

研究論文

LNG及び都市ガス13Aのライフサイクル 温室効果ガス排出量の将来予測

Future Forecast for Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of LNG and City Gas 13A

岡村 智仁*・古川 道信**・石谷 久***
Tomohito Okamura Michinobu Furukawa Hisashi Ishitani

(原稿受付日2006年3月16日, 受理日2006年8月22日)

Abstract

The objective of this paper is to analyze the most up-to-date data available on total greenhouse gas emissions of LNG fuel supply chain and life cycle of City Gas 13A based on surveys of the LNG projects delivering to Japan, which should provide very useful basic data for conducting life cycle analysis of other product systems as well as future alternative energy systems because of highly reliable data qualified in terms of its source and representative-ness. In addition, the life cycle greenhouse gas emissions of LNG and City Gas 13A in 2010 was also examined, taking into account not only the improvement of technologies but the change of composition of LNG projects. As a result of this analysis, the total amount of greenhouse gas emissions of the whole LNG chain at present was calculated of 60.58g-CO₂/MJ, and the life cycle greenhouse gas emissions of LNG and City Gas 13A in 2010 could be expected to decrease by about 1.1% of the current emissions.

1. はじめに

LNG及び都市ガスは、大気環境改善・CO₂削減効果に大きく寄与する基幹エネルギーとして期待されており、天然ガス化シフトの加速化がエネルギー基本計画において示されている。社日本ガス協会では、1998年に都市ガス用LNGの調達先5ヶ国（インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア、アラスカ）のガス田/液化基地を現地調査し、CO₂、CH₄排出量の実態データを収集し、LNGの海外輸送・LNG船の設備製造までを含めたLNGのライフサイクルの温室効果ガス排出量分析、及び、都市ガス国内工場でのエネルギー消費、導管等の設備建設時のCO₂排出を含めた都市ガス13Aのライフサイクルの温室効果ガス排出量（以下、LCCO₂排出量と記載）を分析・報告している^{1), 2)}。

本研究では、下記の分析を実施することを目的とした。

- ① 前回報告^{1), 2)}以降、LNG調達の多様化の観点から導入された中東LNGプロジェクト（カタール、オマーン）について、最新のCO₂、CH₄排出量の実態データを収集し、分析に反映させること

- ② 1998年に調査したガス田/液化基地の中で、設備の新設等されたガス田/液化基地について再調査を実施し、分析に反映させること
- ③ 最新の国内実績データ（2003年時点）に基づく都市ガス13AのLCCO₂排出量を分析すること
- ④ 新規LNGプロジェクト及び液化トレーンの更新計画を考慮した、2010年における日本の総LNG輸入量及びガス3社（東京ガス(株)、大阪ガス(株)、東邦ガス(株)）のLNG輸入量に対するLCCO₂排出量想定値を推計すること

2. LNG、都市ガス13AのLCCO₂排出量分析方法

本分析の評価範囲、即ちシステム境界は、前回報告^{1), 2)}と同じく図1に示す通りとした。設備のメンテナンス/解体/廃棄段階のLCCO₂排出量は、信頼性のあるデータが充分整備されていない為、今回の分析範囲から除外した。

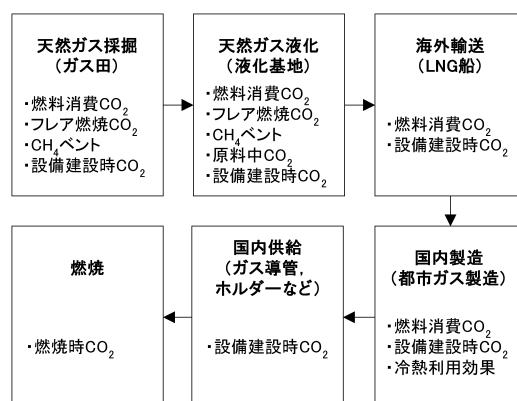


図1 LNG、都市ガス13AのLCCO₂排出量分析の評価範囲

*大阪ガス(株)情報通信部エネルギー情報技術チーム

〒541-0046 大阪市中央区平野町4-1-2

E-mail: t-okamura@osakagas.co.jp

**東京ガス(株)基盤技術部技術研究所

〒230-0045 神奈川県横浜市鶴見区末広町1-7-7 横浜研究所

***慶應義塾大学大学院政策・メディア研究科

〒252-8520 神奈川県藤沢市遠藤5322

慶應義塾大学湘南藤沢キャンパス

表1 LNG輸入実績 (2003年度)

プロジェクト	国内総LNG輸入実績		ガス3社のLNG輸入実績	
	輸入量[万t]	構成比[%]	輸入量[万t]	構成比[%]
インドネシア	1,749 ¹	29.9	529 ¹	31.3
マレーシア	1,215 ¹	20.8	476 ¹	28.2
オーストラリア	764 ¹	13.1	267 ¹	15.8
カタール	661 ¹	11.3	95 ¹	5.6
ブルネイ	637 ¹	10.9	210 ¹	12.4
アブダビ	526 ¹	9.0	0 ¹	0.0
アラスカ	124 ¹	2.1	31 ¹	1.8
オマーン	166 ¹	2.8	80 ¹	4.8
合計	5,842 ¹	100.0	1,689 ¹	100.0

表2 各プロジェクトの分析方法

プロジェクト	分析方法
インドネシア	パダックガス田の前回調査結果 ²⁾ を使用 (アルンガス田からのガス3社の2003年度輸入実績は無い。国内総LNGでは、パダックからの契約量とアルンからの契約量の比は約4:1。)
マレーシア ブルネイ	前回調査結果 ²⁾ を使用
カタール オマーン	2003年に実施した現地調査結果 ⁴⁾ を使用
オーストラリア アラスカ	生産/液化段階におけるCO ₂ 、CH ₄ 排出量の2003年データを使用
アブダビ	原料ガス中のCO ₂ 量のみ、前回調査結果 ²⁾ を用いて分析に反映

分析方法は、「Bottom UP (積み上げ) 方式」に準拠し、各段階のエネルギー収支、環境負荷から、CO₂、CH₄排出量を算定し、LCCO₂排出量を分析した。

3. 2003年時点のLCCO₂排出量分析

3.1 LNG輸入実績

表1に分析に用いた、2003年度のプロジェクト別の国内総LNG輸入実績³⁾及びガス3社のLNG輸入実績(ヒアリング値)を示す。

表1より、中東プロジェクトのLNG輸入契約が開始され、契約量の引取りが行われている為、2003年度実績では、国内総LNG、ガス3社LNG共に全体の10%強をカタール及びオマーンで占めていることが分かる。

3.2 LNGのLCCO₂排出量分析

(1) 天然ガス生産/液化段階

本研究では、前回報告^{1), 2)}から、カタール、オマーンのガス生産/液化基地の現地調査結果の反映と、オーストラリア、アラスカでのプロジェクトにおける最新のデータへの更新を実施した。表2に、各プロジェクトの分析方法を記す。

以下に、今回調査したカタール及びオマーンのガス生産/液化基地の特徴、及び、CO₂、CH₄排出量の考え方について記す。

① カタール

カタールで生産される原料ガスには、他のガス田のガスと大きく異なる特徴として、SO_xが多く含まれていることが挙げられる。現在、原料ガス中に含まれるSO_xは、脱硫

工程において分離され、その後、硫黄に生成・加工され、副産物として海外に輸出されている。硫黄生成・加工で消費されるエネルギーは、LNG生成に直結するものではない為、評価範囲に含めないこととした。なお、ヒアリングの結果、カタール液化基地における硫黄生成・加工で消費されるエネルギーは、液化工程全体のエネルギー消費量の1%強に相当することが分かった。

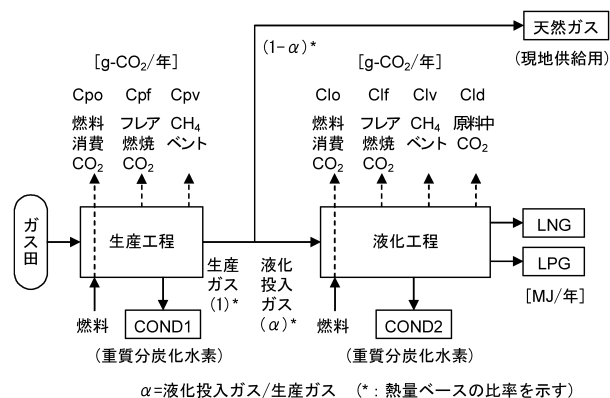
② オマーン

オマーン液化基地では、生産された天然ガスを用いた発電により、基地内での全ての電力消費を賄っている他、基地外への電力供給事業も行っている。発電された電力の内、基地外に供給されている電力分の発電に伴うCO₂排出量は、液化基地の燃料消費による全CO₂排出量から控除した。

CO₂、CH₄の排出が行われる各工程の具体的な説明については、前報¹⁾で詳細に説明している為、ここでは省略する。

①、②で述べた特徴を考慮し、LNGの単位熱量当たりのLCCO₂排出量を算出した。天然ガスの生産/液化段階では、LPGなどの製品が併産されるため、図2のアロケーション方法に基づき、各段階で発生するCO₂、CH₄排出量を、天然ガス生産時の重質炭化水素(COND1)、液化時の重質炭化水素(COND2)、LPG、LNGの各製品の熱量比で按分した。

以上の方法に基づき算出した天然ガス生産・液化に伴うLNGの温室効果ガス排出量を、表3に示す。データの分散の範囲を明確にするため、平均値と最小値、最大値、及び、



項目	按分の算定式 [g-CO ₂ /MJ]
生産	燃料消費 CO ₂ $\frac{Cpo \times \alpha}{COND1 \times \alpha + COND2 + LPG + LNG}$
	フレア燃焼 CO ₂ $\frac{Cpf \times \alpha}{COND1 \times \alpha + COND2 + LPG + LNG}$
	CH ₄ ペント $\frac{Cpv \times \alpha}{COND1 \times \alpha + COND2 + LPG + LNG}$
液化	燃料消費 CO ₂ $\frac{Clo}{COND2 + LPG + LNG}$
	フレア燃焼 CO ₂ $\frac{Clf}{COND2 + LPG + LNG}$
	CH ₄ ペント $\frac{Clv}{COND2 + LPG + LNG}$
	原料中 CO ₂ $\frac{Cld}{COND1 \times \alpha + COND2 + LPG + LNG}$

図2 生産/液化段階におけるCO₂、CH₄の按分方法

表3 天然ガス生産/液化段階のLCCO₂排出量
[g-CO₂/MJ] 【総発熱量ベース】

項目	平均	最小	最大	前報 ²⁾
生産	燃料消費CO ₂	0.47	0.02	1.37
	フレア燃焼CO ₂	0.13	0.04	0.27
	CH ₄ ベント	0.19	0.00	1.28
液化	燃料消費CO ₂	5.43	4.58	8.22
	フレア燃焼CO ₂	0.41	0.07	1.04
	CH ₄ ベント	0.46	0.00	1.76
	原料中CO ₂	1.81	0.07	5.66

(前報²⁾は、インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア、アラスカの加重平均値。生産段階は、アラスカを除く4プロジェクトの加重平均値。原料ガス中のCO₂は、上記5ヶ国に加えて、カタール、アブダビを加えた加重平均値。)

表4 LNG輸送段階の分析結果

項目	今回	前報 ²⁾
LNG1tを輸送する際のCO ₂ 排出原単位[g-CO ₂ /(t・km)]	8.17	7.99
加重平均輸送距離[km]	6,620	6,311
LNG輸送段階のCO ₂ 排出原単位[g-CO ₂ /MJ]	1.97	1.85

(注)国内総LNG輸入に基づく分析結果

前報²⁾の分析結果を示す。なお、平均値とは、データが入手できたプロジェクトについて、2003年度の国内総LNG輸入実績で加重平均した結果である。また、表中の数値は、CH₄の温室効果を地球温暖化ポテンシャル(GWP, CO₂の21倍⁵⁾)でCO₂に換算した値である。

前報²⁾と今回の平均値を比較すると、生産段階は、全ての項目において減少傾向にあること、液化段階は、トータルでは減少傾向であり、原料中CO₂における減少幅が大きいことが確認できる。

(2) LNG輸送段階

LNGの輸送段階は、各プロジェクトの輸送船のBOG消費量、C重油消費量、LNG積載量、輸送距離を、それぞれの航路におけるLNG輸入実績(2003年度、表1)で加重平均し、それらからLNG1tを1km輸送する際のCO₂排出原単位[g-CO₂/(t・km)]を算出した。このCO₂排出原単位に、日本に輸入される総LNG輸入実績に基づく加重平均輸送距離を乗じ、LNGの輸送段階におけるCO₂排出原単位を算出した。算出結果及び前報²⁾の結果を表4に示す。

前報²⁾と比較すると、日本から遠方にある中東プロジェクトからの輸送が考慮された為、加重平均輸送距離が延びたことにより、LNG輸送段階のCO₂排出原単位は増加するという結果となった。

(3) LNGのLCCO₂排出量分析のまとめ

以上、LNGの各段階のLCCO₂排出量を考察した。LNGの燃焼時のCO₂排出原単位は、文献⁶⁾より総発熱量ベースで49.40[g-CO₂/MJ]とした。設備製造時のLCCO₂排出量は文献¹⁾の考え方に準拠し算定した。分析結果と前報の分析結果²⁾との比較を表5に示す。

表5より、前報²⁾から比較すると、生産/液化段階でのCO₂排出量の減少が大きく、海外輸送段階でのCO₂排出量は微

表5 LNGのLCCO₂排出量分析結果
[g-CO₂/MJ] 【総発熱量ベース】

項目	今回	前報 ²⁾	差異
生産	燃料消費CO ₂	0.48	0.56
	フレア燃焼CO ₂	0.14	0.16
	CH ₄ ベント	0.20	0.26
	小計	0.81	0.98
液化	燃料消費CO ₂	5.60	5.39
	フレア燃焼CO ₂	0.42	0.30
	CH ₄ ベント	0.47	0.70
	原料中CO ₂	1.87	2.36
	小計	8.36	8.76
海外輸送	運用	1.97	1.86
	小計	1.97	1.86
設備	0.04	0.12	-0.078
燃焼	49.40	49.38	0.015
合計	60.58	61.10	-0.519

表6 都市ガス製造の燃料消費に伴うCO₂排出原単位
(ガス3社、2002年度実績)

エネルギー消費量	LNG・都市ガス自家消費	1,045 [TJ/年]
	商用電力	235 [GWh/年]
年間ガス送出量		895,503 [TJ/年]
燃料消費に伴うCO ₂ 排出原単位		0.24 [g-CO ₂ /MJ]

増となるものの、ライフサイクルトータルでは、約0.9%減少していることが分かる。

3.3 都市ガス13AのLCCO₂排出量分析

(1) 天然ガス生産/液化段階

生産/液化段階の評価方法、及び、各プロジェクトのデータは、LNGの分析方法と全く同様である。計算にあたっては、表1に示したガス3社のLNG輸入実績に基づいて加重平均を行った。

(2) LNG輸送段階

ガス3社のLNG輸入実績に基づき算出した加重平均輸送距離(5,630[km])を基に、都市ガス用LNGの海外輸送時のCO₂排出原単位を算出すると、1.67[g-CO₂/MJ]となった。計算方法はLNGと同様である。

(3) 都市ガスの国内製造

① 燃料消費に伴うCO₂排出

ガス3社の国内LNG基地におけるLNGの気化、熱量調整等でのエネルギー消費量を調査し、年間運用エネルギー消費に伴うCO₂排出量を算定し、この値を年間の都市ガス送出量で除してCO₂排出原単位を算出した(表6)。なお、電力のCO₂排出原単位は、国内の火力電源平均CO₂排出原単位(690[g-CO₂/kWh])⁷⁾を使用した。

② 熱量調整用LPGに関する温室効果ガス排出量

LNGを気化させたガスは、LPGにより増熱され、都市ガス13Aとなる。本分析では、LPGの資源採掘/生産/輸送などの工程で排出される温室効果ガスの排出²⁾を評価に加えた。

③ LNGの冷熱利用

冷熱発電(自家消費電力に使用)は、これによる電力削減分を工場の運用エネルギーの中で考慮した。一方、空気分離等の用途での冷熱利用によるエネルギー消費削減効果

表7 冷熱利用によるCO₂削減効果

LNG冷熱利用事業		空気分離 液化O ₂ ・N ₂ ・Ar製造	液化炭酸・ ドライアイス製造	その他
CO ₂ 削減効果 [g-CO ₂ /MJ]	各事業毎 事業全体	-0.270	-0.008	-0.009
			-0.288	

については、ガス3社の国内LNG基地における冷熱利用事業毎に、冷熱利用実績や冷熱利用時の電力使用原単位を調査し、冷熱利用による使用電力削減量を算出した。CO₂排出量の削減効果の算出には、現在の日本の電力供給を考えた場合、需要変動の調整電源として利用される火力電源の平均CO₂排出原単位⁷⁾を用いた。算出結果を表7に記す。

(4) 都市ガス13AのLCCO₂排出量分析のまとめ

以上、都市ガス13Aにおける各段階のLCCO₂排出量を考察した。都市ガスの燃焼時のCO₂排出原単位は、文献⁸⁾より総発熱量ベースで51.23 [g-CO₂/MJ]とした。設備製造時の温室効果ガス排出量は文献¹⁾の考え方に準拠し算定した。分析結果と前報²⁾の分析結果との比較を表8に示す。

表8より、都市ガス13AのLCCO₂排出量は、ライフサイクル全体で、前報²⁾よりも約0.6%減少することが分かった。中東プロジェクトの追加により、海外輸送段階でのCO₂排出量は増加するが、生産/液化段階での減少幅が大きかったためであると考えられる。

なお、表5に示したLNGのLCCO₂排出量分析結果における生産/液化/海外輸送の各項目の数値と、表8に記す都市ガス13Aの分析結果における各項目の数値が各々異なっているが、その理由としては、表1に示した両者のプロジェクト別のLNG輸入構成比が異なる点、及び、LNGと都市ガス13Aでは評価の基準となる総発熱量が異なる点が主な理由であると考えられる。

表8に示した分析結果は、燃料消費に伴うCO₂排出量、及び、LNGの冷熱利用によるCO₂排出量削減効果の算出に

表8 都市ガス13AのLCCO₂排出量分析結果
[g-CO₂/MJ]【総発熱量ベース】

項目		今回	前報 ²⁾	差異
生産	燃料消費CO ₂	0.48	0.53	-0.057
	フレア燃焼CO ₂	0.14	0.15	-0.011
	CH ₄ ベント	0.19	0.24	-0.048
	小計	0.80	0.92	-0.115
液化	燃料消費CO ₂	5.28	5.17	0.117
	フレア燃焼CO ₂	0.35	0.32	0.035
	CH ₄ ベント	0.46	0.53	-0.064
	原料中CO ₂	1.55	2.01	-0.455
	小計	7.65	8.01	-0.367
海外輸送	運用	1.61	1.44	0.170
	小計	1.61	1.44	0.170
国内製造	運用	0.24	0.25	-0.014
	冷熱利用	-0.29	-0.27	-0.016
	LPG増熱	0.29	0.26	0.025
	小計	0.24	0.25	-0.005
設備		0.38	0.52	-0.132
燃焼		51.23	51.14	0.094
合計		61.91	62.27	-0.355

(注)設備には、生産・液化基地/LNG輸送船/都市ガス製造工場/ガスホルダー/導管などを製造する際に発生するCO₂排出量が含まれる。

表9 都市ガス13AのLCCO₂排出量分析結果
[g-CO₂/MJ]【総発熱量ベース】
(参考：全電源平均電力CO₂原単位使用時)

項目		全電源平均電力 CO ₂ 原単位使用時
生産	燃料消費CO ₂	0.48
	フレア燃焼CO ₂	0.14
	CH ₄ ベント	0.19
	小計	0.80
液化	燃料消費CO ₂	5.28
	フレア燃焼CO ₂	0.35
	CH ₄ ベント	0.46
	原料中CO ₂	1.55
	小計	7.65
海外輸送	運用	1.61
	小計	1.61
国内製造	運用	0.17
	冷熱利用	-0.15
	LPG増熱	0.29
	小計	0.31
設備		0.38
燃焼		51.23
合計		61.98

表10 2010年のLNG輸入量想定値

プロジェクト	国内総LNG輸入		ガス3社のLNG輸入合計	
	輸入量 [万t/年]	構成比 [%]	輸入量 [万t/年]	構成比 [%]
インドネシア	1,466	26.7	484	25.6
マレーシア	1,262	23.0	496	26.3
ブルネイ	601	11.0	198	10.5
カタール	602	11.0	87	4.6
アブダビ	430	7.8	0	0.0
オーストラリア	341	6.2	237	12.6
サハリン	340	6.2	140	7.4
ダーウィン(オーストラリア)	300	5.5	100	5.3
カルハット(オマーン)	80	1.5	80	4.2
オマーン	66	1.2	66	3.5
合計	5,488	100.0	1,888	100.0

(注1) 2010年時点までに契約満了となるプロジェクトについては、延長が確定していないものは算入していない。

(注2) 2010年の国内総LNG需要見通しは6,000 [万t] 強と想定されている。
(文献10)の現行対策推進ケース/レファレンスケースの2010年における天然ガス需要から推定)

において、既述の通り、国内の火力電源平均CO₂排出原単位を用いた結果であったが、商用電力使用に伴うCO₂排出量の算定方法として、全電源平均CO₂排出原単位を用いることも考えられる。そこで、参考として、表9に、2003年度的全電源平均CO₂排出原単位 (436 [g-CO₂/kWh])⁹⁾を用いて計算した結果を示す。

4. 2010年のLCCO₂排出量想定値の推計

4.1 LNG輸入量の設定

2010年の国内総LNG輸入量とガス3社のLNG輸入量を、LNGプロジェクト別の契約量から表10に示す様に設定した。なお、2010年の我が国のLNG需要量は6,028 [万t]と予測されている¹⁰⁾が、本論文では、2004年12月時点で購入契約が確定している数量で算出した。

4.2 天然ガス生産/液化段階

2010年時点で、新しい生産/液化設備による操業が開始されているプロジェクトについて、設計値等により生産/

液化効率の向上可能性を調査した。調査結果の概要は以下の通りである。

- ・ 新しい液化設備による操業に切り替わった場合、概ね、液化段階のエネルギー消費量が従来よりも約30%少なくなることが予想される。
- ・ サハリンプロジェクトにおける生産/液化段階のCO₂排出量、生産物量等の調査を実施。

また、カルハットは生産/液化効率に関する情報を得られなかったが、カルハットとオマーンは、ほぼ同じガス田に起因するLNGプロジェクトであり、ガスの性状なども似通っているであろうことから、LCCO₂原単位も、ほぼ同等になることが予想される為、本推計ではオマーンで代用した。

一方、ダーウィンは、既に実施されているオーストラリアのプロジェクトとは、地理的にも離れており、ガス田が異なることから、ガスの性状やLCCO₂原単位等が異なることが予想される。その為、現時点では分析対象から除外した。

4.3 LNG輸送段階

近年のLNGタンカーの大型化による影響を受け、LNG船の輸送効率が向上することが期待されるが、現時点で得られている実績データから、その向上度合いを想定することができなかった為、LNG船の輸送効率は、今回の計算結果(表4)と同じであると仮定した。但し、各プロジェクトからのLNG輸入量の変化により、日本までの輸送距離の加重平均値が変化する。加重平均距離は、国内総LNG輸入が6,170 [km]、ガス3社のLNG輸入が5,552 [km]となった。

4.4 都市ガス13Aの国内製造

都市ガス製造工場におけるエネルギー消費に伴うCO₂排出原単位と冷熱利用によるCO₂削減効果に関しては、今回の推定においては、2003年時点の結果と同じと仮定した(表6, 7)。一方、LPG増熱に伴うLCCO₂排出量は、東京ガス(株)及び大阪ガス(株)で実施される供給ガスの標準熱量の変更に伴う原料LPG使用量の減少による影響を推計した(2003. 3に変更が実施された大阪ガス(株)の原料LPG使用量の実績から推計)。

4.5 LNG及び都市ガス13AのLCCO₂排出量の分析結果

表11に分析結果を記す。なお、2010年の都市ガス13Aの燃焼によるCO₂排出原単位は、供給ガスの標準熱量の変更を考慮し、東京ガス(株)と大阪ガス(株)のCO₂排出原単位を50.9 [g-CO₂/MJ]¹¹⁾とし、ガス3社の送出ガス量によって加重平均した値とした。

表11より、以下のことが分かる。

- ・ 生産/液化段階では、液化段階での燃料消費に伴うCO₂排出量が減少することなどから、生産/液化段階合計のLCCO₂排出量は減少する。
- ・ 海外輸送に関しては、既述の通り、サハリンプロジェ

表11 LNG及び都市ガス13AのLCCO₂排出量想定値(2010年) [g-CO₂/MJ] 【総発熱量ベース】

項目		LNG		都市ガス	
		2010年 想定値	2003年 との差異	2010年 想定値	2003年 との差異
生産	燃料消費CO ₂	0.59	0.11	0.57	0.09
	フレア燃焼CO ₂	0.15	0.02	0.16	0.03
	CH ₄ ベント	0.20	0.01	0.18	-0.01
	小計	0.94	0.13	0.91	0.11
液化	燃料消費CO ₂	5.27	-0.33	5.04	-0.24
	フレア燃焼CO ₂	0.44	0.02	0.35	0.00
	CH ₄ ベント	0.31	-0.16	0.41	-0.05
	原料中CO ₂	1.65	-0.22	1.47	-0.08
	小計	7.67	-0.68	7.27	-0.38
海外輸送	運用	1.83	-0.14	1.63	0.02
	小計	1.83	-0.14	1.63	0.02
国内製造	運用			0.24	0.00
	冷熱利用			-0.29	0.00
	LPG増熱			0.10	-0.19
	小計			0.05	-0.19
	設備	0.05	0.00	0.39	0.00
	燃焼	49.40	0.00	50.94	-0.29
	合計	59.90	-0.69	61.19	-0.72

クトの追加等により、日本までの加重平均輸送距離が短くなることから、CO₂排出原単位が減少する。

- ・ トータルでは、LNG/都市ガス13A共に、2003年時点の現状LCCO₂排出量に比べて1.1～1.2%減少する。

5. まとめ

本分析では、LNG調達の多様化の観点から導入された中東LNGプロジェクトの追加と、設備の新設等されたガス田/液化基地についての再調査結果を反映した2003年時点のLNG及び都市ガス13AのLCCO₂排出量の更新、及び、今後実施される予定のガス田/液化基地におけるエネルギー効率向上を考慮した2010年のLCCO₂排出量想定値の推計を実施した。

まず、2003年時点の現状LCCO₂排出量は、LNG・都市ガス13A共に、従来のプロジェクト国に比べ、日本から遠方にある中東プロジェクトの影響により、海外輸送段階での温室効果ガス排出量は増加するが、生産/液化段階で大きく減少する。その結果、ライフサイクル全体では、前報^{1), 2)}に比べ0.6～0.9%程度減少するという結果となった。

次に、2010年想定LCCO₂排出量は、液化段階のエネルギー消費効率の向上や、日本までの海外輸送距離の減少等の影響により、現状LCCO₂排出量に比べて更に1.1～1.2%程度減少することが明らかとなった。

今回の分析により、LNGのクリーン性が再評価されたが、以下で、今後、LNGを更に有効利用するための方法・課題や、LNGの利用拡大が想定される地域におけるLNGの更なる可能性、及び、それを実現する為の方法・課題について述べる。

(1) 上流側 (天然ガス産出国サイド、採掘・液化段階)

今回の分析結果によると、採掘・液化段階では、液化段階の燃料消費に伴うCO₂排出量、及び、原料ガス中のCO₂

排出量が比較的大きいことがわかる。これらの工程で省エネルギーを達成する為には、前者に関しては、設備の大型化などによる液化効率の向上が、後者に関しては、除去したCO₂の地中固定化が考えられる。

天然ガスは、広く世界に分散しているが、アジア・南米・中東などに多く埋蔵している。今後、これら途上国の天然ガスを液化するに当たって、LCCO₂を最小化するための数々の技術を、CDMなどの国際協力により、先進国における技術の移転が、広く行われることが期待される。

(2) 下流側 (LNG需要国サイド、都市ガス製造/燃焼段階)

表7に示す通り、LNGの持つ-162℃の冷熱の有効利用によるCO₂削減効果が大きいことが明らかとなった。このことは、今後、LNGの需要が増えていくであろう中国やインドなどの新規需要国側において、LNGターミナルに隣接して冷熱利用工場を設置するなどの産業間協力を考慮した最適なプラント設計を実施することにより、冷熱利用による新たなCO₂削減効果が期待される。

また、発展途上国におけるエネルギー消費においては、石油や石炭といった燃料からLNGに燃料転換することによるCO₂削減も、大きなポテンシャルを持つことから積極的に推進することが必要になると考えられる。天然ガスを利用する際には、具体的技術として、天然ガスの持つカスケード的な最適利用が可能となるコージェネレーションなどによる利用が有望視される。このような先進的技術は、先進国から発展途上国に技術移管することによる国際協力が期待される。

一般的に、1次エネルギー資源から、複雑な変換を経て最終的な需要へ至るエネルギーシステムに対しては、その総合的な効率、あるいはCO₂排出量を単に需要地点のみでなく、全エネルギーチェーンを通して評価、すなわちLCA的な評価を実施することが不可欠である。特にCO₂排出に関してはどの地点でどの程度のCO₂排出、或いは、エネルギー損失を発生し、これが最終的な需要からどう誘導されているかと言った点を明確にして、総合的、全地球的にCO₂排出の少ない、効率的なシステムを評価することが必要である。今後、CO₂排出抑制のために水素利用、CO₂回収固定などを含めた複雑なエネルギーチェーンなど、従来にない変換を経たシステムが検討される可能性も高く、そういう状況に対して、ここに示すような客観的、かつ透明な方法で

そのCO₂排出を評価する手段を確立しておくことは、極めて重要である。本論文はそのような評価手法の具体例として今後の水素システム、再生可能資源の変換システムなどに対して有益な情報を提供するものと考えられる。

最後に、本論文で報告したLNG及び都市ガス13AのLCCO₂排出量分析結果と、既往文献²⁾における他資源のLCCO₂排出量分析結果との比較表を参考までに記載する。本論文の報告値を引用し、ライフサイクルアセスメント分析等を検討される研究者への一助となれば幸甚である。

表12 他燃料のLCCO₂分析値との比較表
[g-CO₂/MJ] 【総発熱量ベース】

項目	LNG		都市ガス13A		石炭 ²⁾	石油 ²⁾	LPG ²⁾
	2003年実績値	2010年想定値	2003年実績値	2010年想定値			
生産	9.17	8.62	8.69	8.23	4.58	4.06	4.94
輸送	1.97	1.83	1.61	1.63	1.71	0.79	1.80
設備	0.04	0.05	0.38	0.39	0.11	0.08	0.11
燃焼	49.40	49.40	51.23	50.94	88.53	68.33	59.85
合計	60.58	59.90	61.91	61.19	94.93	73.26	66.70

(注1) 文献2)の値はg-C/Mcalであるので、g-CO₂/MJに換算
換算に当たっては、1 Mcal=4.18605MJとして計算。

(注2) 生産とは、以下の項目を足し合わせた数値である。

LNG：生産+液化、都市ガス13A：生産+液化+国内製造

石炭：生産+ハンドリング+メタン、石油：生産+精製+メタンベント

参考文献

- 1) 田村至ほか6名；都市ガス及びLNGのライフサイクルCO₂分析，エネルギー・資源，20-6（1999），68-75.
- 2) 尹性ニ，山田竜也；わが国における化石エネルギーに関するライフサイクル・インベントリー分析，エネルギー経済，25-8（1999），22-48.
- 3) 財務省貿易統計（検索ページ，アクセス日 2004.11.26）
<http://www.customs.go.jp/toukei/srch/index.htm>
- 4) 岡村智仁ほか3名；LNG及び都市ガスのLCCO₂分析における中東プロジェクトのインパクト評価，第20回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，（2004），95-98.
- 5) IPCC；Climate Change，（1995）.
- 6) 環境省地球環境局；事業者からの温室効果ガス排出量算定方法ガイドライン（試案ver1.4），（2003）.
- 7) 環境省中央環境審議会地球環境部会；目標達成シナリオ小委員会資料，（2001）.
- 8) 環境省温室効果ガス排出量算定方法検討会；エネルギー・工業プロセス分科会報告書（燃料），（2002）.
- 9) 電気事業連合会；電気事業における環境行動計画，（2004）.
- 10) 経済産業省総合資源エネルギー調査会需給部会；2030年のエネルギー需給展望（中間取りまとめ案）（2004）.
- 11) 大阪ガス㈱；環境・社会行動レポート2004.