

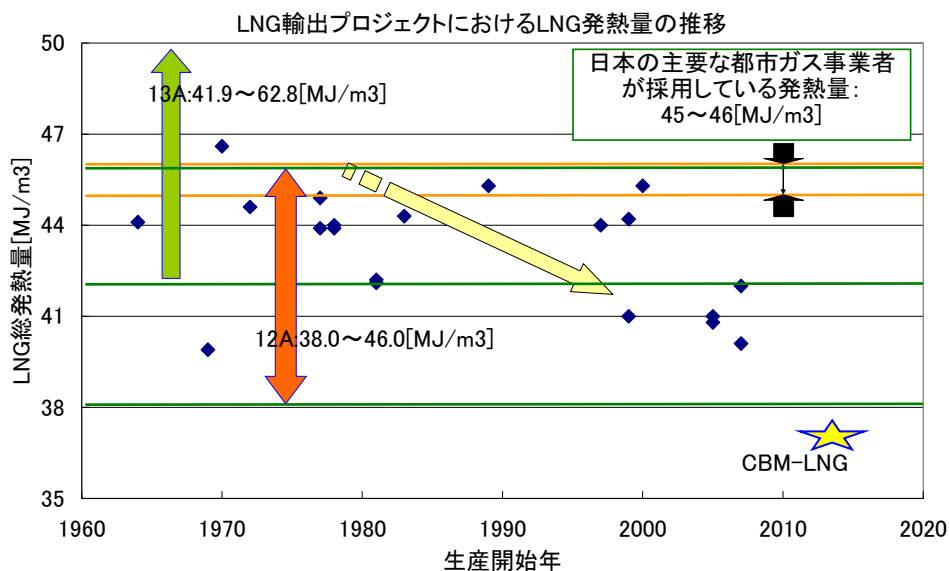
コラム

低発熱量化の進む LNG

戦略・産業ユニット 石油ガス戦略グループ 藤島 弘治

わが国では 1969 年より液化天然ガス (LNG) を輸入しており、都市ガス用の原料、発電用燃料として普及が進んできた。日本では 1990 年 1 月に資源エネルギー庁により「Integrated Gas Family 21 計画」が提案され、これを受けて日本の都市ガス業界は「IGF21 計画」として、2010 年を目途に都市ガスの発熱量・燃焼性などのガス性状により分類されるガスグループを従来の石油系原料などを改質・ガス化し製造する低カロリーガスグループからクリーンエネルギー天然ガスを中心とした高カロリーガスグループ (13A、12A) へ統一するよう原料転換の取り組みを進め、都市ガス製造効率の向上だけでなく、原料転換による日本のエネルギーセキュリティの向上や環境負荷の低減に寄与してきた。

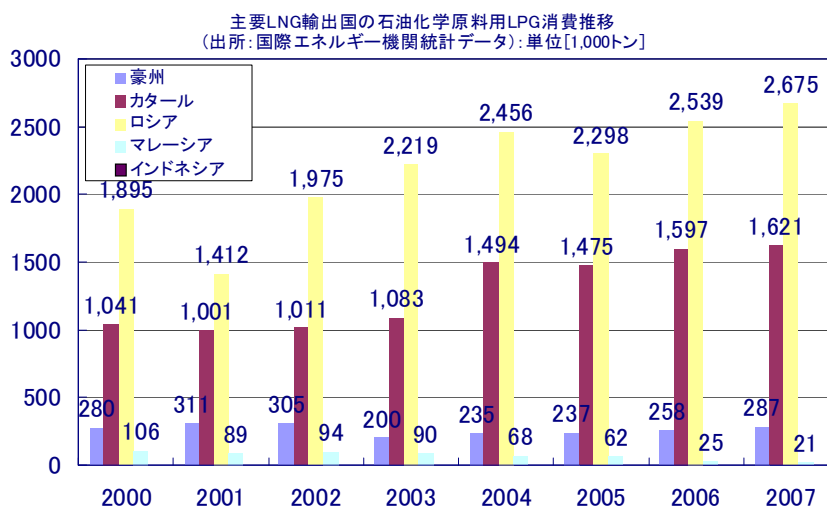
従来この LNG は、「オーダーメイドプロジェクト」と呼ばれていたように、売り手 (LNG 生産側) と買い手が 20~30 年程度の長期契約を交わし、買い手側の要求する仕様 (組成、熱量) に合わせて、LNG の生産側が品質の調整を行った上で出荷がされてきた。しかし 2000 年以降、北米、英国、中国など新興 LNG 市場が拡大したことや LNG プロジェクトコストが低減したことにより、これまで上流事業者であった事業者が下流にも進出するなど (もしくはその逆も)、LNG の取引が多様化し、組成・熱量も様々な性状をもった LNG が取引されるようになった。下図に LNG の輸出プロジェクトにおける LNG 発熱量の推移を示す。



2000 年以前は日本の都市ガス事業者が採用している発熱量 45~46MJ/m³ に近い性状の LNG が生産されていたが、2000 年以降今年までに生産を開始した LNG 輸出プロジェクト

は 41[MJ/m³]前後となっており、年々、低発熱量化が進んでいる。また非在来型天然ガスとして豪州などを中心に注目を浴びており、LNG 輸出プロジェクトの計画がされている炭層メタンガス (CBM; Coal Bed Methane) からの LNG (以下、CBM-LNG¹) も、CBM 自体がメタン分 90%以上とメタンリッチなガスであることもあり、LNG の熱量は 37.5[MJ/m³]程度になると言われている²。米国・カナダを中心に開発が進むシェールガスも同様の性状でメタンリッチなガスである。このような LNG の低発熱量化の要因は、以下が考えられる。

- ・ LNG 生産時に随伴する LPG の分離回収 (LPG は LNG とは別に販売)。LPG を別途販売したほうが利益を最大化できる。
- ・ 石油化学用原料としての LPG、エタン需要の増加。特に LNG 生産国における LPG 需要の増加。(下図を参照)



それでは、その低発熱量化が進む LNG の受入側の対応はどうだろうか。

米国に関しては、供給の大部分を担う国産ガスの発熱量が低く、国内で流通する天然ガスの標準発熱量が 35.8~41.0MJ/m³ と既に低発熱量であり、シェールガス資源も豊富に存在することから、今後もこの低発熱量を維持していくと予想される³。また英国も米国と同じであり、発熱量は 36.9~42.3MJ/m³ と対応可能となっている。大陸欧州に関しては、熱量の異なるガスが流通していることから、パイプラインネットワークが分けられており、高カロリーガスは 35~45MJ/m³、低カロリーガスは 30~36MJ/m³ の範囲となっている。このように欧州では異なるガス品質が混在しているため、EASEE-gas⁴を中心とした品質の

¹ 豪州で計画されている CBM-LNG プロジェクトだけで、合計約 2,000 万トン/年となっており、2012 年~2015 年の生産開始が予定されている。

² 「コールベッドメタンの開発動向」、静岡ガス株式会社 谷 幸次, 2009 年 6 月 IEEJ HP に掲載

³ 高発熱量の LNG を受入れる際には、受入基地で窒素による「減熱」を行っている。

⁴ 正式名称は、「European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas」であり、欧州全体でのガス品質統一へ向けた取り組みを行っている。本組織は 2009 年 2 月にガス品質の統一に関する性状等の指針を出しており、2010 年 10 月からの実施を推奨している。

統一化へ向けた取り組みが実施されており、熱量は $36.5\sim 47.6\text{MJ/m}^3$ への統一が進められている。アジアでは、韓国が $42.3\sim 43.5\text{MJ/m}^3$ を採用しており、将来もさらに低発熱量化が進むと予測しているとのことである。また LNG の輸入を 2006 年に開始したばかりではあるが、LNG 需要が今後大幅に増加すると予測されている中国は、国内産ガスの発熱量は約 39MJ/m^3 であること、また国内に CBM 資源を豊富に有していることから、今後高発熱量 LNG を受け入れるとは考えづらい。このように各国とも低発熱量 LNG を受け入れる準備があるか、もしくはその準備を進めている。

日本にとって、LNG の低発熱量化による最大のデメリットは熱量調整用（増熱用）LPG の消費量が増大することである。本来、石油代替として導入を進めている天然ガスが都市ガスとして利用する際の熱量調整のため原料の石油比率が上がってしまうのは望ましくない。また、LNG 受入側のタンク運用、増熱設備の能力の面でも、低発熱量 LNG を受け入れるには現在の設備を変更する必要があるし、高発熱量 LNG と低発熱量 LNG の両方に対応できる設備を構築することは決して効率的であるとは言えない。

一番簡単な方法は、都市ガスの運用上の発熱量の管理値である標準発熱量を低発熱量 LNG に合わせて引き下げることであるが、それは可能だろうか。例えば現在主流である 13A（標準発熱量； $41.9\sim 62.8\text{MJ/m}^3$ ）の中で $45,46\text{MJ/m}^3$ から 42MJ/m^3 へ、さらに低発熱量化が進んだ際には 12A（標準発熱量； $38.0\sim 46.0\text{MJ/m}^3$ ）へという考えもあるが、これも若干ではあるが問題がありそうだ。現在の給湯器やガスコンロ、ガスファンヒーターなどは 12A、13A 兼用という形で製造されており、この兼用タイプを使用していればガス種を 13A から 12A に変更しても問題ないが、兼用タイプではない機器に関しては調整が必要である。また業務用や産業用の消費者のうち厳密な発熱量の管理が必要な消費者に対しては熱量調整が必要となるであろう。また熱量の引き下げによる導管の輸送効率の低下もデメリットとなる。なおガスコンバインドサイクルなどの発電用に関しては、この程度の熱量の変動は吸収できそうである。

今後の新規計画される LNG 輸出プロジェクトが高発熱量市場を志向するか、低発熱量市場を志向するか予測は難しいが、筆者は今後 10～20 年といった、現在のように日本が世界の LNG 貿易の中で大きな比率を占めている間は問題がないとしても、それ以降は中国、インドなどを中心とした新興国における大幅な需要増が見込まれるため、LNG 輸出プロジェクトは低発熱量市場を志向していく可能性があるかと予測している。

日本は今後、どのように対応すべきであろうか。現在の熱量を維持し、LNG 受入基地における増熱設備の能力を強化することにより対応するのか。ガスの発熱量を引き下げて対応するのか。2030 年頃までの LNG 長期契約は既に締結されていることもあり、今すぐに問題が表面化するわけではないが、長期的な設備投資や機器開発などを効率的に実施するためにも将来を見据えた対策を今のうちから検討しておくことが重要である。

以上

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp