで取引の流動性が拡大し、そこから需給バランス調整に伴うスポットカーゴの流通量が増大するものと期待される。特に供給サイドにおける新規参入の拡大は、市場集中度低下という観点でも重要である。

アジア・太平洋市場における新規参入としては、サハリンプロジェクト⁷、⁸の行方が大いに注目される。サハリンは距離的に近い上に埋蔵量も豊富であり、とりわけ日本、韓国、台湾にとっては中東依存への傾斜に一定の歯止めがかかり、供給地の分散化が図れる。また、価格においてもその近接性からの優位性が期待でき、他プロジェクトへの牽制役になるであろう⁷。LNG 供給のサハリン⁸が先行しており⁸、2003 年 5 月先陣を斬って東京ガスが、2007 年 4 月から年間 110 万トン、契約期間 24 年間の LNG 売買基本合意に達した。その後相次いで東京電力、九州電力がそれぞれ 120 万トン 22 年間、50 万トン 21 年間の基本合意に達している。まずはサハリン⁸が順調に顧客を獲得し始めた観があるが、長期的に見て、サハリン⁸によるパイプライン供給が実現すると、国内へのパイプラインインフラ整備の問題ともあわせて、天然ガスの取引・価格形成に影響を及ぼしていくことが考えられる。パイプラインの影響については第 9 章で詳述する。

6-4-2. 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動後にデポトルネッキング対策を行うことでさらに生産能力を高めているともいわれ、建設後の継続稼動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。これに加えて、とりわけ日本、韓国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や景気低迷による需要の減少から、契約数量の下方調整やキャンセルが発生し、アジア・

⁷ サハリン⁸の東京ガス・東京電力へのオファー価格は、両社の既存契約よりも 20～30%低かったとも言われており、インドネシアや豪州の売主にとって、アジア市場シェアを脅かすプレッシャーになっている。

⁸ サハリン⁸が先行している背景として、アジア・太平洋市場では元来 LNG が伝統的な取引形態であることから、経験上 LNG コストが把握しやすいためという理由がある。

太平洋市場の総供給力の内、9割弱は中期乃至長期契約にコミットしているが、残り1割強は余剰生産能力となっているといわれている。この余剰能力の有効活用のためにスポット取引が使われているのが現状である。今後は、さらに建設中プロジェクトの余剰生産能力も付加されていくため、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。

このような買い手市場の中、アジア・太平洋地域の需要家は、近い将来の国内市場自由化へ向けた競争力強化のため、より柔軟性のある LNG 調達への高まるニーズを背景に既存プロジェクトの契約更改や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に注力してきている。以下はこれまでにない柔軟性が契約に反映された例である。

- ・ 2002 年 3 月、東京電力と東京ガスはマレーシア プロジェクトの契約更改（2003 年 4 月以降）で基本合意に達した。その合意内容は、契約期間を 15 年に短縮、うち一部を短期 4 年とすることで引取り数量に柔軟性を持たせており、Take or Pay 条項の緩和や増加・削減許容量の拡大に結びついている。同時に、両社とも契約の一部数量を FOB 契約化することで、自社 LNG 船での輸送による調達の弾力性向上とフレートコストの低減化を追求できるとしている。2003 年 3 月正式に売買契約が締結されている⁹。
- ・ 2002 年 2 月、東京ガス、大阪ガス、東邦ガスの 3 社は、マレーシア プロジェクトと SPA を締結した。長期（20 年）と短期（1 年）のミックス契約で、オプションは買主ニーズと売主供給余力により上限はあるが弾力的な運用が図れるとしている¹⁰。
- ・ 2003 年 3 月、韓国の KOGAS は、マレーシア、豪州 NWS と相次いで 7 年間という中期契約にサインした。それぞれ年間 150 万トン、50 万トンの契約量であるが、どちらの契約も韓国の冬季の需要変動を考慮した供給配分となっており、マレーシア は 80%を冬季に、豪州 NWS では 100%が冬季に供給されることとなっている¹¹。
- ・ 豪州 NWS 拡張契約においては、日本の買主は、これまでトレイン 1～3に見られたコンソーシアム形式を取らずに、各社のニーズを効果的に反映させるべく個別交渉・契約という形を取っており、FOB 契約を主流とする柔軟性が追求されたプロジェクトになっている¹²。

上記契約のほか、近い将来の新たな LNG 輸入国として台頭してきた中国の動きは、その後の LNG 契約交渉に臨む売買主双方の意識の変化を促した。2002 年 8 月の中国広東省 LNG プロジェクト（2005 年以降）での豪州 NWS プロジェクトとの契約合意、翌月 9 月の福建省

⁹ 詳しくは第 3 章 3 - 2 (2) を参照されたい。

¹⁰ 詳しくは第 3 章 3 - 2 - (5) を参照されたい。

¹¹ 詳しくは第 3 章 3 - 2 - (5) を参照されたい。

¹² 詳しくは第 3 章 3 - 2 - (1) を参照されたい。

LNG プロジェクト(2007 年以降)でのインドネシアのタングープロジェクトとの基本合意に推測される契約交渉過程で引き出された売買契約価格は、これまでのアジア・太平洋市場既存の契約価格よりも 20～30%も低く設定されたといわれる¹³。この中国の一連の契約交渉が、日本、韓国、台湾にとっての今後の契約交渉における「リファレンス」となって色濃く反映されてきている。実際、サハリン との契約交渉過程において、日本側買主は、中国の2つのプロジェクト価格を視野に入れて交渉に臨んでおり、既存契約価格より 20～30%も低い価格を引き出したと言われている。

このような柔軟性が付加された LNG 契約が増大していくことで、契約数量の弾力的運用による余剰生産の発生が売主側をスポット市場の活用増大に向かわせ、FOB 契約による自社 LNG 船の柔軟な活用が買主側をスポット市場での調達に向かわせるという「拡大再生産」的なサイクルが発生しやすい環境が、アジア・太平洋市場に醸成されていくものと想定される。そういう意味で、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。

なお、買い手側によるより柔軟な LNG 調達へのニーズの高まりをもたらす新たな要因として、LNG 火力発電所の位置づけの変化が注目される。これまで需要のピーク対応としての機能を担ってきた石油火力発電所の老朽化が進み、代わって LNG 火力発電所がピーク対応電源として位置づけられてきている。(最新鋭の CCGT はミドルベース対応)この結果、電力会社にとっては、季節変動需要に対応するため、これまでよりも柔軟な LNG 調達の必要性に迫られているものと思われる。

6-4-3. LNG 船の増加と運航形態の変化

近年の技術革新や船舶の巨大化ならびに造船所の国際受注競争を通じて、1990 年代には LNG 船 1 隻の建造費が\$2.5 億以上とされていたものが、最近では\$1.5 億を下限に低位安定傾向にあり、LNG 船の建造コストは以前と比較して 40%ほど削減されている。また、さらなる大型化も検討されており、LNG 輸送コストは確実に下がってきている。

また世界的な LNG 需要の増加見通しを受けて、LNG 船が大量に発注されているという背景がある。2002 年 10 月時点の稼働隻数 133 隻に対して、新規発注は 60 隻にのぼるといふ¹⁴。その内 4 分の 1 の 15 隻はアジア市場向けである。ちなみに半分の 33 隻は旺盛な需要が期待されている欧州・米国の大西洋市場向けである。

これらのアジア向け LNG 船の新規発注は、基本的には新規プロジェクト等に充当する目

¹³ 詳しくは第 8 章を参照されたい。

¹⁴ 「LNG 船運用形態の変化に関する調査」(日本エネルギー経済研究所 2003 年 9 月 HP 掲載)を参照。

的でオーダーされていることと思われるが、単純に LNG 船の絶対数が増えていくことによる運行余裕度の向上は、緊急的な調達の際に発生するボトルネックの解消の一助になり、スポット的な取引を行いやすい環境が整うものと思われる¹⁵。

また、LNG 船の運航形態の変化もスポット取引の拡大を後押しする可能性がある。これまでの LNG 契約では、売主側が手当てをした船で揚げ地に運ぶ EX-Ship 契約が主流であったが、最近の変化の傾向として、特に日本では、買主側が船を手当てして積み地に向かわせる FOB 契約の形態が多くなり、豪州 NWS 拡張契約では、その大部分が FOB 契約を締結している。

その FOB 契約に使用する LNG 船については、東京ガス、大阪ガス、東京電力のように、一部 LNG 船を自社所有することで、EX-Ship の運航規制に縛られることなく、安定供給の確保と経済性・柔軟性を追求することが可能となってきた。このように LNG 隻数の増加と FOB 契約の増加は、既存の売主側 LNG 船に運航余裕あるいは船舶の供給過剰状態をもたらし、余剰船は既存契約から離れてスポット的な運用に使用されていくといった可能性も生まれてこよう¹⁶。また、今後契約期間満了にともない傭船契約も終了する LNG 船が、中古船として安全面を考慮された上で順次市場に投入されていけば、減価償却済の経済メリットを生かしてスポット的な取引に活用される可能性も出てくるとと思われる。

6-4-4. 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（各買主）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。売主は買い手と揚げ地を限定することで、固定的・安定的な取引関係の確保・維持を図り、確実な投資コスト回収を図ってきた。また、買主による第 3 者転売がもたらす様々な影響（自らがコントロールできない「マーケット」の発生と拡大、転売による利益の発生とその処分・分配）についての懸念もあり、仕向地規制を行ってきた。こうして自由な転売で利益の最大化を図ろうとする買主にとっては、仕向地規制が壁となり、結果としてスポット的な運用が制限されることとなった。

しかし、最近の大西洋市場においては、アルジェリア LNG やトリニダード LNG での仕向地変更が続いて、イタリアの炭化水素公社(ENI)とロシアのガス生産者 Gazprom との間で、

¹⁵ LNG 船の運航を専門に行う事業者の出現がボトルネック解消につながり得るとの見方もあり、今後の海運業界の動きは注目する必要がある。

¹⁶ なお韓国の LNG 引取りは FOB が主体であり、かつ既にスポット・スワップ等の実績もあることから、LNG 輸送面での余裕がさらに拡大する場合、それを日韓で共同活用してさらにスポット・スワップを増大させる可能性もありうる。しかし、当事者がどのように考えているか等も含め、今後、より踏み込んで調査・研究を行う必要がある。

仕向地条項の撤廃が実現している。これにより、ENI は Gazprom から購入するガスを国外に自由に再販することが可能になり、Gazprom も ENI の許可なくイタリア国内の他の顧客に販売できることになる。

このように、売買主双方でメリットが享受できるという前提の下での仕向地条項の撤廃の動きは着実に進展してきており、仮にアジア・太平洋地域にも波及することになれば、日本、韓国、台湾の LNG 需要の変動に合わせた相互融通等の柔軟な LNG 取引の形態も可能になることが期待される。ただ、一気に撤廃に向かうというよりは、売主と買主の相互理解を深め、信頼関係を構築する過程の中で徐々に緩和されていくものと思われる。

6-5. 仮にスポット取引が拡大した場合の東アジア天然ガス市場への影響

LNG のスポット的取引は 10 年前と比較して大きく拡大してきており、特に欧州・北米を中心とした大西洋市場での発展が目覚ましい。とはいえ、LNG 取引全体に占める LNG スポット取引の割合は一桁台に留まっており、アジア太平洋市場に至っては、需給調整のための緊急避難的なスポット対応が主流となっている。既存契約の多くは長期契約ベースであり、柔軟性のあるスポット運用を定着させるためにはまだ乗り越えなければならない壁があることは既述のとおりである。

しかしながら、新たなプロジェクト開発における新規プレーヤーの参入や需要国のエネルギー産業の自由化といった競争促進的環境の変化は、契約あるいは運用に柔軟性を追求するモメンタムを強化しつつあり、日本、韓国と売主との新規あるいは更新のプロジェクトにその傾向が見られる。したがって近い将来、アジア太平洋市場におけるスポット取引は今後着実に拡大し、LNG 全体に占めるシェアも拡大していくことが予想され、同市場全体に徐々に大きな影響を与えていく可能性がある。

スポット取引が拡大した場合の東アジア天然ガス市場への影響を想定してみると、以下のようなものが考えられる。

- ・ LNG 市場および取引全体の流動性増大
- ・ 柔軟性指向を強める買い手側のニーズとのマッチング 経済性向上と共に需要そのものの拡大の可能性
- ・ 売り手側の意識・対応の変化
- ・ 新しい市場プレーヤー（アグリゲータ等）の参入と活発化
- ・ ガス対ガスの直接的競争市場発生の可能性
- ・ より柔軟性が高まった段階では、様々な価格決定方式が模索される
- ・ 価格の多様性とボラティリティーの増大
- ・ 他の LNG 市場、特に米国市場との連動性拡大

このように、ある程度の価格低下がもたらされる可能性の反面、価格の振れに対するリスクも求められるであろう。従来の長期契約という仕組みはベースとして存在しつつも、そのシェアの一部はスポット的な短期取引に代わっているであろう。マーケットには供給側の余剰生産 LNG とフリーな LNG 船が投入され、トレーダー的仲介者の誕生により、スポット玉の売買主間でのマッチングが行われる場合も出てこよう。その際の価格決定には、従来の期間契約が採用している JCC リンクだけでなく、様々な方式が模索され、より流動性の高い取引状況となった場合には、ある程度東アジアのマーケットの状況を反映するような価格指標が求められることも長期的には考えられる。長期的には、東アジアにおける広域的なパイプラインなどの導入によって、欧米のようなパイプラインと LNG というガス対ガスの競争が促進されれば、価格という面でも低下圧力が働き、競争力のある指標が形成される可能性がある。

ただ、東アジアの LNG スポット価格は、今後米国天然ガス市場の影響を受けることになるものと予想される。というのも、世界の巨大マーケットである北米天然ガス市場は、パイプライン網のインフラと NYMEX のような先物取引市場の充実により、独自の価格形成で動いている。北米も将来のエネルギー需要増加に対応するために LNG の輸入に本腰を入れ初めており、長期間に亘り稼働を取りやめていた 2 箇所の LNG 受入基地を再開するとともに、西海岸やメキシコ湾岸地域に相当数の受入基地建設計画を発表している¹⁷。

昨今のように米国の天然ガス価格が高く、鞘取りを目的とした LNG スポット玉が大西洋あるいはアジア太平洋市場から流れていくようなことになれば、そこでのマーケット価格に東アジア市場の価格も引っ張られる形となって、東アジアのスポット市場の量や価格は大きく変動することが予想される¹⁸。このような価格の振れを考慮に入れてのリスク管理は、各輸入国・企業にとって、自国の電力・ガス部門が自由化されて競争が激化していく中において、成否を分ける重要な戦略になっていくものと思われる。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

¹⁷ 北米の LNG 基地については第 4 章を参照されたい。

¹⁸ 裁定取引は二つの市場の価格差が輸送運賃他関連経費の差を越えて拡大する場合、発生する。アジアおよび北米西海岸地域の場合、現状では、LNG 取引そのものが存在していないため、輸送運賃が不明である。従って、裁定取引発生のトリガーとなる価格差は計算困難であり、今後のさらなる取り組みが必要である。

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第7章 カーゴスワップ活用の可能性とその影響

天然ガス・新燃料グループ 研究員 上田 丈晴²

要 旨

通常の LNG 取引は、売り手と買い手が 1 対 1 で成立するのに対して、カーゴスワップが成立するためには 2 以上の異なる Term 売買契約（それぞれの売買契約ごとに買い手が異なる）が必要である。また、カーゴスワップにより他の買い手にカーゴを渡した買い手は、同量のカーゴを返してもらわなければならない。すなわち、広い意味でのスポット取引はカーゴの売り切り、買い切りを含むものであり、また、そのカーゴの出所は問われない。しかし、カーゴスワップの場合には、2 つ以上の異なる Term 契約から供給されるカーゴを交換するということになる。

以上のように定義されるカーゴスワップであるが、その内容から「需給調整のためのスワップ（季節間スワップ）」と「輸送距離短縮のためのスワップ」の 2 つに大別される。

「需給調整のためのスワップ」は、需要パターンが異なる複数の LNG 買い手（および売り手）が協調することにより、季節間の需給のアンバランスを平準化し、主として買い手が利益を得る取引である。このスワップについては、実際に日本の電力会社と韓国ガス公社（KOGAS）、台湾の中国石油有限公司（CPC）との間で既に行なわれているもの、枠組みが取り決められたものがある。メリットとしては、既存のテイク・オア・ペイ・カーゴの有効活用、つまり、使わなくても支払い対象となるカーゴを活かせることがあげられる。このスワップが成立するためには、スワップを可能に需要パターンの存在、さらには売り手の協力が不可欠である。

「輸送距離短縮のためのスワップ」は複数の LNG 取引間で仕向地をスワップすることにより、輸送距離を短縮する取引である。このスワップは大西洋地域において既に行なわれているものの、太平洋地域では未だ行われていない。大西洋地域の事例として、元々の航路がアルジェリアからアメリカ北東部、トリニダード・トバコからスペインであった 2 つの売買契約をそれぞれの売り手、買い手合意のもと、トリニダード・トバコからアメリカ

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

² 現、中国電力（株） 人材活性化室

北東部、アルジェリアからスペインへと変更（スワップ）したものが挙げられる。このスワップが成立した要因として、適正な利益の分配、資本関係等を含むプレイヤー同士の緊密な関係等があったものと考えられる。

上記のような 2 種類のカーゴスワップについて、それぞれ実際の事例あるいはシミュレーションを交え、アジア太平洋地域におけるカーゴスワップの可能性および実現のための課題に言及する。

この章ではカーゴスワップを行なうことにどのようなメリットがあり、実現のためにはどのような課題を克服しなければならないかを述べていきたい。

一口にカーゴスワップといっても明確な定義がないのが実情である。第6章で詳述したスポット取引と区別する意味でも、本章で用いるカーゴスワップの定義を明確にしたい。

まず、通常のLNG取引は、売り手と買い手が1対1で成立するのに対して、カーゴスワップが成立するためには2以上の異なるTerm売買契約(それぞれの売買契約ごとに買い手が異なる)が必要である。また、カーゴスワップにより他の買い手にカーゴを渡した買い手は、同量のカーゴを返してもらわなければならない。すなわち、広い意味でのスポット取引はカーゴの売り切り、買い切りを含むものであり、また、そのカーゴの出所は問われない。しかし、カーゴスワップの場合には、2つ以上の異なるTerm契約から供給されるカーゴを交換するということになる。

以上のように定義されるカーゴスワップであるが、以下、本章ではカーゴスワップのタイプをその内容から「需給調整のためのスワップ(季節間スワップ)」と「輸送距離短縮のためのスワップ」の2つに大別してみたい。

「需給調整のためのスワップ」は、需要パターンが異なる複数のLNG買い手(および売り手)が協調することにより、季節間の需給のアンバランスを平準化し、主として買い手が利益を得る取引である。「輸送距離短縮のためのスワップ」は複数のLNG取引間で仕向地をスワップすることにより、輸送距離を短縮する取引である。

7-1. 需給調整のためのスワップ(季節間スワップ)

このタイプについては日本の電力会社と韓国ガス公社(KOGAS)、台湾の中国石油有限公司(CPC)との間で既に行なわれているもの、枠組みが取り決められたものがある。

特に、韓国では冬季の天然ガス需要が夏季を大きく上回り、冬季になるとLNG需給が逼迫することが多く³、KOGASによるスワップ取引がしばしばみられる。ここでは、主な事例を簡単に紹介してから、そのメリット、課題等について考察したい。

³ 詳細については2章参照。

7-1-1. 事例

(1) 中部電力とCPC

中部電力は2000年8月31日、台湾のCPCと、LNGのスワップ取引について基本合意したと発表した(2005年までの期限付き)。このスワップ取引は、CPCがインドネシア国営石油ガス公社(プルタミナ)から長期契約で購入しているLNGの一部を中部電力が引取り、将来、CPCが同量を買戻すというものである。中部電力は、年間380万トンのLNGをインドネシアから購入しており、プルタミナにとっては日本で最大の顧客である。CPCも年間340万トンのLNGをインドネシアから購入している。ただし、中部電力とCPCはプルタミナの同一プロジェクトからの買い手ではなく、別々のプロジェクトから購入している。

中部電力は、CPCがインドネシアから購入する予定だったLNGを24万トン(タンカー4隻分)引取り、CPCは同量のLNGを2005年をめぐりに中部電力から買戻すことになっている。

この取引が成立した背景には、CPCが建設中の海底ガスパイプラインの完工が大幅に遅れ、予定していたLNG火力発電所に供給ができなくなり、余剰LNGを抱えていたこと、また、中部電力でも猛暑による電力需要の増加に加え、渇水によって水力発電所の発電量が低下していたことがある。両社のニーズが合致したため、スワップ取引の成立に至ったものである。そして、売り手であるプルタミナの合意と協力がこの取引の前提にあったことは言うまでもない。

(2) 東北電力とKOGAS

東北電力は2003年4月18日、KOGASとLNG調達等に係わる相互協力協定を締結した。同協定の中で、LNGの需要変動により引取り調整が必要となった場合、LNG船受入時期交換等の可能性について協議するとしており、より安定的で柔軟性のあるLNG調達を目指している。

KOGASとのLNG調達等に係わる相互協力協定の内容は以下のとおり⁴。

- ・ 非常時、緊急時におけるLNGの相互融通についての協議
- ・ LNGの需要変動等に対応するためのLNGの引取り調整についての協議
- ・ LNG契約スキームや配船スキーム等両社のメリットにつながる新たなアイディアについての共同検討
- ・ LNG調達等に関する情報交換

⁴ 東北電力ホームページより。

東北電力と KOGAS は共にインドネシア、マレーシア、オーストラリア、カタールから LNG を輸入しているが、両社は同一プロジェクトの買い手コンソーシアムに入っているわけではない。仮に同一プロジェクトからの買い手同士であっても、売り手との調整は個別に必要なものと考えられる。出荷のタイミング、輸送手段等、売り手の協力なしにスムーズな LNG 調達を実施することは不可能だからである。

(3) 中部電力と KOGAS

中部電力および KOGAS は 2003 年 8 月 11 日、両社にとって共通の売り手であるブルタミナ（インドネシア国営石油ガス公社）の協力のもと、LNG の季節間スワップ取引を実施することを発表した。中部電力については夏季が LNG の需要期となり、一方、KOGAS は暖房需要が大きいため冬季が需要期となる。この需要期の違いを踏まえ、両社が 2003 年度の需給状況等を勘案し合意したものである。

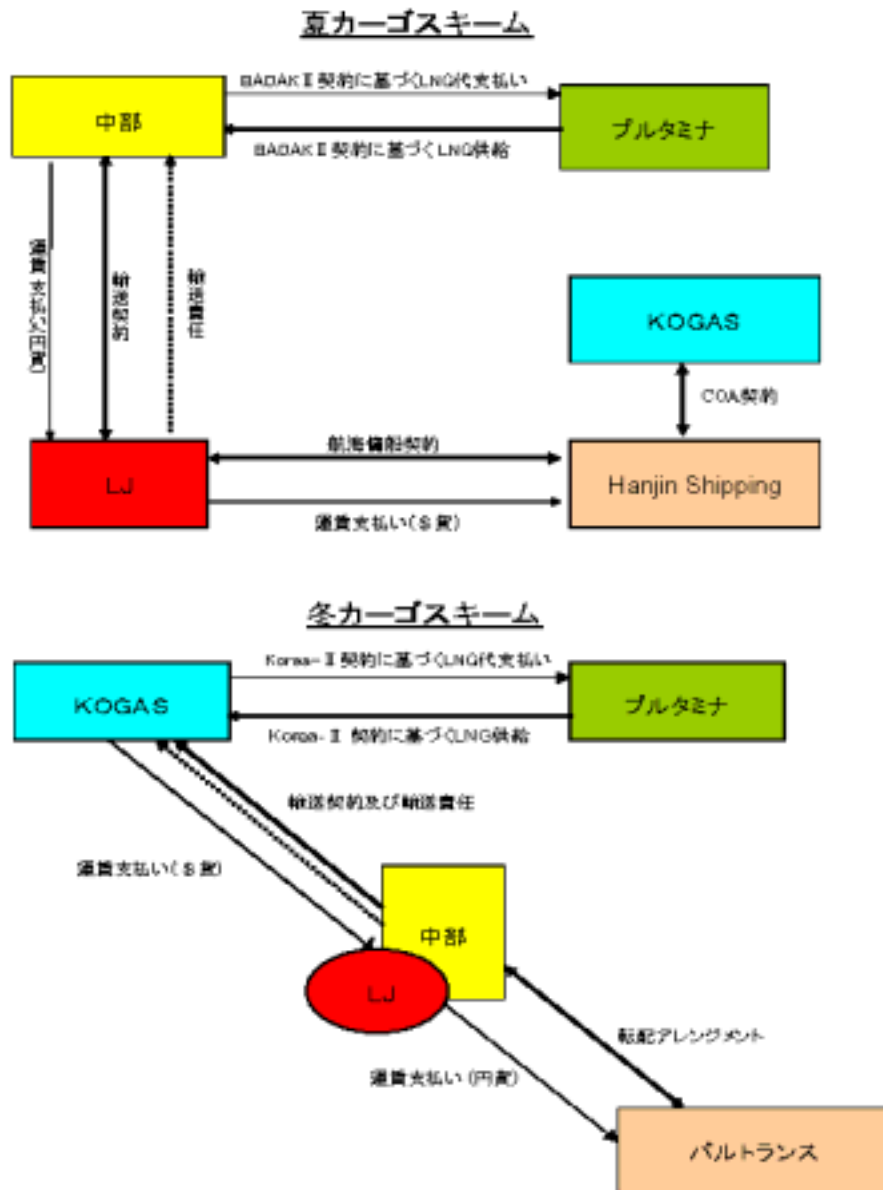
両社にとってのメリットとして中部電力は自社の LNG 需給状況に合致すれば経済効果が期待できる点をあげ、KOGAS は韓国のがス需要パターン（冬季中心需要）に合致する点をあげている。

表 7-1-1. 中部電力と KOGAS の季節間スワップの概要

	2003年夏季	2003年冬季	隻数
中部電力	KOGASの代わりに中部電力が引取り (+1隻)	KOGASのために1隻引取り権利放棄 (-1隻)	±0隻
KOGAS	中部電力のために1隻引取り権利放棄 (-1隻)	中部電力の代わりにKOGASが引取り (+1隻)	±0隻
備考	・取引量6万トン ・8月に知多基地入港	・取引量6万トン ・KOGASは引取り時期として12月を	

(出所) 中部電力ホームページ

図 7-1-1. 中部電力と KOGAS の季節間スワップのスキームについて



(注) LJ = エルエヌジージャパン

(出所) 中部電力ホームページ

(4) その他の事例

上記の事例以外にも日本の買い手、KOGAS、CPC の間で、緊急的にスワップが行なわれた事例は散見される。また、ヒアリング等によると、こうした海外の買い手と連携するスワップ以外でも、同一プロジェクトから LNG を購入している日本国内の買い手の間では、相互の協議および売り手との合意のもとで、カーゴの融通（スワップ）が行なわれているとのことであった。

7-1-2. メリット

上記のように、需要パターンの違いを利用した季節間スワップは既に行なわれているが、そのメリットは既存のテイク・オア・ペイ⁵・カーゴの有効活用、つまり、使わなくても支払い対象となるカーゴを活かせることがあげられる。売り手は買い手に対してオープンデリバリーを求めるため、需要が少ない時期にはテイク・オア・ペイカーゴが生じる可能性がある。近時、こうした引取り条件の緩和が進んできてはいるものの、需要変動の大きな買い手にとって重要な問題であることに変わりはない。

この時、実際の需要が契約上の引取り義務量よりも小さい買い手（需要量<引取り義務量）は、本来必要としないカーゴへの支払いコストが発生し、実際の需要が契約上の引取り義務量よりも大きい買い手（需要量>引取り義務量）は、市場に出ていって追加的カーゴを調達するコストが発生する。スワップにはこれら双方の機会費用を発生させないで済むという効用がある。

これに関連して、貯蔵コストを削減できることもメリットとしてあげられる。毎年1隻ずつ大型船のスワップを行なう場合には、行なわない場合に比べて約13万klの貯蔵タンクを節約できることになる。13万klの貯蔵タンクの建設費は約180億円程度と推定される⁶。KOGASへのヒアリングによると、実際こうしたスワップにより貯蔵タンク関連の費用が軽減されているとのことであり、スワップが増えればタンクの新設・増設投資を抑制することもできるものと考えられる。⁷

参考として、こうした季節間スワップによる前述の機会費用低減のポテンシャル（潜在的可能量）を韓国を例として計算してみることにする。その計算の基本的考え方は以下の通り。

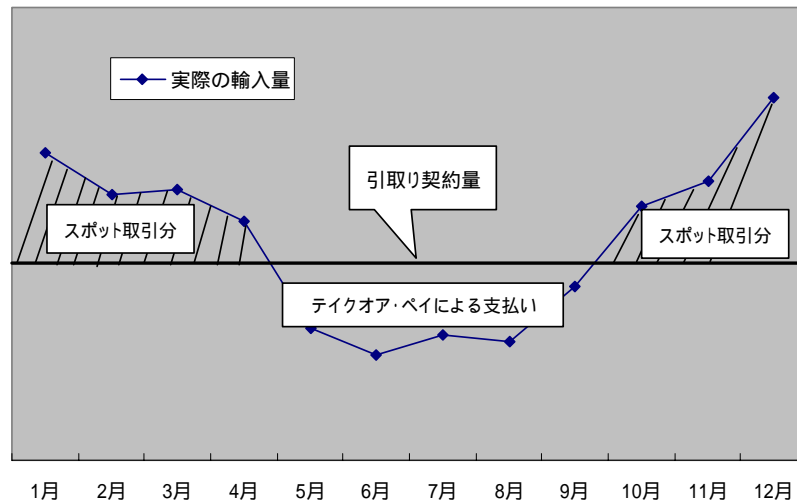
- ・スワップの対象となるものとして、これまでスポット取引で調達したものを想定する。
- ・韓国の場合、2000～2002年の年平均で125万トンのスポット取引があった。
- ・この125万トン全てをスワップ対象とする。すなわち、需要期にはこの量をスワップで引取り、非需要期には同量が他の買い手にまわされる。
- ・非需要期にはテイク・オア・ペイカーゴが発生し、引取りができない部分についても支払いを行なっているものと仮定する（図7-1-2参照）。

⁵ 買い手は将来、必ず一定額以上の支払いを行い、一定量の引取りを無条件で約束する。買い手は契約どおりに財またはサービスの引渡しを受けない場合でも定められた最低金額を支払う義務がある。

⁶ 各種資料よりエネ研推定。実際の貯蔵タンク建設費は基地ごとに異なる。

⁷ 仮に、13万klを非需要期に調達して半年間貯蔵することを考えた場合のBOG処理に係わるランニングコストは、当該期間で概略1億円未満であると見込まれるが、貯槽の修繕・維持費は経年的に増大し、年間10億円以上に至る場合もありうると言われる。

図 7-1-2. 需要の季節間格差 (単純化された概念図)



(出所)エネ研作成

- ・ 本来スワップが行なわれるタイミング等で価格が問題となるが、単純化のため、需要期 (1~2月および 11~12月)、非需要期 (3~10月) として、2000~2002年の需要期平均輸入価格 (247.3 ドル/トン) と非需要期平均輸入価格 (245.1 ドル/トン) を参照する。
- ・ この期間中に 125 万トンのスワップが行なわれたとして、その時の仮想的な市場価格を各々247.3 ドル/トン、245.1 ドル/トンとするならば、機会費用の総額は、

125 万トン × 247.3 ドル/トン + 125 万トン × 245.1 ドル/トン = 6.15 億ドル
 (約 680 億円)
 と計算される。

もちろん、これはあくまでも極めて単純化した計算に過ぎず、かつ実際にスワップを行なっている事業者にとっての実際のコスト低減とは異なる意味をもつものであると考えられる。あくまで、マクロ的な視点からみた場合のスワップによる機会費用低減の最大ポテンシャルに関する一試算とみるべきであろう。

7-1-3. 前提条件、課題

季節間スワップが成立するためには、まず第 1 にそれを可能とする需要パターンの存在が必要である。そうした状況が存在して、初めて買い手同士の協力関係を築くことができる。

さらに売り手の協力が不可欠である。それは売買契約上の仕向地規制、LNG 出荷といった実際のオペレーション、輸送に売り手が関与している場合には輸送契約等、売り手が合意しなければ LNG 取引自体が成立しないためである。売り手にとっては、スワップのために買い手と協議、調整する等の手間、他の買い手への周知、調整等、従来の契約を遂行するのに比べて、手続きが煩雑化するというデメリットがあると考えられる。

