

都市ガスと LNG

第 6 回 LNG との邂逅 - 東京電力に共同導入計画を提案 - *

プロジェクト部長 研究理事 森田 浩仁

東京ガス根岸基地のロケーションがもたらした奇跡について述べる前に、若干、紙面を拝借する。天然ガスの輸送コストについてである。



天然ガスの輸送にかかるコストは、パイプラインと LNG では **3,000km** から **4,000km** で逆転するとの試算がいくつもあり (IEA 「Natural Gas Transportation」など)、一般にそう認識されている。つまり、**3,000km** まではパイプラインが安い、それ以上距離が伸びると LNG が有利ということである。ただし、パイプラインを陸上に埋設するか海底か、あるいはパイプの径によりこの数字は違ったものとなる。

逆に、**3,000km** を超えるパイプラインなど経済的に成り立ちにくいことも事実であり、実例も多いとはいえない。

超長距離パイプラインの実現例としては、ロシアからチェコ、スロバキアを横断し西欧にガスを輸送するトランスガス・パイプライン (全長 **3,736km**、輸送能力年間 **750** 億 m³)、少し距離は短い地中海の海底を走るトランスメッド・パイプライン (**1,955km**、同 **160** 億 m³) がある。アルジェリアからシシリー島を経由し、イタリアやスロベニアなどにガスを供給している。

アジアでも中国で西気東輸プロジェクトと呼ばれるパイプラインが建設中である。タリム盆地から上海までの **4,000km** を結ぶ。第 1 期工事分であるセン西省オールドスガス田から上海までの約 **1,500km** は昨年末に完成済みだ。しかし、上海の需要家は、国営会社であるペトロチャイナが定めた価格レベラーシティゲート (「炉前」ではないことに留意) で m³ 当たり **1.3** 元程度 (約 **20** 円) 一に不満の声を上げる。巨大パイプライン建設に必要な投資を回収するための価格が、いかに人件費など割安である中国とはいえ、安いはずはない。安価な国内炭とどこまで競合できるかをクリアできなければ、いかに巨大プロジェクトとはいえ存在意義を持つことはできない。

我が国向けに長距離パイプラインが発達しなかった理由も、ここに見出すことができる。近辺に大規模な天然ガス田が存在しない、周囲を海で隔てられているため建設コストはさらに高くならざるを得ない。東京までの距離が **1,800km** 程度であるサハリン以外は、LNG を選択せざるを得ない。



* 本文はガスエネルギー新聞 2004 年 8 月 4 日に掲載されたものを転載許可を得て掲載いたしました。

需要地から **3,000km** を超えるような、遠く離れたガス田を持つパイプライン建設のための投資額は巨大に過ぎ、他燃料と経済的に競合でき難いという弱点は、**LNG** 輸送の実現、技術進歩によるコストの低減により、解消されつつある。少なくとも致命的というほどの弱点ではなくなった。

我が国とアラスカは距離を隔てること **6,000km**。ブルネイ、マレーシアそしてインドネシアで **4,400~6,000km**、オーストラリア **NWS** (北西大陸棚) プロジェクトからは **6,800km**、中東のオマーン、アブダビ、カタールでは **1 万 1,200~1 万 2,000km** もの距離を隔てる。この距離を輸送されてきた **LNG** が商業的に他燃料と競合している。さらに中東からは **1 万 5,000km** も離れた米国に向け、**LNG** 輸出が急増している。

LNG が天然ガス貿易を変えたのである。



もう少し、**LNG** のコストについて述べる。

天然ガスを **LNG** として輸送し、消費地で利用するためには、いくつもの過程を経ることが必要になる。天然ガスを生産し、供給地の輸出基地で液化する。これをタンカーに積み込み、需要地近郊の受入基地まで輸送する。さらに液体の **LNG** を気体に戻して、はじめて天然ガスが利用可能となる。一連の過程は **LNG** チェーンと呼ばれている。

このチェーンのうち、どの部分を輸送の過程、コストとみるのか。タンカーによる運搬部分のみを輸送とするならば、**100 万 btu (MMbtu)** 当たり **0.5~1** ドルがそのコストとなる。東南アジアから日本までなら **0.5** ドル程度だが、中東からだとはほぼ **1** ドル必要となる。

しかし、天然ガスを **LNG** として運ぶためには、液化過程が必須となる。液化のためのコストも輸送コストに含めるとなると、これが **1** ドル程度必要となるため、合計で **1.5~2** ドルとなる。

ちなみに **2002** 年の全銘柄平均輸入価格は **4.26** ドル/MMbtu であった (**98** 年 **2.84** ドル、**99** 年 **3.50** ドル、**00** 年 **4.86** ドル、**01** 年 **4.42** ドルと原油価格の上昇と共に価格は上昇している)。価格の半分近くが輸送コストということになる。**02** 年度における原油輸入価格の平均がバレル当たり **27.29** ドルであり (財務省「日本貿易月評」、輸送コストが **1~2** ドル程度といわれているのに比べると、**LNG** 輸送コストの価格に占める割合は極めて高い。

さらに、消費地の基地で **LNG** を元のガス体に戻す「再ガス化」の過程が必要となり、これにも **0.3~0.5** ドル程度必要となる。これも **LNG** 輸送コストの一部といえなくもない。

輸送コストの削減は永遠の課題であり、**LNG** 利用をさらに発展させる重要な鍵となる。



当然、東京ガスが選択したアラスカ **LNG** プロジェクトも例外ではない。アラスカ産の天然ガスを液化し、魔法瓶のような **LNG** 船を仕立てて **6,000km** もの距離を輸送する。この **LNG** のコストは石油系の燃料と比べ、**30%** も高いとの試算が、当時東京ガス内部ではされていたようだ。事実、**LNG** が初めて輸入された **1969** 年における価格は、原油が **1,000kcal** 当たり **0.44** 円であったのに対し、**LNG** は **0.76** 円と **70%** も割高であった (大蔵省「日本貿

易月評」等より)。

それでは、東京ガスはいかにしてコストの最小化を図ろうとしたのか。

まずは輸送距離の短いプロジェクトの選択で、アラスカを選択した。そしてプロジェクトの大型化である。輸入量の大規模化による低コスト化、低価格化を目指した。そのために打った手が東京電力との共同導入であった。ここで根岸基地のロケーションが重要な役割を果たす。

東京ガスは 1965 年 7 月、共同導入計画を東京電力に申し入れる。

その提案には、①導入規模の拡大によりコスト低減が図れる、②LNG タンカーは少なくとも 2 隻以上となり、供給の安定化が図れる、③LNG を共同導入することにより、受け入れ・貯蔵・気化設備などの設備投資が大幅に削減できる、④無公害エネルギーの使用によって、東京電力の発電所建設が可能となる一と述べられていた (東京ガス百年史)。

つまり、「たまたま」東京ガスの根岸工場と東京電力南横浜火力が、東西 2km、幅 500m ほどの埋立地内に、それも隣り合わせに位置していたため、2 社が LNG を導入しても受入基地は 1 つでこと足りるという、願ってもない結果をもたらすことになった。

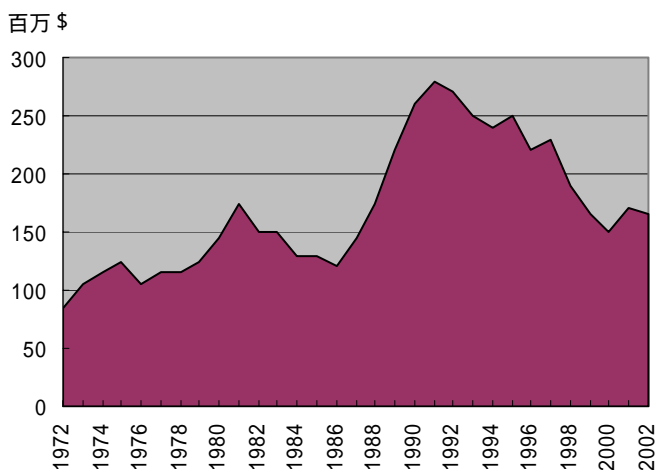
大型 LNG 船の着棧できるバースも 1 つで充分で、稼働率も向上する。何よりも LNG 船が大型化できた。貯蔵タンクや気化設備も同様であり、スケールアップによるコスト低減が可能となった。

供給側の液化設備も大きいほうがよいことは、言うまでもない。

東京ガス提案にある④が気になるところとなるが、紙面の都合で次回ということにする。

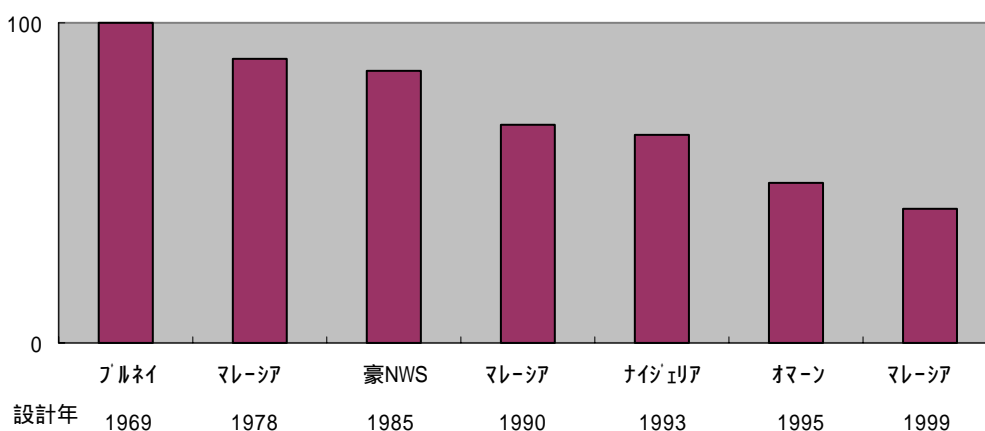
注. btu は British Thermal Unit、英国熱量単位。1btu=252cal。MMbtu は 100 万 btu で、天然ガス約 28 m³に相当する (B P 換算表による)。

LNG タンカー価格の推移



(出所) LNG One World

LNG 液化プラント建設費の推移（年間単位生産量当たり）



(出所) Royal Dutch SHELL社ホームページより作成

解説： 液化プラント建設コスト、LNG タンカー価格とも急速な低下傾向を示している。液化プラントでは 1995 年設計（2000 年運開）のオマーンプロジェクトの建設コストは、1969 年設計（1972 運開）のブルネイに比べ約半分にまで低下し、1999 年設計のマレーシアはオマーンよりさらに低い。また、LNG タンカーの価格も 1990 年代初頭には標準的な大きさ（12 万 5,000m³）のもので 2 億 8,000 万ドル程度といわれていたものが、2000 年には 1 億 5,000 万ドル近くにまで低下している。液化プラントは大型化、技術進歩が、LNG タンカーは韓国の参入による競争が主たる低下要因だといわれている。

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp