

南アフリカ共和国

エネルギー省

南アフリカ共和国
ガス利活用に係る情報収集・確認調査
報告書
(公開版)

平成 29 年 9 月

(2017 年)

独立行政法人国際協力機構 (JICA)

一般法人日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)

南ア事
JR
17-003

目次

第 1 章 調査の概要	1
1.1 調査の背景.....	1
1.2 調査の目的と概要.....	2
1.3 プロジェクトの実施体制と役割	3
1.4 調査の基本方針	3
1.5 その他.....	6
第 2 章 LNG 世界市場の展望	7
2.1 LNG - 常に変貌し続ける産業	7
2.2 LNG はガス産業全体よりも急速に成長.....	7
2.3 グローバルの LNG、ガス業界は数ヶ国が支配的位置を占める.....	8
2.4 LNG 産業のこれまでの変化と、予想される変化	8
2.5 2016 年の LNG 市場における重要事象.....	10
2.6 豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み.....	10
2.7 米国からもさらに 6000 万トン追加の見込み.....	12
2.8 東アフリカ、カナダが次の供給の候補へ.....	14
2.9 ロシアが東方販売戦略を進める	15
2.10 東南アジアが LNG を生産するとともに消費する	15
2.11 地域ガス価格が異なる動きを示す.....	16
2.12 2012 年以降、LNG 市場の大きな成長はなし.....	18
2.13 まとめ.....	19
第 3 章 南ア国の天然ガス供給見通し	21
3.1 南ア国における天然ガス供給の概況	21
3.2 南ア国における天然ガス生産の見通し	23
3.2.1 在来型ガス資源.....	23
3.2.2 非在来型ガス資源.....	26
3.2.3 推定ガス埋蔵量.....	27
3.3 近隣地域のガス供給見通し	28

3.3.1	モザンビーク	28
3.3.2	タンザニア	31
3.3.3	ボツワナ	32
3.3.4	ナミビア	32
3.4	まとめ	32
第4章	南アのエネルギー・天然ガス需要見通し	35
4.1	エネルギー・天然ガス需要予測の考え方	35
4.1.1	モデルの概要	36
4.1.2	前提条件	37
4.2	予測結果の分析	39
4.2.1	経済成長率	39
4.2.2	最終エネルギー消費予測結果	40
4.2.3	電力部門の予測結果	43
4.2.4	一次エネルギー供給	45
4.2.5	温暖化ガス排出量	46
4.3	今後の天然ガス需要	47
第5章	天然ガス利用のオプション	49
5.1	天然ガス利用産業	49
5.1.1	アンモニア・肥料	49
5.1.2	メタノール	51
5.1.3	GTL	55
5.1.4	DME	58
5.1.5	MTG (Methanol to Gasoline)	60
5.2	輸送部門での天然ガスの利用	61
5.2.1	天然ガス自動車の種類	61
5.2.2	世界における天然ガス自動車	63
5.2.3	CNG 車の特徴	64
5.2.4	燃料充填設備	65
第6章	天然ガス供給システム	67

6.1	世界の LNG 需給.....	67
6.2	LNG 受入基地.....	68
6.2.1	LNG 受入基地の概要.....	68
6.2.2	LNG 受入基地のフロー.....	69
6.2.3	浮体式 LNG 受入基地.....	72
6.2.4	LNG タンカーの動向.....	75
6.2.5	LNG の受渡し.....	76
6.3	ガスパイプライン.....	79
6.3.1	ガスパイプラインの沿革.....	79
6.3.2	パイプラインと LNG.....	79
6.3.3	パイプラインコスト.....	81
6.4	LNG による天然ガス配送システム（ガス体燃料輸送の選択肢と経済性）.....	81
6.4.1	LNG サテライト基地（二次基地）：日本での例.....	82
6.4.2	LNG サテライト基地（二次基地）までの輸送手段.....	85
第7章	ガス産業モデルと経済性.....	93
7.1	取り組みの方法と前提条件.....	93
7.1.1	フィージビリティ分析に用いる経済モデル.....	93
7.1.2	価格シナリオ.....	96
7.1.3	課税システム.....	102
7.1.4	天然ガスの性状.....	104
7.2	天然ガス輸入設備.....	105
7.2.1	LNG 輸入基地.....	105
7.2.2	モザンビーク・Ruvuma 盆地からの長距離パイプライン.....	113
7.2.3	ガス輸送パイプライン.....	116
7.3	天然ガス由来の化学製品.....	120
7.4	天然ガスベースの液体燃料.....	120
7.5	天然ガス自動車(NGV)用 CNG.....	121
7.6	パイプラインによるガス供給のケーススタディ.....	124
7.6.1	Mossel Bay の GTL 製油所向け LNG 供給.....	124

7.6.2	小規模ユーザー向けのタンクローリーによる LNG 輸送.....	127
7.6.3	産業、商業、民生部門向けの天然ガス供給.....	132
第 8 章	南ア国における天然ガス導入への取り組み.....	139
8.1	分析結果のまとめ.....	139
8.1.1	南ア国における天然ガス供給の選択肢.....	139
8.1.2	エネルギー・天然ガス需要見通し.....	141
8.1.3	LNG とパイプラインによる天然ガスの輸入.....	144
8.1.4	ガスプロジェクトの経済性.....	146
8.1.5	小規模ユーザー向けの天然ガス供給.....	148
8.2	電力危機を救う都市ガス.....	150
8.3	今後の取り組みの方向.....	151

図目次

図 1.1-1	南アフリカの一次エネルギー消費の推移	1
図 1.3-1	プロジェクトの実施体制と役割	3
図 2.2-1	1970 年代以降の世界の LNG、ガス生産	7
図 2.3-1	世界の主要な LNG、ガス生産・消費国	8
図 2.6-1	日本の LNG 供給源、2010 - 2014 年度	11
図 2.7-1	米国シェールガスが世界の LNG 産業を生産量で上回る	13
図 2.7-2	米国内で天然ガス価格が引き続きシフトしている	13
図 2.11-1	諸地域のガス価格動向	16
図 2.11-2	スポット LNG アセスメント価格	16
図 2.11-3	スポット・短期 LNG 数量	17
図 2.11-4	2014 年の LNG 貿易フロー	17
図 2.11-5	仕向先別スポットカーゴ数	18
図 2.12-1	2010 - 2014 年の世界の LNG 輸入量	19
図 3.1-1	南ア国の天然ガス田とパイプライン網	21
図 3.1-2	南ア国の天然ガス需給状況	22
図 3.1-3	南ア国における天然ガス以外のガス供給	23
図 3.2-1	南ア国で生産中のガス田	24
図 3.2-2	南ア国における試掘・評価井掘削状況	25
図 3.3-1	近隣諸国からの天然ガス供給の可能性	28
図 3.3-2	モザンビークにおける天然ガス生産状況	29
図 3.3-3	モザンビークおよびタンザニア沖の深海ガス田	30
図 3.3-4	タンザニア沖合鉦区の天然ガス発見状況	31
図 4.1-1	モデルの全体構成	36
図 4.2-1	南アの産業部門別最終エネルギー消費予測と構成比 (2013~2045 年)	41
図 4.2-2	南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測と構成比 (2013~2045 年)	42
図 5.1-1	代表的な化学肥料のバリューチェーン	49
図 5.1-2	アンモニアおよび尿素の製造プロセス	50
図 5.1-3	アンモニアプラントのプロセスフロー図	50
図 5.1-4	尿素プラントのプロセスフロー図	51
図 5.1-5	メタノールの製造プロセス	51
図 5.1-6	メタノールのプロセスフロー図	52
図 5.1-7	メタノールプラント (サウジアラビア)	52
図 5.1-8	メタノールの用途及び規模	53
図 5.1-9	世界のメタノール需要の推移	53
図 5.1-10	メタノールのバリューチェーン	54
図 5.1-11	MTO の製造プロセス	54

図 5.1-12	MTG の製造プロセス	55
図 5.1-13	南アフリカのガソリン輸入量の推移	55
図 5.1-14	GTL プラントの外観	56
図 5.1-15	GTL の製造プロセス	56
図 5.1-16	Japan-GTL プロセスの特徴	57
図 5.1-17	排気ガスの比較 (ディーゼル車と DME 車)	59
図 5.1-18	世界の DME 設備能力 (現在計画中の施設も含む)	59
図 5.1-19	合成燃料油の製造スキーム	61
図 5.2-1	天然ガス車の種類	63
図 5.2-2	CNG 車の構造	64
図 5.2-3	燃料充填設備のしくみ	65
図 5.2-4	パッケージ型充填設備 (250m ³ /h 型)	66
図 5.2-5	小型充填機 (10m ³ /h 型)	66
図 5.2-6	小型充填機の設置概略図	66
図 6.1-1	2030 年までの世界 LNG 需給見通し	68
図 6.2-1	LNG 受入基地のフロー図	69
図 6.2-2	アンローディングアーム	70
図 6.2-3	LNG タンクの種類	71
図 6.2-4	LNG 気化器 (ORV)	72
図 6.2-5	洋上浮体式 LNG 受入基地 (FSRU)	72
図 6.2-6	世界の浮体式 LNG 受入基地 (稼働中・計画中)	73
図 6.2-7	LNG 受入基地建設コストの推移	74
図 6.2-8	LNG 取引熱量の確定	77
図 6.2-9	CTMS のシステム例	78
図 6.2-10	LNG サンプリングシステム	78
図 6.3-1	世界の天然ガス取引量	81
図 6.4-1	パイプライン供給とサテライト供給の概念図	82
図 6.4-2	LNG サテライト基地の設備配置図	83
図 6.4-3	家庭用エネルギー消費量	84
図 6.4-4	LNG タンクローリー (15.1 トン)	86
図 6.4-5	LNG タンクコンテナ	87
図 6.4-6	LNG タンクコンテナ鉄道輸送の概念図	87
図 6.4-7	トリップリフターによるコンテナ載せ替え	87
図 6.4-8	コンテナの ISO 規格	88
図 6.4-9	日本での鉄道コンテナによる LNG 輸送事例	88
図 6.4-10	LNG 内航船 (鶴佑丸) の仕様	89
図 6.4-11	日本の内航船 LNG 供給	90
図 6.4-12	秋田 LNG 基地 (二次基地)	90
図 7.1-1	モデルの全体構造	95
図 7.1-2	世界の天然ガス価格の展望	99

図 7.1-3	南アフリカを取り巻く世界の LNG 貿易	100
図 7.1-4	石油価格シナリオ	101
図 7.1-5	石油製品のグレード別価格差	102
図 7.2-1	LNG 基地の感度分析	107
図 7.2-2	取扱量別 LNG ターミナル料金	107
図 7.2-3	FSRU の感度分析	110
図 7.2-4	「FSRU + 陸上タンク 1 基」ケースの感度分析	111
図 7.2-5	新規カーゴ到着時の最大貯蔵日数	113
図 7.2-6	モザンビークからのガスパイプライン	114
図 7.2-7	モザンビーク-南アガスパイプラインの感度分析	116
図 7.2-8	IRR10%時のパイプラインコスト	119
図 7.5-1	CNG ステーションの天然ガス卸売価格	122
図 7.5-2	CNG ステーションの感度分析	123
図 7.5-3	都市ガス料金によって決まる CNG の経済性	124
図 7.6-1	GTL プラント向けパイプラインの感度分析	126
図 7.6-2	稼働率別パイプラインコスト (IRR10%)	129
図 7.6-3	タンクローリーとパイプラインの比較	131
図 7.6-4	南アのガスパイプライン	132
図 7.6-5	都市ガス供給システムの感度分析	135
図 7.6-6	都市ガス料金 (FIRR10%)	136
図 7.6-7	取扱量と都市ガス料金の変化	137
図 8.1-1	南アを取り巻く LNG 供給ソース	140
図 8.1-2	南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測 (2013~2045 年)	141
図 8.1-3	南アの燃料別発電量の予測 (2013~2045 年)	142
図 8.1-4	南アの火力発電部門の燃料消費の予測 (2013~2045 年)	142
図 8.1-5	南アの一次エネルギー供給量の予測 (2013~2045 年)	143
図 8.1-6	南アの天然ガス需要予測 (2013~2045 年)	144
図 8.1-7	取扱量別 LNG ターミナルコスト	145
図 8.1-8	新規カーゴ到着時の最大貯蔵日数	146
図 8.1-9	パイプラインとローリーの供給地域	148
図 8.1-10	パイプラインとタンクローリーの比較	149
図 8.1-11	LPG と LNG の日本 CIF 価格の推移	149
図 8.2-1	南アのダック・カーブ現象	150
図 8.2-2	日本の電力及びガスの日負荷曲線	151
図 8.2-3	日本の都市ガス需要	151
図 8.3-1	天然ガス利用展開のためのロードマップ	153

表目次

表 1.3-1	JICA 専門家の構成	3
表 2.4-1	LNG 産業のこれまでの変化と、予想される変化	9
表 2.4-2	行動は不確実な想定に基づいてなされることもある	10
表 2.6-1	豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み	11
表 2.7-1	米国からもさらに 6000 万トン追加の見込み	12
表 2.7-2	パナマ運河当局による 2016 年 LNG 輸送船舶用通航料金案	14
表 2.8-1	東アフリカの LNG 開発動向要約	14
表 2.8-2	カナダの LNG プロジェクト抜粋	14
表 2.9-1	ロシア、中国間のガス市場をめぐる動向	15
表 2.10-1	東南アジアの LNG 市場動向	15
表 3.2-1	南ア国における石油・ガス生産 (2014)	24
表 3.2-2	南ア国における石油・ガス埋蔵量 (2014/1/1 現在)	25
表 3.2-3	種類別推定ガス埋蔵量 (2014)	27
表 4.1-1	南アの人口予測 (2013~2045 年)	38
表 4.1-2	南アの経済成長率 (2014~2045 年)	39
表 4.2-1	経済指標の前提条件 (2013~2045 年)	40
表 4.2-2	南アの産業部門別最終エネルギー消費予測 (2013~2045 年)	41
表 4.2-3	南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測 (2013~2045 年)	43
表 4.2-4	南アの燃料別発電量の予測 (2013~2045 年)	44
表 4.2-5	南アの火力発電部門の燃料構成の予測 (2013~2045 年)	44
表 4.2-6	南アの発電設備容量 (2015/2016 年度実績と 2045 年)	45
表 4.2-7	南アの一次エネルギー供給量の予測 (2013~2045 年)	46
表 4.2-8	南アの CO ₂ 排出量の予測 (2013~2045 年)	47
表 4.3-1	南アの天然ガス需要予測 (2013~2045 年)	48
表 5.1-1	商業化されている主要 GTL 技術	57
表 5.1-2	DME の性状 (他の燃料との比較)	58
表 5.2-1	世界の天然ガス自動車と充填所	63
表 5.2-2	CNG 車とガソリン車の燃費比較	65
表 6.2-1	稼働中の LNG 受入基地	69
表 6.2-2	建設中・計画中の LNG 受入基地	69
表 6.2-3	LNG タンカーリスト (就航中・計画中)	76
表 6.4-1	LNG 使用量とサテライト設備仕様	83
表 6.4-2	サテライト基地建設の標準工期	84
表 6.4-3	サテライト基地建設の仕様と建設コスト	85
表 6.4-4	内航船二次基地建設の仕様と建設コスト	85
表 6.4-5	主な LNG タンクローリー仕様	86
表 6.4-6	LNG タンクローリー価格	86

表 6.4-7	大型 LNG タンカー（外航船）の建造費用	91
表 7.1-1	天然ガス価格シナリオ.....	98
表 7.1-2	原油価格シナリオ.....	101
表 7.1-3	石油製品の原油対比平均価格比率.....	102
表 7.1-4	LNG の性状.....	104
表 7.2-1	陸上 LNG 基地の建設スケジュール.....	106
表 7.2-2	LNG 基地のケース・スタディ	106
表 7.2-3	FSRU の建設スケジュール	108
表 7.2-4	FSRU のケース・スタディ	109
表 7.2-5	投資スケジュール：FSRU + 陸上タンク 1 基.....	111
表 7.2-6	ケーススタディ：FSRU + 陸上タンクのケース	111
表 7.2-7	3 ケースの比較.....	112
表 7.2-8	モザンビークー南アガスパイプラインの建設スケジュール	115
表 7.2-9	モザンビークー南アガスパイプラインの経済評価.....	116
表 7.2-10	パイプライン建設費	117
表 7.2-11	パイプラインの標準コストの想定	117
表 7.2-12	IRR10%時のパイプラインコスト	118
表 7.2-13	各ケースにおけるパイプライン	120
表 7.5-1	CNG ステーションの建設スケジュール.....	121
表 7.5-2	CNG ステーションの経済評価.....	123
表 7.6-1	GTL プラント向けパイプラインの建設スケジュール.....	125
表 7.6-2	パイプライン建設コスト	125
表 7.6-3	GTL プラント向けパイプラインのケース・スタディ.....	126
表 7.6-4	口径別パイプラインコスト	128
表 7.6-5	日本の 1 顧客当たりの都市ガス消費量.....	128
表 7.6-6	タンクローリー輸送費（年間 20 万トン）	130
表 7.6-7	南アの天然ガス消費量.....	132
表 7.6-8	都市ガス需要想定.....	133
表 7.6-9	都市ガス供給システム的前提条件.....	133
表 7.6-10	都市ガス供給システムの建設スケジュール	134
表 7.6-11	都市ガス供給システムの経済評価.....	134
表 7.6-12	都市ガス料金（FIRR10%）	135
表 8.1-1	LNG 基地とパイプラインの経済評価	144
表 8.1-2	LNG ターミナルの操業条件.....	145
表 8.1-3	ガスプロジェクトのフィージビリティ分析結果	147
表 8.3-1	南アのケース別天然ガス供給.....	152

略語表

Acronym	Definition
BAU	Business as Usual
Bbl	Barrels
Bcf	Billion cubic feet
BD	Barrels per day
BOG	Boil Off Gas
Btu	British Thermal Units
C/P	Counterpart
CAPEX	Capital Expenditure
CBM	Coal Bed Methane
CFC	Cash Flow Chart
CIS	Commonwealth of Independent States
CNG	Compressed Natural Gas, used for vehicles or transport of natural gas
CNPC	China National Petroleum Corporation
CTL	Coal to Liquid
CTMS	Custody Transfer Measuring System
DME	Di-Methyl Ether
DMR	Department of Mineral Resources
DOE	Department of Energy
DPF	Diesel Particulate Filter
EPC	Engineering, Procurement and Construction
FDI	Foreign Direct Investment
FEED	Front End Engineering and Design
FID	Final Investment Decision
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FLNG	Floating LNG
FSRU	Floating Storage and Re-gasification Unit
FT	Fischer-Tropsh
GDP	Gross Domestic Product
GHG	Green House Gas
GIIGNL	The International Group of Liquefied Natural Gas Importers
GIIP	Gas Initially in Place
GTL	Gas to Liquid
GUMP	Gas Utilization Master Plan
GWh	Giga Watt hours

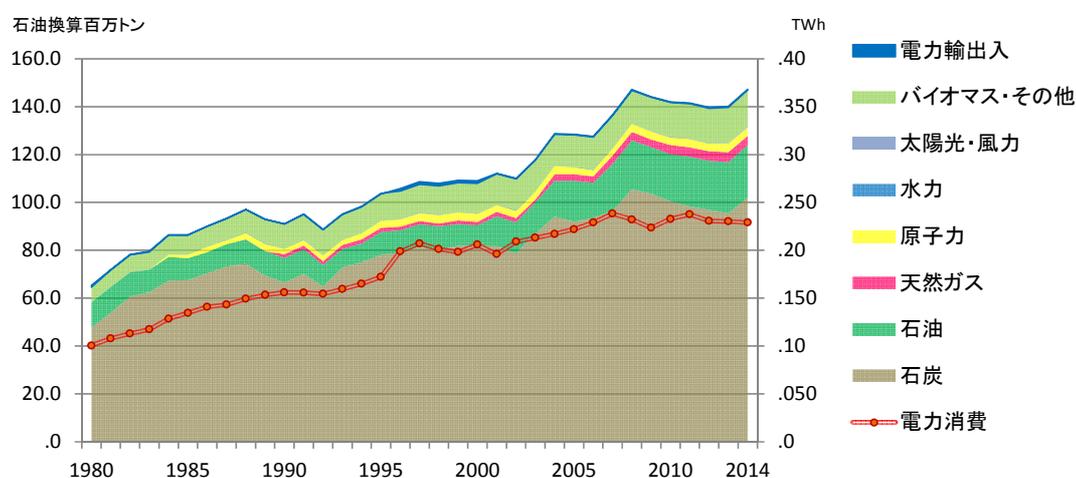
IDZ	Industrial Development Zone
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IEP	Integrated Energy Plan
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle
IGU	The International Gas Union
IMF	International Monetary Fund
IOC	International Oil Company
IPP	Independent Power Producer
IRP	Integrated Resources Plan
IRR	Internal Rate of Return
ISO	International Organization for Standardization
JAPEX	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.
JICA	Japan International Cooperation Agency
JKM	Japan Korea Marker
ktoe	thousand tonnes oil equivalent
LIBOR	London Inter-Bank Offered Rate
LNG	Liquefied Natural Gas
LNGRV	LNG Regasification Vessel
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MJ	Mega Joule
MM	Million
MMBtu	Million British Thermal Units
MMSCF	Million Standard Cubic Feet
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet per Day
MPa	Mega Pascal
MTG	Methanol to Gasoline
MTO	Methanol to Olefin
MTO	Methanol to Olefins
MTPA	Million tonnes per Annum
MW	Mega Watt
NGV	Natural Gas Vehicles
NPV	Net Present Value
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEX	Operational Expenditure
ORV	Open Rack Vaporizer

PM	Particulate Matter
PRA	Price Reporting Agency
PVs	Photovoltaics
RFI	Request for Information
ROMPCO	the Republic of Mozambique Pipeline Company
SEZ	Special Economic Zone
SG	Specific Gravity
SMV	Submerged Combustion Vaporizer
Tcf	Trillion cubic feet
UCG	Underground Coal Gasification
US EIA	United States Energy Information Administration
UUOA	Unitization and Unit Operating Agreement
VAT	Value Added Tax

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

南アフリカ共和国（以下「南ア国」）は豊富な石炭資源を有し、埋蔵量では世界9位、産出量では世界7位に位置している。そのため同国は伝統的にエネルギー源を石炭に依存してきており、2014年の一次エネルギー構成は石炭69.4%、石油14.9%、ガス2.6%、原子力2.4%、再生可能エネルギー等10.7%と太宗を石炭が担っている。また、電源構成ではさらに石炭依存度が高く、石炭火力94%、原子力5%、水力1%で、エネルギー・電力ともに豊富に産出する石炭に依存している。



(出所) IEA, 「Energy Statistics of Non-OECD 2015」

図 1.1-1 南アフリカの一次エネルギー消費の推移

このような状況に対し、南ア国政府は「エネルギーのベストミックス及びエネルギー安全保障」を推進するとの観点から石炭依存度を緩和すべくエネルギー源の多様化を進めている。2010年に発表された国家計画 Integrated Resources Plan (IRP2010) では再生可能エネルギー及び天然ガスの積極的な導入を掲げ、IPP (Independent Power Producer) 方式によって電力分野を中心にクリーンエネルギーの導入推進を図っている。

この方針に基づき、2015年時点では再生可能エネルギーを利用するIPPで4期中3期の入札が終了し、第4期の入札が進められている。一方、ガス火力発電IPPでは3,126MWの規模を目途に2015年度中に入札公告を行い2016年度第2四半期に入札実施の予定とされているが、エネルギー源となるガスの調達方法が明らかにされておらず、引き続き南ア国政府内で検討が続いている模様である。

南ア国では南部のモーゼル湾で少量の天然ガスが発見され、1992年以来GTL原料として利用されてきたほか、大西洋沖でも小規模の天然ガス田が発見されている。また、2004年にはモザンビークからパイプラインによる天然ガス輸入を開始した。さらに、2010年以来

ヨハネスブルグ東南の Karoo 堆積盆地で実施されてきた炭層ガス (Coal Bed Methane: CBM) の探鉱でも在来型の天然ガスが発見された。このほか Karoo 堆積盆地には世界有数のシェールガス埋蔵の可能性があるとされるが、まだ具体的な探鉱活動は始まっていない。このように将来国産ガスが増産に向かう可能性はあるものの、さらなる探鉱とそれに続く開発可能性の検討が必要であり、現時点では国内で大規模な天然ガスが生産される見通しは立っていない。天然ガスの普及を図る上では、短期的には国外からパイプラインや LNG により天然ガスを輸入する形が現実的な選択肢と考えられる。

これまで南ア国の天然ガス輸入はモザンビークからのパイプライン輸入に限られており、液化天然ガス (LNG) による本格的なガス輸入の経験はない。そのため、南ア国政府から世界最大の LNG 輸入国である日本に対し LNG 輸入施設の整備、ガスの産業利用及びガス需要の創出に係る経験・知見を活用した助言を求められている。本調査では、南ア国のガス導入計画の現状や検討状況、将来予測等のレビューを行い、課題を抽出するとともに、提言を取りまとめた。今後は、本調査を通じて構築した南ア国政府とのチャンネルを有効活用し、技術協力の可能性の協議、エネルギー安全保障の強化や地球温暖化対策など世界的なエネルギー政策課題への取組みなどについて両国の協力推進が図られることを望むものである。

1.2 調査の目的と概要

本調査では、南ア国におけるガスの導入計画、検討状況及び将来予測をレビューし、その妥当性を検討するとともに、課題の抽出および今後の協力にかかわる協議を行うこととする。南ア国において現在策定中のガス利活用計画「Gas Utilization Master Plan (GUMP)」の一部が 2014 年 5 月に公開された。本調査では、このほか南ア国政府から提供された情報も加え、そのレビューを出発点とし、以下のような調査を実施した。

- ① 南ア国における天然ガス資源の状況および開発に係る情報を収集し、今後の国産天然ガス生産の可能性の検討。
- ② 火力発電および産業・業務・運輸・家庭用等各方面の用途における天然ガス需要の動向および天然ガスを原料とする肥料産業などでの利用見通しを、複数のシナリオを想定して作成。
- ③ 上記の調査をもとに、南ア国政府の想定しているガスの輸入方法、受入れ設備の設置場所や設置主体等についてその妥当性を検証の上、課題を抽出。
- ④ あわせて産業分野でのガス利用の可能性やガス導入のメリット等を検討し、南ア国政府への提言の取りまとめ。

1.3 プロジェクトの実施体制と役割

(1) 本件調査は以下の体制により実施した。

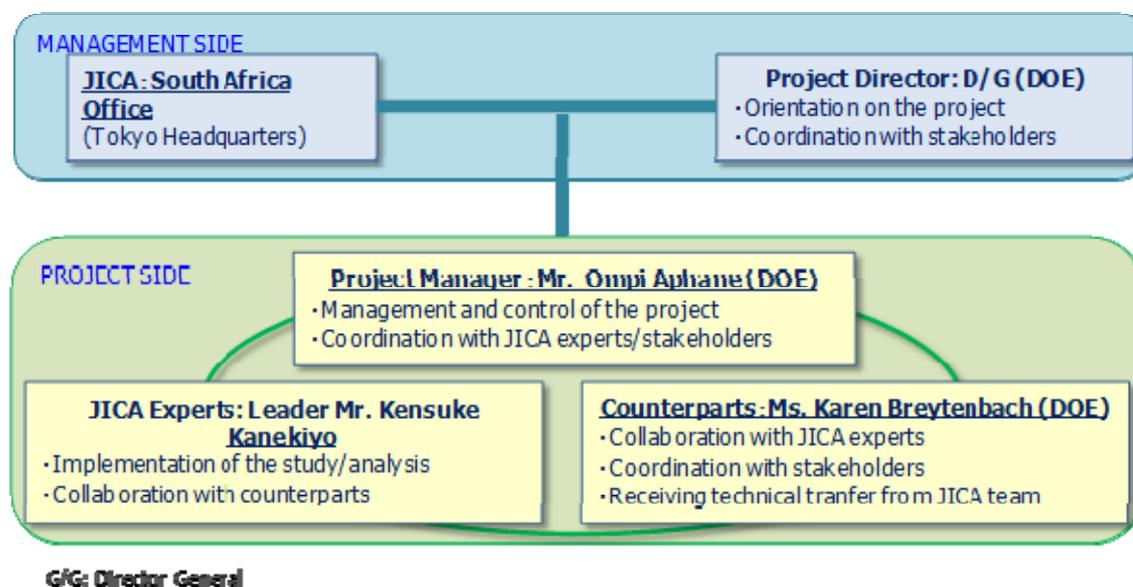


図 1.3-1 プロジェクトの実施体制と役割

(2) 本調査に参加した JICA 専門家は、下記の通り 6 名である。

表 1.3-1 JICA 専門家の構成

担当	氏名	所属
総括・ガス活用計画	兼清 賢介	エイジウム研究所 上席研究員 日本エネルギー経済研究所 参与
総括補佐・ガス産業利用	表山 伸二	日本エネルギー経済研究所 企画事業ユニット 担任補佐
ガス市場分析	小林 良和	日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・電力ユニット、ガスグループ、マネージャー
経済財務分析/ガス産業利用	種市 司	日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット、戦略研究グループ2、主任研究員
ガス需要予測・市場分析	チュウ チョウ シイアン	エイジウム研究所 主任研究員 日本エネルギー経済研究所 新エネルギー・国際協力ユニット 新エネルギーグループ 主任研究員
ガス供給インフラ/ガス利用計画	田中 慎也	日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・電力ユニット、ガスグループ、研究員

