

■ 研究論文 ■

都市ガス及びLNGのライフサイクルCO₂分析Life Cycle CO₂ Analysis of Town Gas and LNG

田村 至*・加賀城 俊正**・桑原 茂***・永田 敬博****
 Itaru Tamura Toshimasa Kagajyo Sigeru Kuwabara Takahiro Nagata
 吉岡 朝之****・倉橋 和宏*****・石谷 久*****
 Tomoyuki Yoshioka Kazuhiro Kurahashi Hisashi Ishitani

(原稿受付日1998年12月10日, 受理日1999年4月14日)

Abstract

This analysis was conducted on greenhouse gas emission of LNG chain and life cycle of Town Gas 13A. It was based on highly reliable data which are qualified in terms of its source and representativeness. Actually, the latest and reliable data for CO₂ and CH₄ emission from the natural gas field and liquefaction plant were obtained through field study. Moreover the analysis includes CO₂ emission of LNG transportation stage, domestic town gas production and supply stage and the construction stage of all the facilities from the oversea natural gas production to the final domestic consumption, and CO₂ reduction effect of LNG cold utilization was also considered.

As a result of the evaluation, level of CH₄ release and energy consumption in the modern natural gas production and liquefaction plant were lower than those previously reported due to improvement of the production process, etc. The results of the analysis are also considered to provide very useful basic data for conducting life cycle analysis of product system in general as well as energy system.

1. はじめに

地球環境問題の高まりに伴い、ISO14000シリーズなど、環境保全性を評価する手法が注目されている。この中で、資源の生産から消費・廃棄に至る環境性を評価するLCA(ライフサイクルアセスメント)手法は、ライフサイクルで地球環境負荷の小さい商品や、生産工程などを提案できる手法として期待されている。

エネルギー分野でも、近い将来、LCAの分析を通じて、環境に優しい家庭用機器や都市エネルギーシステムの提案が必要となろう。そのためには、燃料とする化石燃料の生産から消費までの信頼のおけるライフサイクルの温室効果ガス排出量のデータが不可欠となる。

*大阪ガス㈱研究開発部

** " " マネジャー

〒600-8815 京都市下京区中堂寺栗田町1

***東京ガス㈱環境部部長

**** " " 課長

***** " " 研究開発部課長

〒105-8527 東京都港区海岸1-5-20

*****東邦ガス㈱都市エネルギー技術開発部工業技術グループ

〒476-0005 東海市新宝町507-2

*****東京大学工学系研究科地球システム工学専攻教授

〒113-8656 東京都文京区本郷7-3-1

しかしながら、化石燃料を輸入に頼る我が国では、海外井戸元における状況の把握が困難なため、精度等が不明なまま既存の温室効果ガス排出データを代用することが多く、これが全体の信頼性を損なうという問題があった。特に、LNGは大気環境、CO₂削減効果に多大な期待が寄せられるため、その生産や液化プロセスでのCO₂排出量を正確に把握することは、我が国の各分野で適正なLCAを実施して行く上でも極めて重要な課題と考えられる。

そこで本研究は、環境に優しい基幹エネルギーとして期待される都市ガス及びLNGを対象に、直接海外の井戸元にアクセスし、ISO14040(LCAの原則、枠組み)で要求されている、出所等が明確で代表性や信頼性のあるデータに基づき、ライフサイクルの温室効果ガス排出量を分析することを目的とした。

2. 都市ガス、LNGのライフサイクルCO₂分析の方法

天然ガスの生産、液化から消費までのLNGチェーンのCO₂、CH₄の温室効果ガス排出量に関しては、幾つかの機関の分析事例^{1), 2)}などがある。しかし、次の問題がある。

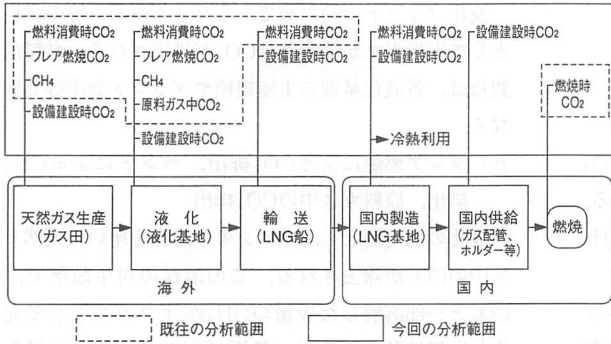


図1 都市ガス13A, LNGのライフサイクルCO₂分析

○既往の分析は、IPCCなどの世界マクロ統計データ等に基づく仮定を置いた分析で、日本のLNG輸入先の実態を正確に反映していない可能性がある。特に海外ガス田の漏洩CH₄などは実態調査に基づいていない。

