

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

第一研究部長 森田 浩仁

< 研究の目的 >

LNG 需要の拡大のためには割高で柔軟性に欠ける売買契約について見直しの必要がある、との主張がここ数年電力及び都市ガス事業者から聞こえてくることが多い。このような環境下、中国向けに安価な LNG が供給されるとの報道がもたらされた。また、わが国の輸入者も、売買契約の更改時などの機会をとらえて供給者との交渉をかさね、価格の低減、引取量に係る柔軟性などの譲歩を引き出しつつある。LNG をとりまく環境変化とその背景について分析をおこない、将来の価格水準、価格決定方式など展望してみることにする。

< 主要な結論 >

1. わが国向け LNG は欧米と比べ割高で供給条件も硬直的といわれてきたが、今後、価格は低下し、硬直性も改善されてゆくであろう。需給バランスの緩和、液化・輸送など供給コストの大幅な低下などの故である。
2. LNG 価格は、2005 年頃に供給が開始される中国広東省向け価格、距離補正するとわが国着で百万 Btu 当たり 3 \$ を多少上回るレベル(原油価格 20 \$ /バレル時)に向け低下して行くものと期待される。今後の価格交渉、契約更改交渉を通じてわが国輸入者は、このレベルまでの低減を強く主張するとみこまれている。
3. LNG プロジェクトは供給側と輸入者との間でリスクを分担することで成立してきた。しかし輸入者はリスクの再配分を模索しつつある。規制緩和の進展などで価格及び量的リスクをとりきれなくなってきたのだ。東京電力と東京ガスは、マレーシアの契約更改に際し、価格の低減、実質的なテイクオアペイ (TOP) 緩和を達成し、輸送業務の一部を自ら実施することとした。また両社は、2006 年供給を開始する豪州ダーウィンプロジェクトでも、上流を含め LNG チェーンに一貫して参入する。従来リスクの軽減にとどまらず、あらたなリスクの負担により調達の最適化を志向する、という戦略が見てとれる。
4. 売買契約は、リスク再配分の進展で複数の価格フォーミュラと引取条件(長・中・短期・オプション、異なる TOP の対象範囲、均一でない受け渡しなど)の組み合わせにより、多様性が生まれることになる。すでに韓国ガス公社は豪州 NWS との間で中期(7 年)で供給の柔軟性の高い(冬季に重点をおいたデリバリーなど)契約の締結に合意している。