1.4 調査の基本方針

本調査は下記のような方針のもとに実施した。時間的制約や情報の欠如のため十分カバーできない分野もあったが、基本的な事項は概ね捕捉、分析できたものとする。

(1) 本調査が対象とする期間

南ア国政府は短期的な電力需要への対応策として IPP による天然ガス火力を建設する方向で入札を実施する予定である。その燃料確保のため、関係者間では主に短期的な視野に基づきガス (LNG) 輸入施設の整備が検討されている。一方、天然ガス導入の本来の目的

はエネルギー源の多様化と温室効果ガス（GHG）の排出抑制を図ることにあり、輸入施設の建設は長期的な視野での活用を念頭において計画する必要がある。そのため、本調査における需要予測及び経済性評価では、2025年までの短中期的な期間を対象とする検討を行うとともに、2040年までの期間を見据えた中長期的な視野での検討もあわせて実施することとした。

(2) 南ア国政府の検討状況

南ア国政府では、エネルギー省 IPP 室を中心に天然ガス（LNG）の輸入方法、ガス輸入設備の整備方法、ガス火力発電 IPP の入札実施方法等を検討している。その検討内容はガス火力発電 IPP 入札への応募を検討している各企業にとって非常に重要な情報であり、競争性を阻害する可能性もある。そのため、南ア国政府からファーストハンドの情報を入手することが困難な場合には公開されている情報を土台とし、検討対象と考えられる選択肢を提案の上、それぞれの選択肢についてコストや便益等の評価を実施した。

なお、これまで公開されている情報は以下のとおりである。

1) ガス利活用マスタープラン（GUMP）

南ア国政府は今後 30 年間を見据えた「ガス利活用マスタープラン（Gas Utilization Master Plan : GUMP）」を策定中であり、2014 年 5 月に行われたプレゼンテーションでその検討状況の一部が公開された。そこでは、天然ガス利用の現状とガス導入の必要性に加え、近隣国からのパイプライン敷設、ガスの受入設備の候補地、浮体式 LNG 受入基地（Floating Storage and Regasification Unit : FSRU）、産業分野でのガスの利用、ガス利用の拡大に伴う法律、社会、環境への影響等のアジェンダが説明された。

2) ガス火力発電設備の現状

現在南ア国では、ピーク時対応用発電設備として、西ケープ州 Ankerlig 及び Gourikwa にそれぞれ 1,338MW、746MW のガスの使用可能な火力発電設備を有している。これらの設備はオープンサイクルガスタービン（OCGT）で、天然ガスあるいは灯油や軽油などの液体燃料のどちらでも運転できる。現在南ア国では発電用の天然ガスを調達していないが、電力需要が逼迫しているため軽油を使用してこれらの設備を運用している。天然ガス輸入設備の完成後は、これらの発電所は当初計画どおり天然ガスにより運用される予定である。

3) ガス火力発電 IPP に係る RFI

2015 年 5 月にガス火力発電 IPP に係る RFI（Request for Information）が発表された。RFI で明らかとなった内容は以下のとおりである。

- ① 海外からの天然ガス（LNG）輸入を念頭においた IPP で、売電先は南ア国電力公社（Eskom）となる。
- ② 発電方式は、一般的なガス発電（Open Cycle Gas Turbine: OCGT, Combined Cycle Gas turbine: CCGT）に加え、石炭ガス化発電（Underground Coal Gasification: UCG）、石

- 炭ガス化複合発電（Integrated Coal Gasification Combined Cycle: IGCC）等も含む。
- ③ 応札者は、燃料供給から発電に至るまでの全ての分野への包括的な参加（Bundle）または、一部の分野への部分的な参加（Unbundle）のどちらかの参加形態を選択する。
 - ④ 応札者は、応札の際に発電プロジェクトの事業実施主体、参加形態、燃料の種類（LNG かその他のガスか）、燃料供給の見込み、発電設備容量、ガス受入施設の計画、発電所の立地、水の使用量と取得先等に係る情報、そのほか RFI で規定されているプロジェクトの各要素についての資金調達計画等の情報を提出する。

4) ガスの輸入に係る各段階での事業実施主体

上記 RFI にも記載されているが、現段階では、南ア国政府はガスの輸入段階の事業実施主体を確定しておらず、以下の 2 案からの選択を提案している。

- ① 国内向けガス供給事業者がガス（LNG）輸入施設を保有し、国際市場でガスを調達し、輸入したガスを発電事業者に供給する形態。
- ② 発電事業者がガスの受入施設を整備することとし、別途、ガスの国内需給調整を行う機関を設ける形態。

(3) 南ア国内のガス需要の予測

南ア国政府は、短期的にはガス火力発電向けに天然ガス輸入を行う方針だが、将来は産業分野での利用もありうるとしてその可能性も検討している。今後の天然ガスの需要動向は天然ガス輸入設備の設置のあり方にも大きな影響を持つため、国内ガス需要の予測にあたっては、ガス火力発電での使用量、一般産業での利用の可能性、肥料産業等天然ガスを原料として使用する産業での利用可能性、CNG や LNG など運輸セクターでの利用可能性、業務用・家庭用の都市ガスの導入可能性などについても調査・分析の上、予測を行った。特に、産業分野でのガスの利用可能性については、南ア国に進出している日系企業の自動車工場において圧縮ガスを溶接に使用する必要がある等、潜在的な需要が確認されている。これらの用途についても重点的に調査の上、ガスの利用可能性を検証した。

(4) 南ア国内の天然ガスの生産可能性に係る調査

南ア国では同国南部や大西洋沿岸で海底ガス田が確認されているほか CBM の探鉱が進められており、シェールガスの可能性も示唆されている。しかしながら、天然ガスの増産を図るにはさらなる探鉱の実施、開発可能性についての技術・経済性両面での検討等が必要で、これはかなり長期の時間を要する作業である。このため、当面のガス火力発電 IPP 向けのガス供給については LNG による天然ガス輸入が想定されている。一方、長期的には国産ガス増産の可能性が天然ガス需給の重要な要素になると考えられるので、その可能性やコストなどの情報を収集し、標準的なシナリオと増産シナリオに分けて長期的な天然ガス導入計画を作成した。

また、南ア国政府は、海上交通・海洋産業の活性化、海底ガス田の開発、海洋保安、養殖等を進める包括的なプロジェクト「Operation Phakisa」を実施している。本調査では、海

底ガス田の開発に関し Operation Phakisa の進捗についても確認する。

(5) ガス導入案の妥当性の検討

本調査では、LNG を中心とする天然ガスの輸入方法や受入設備の設置場所、受入設備の設置主体等について現在までの検討状況を調査し、本邦や海外の事例も参考として経済性や妥当性を検討の上、課題抽出を行った。天然ガスの導入についてはエネルギー省 IPP 室が中心となって独自に検討を重ねているほか、関心をもつ民間企業も独自調査を行っており、基本的事項については既にかなり調査が進んでいると考えられる。本調査では、これらの調査で進められている発電分野での天然ガス利用に加え、産業分野での利用、都市ガスの導入等による天然ガス需要創出の可能性、その便益や GHG 排出抑制政策への影響等についても総合的に検証し、提言を纏めるた。

(6) 環境社会配慮

本調査で天然ガス導入促進のための選択肢の検討を行うにあたっては、ガス田の開発や LNG 等天然ガス受入設備の建設に係る環境社会配慮制度についても情報収集を実施した。

1.5 その他

(1) 日本招聘プログラム:

C/P からの天然ガス利用に関する知見を広げたいとの強い要望を考慮し、2016 年 4 月と 2017 年 2 月に エネルギー省 (DOE) より 7 名、南部アフリカ開発銀行 (DBSA) より 11 名を日本に招聘し、南ア国での天然ガス導入について関係者との議論の場を設けるとともに天然ガス関係施設の見学を実施した。エネルギー省とは調査開始前に C/P との協議を実施し双方の意向を確認できたことで、効率的に調査を実施することができた。招聘プログラムの要点は下記の通りである。

- ・ DOE 参加者： Aphane エネルギー省副次官、Breytenbach IPP 室長以下 5 名
- ・ 実施時期： 2016 年 4 月 23 日～5 月 1 日
- ・ DBSA 参加者： Vivekanandan 副総裁、Dietrich 副総裁以下 9 名
- ・ 実施時期： 2017 年 2 月 18 日～2 月 25 日
- ・ 主なプログラム： 南アフリカ・セミナーの開催、関係省庁・機関訪問、LNG 発電所、石炭火力、地域冷暖房施設見学、エンジニアリング会社・商社等との懇談

(2) LNG 計画サイト等の視察

リチャーズベイ、サルダナベイの LNG 基地候補サイトを訪問し、各地の工業開発区 (IDZ) や企業から事業の現状や将来計画を聴取した。

第2章 LNG 世界市場の展望

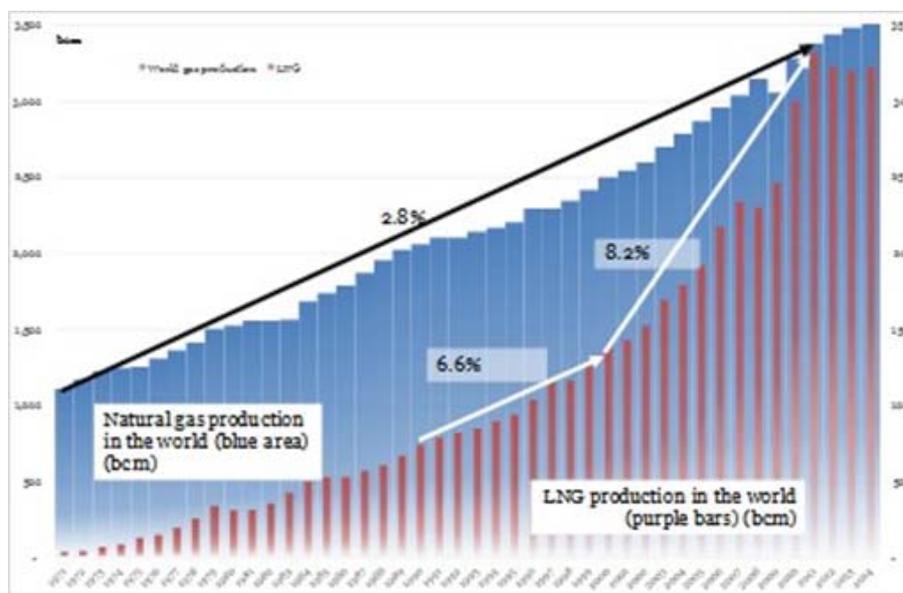
2.1 LNG - 常に変貌し続ける産業

世界の LNG 市場は 1990 年には 5000 万トン、2000 年には年 1 億トン、2010 年には 2.2 億トンと、ほぼ 10 年毎にその規模を倍増してきた。さらに 2020 年には世界の LNG 市場規模が年間 4 億トンに達すると予想されている。LNG 産業は 2014 年 10 月に 50 周年を迎えたばかりで比較的若く、今でも進化が続いているのはごく自然の現象といえよう。

現在、LNG 市場は過去に類をみない大きな拡張段階にある。世界の LNG 産業は 2009 年から 2011 年にかけても大きな拡張を経験した。その後、2011 年 3 月には東日本大震災が発生し、日本国内の原子力発電所が全て稼働停止に追い込まれたため、その失われた電源を埋め合わせるべく、日本の電力会社は LNG の引き取りを大きく増やした。その結果、既存の長期契約を主体とした取引形態では、新しい状況変化にうまく対応できないことが明らかとなり、スポット取引や短期契約などといった共有の柔軟性を求める声が強まってきた。

今後、LNG の供給サイドにおいては、豪州と米国の 2 つの生産センターがプレゼンスを拡大し、それによって LNG 市場では柔軟性、流動性が一層増すものと見込まれている。LNG 生産プロジェクトはこれまでも資本集約的であったが、今後のプロジェクトではさらに資本集約度が増すものと予想される。

2.2 LNG はガス産業全体よりも急速に成長

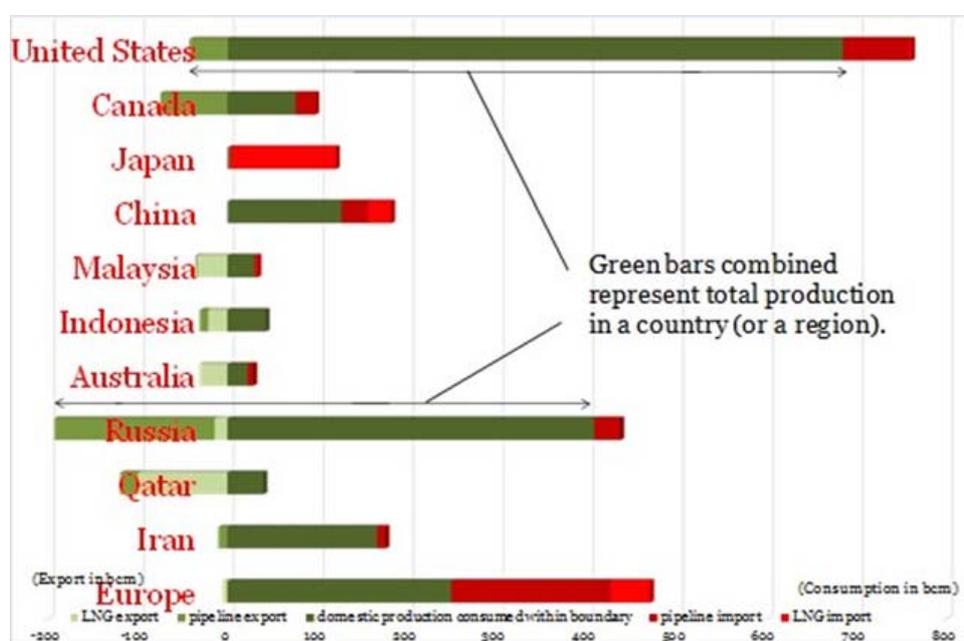


(出所) Compiled by IEEJ based on data from Natural Gas Information 2015, IEA, and The 2014 Natural Gas Year in Review - First Estimates, Cedigaz

図 2.2-1 1970 年代以降の世界の LNG、ガス生産

図 2.2-1 は 1970 年代からの世界の LNG および天然ガス生産全体の増加の推移を示したものである。青領域は左軸基準でガス生産全体を示している。紫棒は右軸基準で LNG を示し、左軸の 10 分の 1 の縮尺となっている。近年では紫と青が接近し、ガス生産量全体の 10% 程度が LNG により取引されている。LNG は 1970 年初頭のほぼゼロからスタートして現在ではほぼ 10% に達しており、LNG の増加率が天然ガス合計よりも遥かに大きかったことがみてとれる。日本では、産業用の燃料として低硫黄重油を LNG が代替し、また石炭を原料とした都市ガスも、環境面の配慮から LNG を原料とする都市ガスへと振り返られてきた。また天然ガスもこの間一次エネルギー合計よりも高い増加率で成長してきた。

2.3 グローバルの LNG、ガス業界は数ヶ国が支配的位置を占める



(出所) Compiled by IEEJ based on data from The 2014 Natural Gas Year in Review - First Estimates, Cedigaz

図 2.3-1 世界の主要な LNG、ガス生産・消費国

図 2.3-1 は、現在の世界の天然ガス、LNG 生産、消費、輸出、輸入の主要国である。上図では、ゼロの線から右側の棒の長さが個別の国・地域の市場規模を示し、緑の棒は国内・域内での生産を示している。赤い部分はパイプラインや LNG による輸入を示す。また、ゼロの線から左側の棒の長さが輸出量を示し、緑の部分の総延長が生産量を示している。

現在米国とロシアが世界の 2 大ガス生産国で、それぞれ世界全体の 5 分の 1 程度を生産している。しかし、そのプロフィールは大きく異なっている。米国では天然ガス生産量の大部分を国内で消費しており、ロシアではかなり多くの部分を輸出に回している。

2.4 LNG 産業のこれまでの変化と、予想される変化

現在 LNG 市場で起きている変化は、以下のように要約できよう (表 2.4-1)。

- 1) LNG 消費がガス全体、あるいはエネルギー全体の消費よりも急速に成長している。
- 2) アジア太平洋地域では生産者・消費者の構成が多様化し、不足分は域外からの供給により補填されている。
- 3) 東南アジア、中東、南米等で新たな市場が創出されている。

このように、LNG の役割は、前世紀のプレミアム・エネルギーという位置づけから、世界各地で天然ガス市場を創出し、よりグローバルな天然ガス市場を発展させるための重要な手段へと変化してきている。

表 2.4-1 LNG 産業のこれまでの変化と、予想される変化

	過去	現在	将来
LNG 市場の拡大	成長率: LNG > ガス全体 > 一次エネルギー全体	LNG は引き続きガス全体よりも急速に成長しているが、未だガス全体の 10%弱	今後も LNG はガス貿易全体の中でシェアを拡大するか?
アジア太平洋市場のハイブリッド構造	東南アジア、豪州から北東アジアの伝統的買主への一方向的な流れ	伝統的市場だけでなく新興市場が、中核買主として新規供給プロジェクト開発を支える	さらに新規の新興市場（東南アジア）が新たな生産・消費のセンターへと発展
東南アジア、中東、南米の新興 LNG 市場	従来は他から分離した小規模なパイプラインガス市場で、一部を LNG として域外に輸出	地元市場の急速なガス需要増加に対応、LNGRVs、FSRUs を利用した速成 LNG 輸入プロジェクト開発	ガス市場の規模が拡大し、一部 OECD 加盟諸国の市場規模を凌駕
LNG の役割進化	LNG は長期的な供給、需要セキュリティを提供 LNG はプレミアムのエネルギー源	LNG はクリーンかつ利用容易な、基幹的なエネルギー源 LNG は様々な地域ガス市場間のシグナルを送信	LNG が様々な地域、応用での天然ガス利用を促進 LNG が地域市場間のバランス調整を果たす

LNG 業界では将来を予測することがなかなか難しく、定見とされる見方に反して予想外の結果が生まれることも多かった。僅か 10 年前には多くの人が米国では天然ガスが不足し大量の LNG 輸入が起きると予想していた。しかし、米国でのガス価格上昇期待が米国市場を標的とする LNG プロジェクトを世界中で生み出し、国内のガス生産も促進した。同時に進んだシェール革命が、そうした将来の天然ガス不足に対する懸念を全く過去のものとしてしまった。

その後、2014 年以降には原油価格の下落が起きたが、米国でのタイトオイルの生産拡大がその一因としてあげられる。さらに言えば、それは天然ガスと原油の価格差が拡大するという期待から生じたブームであった。こうした原油と天然ガス価格の価格差の動向は今

後の LNG の貿易パターンにも大きな影響を及ぼすかもしれない。今後の LNG 需給に関しては、ある程度の期間、LNG 市場では豊富な供給が続くと予想する人も多いが、一方で投資の失速が何年か先には供給不足につながると心配する人達もいる。

表 2.4-2 行動は不確実な想定に基づいてなされることもある

一般的に持たれている認識	プレイヤー達の反応	帰結
米国でガス価格が上昇する期待 (2007 年まで持たれた認識)	世界で LNG 生産への投資促進 米国内ではシェールガス開発加速	LNG 供給キャパシティ大拡大 米国内でガス生産大幅増加
ガス・石油価格差拡大期待 (2013 年まで持たれた認識)	投資がドライガスから液体にシフト 米国で LNG 輸出計画多数浮上	原油価格も下落 原油連動 LNG 価格も低下
タイト LNG 市場という幻想 (2014 年初まで)	需要家の LNG 離れ	LNG 価格下落
中国、アジアガス需要強気見通し	LNG 生産投資加速	中国需要見通し不確実化
2014 年から LNG 供給容量拡大見通し	買主がコミット消極化 LNG 投資見直し・遅延	投資失速懸念、将来の不足可能性

2.5 2016 年の LNG 市場における重要事象

2016 年の LNG 産業における重要な事象で、将来にわたり重要なインプリケーションがあると思われるものを、以下に要約する:

- 1) 太平洋地域で LNG 生産能力の大幅な拡大が始まった;
- 2) 米国で LNG 輸出が開始;
- 3) カナダ、東アフリカでのプロジェクトの進展は遅いがポテンシャルは大きい;
- 4) ロシア・中国間で天然ガスのパイプライン取引が決まり、地域の天然ガス価格設定に影響を及ぼす可能性が出てきたが、その進捗は捗々しくない;
- 5) ロシア Yamal LNG プロジェクトが進展を見せているが、同時に販売面などで困難に直面している;
- 6) 東南アジアが LNG 消費地域としても成長を始めた;
- 7) 新規の LNG 調達取引の成約が進み、買主はアライアンスの検討を進めている;
- 8) 原油価格、スポット LNG 価格の低迷がある程度長く続く見込みが出てきた;
- 9) 2014 年以降、LNG 需要は横這いが続いている;
- 10) 日本のプロジェクト・ファイナンスが LNG 業界を主導;
- 11) LNG 取引の柔軟性拡大を求める声が高まっている。

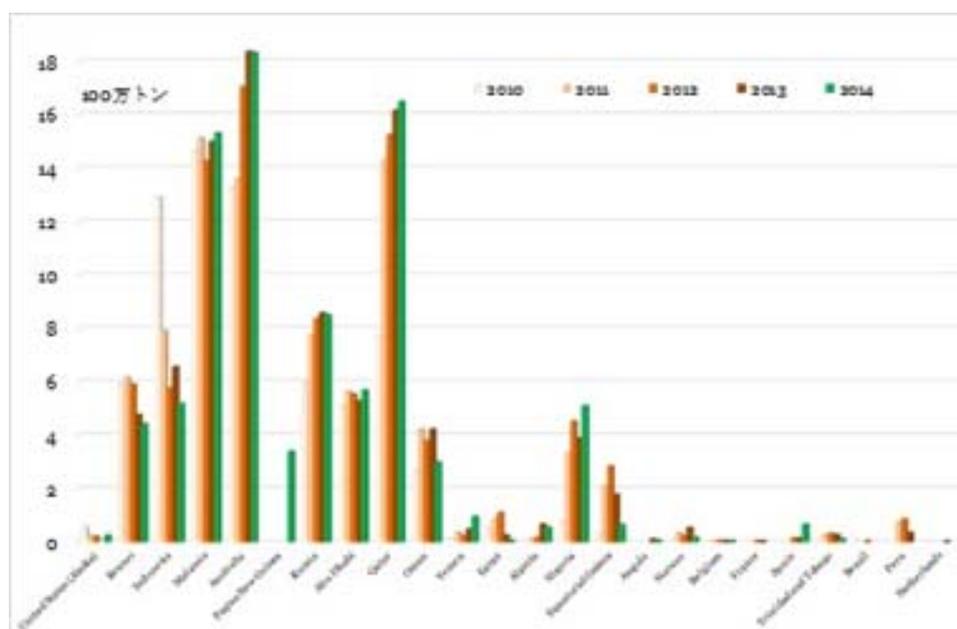
2.6 豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み

上記の太平洋地位における LNG 生産能力の増強の中でも、特に今後は豪州の能力が大きく増加する見込みである。同国は既に過去 25 年間以上、北西大陸棚プロジェクトを軸に世界有数の LNG 供給者であった。西部の新規プロジェクト群に加え、東部クイーンズランド州でも大規模な LNG 生産プロジェクトが開発中である。また、最近の特徴として、プロジェクトへの買主の出資参加が増えている。

表 2.6-1 豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み

プロジェクト	推進者		100 万 トン	引き取り者 (太字は出資参加; 薄字はポートフォリオ購入)
QCLNG	BG	2015	8.5	中国海油 (CNOOC), 東京ガス, 中部電力, シンガポール, チリ
APLNG	ConocoPhillips, Origin	2016	9	中国石化 (Sinopec), 関西電力
GLNG	Santos, Total	2015	7.8	Petronas, 韓国ガス公社 (Kogas)
Gorgon	Chevron, Shell, ExxonMobil	2016	15.6	大阪ガス, 中部電力, 東京ガス, 九州電力, JX, 中国石油 (PetroChina), Petronet LNG
Wheatstone	Chevron, Woodside	2017	8.9	東京電力 (Tepco), 九州電力, 中部電力, 東北電力
Ichthys	国際帝石 (Inpex), Total	2017	8.4	東京ガス, 大阪ガス, 中部電力, 東邦ガス, 関西電力, 東京電力 (Tepco), 九州電力, 中油公司 (CPC), 韓国ガス (Kogas)
Prelude	Shell, 国際帝石 (Inpex)	2017	3.6	東京電力 (Tepco), 静岡ガス, 大阪ガス, 中部電力, JX, 韓国ガス (Kogas), 中油公司 (CPC)
Donggi Senoro	三菱商事	2015	2	中部電力, 九州電力, 韓国ガス (Kogas)

近年、世界で LNG 生産地のシフトが起きているのと並行して日本向けの LNG 供給源も大きく変化している。現在は豪州が日本向けの最大供給国であり、当面がこの状態が続くと予想されるが、他方で最近では西アフリカからの LNG 輸入も増加しており、将来的には東アフリカも日本向け供給の有力候補になるだろう。



(出所) 財務省貿易統計

図 2.6-1 日本の LNG 供給源、2010 - 2014 年度

2.7 米国からもさらに 6000 万トン追加の見込み

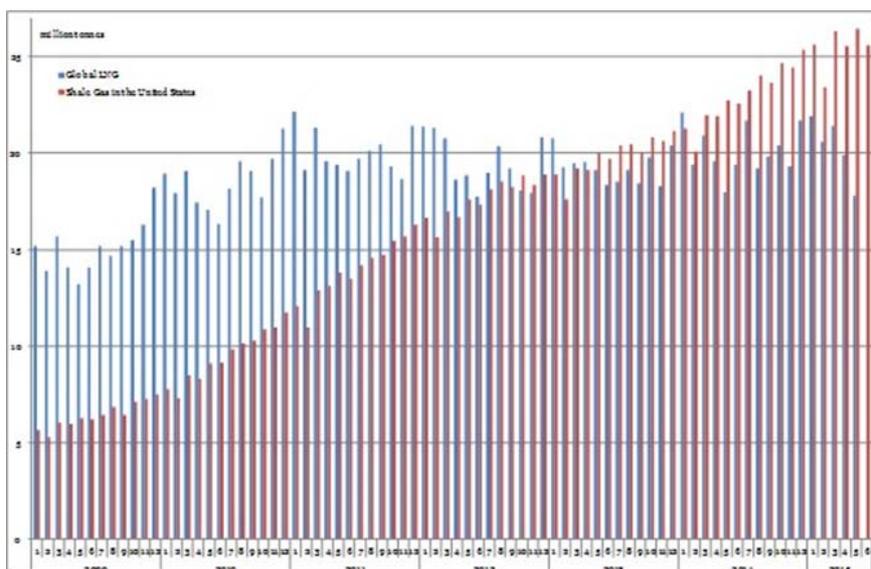
米国では数件の LNG 輸出プロジェクトが既に建設中であり、そのほかにも計画が進展している。合計では 20 以上のプロジェクトが存在し、その合計生産能力は 2 億トンを超える。2020 年までには、その半分以下のプロジェクトしか実現しないとみられているが、それでも、豪州やカタールを抜き、米国が世界最大の LNG 生産国になる可能性がある。2016 年 2 月には、メキシコ湾岸では最初の LNG プロジェクトである Sabine Pass プロジェクトからの出荷も開始された。日本市場を標的とする 3 プロジェクトの建設も 2014 年に開始されており、日本は米国での LNG プロジェクトの実現に重要な役割を果たしている。

南アフリカは、地理的にも米国産の LNG にとっての対象市場となりうるため、こうした米国における LNG 生産能力の拡大は、その供給源の多様化にも大きく資すると考えられる。

表 2.7-1 米国からもさらに 6000 万トン追加の見込み

プロジェクト	推進企業			引き取り者 (太字出資参加; 斜字ポートフォリオ購入)
建設中				
Sabine Pass	Cheniere	2016	18	BG, Gas Natural Fenosa, 韓国ガス公社 (Kogas), Gail
うち、主として日本向け				
Cameron	Sempra, 三井物産, 三菱商事/日本郵船 (NYK), GDF Suez	2018	13.5	東京電力 (Tepco), 東北電力, 関西電力, 東邦ガス, 東京ガス, 中油公司 (CPC), シンガポール
Freeport	Freeport LNG	2018	13.2	大阪ガス, 中部電力, 東芝, 東京電力 (Tepco), 関西電力
Cove Point	Dominion, 住友商事	2018	5	東京ガス, 関西電力, Gail
Planned				
Corpus Christi	Cheniere	2019	13.5	Pertamina, Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Woodside, EDF, EDP

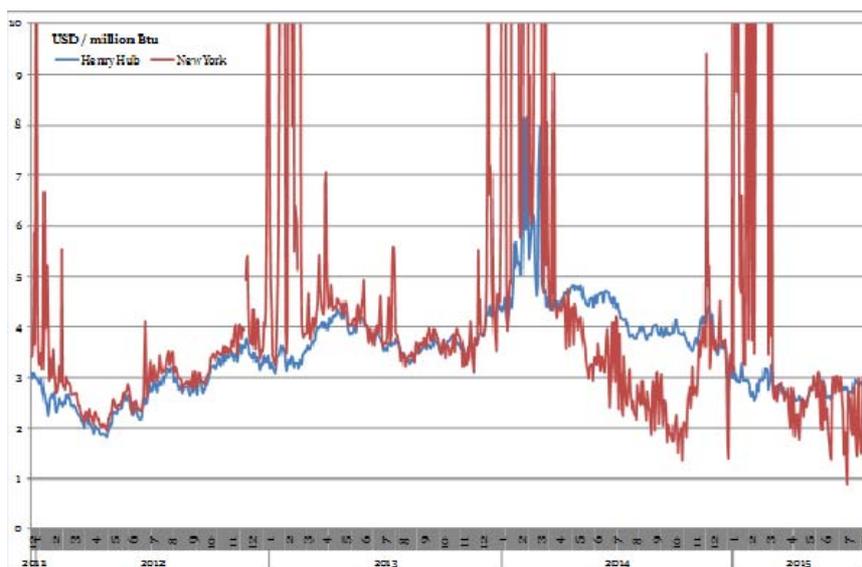
米国ではシェールガスの生産拡大が LNG プロジェクト推進の原動力となっている。シェールガス革命は今も進行中である。図 2.7-1 は米国のシェールガス生産 (赤) と世界の LNG 生産 (青) の月別推移を示したもので、2013 年には米国のシェールガス生産量が世界の LNG 生産量を追い越している。



(出所) 米連邦エネルギー情報局 (EIA)、貿易統計情報

図 2.7-1 米国シェールガスが世界の LNG 産業を生産量で上回る

シェール革命のもう一つの特徴として、地域別価格動向の変化があげられる (図 2.7-2)。米国内のスポットガス価格は各地域の市場の特徴を反映しており、ニューヨーク地区の価格 (赤) は一般的にヘンリーハブよりも大きく変動する。ニューヨークは伝統的な大規模消費地であり、ヘンリーハブは伝統的なガス生産拠点に位置している。しかし 2014 年には両者の価格動向が従来と際立った違いを示し、ニューヨーク地区のスポット価格がかなりの期間にわたり低価格で推移した。これはニューヨーク近傍の Marcellus シェールでのガス増産が原因である。またそうしたガスの増産を受けて、価格のボラティリティについても 2016 年はそれまでの都市と比べて穏やかな水準となっている。



(出所) 米連邦エネルギー情報局 (EIA) データに基づき作成

図 2.7-2 米国内で天然ガス価格が引き続きシフトしている

日本は今後米国からの LNG 輸入を見込んでいるが、その際、輸送に要する日数も重要な要素である。2016 年 6 月には、パナマ運河が拡張され、LNG 輸送タンカーの通航が可能となった。前記の LNG プロジェクトはいずれも米国の東側で建設されており、同運河の拡張により輸送日数が 45 日から 25 日に短縮される効果は大きい。運河当局が発表した 2016 年の LNG タンカー通航料金案では通航料計算が単純化され、通行料がわかりやすくなった。

表 2.7-2 パナマ運河当局による 2016 年 LNG 輸送船舶用通航料金案

カーゴ m3	満載時	バラスト航海	バラスト航海 (往復)
- 60,000	USD 2.50	USD 2.23	USD 2.00
- 90,000	USD 2.15	USD 1.88	USD 1.75
- 120,000	USD 2.07	USD 1.80	USD 1.60
それ以上	USD 1.96	USD 1.71	USD 1.50

(出所) パナマ運河当局, 2015 年 1 月 5 日

2.8 東アフリカ、カナダが次の供給の候補へ

日本では引き続き供給源の多様化が追求されており、東アフリカやカナダ等資源の豊富な地域での LNG 開発への期待は高い。生産開始時機の予測は難しいが、日本は将来の LNG 供給源としていずれの LNG も必要とする可能性が高いと思われる。

表 2.8-1 東アフリカの LNG 開発動向要約

	参加企業		2014 年の動き
タンザニア	BG/Ophir, Statoil/ExxonMobil		Pavilion が加わる
モザンビーク 第 1 鉱区	Anadarko, 三井物産, ENH, PTT, OVL/OIL		第 1 系列予定生産の 3 分の 2 に引き取り基本合意を確保
モザンビーク 第 4 鉱区	Eni, 中国石油集団 (CNPC), 韓国ガス公社 (Kogas), Galp, ENH		FLNG 基本設計 (FEED)

表 2.8-2 カナダの LNG プロジェクト抜粋

プロジェクト	参加企業		2014 年の動き
Pacific Northwest	Petronas, 中国石化 (Sinopec), 石 油資源開発 (Japex), Indian Oil, Petroleum Brunei	12	目標とした最終投資判断 (FID) 実現せず 日揮 (JGC) 等により基本設計 (FEED) ブリティッシュコロンビア州環境許可
LNG Canada	Shell, 中国石油 (PetroChina), 三 菱商事, 韓国ガス公社 (Kogas)	12	プロジェクト会社設立 千代田化工建設により基本設計 (FEED)
Kitimat LNG	Chevron, Woodside	10	Apache 撤退、Woodside 参加 日揮 (JGC) 連合に建設請負 (EPC) 決定

2.9 ロシアが東方販売戦略を進める

現在、ロシアが中国向けに2件の大型商談を進めている:

- 1) 1件はパイプライン供給である。合意された供給数量は巨大で、その価格設定はアジア太平洋地域のLNG価格設定にも影響を及ぼすと予想される。
- 2) Yamal LNG は北極圏から中国向けにLNGを供給する見込み。

中国の天然ガス市場は依然として急拡大を続けており、2014年にも10%成長を記録した。

表 2.9-1 ロシア、中国間のガス市場をめぐる動向

	2014年の動き
中国向けパイプラインガス販売計画	Gazprom、中国石油集団 (CNPC) が年間 380 億 m ³ (年間 2800 万トン)、30 年間、2018 年からのパイプラインガス供給に合意。 取引総額は 4000 億米ドル相当とされ、100 万 Btu 当たり 10 米ドル相当と推定される。 北東アジアの LNG 価格に影響する可能性がある。 両社は西側経路での追加年間 300 億 m ³ についても基本合意。
Yamal LNG	2013 年 12 月最終投資判断 (FID)、中国石油集団 (CNPC)、Gazprom M&T 向け販売確保。 砕氷級 LNG 輸送船舶 9 隻が既に発注確定。 中国、ロシアの銀行団により資金調達。
中国のガス市場	2014 年さらに 10%成長。 中国は 1329 億 m ³ 生産、この内 13 億 m ³ がシェールガスによる。

2.10 東南アジアが LNG を生産するとともに消費する

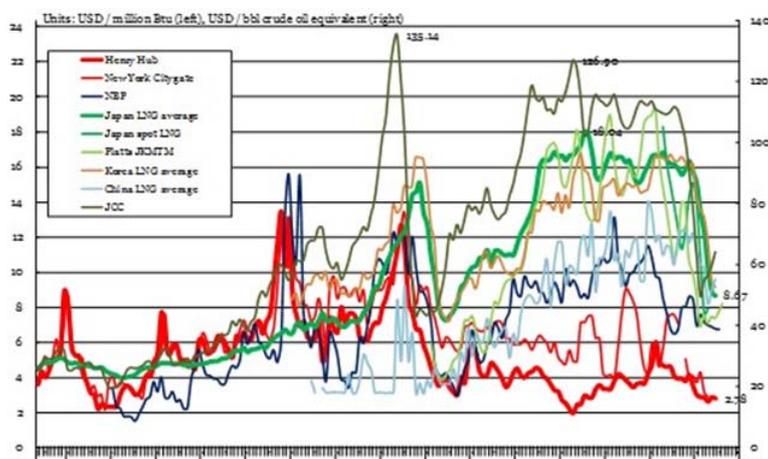
日本は引き続き東南アジアに主要供給源を依存している。一方、東南アジアでは数ヶ国で国内での LNG 利用が増加している。インドネシア、マレーシアは外国への LNG 供給も続ける一方、自国の主要ガス消費地域で LNG の受入も開始した。

表 2.10-1 東南アジアの LNG 市場動向

	LNG 需要	LNG 生産
インドネシア	西ジャワで 2012 年受入基地開業 ランブンで 2014 年 8 月受入基地開業 Arun 生産設備が 2015 年 LNG 受入基地 転換 米国 Corpus Christi から LNG 購入予約	Bontang 設備向け既存供給減少見込み Bontang 新規原料ガス供給源開発遅延見込み Donggi Senoro LNG、2015 年生産開始見込み Tangguh 拡張 2019 年生産開始見込み
マレーシア	Melaka 受入基地 2013 年開業 Pengerang 受入基地 2017 年開業見込み PNW LNG から調達予定	Petronas FLNG1-2 Malaysia LNG 9 建設中
タイ	Map Ta Phut 受入基地 2011 年開業 カタールから長期引き渡し 2015 年開始	
シンガポール	ジュロン基地 2013 年開業	

2.11 地域ガス価格が異なる動きを示す

図 2.11-1 に、2000 年から 2014 年間の世界の主要地域におけるガス価格の動向を示す。2008 年以降は地域間価格差が拡大し、それが定着していた。

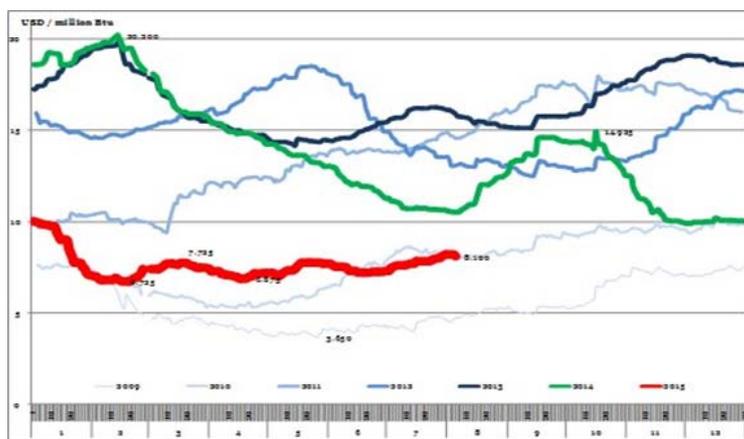


(出所) 諸国貿易統計、米連邦エネルギー情報局 (EIA)、Energy Intelligence、Platts に基づき作成

図 2.11-1 諸地域のガス価格動向

過去、伝統的に LNG の大半が長期契約で取引されてきたが、近年ではスポットや短期カーゴの役割が重要となってきた。

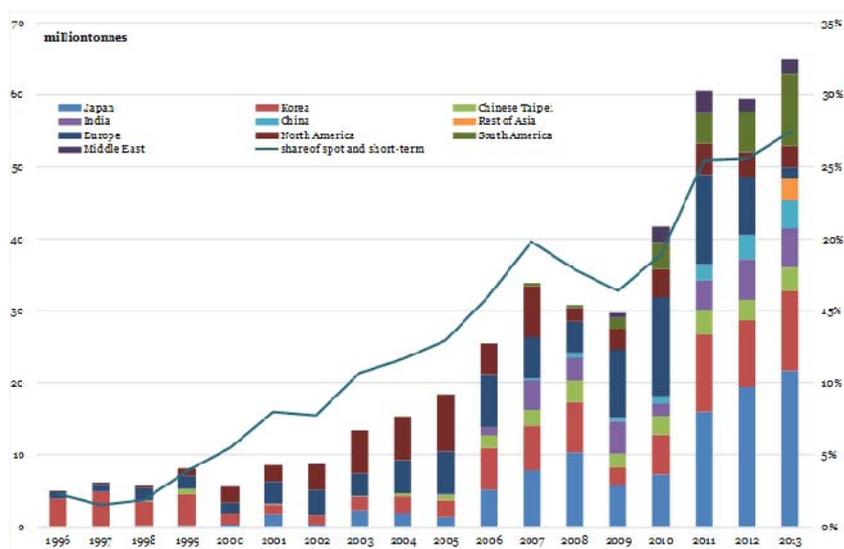
一部の価格情報機関 (Price Reporting Agency: PRA) がスポット価格アセスメントを提供しているが、市場の流動性は十分でなく、未だ信頼できる価格指標として確立してはいない。実際の取引頻度や取引量が少ないため、アセスメントは主として売りオファーと買いオファーをもとに作成されている。それでも市場の雰囲気を示す指標とみなすことはできよう。2014 年のアセスメント値は高く、2 月には 20 米ドルに達した。2015 年には一時 7 米ドル以下に下がり、その後も近年の水準より低迷している。



(出所) Platts LNG Daily データに基づき作成

図 2.11-2 スポット LNG アセスメント価格

スポットを含む短期契約は市場全体の成長とともに拡大しており、供給源や市場の多様化も同時に進行している。最近では年間 6000 万トン以上、全世界の取引量の 4 分の 1 が、短期契約で取引されている。



(出所) GIIGNL データに基づき作成

図 2.11-3 スポット・短期 LNG 数量

LNG の供給経路も多様化している。1998 年頃の LNG 市場は比較的単純で、大西洋地域と太平洋地域とに二分されていた。

これに比べ、2014 年には LNG 貿易の流れがかなり複雑化している。アジア太平洋地域、中東地域の伝統的供給源からは引き続き東方の市場に供給されているが、大西洋地域の供給者も一部の LNG を東方に供給している。さらに欧州の輸入業者が、輸入後の LNG をアジアや中南米向けに再輸出している。

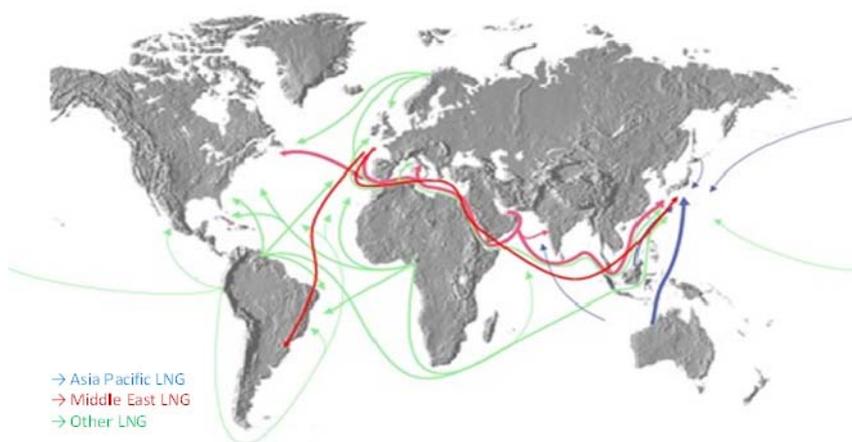
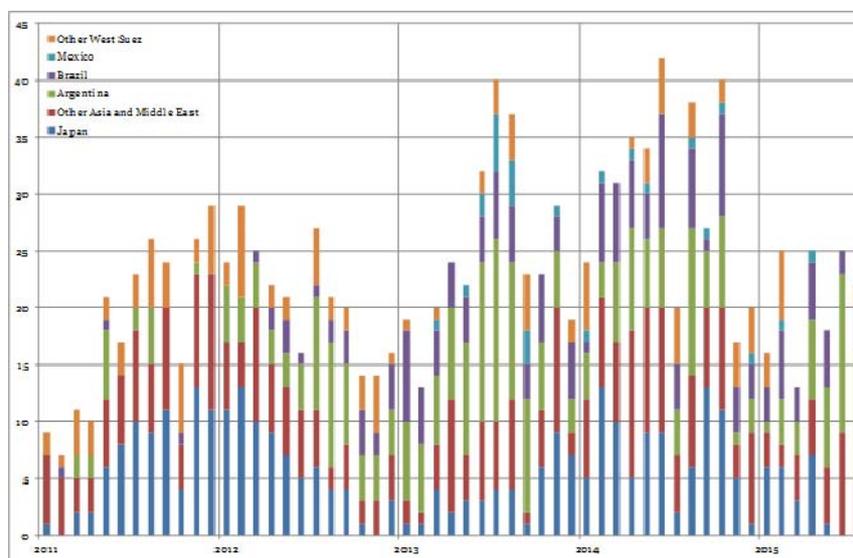


図 2.11-4 2014 年の LNG 貿易フロー

月毎の荷動きは季節や気象等の影響で大きく変動する。日本では2011年の原発危機発生後直ちにスポット購入が増加した（グラフ青棒）が、2012年には追加購入分の契約シフトに伴い徐々にスポット購入が減少した。2013 - 2014年にはLNG輸入を開始した中南米諸国がスポットLNG市場でプレゼンスを拡大した。



(出所) ICIS Heren Global LNG Markets、Platts LNG Daily データを参照し作成

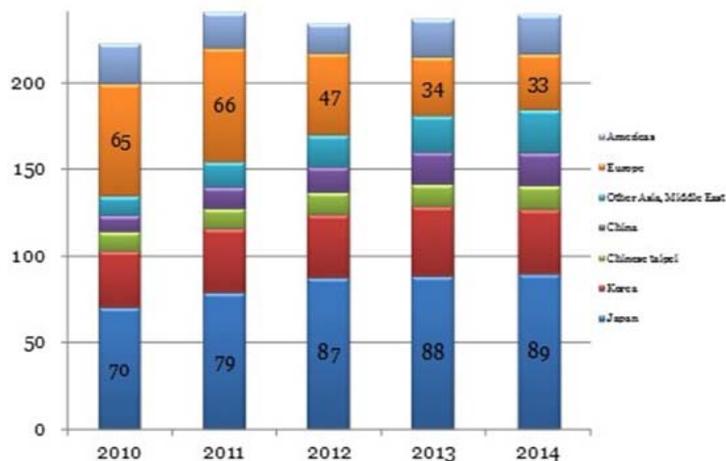
図 2.11-5 仕向先別スポットカーゴ数

LNG 業界では多くの人々が、特に2014年初までは、「LNG市場は2015年までタイト」と云っていた。しかし、この議論はグローバルLNG市場全体の動きと短期のLNG市場の動きを区別していなかったといえる。「タイトになる」という発想自体が交渉価格を高めた可能性がある。このように「市場がタイトになる」という発想が結果的にLNG価格の高騰につながりかねない。短期LNG市場に跋扈したタイト論はメディアや売主のコメントに多く見られ、LNG売主に偏った自信を与え、非現実的な高価格オファーにつながった可能性が高い。

LNG市場全体のバランスをみると全くタイトの徴候などなく、時折大西洋地域の生産者で供給中断が観察される程度であった。近年欧州市場ではLNG引き取り量が大幅に減少しているが、これは全体としてのガス需要の減少に加え、ロシア産のパイプラインガスの供給増加で埋め合わされている。ただし、市場では短期LNGカーゴの流動性低下が時々起こり、季節的な需給のアンバランスにつながることもあるだろう。

2.12 2012年以降、LNG市場の大きな成長はなし

LNG市場では今後大規模な拡張が始まろうとしているが、ここ数年間はLNG産業としては珍しい低成長の時期となった。その原因は大西洋地域の一部の供給ソースで供給中断が起きたことに加え、さらに重要なことに、欧州でLNG需要が消えたことだった。欧州でLNG需要の崩壊が起きたが、「LNG市場タイト→価格上昇」という幻想がその一因になった可能性は高い。



(出所) 諸国貿易統計、GIIGNL データに基づき作成

図 2.12-1 2010 - 2014 年の世界の LNG 輸入量

2.13 まとめ

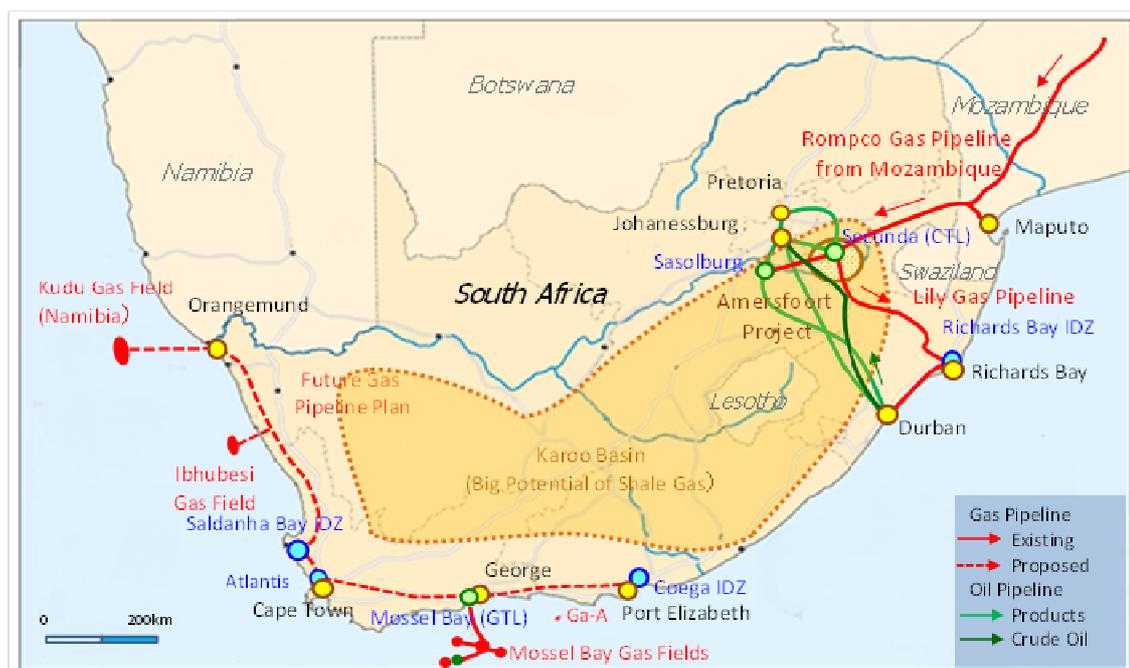
世界全体の LNG 生産能力は 2020 年までに 4 億トンに拡大し、今よりもさらに大きくより柔軟な LNG 市場が出現するものと期待されている。需要は今後も成長すると見込まれるが、その見通しには大きな不確実性が伴うだろう。従って、LNG 取引における柔軟性の拡大は、単に期待されているだけでなく、このような不確実性に対応するために必要な条件でもある。

今後の市場にはさらに多くの不確実性が伴い、市場の制御は困難を伴うと思われるが、一方で市場拡大によるメリットも期待できるだろう。原油価格低下という新たな現実と、より競争力のある LNG 価格を求める市場の声とが、現在の LNG 市場が抱える課題を如実に表している。これらの課題は、今後、供給者と消費者の協議と協力を通じて解決されていくことになるだろう。

第3章 南ア国の天然ガス供給見通し

3.1 南ア国における天然ガス供給の概況

南ア国は 30 兆トンを超える豊富な石炭資源¹に恵まれているが、これまでに発見された天然ガスの量はごく僅かにとどまっている。国内生産による天然ガスは、現在のところ PetroSA が Mossel Bay に所有する GTL (Gas-to-Liquids) プラントの原料としてすべて消費されている。現在生産中のガス田の産出量は減退の方向にあるが、その減少分を補うものとして直ちに頼れる資源は存在しない。小型のガス田がいくつか孤立的に見つかったはいるが、今日の市場条件に照らして商業性基準を満たさないものである。一方、炭層メタン (CBM=Coal Bed Methane) やシェールガスといった非在来型の天然ガス資源において大きな可能性があるとはされているものの、その探査や鉱量の評価確認はまだなされていない。かくして、南ア国における天然ガスの生産が今後 10 年間に大きく増加する可能性は低いという見方が一般的である。



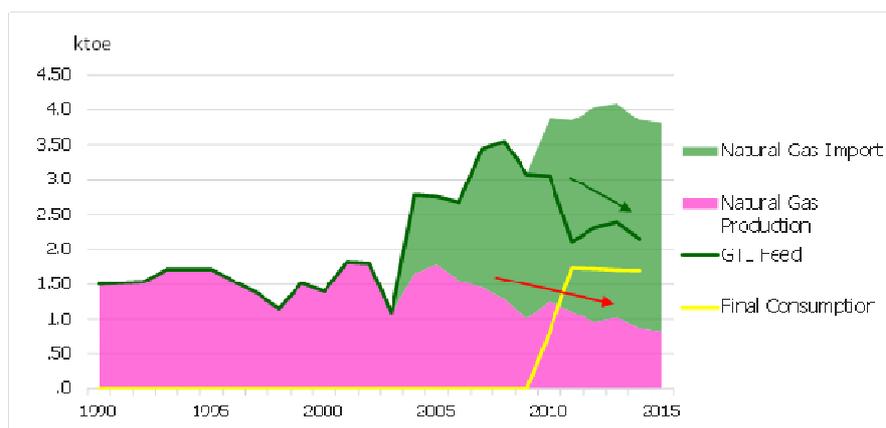
(出所) Petroleum Agency SA、IEEJ

図 3.1-1 南ア国の天然ガス田とパイプライン網

南ア国は 2004 年以来、隣国モザンビークから、ROMPCO (モザンビーク共和国パイプライン投資会社) が所有し、Pande および Tamane ガス田とヨハネスブルグ近傍の Secunda CTL/GTL プラントを連絡するパイプライン経路で天然ガスを輸入している。この輸入ガスは当初 GTL 原料としてのみ使用されていたが、2010 年から近隣の産業その他のユーザーにも供給されている。現在の協定によればガスの輸入量は年間およそ 300 万トンまたは 120

¹ BP Statistical Review of World Energy 2016.

×10 億立方フィート (Bcf) であり、2014 年においては約 170 万トンが地域の消費者に供給され、約 120 万トンが GTL プラントで使用されている。SASOL はガスのパイプライン輸入を拡大する計画であるが、実行が許可されるにはまだ時間がかかる見通しである。Mossel Bay での生産減退を反映して南ア国内の GTL プラント群へのガスの供給は急速に落ち込んでいる。これら GTL プラントの生産レベルの維持のためには、原料となる天然ガスの代替供給源の確保が当面の急務となっている。



(出所) IEA World Energy Balances (2016 年版)

図 3.1-2 南ア国の天然ガス需給状況

現在生産中のガス田に加え、巨大な天然ガス資源がモザンビークの北東部に発見されており、将来的にガスのパイプライン輸入の拡大に結び付く可能性がある。しかしながらこの埋蔵資源は海面下 1,500m の沖合で、かつ南ア国の需要地から 2,600km も離れた位置にある。莫大な費用と時間をかけてこれらのガス田を開発し、長距離パイプラインを敷設するについては慎重な検討が必要である。

石炭資源が豊富な南ア国において都市ガスの利用が始まったのは、1892 年ヨハネスブルグの President Street にガス灯用の石炭ガスの配管が 30m 敷かれたことに遡る。それ以来今日まで、ヨハネスブルグはパイプラインによるガス供給インフラを有する南ア唯一の都市である。市は 1991 年まで Cottesloe Gas 工場で製造される、猛毒で水素含有率の高い石炭ガスにその供給を仰いできた。都市ガスの供給を担当する Metro Gas 公社は市営ガス工場での生産を停止し、全需要量を SASOL から調達することに決定した。2000 年に Egoli Gas Consortium²が Metro Gas を買収し、35,000 軒の個人需要家を含む全システムについて、有毒な石炭ガスからのメタンを主成分³とする SASOL 供給ガスへの切り替えが 2004 年から 2005 年にかけて⁴実施された。現在 SASOL の Secunda 工場で作られる合成ガスは Lily パイプラインを経由して Gauteng 州および KwaZulu-Natal 州の Richards Bay や Durban 地域に供給され

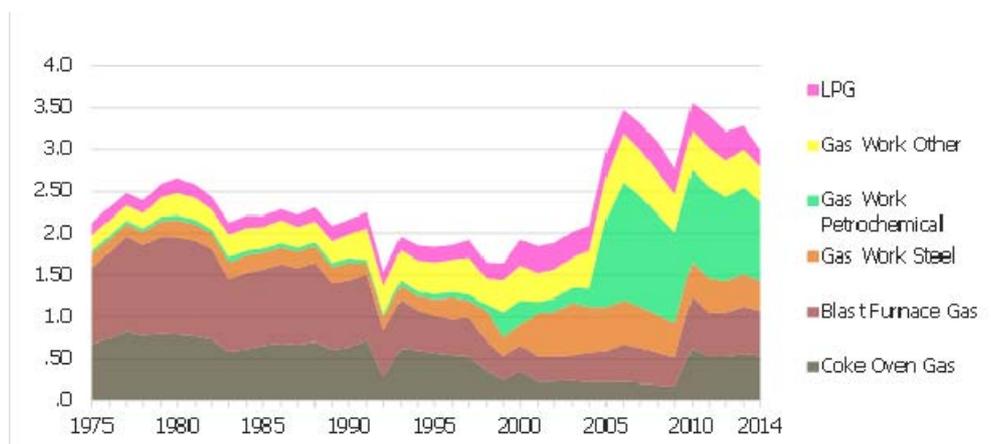
² 米国系 Cinergy Global Power と Egoli Empowerment Holdings の合弁会社

³ 一酸化炭素と水素から成る有毒性ガスは F/T 合成反応を経て、メタン含有率が高く、天然ガス類似の性状を持つ炭化水素ガスに改質される。

⁴ <http://egsite.co.za/about-us.html>

ている⁵。

天然ガス以外のガス体燃料としては、合成ガスの一部とコークス炉ガス及び高炉ガスのすべてが製鉄工場で使用されている。合成ガスの使用量は2005年に石化用が増えているものの、産業用や家庭用の消費は横ばいで推移している。合成ガスの生産能力増強に関して差し当たっての計画はない。LPGの主な供給源は国内の製油所であるが（2014年において89.6%）、2011年に石油換算375,000トン記録したものの、現在はその57%程度に落ち込んでいる。LPGの消費量が2011年のピークからほぼ半減している一方で、LPGの供給が徐々に輸入にシフトする傾向にある。



(出所) IEA World Energy Balances (2016年版)

図 3.1-3 南ア国における天然ガス以外のガス供給

このような背景の下、LNGは南ア国の天然ガスの供給をより早い段階で拡大するための手段となるであろう。図3.1-1に示すように、LNGの輸入基地として3か所の候補地(Saldanha Bay、Coega、Richards Bay)が検討されている。ここまでの章でも述べたように、世界のLNG市場は急速に拡大しつつあり、今後天然ガスの安定供給源への頼りになるアクセスを提供するものと思われる。

3.2 南ア国における天然ガス生産の見通し

3.2.1 在来型ガス資源

南ア国における石油・ガスの探鉱は1950年代後半に始まった。1980年代と1990年代において主に同国南部沖合で実施された探鉱活動の結果、いくつかの油田とガス田が発見された。今日、石油・ガスのすべてはOuteniqua Basin内のBredasdorp Sub-basinにあるBlock-9

⁵ 最初の石炭ガス化プラントは、1956年にヨハネスブルグの南80kmにあるSasolburgで操業を開始し、17基の固定床ガス化炉からLPG、ガソリン、軽油および合成ゴムと肥料用の原料を製造。Secundaの第2工場はヨハネスブルグの南東120kmに建設され、1993年に操業を開始。その能力160,000B/Dに対し現在155,000B/Dの石油および化学製品の製造が行われている。

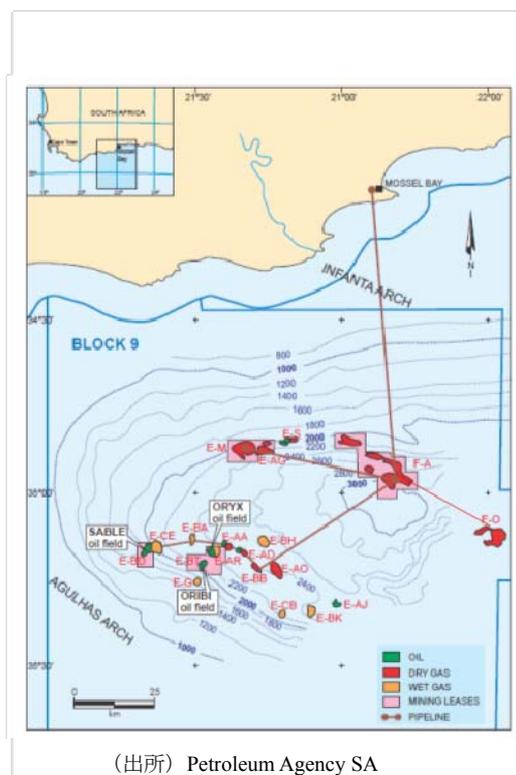
鉦区で生産している。しかし IEA 統計⁶によれば、南ア国における石油・ガスの生産は非常に限られたものである。2014 年において天然ガスの生産は石油換算 869,000 トン (34Bcf)、また原油生産は 232,000 トン、すなわち 5,700B/D に過ぎず、表 3.2-1 に示すように、小資源国である日本をすら下回っている。

表 3.2-1 南ア国における石油・ガス生産 (2014)

	Natural Gas		Oil/Condensate	
	ktoe	Bcf	ktoe	ktpd
South Africa	869	34.1	232	5.7
Japan	2,586	101.4	515	12.7

(出所) IEA World Energy Balances (2016 年版)

南ア国における天然ガスの国内生産は 1992 年、Mossel Bay 南方沖合 90km にある F-A および E-M ガス田とその周辺のカス田において始まった。これらのガス田から 2006 年には 160MMcfd (54Bcf/年) の天然ガスと 3,900B/D の原油が生産された。産出されたガスはすべて Mossel Bay にある PetroSA の GTL プラントまでパイプライン輸送されている。1997 年には同じ鉦区の Oribi 油田からの原油生産が 25,000B/D の初期生産量で始められた。浮体式の生産設備を採用し、生産物はケープタウンの製油所までタンカーでシャトル輸送する。2000 年には Oryx 油田、さらに 2003 年には 3 番目の Sable 油田が稼働を開始した。これらの油田からの随伴ガスは F-A 油田のプラットフォーム経由で Mossel Bay の GTL プラントにパイプ輸送される。現在 Oribi/Oryx 両ガス田はほとんど枯渇状態となり、その生産量は微々たるものである⁷。これらの拠点での生産量の減退を補うため、2014 年には F-O ガス田が生産を開始した。



(出所) Petroleum Agency SA

図 3.2-1 南ア国で生産中のガス田

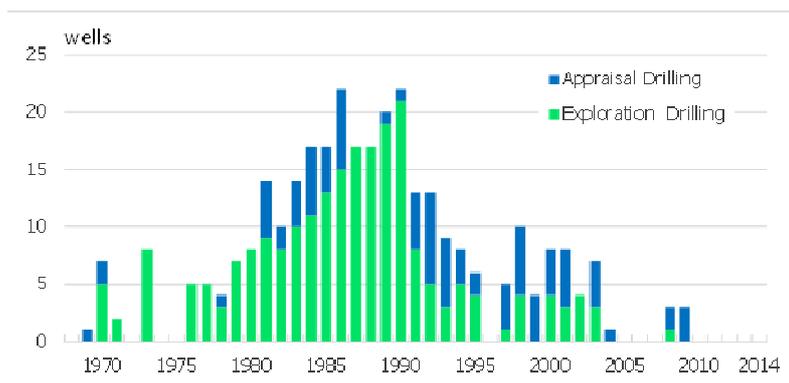
試掘井と評価井の掘削は 1986 年と 1990 年に 22 本の最大を記録した後減少し、2000 年以降の南ア国での掘削活動はほとんど停止している。これまでに南ア国で発見された 36 の鉦床のうち 15 件は現在生産中であり、3 件が生産停止し、17 件は開発規模に達しないと判断されている⁸。残る 1 件、Orange Basin 海盆にある Ithubesi のみが生産準備段階にあるとみ

⁶ IEA World Energy Balances (2016 年版)

⁷ Petroleum Agency SA, "Petroleum Exploration in South Africa", http://www.petroileumagency.com/images/pdfs/Pet_expl_opp_broch_2013h6_final_web.pdf

⁸ Wood Mackenzie, "Analysis of South Africa's Upstream Sector," 2014

られる。しかしながら、このガス田は既存のガス生産システムから孤立しており、単独での生産システムも 540Bcf という比較的小規模の埋蔵量からすると考えにくい。特に、生産がピークを過ぎ減退期に入った時に需要家への安定供給を保証するのに必要な、補助の天然ガス供給源を確保する必要がある。したがって当該ガス田の開発は、例えば LNG 輸入など総合的かつ持続可能なガス供給方式の一環として考えられるべきであろう。



(出所) Wood Mackenzie "South Africa's Oil & Gas Licensing and Fiscal System," October 2014

図 3.2-2 南ア国における試掘・評価井掘削状況

表 3.2-2 に示すように、南ア国で生産中のガス田の残存埋蔵量は、2014 年初において 339Bcf に過ぎず、しかも急速に枯渇に向かっている。PetroSA は 2015 年末の時点で確認埋蔵量をさらに下方修正し、98Bcf としている⁹。Mossel Bay にある PetroSA の GTL プラントにとって代替ガス供給源の確保は焦眉の急である。

表 3.2-2 南ア国における石油・ガス埋蔵量 (2014/1/1 現在)

Location	Initial Reserves			Remaining Reserves		
	Oil MMbbl	Gas Bcf	Total Mmboe	Oil MMbbl	Gas Bcf	Total Mmboe
Block 2A Ibhubesi	4	540	99	4	540	99
Block 9 E-M and F-A	52	1,487	313	2	283	51
Oribi and Oryx	47	-	47	0	-	0
Sable	24	-	24	0	-	0
South Coast Gas Development	5	174	36	1	56	11
Total	132	2,201	519	7	879	161

(Note) South Coast Gas Development includes E-AA, E-AD, E=BA, E-BB, E-CA and E-CE gas fields connected to the F-A platform via 90 km pipeline.

(Source) Wood Mackenzie "Review of South Africa's Oil & Gas Licensing and Fiscal System," October 2014

図 3.2-2 に示すように試掘井の掘削は過去 10 年間皆無に近い状態で推移している。しか

⁹ PetroSA Integrated Annual Report 2015

し、ここへきてモザンビークやタンザニアでの大水深海域の探査によって大規模な鉱床が相次いで発見され、南ア国の沖合深海鉱区が国際石油資本の注目を集めることとなった。2011年以降、TOTAL、ExxonMobil、およびAnadarkoをはじめとする国際石油資本数社に対して試掘許可が付与されている。こうした探鉱活動を支援するため南ア国政府は2014年6月、「ファキサ作戦（Operation Phakisa）」を打ち出し、優先的に開発を進める9部門の一つとして海洋石油・ガス開発を指定している¹⁰。南ア国政府の目的は、石油・ガスの探鉱に係る許認可環境を整備することで試掘井の本数を増やし、同時に南ア国が得られる価値を最大化して、この部門のGDPを2010年の40億ランドから2033年には110～140億ランドに高めることである。

こうした努力にもかかわらず、深海鉱区の試掘はいまだ着手されておらず、国際石油会社は2014年秋に始まった石油・ガス価格の急落以後の深刻な予算不足に苦慮している。さらに、2012年に公表されたものの2015年1月に大統領が署名せず議会に差し戻した「鉱物・石油資源開発法の改正法案（MPRDA Amendment Bill）¹¹」が上流部門に及ぼす法制度上の問題により、上流部門の開発活動に不透明感が増している。したがって高額な大水深域の試掘が始められるのはまだ先のこととなろう。仮に試掘が成功したとしても、深海にある鉱床を生産開始にこぎつけるまでには最低でも10年という歳月を要する。

3.2.2 非在来型ガス資源

南ア国本土の半分近くにわたって広がるKaroo盆地には、非在来型のガス、すなわちCBMとシェールガス獲得の企てにとって巨大なポテンシャルがあると期待されている。同国の石炭鉱床の大部分が存在するGreat Karoo Basinの北東部はCBMプレイの対象と目されている。一方、Karoo Basinの南西部分には有機物に富む頁岩が発達しており、タイトシェールガス獲得を目指すのに適していると考えられる。

Karoo Basinの北東部については、Waterberg/Ellisras Basinが推定では1兆立方フィート(Tcf)に及ぶガス資源を有し、CBMプレイの対象として最有望であるとの報告がある¹²。Anglo American Plc、および民族資本と合弁を組む外国資本数社がCBM鉱業権を得て活動している。Anglo Operations社が率いるグループは、70本以上の坑井の掘削と試験生産を実施して当該堆積盆地におけるメタンの将来性を調査中である。

最近の前向きなニュースとして、CBM探査の途中に在来型のガスが発見されたということがある。オーストラリアが本拠のKinetiko Energy社はAmersfoort石炭鉱区において

¹⁰ ジェイコブ・ズマ大統領は2014年7月、「ファキサ作戦（Operation Phakisa）」を打ち出した。2013年8月、同大統領がマレーシアを公式訪問した際、マレーシアが短期間で大きな政治経済上の改革を成し遂げるのに用いた「Big Fast Results」という成果重視の開発手法を紹介された。「ファキサ作戦」はこの手法を用いて貧困、犯罪、あるいは失業問題といった国家の重点改革分野に取り組むものである。「Phakisa」はセソト語で「至急」を意味する。

¹¹ 法案は開発費用のコスト・キャリーに新たに政府が関与することを意図しており、上流部門の法制度としては非常に異例であるため、鉱床開発の採算面に不確実性をもたらしている。

¹² Petroleum Agency SA, “Petroleum Exploration in South Africa”

KA-03PT 号井の試掘に成功した。同社は 2010 年以來この区域で CBM の探査を進めて来たが、深度 220-440m において CBM 層の上位の砂岩層中に天然ガスを発見した。現在同社では、1.0Tcf の CBM と 0.5Tcf の在来型天然ガスから成り、条件付き資源量が 1.5Tcf に及ぶこの発見構造を Amersfoort Project¹³ と名付けて評価中である。これらのガス田はほどほどの規模を有しかつ浅い位置にあるため、Gauteng 州のガス供給源として将来有望である。

米国エネルギー情報局 (U.S.EIA) は 2013 年、Karoo Basin が世界的規模のシェールガス埋蔵地域として期待できると発表した¹⁴。EIA によれば Karoo Basin におけるシェールガスの技術的可採資源量は 390Tcf と推定され、これは南ア国を世界のトップ 10 の地位に押し上げるものである。しかし、Karoo Basin におけるシェールガスのポテンシャルに関しては、数十年前にその南部でガス兆が見られたとは言えるものの、有効なデータが限られている。今後の大規模な探鉱活動がより確定的な情報をもたらすまで、EIA の予想値は仮定的なものにとどまる。

南ア国政府は 2011 年 4 月、水圧破碎法 (フラッキング) のもたらす影響に対する抗議を受けて、シェールガスの探鉱に一時禁止令を出した。前記が解除となったあと鉱物資源省 (DMR: Department of Mineral Resources) は 2015 年 6 月、「石油探査および生産に関する規則 (Regulations for Petroleum Exploration and Production)」を発表、陸上の水圧破碎法実施に関する新しい技術規則を提案した。現在、Shell を始め複数の企業がシェールガス探査を申請し、許可証の発行を待っている。懸念事項の一つは、Karoo Basin のような乾燥地帯における水の調達であって、大量の水を必要とする水圧破碎法のためには欠かせない論議である。現在までシェールガスを対象とした探査活動が実施されていないこともあり、技術面、経済面、環境面における種々の障壁を克服しつつ、この先本件がどのように展開していくかは依然として定かでない。現時点では、Karoo Basin のシェールガスが持つポテンシャルは、長期的な可能性のひとつとしてのみ考慮されるべきである。

3.2.3 推定ガス埋蔵量

Wood Mackenzie 社が 2014 年にエネルギー省に提出した報告によれば、南ア国における天然ガスの潜在的な可採埋蔵量は表 3.2-3¹⁵ のように推定されている。

表 3.2-3 種類別推定ガス埋蔵量 (2014)

在来型ガスは、今後の探査努力にもよるが、主に深海域での発見が期待されている。Karoo Basin 全域では推定 120Tcf のシェールガスが埋蔵され、うち 9.0Tcf が可採であり、また CBM については

	Recoverable Reserve
	Tcf
Conventional (offshore)	9.0
Karoo Shale	9.0
Karoo CBM	1.5
Total	19.5

¹³ <http://www.kinetiko.com.au/projects/amersfoort-project/>

¹⁴ U.S. EIA, "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", June 2013

¹⁵ Wood Mackenzie, "Analysis of South Africa's Upstream Sector"

9.0Tcfの原始埋蔵量に対し1.5Tcfが可採であるとされている。シェールガスに関する上記の値は、米国 EIA による推計に比し控え目である。いずれにせよこれらの推計値は目安に過ぎず、本格的な試掘と評価がなされるまで仮定的なものにとどまる。言及されている 19.5Tcf のガスの大部分は今後の発見を待っている段階にあり、近い将来にその生産が始まる可能性は低い。

3.3 近隣地域のガス供給見通し

モザンビークの Pande および Tamane ガス田からの既存パイプライン供給に加え、近隣諸国で発見されている天然ガス資源も将来のパイプライン供給源と考えられる。そうした資源としては、モザンビークの東海岸における顕著な発見構造、大西洋のナミビア領海に発見された Kudu ガス田、それにボツワナの CBM などが挙げられよう。

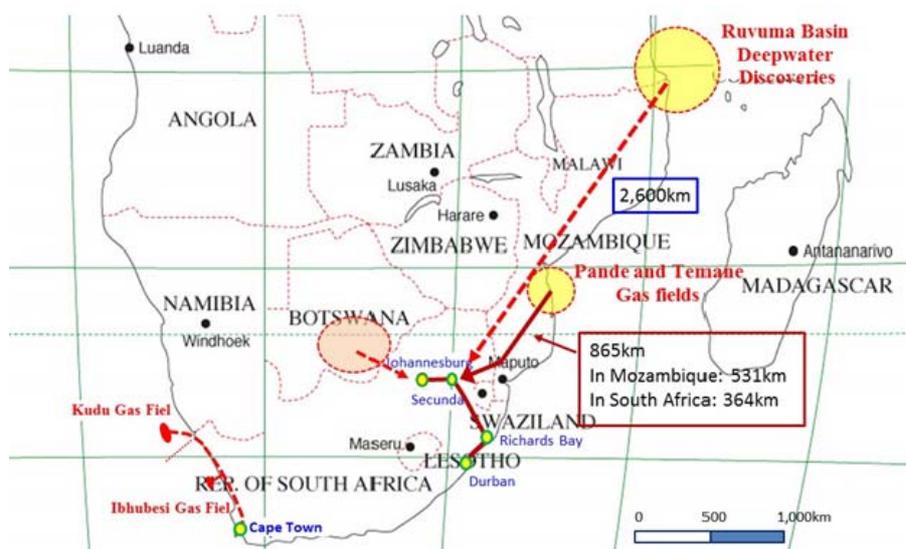
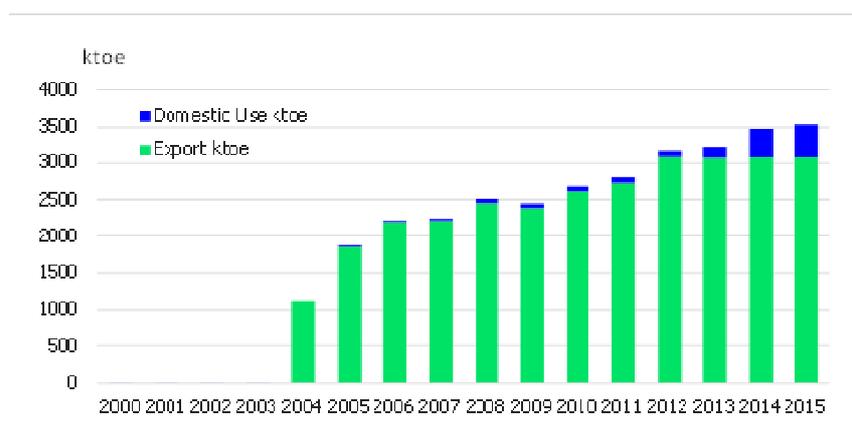


図 3.3-1 近隣諸国からの天然ガス供給の可能性

3.3.1 モザンビーク

モザンビークの天然ガスの生産は、首都マプトの北東 500km に位置する Pande および Tamane ガス田において 2004 年に始まった。両ガス田は 1960 年代 (Pande: 1961 年, Tamane: 1967 年) には発見されていたが、1970 年代の内乱のため開発活動は頓挫していた。2003 年になって SASOL が陸上鉱区で大規模な集中的試掘を行った結果、新たなガス田が見つかり埋蔵量は 5.5Tcf に増加した¹⁶。SASOL は天然ガスの生産を 2004 年に開始し、ほとんどその全量を ROMPCO パイプライン経由で南アの Secunda 工場に向けて輸出してきた。その量は 2012 年には 120Bcf に達したものの、発電用を主とする国内消費が浮上するにつれ、以後は同じ水準にとどめられている。

¹⁶ David Ledsema, “East Africa Gas – Potential for Export”, The Oxford Institute for Energy Studies, March 2013



(出所) IEA World Energy Balances (2016 年版)

図 3.3-2 モザンビークにおける天然ガス生産状況

SASOL はこの地域の 4 つの鉱区で探査活動を展開しており、最終的に同地域の天然ガス資源は、米国証券取引委員会 (SEC) に確認埋蔵量として報告されている 3.3Tcf を大きく上回るものになるであろうと予想している。一般論としていえば、回収確率 50% で想定したいわゆる推定埋蔵量が、確率 90% で手堅く推計され SEC へ報告される確認埋蔵量を数値的に大きく超えるのは当然である。SASOL は輸入量を現在の 3 倍である 1.0Bcf/日 (365Bcf/年) とする計画で、うち 0.6Bcf/日を GTL 原料に、0.4Bcf/日を発電用に向ける方針である。しかし、現今の油価低迷のもとでは、新規の GTL プロジェクトの採算は冒険の域を出ない。SASOL としては、計画の実現にはガス需要の調和のとれた成長が最重要だと考えている¹⁷。

上記に加え、さらに北方の Ruvuma Basin にも巨大な天然ガス資源が見つかった。2009 年に Anadarko 社が Area 1 に天然ガスを発見したのに続き、2011 年には ENI が Area 4 に天然ガスを発見した。一連の試掘が成功した現在、Area 1 は 75Tcf の可採埋蔵量を有し¹⁸、一方 Area 4 には推定原始鉱量 (GIIP) として 2.5 兆立方メートル (Tcm) すなわち 88Tcf のガスが存在すると推定されている¹⁹。こうした巨大鉱床の発見を受け、複数の国際石油企業が合計 4 トレーン、最終的には 10 トレーンの陸上 LNG プラント (1 系列あたり能力は通常 5-6MTPA) を建設することを目論んでいる。また、より早期の実現を目指す浮体式 LNG (FLNG) プラントのプロジェクトが以下の如く進行中である。

まず手始めとして、2015 年 12 月、オペレーターである Anadarko と ENI、それに他の合弁参加者がこの巨大な天然ガス資源の開発に関して統合開発 (ユニタイゼーション) 協定 (UUAO) を締結した²⁰。前記 UUAO の下で、鉱区に跨ってユニットを構成する天然ガス貯留構造である Prosperidade と Mamba を、上記オペレーター 2 社が別々にしかし協調的なやり方により、開発済み埋蔵量が 24Tcf (Area 毎に 12Tcf) に達するまで開発する。共同生産

¹⁷ SASOL から面談聴取、2016 年 5 月 17 日

¹⁸ Anadarko Mozambique Fact Sheet 2016

https://www.anadarko.com/content/documents/apc/news/Fact_Sheets/Mozambique_Fact_Sheet.pdf

¹⁹ Eni's activities in Mozambique,

https://www.eni.com/enipedia/en_IT/international-presence/africa/enis-activities-in-mozambique.page

²⁰ <http://www.mzlng.com/>

されたガスはパイプライン経由で Palma Bay の Afungi LNG Park まで輸送する。

こうした深海ガス田の開発にあたる共同事業体は、海中に生産システムを構築し、陸地までのパイプラインを敷設するという難題を克服しなければならない。

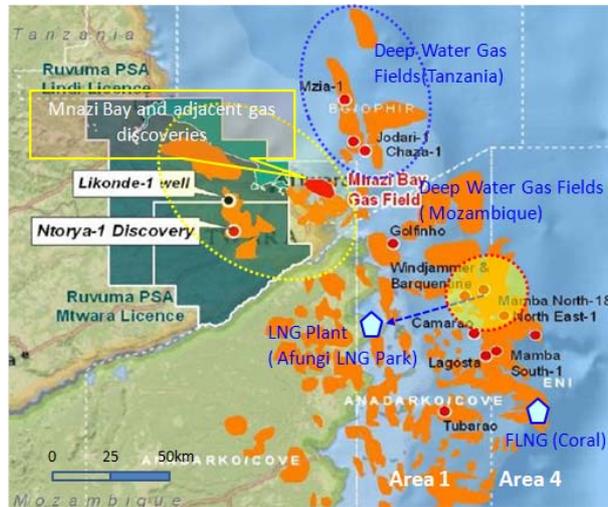


図 3.3-3 モザンビークおよびタンザニア沖の深海ガス田

対象の埋蔵資源は海岸から 50km 圏内の水深 1,500m に位置する。海底の地形の特徴として、非常に幅の狭い大陸棚に続く急斜面が、水深 2,000m 以上の大洋底に至っている。斜面の勾配は通常で 10 度、場所によっては 15 度以上に及ぶ。このような急傾斜では軟質地盤が大規模な地滑りを起こす危険性がある。また、海岸線から垂直方向に走る複数の峡谷が現在も活動中である。ガス田の開発と陸上 LNG プラント建設に関して、コンソーシアムとしての投資意志決定にはまだ至っていない。

上記の陸上プロジェクトとは別に ENI は 2016 年 2 月、Coral ガス田の上に FLNG プラントを建設する許可を得たと発表した²¹。この許可は、Area 4 鉱区内に位置する Coral 構造で発見された 5Tcf の開発の第 1 段階に対するものである。Coral 構造は Cabo Delgado 州北部にある Palma 湾の沖合およそ 80km、水深 2,000m 以上の位置に横たわっている。

同開発計画によれば、海中生産井を 6 本掘り、それを 3.4 MTPA の能力の浮体式 LNG システムに接続する。ENI は 2014 年以来基本設計 (FEED) を行っており、二重殻構造の船体とタレット係留システムを採用する予定である。投資の最終意思決定が早期になされるようであれば、当該プロジェクトは 2020 年を待たずに稼働する可能性がある。

一方、上記の天然ガス開発と組み合わせさせた形で、生産量の 25%と定められる国内供給義務分からのガスを当てにした南ア国向けパイプライン供給の可能性もある。モザンビークの国営石油公社 (Mozambique Empresa Nacional de Hidrocarbonetos: ENH) は同国を縦断し、南ア国までガスを輸送するパイプラインの建設のための入札を実施した。しかしながら、