○分析の範囲は、LNGの輸入受入れ段階迄であり、国内へ持ち込んでからの気化や熱量調整、導管による供給などの都市ガス製造・供給段階を含んでいない。

そこで今回、東京ガス、大阪ガス、東邦ガスのガス3社に関し、次の3点をポイントに、LNG及びこれを原料とする都市ガス13A（発熱量11000kcal/Nm³）のライフサイクルの温室効果ガス排出量を分析した（図1）。（ガス3社のLNG購入量は97年で1240万tで、我が国の都市ガス用LNGの96%を占めている。）

(1)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（図2））のガス田・液化基地を調査し、最新かつ信頼性のあるCO₂、CH₄排出量のデータを分析に織り込む。

(2)国内都市ガス製造工場におけるLNGの気化、熱量調整段階や、LNGの冷熱利用を含めた都市ガス13Aのチェーン全体の温室効果ガス排出量を評価する。

(3)天然ガス生産、液化、輸送、国内工場、導管などの各設備建設時のCO₂排出量も含めた、都市ガス13Aのライフサイクルの温室効果ガス排出量を評価する。なお、

設備のメンテナンス及び解体・廃棄段階の温室効果ガス排出量に関しては、現状信頼性あるデータが充分整備されてないため、今回の分析範囲からは除外した。

本報告では、「Bottom Up（積上げ）方式」で、

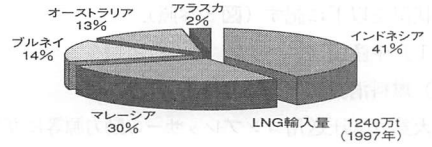


図2 ガス3社のLNG購入実績

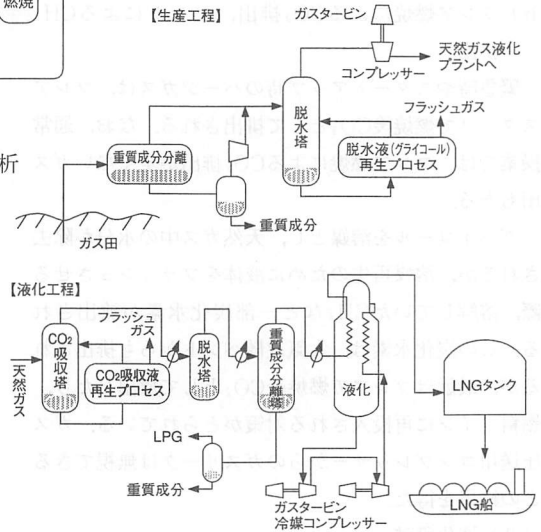


図3 天然ガス生産・液化工程

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、ライフサイクルの温室効果ガス排出量を分析した。

3. 運用時のライフサイクルCO₂分析内容

3.1 天然ガス生産・液化段階

都市ガス用LNGの調達先5ヶ国のガス田・液化基地を現地調査し（調査期間：1998年2～8月）、CO₂、CH₄の排出源と排出量の実態を分析した。

液化段階は5ヶ国のデータを調査分析したが、天然ガス生産段階はアラスカのデータが入手できなかったため、その他4ヶ国（インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリア）のデータを分析し適用した。なお、インドネシアは、都市ガス用LNGの調達先としてバダックガス田とアルンガス田があるが、アルンはLNG輸入量が少なく（97年で96万t）、2000年以降の購入もなくなるため、バダック（97年でLNG輸入量410万t）を代表として分析した。アルンを除いても調査した海外井戸元のLNG輸入量は、ガス3社のLNG全輸入量の92%を占めており、代表性は充分と考えられる。天然ガスの生産、液化における温室効果ガス排

出状況を以下に記す (図3参照)。

(1) 生産段階

a) 燃料消費に伴うCO₂排出

天然ガス圧送用コンプレッサーの動力源等にガスタービンなどが使用され、燃料の天然ガス消費に伴いCO₂が発生する。この量は、ガス田の自噴圧力等で異なる。

b) フレア燃焼によるCO₂排出、ベントによるCH₄排出

緊急時やスタートアップ時のパージガスは、フレアスタックで燃焼後CO₂として排出される。なお、通常操業では、フレア燃焼によるCO₂排出が全くないガス田もある。

グリコールを溶媒とし、天然ガス中の水分が除去されるが、溶媒再生のために液体をフラッシュさせる際、溶解していたCH₄など一部炭化水素が放出される。この炭化水素は、大気放散ベントからも排出されるが、最近はフレアで燃焼後CO₂として放出したり、燃料ラインに再投入される対策がとられている。ガス圧送用コンプレッサーからのガスリークは無視できるとの結果を得た。

(2) 液化段階

a) 燃料消費に伴うCO₂排出

液化プラントの動力源であるガスタービン等の燃料として天然ガスが消費されCO₂が排出される。燃料消費量は、各液化基地の生産規模やプラント効率等で異なる。

b) フレア燃焼によるCO₂排出、ベントによるCH₄排出、原料ガス中のCO₂排出

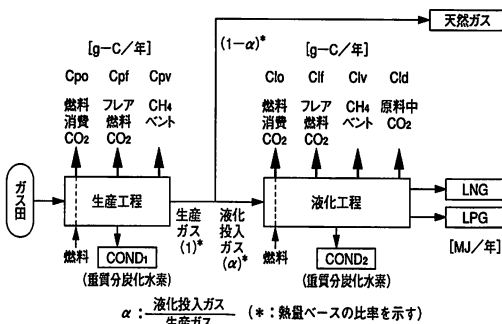
液化の前処理とし、アミン等の溶媒を用いて天然ガス中のCO₂が除去される。この溶媒の再生段階で、CO₂と一部溶解した少量のCH₄がオフガスとして発生し大気放散されるが、最近はCH₄を回収して燃料ラインへ戻したり、フレアで燃焼後CO₂として排出する対策がとられつつある。

液化用コンプレッサーから少量のガスリークがあるが、バルブ、フランジの漏れは無視できると分かった。

なお、井戸元ではLPG等の製品が併産されるため、図4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分炭化水素(COND1)、液化時の重質分炭化水素(COND2)、LPG、LNGの各製品の熱量比で按分し、LNGの温室効果ガス排出量を算定した。

以上の方法に基づき、1998年に現地調査した井戸元のCO₂、CH₄排出量データ(生産段階は都市ガス用LNG調達先5ヶ国からアラスカを除く4ヶ国、液化段階は全5ヶ国の1997年の実績データ)から算定した、生産・液化に伴うLNGの温室効果ガス排出量を表1に示す。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³⁾)でCO₂に換算した値である。データの分散の範囲を明らかにするため、平均値と最小値、最大値を示した。

表1から分かるが、液化段階の燃料消費に伴うCO₂排出量が1.4g-C/MJ(5.9g-C/Mcal)と大きい比率を占めている。



		按分の算定式 [g-c≡C/MJ]
生産	燃料消費	$\frac{C_{po} \times \alpha}{COND_1 \times \alpha + COND_2 + LPG + LNG}$
	フレア燃焼	$\frac{C_{pf} \times \alpha}{COND_1 \times \alpha + COND_2 + LPG + LNG}$
	CH ₄ ベント	$\frac{C_{pv} \times \alpha}{COND_1 \times \alpha + COND_2 + LPG + LNG}$
	原料中CO ₂	$\frac{Cl_d}{COND_1 \times \alpha + COND_2 + LPG + LNG}$
液化	燃料消費	$\frac{C_{lo}}{COND_2 + LPG + LNG}$
	フレア燃焼	$\frac{C_{lf}}{COND_2 + LPG + LNG}$
	CH ₄ ベント	$\frac{C_{lv}}{COND_2 + LPG + LNG}$
	原料中CO ₂	$\frac{C_{ld}}{COND_2 + LPG + LNG}$

図4 生産・液化段階におけるCO₂・CH₄の按分

表1 天然ガス生産・液化のCO₂、CH₄排出量

(ガス3社のLNG調達先5ヶ国、97年実績) (g-C/MJ)^{a)}

		平均 ^{b)}	最小	最大
生産	燃料消費CO ₂	0.15	0.01	0.26
	フレア燃焼CO ₂	0.04	0.02	0.06
	CH ₄ ベント	0.06	0.00	0.35
液化	燃料消費CO ₂	1.43	1.30	1.57
	フレア燃焼CO ₂	0.09	0.00	0.18
	CH ₄ ベント	0.15	0.01	1.15
原料ガス中CO ₂		0.47	0.01	0.77

a) 液化基地出口LNG発熱量当たりのCO₂換算値

b) ガス3社のLNG輸入量比率で加重平均(97年実績)

なお、生産についてはアラスカを除く4ヶ国のデータを適用。

しかし、次式で定義される液化のエネルギー自家消費率は、既往報告(1987年頃の調査^{1), 2)}の12~13%より小さく、各基地平均で8.8%と算定された(図5)。

$$\text{液化時のエネルギー自家消費率(\%)} = \frac{\text{液化プラント内の燃料ガス消費量(熱量ベース)} \times 100}{\text{液化プラントへの投入ガス量(熱量ベース)}}$$

これは、各プラントで系内の排熱回収や、圧力エネルギーからの電力回収、コージェネレーションシステムの利用、稼働率向上等の各種効率向上策がとられていること、オーストラリアのような最新鋭プラントが加わったこと等が一つの理由として考えられる。また、各井戸元では、整備迄のプラント運転期間を延長することでシャットダウン、スタートアップ回数を減少させ、系内ガスパージに伴うフレア燃焼CO₂を低減する努力等もなされている。

天然ガス中のCO₂濃度は、井戸元の加重平均値が3.5%となり、既往報告^{1), 2)}の約6~7%より小さい値となった(図5)。これは購入先のガス性状に起因する。

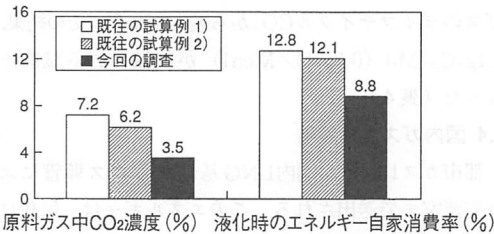
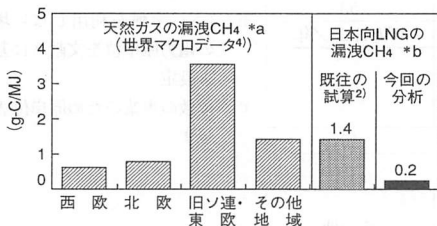


図5 天然ガスのCO₂含有量、液化のエネルギー消費率

これまで正確なデータがなかった漏洩CH₄は、各井戸元の実績データを入手した結果、生産・液化合計で0.2g-C/MJ (0.9g-C/Mcal)と算定された。天然ガス分野の漏洩CH₄に関する従来の世界マクロ統計データ⁴⁾の約0.6~3.5g-C/MJ (3~15g-C/



*a) 生産天然ガスあたりの漏洩CH₄量
*b) 生産LNGあたりの漏洩CH₄量

図6 天然ガスの生産におけるCH₄排出の算定例

Mcal) に対し、かなり低い数値となった(図6)。

これは、LNG用天然ガスプラントは新しいプラントが中心で近代的設備を有し、漏洩CH₄の抑制対策や、発生したCH₄を燃料ラインへ再投入したり、フレアで燃焼させる対策がとられていることが一因と考えられる。LNGプラントに対する既往のCH₄放散量の試算例²⁾(実態データがないため、生産ガスの約1%と仮定されていた)と比べても、現実の実態データは約1/6と少ない結果となった。

3.2 LNG輸送段階

LNG輸送時は、燃料消費に伴うCO₂排出がある。最もLNGの輸入量が多いインドネシア(ボンタン)~日本間で、1997年来航したガス3社のLNG船平均のLNG積載量、および往復時、荷役時に燃料に使用したBOG(LNGのボイルオフガス)、重油量から、LNG 1tを1km輸送する際のCO₂排出原単位として2.4g-C/t・kmを算出した。

本データを、LNG産出国から日本迄の距離と、LNG輸入量で加重平均し、輸送時CO₂排出量として0.4g-C/MJ (1.8g-C/Mcal)(後述の13Aガスベース)を得た(表2)。

表2 LNG輸送時のCO₂排出の算定

LNG船の平均燃焼使用量, LNG積載量			
燃料使用量	BOG	740t (LNG換算)	
	C重油	670t	
LNG積載量	57,000t		
* インドネシア~日本間の97年実績			
燃料物性			
	比重	発熱量	CO ₂ 排出原単位
BOG		54.4MJ/kg ^{a)}	13.0g-C/MJ ^{a)}
G重油	0.95t/m ³	41.0MJ/l ^{a)}	19.5g-C/MJ ^{a)}

a) エネルギー使用合理化手法国際調査⁵⁾

↓ LNG輸送原単位の算定: 2.42g-C/t・km

LNG輸入実績		
輸入先	片道距離(km)	LNG輸入量(千t)
アラスカ	6,000	300
ブルネイ	4,400	1,700
インドネシア	4,600	4,100
オーストラリア	6,800	1,600
マレーシア	4,600	3,700

* ガス3社購入LNGの97年実績

↓ LNG輸入量, 輸送距離で加重平均

LNG輸送のCO₂排出原単位 0.42g-C/MJ (13Aガスベース)

3.3 国内ガス製造段階

(1) 燃料消費に伴うCO₂排出

ガス3社の国内LNG基地(図7)でのLNG気化、熱量調整時のガス自家消費と電力消費(96年度実績値)

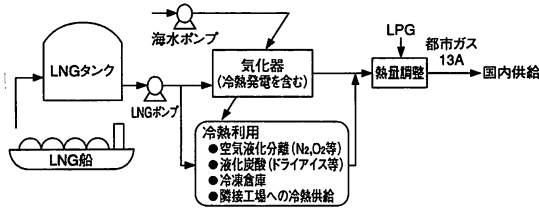


図7 国内LNG基地の都市ガス製造工程

表3 都市ガス製造段階のCO₂排出の算定

国内LNG基地のエネルギー消費量とガス送出量

エネルギー消費量	ガス自家消費	1050TJ
	商用電力	184GWh
年間送出ガス量	695,000TJ	

・ガス3社の96年度実績

CO₂排出源単位

ガス (13A)	13.9g-C/MJ ^{a)}
電力	178g-C/kWh ^{b)}

a) 13AガスのCO₂原単位 (需要端)²⁾

b) 95年度の9電力火力発電所平均CO₂原単位 (需要端)²⁾

国内ガス製造のCO₂排出原単位 0.07g-C/MJ
(13Aガスベース)

に伴うCO₂排出量を算定し、年間の都市ガス送出量で除してCO₂排出原単位0.1g-C/MJ (0.3g-C/Mcal) を求めた(表3)。

なお、使用電力のCO₂原単位は、火力平均値を適用した。これは、ライフサイクル分析の最終目的の一つは、どの工程を改善すればCO₂がどの程度削減できるか分析することであり、この場合、工程改善に伴う電力消費の変化は、火力発電の稼働量で調整される(原子力は常にベース電力として一定稼働している)ため、電力使用に伴うCO₂は、このような実状を反映した限

表4 LNG冷熱利用によるCO₂排出削減の算定

LNG冷熱利用による電力削減量の算定 (ガス3社の合計, 96年度実績)

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 ^{a)}
	LNG利用量 (千t/年)	1168	78
製品生産量 (生産量/年)	486百万m ³ /年	84千t/年	百万RTh/年
電力原単位 (kWh/単位製品量)	LNG冷熱利用時	0.43kWh/Nm ³	c)
	冷熱非利用時 ^{b)}	1.00kWh/Nm ³	
	電力削減原単位	0.57kWh/Nm ³	
年間省電力量 (GWh/年)	277	8	10

a) 冷凍倉庫および隣接工場への冷熱供給

b) LNG冷熱を利用しない場合の電力原単位を文献²⁾に基づき設定

c) 複数の事業のため原単位表記せず

LNG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 削減の原単位 (g-C/MJ)	各事業毎 ▲0.071	▲0.002
	事業全体	▲0.076	

界的評価ができる火力ベースが適するとの考えに基づいた。

(2) 熱量調整用LPGに関する温室効果

LNGを気化したガス (40~45MJ/Nm³ (9600~10800kcal/Nm³)程度) は、LPGにより増熱し、46MJ/Nm³ (11000kcal/Nm³)の都市ガス13Aとする。LPGも都市ガスの一部になることを考え、LPGの生産、輸送サイクルで排出される温室効果ガス排出量(既往報告値²⁾)を適用)も評価に加えた。

(3) LNGの冷熱利用

都市ガス製造時に、-162℃のLNGを気化する際、冷熱が回収され、冷熱発電や液体N₂製造等の空気分離などに使用される。冷熱発電(電力は工場の自家消費に使用)による購入電力削減分は、工場の燃料消費の中で既にカウントしているが、空気分離等の工場外の冷熱利用によるエネルギー消費削減効果は、評価されていない。

そこで、ガス3社の冷熱用途毎(96年度実績)に、冷熱の利用時と非利用時の消費電力を調査し、両者の差から冷熱利用によるCO₂排出削減量を算定し、都市ガスのライフサイクルCO₂から差し引いた。その結果、0.1g-C/MJ (0.3g-C/Mcal)が削減される試算となった(表4)。

3.4 国内ガス供給段階

都市ガス13Aは、国内LNG基地からガス導管により需要家まで送出される。このエネルギーは、気化に先立ちLNGを昇圧するポンプで与えられており、これに伴うCO₂排出は、国内LNG基地のガス製造段階におけるCO₂排出に含めて計算済みである。

表5 設備製造時のCO₂排出の算定

	建設時の温室効果ガス排出を算定した設備	耐用年数
海外井戸元	天然ガス探掘、液化設備	50年
LNG輸送	LNG輸送船	25年
国内ガス製造	ガス3社の国内LNG基地	50年
国内ガス供給	ガス3社の導管(高圧、中圧、低圧)、ガスホルダー、膨脹器	50年

↓
算定した素材

海外井戸元	鉄、銅、アルミニウム、コンクリート
LNG輸送	鉄、銅、アルミニウム、ガラス、プラスチック
国内ガス製造	鉄、ステンレス、銅、アルミニウム、ゴム、コンクリート、砕石、ガラス、プラスチック
国内ガス供給	鉄、ポリエチレン、アルミニウム、ゴム、アスコン、コンクリート、砕石

・ガス3社調査

↓
素材製造時のCO₂排出原単位 (kg-CO₂/kg)

鉄	0.585	銅	1.206	ステンレス	2.272	コンクリート	0.112	アルミニウム	1.307	砕石	0.007	アスコン	0.112	ゴム	4.061	ガラス	0.850	プラスチック	4.061	ポリエチレン	4.061
---	-------	---	-------	-------	-------	--------	-------	--------	-------	----	-------	------	-------	----	-------	-----	-------	--------	-------	--------	-------

・産業技術審議会資料⁴⁾

↓ 組立建設時のCO₂排出は素材製造時の20%と仮定
設備製造のCO₂排出原単位 0.12g-C/MJ (13Aガスベース)

4. 設備製造時のCO₂分析内容

海外井戸元の設備、LNG輸送船、国内ガス製造・供給設備を対象に、表5の素材製造時のCO₂排出原単位、素材組立時エネルギー消費量から、設備製造時のCO₂排出量を算定し、0.1g-C/MJ (0.5g-C/Mcal)を得た。

このうちの大部分(約88%)が、表6に示すガス導

管等の国内ガス供給設備の製造による。なお、都市ガス13AのライフサイクルCO₂に対しては、設備製造時のCO₂排出量を全て合計しても1%に満たない小さな値となった。

5. 都市ガス、LNGのライフサイクルCO₂分析結果

以上をもとに、都市ガス13Aの全サイクル及び、LNGチェーン(国内受け入れ段階まで)の温室効果ガス排出量を纏めた結果を表7、表8に示す。

表中の都市ガス13Aの数値は、需要端での13Aガス発熱量当たりで、LNGは、国内受け入れ段階でのLNG発熱量当たりのCO₂換算値である。13Aガスは、LPGにより増熱されるため、燃焼時のCO₂排出量はLNGと異なる。

なお、天然ガス生産、液化段階の排出原単位は、表1に示した値(液化基地出口LNG発熱量あたり)を、LNG輸送、国内製造段階の自家消費による損失率等で補正し、需要端ベースに換算している。(LNG輸送で1.6%、国内製造で0.2%の損失、LPGによる熱量調整で3.7%の増熱がある。)

1) 都市ガス13Aは、燃焼時のCO₂排出が14.0g-C/MJ (58.4g-C/Mcal)で、生産・液化、LNG輸送、国内ガス製造供給の運用を含むチェーン全体のCO₂排出量は、16.8g-C/MJ (70.4g-C/

表6 設備製造に伴う素材量調査

海外

	鉄鋼千t	アルミニウム千t	ステンレス千t	コンクリート千t	銅t	ガラスt	プラスチックt
生産設備	1,802	1.4	0	0	2.4	0	0
液化設備	828	0	138	4,141	0	0	0
LNG輸送船	35	43	0	0	43	1.4	5.8

生産、液化、輸送各々のモデル設備の能力当たり素材量を設計データから調査し、これにガス3社に関する生産・液化の総生産量、LNGの総輸送量を乗じて算定。

国内

製造・供給設備	素材	鉄鋼千t	ゴム千t	アスコン千t	ポリエチレン千t	コンクリート千t	アルミニウムt	ステンレス千t	ポリウレタン千t	銅t	ガラスt	砕石千m ³
国内LNG基地		262	0.2	0	1	3,340	1,450	19	18	0.36	843	195
ガス導管	高田鋼管 1,070km	184	0	1,895	2	0	0	0	0	0	0	2,729
	中圧鋼管 17,520km	752	0	22,145	15	0	0	0	0	0	0	16,169
	中圧鑄鉄管 4,760km	259	2	3,985	0	0	0	0	0	0	0	4,500
	低圧鋼管 95,300km	769	7	54,655	24	0	0	0	0	0	0	68,934
	低圧鑄鉄管 55,960km	2,234	16	31,779	0	0	0	0	0	0	0	40,545
	低圧PE管 6,700km	1	0	3,820	7	0	0	0	0	0	0	4,825
ガスホルダー 6,110千m ³	625	0	0	0	879	0	0	0	0	0	0	53
膨脹器	高圧 230基	13	0	3	0	110	14	0	0	0	0	0
	中圧 22,300基	39	0.1	0	0	78	872	0	0	0	0	0
	低圧 1,050基	1	0	0	0	4	74	0	0	0	0	0

設備量はガス3社の実績、設備素材量は文献⁹⁾に基づき算定。(96年度実績)

表7 都市ガス13A, LNGの温室効果ガス排出量 (運用時, 燃焼時の合計)