しかし、スワップする買い手がいずれも自分の顧客である場合には、手続き上の問題さえクリアできれば、売り手にとっても特段の不利が生じるわけではないと思われる。むしろ年間を通じて、より均一なデリバリーが実現でき、顧客サービスの向上が達成されるという意味では、売り手にとっても悪い話ではないと考えられる。

売り手が同じ場合の季節間スワップは実際に行なわれているが、売り手が異なる場合の季節間スワップは難しいと考えられる。買い手にとってはスワップの選択肢が増えるというメリットがあるかもしれないが、売り手にとっては売り手・買い手間の調整に加えて、他の売り手との調整も加わり、手続きがより複雑になるためである。

最近の動向からみられるように、基本的には買い手側のより柔軟性の高い LNG 調達へのニーズはますます高まっており、その中でこうした季節間スワップが拡大していく素地は大きいものと考えられる。上述したような課題が解決され、売り手との協調関係も整備されていけば、東アジアにおける季節間スワップはより大きな役割を果たしていくことが可能であろう。

7-2. 輸送距離短縮のためのスワップ

次に輸送距離短縮のためのスワップについて考察してみたい。

本章の始めでも述べたが、輸送距離短縮のためのスワップは複数の LNG 取引間で仕向地をスワップすることにより、輸送距離を短縮する取引である。

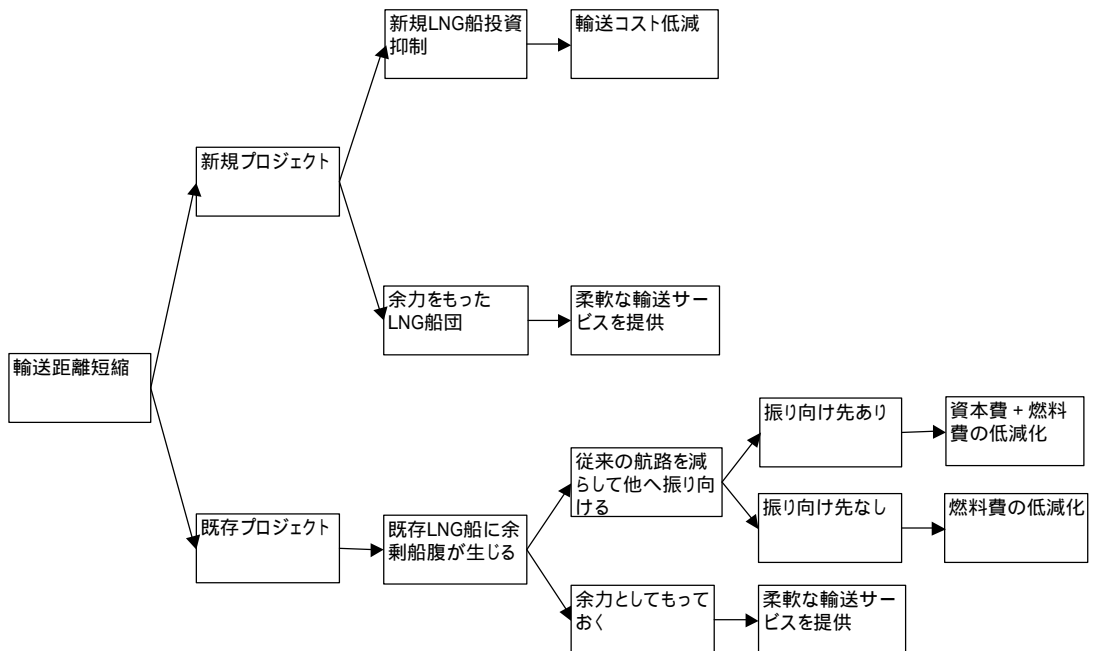
現在までのところ、同タイプのスワップを太平洋地域でみることはできないが、大西洋地域では実際に行なわれている。そこでまず、同タイプのスワップを行なうメリットについて述べた後、大西洋地域の事例を分析してみる。最後に、太平洋地域において同タイプのスワップを実行できる可能性があるかどうかを簡単なシミュレーションを交えて考察してみる。

7-2-1. 輸送距離短縮のためのスワップを行なうメリットについて

輸送距離短縮によるスワップで発生する利益は、端的にいえば、輸送コスト低減による利益といえる。では、輸送距離を短縮しさえすれば直ちに輸送コストは低減できるのだろうか。このことを考えるために、図表 7-2-1 に輸送距離短縮による利益発生の流れを示

す。

図 7-2-1. 輸送距離短縮による利益発生の流れ



(出所)エネ研作成

新規 LNG プロジェクトの場合は輸送距離短縮が LNG 船数の抑制につながり、直接的なコスト低減につなげやすいが、既存プロジェクトの場合には、余剰 LNG 船腹を吸収するだけの需要がなければ、燃料費の低減にはつながるとしても、それほど大きな利益とはならない。FOB 契約の下では、一定期間のうちにできるだけ多くの LNG を輸送すればするほど買い手にとって利益が大きく、逆に、Ex-Ship 契約の下では売り手にとって利益は大きくなる。

こうしたスワップ取引の舞台である欧米は、近年 LNG 需要の伸びが顕著であり、需要ピーク時には LNG 船が不足する事態となっている。こうした LNG および LNG 船腹に対する旺盛な需要が輸送距離短縮 = 関係者の利益という図式を成立させているということに留意しなければならない。

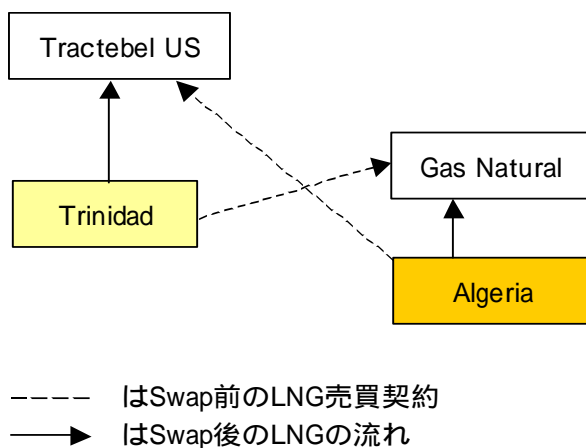
なお、このタイプのカーゴスワップによる利益の分配について、Tractebel LNG North America の前身である Cabot LNG にヒアリングしたところによると、こうした利益は売り手の合意を得て、分配しているとのことであった。カーゴスワップで発生する利益（金銭的利益、余剰輸送能力獲得等）の精算もケースバイケースで行なわれており、カーゴの状況によって利益を均等に分ける場合もあるし、どちらか一方が取る場合もあるとのことであった。

7-2-2. 大西洋地域における輸送距離短縮スワップ

大西洋地域においては輸送距離短縮を目的としたスワップが既に行なわれている。

このスワップのプレイヤーの代表例としては買い手側がスペインの Gas Natural、米国の Tractebel LNG North America、売り手側がトリニダード・トバコの Atlantic LNG、アルジェリアの Sonatrach である（図 7-2-2 参照）。元々の航路がアルジェリアからアメリカ北東部、トリニダード・トバコからスペインであった 2 つの売買契約をそれぞれの売り手、買い手合意のもと、トリニダード・トバコからアメリカ北東部、アルジェリアからスペインへと変更したのである。

図 7-2-2. 大西洋地域における輸送距離短縮スワップ



(出所) World Gas Intelligence July 17, 2002 より作成

表 7-2-1 はアルジェリアの Arzew、トリニダード・トバコの Point Fortin からアメリカ北東部 Everett、スペインの Barcelona へのスワップ前の航海距離とスワップ後の航海距離を表わしたものである。

表 7-2-1. 航海距離の短縮

Swap前の航海距離(片道) (Mile)	
Arzew - Everett	3,271
Point Fortin - Huelva	3,417
計	6,688

↓

Swap後の航海距離(片道) (Mile)	
Point Fortin - Everett	2,024
Arzew - Huelva	363
計	2,387

(出所) 各種資料よりエネ研作成

スワップ前の輸送距離はスワップ後の約2.8倍となっている。ここで使用されたLNG船が他の航路も含め1年間フルに稼働したと仮定すれば、輸送効率は大幅に向上し、輸送コストも削減できるものと考えられる。

しかし、現実的には輸送費の多くはLNG船の資本費に左右されるため、稼働率の高低が問題となってくる。つまり、余剰船腹にきちんと荷がつかなければ、輸送の効率化を達成できたとは言えないのである。よって、短縮した距離に完全に比例して輸送コストが低減されるわけではない。ただし、燃料費部分については確実に低減されるわけであるし、船腹に荷がついた場合には稼働率も上がるため、輸送コストが低減される可能性は高いと考えられる。

ちなみに、World Gas Intelligence (2002.7.17)によると輸送費は以下のとおりとなっており、このスワップにより輸送費が低減されることが示している。

Arzew - Everett	0.5\$/MMBtu
Arzew - Huelva	0.17\$/MMBtu
Point Fortin - Huelva	0.52\$/MMBtu
Point Fortin - Everett	0.34\$/MMBtu

単純に計算してみると、1トン(LNG) = 53.52 MMBtuとして1年間にLNG 100万トンを上記のスキームでスワップする場合には、

$$100 \text{ 万} \times 53.52 \text{ MMBtu} \times (0.5\$/\text{MMBtu} - 0.17\$/\text{MMBtu}) + \\ 100 \text{ 万} \times 53.52 \text{ MMBtu} \times (0.52\$/\text{MMBtu} - 0.34\$/\text{MMBtu}) = \underline{2,670 \text{ 万ドル}} \\ (\text{約 } 30 \text{ 億円})$$

を節約できると考えられる。LNG輸入価格1トン=3万円の場合には100万トンで300億円となることから、輸入金額との比較においても、スワップによる輸送費低減分が30億円であるとするならばかなりの意義をもつといえるであろう。

それでは、どうしてこのような輸送の枠組みが成立したのか、その背景について考えてみたい。

同スワップが成立した要因として、参加したプレイヤー同士の関係に注目してみたい。

まず、アルジェリアの国営石油・ガス会社(Sonatrach)は1978年からスペインのGas Natural(Enagas)とLNGの長期売買契約を締結しているほか、1996年からは地中海を結ぶMaghreb-Europe Pipelineによりパイプラインガスをスペイン向けに輸出している。

近時、LNGのスポット購入量も増加している。また、SonatrachとTractebel LNG North America(当時はCabot Energy)との間でも1978年から長期売買契約が締結されている。加えて、SonatrachにとってはTractebel LNG North Americaの親会社であるTractebelと1982年からLNGの長期売買契約(ベルギー Distrigas 向け)を締結している。

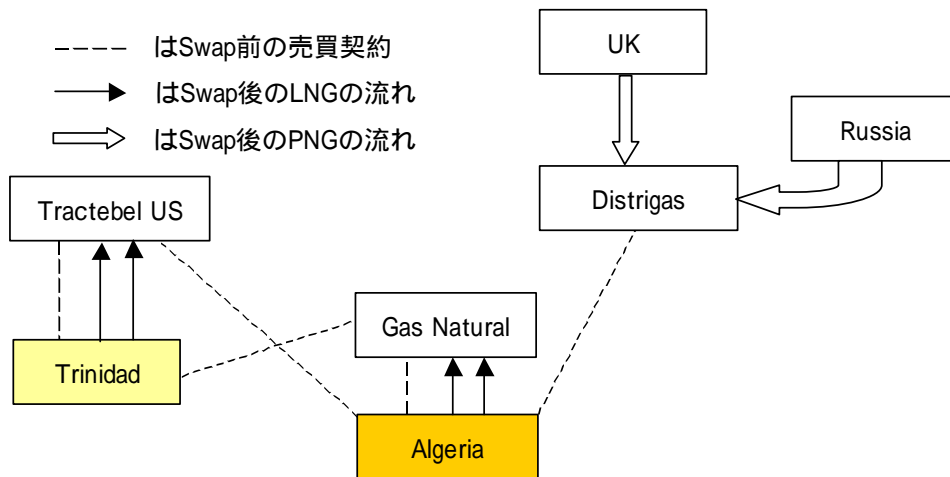
トリニダード・トバコのAtlantic LNGについては、Tractebel LNG North Americaの親会社であるTractebelがAtlantic LNGの液化トレイン1の権益を保有していることから、両社には密接なつながりがある。同様にAtlantic LNGの液化トレイン1~3の権益を保有しているスペインのRepsolは、もともとスペイン炭化水素公社の傘下でGas Naturalとは同系の会社であり、現在Gas Naturalの株式を24%保有している。

こうした売り手・買い手関係をもとに長期売買契約が締結されており、スワップ取引を行なう上でも抵抗感は少なかったものと考えられる。Atlantic LNGはGas NaturalおよびTractebel LNG North Americaと間接的な資本関係にあり、両社がスペイン、バーストン間で自由にスワップ取引を行なうことを認めている。

もう一方の売り手であるSonatrachは現在、天然ガスの仕向地条項撤廃を求めるEUに対して、同条項撤廃により本来売り手(生産者)が享受すべき利益を買い手が不当に得ることになる等として、同条項撤廃に反対の立場を取り続けているが、同条項撤廃の条件として、転売利益の分配を求めていると伝えられている。上記スワップ取引についても、もともとの売買契約からすると仕向地の変更を行なっているとも取れるが、こうした立場のSonatrachがこのスワップのスキームに参加していることから、同スワップにより生じた利益が何らかの形でSonatrachに分配されていることが推察できる。

同スワップのスキームは、当初、アルジェリアからベルギーへのLNGをスペインに送り、ベルギーは北海あるいはロシアからのパイプラインガスで需要を賄うというスキームであったが、プレイヤー間の調整が難しく、よりシンプルなスキームが頻繁に行なわれるようになったとみられる(図7-2-3参照)。

図 7-2-3. 当初のスワップスキーム



(出所)World Gas Intelligence July 17, 2002 より作成

7-2-3. 太平洋地域における輸送距離短縮スワップ取引等の可能性

(1) スワップ取引

大西洋地域では実際に距離を短縮するためのスワップ取引が行なわれているが、太平洋地域でこうしたタイプのスワップ取引を行なうことはできないのであろうか。ここ

では、いくつかの取引パターンを想定し、太平洋地域における距離短縮スワップ取引の可能性を探ってみたい。

液化基地から受入基地までの距離はおおよそ分かっているため（表 7-2-2 参照）、後は適当な前提のもとで計算を行なった。前提としては以下のとおりである。

- ・ 船の平均速度 18.5 ノット（2001 . World LNG/GTL Review より）
- ・ 船の容量は全て同一（大型船、6 万トンの LNG を積むことができるものとする）。
- ・ 年間に稼働可能な日数を 348 日とする。これは 2 年半に 1 回、30 日間の入渠期間が必要となる。これを 1 年あたりに換算し、12 日とした。また、年間に数日程度の運航上の余裕を確保しているため、これを 5 日としている。
- ・ 1 航海の日数は 1 往復にかかる所要日数、液化基地での LNG 積み込み（1 日間）、受入基地での LNG 降ろし（2 日間）の日数を合計したものとする。

表 7-2-2. 輸送距離の一例

輸送距離(片道)	(単位:マイル)				
	米国(Kenai)	ロシア(Korsakov)	マレーシア(Bintulu)	豪州(Withnell Bay)	カタール(Ras Laffan)
日本(扇島)	3,269	890	2,486	3,587	6,518
韓国(INCHON)	4,025	1,343	2,209	3,634	6,175
中国(深セン)	4,761	2,085	1,160	2,717	5,056
台湾(永安)	4,486	1,800	1,214	2,643	5,221
インド(Dahej)	8,686	6,029	3,137	3,786	1,290
北米西海岸(Ensenada)	2,292	4,498	7,345	8,174	11,409
米国東海岸(Everett)	1,353	3,708	6,656	8,106	10,688
米国南部(Lake Charles)	6,594	8,790	11,539	11,718	9,738

(出所)各種資料よりエネ研作成

こうした前提をもとにシミュレーションを行なってみると次のような結果となった。
ただし、こうした想定はあくまでも本章におけるシミュレーションであり、現実の取引
とは数字の面でも、組み合わせの面でも乖離があることを申し添えておく。

ケース (中東 - 日本、東南アジア - インド)

計算の考え方

- ・ LNG を年間 300 万トン輸送すると仮定。

LNG を 6 万トン積める大型船であれば年間 50 航海で 300 万トンを輸送可能。

- ・ 1 航海日数合計 = $\frac{\text{航海日数}}{\text{往復}} \times 2 + 3 \text{日}$ (積み降し日数)
- ・ 年間航海可能回数 = $\frac{348 \text{日}}{1 \text{航海日数合計}}$ (前提より 1 年を 348 日とする)

- ・ 必要 LNG 船数 = $\frac{50 \text{回}}{\text{年間航海可能回数}}$

(300 万トン / 年を輸送するために必要な船数) (300 万トン / 年を輸送するために必要な航海数)

スワップ前 中東 - 日本、東南アジア - インド

(中東 - 日本)

$$\begin{aligned} 1 \text{航海日数合計} &= 13.5 \text{日} \times 2 + 3 \text{日} = 30 \text{日} \\ \text{年間航海可能回数} &= 348 \text{日} \div 30 \text{日} = 11.6 \text{回} (\text{/年}) \\ \text{必要 LNG 船数} &= 50 \text{回} \div 11.6 \text{回} = \underline{4.31 \text{隻}} \end{aligned}$$

(東南アジア - インド)

$$\begin{aligned} 1 \text{航海日数合計} &= 7.4 \text{日} \times 2 + 3 \text{日} = 17.8 \text{日} \\ \text{年間航海可能回数} &= 348 \text{日} \div 17.8 \text{日} = 19.55 \text{回 / 年} \\ \text{必要 LNG 船数} &= 50 \text{回} \div 19.55 \text{回} = \underline{2.56 \text{隻}} \end{aligned}$$

(スワップ前、必要 LNG 船数合計)

$$4.31 \text{隻} (\text{中東 - 日本}) + 2.56 \text{隻} (\text{東南アジア - インド}) = \underline{6.87 \text{隻}}$$

スワップ後 中東 - インド、東南アジア - 日本

(東南アジア - 日本)

$$1 \text{ 航海日数合計} = 5.3 \text{ 日} \times 2 + 3 \text{ 日} = 13.6 \text{ 日}$$

$$\text{年間航海可能回数} = 348 \text{ 日} \div 13.6 \text{ 日} = 25.59 \text{ 回 (/ 年)}$$

$$\text{必要 LNG 船数} = 50 \text{ 回} \div 25.59 \text{ 回} = \underline{1.95 \text{ 隻}}$$

(中東 - インド)

$$1 \text{ 航海日数合計} = 1.8 \text{ 日} \times 2 + 3 \text{ 日} = 6.6 \text{ 日}$$

$$\text{年間航海可能回数} = 348 \text{ 日} \div 6.6 \text{ 日} = 52.73 \text{ 回 / 年}$$

$$\text{必要 LNG 船数} = 50 \text{ 回} \div 52.73 \text{ 回} = \underline{0.95 \text{ 隻}}$$

(スワップ後、必要 LNG 船数合計)

$$1.95 \text{ 隻 (東南アジア - 日本)} + 0.95 \text{ 隻 (中東 - インド)} = \underline{2.9 \text{ 隻}}$$

よって、

$$\underline{6.87 \text{ 隻}} \text{ (スワップ前、必要 LNG 船数合計)} \quad \underline{2.9 \text{ 隻}} \text{ (スワップ後、必要 LNG 船数合計)}$$

必要となる LNG 船数はスワップ前の約 42%に減少⁸

図 7-2-4. スワップケース (中東、日本、東南アジア、インド)



これは、主として中東から日本への輸送距離短縮を目的としたスワップである。インドも東南アジアよりも中東の方が近いので、距離の短縮を図ることができる。インドの受入基地立ち上げがポイントである。

⁸ スワップにより低減できると思われる輸送費については、各航路のフレートが不明のため、算出していない。

以下、ケースと同様に計算するため、計算の過程は省略する。

ケース

スワップ前 東南アジア - 日本、サハリン - 台湾

スワップ後 サハリン - 日本、東南アジア - 台湾

必要となる LNG 船数はスワップ前の約 63%に減少

図 7-2-5. スワップケース (サハリン、日本、東南アジア、台湾)



----- はSwap前のLNG売買契約

————▶ はSwap後のLNGの流れ

これは、サハリンから日本への近さと東南アジアから台湾への近さを勘案したスキームである。サハリン2 立ち上げがポイントとなる。

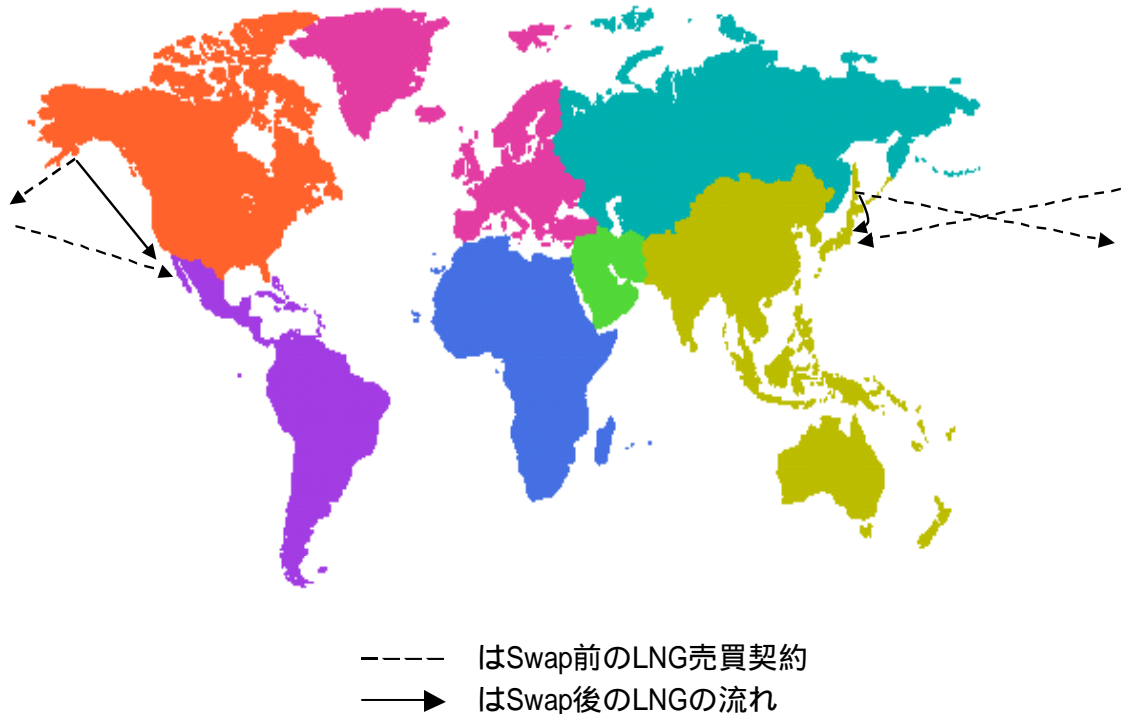
ケース

スワップ前 アラスカ - 日本、サハリン - 北米西海岸

スワップ後 サハリン - 日本、アラスカ - 北米西海岸

必要となる LNG 船数はスワップ前の約 50%に減少

図7-2-6. スワップケース (サハリン、日本、アラスカ、北米西海岸)



サハリンから日本への近さとアラスカから米国西海岸の近さを勘案したスキームである。サハリン2立ち上げとアラスカの天然ガス開発がポイントとなる。

3つのケースの他にも豪州、東ティモールを絡めたスワップ等、パターンはいくつも考えられる。いずれにしても、スワップを行なうことにより、輸送効率は大幅に上がることになる。どのケースでもサハリンやインドといった新しいプロジェクトの開始を要件としている点が特徴的である。

しかし、現実にかつしたスワップ取引を成立させるためには、売り手、買い手、輸送事業者間で利害関係の調整がなされなければならない(課題については後述)。

(2)スワップ以外の方策

A. 既存売買契約と新規売買契約の組み合わせによる輸送距離短縮

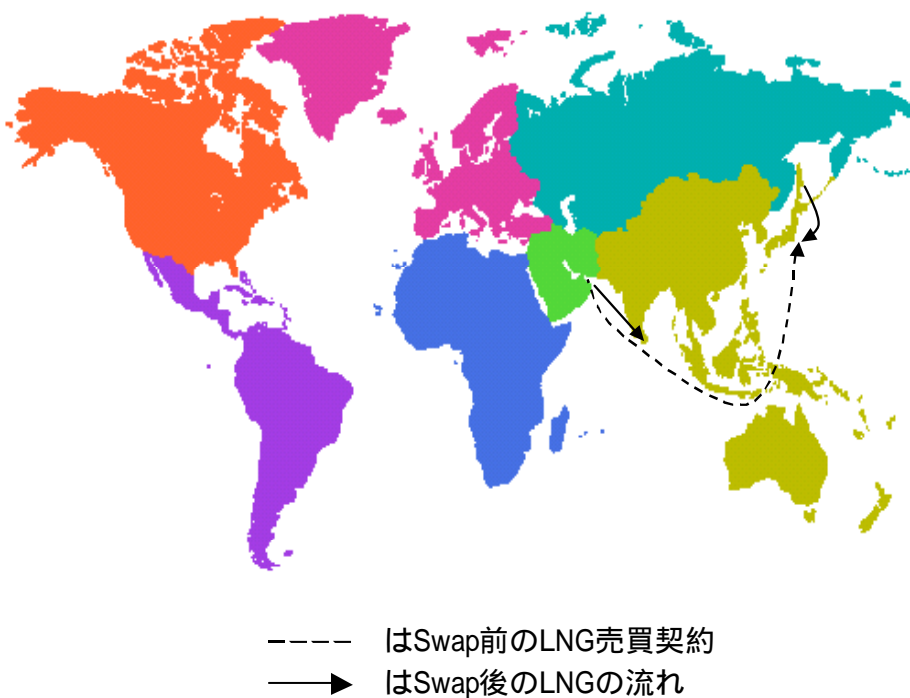
(ケース)

変更前 中東 - 日本

変更後 サハリン - 日本、中東 - インド

必要となる LNG 船数は変更前の約 45%に減少

図 7-2-7. 中東 - 日本 サハリン - 日本、中東 - インド



この場合、2組の取引間のスワップではないため、例えば、日本が新たに LNG 売買契約を締結しなくても、インドの LNG 輸入開始に合わせて輸送スキームを見直すことによって、輸送効率を上げることができる。

B. バックホール⁹

(ケース)

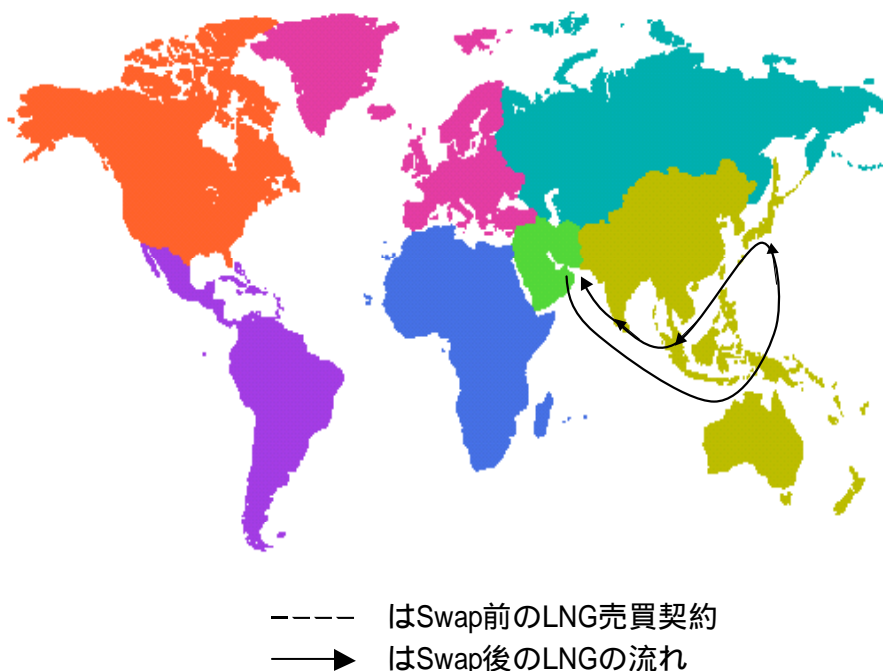
バックホール前 中東 - 日本、東南アジア - インド

バックホール後 中東 - 日本 - 東南アジア - インド - 中東

必要となる LNG 船数はバックホール前の約 71%に減少。

⁹ 帰路に荷を積んで輸送すること。

図 7-2-8. バックホール(中東、日本、東南アジア、インド)



バックホールによって輸送効率上がるものの、スワップ取引ほどの効率化は図れないと考えられる。加えて、1航海におけるオペレーションの多さにより、スケジューリングが難しくなること、買い手にとっては調達のフレキシビリティが減少することが考えられる。

7-2-4. 太平洋地域における距離短縮スワップ取引等実現のための課題

太平洋地域における距離短縮スワップ取引等を実現するためには以下のような条件が必要と考えられる。

- (1) 売り手、買い手の間で距離短縮スワップ取引等によって得られるメリットの分配が納得いく形で合意されること。
 - A. 金銭による利益の分配。
 - B. 自らが権益を所有する LNG 船をより多く利用できることによる利益の享受
 ex. スポット取引で利用、あるいは Ex-ship 契約で LNG 船を所有する売り手であればより少ない LNG 船で自らのガスを輸送できる。
- (2) 効率化により生じる船腹の活用ができること。
 - A. 新規 LNG プロジェクト立ち上げのタイミングに輸送距離短縮のスキームを当てはめる。これにより、余剰船腹の使い道に悩むことなく、輸送コスト削減のメリットを享受できる。
 - B. スポット市場等で余剰船腹の需要が賄えること。

- (3) 供給源多様化等、買い手側のエネルギーセキュリティのバランスが保たれること。
- (4) 異なる売り手間で協力体制が組めること。輸送距離を短縮する上では理想的であっても、売り手同士が競争関係にあるような場合には協力を得ることが困難であろう。

これらの課題を解決していくためには、基本的に売り手、買い手が協力し合って LNG 取引の柔軟性を高めていく以外にはないであろう。先に述べたとおり、アジア太平洋市場では、このタイプのスワップは行なわれていない。しかし、新しいプレイヤーの誕生、より効率的・低コストでの調達を望む買い手ニーズの高まり等によって、今後の展開の可能性は否定できないだけにその先行きが大いに注目される。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第8章 現行 LNG 価格決定方式の変更の可能性とその影響

研究理事 森田 浩仁

要 旨

LNG 価格決定方式の歴史を振り返ってみると、固定価格に始まり、その後は原油の GSP（政府販売価格）を価格指標とする原油等価の制度となり、80 年代の終わり頃から全日本輸入原油（Japan Crude Cocktail）の平均通関 CIF 価格を使ったフォーミュラ（JCC リンク）へと変化を遂げた。韓国、台湾も基本的には同様の JCC リンクのフォーミュラを採用している。

しかし近年においては、現行の価格決定方式の意義について疑問を呈する向きもみられるようになってきた。特に、中国向けの LNG 価格が、既存の東アジア向けと比べて 20% 程度も割安であると伝え聞かれて以降、その声は一層大きくなっている。

日・韓・台のアジアの需要家も価格レベルや引取条件の見直しに動きつつあり、2002 年に価格・引取条件が改定された日本向けマレーシア や豪州ダーウィンプロジェクトに続いて、LNG 購入者は価格のみならず、硬直的といわれた契約条件の改善に鋭意、取り組んでゆくであろうと見込まれている。

その方向性としては、原油価格リンクの調整による経済性の追及、輸入者ニーズの多様化・季節的な需要変動の拡大などを充足させるための柔軟な供給（デリバリー）条件の追求、そして欧州大陸にみられる競合燃料価格の指標への取りこみ、遂にはさらなる自由競争の進展・成熟化にともない、米英にみられるような市場の価値を重視・反映した Nymex 先物などへのリンクという価格決定方式の追求にも繋がってゆくことも、可能性としては否定できない。

すでに変化の兆候が、韓国の輸入者による冬場のスポット調達における価格決定のケースなどで見うけられ、韓国、台湾を含めた LNG 輸入者への訪問調査でも、これらあらたなオプション採用の可能性について肯定的であることが確認されるところとなっている。

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

大西洋、特に米国 LNG 市場の拡大とともに、これら変化はその進行スピードを加速させ、東アジアの LNG 調達への影響を拡大して行くものと展望される。

本章においては既存の東アジア向け、そして新たにLNGの導入を決定した中国向けLNG価格フォーミュラを概観し、その比較を行う。

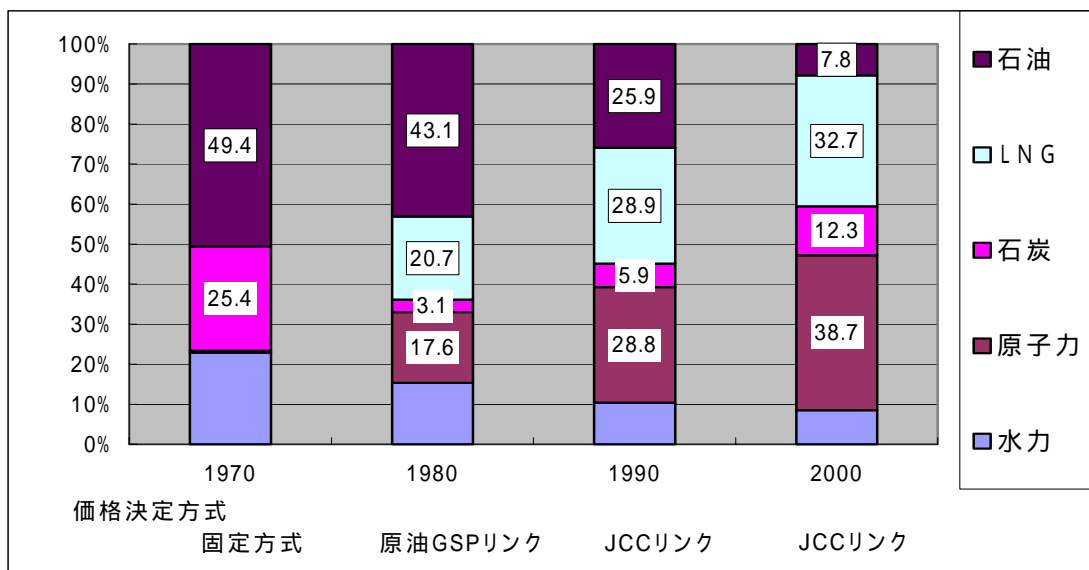
さらには欧米諸国が採用している価格フォーミュラをも参考にしつつ、東アジアのLNG市場で出現が期待されるLNG価格フォーミュラのオプションとその実現の可能性について考察を行う。

8-1. わが国向け価格フォーミュラと中国向けフォーミュラの比較

8-1-1. わが国 LNG 価格決定方式の歴史

簡単にLNG価格決定方式の歴史を振り返ってみると、固定価格に始まり、その後は原油のGSP（政府販売価格）を価格指標とする原油等価の制度となり、80年代の終わり頃から全日本輸入原油（Japan Crude Cocktail）の平均通関CIF価格を使ったフォーミュラ（JCCリンク）へと変化を遂げた。

図 8-1-1. 電源構成（9電力）と価格決定方式の推移



(出所)EDMCエネルギー・経済統計要覧

初期の固定価格を除き、原油を指標とした価格フォーミュラを選択した背景には電源構成に占める石油火力のシェアの大きさがあったと推測される。しかし、石油火力はJCCリンクの価格決定方式が採用された後もシェアを減じ続け、2000年には8%を下回るまでに減少している。このため近年においては、原油（JCC）リンクの価格決定方式の意義について疑問を呈する向きもみられるようになってきた。

8-1-2. わが国の価格フォーミュラ

現在、我が国が輸入する LNG の取引価格はインドネシアからの供給を除いて、原油の価格（Japan Crude Cocktail = 全日本輸入原油の平均 CIF 価格）を価格指標とするフォーミュラによって決定されている。インドネシアからの供給分については、同国産原油を指標とするフォーミュラを採用している。

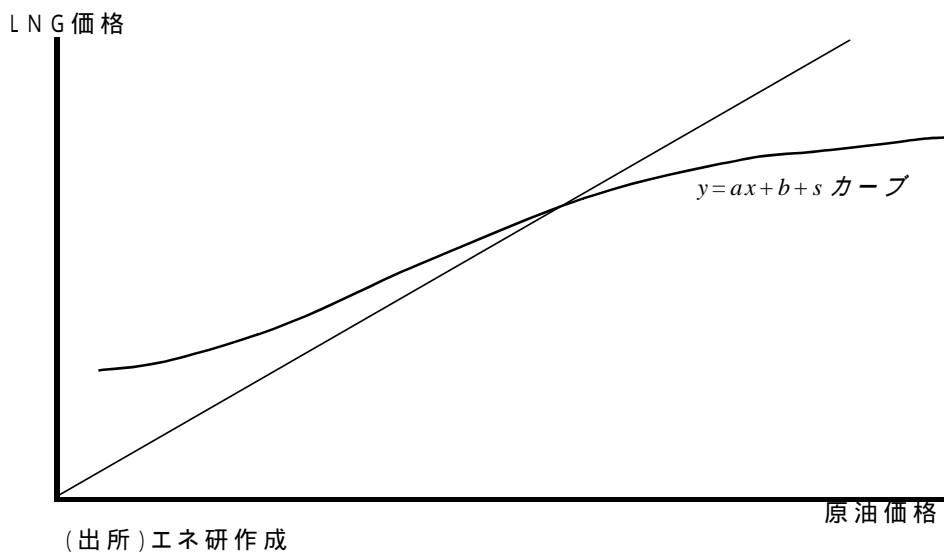
価格フォーミュラ（基本形）の形式は、以下のように、原油価格にリンクする要素（ aX ）と、原油価格とは無関係の固定要素（ b ）から構成されている。

$$P = aX + b$$

$$\left(\begin{array}{l} P : \text{ある月の LNG 価格} \\ a : \text{定数} \\ X : \text{ある期間の原油価格} \\ b : \text{定数} \end{array} \right)$$

定数の a は原油価格に 80% 程度リンクして、LNG 価格が変動するように決められている。従って急激に原油価格が上下動する際にも、LNG 価格は相対的に変動が小さくてすむ、という設計になっている。このフォーミュラのもとでは、原油が低価格帯にあるときは 100% 原油等価である場合の水準よりはプラス を出し、売手の安定操業を助けることになり、逆に原油価格の上昇期にはマイナス がでる、という機能を持つ。

図 8-1-2. 価格フォーミュラのイメージ



1990年代後半、原油価格の急激な変動の中、主に売主サイドからのイニシアティブによりsカーブ付き価格フォーミュラが相次いで導入された。これは、原油価格の水準に応じて、上記価格フォーミュラ（基本形）にs（調整要素）を付加するもので、具体的には、原油価格がある一定水準を下回った場合（低油価時）に、売主救済としてプラスの調整を行い、逆に原油価格がある一定水準を上回った場合（高油価時）に、買主救済としてマイナスの調整を行うものである。原油価格が高レベルで推移しているここ数年、電力の燃料費や都市ガス原料費の安定化に寄与しているという点では評価しうるものであろう。

具体例として表8-1-1のとおり、2001年7月に合意に至ったとされるカタールガスと中部電力のフォーミュラを挙げる。

表 8-1-1. カタールからの LNG 輸入価格フォーミュラ

$0.1485 \times JCC + \$0.8675 + S$	
<p>Sは次のとおり決められる。</p>	
JCC が\$23.5 ~ \$29.0 のとき	$S = (JCC - \$23.5) / (\$23.5 - \$29.0)$
JCC が\$16.5 ~ \$23.5 のとき	$S = 0$
JCC が\$11.0 ~ \$16.5 のとき	$S = (\$16.5 - JCC) / (\$16.5 - \$11.0)$

(出所)MEES 8.OCT.2001

韓国、台湾も基本的には同様のJCCリンクのフォーミュラを採用しており、aとbの係数もほぼ同じレベルであることは序章の図表序-2-3から推察できる。

8-1-3. 中国のLNG価格フォーミュラ

豪州・ノースウエストシェルフ（NWS）及びインドネシア・タングーの2プロジェクトが中国の広東省と福建省に向けて、2006～07年にLNGの供給を開始する。

これら両プロジェクトともその価格はJCCにリンクして決定されるそうであるが、豪州NWSが中国CNOOC（広東省向け）と成約したLNG価格は、JCC=20\$/bblでのC&F価格は3.10\$/MMbtu程度との情報がもたらされている。この情報が的を得たものであるならば、わが国向け価格に比べてMMbtuあたり0.70\$程度安価である、ということになる。

またNWSとほぼ時を同じくして成約したインドネシア・タングー・プロジェクトが福建向けとして供給するLNGの価格も、FOBでNWSとほぼ同じ程度であり、輸送距離が短いためC&FではNWSより安価ではないかとも伝えられ、当然わが国向け価格と比べて相

当に割安となる。

中国向け価格フォーミュラを、日本を始めとする既存の東アジア向け価格フォーミュラと比較すると、既存のフォーミュラではこれまで80から90%程度JCCの変動にリンクするもであったが、これら中国向けのフォーミュラではリンクの程度がはるかに小さいとの情報もある。つまり、JCCの上下動に影響され難く、JCCの大きな変動時においてもLNG価格は小さな変動巾の中を上下することに留まる。

以上の情報をもとに推察された中国向け価格フォーミュラと、表8-1-1に示したわが国向け価格フォーミュラを、縦軸をLNG価格、横軸をJCC価格とするグラフ上に描いてみると、JCCが12~15\$/バレルの間で両者は交わる(12~15\$/バレルと巾が大きいのは中国向けフォーミュラのJCCへのリンクの程度が不明なため)。

つまりJCCが12~15\$/バレル以上であれば常に中国向けLNG価格はわが国向け(韓国・台湾も)価格を下回り、逆にJCCがこの価格レベルを下回ると両者の価格は逆転し、日本向け(韓国、台湾向けも同様)価格は中国向け価格より安価となる。

ただし、昨今の原油価格の推移を考慮すると、JCCが15\$/バレルを下回るとはほとんど考え難い。

総括すると、中国向けのLNG価格はわが国をはじめとするアジア向け価格と比べてほぼ常に低レベルで推移し、かつJCCの急変動に対してもその影響は小さいというメリットをもつものと推察される。

8-1-4. 欧米諸国のLNG価格フォーミュラ

(米国)

アメリカの天然ガス輸入取引においてLNGが占める割合は、天然ガス価格の高騰でLNG取引量が大幅に増えた2000年においても、5.8%に過ぎない。LNG価格についてはヘンリーハブ価格等の市場価格を基に設定され、具体的には、市場価格から再ガス化費用およびパイプライン使用料を差引いたものとして決定されている。

(フランス)

アルジェリアからのLNG輸入の価格は表8-1-2のように原油バスケットにリンクして決められている。

表 8-1-2. LNG 価格フォーミュラ(アルジェリア)

- ・ ネットバック方式 (原油バスケット)
ロッテルダム市場 8 原油の平均価格を受けて、価格が変動
- ・ 6 ヶ月間の原油平均価格で LNG 価格を決定し、3 ヶ月に 1 回見直し
- ・ 最低価格は 1.3 \$ /MMBtu
- ・ アルジュー引渡し (FOB)

(出所)GAS STRATEGIES

(イタリア)

パイプラインガス輸入のフォーミュラは不明であるが、ナイジェリアからの LNG 輸入の価格は表 8-1-3 のように石油製品等のバスケットにリンクして決められている。

表 8-1-3. LNG 価格フォーミュラ(ナイジェリア)

価格指標	内容	ウェイト
Brent原油	Sullom引渡し (FOB)	30%
HSFO	地中海向け重油 (CIF)	20%
LSFO	地中海向け重油 (CIF)	20%
Coal	イタリア輸入	20%
物価指数	OECD平均	10%

(注) 6 ヶ月間の指標平均価格で LNG 価格を決定し、3 ヶ月に 1 回見直し

(出所)GAS STRATEGIES

(スペイン)

LNG 輸入価格は輸入国別に表 8-1-4 のように石油製品のバスケットにリンクして決められている。

表 8-1-4. LNG 価格フォーミュラ(スペイン)

アルジェリア

- ・ ネットバック方式 (原油バスケット)
ロッテルダム市場 8 原油の平均価格を受けて、価格が変動
- ・ 6 ヶ月間の原油平均価格で LNG 価格を決定し、3 ヶ月に 1 回見直し
- ・ 最低価格は 1.3 \$ /MMBtu
- ・ アルジュー引渡し (FOB)

リビア

・地中海向けの軽油、重油価格にネットバック方式でリンクしており、3ヵ月間の平均価格を翌々月のLNG価格に反映し、1ヵ月に1回見直し

ナイジェリア

価格指標	内容	ウェイト
軽油	ドイツ市場価格	34%
LSFO	ドイツ市場価格	40%
HSFO	ドイツ市場価格	26%

(注) 6ヵ月間の指標平均価格でLNG価格を決定し、3ヵ月に1回見直し

トリニダード

(注) トリニダード - スペイン間のフレートは平均\$0.7/MMBtu (推定)

価格指標	内容	ウェイト
軽油	ARA (CIF)	40%
HSFO	ARA (CIF)	30%
LSFO	ARA (CIF)	30%

ARA・・・アムステルダム、ロッテルダム、アントワープ

(出所)GAS STRATEGIES

8-2. LNG 価格フォーミュラのオプションとその特徴と影響

8-2-1. 価格レベルの見直しに動くアジアの需要家

2002年8月、そして翌9月とあいついで中国向け LNG 供給についての契約が取り交わされた。広東省向け（供給ソースは豪州 NWS プロジェクト）、福建省向け（同インドネシアタンゲープロジェクト）契約とも前述のとおり、その価格は百万 Btu 当たり 3 \$ 前後（JCC20 \$ 時）ではないかと伝えられている。

豪州 NWS プロジェクトからの日本向け着棧渡し（Ex-ship）価格は、原油の価格が 20 \$ のレベルの時、3 \$ の後半と推測されるため（通関統計等により）、彼我の差は 20% にもなる。

また中国以外でも、2002年8月、一年間にわたる交渉のすえインドの Petronet プロジェクトは Dahej LNG 基地向け価格について、カタール RasGas と合意に至った。本プロジェクトは年間 500 万トンの LNG を受け入れるものであるが、原油価格の変動による影響を小さく抑えるための工夫がなされている。JCC にリンクして LNG 価格は決められるが、上限・下限価格が設定され、百万 Btu 当たり \$ 2.03（16 \$ /b-crude oil の時）～ \$ 3.04（24 \$ /b-crude oil）の幅でのみ価格は変動する、とのことである（「Arab Oil & Gas」誌 9 月 1 日号）。この価格は着棧渡し（Ex-ship）契約での価格であるが、カタールとインド西海岸との距離の近さを考慮してもかなり安価に思える。

これらの動きを受け、日・韓・台のアジアの需要家も価格レベルや引取条件の見直しに動きつつある。

例えば、東京ガス株式会社は LNG 調達戦略として以下の事項を標榜しているが、そのなかでも「新規、更改、改定、スポット間の競合を活用」「堅調な需要の伸びを背景とした交渉力の活用」を明記するなど、今後の価格交渉に対する意気込みが感じられるものとなっている。

競争力のある LNG の調達

- ・ 新規、更改、改定、スポット間の競合を活用
- ・ 堅調な需要の伸びを背景とした交渉力の活用
- 自由化市場ニーズにマッチした価格形成
- ・ 発電需要、ソリューションビジネスニーズへの対応
- LNG 上流分野進出による新たなバリューの創出
- ・ 上流のリターンを組み合わせたトータルバリューチェーンでの事業展開
- 自社船を活用した事業展開
- ・ LNG 輸送費用の低減
- ・ スポット LNG 活用の拡大

・ 輸送事業・トレーディング事業への展開

2003年以降、いくつかのプロジェクトは価格について見直し交渉の時期を迎える。さらに2010年までを展望すると、契約期間を満了し契約延長のための交渉が必要となるプロジェクトも複数ある。中国広東省向けに安値を提示した豪州NWSもそのうちのひとつである。これらの交渉に際しては、2002年に価格・引取条件が改定されたマレーシアや豪州ダーウィンプロジェクトに続いて、LNG購入者は価格のみならず、硬直的といわれた契約条件の改善に鋭意、取り組んでゆくであろうと見込まれている。

すでに東京ガスや東京電力が新たに購入を決定したサハリンプロジェクトにおいては、中国向け価格レベルで合意が得られた、とも伝えられている。

なお近い将来、契約更改を迎えるプロジェクトは以下のとおりである。

	更改年度	契約数量(万トン)
・ アラスカ	2003	130
・ 西豪州(NWS)	2009	733
・ アルン	2009	351
・ バダック	2011	1197
・ ブルネイ	2013	601
・ バダック	2014	230
・ マレーシア	2015	210

8-2-2. 価格フォーミュラオプションについての考察

8-1に記述したわが国以外の取引で採用されているフォ-ミュラ例などを参考とし、あらたな価格フォーミュラのオプションについて考察してみる。

将来の「価格フォーミュラ」のオプションとして、以下のものが指摘される。

表 8-2-1. LNG 価格フォーミュラのオプション

ア． $P=aX+b$ の「a」を小さくし固定価格に近いものに（中国、インド型；価格の低減と安定化を求めて）
イ．固定要素の比率を増やし原油価格にリンクする部分の比率を引き下げる（価格の低減と安定化を求めて）
ウ．季節需要に対応可能なフレキシビリティに富んだデリバリーと固定的なデリバリーを別契約とする（柔軟なデリバリー重視型；価格と柔軟性の分離）
エ．固定価格（油価に影響されない安定性を求めて）
オ．石炭/石炭・重油・原油/電力小売価格等を価格指標にする（欧州大陸型；発電用）

LNG に他電源ソースとの競争力を維持・固定させる)

カ．重油、灯油等の石油製品を価格指標にする（欧州大陸型；都市ガス用 LNG に競合する他燃料との競争力を維持・固定させる）

キ．Nymex 先物などにリンクさせる（米国天然ガス市場リンク型；市場の価値を重視・反映）

なお、これらのオプションについては、最近は以下のような動き、発言もみられるようになってきている。

- ・産ガス国マレーシア PETRONAS 社 ガス担当副社長ムリ・モハマド氏は、「原油価格からの脱却を志向している。固定価格制についても需要家と話し合いを進めている」と述べた（2002年 SPEC にて）。
- ・2000年フランス国ニースで開催された世界ガス会議にてわが国の輸入者からは、一案として次のフォーミュラが提案された。原油にリンクするのは井戸元での「天然ガス価格」に限り、液化や輸送は Lump sum 方式（コスト＋フィー）とする。従って、「LNG 価格＝天然ガスの井戸元価格（原油リンク）＋ガス処理／液化に対する Lump sum＋輸送に対する Lump sum」となる。

また、前述の中国やインド向け価格フォーミュラなどもあらたな価格フォーミュラを検討する際には参考とされることであろうし、米国で LNG 消費が増大し、アジア・太平洋市場における余剰 LNG の米国向けスポット取引が拡大した場合には、Nymex 価格の影響も受けること避けられないであろう。

ここで今一度、何故にあらたな価格決定方式が模索されているかについて整理を行ってみる。

模索の方向性を大別すると、現行の JCC リンクのフォーミュラの調整、JCC リンク以外のフォーミュラの採用、に大別される。

- ・「現行の JCC リンクのフォーミュラの調整」（表 8-2-1：LNG 価格フォーミュラのオプションにみるア、イ、ウ、エが該当）をアジアの LNG 輸入者が模索する理由としては、原油価格リンクの調整と経済性の追及、そしてニーズの多様化などが指摘される。

つまり石油火力発電のシェアが大きく減少してしまった現在、LNG 価格が原油にリンクすることの必然性が希薄化してしまったこと、そして原油（JCC）リンクで決定される LNG 価格が欧米における天然ガス価格と比較して割高であったこと、この割高さを解消することが天然ガス利用拡大にとって最大の課題であったことが、従来の

JCC リンクフォーミュラ調整のニーズが生まれた主な理由であると考えられる。原油価格の乱高下による LNG 価格の急速・急激な変動も、電力・都市ガスビジネスにとって回避すべき事象であったことはいうまでもない。

また規制緩和による電力対電力、ガス対ガス、電力対ガス、そして他燃料との競争の導入により、燃料・原料調達コスト削減の必要性、つまり経済性の追求という至上命題が突きつけられたことも、あらたな価格決定方式模索の主な理由でもあろう。

さらには電力・都市ガスの季節間需要の変動巾が年を追って拡大傾向にある²ことも、あらたな価格決定方式を模索するに至ったひとつの要因と指摘される。従来の固定的な LNG 供給サービス（イーブン・デリバリー）に対する価値と、季節間需要の変動に対応するための柔軟な供給サービスに対する価値が、同じでなくともよいのでは、という考え方である。「固定的な供給（イーブン・デリバリー）は安くともいいのではないか」、ということである。

- ・そして「 JCC リンク以外のフォーミュラの採用」(表 8-2-1: LNG 価格フォーミュラのオプションにみるオ、カ、キが該当)の模索理由としては、LNG ニーズの多様化の拡大、そして市場環境の変化への対応がより強く求められるというビジネス環境の変化が指摘される。

まずは前述のとおり、季節間需要変動の拡大に代表される LNG 消費者のニーズの変動・多様化のさらなる高まりが指摘される。需要家の広がりや需要パターンの変化と多様化に応じて、原油リンクのワンパターンでなく多種多様な価格決定方式が求められることになる。

また、規制緩和のさらなる進展により異業種への参入障壁が低下しつつあり、最終需要家の選択肢が多様化し、その結果エネルギー間の競争も激化しつつある。当然 LNG の輸入者でもある電力・都市ガス供給者は自らの存続をかけて、この競争に対応することが求められる。電力・都市ガスとも、新規参入者に対する競争力の維持、そして自らが新規参入者として異業種へ参入した際の競争力を確保するための燃料・原料調達の工夫、が求められることになる。

² 電力販売量のピーク月とオフピーク月の差は 1990 年 13,363 MWh × 10³、1995 年 16,845 MWh × 10³、2000 年 18,060 MWh × 10³ へと拡大（電力 10 社計、電気事業連合会）。また都市ガス販売量も 1990 年 2,616 × 10⁶m³、1995 年 2,817 × 10⁶m³、1999 年 3,491 × 10⁶m³、また 2000 年 13,036 × 10³MJ から 2002 年には 14,929 × 10³MJ に拡大している（東京ガス、ガス事業統計年報）。

すでに欧州大陸では進行中の事象であり、天然ガス価格決定方式も「表 8-2-1 : LNG 価格フォーミュラのオプションにみるオ、カ」が採用されている。アジアの LNG 輸入者も規制緩和など欧州の事業者と同様のビジネス環境下に置かれることにより、同様の価格決定方式を模索する必要に迫られているということであろう。

そして、さらなる自由な競争の進展・成熟化にともない、遂には米英にみられるような市場の価値を重視・反映した Nymex 先物などへのリンク（「表 8-2-1 : LNG 価格フォーミュラのオプションのキ」）という価格決定方式が生まれることにも繋がってゆく。この価格決定方式もアジアの LNG 輸入者にとって時期尚早、まったく無縁であるともいえない状況にある。昨冬の韓国 KOGAS によるスポット購入価格に影響を及ぼしたとも伝えられ、さらには大西洋、特に米国 LNG 市場の拡大とともにアジアの LNG 価格形成に影響を及ぼすこと避けられないのでは、との見方もなされている。

8-3. 既存輸入者に聞く上記オプション採用の可能性について

- 今回、韓国、台湾を含めた LNG 輸入者への訪問調査を実施する機会を得た。この機会に得られた代表的なコメントを下記に示すが、これらコメントから読み取れる事項を総括してみると次のとおりとなる。
- わが国の輸入者はもとより、韓国、台湾の LNG 輸入者も、新たな価格フォーミュラについて様々な検討をおこなっており、今後の契約更改や価格交渉の場において、価格の低減や弾力的な供給条件を訴えることは間違いない。
- その際に JCC リンクの枠内での条件の改善にとどまらず JCC リンクを超えたフォーミュラの提案もありうる。
- 今後、契約更改、定期的な価格交渉、新規ソース候補との交渉など、さまざまな交渉の機会がひかえているが、機会あるごとにあらゆる可能性を試してゆくとの姿勢を明らかにする輸入者も少なくはない。
- ただし、価格と柔軟性の一挙獲得は難しいともみている、との発言も聞かれるところではあった。

これらのヒアリング結果は、前節（8-2）に示したあらたな価格フォーミュラオプションの実現の可能性を裏づけするものと考えてよろしいのではないだろうか。

また、韓国および台湾の輸入者から、「常にわが国輸入者の出方や交渉の成果について着目している」との発言も聞かれるところであった。わが国の LNG 輸入者が先駆者として、東アジアの LNG 市場の変革に果たすべき役割は重要であることもまた再認識させられる結果となった。

(主なヒアリング内容)

- CNOOC は、広東及び福建向けに安く購入した。これにならって長契の契約更改時期をとらえてより条件の良い契約を締結したい。
- 中国の広東 LNG 契約の価格レベルは、アジアの買主側にとっても良い結果になったと思う。その意味からも今後の LNG の価格レベルやフォーミュラには大変興味がある。サハリン の契約獲得も同様に市場に刺激を与えた。
- 価格フォーミュラに関しては、原油リンクの割合を減らしたり、価格キャップを設定したりしたい。また、電力業界が主要需要家であるので、競合燃料である石炭にリンクすることも考えられる。
- LNG 市場は今後 10 年ぐらいは緩和状態が続くとみており、このためバイヤー側に有利な選択肢が与えられ続けるとみている。TEPCO と TG がマレーシアで価格の低下と柔軟性をアップさせたようにである。
- 韓国と日本で、LNG 価格の引き下げについての動きが起きている。引き下げられる可能性は高いと思う。我々は、競争を惹起するのが最もよいアプローチだと考えている。そのための手段としてはロシアからの PNG の導入も有効だと考える。
- ただ中国の価格は安いものとなったが柔軟性については従来どおりであった。価格と柔軟性の両方とも改善するのは難しいのではないか。
- KOGAS はこのほど NWS と 7 年契約を結んだ。冬場に厚いデリバリーについて合意されているようだ。季節需要を優先したため価格の引き下げをプッシュできなかったと聞く。最初は中国並みの価格を要求したのであろうが、短期契約であることと、50 万トンという量的規模の小ささ故に、フレキシビリティのみの成果となったのではないか。価格と柔軟性の両手に花はむつかしかもしれない。
- 今後価格交渉の機会を多く有する日本のバイヤーに頑張ってもらいたい。日本の価格をベースに交渉したい。
- 交渉相手としては、プルトミナの民営化でインドネシアが弱くなるのではと考えている。
- 今後、韓国のポスコが自主輸入を開始するため、KOGAS としても価格レベルを気にせざるを得なくなるのではないか。KOGAS は価格低減のみならず、柔軟性や契約期間などあらゆる可能性を契約に織り込むことを検討せざるを得ないのではないだろうか。

また、新規ソースの確保についても様々な検討がなされているようで

- 既存の LNG 長期輸入契約の契約満了に伴い、中東などの LNG に振り替える可能性があり、サハリンの LNG プロジェクトも輸送距離が短いので選択肢の一つであ

る、とのコメントも得られるところとなっている。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

第9章 東アジアにおける天然ガスパイプライン供給の可能性とその影響

総合エネルギー動向分析室 主任研究員 近藤 大輔²

要 旨

東アジア地域には、国際的な取引を可能とする天然ガスパイプラインは存在しない。そこには、これまで同地域において日本、韓国、台湾が独自に、且つ伝統的に LNG 輸入に頼ってきたという歴史的背景がある。欧米市場においては、パイプライン取引が天然ガス市場での基軸となっており、LNG は補完的な位置付けがなされているのとは対照的である。しかしながら、長期的には東アジアの LNG 市場にとって、サハリンやコビクタ等からの国際パイプラインによる天然ガス供給という選択肢が残っているということは、エネルギー供給の分散化ならびに供給セキュリティ確保の点からも重要になってこよう。さらに、東アジア市場への国際パイプライン供給が実現すれば、LNG 供給との間にガス対ガスの競争的市場構造が形成されることになり、LNG 供給側への一定の牽制が働くことも期待されよう。

東アジア地域の国際パイプラインについては、それぞれに検討が進められてきているが、いずれもこれから取り組みが本格化していく状況にある。その理由としては、莫大な投資を必要とすること、LNG 輸入コスト低下や政治的問題から、経済性見通しが難しいこと、エネルギー市場の自由化拡大の中、需要の不透明性が増大していること、関係各国の利害が絡み、相互信頼関係の醸成が不足していること、などが考えられる。

上記課題を乗り越えるためには、大きく2つの要素が必要と思われる。1つ目は、東アジア地域のガス需要そのものが大きく増加することであり、2つ目は、その時に、新しい供給形態として、国際パイプラインが選択されるということである。この2つの要素をもたらし「ドライバー」として、次の3つが想定される。エネルギーセキュリティ確保への関心の大きな高まり、地球環境問題の深刻化により、域内の環境対策意識が一層高まる、ガス利用・開発に関する技術開発・普及の急速な進展。これらによって域内エネルギーとしての天然ガス利用促進が重視され、そのための供給インフラ整備がクローズアップされる。

¹本報告は、平成15年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成15年1月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表するものである。

² 現、東北電力（株）燃料部

国際パイプラインが敷設されることで、東アジア域内の供給セキュリティ強化に資する、LNG対天然ガスという構図が市場に形成されて価格競争が起こる、国内導管敷設拡充も活発化し、ガス供給網の整備・多様化が一層進展する、天然ガス対天然ガスの競争が活発化することで、市場ガス価格への低下圧力が作用し、他エネルギー源との競合力が強化される。その結果、石油・石炭からの転換が進み、ガス需要が大きくシェアアップをしていく、消費国間で輸入数量をアグリゲートすることにより、供給国に対するバーゲニングパワーが発揮できるため、一層の価格低減効果が期待できる、などの影響が考えられ、東アジアのガス取引の流動性は大きく高まっていくことになろう。それと同時に、ガスの「コモディティ化」が進展していくとするならば、ガス価格のボラティリティへのリスクヘッジ対応といった、新たな課題にも直面していくことになろう。

9-1. 東アジアにおける現在の天然ガスパイプラインの現状

現在、東アジア地域には、国際的な取引を可能とする天然ガスパイプラインは存在しない。それは、これまで同地域において日本、韓国、台湾が独自に、且つ伝統的にLNG輸入に頼ってきたという歴史的背景がある。一方欧州や北米市場では、陸続きという地理的条件から、1920～50年代にかけて天然ガスパイプラインのインフラ整備が進められてきており、欧州の総延長は2000年に約23万km、米国に至っては約40万kmと世界のパイプラインの約44%を占めるまでに発達してきている³。

欧米市場においては、パイプライン取引が天然ガス市場での基軸となっており、LNGは補完的な位置付けがなされているのとは対照的に、東アジア、特に日本の幹線パイプラインなどは総延長3,000km程度に過ぎなく、地域毎にジョイントされたトランクライン形式とはなっておらず、LNG受入基地に付随する形で断片的に敷設されている現状にある。このように、欧米・東アジア両市場の間にはインフラ構造上の大きな違いがあることがわかる。

日本においては、現在LNG受入基地数は25箇所の世界一となっている。LNGによる海上輸送が歴史的に選択されてきたために、天然ガスについては、LNG受入基地がある地域を中心とした、主に民間主導による都市部間のパイプライン網の敷設に留まり、大都市部間を結ぶような長距離パイプライン敷設の選択は採られてこなかった。

昨今のエネルギー市場自由化進展の中で、電力・ガス会社間の垣根は無くなりつつあり、相互の市場参入が加速し競争が激化してきている。このような市場環境の中、天然ガスは価格面、供給の柔軟性といった面において他の燃料に比較して競争力を高めることが求められている。地球温暖化対策も天然ガスにとっては追い風となっており、今後の需要増加が期待されている。2002年9月大阪で開催された国際エネルギーフォーラム関連シンポジウムの講演において、当時の平沼経済産業大臣は、2020年までに天然ガス需要シェアを現在の13%から20%にまで伸ばすことは可能であるとしている。

サハリンからのパイプライン敷設は今後のわが国の天然ガス需要や市場構造に大きな影響を及ぼす可能性があるが、サハリンからの国際パイプライン敷設にあわせて、国内の幹線パイプラインのネットワーク化が図られていく可能性にも注目される。

韓国における天然ガス消費トレンドは、暖房用エネルギーとしての家庭用需要を含む都市ガス消費割合が高く、発電用需要の約2倍となっているのが特徴である。そのため、国内天然ガスパイプライン網の整備も国営ガス会社であるKOGAS主導の下進められており、

³ ガスエネルギー新聞 WEB版「エネルギーそこが知りたい」2003/12/17より

2002年には、ほぼ全国を網羅する総延長2,435kmのトランクラインパイプラインのオペレーションを開始している。

今後もガス需要は伸びていくものと予想され、政府見通しの2015年までの天然ガス需要の伸びは年4.3%となっている⁴。国内需要の増大への対応、ならびに供給先の多様化・供給セキュリティ確保の観点から、ロシア・コビクタからの国際パイプラインの敷設計画が進められている。総延長4,900km、投資額170億ドル、年間100億m³のガスを韓国に輸送する壮大な計画である。

台湾の一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は、2010年に10%、2020年には14%にまで達すると想定されている⁵。国内の天然ガス供給の面においては、国営石油会社であるCPCが独占的に供給している。また、1990年に開始したLNGの輸入に関しても独占的な地位にある。台湾ではCPCが唯一の高圧パイプライン所有者および運営者である。現在、国内幹線パイプラインの総延長は2,000kmで、台湾の南部沿岸に位置する永安LNG受入基地と北部の天然ガス需要地を結ぶため、総延長310kmの陸上パイプラインが国土の中心部を縦貫している。台北周辺、北部、南部でのパイプライン計画、ならびに計画中の台中LNG受入基地から台湾北部に建設中のTatanLNG火力への供給のためのパイプライン(ファイナンス済)も建設されることから、将来の総延長は2,200kmに達する。

中国は、米国に次ぐ世界第2位のエネルギー消費国である。急激に拡大していく経済成長の下、今後ますますエネルギー需要の増大が予想されている。国内の原油生産が頭打ちになっている中、主要なエネルギー供給である石炭・石油の消費を抑制しエネルギー供給構造を多様化・高度化するため、天然ガスの利用促進に国家としてのエネルギー政策がシフトしてきている。その1次エネルギー消費に占める天然ガスの割合は、2001年時点で2.5%と低いレベルであるが、今後の急拡大が予想され、2010年に8%、2020年には10%に達するとの見方もある⁶。

中国のパイプライン建設は、土地取得のための手続きが容易なこと、保安基準が比較的緩いことなどから、その敷設速度は速く、中国政府は2005年頃には、華中、華東、華南地域のすべての中大都市で、国産天然ガスと輸入LNGが使用できるようになっているとしている。過去5年間、中国では5本の長距離ガスパイプライン(全長2,930km)が完成し、これにより沿線地域のガス化が進んできている⁷。

⁴ 韓国SKヒアリングによる

⁵ 台湾経済部能源委員会ヒアリングによる

⁶ CNPCヒアリングによる

⁷ この点については、「爆発する中国のガスビジネス」(石油/天然ガス レビュー2003/9)を参照

また、中国国家一大プロジェクトである、西部タリム盆地と東部上海を結ぶ総延長4,000kmの西気東輸プロジェクトが着々と進行中である。2003年10月には、パイプライン東区間（長慶油田靖辺 - 上海）の試験運用が行われている。

国際パイプラインに目を転じると、ロシア・コビクタからの天然ガスパイプライン計画がある。これは、イルクーツクのコビクタガス田から中国を經由し、韓国まで供給する巨大プロジェクトである。2003年11月には事業化調査（FS）結果が関係会社間で承認されてプロジェクトが動き出している。中国では、国内・国際パイプラインの他に、LNGによる輸入計画も進められており、広東LNGプロジェクトおよび福建LNGプロジェクトがそれぞれ2006年、2007年からの操業開始に向けて動き出している。

このように、上記東アジア各国のパイプライン敷設状況は、現段階では自国内の短・中期的な需給バランスへの対応に向けたインフラ充実という面に注力しているように見受けられる。しかしながら、長期的には東アジアのLNG市場にとって、サハリンやコビクタ等からの国際パイプラインによる天然ガス供給という選択肢が残っているということは、エネルギー供給の分散化ならびに供給セキュリティ確保の点からも重要になってこよう。

さらに、東アジア市場への国際パイプライン供給が実現すれば、LNG供給との間にガス対ガスの競争的市場構造が形成されることとなり、LNG供給側への一定の牽制が働くことも期待されよう⁸。このように、東アジア地域でのパイプライン取引による安定かつ経済的な供給の実現のためには、関係各国間で、パイプライン供給は東アジア地域の重要な共通インフラであると位置付けて、その効果を引き出していくことが大切であると思われる。

9-2. 東アジアの主要天然ガスパイプライン計画の状況と展望

本章では、東アジア市場における主要な天然ガスパイプラインの敷設計画を整理するために、現状と課題・制約条件等について見ることとする。

9-2-1. サハリン プロジェクト

サハリン プロジェクトは、1975年日ソ間における「サハリン大陸棚石油・天然ガス採掘・開発プロジェクト」が始まりとされている。このプロジェクトの事業主体は、米エク

⁸ もちろん、ガス対ガス競争はパイプラインガスとLNGの間にのみ生ずるのではない。この二つはいわば単に輸送形態に差があるだけであり、パイプラインガス同士、LNG同士でも条件（例えばLNG受入基地へのTPA導入も含めた下流市場での自由化）さえ整えば、ガス対ガス競争は発生しうる。東アジア市場の場合、中国を除くと、これまでのガス供給はLNGに依存し、そのLNG同士での「競争」が存在してこなかった。しかし、将来仮にパイプラインが整備され、主要消費地域にパイプラインガスとLNGが共にアクセスすることになれば、明らかに異なる二つのガス供給が競合する状態が生まれ、ガス対ガス競争が生ずると考えられるのである。

ソンモービル子会社のエクソンネフテガス社(30%)、日本の石油公団、伊藤忠商事、丸紅等が出資するサハリン石油ガス開発(通称 SODECO:30%)、インド ONGC(20%)、サハリンモルネフテガス社(11.5%)、ロシアのロスネフチ社(8.5%)という構成になっており、日本への海底パイプラインによる天然ガスの輸出を実現させようとしている。

プロジェクト鉱区の推定可採埋蔵量は、天然ガスが約 4,850 億 m³、石油が約 3.07 億トンとなっており、天然ガス生産量は、ピーク時(Plateau)で約 150~200 億 m³/年を見込んでいる。

1999年4月に、「日本サハリンパイプライン調査会社」が設立され、1999年6月から日本海ルート、次いで2000年から太平洋ルートの事業化調査(FS)を実施し、2002年8月、二つのルートのFSを終了している。2003年2月、エクソンモービルは、サハリンの事業概要を発表した。それによると、原油は2005年から日量25万バレルで生産を開始する。天然ガスは2008年を輸出開始目標とするも、年間600万トンの販売目処を立ててからの開始としている。

2008年から日本の需要家向けに販売を開始する当初計画は、エクソンモービルをはじめとする事業主体の売り込み攻勢にも拘らず未だ契約締結に至らない状態である。同じサハリン産天然ガスをLNGで輸送するサハリンが、東京ガスとの長期契約を皮切りに、東京電力等のガス・電力会社との契約締結に成功しているのとは対照的である。

契約獲得に繋がらない制約要因としては、日本はLNG輸入の歴史が長く、長距離海底パイプライン実績が無いこと、最近になってLNGは、コスト低下と柔軟性ある契約条件により競争力が向上していること、国内ガス・電力市場の自由化による競争激化から生じる需要想定の不透明性ゆえに、大規模且つ長期の契約締結には踏み込めないこと、日本海沿海部の海底パイプライン敷設のための漁業補償等、コスト的に不透明な部分が残ること、需要変動に対応するための大規模貯蔵設備等バッファが必要になり多額のコストがかかること等、が挙げられる。

パイプライン実現に向けた課題の解決には時間が必要であり、最近になって、エクソンモービルは、2008年の輸出開始を後ろ倒しする旨の発表を行った。また、同社は日本以外にも、中国へのパイプラインによる販売もほのめかしている。さらには、北朝鮮経由で韓国にパイプライン輸送する案も出てきている。この点に関する韓国のヒアリングでは、サハリン1はポリティカルなプロジェクトであり、コマーシャルのバイアビリティはなく、第一にFSも未だ成されていない状況である上、北朝鮮を通るとなればセキュリティ問題が大きく影響する、との見方もある。

9-2-2. コビクタプロジェクト

東シベリアのイルクーツクにあるコビクタガス田産の天然ガスを、中国および韓国市場に輸送する総延長 4,900km の巨大なプロジェクトである。1999 年 2 月、中国の朱首相がロシアを訪問した際、FS 実施協定が締結された。

同プロジェクトは、中国市場向けに約 200 億 m³/年 (LNG 換算約 1,400 万トン)、韓国市場向けに約 100 億 m³/年 (同約 700 万トン) の天然ガスをそれぞれ供給する計画である。事業主体はロシアペトロリアム、中国 CNPC、韓国ガス公社 (KOGAS) となっている。2003 年 11 月、事業主体 3 社によって、コビクタガス田から中国・韓国に向かうパイプライン建設の FS が承認されて、プロジェクトがスタートしている。

敷設ルートは、政治的リスクと建設コスト増大の理由から北朝鮮経由ルートは見送られ、同ガス田から中国 (ハルビン - 瀋陽 - 北京 - 大連) を経由して最後は黄海海底を通過して韓国の平沢に到達するルートが採用された。同パイプラインは 2004 年に着工開始の予定⁹で、総事業費は当初 110 億ドル程度と見られていたが、FS の結果、ガス田開発にかかるコストが上乗せされて 170 億ドル程度になる見込みである。

事業主体の 3 カ国による FS 承認は済んだものの、今後事業化までには、各国政府の承認を受ける必要がある。また、事業主体 3 社は未だガス販売価格で合意に達しておらず、今後の交渉は難航することが予想されている¹⁰。

その要因としては、中国はガス価格の石炭価格を指標の一つとして望む一方で、ロシアは中国の西気東輸パイプラインガス価格リンクを求め、また韓国は自国 LNG 輸入価格の 20 ~ 30% 低減化を期待しており、相互調整には時間がかかるであろうこと、ガス供給ルートの中国北東部・渤海湾の比較的経済発展の遅れている地域では、安価な石炭からガスへの燃料転換は進まないものと予想され、十分な需要が確保されるのか不透明であること、

中国では、同時期に国家プロジェクトの西気東輸パイプライン計画が進展しており、当面ガス需要は国内産ガスと LNG の輸入で賄う意向が強く働く傾向が見え、コビクタにはコミットしないことも想定されること、巨額のガス利用設備インフラ投資が必要になるが、未だ関係者間の負担方法が明確になっていないこと、昨今のコスト低減化が進む LNG との激しい価格競争のハードルを越える必要もあること、等が挙げられる。

特に、LNG 価格との競合について、韓国においては、LNG 価格のほうが、コビクタパ

⁹ ダイヤモンド・ガス・レポート 2003/11/18

¹⁰ 中国・韓国でのヒアリング調査によれば、同パイプラインの実現は 2013 年頃に後退するであろうとの予測が多く聞かれた。

イプラインガスよりも20~30%程度安くなるといわれており、韓国政府も経済性を十分考慮して決めるはずである、との見方もあるようである。

9-2-3. サハプロジェクト

サハ共和国(旧称ヤクーツク)から中国向けにガスをパイプラインで輸送する計画がある。East&West Report2003年1月24日号によれば、サハでは20ヶ所近くの油ガス田が発見されており、天然ガスの潜在埋蔵量予測は、オーストラリア OMV が13-35Tcf、米 Geological Service が70-278Tcf など、そのポテンシャルの高さには近隣諸国も関心を寄せている。

サハ共和国の石油会社であるサハネフチェガスは、チャヤンディスコエガス田を開発して生産する天然ガスを中国に輸送する計画を持っており、その内容は、可採埋蔵量1兆2,400億 m^3 、パイプライン総延長は約3,500km、年間輸送量は少なくとも200億 m^3 となっている。

2000年4月、中国側の事業主体であるCNPCが、50万ドルを投じて初期FS作業に着手し、2001年末に完了している。その後、パイプラインルートを選定交渉に関して双方に意見の相違があること、並びにガス販売価格についても、サハ側が主張する販売価格は、CNPCが主張する価格の2倍もの開きがあることなどから、両者合意に至らないままになっている。この件に関して、中国関係者のヒアリングでは、「ロシア側(サハ含み)は、中国の価格設定が低すぎると主張しているが、結局のところ、ロシアは中国の巨大市場を無視はできないであろう。サハリンからのパイプライン輸入という選択肢も残っている」との話もあった。

9-2-4. 西気東輸プロジェクト

8兆 m^3 以上の埋蔵量が見込める中国西部タリム盆地のガス田と、中国中部及び上海を初めとする東部沿海地域の市場を4,000kmのガスパイプラインで繋ぐ、中国の巨大国家プロジェクトである。上流から下流までの総投資額は180-200億ドルとも言われ、完成後は、45年間に亘り、年間120億 m^3 のガスが輸送されることになる。陝西省靖辺から上海までの1,400kmの東部区間は完成しており、2003年10月には長慶ガス田よりガスを送出し、日量50万 m^3 の試験運用を行った。

靖辺から西へ、新疆ウイグル自治区のタリム盆地まで延びる2,330kmの西部区間についても、パイプラインの溶接は完了しているとされ¹¹、2005年には全線による供給が開始される予定である。事業当事者であるペトロチャイナが順調な進展を強調する一方で、同ブ

¹¹ Financial Times 2004/1/5

プロジェクトのパートナーであるシェルなどの外資との投資回収条件等の交渉は進んでいない状況にある。また、ガス需要家の確保も計画どおりに進んでいるとは言い難い状況なのも事実である。

2003年9月、国家発展改革委員会(NDRC)の主催による第6回西気東輸会議において、ガス需要家とペトロチャイナの間で仮契約が締結されている。当初の東部地域の潜在需要家数35社には満たない19社との基本合意であった。西気東輸のガス価格については、当初上海シティーゲート価格で1.29元というLNG並みの価格が設定されていた。しかしながら、この価格設定はあまりにも高すぎるとの上海需要家からの不満も出てきたため、その後NDRCはガス価格を0.02元引き下げて1.27元/m³としている。それでもなお、ガス需要の確保は難航しており、Take or Pay条項の付いた供給契約は未だ1件しか成立していない。これは上海向けのガス供給は、西気東輸の独占状態にあるというわけではなく、オフショアからの競争、さらには潜在的には今後進められるであろうLNGプロジェクトとの競合も存在していることも関係している。新たに開発された平湖ガス田や西湖ガス田からのガスは、それぞれ1.3~1.4元/m³、1.0元/m³以下と西気東輸パイプラインに比べて安いと言われる¹²。また、LNG輸入によるガス価格は、同パイプラインと比較して40%も低いとの試算も出ているという¹³。また、他のガスとの競争だけでなく、より安価な燃料である石炭との競争も重要である。西気東輸は国家プロジェクトであり、中国政府が強力に支持しているとはいえ、他のエネルギー源がガス供給オプションとの間に歴然としてある価格差のため、需要確保、市場拡大は容易ではない状況である。そのため中国政府は、西気東輸プロジェクトの天然ガスの需要確保・拡大へ向け模索しているところであるといえよう¹⁴。

シェル等外資との契約交渉も、2002年7月の枠組み合意から進展しておらず、暗礁に乗り上げた形となっており、外資に撤退の噂まで出始めている状況にある。交渉がスムーズに進まない理由として、15%の投資収益率を要求しているシェルとペトロチャイナの間溝があるということが挙げられる。ペトロチャイナでは、中国政府からの指示もあって、そのような収益率をギャランティーするつもりは無いとしている。そんな最中2004年1月5日付Financial Timesは、ペトロチャイナが、西気東輸パイプラインの東部開通区間を通じて、上海の需要家にガス販売を開始したという記事を報じている。最重要視されてきた

¹² ペトロチャイナのヒアリングによる

¹³ CNOOCのヒアリングによる

¹⁴ なお、北東アジアのエネルギー・天然ガス問題の専門家である英国王立国際問題研究所のAssociate FellowであるKeun-Wook Paik博士は、西気東輸プロジェクトにおけるガス(高)価格問題による需要確保の問題、CNOOCによる広東および福建LNGプロジェクトにおける競争的なガス価格条件の獲得等、同プロジェクトを巡る様々な困難な状況を指摘している。また、同じく巨大ガスプロジェクトとしては、後述するコビクタからのパイプラインによる輸入計画があるが、Paik博士はこのプロジェクトについても、モンゴルを迂回するルート決定とそれによる経済性の悪化の問題等、様々の課題・問題を指摘しており、中国における天然ガスパイプライン計画の将来に関して、決して楽観的な見方をとっていない。

シェル等外資との契約交渉が頓挫している中での単独の動きとなった。同プロジェクトの今後が大いに注目されることである。

9-3. 上記国際パイプライン敷設が進展した場合の東アジア天然ガス市場への影響

上記国際パイプラインについては、それぞれに検討が進められてきているが、いずれもあまり進んでいない状況にある。その理由としては以下の点が考えられる。

- ・ 関係各国を通過する国際パイプラインは巨大なプロジェクトであり、莫大な投資を必要とすること
- ・ 昨今のLNG輸入コストの低下や関係各国間の政治的問題から、プロジェクトの経済性見通しが難しいこと¹⁵
- ・ 東アジア諸国のエネルギー市場自由化が進展している中で、需要の確保に関する不透明性が增大していること
- ・ 関係各国の利害が絡み、相互信頼関係の醸成が不足していること

このような課題を乗り越えて、国際パイプライン建設が進むためには大きく2つの要素が必要と思われる。1つ目は、東アジア地域のガス需要が現在の予想を越えて大きく増加することであり、2つ目は、そのような時に、新しい供給形態として、国際パイプラインが選択される、ということである。さらに、パイプライン敷設にかかわる経済性向上のためのコスト削減・効率化努力も重要になるであろう。

この大きく2つに分けた要素をもたらず「ドライバー」を検討してみると、以下の3つが想定される。

- (1) 東アジア諸国のエネルギー輸入依存度の高まり、その中でも中東依存度の高まりは、中東情勢不安定化への懸念が晴れない中で、常に供給不安というエネルギーセキュリティ問題にさらされている東アジア諸国を、域内エネルギーの活用に向けさせる。
- (2) 地球環境問題は今後ますます深刻化していくことが予想される中で、東アジア諸国内でも大気汚染や温暖化の影響が顕在化し始め、域内の環境対策意識が一層高まる。
- (3) ガス利用に関する既存技術の効率向上やコスト低減が進展し、さらに新規利用分野でのコスト低下が大幅に進展することで、ガス利用・開発に関する技術開発・普及が進む。

¹⁵ LNGとパイプラインのコスト比較は極めて重要であるが、その情報・データに関するコンフィデンシャリティが高く、入手が困難である。今回の調査においては、その情報取得、あるいはそのデータに関する推計は、実施できておらず、今後の課題と考えられる。

これらの「ドライバー」によって、天然ガス需要が予測を超えて大きく拡大していくことになるならば、大規模ガス供給への期待も高まるものと思われる。こうして、地域連携強化の下、大規模国際パイプライン建設へのモメンタムが形成されていくと想像される¹⁶。まずは各国国内のパイプラインの新規・拡張敷設が進展し、その後は、サハリンやコビクタ等の天然ガスの域内資源利用への機運の高まりから、東アジア域内の国際パイプラインの整備に発展していくものと思われる。

東アジアでは、日本・韓国・中国を消費国に、最初は日露、中露関係の二国間パイプラインを出発点とし、将来的には多国間広域パイプラインへ発展していくことも期待されよう。この多国間広域パイプライン網の形成については、東アジア域内の消費国において、将来も発電・産業・民生等の主力部門でのガス需要がさらに喚起され、新規用途でのガス需要にも刺激を与えるような、従来の石油・石炭消費依存構造から、大きく天然ガス消費拡大というシェア転換の環境形成と共に進展していくものと想定される。また、多国間パイプライン網の形成は、政治的・経済的にも東アジア域内関係国間の相互協力関係の向上に資することになる。

先に9-2で整理した国際パイプラインプロジェクト¹⁷が、上記のような天然ガス需要拡大の環境下で現実化していくとすれば、東アジアの天然ガス市場に与える影響は大きいと思われる。今後もアジア域内の地理的条件を加味すれば、LNG取引がアジア域内では主要な役割を果たしていくものと思われるが、一方では、大規模パイプライン網の形成は、そのLNGに特化した供給構造・価格システム等に大きな変化をもたらす可能性も予想される。以下では、その影響がどのような形となって現れるのかを想定する。

国際パイプラインが敷設されることにより、

- ・ LNG形態による輸入が太宗であるものの、パイプライン形態による輸入へ一定量のシェアが移ることになるであろう。その結果として、輸入国にとっては、供給先の分散化と安定供給の強化に繋がるものと期待され、ついでには、各国の天然ガス供給余力の確保も含めた供給セキュリティ向上のみならず、東アジア域内の供給セキュリティ強化に資するものと思われる。
- ・ これまでの東アジアにおけるLNG特化型の輸入形態にパイプラインによる輸入の選

¹⁶ なお、国際パイプライン建設・運営の前提条件としては、法制度面の整備も含め、関係国間の協力の枠組みが必要であると考えられる。この点で、東アジア諸国にとっては、欧州の経験やエネルギー憲章条約は意味のある参考事例と考えられうる。本研究では、それを正面から分析に取り込んでいないため、今後の一つの研究課題であると考えられる。

¹⁷ ここに挙げたプロジェクトの中には、実現性の低いものもあるため、比較的实现可能性の高いサハリンとコビクタのプロジェクトを、東アジア市場に影響を与え得る国際パイプラインと位置付けることとする。

択肢が増えることで、LNG 対天然ガスという構図が市場に形成されて価格競争が起こることが想定される。アジア・太平洋市場における LNG の拡張（バダック、オマーン、カタル、NWS 等）・新規（タンゲー、バユウンダン、ゴーゴン等）のプロジェクトが目白押しとなっており、インドネシアや豪州の売主は、早くも 2010 年以降の LNG 売買契約延長へ向け、先行するサハリン やその後が続くであろうパイプライン供給のサハリン による東アジア消費国への売り込み攻勢を牽制するため、ディスカウント提示をせざるを得ないという価格低下圧力に晒されている¹⁸。

- ・ 国際パイプラインが敷設されることによって、この輸入天然ガスを効率的・広域的に配給するための国内導管敷設拡充も活発化していくものと思われる。LNG 受入基地の規制緩和の進展に伴う第三者アクセス（TPA）の活用とも併せて、ガス供給網の整備・多様化が一層進展するものと予想される。これにより天然ガス対天然ガスの競争が活発化することとなり、市場ガス価格への低下圧力が作用していくものと期待される。
- ・ 消費国内のガス市場自由化の進展や天然ガス供給形態の多様化、市場競争の深化を受けて、ガス価格が低下すれば、ガスは、他エネルギー源との競合力を強化する。その結果、石油・石炭からの転換が進み、代わってガス需要が大きくシェアアップをしていくことが予想される。
- ・ 国際パイプラインによる大量の天然ガスを、東アジア消費国間で、安定的・効率的に利用するための多国間パイプライン・グリッドの建設が進展するものと期待される。また、消費国間で輸入数量をアグリゲートすることにより、供給国に対するバーゲニングパワーが発揮できるため、一層の価格低減効果が期待できる。また、消費国事情による需給変動に対する融通取引も活発化することになるであろう。
- ・ 上記のように、大規模パイプラインが建設され、ガス対ガスの競争が発生・拡大していくことになれば、東アジアのガス取引の流動性は大きく高まっていくことになろう。こうして、ガスの「コモディティー化」が進展していくとするならば、市場ガス価格のボラティリティーが増大していくものと思われる。ガス産業にとっては、この価格の振れに対応するためのリスクヘッジの必要性が生じると共に、将来投資の可否判断やガス供給セキュリティの確保といった、新しい課題に直面していくことにもなるであろう。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

¹⁸ Financial Times 2003/11/5

東アジアにおける天然ガス市場の将来展望¹

おわりに

総合エネルギー動向分析室長 小山 堅

前章までに述べてきた通り、東アジアの LNG 市場を巡っては、ガス需要の更なる増大、電力・ガス市場の自由化、中国等の新規輸入国の登場、LNG 供給チェーンにおけるコスト削減、北米（西海岸）LNG 輸入基地建設の可能性等、様々な注目すべき要因が顕在化しつつある。

天然ガス需要が大きく増大していくと予想される状況下、東アジアの LNG（天然ガス）の買い手にとっては、「欧米に比して割高な価格」、「硬直的な取引条件」という課題の解決が極めて重要となっている。これは、LNG の主要な需要家である電力会社、都市ガス会社が市場自由化・規制緩和に直面し、より競争的な価格での LNG 調達が必要になると同時に、競争激化による離脱需要発生等から自らにとっての需要の先行きが不透明になり柔軟な供給オプション確保が重要になっているためである。また、韓国の場合には、冬場と夏場のガス需要の大きな格差も柔軟な調達追求の背景となっている。さらに、老朽化している石油火力の代替として LNG 火力がピーク対応に用いられていく可能性も LNG の供給柔軟性へのニーズを高めていく可能性がある。

こうした中で、前述した課題の解決のためには、東アジアにおけるマクロ的・広域的なエネルギー（天然ガス）協力の推進、スポットおよびスワップ取引等、柔軟な供給オプションの追求、LNG 価格決定方式における条件の改善追求、価格決定方式の多様化、新規供給オプションとしての国際パイプライン建設の取り組み、等が重要な役割を果たしていくことになる。

今後を展望すると、買手側の国内ガス・電力市場における自由化の進行等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、東アジアの LNG（天然ガス）取引に構造変化が進展していくことはほぼ確実であるといえよう。

¹本報告は、平成 15 年度に国際協力銀行より受託して実施した受託研究「東アジアにおける天然ガス市場の将来展望」の一部である（平成 15 年 1 月報告書完成）。この度、国際協力銀行の許可を得て公表できることとなった。国際協力銀行関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。

もちろん、東アジア 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。その過程では、より競争的な価格条件、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、わが国の買手も含め、東アジア LNG 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。また、需給ギャップ調整のためのスワップ取引や、サハリン LNG プロジェクトの立ち上がりや北米西海岸 LNG 市場の立ち上がりの有無によっては、欧米市場で見られるような輸送距離・コストを削減するためのスワップ取引の可能性も考えられる。

なお、LNG 輸入契約における柔軟性の導入・拡大は、LNG 市場における供給の「余剰」の存在と密接な関係はあるものの、それは、石油市場の場合におけるような意味での物理的な供給過剰状態を指すわけではない。LNG 取引が相対取引を基本とし、需要に見合った（需要を確保した）プロジェクトが供給力として立ち上がることが基本だからである。むしろ、様々な形でエネルギー間競争が激化するという市場環境において、買手サイドとして将来の需要変動などの変化に対応できるように条件面での柔軟性を確保することが必須となったこと、これが柔軟性の導入・拡大の背景である。

供給サイドも市場環境の変化に対応する必要性を認識しており、この柔軟性の付与に対する許容度をどれほど買手サイドに提示できるかという点で、供給プロジェクト間における需要の獲得競争が激化している。多くの LNG プロジェクトが現実化に向けて競合する状況で、契約交渉においてより有利な条件（柔軟性）獲得を巡る買手市場という状況にあり、今後契約に付与される柔軟性の内容は拡大する傾向にあるものと考えられる。

なお、将来の需要変動への対応、また競争力の確保に向けて、原油価格リンクによる価格決定と固定価格の組み合わせ、テイクオアペイ対象数量の最小化、引き取り義務数量の許容度拡大など、買手にとって最適な柔軟性の獲得を図る一方で、LNG輸入契約の基本的な在り方に関しては、競争市場下にあってもいずれの契約も契約期間に関しては長期が基本とされているという点には留意すべきであろう。市場競争の促進という環境変化とLNG(天然ガス)の長期引き取りのコミットメントは両立し得ていると考えられる。LNGフローがグローバル化することでLNG取引のメカニズムも多様化されるであろう。

こうした買手側のより競争的で柔軟な調達条件の追及、その結果としての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1に考えられることは、わが国を始めとするアジアの買手側にとって、LNG(あるいは天然ガス)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²。

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、Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)等の高効率利用技術の活用と相まって、ガス利用の促進に資することになる。その結果、中長期的に見てわ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

² 予想されるLNG価格の低下に関する詳細分析については、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)を参照されたい。

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。今後わ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、各プレイ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³。

先述した通り、様々な制約要因の存在から東アジア 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、東アジア 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石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 取引に関与するプレイヤーは、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。

東アジア地域を取り巻く LNG 需給バランスに関しては、発見ガス田の商業化を目指して多くの LNG プロジェクトが構想あるいは計画段階にあることから、LNG 市場は供給が需要を大きく上回り買い手市場の状況にあるとされている。しかしながら、ここで、LNG 需給バランスは石油市場の場合と同様に捉えることはできないことに改めて留意しておく必要がある。

LNG プロジェクト案件が一斉に生産を開始して、市場への供給力として顕在化することになれば、物理的に供給過剰という状況が市場に生まれることになる。しかしながら、LNG 事

³ 米国ガス市場における価格ボラティリティ増大の背景については、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)を参照されたい。

業の場合、ガス田探鉱開発から LNG 受入基地建設までの LNG チェーン全体においてコスト低減化への取り組みは進んでいるが依然として巨額投資が必要であるという状況に変化はない。既存プロジェクト拡張と新規プロジェクト立ち上げの場合では差異はあるが、基本的には需要を予め確保し、投下資本の回収（および適正利益）の確保が見込まれなければ供給力として市場に顕在化しないのが現実である。

では、LNG プロジェクト構想が林立する中で、どのようなプロジェクトが市場に登場することになるのだろうか。それは、コスト競争力に優位性を持つプロジェクトであり、プロジェクトの供給サイドおよび需要サイドを含む LNG チェーンの各セグメントにおいて信用力のあるプレーヤーが参画するとともに、供給国における政治リスクが低いなど他の LNG プロジェクト案件に対して比較優位性をもつプロジェクトが優先されて市場に登場できるのである。

このことは、これまでの LNG プロジェクト立ち上げの動向を見れば明らかであり、プロジェクトの現実化に向けた基本であり続けている。需要の確保の見通しが立たないままに LNG プロジェクトが進展を見せた事例は極めて稀なのである。また、消費国市場環境の変化に対して買手のニーズに最大限応えることのできるプロジェクトが LNG 市場における供給力を提供できるプレーヤーとして登場することになる。併せて、前述のような LNG チェーンのあり方に変化を招き入れることのできるプロジェクトが市場への供給者として登場することになるのである。

先述した通り、今後の市場構造変化によって LNG（ガス）価格のボラティリティ増大が発生する場合、買い手側だけでなく供給者側にとっても、価格（ボラティリティ）リスクへの対応が重要な課題となる。また、巨額の必要初期投資とその着実な回収、そのためのファイナンス確保の観点から、従来の伝統的な取引スキームの下で立ち上げられてきた LNG プロジェクトも、今後は価格競争力強化・供給柔軟性追及という新たな環境の下での立ち上げが要求されるようになる。供給コストのさらなる削減、柔軟性を求める需要化ニーズへの対応と販路の確保、価格リスクへの対応等は、ファイナンス側も含めた供給サイドにとって、まさに新たなチャレンジを形成するものである。従来の伝統的なビジネスモデルに拘泥せず、イノベティブなビジネスアプローチが求められていく局面が多くなることは確実であろう。

ただし、究極的には、競争的な市場環境において最も重要な要素は価格（コスト）競争力である。その意味では、価格（コスト）競争力を有するプロジェクトおよびその供給者側（ファイナンス側含む）は、イノベティブなアプローチの採用を求められることがあるかもしれないものの、巨額の投資資金のファイナンスも確保し結果的にはプロジェクト

の立ち上げに成功する可能性が高い⁴。逆に、競争的な市場環境においては、価格（コスト）競争力の劣るプロジェクトはきわめて厳しい立場におかれることは必至である。今後はその意味で、LNG（天然ガス）プロジェクトの選別化・優劣が明確化していく可能性があり、ファイナンス側としては何よりもその点に留意していく必要があるように思われる。

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。

今後の市場構造変化の中でも、東アジアの LNG（天然ガス）市場の規模拡大がさらに加速化していくことは確実である。価格競争力を強化し、柔軟な取引形態が拡大することで LNG（天然ガス）のエネルギーとしての競合力・利便性・利用可能性が強化されていくからである。東アジアの LNG（天然ガス）市場のさらなる拡大・発展のため、今後、関係国政府・企業（特に需要家）が、市場においては相互に競争的な関係にあることも認識しつつも、共通の利益追求・課題解決に向けた協力を強化していくこと求められているといえよう。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

⁴ この点については、著名なガス問題研究家である Jonathan Stern 氏も欧州市場における状況から同様の見解を述べている。