もって電源のベストミックス化が容易となり、電力・都市ガスとも価格競争力が高まり、天然ガス利用は促進されることが期待される。

わが国の輸入者は自らの需要パターン、顧客のニーズに応じて多様な LNG 売買契約を組み合わせ、最適ポートフォリオの構築に努めることが肝要となる。

1. なにが問題であるのか 買手のリスク引き受けで成立した LNG プロジェクト

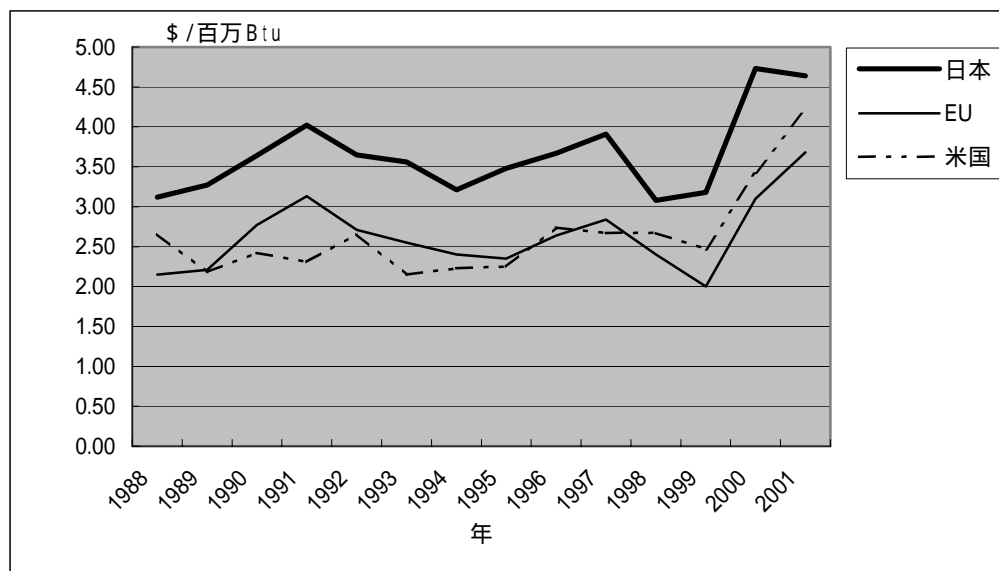
LNG プロジェクトの立ち上げには巨額の投資が必要となり(1989 年に出荷を開始した豪州 NWS プロジェクトは邦貨に換算して 1 兆円規模の投資が必要であったといわれている) この投資に対するファイナンスを実現するため、売り手のみならず買い手であるわが国のユーザーも相当のリスク負担が求められてきた。大量で、20 年から 25 年もの長期にわたる契約、「テイク・オア・ペイ (TOP)」条項(「量的リスク」)、そして欧米に比べて割高な価格(「価格リスク」)などである。

(1) 欧米と比べて割高な価格

わが国に供給される LNG の価格は、欧米向 LNG 価格を大きく上回って推移してきた。2000 年の平均では EU 向け C I F 価格が百万 Btu あたり 3.10 \$、米国向けが 3.43 \$ であったのに対して、わが国向けは 4.73 \$ と、それぞれ 53%、40% も割高であった。2001 年においては米国では国産天然ガス価格の高騰をうけて EU 3.68 \$、米 4.22 \$、そしてわが国向けが 4.64 \$ と日米欧間の差は若干縮小された (IEA Energy Prices & Taxes)。

国内・域内における天然ガスや他エネルギー資源の存在の有無、輸送距離の違い、競合するパイプラインガスの存在の有無など様々な環境は異なるものの、価格差はあまりに大きい。

図 1 : LNG 価格の推移 (日・米・欧の比較)



(出所)IEA Energy Prices & Taxes

(2) 長期で硬直的な引取条件

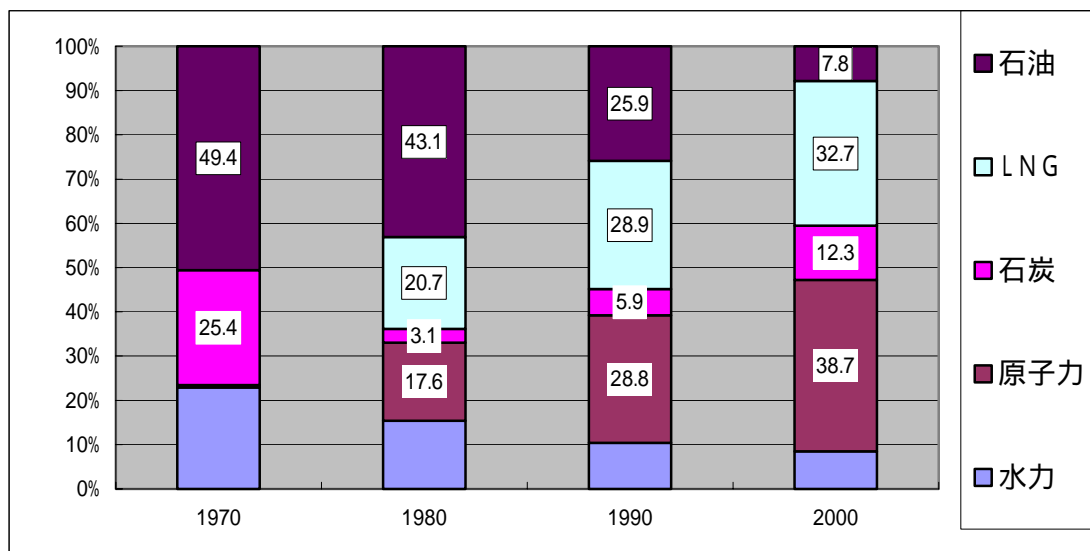
LNG には、プロジェクトの性格から、大量契約、長期取引であること、引取保証 (TOP)

が必要とされ、売り主、買い主が特定している相対取引であること、均一・一定レートでの受け渡し（デリバリー）などの特徴を有する。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。

LNG 導入時には、電力、都市ガスとも、その供給力にしめる割合も僅かであったため、コストに LNG を燃料、又は原料として利用することに問題はなかった。

ところが LNG のウエートが高まってくるにつれ、引取条件が問題となってきた。1990 年には電力部門ではすでに 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、その過程において、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。

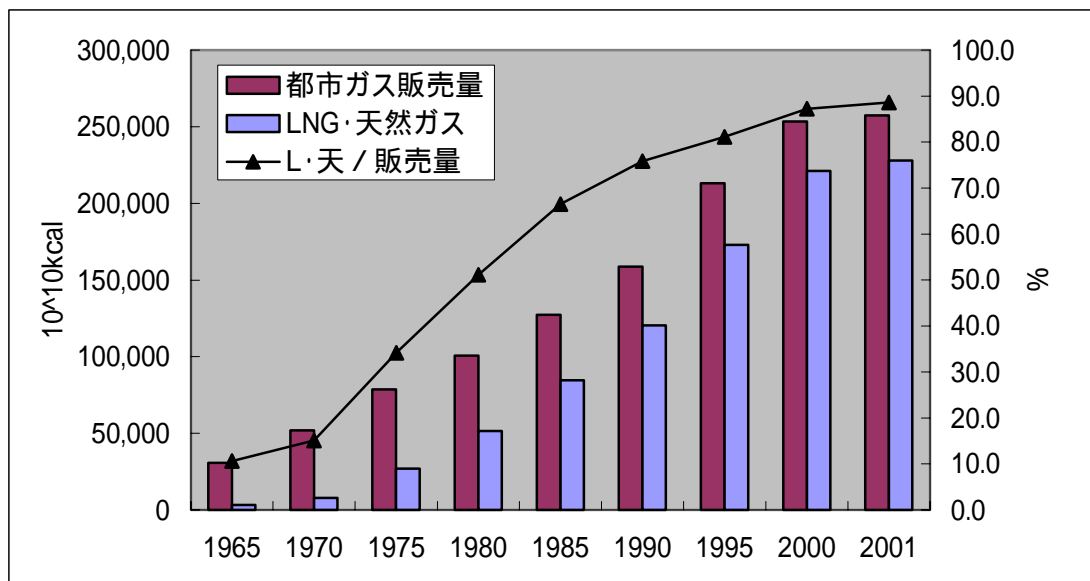
図 2 : 電源構成の推移 (9 電力)



(出所) EDMC エネルギー・経済統計要覧

都市ガス部門では、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。90 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。全国ベースで見ると LNG のシェアは 2000 年には 87% にも達した。

図 3 : 都市ガスと LNG



(出所) EDMCI ねんきょ・経済統計要覧

電気事業者、都市ガス事業者とも LNG のシェアは飽和状態に達した。つまり「量的リスクをとることに限界が訪れた」ということである。

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。

2. なにが変わりつつあるのか - 従来のリスク配分構造に時代の波が

(1) LNG 輸入者に押し寄せる自由化の波

1995 年の電気事業法、ガス事業法の改正、1999 年の再改正の結果、両事業とも販売量の約 3 割が自由化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今国会で改正される。

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巾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。