ライフサイクル CO ₂ 分析の段階	原単位 [g-C/MJ] ^{a)}	
	13A	LNG ^{b)}
天然ガス生産 ^{c)}	0.25	0.26
液化 ^{c)}	1.63	1.69
原料ガス中のCO ₂	0.46	0.48
LNG輸送	0.42	0.44
熱量調整用LPG ^{d)}	0.11	—
国内製造	燃料消費	0.07
	LNG冷熱利用	▲0.08
小計	2.86	2.87
燃焼	13.95	13.47
合計	16.81	16.34

- a) 13Aガス：需要端での13Aガス発熱量当たりCO₂換算値
LNG：国内受入れ段階でのLNG発熱量当たりCO₂換算値
- b) LNGは既往の分析範囲 (図1参照)
- c) 燃料消費CO₂, フレア燃焼CO₂, CH₄ベントの合計
- d) 熱量調整用LPGの生産・輸送に伴う温室効果ガス排出量

Mcal) と算定された。設備製造時の温室効果ガスの排出量は、0.1g-C/MJ (0.5g-C/Mcal) と、チェーン全体の排出量の1%に満たない値となった。

- 2) 国内LNG基地の外でのLNG冷熱利用による温室効果ガス削減量 (0.1g-C/MJ) は、国内基地の燃料消費に伴うCO₂排出量をほぼ相殺する効果があると算定された。
- 3) 一方、国内受入れ段階迄の運用と、燃焼段階を対象としたLNGチェーン (既往分析と同じバウンダリー) の温室効果ガス排出量は、燃焼時が13.5 g-C/MJ (56.4g-C/Mcal)、生産・液化、LNG輸送の運用を含めると、16.3g-C/MJ (68.4g-C/Mcal) となった。

6. まとめ

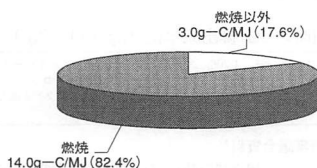
これまでのLNGチェーンの分析に対し、次の新たな視点で都市ガス13A及びLNGのライフサイクルの温室効果ガス排出量を評価した。

- ①ガス3社のLNG購入先5ヶ国の天然ガス田・液化基地を現地調査し、CO₂, CH₄排出量の最新の信頼性の高い実態データを入手し、分析に反映した。
- ②国内の都市ガス製造・供給段階、及びLNGの冷熱利用によるCO₂削減効果を含む都市ガス13Aのチェーン全体の温室効果ガス排出を分析した。
- ③天然ガスの生産、液化、輸送、国内工場、導管等の

表8 設備製造時の温室効果ガス排出量

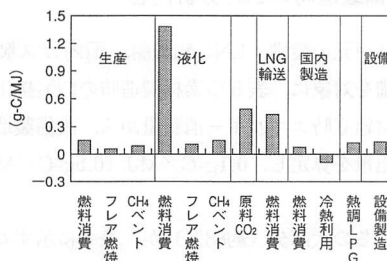
ライフサイクル CO ₂ 分析の段階	原単位 [g-C/MJ] ^{a)}
	13A
天然ガス生産	0.001
液化	0.004
LNG輸送	0.008
国内製造	0.005
国内供給	0.102
合計	0.121

a) 需要端での13Aガス発熱量当たりCO₂換算値



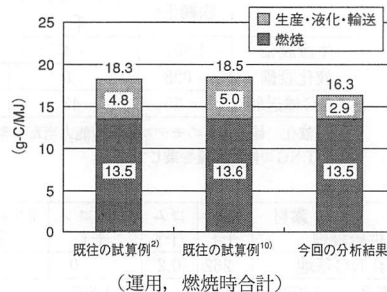
(運用, 燃焼, 設備製造時合計)

図8 都市ガス13Aの温室効果ガス排出量分析結果



(燃焼以外での温室効果ガス排出量の内訳)

図9 都市ガス13Aの温室効果ガス排出量分析結果



(運用, 燃焼時合計)

図10 LNGチェーンの温室効果ガス排出量分析結果

設備建設時のCO₂排出も含めた、都市ガス13Aのライフサイクルの温室効果ガス排出量を分析した。その結果、次のことが明らかになった。

- (1) 都市ガス13Aチェーンの温室効果ガス排出量
○都市ガス13Aチェーン全体の運用と、燃焼段階を合計した温室効果ガス排出量は、CO₂換算で16.8g-C

／MJ (70.4g-C/Mcal) と算定された。

○設備製造も含めたライフサイクルの温室効果ガス排出量は、16.9g-C/MJ (70.9g-C/Mcal) と算定された。このうち燃焼に起因するCO₂排出が82%を占め、燃焼段階の温室効果ガス排出が支配的となった(図8)。一方、設備製造時の温室効果ガス排出量は、0.1g-C/MJ (0.5g-C/Mcal) と、全体の排出量の1%に満たない値となった。

○燃焼以外の温室効果ガス排出では、液化時の燃料消費に伴うCO₂排出が多く(図9)、本段階の効率向上が重要であることが分かる。なお、3.1で述べたように、各LNG基地は、排熱回収や、コージェネレーション利用などが積極的に推進されており、今後も効率向上が進むと期待される。

(2) LNGチェーンの温室効果ガス排出量

○LNGの国内受け入れ迄の運用と、燃焼段階を合計したLNGチェーンの温室効果ガス排出量は、既往分析^{2), 10)}の18.3~18.5g-C/MJ (76~78g-C/Mcal) より、約1割少ない16.3g-C/MJ (68.4g-C/Mcal) と算定された(図10)。この主な理由は、次の3点である。

1) 天然ガス生産・液化のCH₄放散量が小さい。

内外で初めて、各井戸元を現地調査し、最新の信頼性の高いデータを入手分析した結果、各基地とも、発生するCH₄を燃料ラインへ戻したり系外に排出する場合でもフレア燃焼しているケースが多く、CH₄放散量は既往分析における想定(生産ガスの約1%)の1/6程度と少ないことが分かった。

2) 液化時のエネルギー消費率が少ない。

エネルギー自家消費率は、既往の報告^{1), 2)}(約12~13%)より小さい8.8%と算定された。これは、LNGプラントにおける系内のエネルギー回収等の効率向上努力などが一因と推察される。

3) 原料ガス中のCO₂が少ない。

これは、都市ガス用LNG向けに生産を行っているガス田の天然ガスの性状に起因する。ただし、LNGの購入先が大きく変化する場合には再評価が必要となる。

このうち、今回の井戸元実態調査結果では、CH₄放散量が既往分析における想定(生産ガスの約1%と仮定されていた)より少ない¹⁾の点が、これまでの分析との差の大きな要因となった。

以上のように、海外井戸元の現地調査等の実施により、出所や代表性が明らかな信頼性の高いデータに基

づき、都市ガス13A及びLNGチェーンの温室効果ガス排出量を算定した。これにより、各種のエネルギーシステムや製品のライフサイクル分析にも有用となる基礎データを分析できた。今後は、我が国でのLCA確立のため、他の化石燃料に関しても同様なレベルによる分析が実施されることを期待したい。

なお、今回調査したLNG生産者は、環境保全意識が高く、プラント内の排熱回収、圧力エネルギー回収による発電、コージェネレーションシステムの利用、稼働率向上等によるエネルギー利用効率向上や、CH₄放散の低減対策を積極的に展開し、今後も強化することが明らかになった。さらに、ガス田でのCH₄排出のゼロエミッション化を目指している井戸元もある。

以上のような対策の実施により、都市ガス、LNGのライフサイクルでの環境安全性は将来さらに高まると期待できる。また、現在井戸元で既に回収されているCO₂を、EOR(石油増進回収)に利用したり地中貯留する技術は、基本的に確立されているため、CO₂削減の経済的インセンティブが与えられる状況に至れば、導入される可能性もある。今後のライフサイクル分析においては、このような技術的対策の動向を反映し、適宜見直しを行っていくことが重要と言えよう。

参 考 文 献

- 1) 財エネルギー総合工学研究所；通商産業省資源エネルギー庁委託調査、火力発電所大気影響評価技術実証調査報告書(1990)
- 2) 小川芳樹、他；採掘から燃焼までグローバルにみた各化石エネルギー源の温室効果の比較、エネルギー経済、第24巻、第5号(1998)、30~55
- 3) IPCC；Climate Change(1995)
- 4) IPCC；Green House Gas Inventory Reference Manual, IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Vol.3(1995)
- 5) 新エネルギー・産業技術総合開発機構、(産)産業環境管理協会；エネルギー使用合理化手法国際調査(1995)
- 6) 電気事業審議会 基本政策部会 電力負荷平準化対策検討小委員会 中間報告(1997)
- 7) 猪刈正則；LNG冷熱利用と蓄冷システムの将来、冷凍、第66巻、第762号(1991)、23~33
- 8) 産業技術審議会 エネルギー・環境技術部会 電力等輸送・貯蔵技術分科会；リチウム電池を対象としたライフサイクルアセスメントの実施(1997)
- 9) 財資源協会；家庭生活のライフサイクルエネルギー、(財)あんほるめ(1994)
- 10) 財空調和・衛生工学会 地球環境に関する委員会；シンポジウム 地球環境時代における建築設備の課題(1995)