LNG 導入の黎明期以降一貫してわが国の輸入者が「価格リスク」と「量的リスク」をとることにより LNG プロジェクトに対する投資を可能としてきた。LNG の輸入者は独占的な電力・都市ガスの供給を認められていたためこれら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。

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、へとである。

(2) 供給サイドでは新規プロジェクトが目白押し、そして大幅なコスト削減が

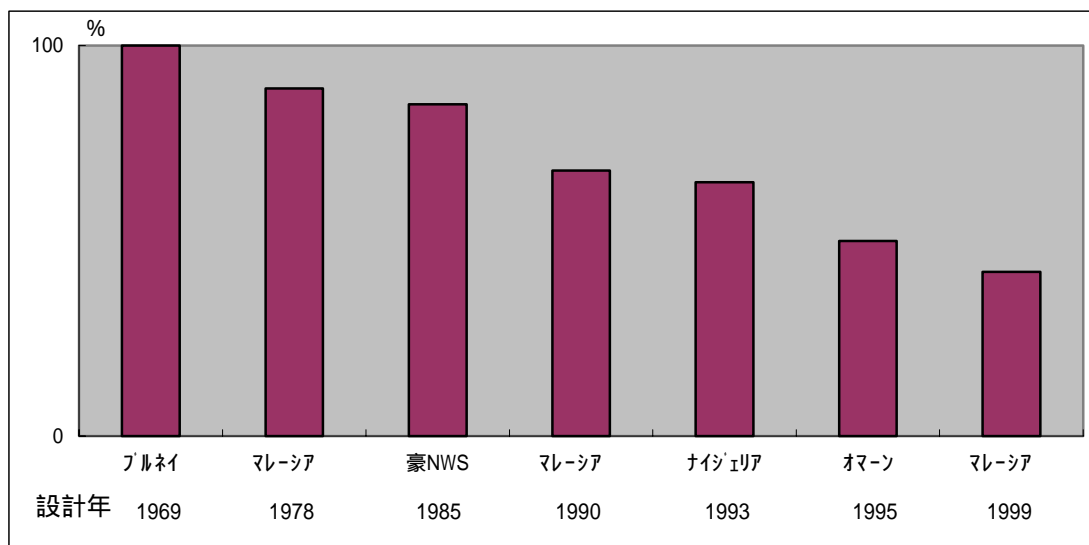
1990 年代に入り多数の新規、そして拡張プロジェクトの建設計画が次々と発表された。

1995 年にはマレーシア が立ち上がるると同時に第三プロジェクト (TIGA) の計画が明らかにされ、豪州 NWS も第 4 トレーン (液化装置) の拡張計画、そしてインドネシアにおいてはボンタン基地におけるトレーン増設の計画発表とその実現が繰り返された。さらにはタンゲヤサハリン、 など新規 LNG プロジェクトも名乗りを挙げるに至った。

中東ではアブダビの ADGAS 社はトレーンの増設を行い、1994 年以降輸出量を 430 万トンにまで拡張した。カタールが中部電力を始めとする日本バイヤー連合との間で 1997 年供給開始にこぎつけ、その後カタール第二プロジェクト (ラスラファン) がオマーンと相前後して供給を開始するに至った。その他、イエメンがそしてイランが、LNG 供給者候補として名乗りをあげた。

その結果、1990 年代においては事業化を検討中のプロジェクトを含めると、アジア向け供給能力は飛躍的な拡大をみるようになった。

図 4 : 液化プラントのコストダウンのイメージ図



(出所) Royal Dutch SHELL社ホームページより作成

同時に供給コストに大きな削減がもたらされた。技術革新、液化装置をはじめとするプラント・船舶の巨大化、そして新規参入者の増加がもたらした価格競争がその原因である。

LNG 液化プラントの生産能力単位当たりの建設コストは、70年代から90年代を通じて順調に低下し、2000年に供給を開始したオマーンプロジェクトではその単位当たり建設コストは1972年に供給を開始したブルネイの50%であるとの発表もなされている。

また LNG 輸送コストは、LNG のもつ特性、つまりマイナス 162 度という極低温ゆえ、原油や LPG などと比べて相当に高い。特に 90 年代の初期、当時の標準的な大きさであった 130,000 立方メートル規模の LNG 船一隻の建造費は 2 億 5000 万 \$ を超えるまでに高騰した。

ところがその後複数の韓国財閥系造船所の LNG 船建造開始・受注競争を主たる要因として価格は低下傾向に転じ、一時は 1 億 5000 万 \$ 程度にまで低下した。さらに、船型の大型化も、単位当たりコスト低下に大きく寄与することとなった。

この液化プラント及び LNG 船のコストダウンという現実には、新規プロジェクトの立ち上がりを容易ならしめたばかりか、売り先が 100% 確定していないプロジェクトの立ち上がりをも可能とした。アジア太平洋に顕在化した生産余力が出現しだしたのである。

(3) そして安価なアジア向け LNG が

2002 年 8 月、豪 LNG コンソーシアム (NWS プロジェクト) は中国最初の広東省 LNG 受入基地への供給契約調印に漕ぎつけた。契約期間は 2005 ~ 2006 年から 25 年間、輸入数量は年間 330 万トンとのことである。

翌 9 月、今度はインドネシアのタングープロジェクトが福建省に建設予定の LNG 基地への供給契約を勝ちとった。年間 260 万トンを 25 年間にわたり供給する。受入基地は 2004 年に建設を開始し、2007 年に操業を開始する。

驚かされるのが LNG 価格の安さである。巷間伝えられるところによると、原油価格が 20 \$ のレベルで広東省着の価格が百万 Btu あたり 3 \$ 程度、日本着に距離補正をすると 3 \$ を多少上回る程度、とのことである。ちなみに NWS からの日本向け着積渡し (Ex-ship) 価格は、同じ原油価格で 3 \$ の後半と推測されるため (通関統計等により)、上記の伝聞が的を得ているとするならば彼我の差は 20% にものぼる。

また、2002 年 8 月、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。LNG 価格は JCC にリンクして決められるが、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)。カタールとインド西海岸との距離の短さを考慮してもかなり安価に思える。

3 . 動き始めたリスク再配分 - 下降をはじめた価格と高まる供給の柔軟性

(1) 価格低減と柔軟性をもり込んだ「あらたなリスク配分モデル」が

2002 年 3 月、マレーシア プロジェクトが 20 年間の契約期間の満了を迎えた。本プロジェクトは 1983 年から、東京電力と東京ガス向けにそれぞれ、年間 480 万トン、260 万トンを全量 Ex-Ship(着棧渡し契約 = 買い手の指定する港まで売り手が持ち届ける契約)で供給されていた。更改交渉の結果、契約期間は一部を短期 4 年とし(東京電力 70 万トン、東京ガス 50 万トン)、長期の部分についても 15 年に短縮された。この短期契約と従来型の柔軟性により、引取量についての柔軟性のほどは 20%程度にまで拡大された、と伝えられている。実質的な TOP の緩和である。

同時に東京電力は 120 万トンを、そして東京ガスも 60 万トンを FOB 契約(本船渡し契約 = 生産地の港での引渡し)とし、自社で LNG 船を所有し、運搬することとなった。

価格についても、5%程度のダウンに合意に達したとの報道もなされている。価格リスク、量的リスクとも再配分がなされた、ということである。

ただし今回の契約更改は、輸入者にとっては、担っていたリスクを軽減したばかりではなく、これまで供給側が担当していた輸送部門に参入することにより、あらたなリスクを負担するとともにリターンを追求する、つまり「あらたなリスク配分モデル」はプロフィットの再配分という意味も含まれていることを見逃してはならない。

また東京電力、東京ガスの両社は、2006 年に立ち上がりを予定している豪州ダーウィンプロジェクトへの参画とその概要について発表を行った。それぞれ年間 200 万トン、100 万トンを引き取るものであるが、契約期間は 17 年間、そして全量が両社手配の LNG 船にて輸送される FOB 契約となっている。さらに特筆すべきは、両社とも供給者であるダーウィン LNG 社に出資を行っていることだ。つまり両社は売り主であり、輸送者であり、そして買い主である、ということになる。LNG チェーンに一貫して参入し、あらたなリスクをとる見返りとしてあらたにプロフィットをシェアする機会を得、そして LNG 調達の最適化を志向する、ということだろう。「あらたなリスク配分モデル」の進化と評価される。

(2) スポット取引拡大が供給の柔軟性向上に寄与

フレキシビリティをはかる指標の一つ、LNG のスポット取引が急速な勢いで増加している。短期契約(一年未満でスポットを含む)による取引は 2001 年には 1992 年の 10 倍増を記録し、総貿易量の 8%にも達している(IEA「Flexibility in Natural Gas Supply and Demand」)。特に米国向けの増大は著しい。

国際石油資本などの LNG 販売拡大のための戦略は、上流部門に対する投資・権益の確保・LNG の供給者というポジションにとどまることなく、自らが買い手となり、いくつも

のプロジェクトから余剰生産能力をかき集め、同時に需要を募る。売れ残った LNG は米国市場に送り込む。巨大な米国市場は（わが国の十倍天然ガスを消費している）難なくこれを呑み込むことができる。米国向けスポット取引が急拡大している理由である。

この構想はスポット取引の拡大に現われているとおり大西洋市場では実現に移されつつあり、アジア・太平洋市場においても同様の戦略を実現に移すことが検討されている。米国西海岸における LNG 基地の建設計画や船上ガス化技術の実用化などもこの構想を後押しするものである。

スポット取引の拡大により、供給者は余剰生産能力をフルに活用することが可能となると同時に、需要家には LNG 調達に柔軟性をもたらすことにもつながる。

(3) 待ち構える複数の価格、そして契約更改交渉

2003 年にいくつかのプロジェクトは価格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。

これらの交渉を経て、マレーシア や豪州ダーウィンプロジェクトに続いて LNG 価格は下降し、硬直的といわれた契約条件も改善してゆくであろう。契約期間の短縮化、供給の柔軟性の拡大などである。

このように推察する根拠としては、以下のとおりである。

1. 中期的に需給バランスはルーズであり続ける
2. 液化プラント・LNG 船のコストが下がったこと
3. ほとんどのプロジェクトが投資回収を終えている
4. スポット取引の拡大により米国価格の影響を受け易くなる
5. わが国を始めアジアの LNG 輸入者は広東省向け LNG 価格の安さを知っている

ではどこまで価格水準は低下して行くと期待できるのであろうか。

価格差の理由を見つけにくい（情報の少なさの故でもあるのだが）中国広東省向けの価格レベル、つまり日本着ベースに置き換えて百万 Btu 当たり 3 \$ プラスのレベルまでの削減を輸入者は主張し、その結果わが国向け LNG 価格もこの水準に向け収斂して行くものと期待してよいのではないだろうか。

今年予定されている価格交渉でも相当レベルの価格低減がなされるとみる向きも多い。しかし広東省向け価格レベルを勝ちとるには少し時間はかかるかもしれない。その時期は中国が NWS やタンゲーから実際に LNG を受け入れる 2005 年以降、NWS そしてインドネシア基本契約の契約更改の交渉の年にあたる 2008 年頃であろうか。

交渉は容易ではないであろう。上記列挙の根拠にも異論をはさむことなど容易である。

まず需給バランスのルーズさについては、大西洋市場の急拡大に注目しなければならない。欧米向輸出量は 10 年間で倍増している。生産能力余剰ぎみの太平洋から需要旺盛な大

西洋に LNG が流れこむとアジア太平洋市場の需給バランスはルーズであり続けることはできないかもしれない。

またプラント・船などが大幅なコスト低減に成功し、いくつかのプロジェクトが投資回収をおえていることなど既成の事実ではあるものの、LNG 価格は「コストベース」の観点のみで交渉されるのではなく、当然マーケットの状況も加味されることであろう。輸入者側はどれほど供給側のコスト削減事実を価格引き下げの要因として主張できるのか。

マーケットで価格の決まる米国着価格は、価格変動は著しい。これまでは百万 Btu 当たり 3 \$ を超えることはまれであったものの、1999 年以降は原油価格の高騰などの影響を受け高いレベルで推移している。米国価格は常に安価であるわけではない。

(4) 価格フォーミュラオプションについての考察

将来の「価格フォーミュラ」のオプションをまとめてみると、以下のとおりとなる。

- ・ 固定価格（PETRONAS 社 ガス担当副社長 2002 年 SPEC における発言型 = 油価に影響されない安定性を求めて）
- ・ $P=aX+b$ 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）
- ・ 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（2000 年世界ガス会議におけるわが国輸入者の提案型 = 価格の低減と安定化を求めて）
- ・ 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）
- ・ 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）
- ・ Nymex 先物などにリンクさせる（市場の現状を反映させる）
- ・ 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（価格と柔軟性の分離）

将来の価格フォーミュラとしてはいくつものオプションが考えられる。さらに将来の売買契約は、いくつもの価格フォーミュラと異なるパターンの引取の柔軟性（長・中・短期の契約期間、異なる TOP の対象範囲、均一でないデリバリーなど）の組み合わせにより、様々なバラエティが生まれてくることにもなるであろう。

わが国の輸入者は自らの需要パターン、顧客のニーズに応じて複数の売買契約に基づき LNG の調達を行うことになるであろう。ちなみに韓国ガス会社はすでに NWS との間であらたな契約を締結するに際し、中期（7 年）で柔軟性の高い（供給量増減許容巾が大きく、冬季に重点をおいたデリバリー）供給を行うことで合意に至っている。

その結果、これまでのようにすべての輸入者がコンソーシアムを結成し同じフォーミュラで LNG を購入する必要性、必然性は希少となり、単独の、そして少数者共同による購入のケースも多く見られるようになるのではないだろうか。

おわりに リスク再配分から生まれる契約の多様性

わが国の LNG 需要家は中国の 2 プロジェクトをにらみ、そしてインドの Petronet をも視野の隅に置きながら、マレーシア で口火が切られた「あらたなリスク配分モデル」の漸進にむけ、第 2、第 3 ラウンドの交渉開始を待ちかまえている。「あらたなリスク配分モデル」がさらに進化してゆくことになるであろう。

この「あらたなリスク配分モデル」の進化とは、輸入者側がこれまで負担していたリスクの一部を供給者側に負担することを求めるのみならず、一連の LNG チェーンにビジネス機会を見出し、あらたなリスクを担う見返りとしてあらたなプロフィットを積極的に追求しだしたことがみてとれる。

「あらたなリスク配分モデル」が進化し、価格（レベルと変動幅など）とさまざまな引取条件の組み合わせにより、多様な売買契約があらわれる。もって発電コストの軽減や電源のベストミックス化が容易になり、ひいては電力需要の拡大につながってゆく。都市ガスも他燃料との競争力を高める。わが国における天然ガスの利用は促進され、LNG 需要は拡大される、などなど大いに期待するところとなる。

わが国の LNG 輸入者は、自らの需要パターン、顧客のニーズに応じて、何種類もの価格フォーミュラと引取条件の異なる売買契約を組み合わせ、最適なポートフォリオの構築に努めることが肝要となる。

お問い合わせ：ieej-info@tky.iej.or.jp