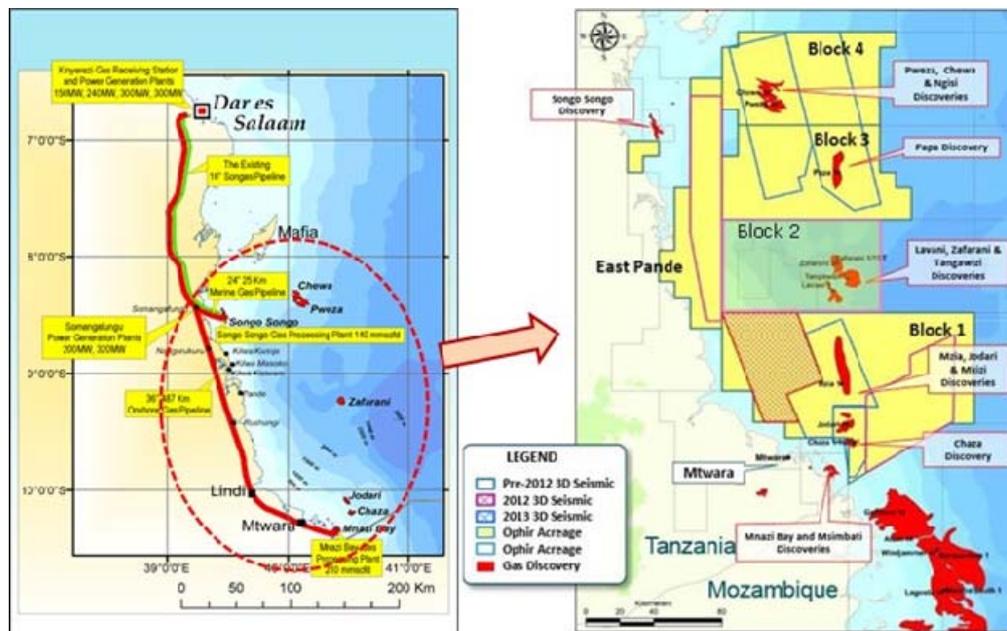
²¹ Eni: Approval of the development plan for Eni's Coral discovery offshore Mozambique, 24 February 2016

長大なパイプラインの建設のための巨額の投資を成り立たせるには相当量の需要を確保しなければならない。したがって、上記プロジェクトは、長期的に見て可能性のある供給源の一つとして考慮されよう。

3.3.2 タンザニア

タンザニアでは、1970年代に発見された浅海ガス田である Songo Songo および Mnazi Bay から少規模の天然ガスの生産が 2004 年以来なされている。生産物はパイプラインを經由して首都ダルエスサラームまで送られ、主に発電用に消費されている。上記に加え、国内需要向けに供給能力を大幅に増やすべく、南部の浅海鉱区にある Mnazi Bay ガス田とダルエスサラームを連絡する、口径 36 インチで総延長距離が 534Km、年間送ガス能力が 784Bcf のパイプラインが 2015 年夏に敷設された。前記の完工を待って、新しく建設された Kinyerezi I 火力発電所（能力 150MW）が稼働を開始している。

モザンビークで相次いだ発見の成果を受け、タンザニアにおいても 2010 年以降、BG（最近 Shell が買収）および Statoil が率いる共同事業体によって、大がかりな探査活動が行われてきた。2015 年末現在の推定原始鉱量（GIIP）は 57Tcf に達しており、その内 10Tcf が陸上または沿岸鉱区で、残る 47Tcf が沖合の深海鉱区で見つかっている²²。これらの砂岩質貯留層からのガスの回収率は約 70% と見積もられている。



(出所) Tanzania Petroleum Development Corporation

図 3.3-4 タンザニア沖合鉱区の天然ガス発見状況

²² Justin W. Ntalikwa (タンザニア連合共和国エネルギー鉱物省事務次官), “Tanzania’s Economy and Energy Sector”, 2016 年 8 月 4 日、東京にて開催のタンザニア天然ガスフォーラムでの発表。

タンザニアにおいては、発電や肥料製造用などの国内需要を対象に、まず陸上および浅海ガス田の開発が行われる。高額投資であり採算性を確保するために相当規模の基礎需要を必要とする深海ガス田の開発については、陸上 LNG プラントの建設が 2025 年の稼働開始を目標に検討されている。以上の状況から、タンザニアは中長期的な可能性を持つ LNG 供給源とみなしてよい。南ア国への距離が短いこともあり、モザンビークとタンザニアからの LNG は将来有用な供給源となるであろう。

3.3.3 ボツワナ

ボツワナ共和国地質調査部 (Department of Geological Survey) が 2000 年代初頭に実施した予備的探鉱調査によると、Kalahari Karoo Basin の炭層シーケンスには原始鉱量として 60Tcf の CBM が含まれると推定される。開発ポテンシャルが最も期待されるのは同堆積盆地の東側縁辺部沿いである²³。しかし、これまでのところ、豪独立系企業の Tlou Energy²⁴が提案する小規模 (10MW) のガス火力発電を含み、ごく限られた調査がなされたのみである。ボツワナからの CBM 輸出は、大規模な探査活動によってある程度のガス埋蔵量が確認された後に初めて考慮されるべきであろう。

3.3.4 ナミビア

Kudu ガス田は大西洋岸の Oranjemund 市北西 170Km のナミビア領海内に位置しており (図 3.1-1 参照)、1974 年に Chevron が発見した。現在の確認埋蔵量は 1.4Tcf である。Tullow Oil が 2004 年に鉱区の権益の一部譲渡を受け (ファームイン)、石油を目的とした探査を続けている²⁵。Oranjemund のガス火力発電プロジェクトに天然ガスを使用する計画がある。Saldanha Bay/Cape Town 地域の主要需要地を包含するガス供給システムが大西洋沿岸に完成したあかつきには、Kudu ガス田をつなぎ込むことが可能になる。

3.4 まとめ

南ア国内および近隣地域のガスの供給ポテンシャルに係る以上の観察と所見は以下のよう整理できる：

- 1) 現時点において直ちに利用が可能なガス供給源は国内にも近隣地域にも存在しない。大西洋側で発見された小規模ガス田は Saldanha Bay/Cape Town 地域に総合的供給システムが整備された後であれば開発に取り掛かれる。深海ガス田のポテンシャル

²³ The Department of Geological Survey, “Coal Bed Methane Study,” <http://www.gov.bw/Global/MMWER/dgscbmstudy.pdf>

²⁴ 同社の発表:「Tlou が全額出資する Lesedi CBM Project は第三者認定による条件付き資源量最大 3.3Tcf(3C) を保有しており、これはさらに高位推計値で 8.6Tcf まで伸びると期待される。Tlou は近い将来埋蔵量の認定をうけることを目指している」、<http://tlouenergy.com/overview>

²⁵ <http://www.reuters.com/article/africa-oil-namibia-idUSL8N12T3D620151029>

は引き続き調査する必要がある。

- 2) モザンビークからのパイプラインによる天然ガス輸入は南ア国にとって実行可能な選択肢の一つである。この実現のためには、十分な基礎需要を提供できるだけの調和のとれたガス需要開発を含む、総合的なガス供給計画を樹立する必要がある。
- 3) Karoo Basin に期待されるシェールガスや CBM といった非在来型天然ガスは、大規模かつ有効な探査活動によって一定の確認埋蔵量が得られるまでは、長期的な可能性のひとつにとどまる。

第4章 南アのエネルギー・天然ガス需要見通し

本章では、日本で入手可能な世界銀行や国際エネルギー機関（IEA）等のデータおよび南アの統計局、エネルギー省、電力公社（ESKOM）等のデータをもとに作成したエネルギー需要予測モデルを用いて、同国の長期エネルギー需要見通しを分析する。今回のエネルギー需要予測モデルの構築のために、南アのエネルギー関連行政機関およびLNG輸入候補地の地方政府、国営企業、エネルギー関連民間企業などから情報の聴取およびデータの収集を行った。現地調査を通じて入手した情報は、南アの長期エネルギー需要見通しに反映し、2045年まで同国の長期エネルギー展望を分析した。

4.1 エネルギー・天然ガス需要予測の考え方

南アでは1994年に初めて民主選挙が実施され、それ以降2015年までの21年間、同国経済は実質成長率年平均2.96%で拡大し、アフリカ全体の経済発展を牽引してきた。1990年代には経済的な混乱と急激なインフレに見舞われたが、2000年代に入るとインフレ率は5%台に収束し、経済成長も安定して来た。しかしながら、2014年以降は国際的な資源価格の低迷を反映して経済成長率が2014年には1.5%に、2015年には1.3%に低下した²⁶。

本調査で構築したエネルギー需要予測モデルは、過去のデータを基に推計する計量経済モデルを用いて南アのエネルギー・天然ガス需要予測を行った。計量経済モデルを採用した背景は以下のようなことからである。

- a. 1994年以降、同国の経済活動は比較的安定しており、2000年以降のインフレ率は5%台で推移している。したがって、計量経済モデルを適用しても比較的安定的な分析結果が得られると期待できる。
- b. 1994年以降は統計データの作成に必要とされる十分な数のサンプルが確保されており、データは計量経済分析が可能なレベルにある。
- c. 通常、経済の市場化が進むに従いマクロ経済活動とエネルギー需要の相関が密になり、計量経済モデルを適用する環境が整う。同国経済は近年BRICSの一角として高い成長を続け、中期発展段階（Medium development stage）に到達している²⁷。各種の経済統計やエネルギー統計も整備が進んでおり、計量経済分析を適用する環境は整っている。

また、本調査では長期の電源開発や天然ガス産業の導入を検討対象としているため、2045年までの超長期の期間についてエネルギー需要の予測を行うとともに、今後南アのエネルギー需要における天然ガスの位置づけおよび展望を検討した。

²⁶ IMF、「世界経済展望」、2016年4月

²⁷ UNIDO 「Industrial Development Report 2016」

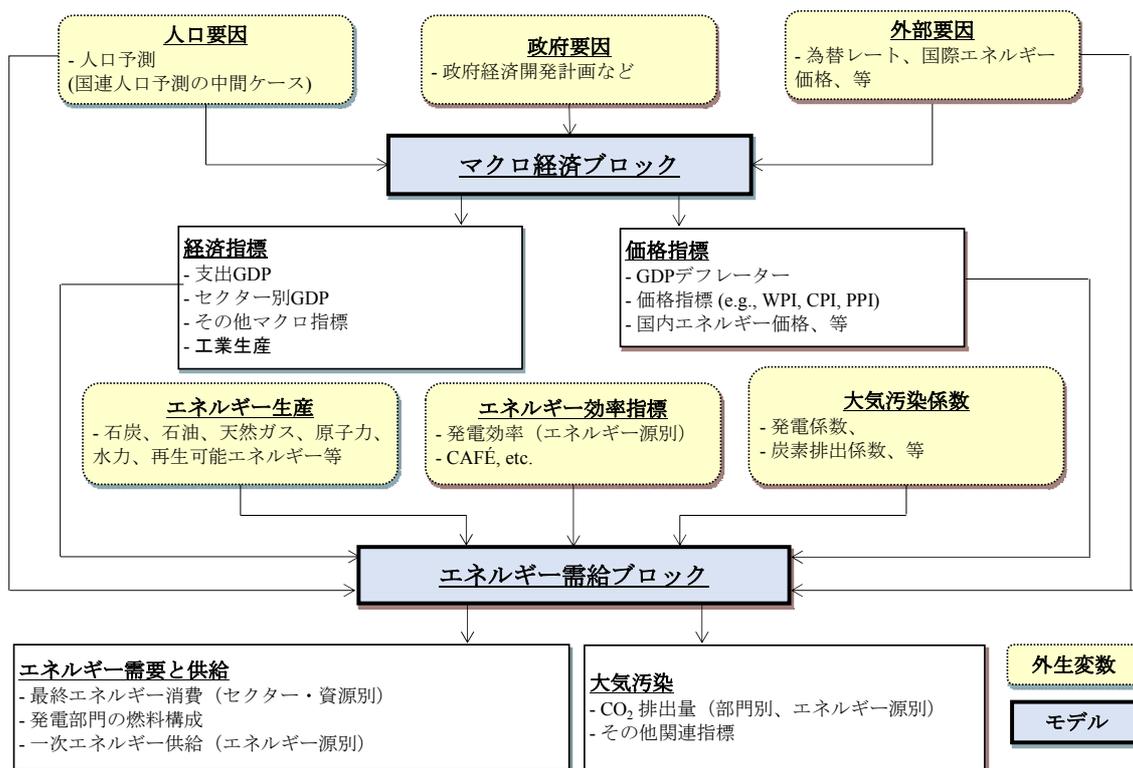
4.1.1 モデルの概要

(1) モデルの考え方と構造

本章で南アの中長期エネルギー需要（2013～2045年まで）を検討するために用いるモデルは、マクロ経済ブロックとエネルギー需要ブロックの2つのサブモデルで構成されている。この調査報告書では、この2つのサブモデルに基づくシミュレーション分析を通じて、2045年までの南アのエネルギー需要を予測し、同国のエネルギー消費構造および将来の天然ガス需要を考察する。

モデルの全体構成図を図4.1-1に示す。この統合型計量経済分析モデルを用いると、マクロ経済の関連指標とエネルギー需要との相互関係を比較的容易に検証でき、今後のエネルギー需要の変化を経済活動の動向を基にして説明することができる。

なお、一次エネルギー需要見通しを作成する上では、電力部門、石油精製、石炭化学工業と天然ガスのガス化・液化などの転換部門をどのように扱うかに関し、南アのエネルギー政策のあり方などについて現地調査をしたうえで、モデルに反映することになる。このため、第1次と第2次の現地調査は、情報収集や意見交換などを通じて本章のモデル分析の精度向上を図るとともに、同国の一次エネルギー需要見通しを作成した。



(出所) JICA 調査団

図 4.1-1 モデルの全体構成

マクロ経済ブロック

本調査のマクロ経済ブロックでは、国内総生産（GDP）の成長率について、IMF 経済予測および南アの経済見通しを前提条件に、各産業部門の過去のトレンドおよび産業構造変化に基づいて、部門別の生産額およびシェアを推計した。今後の長期予測において経済性各面の大きな焦点となるのは、同国経済が資源産業を維持しつつも中テク、ハイテク産業をどのように導入していくか、それにより産業構造がどのように変化していくかであろう。本ブロックでは、2012年に策定された国家発展計画²⁸の数値目標および同国の工業政策を反映しながら、長期の産業構造の変化を数値的に設定していくこととした。

エネルギー需要ブロック

全体モデルの中核をなす部分である「エネルギー需要ブロック」では、マクロ経済ブロックから得られた各部門の生産高および電力価格、人口、所得、工業生産指数、価格指数などの諸指標を説明変数として、最終部門における部門別・エネルギー源別の需要量を決定する。

(2) 本モデルの規模と推定期間

本エネルギー需要モデルの推定期間は、2013～2045年までの32年間である。モデルは、57本の推計式と175本の定義式、計232本の計算式から成り立っており、連立方程式でモデルの中で計算される。実績データは、1990～2013年までである。

(3) データ

南アのマクロ経済の実績データは、国連統計局（UNSTAT）、国際通貨基金（IMF）、南ア統計局から、エネルギー部門の実績データでは、国際エネルギー機関（IEA）、南アエネルギー省のデータを用いた。電力価格のデータは南アの電力公社（ESKOM）、原油と石炭価格は南アの貿易統計により収集した。

4.1.2 前提条件

(1) 人口要因

国連人口局の統計によると、南アの人口は2014年末で5,397万人である。同国の人口は1990～2000年まで年平均2.0%で増加したが、2000～2010年では年平均1.4%の増加で、伸び率は低下し続け、2014年では前年比1.03%までに減速した。この傾向は今後も続くと考えられる。

本モデルでは国連の2015～2045年までの人口推計結果（中位推計）の伸び率を外生変数として予測モデルに用いた。同人口推計結果によると、2014年以降、南アの人口増加率（前年比）は0.97%から徐々に低下し、2045年には0.40%になるとされており、総人口数は6,435万人となる。

²⁸ National Development Commission, “National Development Plan 2030”, 2012年8月

表 4.1-1 南アの人口予測（2013～2045 年）

年	人口 (百万人)	前年比 (%)	年	人口 (百万人)	前年比 (%)
2013	53.42(実績)	1.10			
2014	53.97(実績)	1.03			
2015	54.49	0.97			
2016	54.98	0.90	2031	60.34	0.51
2017	55.44	0.83	2032	60.65	0.51
2018	55.87	0.78	2033	60.95	0.50
2019	56.28	0.73	2034	61.25	0.49
2020	56.67	0.70	2035	61.55	0.49
2021	57.05	0.67	2036	61.85	0.48
2022	57.41	0.64	2037	62.14	0.47
2023	57.76	0.61	2038	62.43	0.47
2024	58.10	0.59	2039	62.72	0.46
2025	58.44	0.58	2040	63.00	0.45
2026	58.76	0.56	2041	63.28	0.44
2027	59.09	0.55	2042	63.55	0.43
2028	59.41	0.54	2043	63.82	0.42
2029	59.72	0.53	2044	64.09	0.41
2030	60.03	0.52	2045	64.35	0.40

(出所) United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2015). “World Population Prospects: The 2015 Revision”, July 2015

(2) 政府要因

南ア政府の経済政策は、このモデル分析において最も重要なキーファクターである。一般に政府の財政支出が経済成長を促進するための有効なマクロ政策手段である。しかし、本モデルでは、経済成長率を外生変数としてマクロ経済ブロックの中に取り入れている。なお、長期的な経済発展ポテンシャルの基準とされる Total Factor Productivity 見方や、前述のような今後の重点成長分野の想定などについて同国のマクロ経済政策を反映し、内容の向上を図ることとする。

現在南ア政府が取り込んでいるマクロ経済開発およびエネルギー開発計画の目標値をもとに同国のエネルギー需要を推計した。但し、2016～2022年までの短期経済成長率は、IMFが推計した結果を採用し、2023～2045年までの長期経済成長率は、南ア政府の目標値4.2%を取り込んだ²⁹。表4.1-2は各年の経済成長率を示す。

また、南ア政府が推進しているエネルギー導入目標を順調に実施された前提に基づいてモデルの中に反映し推計を行っている。具体的な政策目標値は、以下の通りである。

- 原子力発電 : 2030年までに9,600 MWを導入する

²⁹ Department of Energy, “Integrated Energy Plan Final Report”, 62 ページ

- 天然ガス : 2050年の発電量の燃料構成に占める比率が30%

表 4.1-2 南アの経済成長率（2014～2045年）

年	経済成長率 (前年比、%)	出典
2014	1.549	実績
2015	1.283	
2016	0.612	IMF予測
2017	1.206	
2018	2.063	
2019	2.4	
2020	2.4	
2021	2.4	
2022	3.7	
2023~2045	4.2	IEP予測

(出所) IMF：2016年6月時点の予測結果、IEP：IEP Final Report

(3) 外部要因

海外要因は主に貿易相手国の経済動向、為替レート、エネルギー・資源の国際価格である。特に石炭と石油価格の動向は南アの経済への影響が大きいと考えられる。為替レートと国際エネルギー価格は、国内のエネルギーコストを評価するための重要な要素である。特に鉱物資源の輸出国である南アにとって、石炭や鉱産物の輸出は外貨獲得の重要な手段である。(国際エネルギー価格については第2章を参照する。)

4.2 予測結果の分析

4.2.1 経済成長率

表 4.2-1 に南アの経済指標の前提条件を示す。前述のように、ここでは2016～2022年までの経済成長率はIMFの予測ケースと2023～2045年までは南ア政府の4.2%で続けるケースを想定しており、その結果2013～2045年までの実質経済成長率が年平均3.56%で維持される。なかでも製造業分野のGDPは、財政支出拡大政策および産業構造改革により、全予測期間を通じ年平均7.0%で拡大する。2045年の製造業のシェアは、36.7%となり2013年の13.2%に比べ23.5ポイント拡大することになる。

一方、その他産業のシェアは、2013年の42.9%から2045年には11.2%へと31.7ポイント減少した。統計上ではその他産業に含まれている分野が特定できないが、特徴的なのは、現在そのシェアが際立って高いことである。一般的に「その他産業」に分類されている経済活動ではインフォーマル部門が大半を占めていることがアフリカ諸国の中で共通していると言われている。南アでは今後の経済発展の過程で産業構造の改革が継続的に進み、インフォーマル産業から工業・商業活動への転換、製造業や商業、金融、サービス業などの拡大が続くとこの見方を標準シナリオとして想定する。

このような想定は比較的エネルギー使用密度の高い資源輸出依存型経済からエネルギー効率の高い先進国型経済への転換を意味し、今後のエネルギー・環境政策を考える上でのキーポイントになるであろう。

表 4.2-1 経済指標の前提条件（2013～2045 年）

項目	単位	実績	予測			年平均増加率 (%)		
		2013	2025	2035	2045	2025 /2013	2035 /2013	2045 /2013
実質GDP	百万Rand	2,963,389	3,990,314	6,021,216	9,085,763	2.51	3.28	3.56
GDP成長率（前年比）	%	2.21	4.20	4.20	4.20			
人口	1,000	53,417	58,436	61,551	64,348	0.75	0.65	0.58
人口増加率（前年比）	%	1.10	0.58	0.49	0.40			
産業別実質GDP（2010=100）								
農業	百万Rand	70,577	80,204	109,916	152,407	1.1	2.0	2.4
鉱業	百万Rand	299,283	373,348	437,358	512,343	1.9	1.7	1.7
製造業	百万Rand	378,933	1,148,216	2,103,334	3,330,900	9.7	8.1	7.0
建設業	百万Rand	100,468	174,959	285,903	467,198	4.7	4.9	4.9
商業・サービス業	百万Rand	405,983	742,439	1,352,321	2,463,195	5.2	5.6	5.8
輸送・通信・倉庫	百万Rand	247,062	434,798	703,492	1,138,233	4.8	4.9	4.9
その他産業	百万Rand	1,187,508	1,036,350	1,028,892	1,021,487	-1.1	-0.6	-0.5
産業構造（比率）								
農業	%	2.3	2.0	1.8	1.7			
鉱業	%	12.7	9.4	7.3	5.6			
製造業	%	13.2	28.8	34.9	36.7			
建設業	%	4.0	4.4	4.7	5.1			
商業・サービス業	%	14.8	18.6	22.5	27.1			
輸送・通信・倉庫	%	10.0	10.9	11.7	12.5			
その他産業	%	42.9	26.0	17.1	11.2			

（出所）JICA 調査団

4.2.2 最終エネルギー消費予測結果

(1) 産業部門別最終エネルギー消費

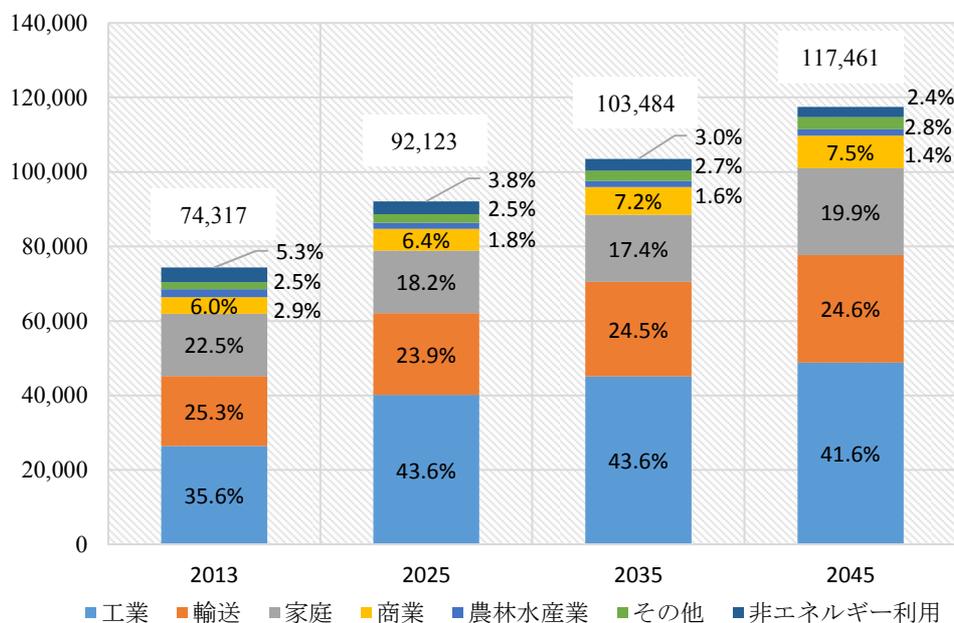
今回の試算では、南アの最終エネルギー消費は、2013年の74,317 ktoe（石油換算1,000トン）から年平均1.4%で増加し、2045年には117,461 ktoeに達する。同期間のGDP成長率に対するエネルギー弾性値は0.4である。なかでも工業部門は2045年には最大のエネルギー消費部門となり、最終エネルギー消費に占めるシェアが41.6%（48,814 ktoe）に達する。2013～2045年の年平均需要増加率は1.9%で、全体のエネルギー需要増加を牽引しているセクターである。工業部門では、1994年以降長い調整期を経て成長が軌道にのり、産業改革の効果が徐々に表れてくる。このような政策が継続的に実施されれば、工業部門における電力需要は今後も増加していくと思われる。本モデルの推計結果では、2045年の輸送部門と家庭部門のエネルギー消費が全体に占めるシェアはそれぞれ24.6%と19.9%で、工業部門に次ぐエネルギー多消費部門となっている。

表 4.2-2 南アの産業部門別最終エネルギー消費予測（2013~2045年）

項目	実績	予測			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025 /2013	2035 /2013	2045 /2013
最終エネルギー部門 (ktoe)	74,317	92,123	103,484	117,461	1.8	1.5	1.4
工業部門	26,443	40,134	45,153	48,814	3.5	2.5	1.9
輸送部門	18,771	21,972	25,331	28,847	1.3	1.4	1.4
家庭部門	16,745	16,771	17,987	23,354	0.0	0.3	1.0
商業部門	4,438	5,871	7,495	8,773	2.4	2.4	2.2
農林水産部門	2,123	1,628	1,640	1,661	-2.2	-1.2	-0.8
その他不明	1,873	2,260	2,753	3,249	1.6	1.8	1.7
非エネルギー部門	3,924	3,488	3,126	2,763	-1.0	-1.0	-1.1
構成比 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0			
工業部門	35.6	43.6	43.6	41.6			
輸送部門	25.3	23.9	24.5	24.6			
家庭部門	22.5	18.2	17.4	19.9			
商業部門	6.0	6.4	7.2	7.5			
農林水産部門	2.9	1.8	1.6	1.4			
その他不明	2.5	2.5	2.7	2.8			
非エネルギー部門	5.3	3.8	3.0	2.4			

(出所) JICA 調査団

(単位: ktoe, %)



(出所) JICA 調査団

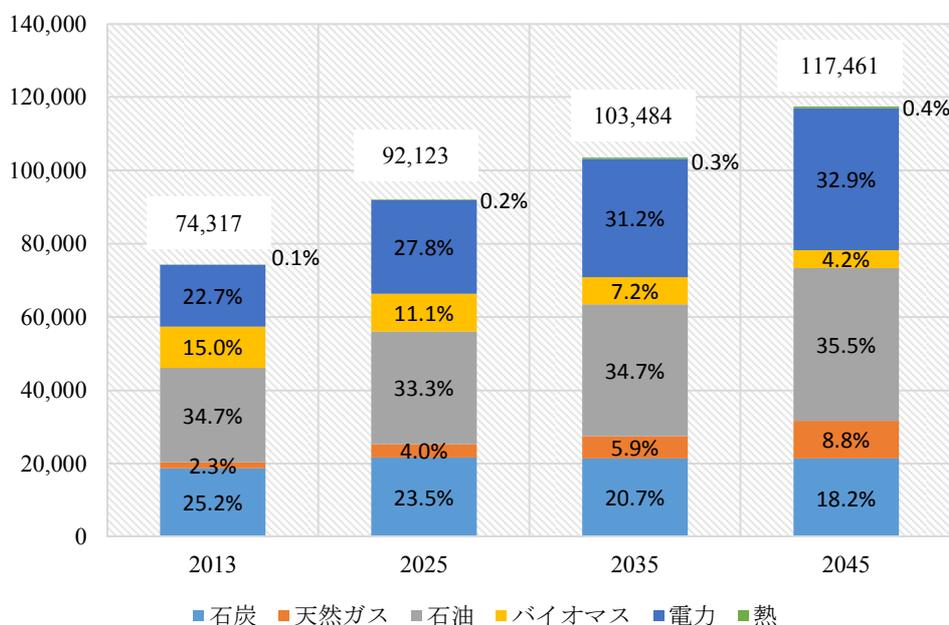
図 4.2-1 南アの産業部門別最終エネルギー消費予測と構成比（2013~2045年）

(2) エネルギー源別最終エネルギー消費

最終エネルギー消費をエネルギー源別にみると、2013～2045年の期間において大きな構造変革が起きると予測した。2045年の各エネルギー源のシェアを見ると、石油 35.5%、電力 32.9%、石炭 18.2%、天然ガス 8.8%、バイオマス 4.2%、熱 0.4%となっている。その特徴は、以下のようにまとめられる。

- 石炭需要量は推計期間において年平均 0.4%で緩やかな増加で、2045年最終エネルギー消費に占める比率は 18.2%となり、2013年の 25.2%に比べ 7ポイント縮小する。
- バイオマス（主に家庭部門の伝統バイオマス＝薪・炭が主な供給源である）の需要量は同期年平均 2.5%で減少し、2045年の最終エネルギー消費に占める比率は 4.2%で、2013年の 15.0%に比べ 10.8ポイントを縮小した。農村人口の増加に比例してエネルギー需要の増加が続くと考えられるが、今後家庭用エネルギーなどの近代化、電化および森林保護という視点を進める政策に基づき、伝統バイオマスの需要量は次第に電力および LPG に代替される。
- クリーンエネルギーである天然ガスと太陽熱の利用は急速に普及し、推計期間内ではそれぞれ年平均 5.8%と 5.4%で増加している。
- この最終エネルギー消費の構造変化の中で、今後も電力は最も重要なエネルギー源であり続ける。2013～2045年の期間における電力需要は年平均 2.6%で増加し、2045年には 38,678 ktoe に達する。

(単位：ktoe, %)



(出所) JICA 調査団

図 4.2-2 南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測と構成比 (2013～2045年)

表 4.2-3 南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測 (2013~2045 年)

項目	実績	予測			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025 /2013	2035 /2013	2045 /2013
最終部門エネルギー源別 (ktoe)	74,317	92,123	103,484	117,461	1.8	1.5	1.4
石炭	18,714	21,663	21,472	21,387	1.2	0.6	0.4
天然ガス	1,699	3,699	6,091	10,355	6.7	6.0	5.8
石油	25,774	30,710	35,912	41,647	1.5	1.5	1.5
バイオマス	11,178	10,238	7,421	4,908	-0.7	-1.8	-2.5
電力	16,861	25,631	32,286	38,678	3.6	3.0	2.6
熱	91	183	302	487	6.0	5.6	5.4
構成比 (%)	100	100	100	100			
石炭	25.2	23.5	20.7	18.2			
天然ガス	2.3	4.0	5.9	8.8			
石油	34.7	33.3	34.7	35.5			
バイオマス	15.0	11.1	7.2	4.2			
電力	22.7	27.8	31.2	32.9			
熱	0.1	0.2	0.3	0.4			

(出所) JICA 調査団

4.2.3 電力部門の予測結果

表 4.2-4 は 2045 年まで南アの燃料別発電量の予測を示す。最終部門の電力需要量に発電事業者の自家消費、送配電ロス、輸出入を考慮し、同国における必要な発電量を算出する。このモデルの推計結果では、南アの発電電力量は、2013~2045 年までに年平均 2.5% で増加し、2045 年には 564 TWh に拡大し、2013 年の 253 TWh に比べ 2.2 倍に増える。

2045 年の総発電量を燃料別で見ると、石炭 57.8%、天然ガス 26.1%、原子力 13.4%、再生可能エネルギー 2.5%、石油 0.1% となり、燃料別構成比の多様化は進んでいる。2013 年では、総発電量の 93.7% が石炭に依存していたが、2045 年の石炭火力の比率は 57.8% に低下する。特に天然ガスによる発電の拡大は著しく、2045 年には総発電量に占める天然ガスの比率は 26.1% と推計している。

表 4.2-5 は、南アの火力発電部門（原子力、水力、再生可能エネルギーを除く）の燃料構成の予測を示している。2013 年の実績では、南アの火力発電用燃料は、99.7% が石炭に依存していた。しかし、天然ガスの導入によりガス火力発電量が増え、発電部門における天然ガスの需要量は、2025 年が 7,664 ktoe (LNG 換算で約 589 万トン)³⁰、2035 年が 17,032 ktoe (同約 1,308 万トン)、2045 年が 31,671 ktoe (同約 2,433 万トン) に達する。

³⁰ 1 ktoe=768.26 トン LNG

表 4.2-4 南アの燃料別発電量の予測（2013～2045年）

	実績	予測			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025/ 2013	2035/ 2013	2045/ 2013
1.1 合計発電量(GWh)	253,192	374,081	471,281	564,141	3.3	2.9	2.5
石炭	237,157	319,842	315,679	326,334	2.5	1.3	1.0
天然ガス	0	35,655	79,237	147,341	222.9	96.5	62.2
石油	192	319	378	476	4.3	3.1	2.9
原子力	14,106	12,549	65,109	75,621	-1.0	7.2	5.4
水力	1,159	1,471	1,731	1,991	2.0	1.8	1.7
バイオマス	298	732	891	1,144	7.8	5.1	4.3
太陽光PV	243	1,941	3,161	4,047	18.9	12.4	9.2
風力	37	1,573	5,096	7,188	36.7	25.1	17.9
1.2 自社消費	27,952	42,491	53,524	64,120	3.6	3.0	2.6
1.3 送配電ロス	21,492	25,304	31,875	38,184	1.4	1.8	1.8
1.4 輸出	13,931	17,610	19,805	21,426	2.0	1.6	1.4
1.5 輸入	9,430	9,430	9,430	9,430	0.0	0.0	0.0
1.6 最終消費量	196,101	298,104	375,508	449,841	3.6	3.0	2.6
発電量の構成比 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0			
石炭	93.7	85.5	67.0	57.8			
天然ガス	0.0	9.5	16.8	26.1			
石油	0.1	0.1	0.1	0.1			
原子力	5.6	3.4	13.8	13.4			
再生可能エネルギー	0.7	1.5	2.3	2.5			
水力	0.5	0.4	0.4	0.4			
バイオマス	0.1	0.2	0.2	0.2			
太陽光PV	0.1	0.5	0.7	0.7			
風力	0.0	0.4	1.1	1.3			

(出所) JICA 調査団

表 4.2-5 南アの火力発電部門の燃料構成の予測（2013～2045年）

項目	実績 (ktoe)	予測 (ktoe)			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025/ 2013	2035/ 2013	2045/ 2013
石炭	59,182	79,816	78,777	81,436	2.5	1.3	1.0
石油	47	78	93	117	4.3	3.1	2.9
バイオマス	102	252	306	393	7.8	5.1	4.3
天然ガス	0	7,664	17,032	31,671	187.6	84.5	55.4
合計	59,332	87,810	96,208	113,617			
構成比 (%)							
石炭	99.7	90.9	81.9	71.7			
石油	0.1	0.1	0.1	0.1			
バイオマス	0.2	0.3	0.3	0.3			
天然ガス	0.0	8.7	17.7	27.9			
合計	100.0	100.0	100.0	100.0			

(出所) JICA 調査団

ESKOM の「Integrated Report 2016」³¹によると、南アの 2015/2016 年度³²の総発電設備容量は 46,202 MW に達し、そのうち、42,810 MW (92.7%) は ESKOM が所有し、残りの 3,392 MW (7.3%) は IPP 発電事業者が所有している。総発電設備の電源構成は、石炭 79.9%、ガス 6.5%、水力（揚水発電を含む）4.4%、原子力 4.0%、太陽光発電 2.5%、風力 2.3%となっている。一方、2045 年の電源構成を推計した結果は石炭 51.2%、ガス 24.8%、原子力 11.9%、水力 4.7%、太陽光発電 3.2%、風力 4.2%となり、2013 年に比べ石炭への依存が大きく減り、ガス火力発電と原子力の比率が大きく拡大した。

表 4.2-6 南アの発電設備容量（2015/2016 年度実績と 2045 年）

エネルギー源別	2015/2016年度*(実績)		2045年	
	発電設備容量 (MW)	構成比 (%)	発電設備容量 (MW)	構成比 (%)
石炭	36,901	79.9	49,670	51.2
ガス	2,997	6.5	24,028	24.8
原子力	1,860	4.0	11,510	11.9
水力**	2,010	4.4	4,546	4.7
太陽光PV	1,165	2.5	3,080	3.2
風力	1,070	2.3	4,103	4.2
その他	199	0.4	136	0.1
合計	46,202	100.0	97,073	100.0

(注) * 2015/2016 年度は 4 月から始まり翌年 3 月までの会計年度である。** 揚水発電設備容量を含む。但し 61MW の分散型小水力発電設備容量を含まれていない。

(出所) 2015/2016 年度のデータは ESKOM の「Integrated Report 2016」、2045 年の推計結果は JICA 調査団により作成。

4.2.4 一次エネルギー供給

表 4.2-6 に南ア 2013～2045 年までの一次エネルギー供給量を示す。一次エネルギー供給は、2013 年の 139,294 ktoe から 2045 年の 230,348 ktoe へ年平均 1.6% で増加する。2013～2025 年までの短期年平均増加率 2.1% に比べ、2045 年までの長期年平均増加率 (1.6%) の方が若干低くなる。増加率鈍化の直接原因は、エネルギー利用効率の向上である。一次エネルギー消費の GDP 原単位は、2013 年の 47 toe/百万ランドから 2045 年の 25 toe/百万ランドへ低減し、約 46% 改善される。その他主な特徴は、以下の通りである。

- 一次エネルギー供給の石炭依存度は、2013 年の 66.0% から 2045 年の 51.3% へ低下した。2045 年の一次エネルギー供給の構成比をみると、石炭 51.3%、天然ガス 19.3%、石油 16.9%、原子力 8.6%、再生可能エネルギー 4.0% で、2013 年に比べ一次エネルギー供給の多様化が進んでいる。
- 一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率は、2013 年の 2.9% から 2045 年の 19.3% に拡大し、石炭に次ぎ、重要なエネルギー供給源となる。

³¹ Eskom, “Integrated Report 31 March 2016”

³² 会計年度は 4 月から翌年の 3 月までである。

- 再生可能エネルギーの比率は、2013年の12.0%から2045年の4.0%に低下しているが、その原因は伝統バイオマスの利用が減少したためである。再生可能エネルギーの内訳をみると、太陽光発電、風力発電、太陽熱利用では、推計期間の年平均増加率はそれぞれ9.2%、17.9%、5.4%と高い増加率を示している。

表 4.2-7 南アの一次エネルギー供給量の予測（2013～2045年）

項目	実績 (ktoe)	予測 (ktoe)			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025 /2013	2035/ 2013	2045/ 2013
一次エネルギー供給量 (ktoe)	139,294	178,026	203,815	230,348	2.1	1.7	1.6
石炭	91,975	116,732	115,548	118,124	2.0	1.0	0.8
天然ガス	4,091	13,445	25,447	44,487	10.4	8.7	7.7
石油	22,767	28,645	33,498	38,856	1.9	1.8	1.7
原子力	3,676	3,270	16,967	19,706	-1.0	7.2	5.4
再生可能エネルギー	16,784	15,934	12,356	9,175	-0.4	-1.4	-1.9
バイオマス	16,570	15,323	11,195	7,551	-0.6	-1.8	-2.4
水力	100	126	149	171	2.0	1.8	1.7
太陽光PV	21	167	272	348	18.9	12.4	9.2
風力	3	135	438	618	36.7	25.1	17.9
太陽熱利用	91	183	302	487	6.0	5.6	5.4
構成比 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0			
石炭	66.0	65.6	56.7	51.3			
天然ガス	2.9	7.6	12.5	19.3			
石油	16.3	16.1	16.4	16.9			
原子力	2.6	1.8	8.3	8.6			
再生可能エネルギー	12.0	9.0	6.1	4.0			

(出所) JICA 調査団

4.2.5 温暖化ガス排出量

表 4.2-8 は上記の予測結果に基づき、南アの化石燃料による温暖化ガス（二酸化炭素換算トン）の排出量を示している。同国の化石燃料由来の温暖化ガス排出量は、2013年の4.23億トンから年平均1.4%で増加し、2045年には6.55億トンに達する。南アのエネルギー消費は主に石炭に依存している構造により、2013年石炭による排出量は全体の81.4%であったが、天然ガスの導入により、エネルギー消費の一部が天然ガスにシフトした結果、2045年石炭による排出量は全体の67.6%に低下した。

一次エネルギー供給あたりのCO₂排出量をみると、2013年の石油換算トン(toe)あたり3.04トンから2045年には2.84トンまで低下し、改善の度合いは小さい。同国のエネルギー需要は、経済成長が続くに従って増加し続けるため、石炭への依存度は天然ガス、原子力、再生可能エネルギーなどよりクリーンなエネルギー源にシフトしているものの、エネルギーへの需要は絶対量において増え続けるため、石炭への依存は依然として高い水準にある。一方、今回のモデル推計はBAUケースとして進められており、老朽化設備の更新や省エネルギー技術などの要素をモデルに取り込んでいない。つまり、南アは省エネルギーのポテ

ンシャルが高いとも言える。

表 4.2-8 南アの CO₂ 排出量の予測 (2013~2045 年)

項目	実績	予測			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025 /2013	2035 /2013	2045 /2013
エネルギー源別排出量 (百万トンCO ₂)	423.3	551.3	588.0	655.2	2.2	1.5	1.4
天然ガス	8.6	28.3	53.5	93.5	10.4	8.7	7.7
石炭	344.7	437.5	433.1	442.8	2.0	1.0	0.8
石油	70.0	85.5	101.4	118.9	1.7	1.7	1.7
ガソリン	26.9	31.7	35.3	39.5	1.4	1.3	1.2
ディーゼル	33.0	38.1	45.2	52.2	1.2	1.4	1.4
重油	1.9	3.4	4.1	4.6	5.1	3.6	2.9
LPG	0.8	3.3	6.1	9.7	12.9	9.9	8.2
灯油	1.5	1.9	2.6	3.6	2.3	2.6	2.9
ジェット燃料	3.0	3.2	3.7	4.1	0.6	1.0	1.0
製油所ガス	3.0	3.8	4.4	5.1	1.9	1.8	1.7
構成比 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0			
天然ガス	2.0	5.1	9.1	14.3			
石炭	81.4	79.4	73.7	67.6			
石油	16.5	15.5	17.2	18.1			
その内発電部門の排出量 (百万トンCO ₂)	222	316	331	372	3.0	1.8	1.6
天然ガス	0.0	16.1	35.8	66.6	187.6	84.5	55.4
石炭	221.8	299.2	295.3	305.2	2.5	1.3	1.0
石油	0.1	0.2	0.3	0.3	4.3	3.1	2.9

(出所) JICA 調査団

4.3 今後の天然ガス需要

天然ガスの最終部門における直接的な利用は、統計上は 2010 年に初めて登場した。これは SASOL によるモザンビークからの天然ガスパイプラインが完成し、主力は天然ガス液化 (GTL) 原料として利用されているものの、少量が周辺の工場などのエネルギーとしても利用されるようになったためである。2010 年から 2013 年まで僅か 3 年間の実績では、計量経済モデルによる将来の需要量の推計は困難である。本調査では、今後の南アにおける総エネルギー需要の動向をベースとし、クリーンエネルギー使用拡大への社会的要請や供給インフラの整備などの視点から天然ガスの導入・普及が進むシナリオを想定している。

2013 年の天然ガス需要量は 4,091 ktoe で、主に工業部門 (1,698 ktoe、41.5%) と天然ガス液化 (GTL) プラント (2,392 ktoe、58.5%) で消費されている。同年の工業部門における天然ガス需要 (石炭ガスを含む) をみると、鉄鋼業 (236 ktoe、13.9%)、化学産業 (933 ktoe、54.9%)、非金属産業 (314 ktoe、18.5%)、非鉄産業 (14 ktoe、0.8%) とその他一般産業 (201 ktoe、11.8%) となっている。

本モデルの推計結果では、南ア今後の天然ガス需要は主に以下のような特徴を持っている。

- 天然ガスの一次エネルギー供給は、2013～2045年まで年平均7.7%で増加し、2013年の4,091 ktoeから2045年の44,487 ktoeへ約11倍に拡大する。
- 天然ガス需要は主に発電部門と民生部門を中心に拡大し、特に発電部門では、2045年の天然ガス需要量は、全体の71.2% (31,671 ktoe) を占めている。発電部門における天然ガス需要は、消費規模、経済性、環境評価などの優位性を持ち、政策の重点に置くべきである。この両部門における天然ガスの普及は、何れも供給するために基礎インフラの整備が時間を要するため、長期的な推進政策が求められる。
- 工業部門における天然ガス需要は、一定なポテンシャルを持っており、2045年まで年平均3.6%で拡大し、2045年には5,317 ktoeに達し、同年の全体需要量に占める比率は12.0%である。
- 輸送と商業部門における天然ガス需要は、今後限定的なポテンシャルを持っており、地域限定または小規模な導入が進められるが、政策支援が不可欠である

表 4.3-1 南アの天然ガス需要予測 (2013～2045年)

項目	実績 (ktoe)	予測 (ktoe)			年平均増加率 (%)		
	2013	2025	2035	2045	2025 /2013	2035 /2013	2045 /2013
最終部門	1,699	3,699	6,091	10,355	6.7	6.0	5.8
工業	1,698	3,490	4,531	5,317	6.2	4.6	3.6
輸送	0	0	0	0			
家庭	0	204	1,549	5,019			
商業	2	5	10	19	9.5	8.6	8.0
農業	0	0	0	0			
その他産業	0	0	0	0			
転換部門	2,392	9,746	19,356	34,132	12.4	10.0	8.7
発電	0	7,664	17,032	31,671			
ガス液化	2,392	2,082	2,324	2,461	-1.2	-0.1	0.1
一次エネルギー供給量	4,091	13,445	25,447	44,487	10.4	8.7	7.7
部門構成比 (%)	100.0	100.0	100.0	100.0			
最終部門	41.5	27.5	23.9	23.3			
転換部門	58.5	72.5	76.1	76.7			

(出所) JICA 調査団

第5章 天然ガス利用のオプション

5.1 天然ガス利用産業

本章では、原料として天然ガスを利用している産業を概説する。天然ガス利用産業は大きく2つに分けられる。ひとつは、アンモニアやメタノールなどの化学製品を製造するガス化学産業、もうひとつは、天然ガスを燃料に転換する産業で、GTLやDME、MTGなどがあげられる。

5.1.1 アンモニア・肥料

アンモニアは肥料や化学製品を製造する中間製品としてよく知られているものである。植物は、根を通して水と無機成分を、葉から二酸化炭素を吸収して栄養としている。肥料は、土壤中で不足しやすい植物の養分を補給するものである。植物の栄養素として最も重要なのは、窒素(N)、リン(P)、カリ(K)であり、これを肥料三要素という。このほか、カルシウム(Ca)、マグネシウム(Mg)や微量元素も土壤中で不足することがあるので、肥料として補給しなければ植物は満足に生育できない。

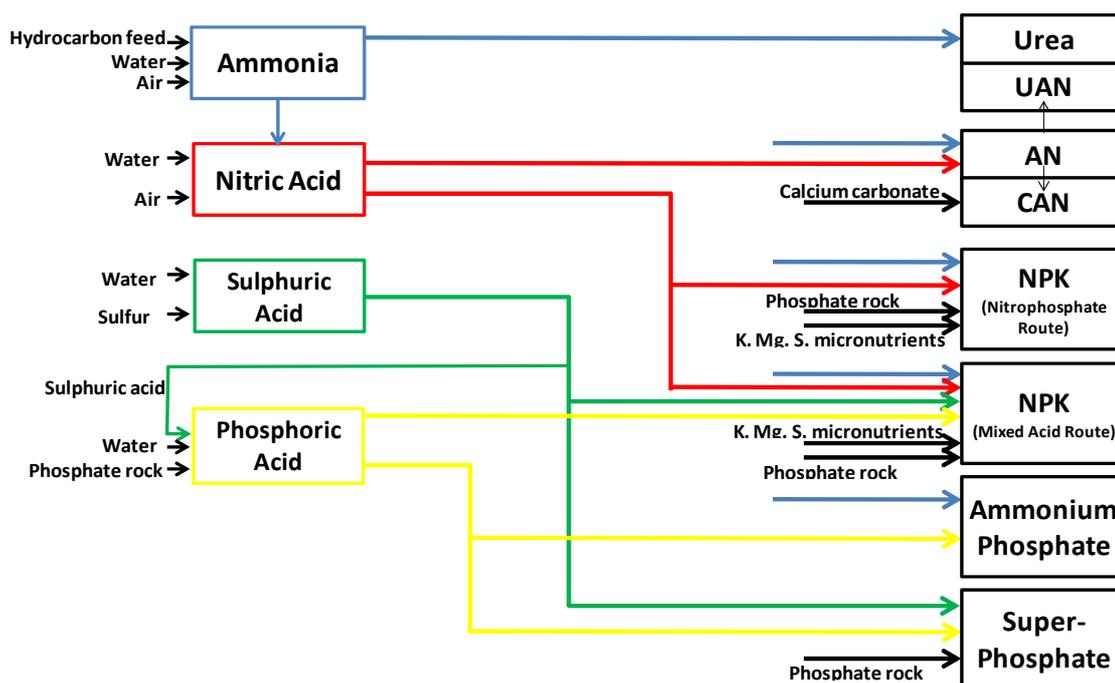


図 5.1-1 代表的な化学肥料のバリューチェーン

代表的な窒素系化学肥料である尿素は、窒素系、リン系、カリ系の化学肥料全体の約40%を占めている。尿素的原料であるアンモニアは、天然ガスに含まれる水素(H₂)と大気中の窒素(N₂)を反応させて製造する。この時副生する二酸化炭素(CO₂)を用いてアンモニア(NH₃)から尿素が製造される。

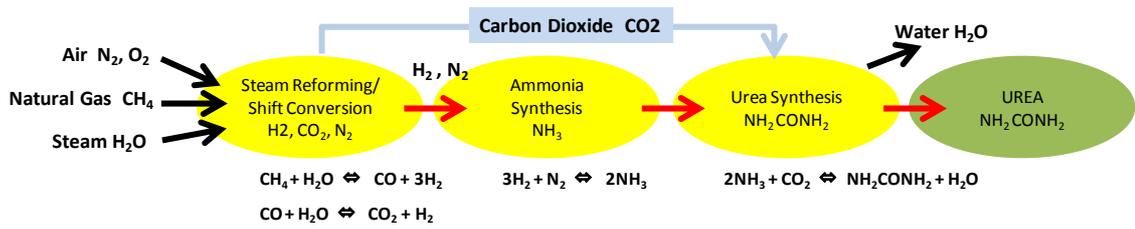


図 5.1-2 アンモニアおよび尿素の製造プロセス

アンモニアは他の窒素肥料（硝安、硫安）や合成繊維などの化学品の原料として利用され、尿素は肥料の他に合板用の接着剤やメラミンなどの原料となるので、これらの製品を組み合わせた化学産業群を形成することができる。アンモニアプラント、尿素プラントは近年大型化と省エネが進み、日産 3,000 トン～4,000 トンの規模に達している。天然ガスの消費量はアンモニアが日産 2,300 トン、尿素が日産 4,000 トンの組み合わせとすると一日当たり 80 MMSCFD（20 年間で 0.5-0.6Tcf）程度となる。標準的なプラントの天然ガス消費量は LNG の 1/10 程度である。

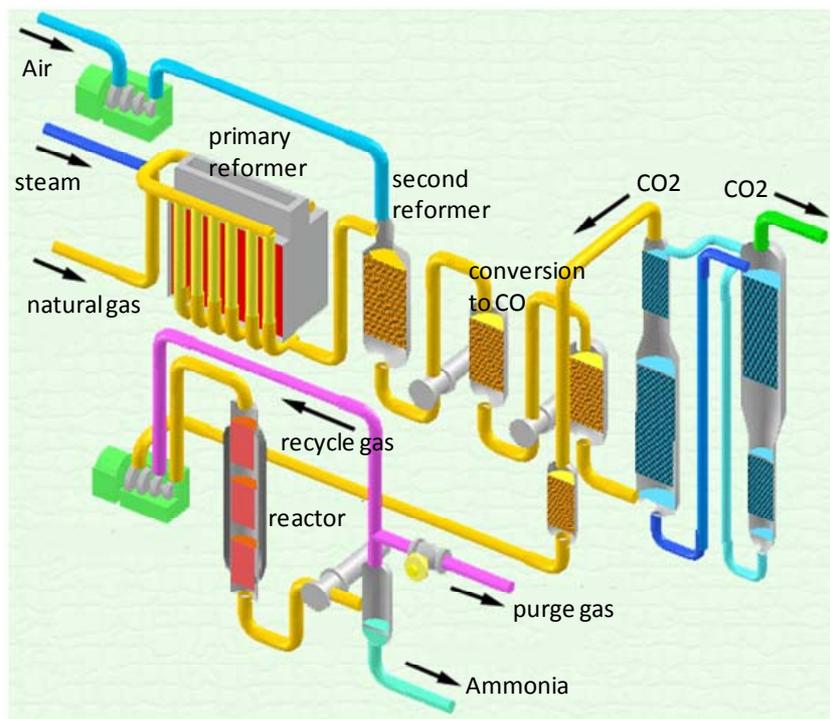


図 5.1-3 アンモニアプラントのプロセスフロー図

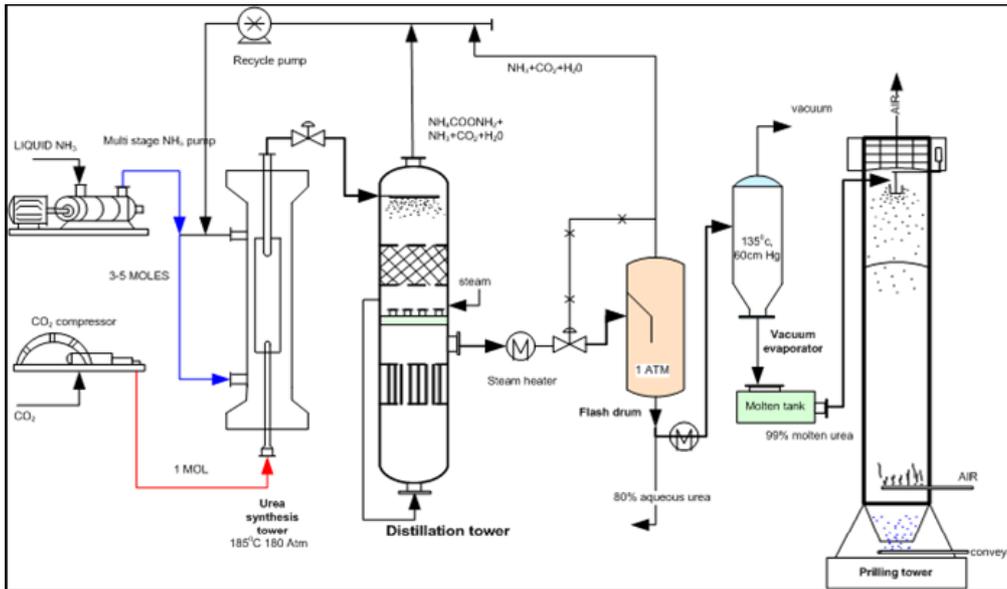


図 5.1-4 尿素プラントのプロセスフロー図

5.1.2 メタノール

メタノールの製造には、天然ガスなどの炭化水素を原料とし、合成ガスを経由して触媒反応によりメタノールを合成、精製し、高純度のメタノールを製造するプロセスが採用されている。合成ガスの製造には、原料炭化水素を触媒存在下、酸化改質剤としての水蒸気とともに高温で反応させる水蒸気改質法などがある。

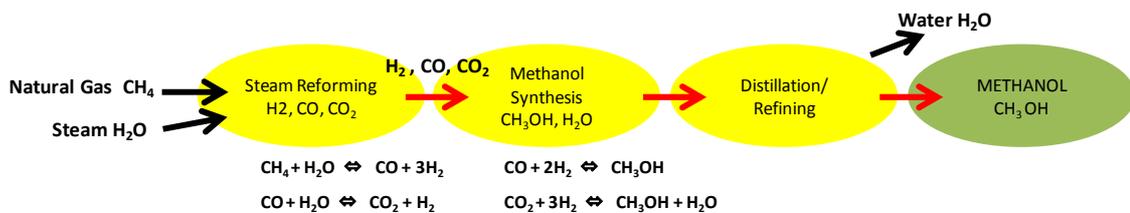


図 5.1-5 メタノールの製造プロセス

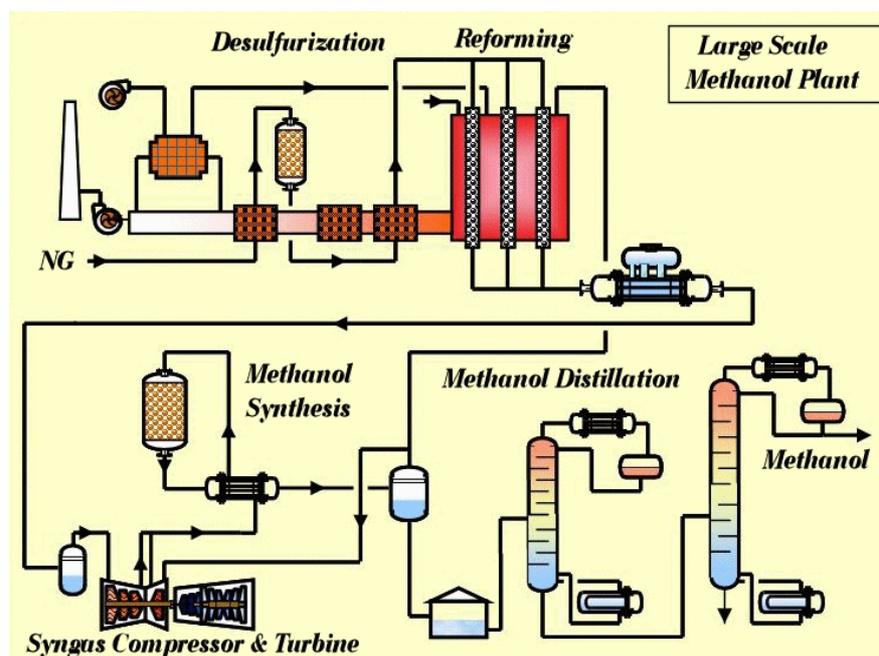


図 5.1-6 メタノールのプロセスフロー図

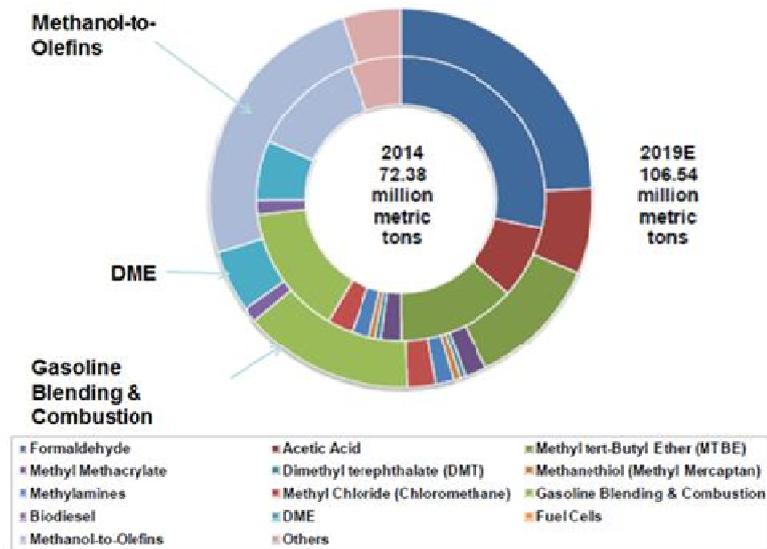
メタノールプラントは大型化が進んでおり、近年では1系列あたり日産 3,000~5,000 トン（年産 100 万~170 万トン）に達している。日産 3,000 トンの場合の天然ガス消費量は、100MMSCFD（20 年間で約 0.7Tcf）程度で、アンモニア・肥料プラントとほぼ同規模である。



（出所）三菱重工

図 5.1-7 メタノールプラント（サウジアラビア）

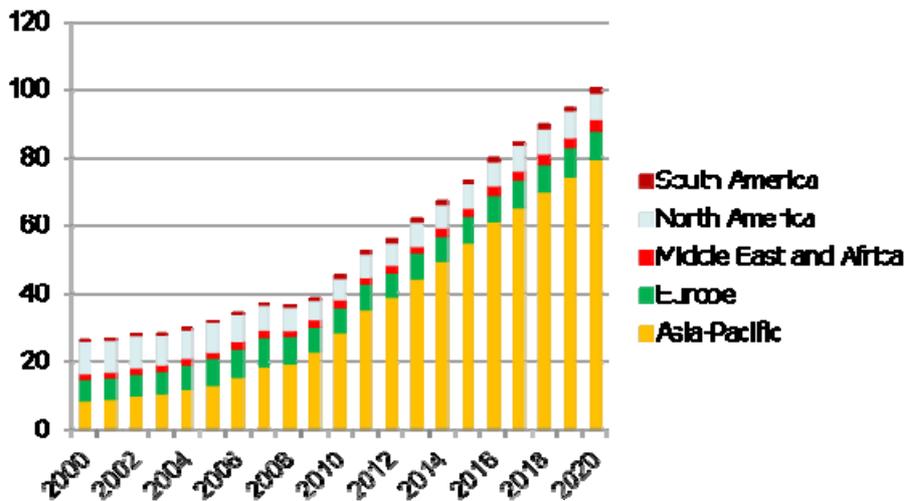
メタノールは主に先進国や中国で消費されており、産ガス地（中東・CIS・南米・東南ア）から需要地（欧米・極東・中国）に向けて流通している。2014 年の世界の市場規模は約 72 百万トンで、約半分が国際市場で取引されており、2019 年には市場規模が約 107 百万トンに達すると見込まれている。



(出所) Courtesy of MMSA Pte Ltd. Feb 2015

図 5.1-8 メタノールの用途及び規模

メタノールは、7～8割が化学用に基礎原料として使用されているほか、2～3割が燃料用であり、安定的な需要増が期待される。化学用では、ホルマリン・酢酸、合成繊維、農薬、建築用の接着剤等に用いられている。また、メタノールの新たな用途として、従来ナフサやエタンから製造していた基礎化学品（エチレン、プロピレンなどのオレフィン類）の代替製造法（MTO：Methanol to Olefin）としての用途が注目されている。さらに、燃料用としてのガソリンへの直接混合のほか、合成ガソリンの原料（MTG：Methanol to Gasoline）およびDME（5.1.4にて記述）などがある。



(出所) Global Data (19 Jan. 2015)

図 5.1-9 世界のメタノール需要の推移

天然ガス利用産業として、南アで製造されたメタノールは輸出と国内消費の両方が考えられよう。

メタノールを出発原料とした基礎化学品（MTO）、ガソリン（MTG）およびDME等の製造プラント等の新産業への展開も検討されるべきであろう。

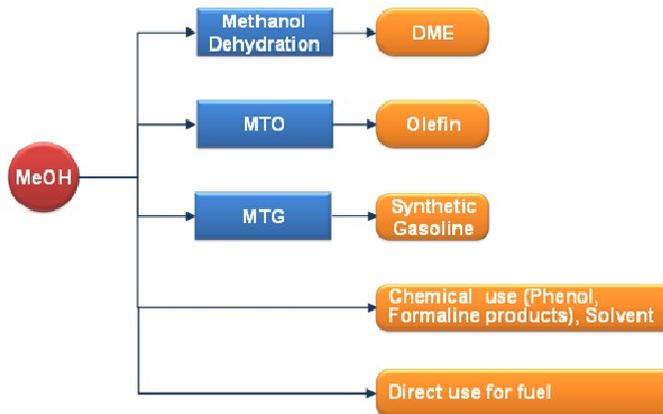


図 5.1-10 メタノールのバリューチェーン

MTO は、メタノールを原料としてオレフィン類を製造するプロセスである。オレフィン類が安価に製造されれば、ポリマーなどの下流の化学産業への展開も可能となる。一般に、MTO プロセスによって、日産 3,000 トンのメタノールから年産 30 万トンのオレフィンを生産することが可能である。

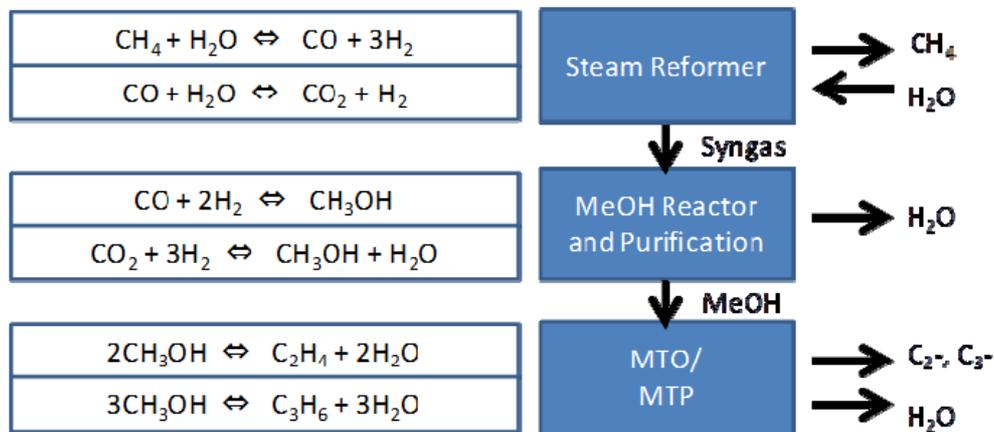
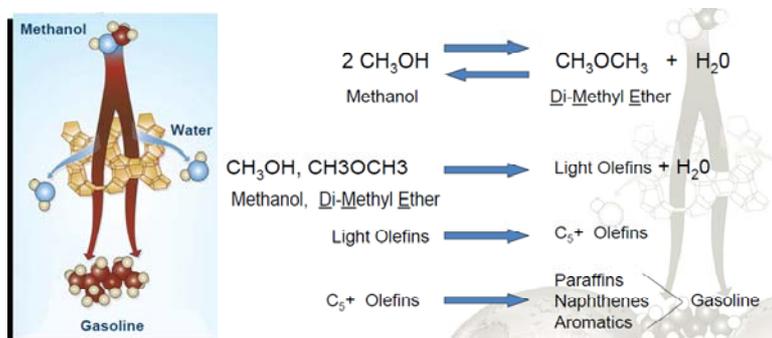


図 5.1-11 MTO の製造プロセス

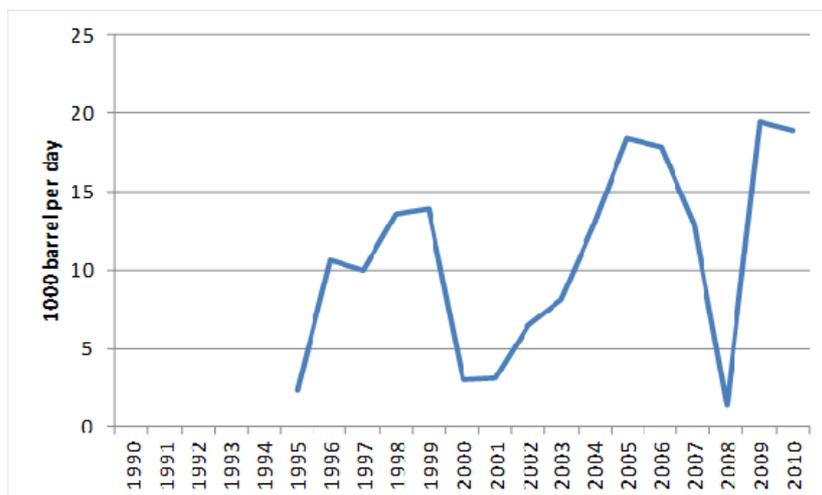
MTG とはメタノールを原料としてガソリンを製造するプロセスの一般的呼称である。図 5.1-13 に示す通り、南アフリカにおけるガソリン輸入量は増加傾向にあり、2010 年時点で日量約 20,000 バレルを輸入している。また、これからモータリゼーションを迎えることを考えると、ガソリン需要は今後も増加すると予想される。MTG により自国産のメタノールを原料としてガソリンを生産することにより、ガソリン輸入量の削減、ひいては自給自足も可能となる。一般に、MTG プロセスにより日産 3,000 トンのメタノールから、日産 10,000

バレルのガソリンを製造することが可能である。



(出所) Courtesy of ExxonMobil Research & Engineering

図 5.1-12 MTG の製造プロセス



(出所) Index Mundi

図 5.1-13 南アフリカのガソリン輸入量の推移

5.1.3 GTL

南アでは、Sasol が Mossel Bay から産出される天然ガスとモザンビークから輸入される天然ガスを使って GTL (Gas to Liquid) を介して石油製品を製造してきた。国内向け石油製品不足のため、GTL は南アにとって石油製品確保のための重要なオプションのひとつであった。GTL、天然ガスを原料として、主としてナフサ、灯油、軽油などの液体燃料を製造する。



図 5.1-14 GTL プラントの外観

GTL プロセスは、図 5.1-15 に示すように合成ガス製造、FT 合成、アップグレーディングの3つのセクションにより構成されている。

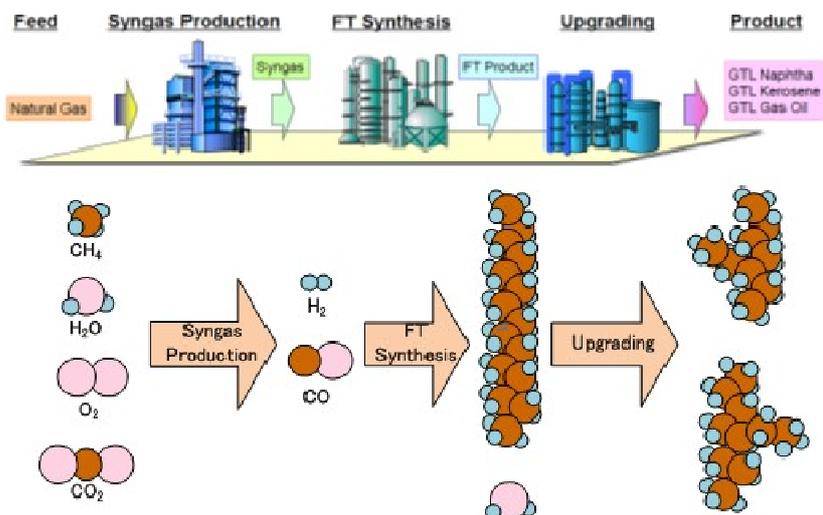


図 5.1-15 GTL の製造プロセス

まず原料天然ガスは、合成ガス製造セクションに供給され、ここで天然ガス（メタン）は、二酸化炭素、スチームあるいは酸素と反応して、水素と一酸化炭素からなる合成ガス (Syngas) となる。次いで合成ガスは FT 合成セクションに送られ、FT 油（液状の炭化水素）に変換される。FT 油はさらにアップグレーディングセクションにて処理され、最終的な GTL 製品油となる。

FT 合成セクションで生成した FT 油は、ほとんどが n-パラフィンであり、さらにオレフィンやアルコール類を含んでいるので、アップグレーディングセクションにてこれらを精製除去・改質して最終製品とする。ここでは、FT 油の水素化精製、異性化、水素化分解反応が行われることにより性状が改善され、Naphtha、Kerosene、Diesel Oil の最終製品となる。

現在商業化されている、あるいは商業化レベルに達している GTL プロセスは、Sasol、Shell、Japan-GTL の3つであり、これらは表 5.1-1 に示したように、それぞれ異なるプロセ

スによる3つのセクションの組み合わせとなっている。現在は、南アフリカの Mossel Bay、マレーシアの Bintulu、カタールの Oryx や Pearl が、GTL の商業プラントとして稼働しているが、さらに数多くのプロジェクトが世界各地で計画されており、今後も増えてゆくものと予想されている。

表 5.1-1 商業化されている主要 GTL 技術

	Syngas Production	FT Synthesis	Upgrading
Sasol	Topsoe (Autothermal Reforming)	Sasol (SBCR)	Chevron (Isomerization/ Hydrocracking)
Shell	Shell (Partial Oxidation)	Shell (Fixed Bed)	Shell (Hydrocracking)
Japan-GTL	Chiyoda (CO ₂ /Steam Reforming)	NSENGI (SBCR)	JX-NOE (Isomerization/ Hydrocracking)

Note: SBCR: Slurry Bubble Colum Reactor
 Chiyoda: Chiyoda Corporation
 NSENGI: Nippon Steel & Sumikin Engineering Co.,
 JX-NOE: JX Nippon Oil & Energy Corporation Ltd.

これら3つのプロセスのうち Japan-GTL プロセスは最も新しく商業化段階に達したプロセスであるが、日本のユニークな最先端技術によるプロセスと触媒を用いている。図 5.1-16 に示す通り、Japan-GTL プロセスは原料ガスとして 40%以下の CO₂ をそのまま利用でき、かつ、従来の GTL プロセスのように酸素製造プラントを必要としない。

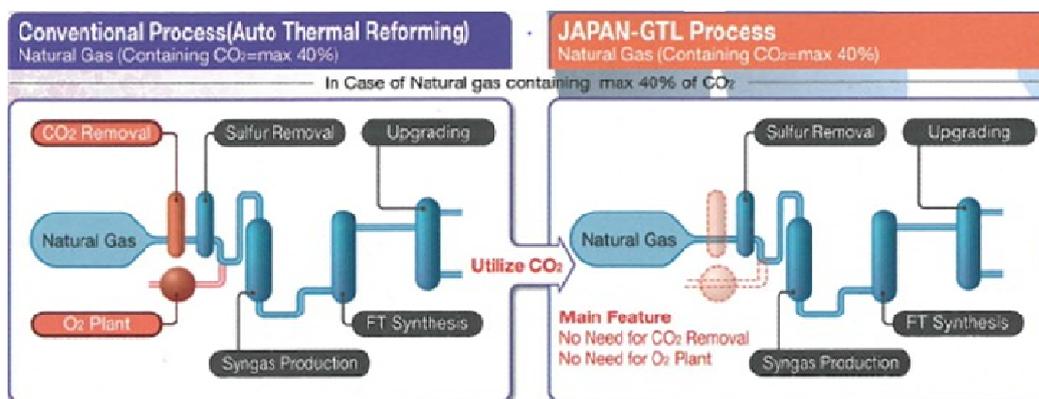


図 5.1-16 Japan-GTL プロセスの特徴

GTL 製品油としての Kerosene、Diesel Oil は、優れた燃料油と言える。GTL Diesel Oil は、既存の石油製品に比して、セタン値が高い、芳香族成分を含まない、硫黄分を含まないといった優れた性状を有している。即ち GTL 製品油は、クリーンで環境にやさしい燃料油である。また GTL Naphtha は n-パラフィンが主成分のためオクタン価が低く、そのままではガソリンとして利用できないが、一方で、エチレンプラントの原料としては大変優れている。

GTL 製品は、輸送用の液体燃料、石油化学原料としての利用に加えて、潤滑油製造の基油としても優れており、種々のマーケットへの展開が可能である。いずれの場合もその経済性は、製品の販売価格、プラントへの投資額、原料天然ガスの購入価格に大きく依存するものである。

5.1.4 DME

DME（ジメチルエーテル）はメタノールの脱水縮合や合成ガスからの直接合成で得られる合成品であり、すなわち、いずれの方法においても様々な原料から合成ガス経由で生産できる製品である。無毒で、空气中で容易に分解される液化ガスであることからスプレー缶のプロペラントとして使用されてきた。しかしながら、近年においてはその優れた物性から、21 世紀のクリーンエネルギーとして、また、水素キャリアーとして、さらには化学品原料として、非常に注目されつつある。

DME の物性は LPG のそれと比較的類似していると言える。DME と LPG（プロパン、ブタン）を比較すると、蒸気圧はプロパンとブタンの中間、ややプロパンよりである。さらにガス密度、分子量ともにプロパンよりも若干高いがほぼ同等である。DME の沸点は-25℃で常温常圧では気体だが、20℃約 5 気圧で液化し常温加圧容器での輸送が可能である。DME の貯蔵・取り扱いに関しては、基本的には LPG の技術が応用できるとされている。しかし、LPG は炭素と水素だけからなる炭化水素類であるのに対して DME は酸素を含むエーテル類であるので、化学的特性に起因する物性については異なる点がいくらかはある。そこで LPG 装置・設備と共用ないし、転用する際には装置設計などにおいて差異のある物性に関しては十分留意する必要がある。表 5.1-2 に DME と他の燃料の物理的性質をまとめた。

表 5.1-2 DME の性状（他の燃料との比較）

	DME	Methane	Propane	Methanol	Diesel
Boiling Point (°C)	-25.1	-161.5	-42	64.6	180～360
Liquid Density (g/cm ³ @20°C)	0.67	-	0.49	0.79	0.84
Ignition Temp. (°C)	350	650	470	450	250
Cetane Number	55～60	-	5	5	40～55
Lower Heating Value (kcal/kg)	6,900	12,000	11,100	4,800	12,200

DME は燃焼しても黒煙が全く出ず、排ガスがとてもクリーンである。すなわち、すす等の PM（粒子状物質）や硫黄酸化物の排出が無く、二酸化炭素や窒素酸化物も大幅に低減できる、とても地球に優しいエネルギーである。勿論、現在問題になっている PM2.5 も排出することはない。これらの性質により、ディーゼルエンジン燃料として利用した際に、DPF

(Diesel Particulate Filter) が不要となる等、排ガス後処理の負担が大幅に軽減され、コストやメンテナンスの手間の削減が望める。



図 5.1-17 排気ガスの比較 (ディーゼル車と DME 車)

DME の製造技術には、メタノールを原料とした間接法と、合成ガスを原料とした直接法があり、反応式は以下で示すことができる。



ただし、今日現在、直接法のプロセスは実証までにとどまっており、商業装置が存在するのはメタノール原料の間接法のみである。

現在、世界全体で燃料用需要が年間 200~300 万トン、燃料以外の用途向けが 15 万トン程度である。民生用や輸送用の燃料としてグローバルな需要拡大が期待されており、南アフリカでは、クリーンな新燃料としての国内使用と近隣諸国への輸出の双方が考えられる。図 5.1-18 に今後の計画も含めた、世界の DME 設備能力を示す。

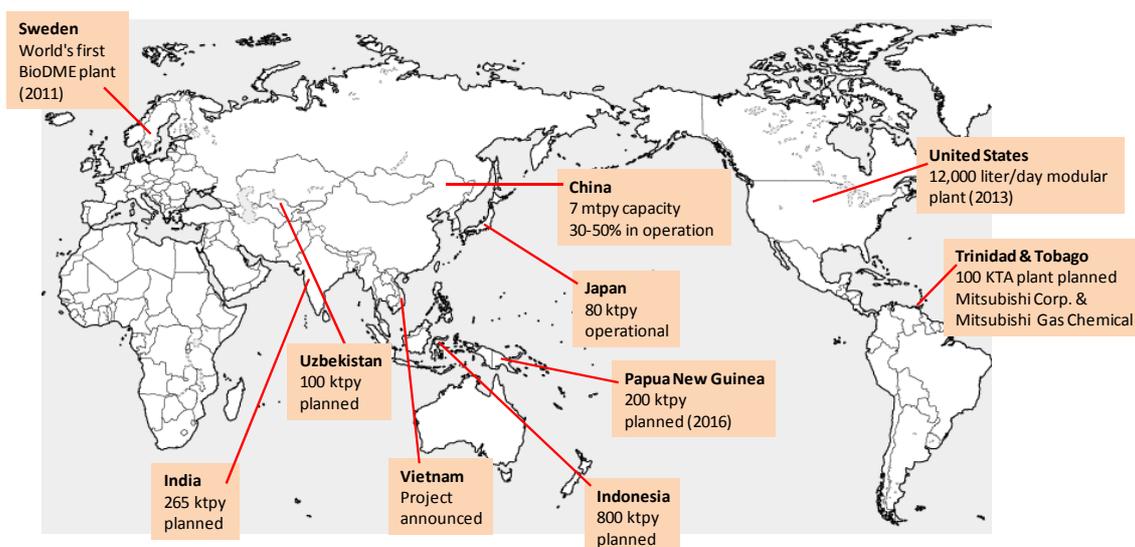


図 5.1-18 世界の DME 設備能力 (現在計画中の施設も含む)

DME のプラント規模は上流のメタノールプラントの規模に大きく依存し、例えばその能力が日産 3,000 トンであり、全量を DME の原料にできるとすると、DME の生産量は日産 2,000 トン程度である。日産 2,000 トン規模の DME 製造プラントでの天然ガス使用量は日量 100MMSCFD で、20 年間では 0.7Tcf 程度に相当する。DME の生産量については、上流メタノールプラント能力のうち、どの程度を DME の原料にするかなど、検討が必要である。

DME は多様な用途で利用が可能であり、各種利用機器について試験が行われ、その実用性が確認されている。

1) 民生燃料

都市ガス、LPG と同様の用途、厨房用や暖房用に利用できる。20%程度までであれば、DME を LPG に混合して LPG 用機器をそのまま利用できることが確認されている。また、ディーゼルエンジンを利用したコジェネレーションシステムも開発されている

2) 輸送用燃料

DME はセタン価が 55-60 と高いことからディーゼルエンジン用燃料としても利用することができる。DME エンジン開発、DME 自動車開発が完了し、10 万 km を超える走行試験により、耐久性が確認されており、ススの発生がなく、光化学スモッグ影響の炭化水素排出がない次世代クリーンディーゼル車として期待されている。また、DME 自動車への DME 燃料充填設備の開発も完了している。

3) 発電用燃料

ボイラー燃料、ガスタービン燃料として利用することができる。

4) ケミカル原料

DME からエチレン・プロピレンを製造する技術が開発されている。価格の高騰している石油ナフサからの製造に比べ、コストを下げられると期待されている。

5.1.5 MTG (Methanol to Gasoline)

ガソリンは南アの石油製品消費の 4 分の 1 を占める主要な燃料のひとつである。GTL プラントでは高品質のガソリンが製造できないことから天然ガスから液体燃料（輸送用燃料）を製造するオプションとして、メタノールからガソリンを製造する MTG (Methanol to Gasoline) プロセスを考察する。

既に述べたように天然ガスから液体燃料を製造するプロセスとしては、主として灯油と軽油を製造する GTL とガソリンを製造する MTG がある。GTL から製造されたナフサは、低オクタン価で、ガソリンとして利用するには向いていない。南アはガソリンを輸入に依存しているため、本調査では国内でガソリンを製造できる MTG プロセスを考察する。図 5.1-19 は合成燃料油の製造スキームを示している。

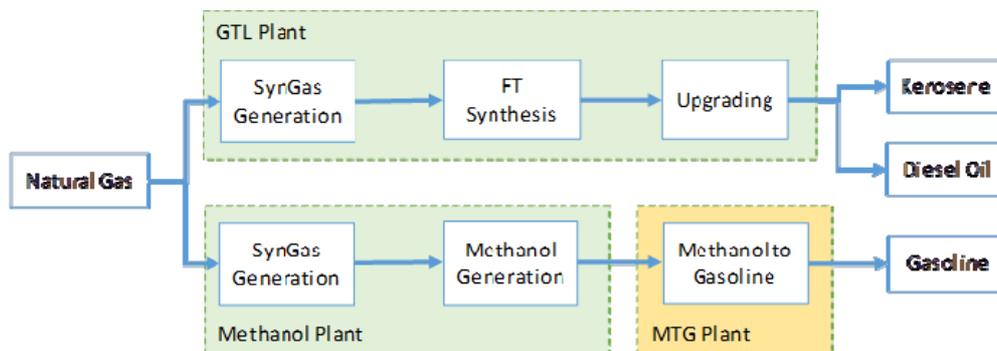


図 5.1-19 合成燃料油の製造スキーム

いずれの製造スキームも、天然ガスを原料とする 3 ステップのプロセスである。MTG プラントはメタノールプラントの下流に位置する燃料製造プラントとなる。

MTG プロセスは、Exxon Mobil により実用化された。同社は 1986 年に、天然ガスからメタノールを経由してガソリンを製造する商業プラントをニュージーランドにおいて建設した。プラント規模は、ガソリン年産 57 万トンであった。最近では、中国が Exxon Mobil プロセスを導入し、石炭由来のメタノールからガソリンを生産する MTG プロセスの研究を進めている。年産 10 万トン規模の実証プラントを建設し、運転に入っているほか、多くの MTG プロジェクトが公表されている。

5.2 輸送部門での天然ガスの利用

輸送部門での天然ガスの利用は、近年急速に開発されている。圧縮天然ガス（CNG）は、普通乗用車やバスなどに利用されている。一方、液化天然ガス（LNG）は長距離輸送トラックや機関車の燃料として利用されている。

天然ガスは気体のままでは密度が非常に低く、体積の割にわずかの重量しか運搬や保管が出来ないため、そのままパイプラインで運べるガス以外は、ガスに高圧を掛けて圧縮した CNG やガスを -162°C 以下に冷却して液体にした LNG に変換してから利用されてきた。

天然ガスは、他の化石燃料と比べて地球温暖化の原因となる CO_2 の排出が少ないこと、また光化学スモッグや酸性雨を引き起こす $\text{NO}_x \cdot \text{SO}_x$ の排出が少なく、健康に害をもたらす煤煙や PM の排出が殆どないクリーンなエネルギーであることから、自動車の分野でも応用されてきた。

5.2.1 天然ガス自動車の種類

現在 NGV（Natural Gas Vehicle）には主に CNG 車と LNG 車があるが、殆どの NGV は、図 5.2-1 に示すように常温で燃料を管理でき、一般車からの改造が容易な CNG 車である。

一方、LNG は長距離輸送トラックや機関車の燃料として米国で最近導入されている。LNG は高度な供給システムを必要とするが、重車両や鉄道などの分野では強力な出力を提供することができる。

また、CNG 車はエンジンのタイプから 4 種類に分類されている。

1) CNG 専焼車

CNG 専焼車は、CNG だけを燃料とする車両であるため、燃料タンクは無く、代わりに CNG シリンダーに置き換わったものである。このタイプの車は、エンジンが CNG 用に最適化しているため、他の種類の CNG 車と比べて燃焼効率が高いものの、CNG ステーションが無い地域では走行できない。このため CNG ステーションを自前で持てる自治体や会社が、路線バスやごみ収集車、配送トラック等、一定の地域を定期的に走行する車両として利用するのが最適である。

2) バイフューエル車

バイフューエル車は、CNG とガソリンのどちらの燃料でも走行可能な車両である。普段は CNG を利用し、CNG を使い切った際にはガソリンに切り替えて利用できるため、CNG ステーションの整備が進んでいない地域でも走行可能である。

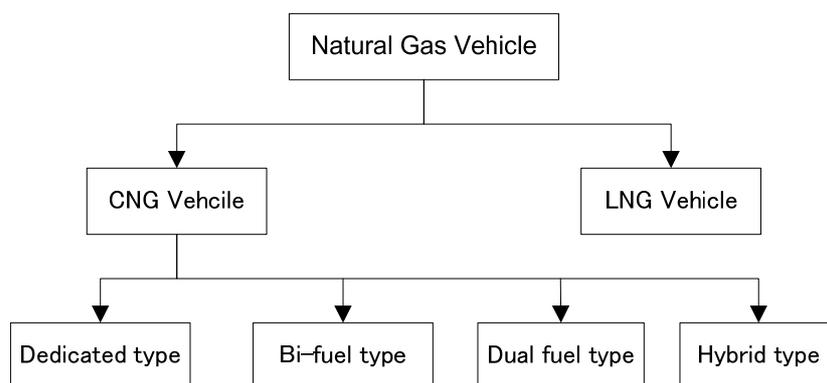
3) デュアルフューエル車

デュアルフューエル車とは、ディーゼルエンジンの構造をほぼそのまま利用しながら、吸入空気に天然ガスを混合させ、少量の軽油をエンジンの圧縮工程において噴射し、この軽油の自発火により天然ガスに点火させる車両である。

このエンジンは、ディーゼルエンジンと同様の高いエネルギー効率を持っており、燃料の 60～85%を天然ガスで賄うとすると、軽油のみを使用する場合に比べて、10～20% 程度 CO₂ 発生量を削減することができる。また CNG を使い切った際には軽油のみでの走行が出来るため、CNG ステーションの整備が不十分な地域でも走行可能である。

4) ハイブリッド車

ハイブリッド車とは、天然ガスエンジンに電気モーターを組み合わせた車両で、エンジンを効率的に運転しているときに発生する余分なパワーや、減速時に熱として捨てていたエネルギーを回収して発電を行い、その電気で発進時にモーター走行に置き換えるものである。このため CNG 専焼車より燃費は良くなるものの、車両価格は高くなるきらいがある。



(出所) 日本ガス協会

図 5.2-1 天然ガス車の種類

CNG車は、CNGの供給システムや走行距離の制約から、当初はバスやタクシーなどの公共機関を中心に使用されてきたが、近年では技術改善やガス供給網の拡充が進み、実用性や環境性能の面から世界の環境対応・代替燃料車の中で主流を占めるようになった。

5.2.2 世界における天然ガス自動車

現在のNGVの台数をみると、イラン、中国、パキスタン、アルゼンチン、インド、ブラジルなど、天然ガスの産出国で普及が進んでおり、世界の天然ガス自動車の保有台数は表5.2-1に示すように2015年には約2,200万台に達している。一方、充填所数は世界全体で26,629カ所あり、平均では約800台のNGVに1カ所の充填所があることになる。

表 5.2-1 世界の天然ガス自動車と充填所

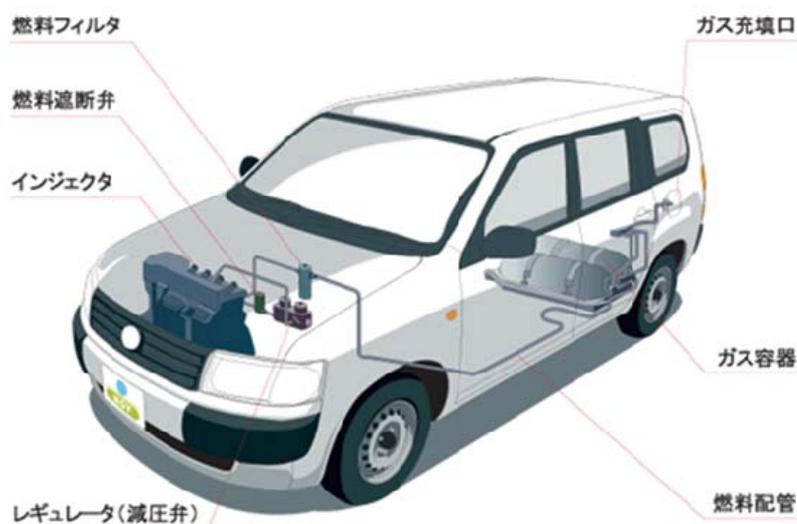
	国名	天然ガス自動車台数	充填所数		国名	天然ガス自動車台数	充填所数
1	イラン	4,000,000	2,220	14	バングラデシュ	220,000	585
2	中国	3,994,350	6,502	15	エジプト	207,617	181
3	パキスタン	3,700,000	2,997	16	ペルー	183,786	237
4	アルゼンチン	2,487,349	1,939	17	ウクライナ	170,000	325
5	インド	1,800,000	936	18	ドイツ	98,172	921
6	ブラジル	1,781,102	1,805	19	ロシア	90,050	253
7	イタリア	885,300	1,060	20	ベネズエラ	90,000	166
8	コロンビア	500,000	800	21	ジョージア	80,600	100
9	タイ	462,454	497	22	ブルガリア	61,320	110
10	ウズベキスタン	450,000	213	23	マレーシア	55,999	184
11	ボリビア	300,000	178	24	スウェーデン	46,715	213
12	アメリカ	250,000	1,615	25	日本	44,676	290
13	アルメニア	244,000	345	26	その他	132,283	1,957
					合計	22,335,773	26,629

(出所) 日本ガス協会

5.2.3 CNG 車の特徴

(1) CNG 車の構造

CNG 車の構造は、燃料供給系を除くとガソリン車やディーゼル車とほぼ同じである。燃料の天然ガスはガス充填口を通して、自動車に搭載されたガス容器に最高圧力 20MPa で充填される。また運転時には、天然ガスはガス容器から燃料配管を通り、レギュレータ（減圧弁）で減圧されてインジェクタでエンジンに供給される。



(出所) 日本ガス協会

図 5.2-2 CNG 車の構造

また、CNG 車は、黒煙（粒子物質）はまったく排出されず、酸性雨の原因となる SO_x（イオウ酸化物）の排出量もほとんどなく、光化学スモッグの原因となる NO_x（窒素酸化物）の排出量を低く抑えることができる。さらに、地球温暖化の原因となる CO₂（二酸化炭素）の発生量はガソリン車の約 7 割となっており、環境にやさしい車と言われている。

(2) CNG 車の燃費

ここでは、一般的な諸元を基に CNG 車とガソリン車の燃費を比較してみる。CNG 車は 20m³ で約 300km 走行することができる。一方、日本の 2016 年 4-5 月の CNG の価格は 87 円/m³ である。従って CNG 車の 1km 走行に必要なコストは、5.8 円/km（20m³×87 円/m³÷300km=5.8 円/km）である。

ガソリン車の燃費を 15km/リットルと仮定すると日本の 2016 年 4-5 月のガソリンの価格は 117 円/リットルであるから 1km 走行に必要なコストは、7.8 円/km（117 円/ℓ÷15km/ℓ=7.8 円/km）であり、燃料費だけを考えると CNG 車はガソリン車の 75%の費用ですむことになる。

これはあくまで日本の一例であり、1km 走行するのに必要な燃料の量と燃料価格の変動により結果は違ってくる。

表 5.2-2 CNG 車とガソリン車の燃費比較

	燃費	燃料費	1km に必要な燃料費
CNG 車	15km/m ³	87 円/m ³	5.8 円
ガソリン車	15km/ℓ	117 円/ℓ	7.8 円

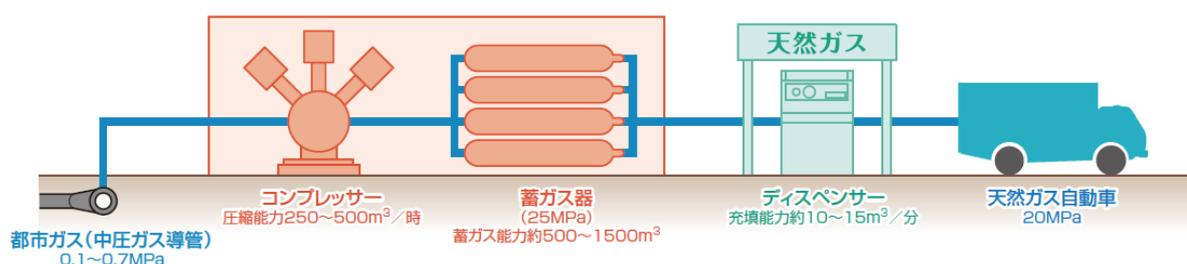
(出所) 調査団調べ

しかしながら、日本では天然ガス自動車の価格は、ガソリン車に比べて割高であり政府や関係団体は天然ガス自動車を普及させるために優遇制度を行っている。政府の補助金制度では、事業用の天然ガス自動車の導入に際し、通常車両との差額の最大 1/2 または車両本体価格の最大 1/4 を補助してくれる。また、自動車関連の税制においても状況により 50-100% の優遇税制が取られている。この他に、トラック協会やガス会社からの助成制度もある。

5.2.4 燃料充填設備

(1) CNG ステーション

NGV へ燃料補給を行う天然ガススタンドは、図 5.2-3 に示すように 0.1-0.7MPa の都市ガスを中圧ガス導管を通して CNG ステーションに供給される。供給された都市ガスはコンプレッサーで圧縮され蓄ガス器に蓄えられ、ディスペンサーを通して天然ガス自動車に充填される。



(出所) 日本ガス協会

図 5.2-3 燃料充填設備のしくみ

(2) パッケージ型充填設備

パッケージ型充填設備は CNG ステーションを簡素化して、一体化した設備で、小型トラック等を保有する事業所、フォークリフトや構内運搬車を保有する工場や市場等の自家用設

備として使用される。パッケージ型充填設備の長所は以下の通り。

- ①圧縮機やディスペンサー等の主要部品が一体化されており、据え付けや配管工事が容易
- ②工期の短縮やコストダウンが可能
- ③設置スペースが小さい



(出所) 日本ガス協会

図 5.2-4 パッケージ型充填設備 (250m³/h 型)

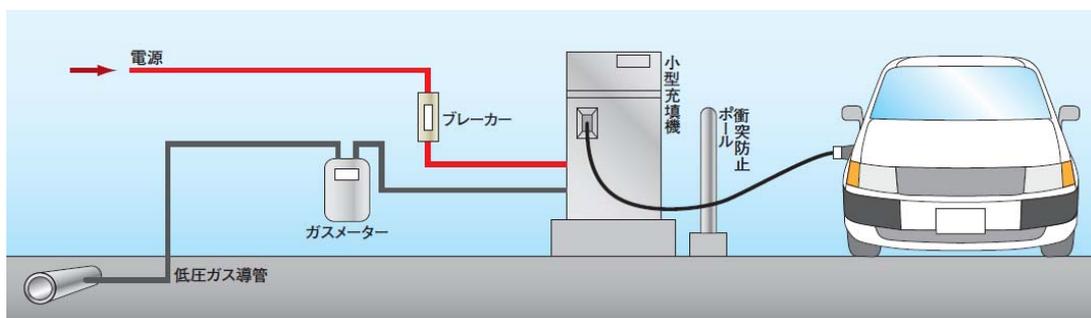
(3) 小型充填機

小型充填機は、1台又は2台の車両に数時間かけて充填を行う装置で、家庭へ供給されている都市ガスで充填が可能である。CNGステーションが近くにない場合に便利である。



(出所) 日本ガス協会

図 5.2-5 小型充填機 (10m³/h 型)



(出所) 日本ガス協会

図 5.2-6 小型充填機の設置概略図

第6章 天然ガス供給システム

6.1 世界のLNG需給

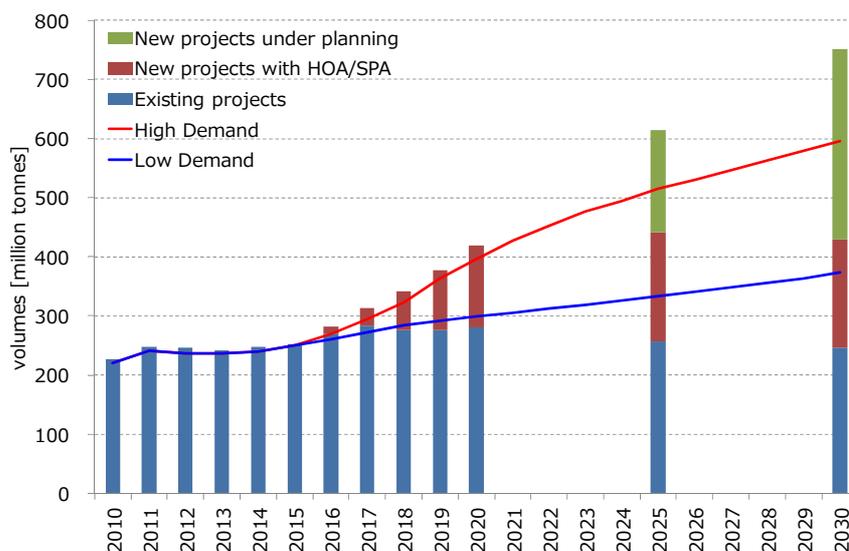
1964年に世界初の商業LNGプラントがアルジェリアで稼働開始したことを幕開けに、LNG市場は2014年10月で50周年を迎えた。天然ガスは、化石燃料の中では最も環境性に優れていることや石油に比べて資源の偏在性が小さいこと等を背景に、世界的に需要が拡大していく中、地理的にパイプライン整備が困難な国への天然ガス供給としてLNG取引が世界的に増えていった。

Cedigazによると、1990年における世界のLNG取引は、天然ガス取引全体の23.5%に相当する72.1Bcm（LNG換算で約5,300万トン）であったが、その10年後の2000年には137.2Bcm（LNG換算で約1億トン）に到達し、さらに10年後の2010年には295.5Bcm（LNG換算で約2.2億トン）と10年毎に市場規模を2倍に拡大させてきた。なお、2014年における世界の天然ガス取引量は1005.2Bcm（LNG換算で約7.4億トン）で、そのうちLNG取引は全体の31.2%に相当する313.7Bcm（LNG換算で約2.3億トン）であった。また、1990年から2014年までの24年間における天然ガス全体の取引量は年率5.1%で増加してきたことに対し、LNG取引量は年率6.3%で増加しており、天然ガス需要を上回る速度で拡大していると言える。

同時に、LNG輸入国・輸出国数も堅調に増加しており、1990年の輸入国が9カ国、輸出国が8カ国であったが、2014年には輸入国が31カ国、輸出国が27カ国まで増加している。2015年には、エジプト、パキスタン、ヨルダン、ポーランドが輸入国として加わり、今後フィリピン、ベトナム、ミャンマー、バングラディッシュ等でもLNGの導入が計画されている。一方、新たな輸出国としては2014年にパプアニューギニアでLNGプラントが立ち上がり、2016年には米国本土からのLNG輸出が開始され、今後カナダやカメルーン、タンザニア、モザンビークなどが新しくLNG輸出国として加わると見込まれている。

日本エネルギー経済研究所によると、世界のLNG需要は2016年に2.7億トン、2020年に3.0～3.9億トン、2030年には4.1～5.7億トンまで増加する見込みである。日本の原発再稼働状況や国内電力・ガス市場改革、中国の景気減速・国内ガス政策等による下振れ要因もあるが、欧州域内での天然ガス生産量の減少や米国からのLNG流入による欧州諸国の需要持ち直しやLNG価格の低迷を背景に、これまで経済性面からLNG導入に踏み切れなかったベトナムやフィリピン等の新興国での輸入量増加が期待できる。

これに対して、世界のLNG生産能力は、2015年末時点で約3.2億トン/年である。生産が停止しているリビア・エジプト・アンゴラを除くと、約3.0億トン/年程度であり、稼働率を加味しても需要に対して供給力は十分である。また、現在建設中のプロジェクトを加味すると、2020年には約4億トン/年程度に達する見込みとなっている。北米や豪州以外でもモザンビークやタンザニア等の東アフリカでも大型LNG生産計画が出現しており、構想段階のプロジェクトも合わせると、2025年には約6.1億トン、2030年には7.5億トンとなり、LNG需要を大きく上回る計画が存在する。



(出所) 日本エネルギー経済研究所

図 6.1-1 2030 年までの世界 LNG 需給見通し

6.2 LNG 受入基地

6.2.1 LNG 受入基地の概要

LNG 受入基地は、LNG タンカーによって国外より輸送されてきた LNG を陸揚げしてタンクに貯蔵し、ガス需要に応じて LNG を再ガス化しパイプラインやローリー車により需要地先へ送り出す施設である。世界で初めて建設された LNG 受入基地は、英国 Canvey Island³³ で、1964 年に LNG の受入を開始した。以降、世界的な天然ガス需要の増加や世界各地での LNG 生産プロジェクトの稼働などに起因して、東アジアや欧州を中心に受入基地が建設・稼働するようになった。近年では、中南米や中東、東南アジアなどでも受入基地の建設が計画されており、世界的な広がりを見せている。2015 年には 7 つの新しい LNG 受入基地が完成した。このうち、新たに LNG 輸入国に加わったエジプト、パキスタン、ヨルダンに導入された 4 つの受入基地が浮体式 (FSRU) である。2016 年 6 月にはポーランドも商業ベースの LNG 受入により LNG 輸入国の仲間入りを果たした。また、インドネシアの Arun 液化プラントでは、同国内の天然ガス需要増加に伴い、液化基地から受入基地への転換を行った例もある。近年の LNG 低価格見通しにより、建設期間が短い浮体式 LNG 基地 (FSRU) を利用することで、新興国では比較的迅速に再ガス化容量を確保できている。また、既存の LNG 受入基地においても、タンク増設による受入能力の拡張プロジェクト開発が進められており、また小規模ながらも再輸出設備 (リロード) や LNG 燃料船へのバンカリング設備も増設する動きがみられる。日本エネルギー経済研究所の調査によると、2016 年 4 月時点における稼働中の世界の LNG 受入基地 (二次基地も含む) は、144 箇所を受入能力は約 5 億 9,000 万トン/年である。表 6.2-1 と表 6.2-2 に、世界における既存および建設中・計画中の LNG 受入基地一覧を示す。

³³ BG, <http://www.bg-group.com/~tiles/?tiletype=blog&id=31>

表 6.2-1 稼働中の LNG 受入基地

	Americas	Europe	Northeast Asia	Southeast Asia	South Asia	Middle east	Africas	World
-1980	3	4	7	0	0	0	0	14
1980-2000	1	5	18	0	0	0	0	24
2000-201	25	22	40	7	6	5	1	106
Number Total	29	31	65	7	6	5	1	144
Onshore Terminal	160.84	139.47	182.095	14	25	N.A.	0	521.4
Offshore Terminal	28.36	13.3	2.2	9.3	5.24	9.84	N.A.	68.24
Capacity Total	189.2	152.77	184.295	23.3	30.24	9.84	0	589.6

(出所) 日本エネルギー経済研究所

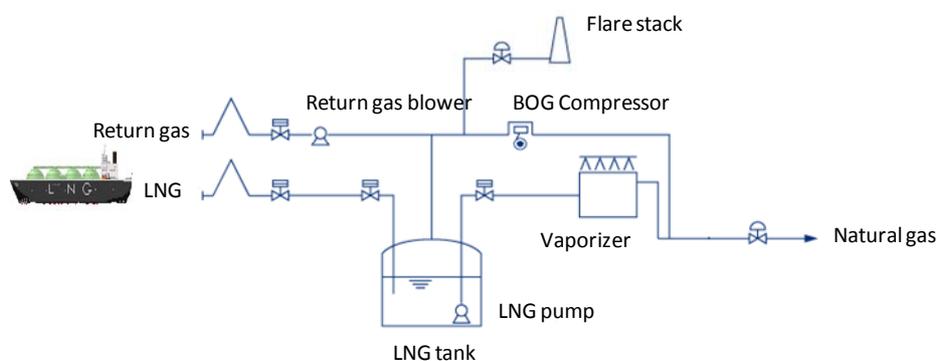
表 6.2-2 建設中・計画中の LNG 受入基地

	Americas	Europe	Northeast Asia	Southeast Asia	South Asia	Middle east	Africas	World
Onshore Terminal	14	35	39	11	12	2	3	116
Offshore Terminal	11	8	1	5	11	2	7	45
Number Total	25	43	40	16	23	4	10	161
Onshore Terminal	40.54	117.51	57.5	26.3	60.36	20.39	6.21	328.8
Offshore Terminal	38.18	17.77	N.A.	12.4	45.41	7.38	1.8	122.9
Capacity Total	78.72	135.28	57.5	38.7	105.77	27.77	8.01	451.8

(出所) 日本エネルギー経済研究所

6.2.2 LNG 受入基地のフロー

一般的な LNG 受入基地のフローを、図 6.2-1 に示す。LNG 受入基地の設備は、主に荷揚設備、貯蔵設備、再ガス化設備、送出設備等で構成されている。



(出所) 東京ガスエンジニアリングソリューションズ株式会社 (<http://www.tge.co.jp/service/lng/1st/>)

図 6.2-1 LNG 受入基地のフロー図

(a) 荷揚設備：LNG 船で運ばれてきた LNG は、タンカーが係留される栈橋に設置されているアンローディングアームを通して基地内の LNG タンクに移される。その際、外部からの入熱によりタンク内で発生するボイルオフガス (BOG) は、リターンガスブローワーで加圧し、リターンガスをローディングアームを通じて本船の LNG タンクに戻される。これにより、陸上と本船のタンクのそれぞれの圧力を一定に保つようになっている。



(出所) 九州電力 (<http://www.oitalng.co.jp/business/acceptance.shtml>)

図 6.2-2 アンローディングアーム

(b) 貯蔵設備：一般的に、LNG 受入基地は貯蔵基地としての役割も兼ねる。LNG タンクは、タンク本体と地盤との関係により地上式・地下式・地中式の 3 種類に大別できる。一般的に、建設コストが安い地上式タンクが採用されるが、日本や韓国などで地下式タンクが採用されているケースもある。地下式は、万が一タンクが破損しても周囲に及ぼす影響が少ないため、地上式と比較して離隔距離規程が緩和されており、土地の有効利用が可能である。また、周囲景観を妨げないことや耐震性に優れているというメリットもある。一方で、土壌掘削に係る労力とコストが高く、さらに土壌の凍結を防ぐためにタンク周囲に凍結防止ヒータを敷設する必要があり、ランニングコストもかかるデメリットがある。また、タンク容量は、需要に合わせた定期的な荷揚げに対応するだけのものではなく、季節間需要変動や LNG 船のサイズ、LNG 産地トラブルや天候による LNG 船の到着遅延などに考慮した商業在庫、LNG 産地毎の熱量差、その他緊急時のための備蓄への対応も考慮した上で、必要な貯蔵容量が決められる。日本は、季節に関わらず一定量の LNG を輸入していることから LNG タンク稼働率は平均 50%程度であるが、冬季の暖房需要が大きい韓国では、2015 年の稼働率が 34%であった³⁴。貯蔵中には、ボイルオフガスが発生するが、圧縮機を通してガス送出したり、併設したガス発電設備の原料として使用したり、再液化させることで LNG として処理する場合もある。

³⁴ IGU, World LNG Report 2016



(出所) 北海道ガス、東京ガス、広島ガス

図 6.2-3 LNG タンクの種類

(c) 再ガス化設備：気化方式には、需要家のガス消費パターンや気化設備の使用条件（ベースロード用、ピークシェービング用、緊急予備用）、必要能力、基地立地条件等を考慮して決められる。一般的に、ベースロード用としては、運転費用が割安なオープンラック方式（ORV：Open Rack Vaporizer）が用いられる。ORV方式は、海水を熱源とする。気化装置は複数の管を並べた熱伝導パネルで構成され、管中に LNG が送られ、温度の高い海水からの熱交換により LNG を加温気化する。一方、ピークシェービング用や緊急予備用としては、負荷変動が容易なサブマージド方式（SMV：Submerged Combustion Vaporizer）が用いられる。SMV方式は、再ガス化されたガスの一部を燃料とするガスバーナーを水槽内に設置する。LNG は水槽内に通されたパイプに送り込まれ、熱交換により気化する。そのほかにも、海水の熱を中間媒体として介して LNG に伝熱されるシェルアンドチューブ方式や、大気熱を利用した方式もある。なお、再ガス化にあたって放出される冷熱の有効利用を目的として、炭酸ガス、酸素、窒素の液化や、LNG を気化する際の膨張を利用した冷熱発電が行われている。



(出所) 東京ガス (http://www.tokyo-gas.co.jp/techno/menu1/15_index_detail.html)

図 6.2-4 LNG 気化器 (ORV)

(d) 送出設備：気化されたガスは、熱量や燃焼性を調整し、高圧幹線パイプラインを通して需要地まで輸送される。なお、LNG 基地とパイプラインがアンバンドリングされている欧米諸国では、取引量を計測するメータリングシステムを送出配管に設置している場合がある。また、遠隔地の需要地に建設された LNG サテライト基地 (2 次基地) に LNG をローリー輸送するためのローリー出荷設備が併設されている基地もある。

6.2.3 浮体式 LNG 受入基地

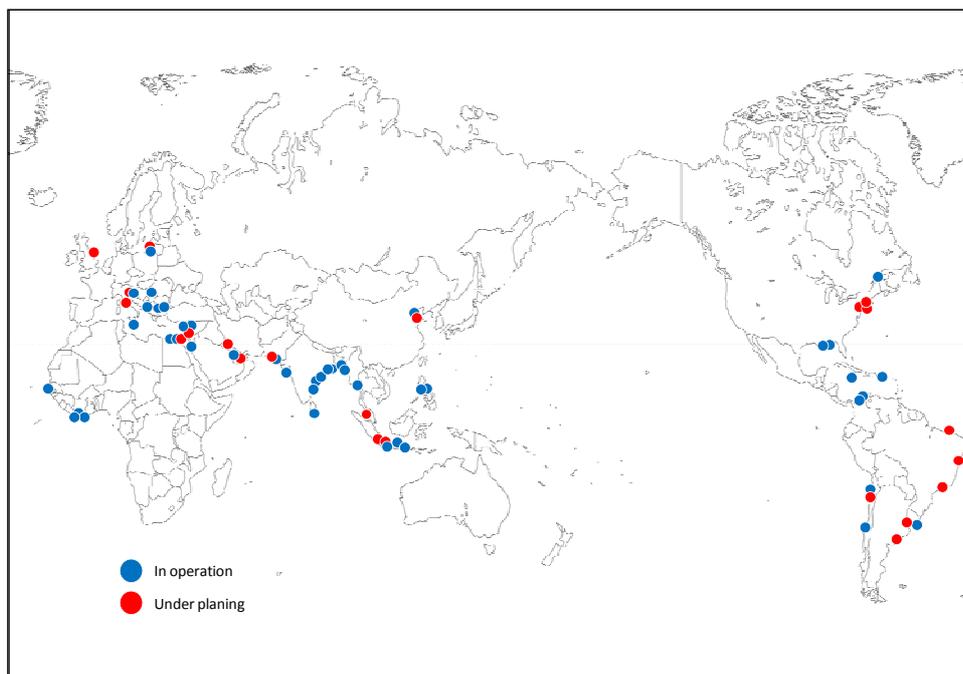
LNG 受入基地は、ガス消費地に近いことが望ましいが、LNG タンカーの接岸から LNG 荷揚げ、貯蔵、気化、出荷などの設備が幾つも設置されることから、用地の確保が大きな課題となる。そこで、2000 年以降、従来からの陸上型 LNG 受入基地に対して、建設コストや建設期間に優位性のある洋上浮体式 LNG 受入基地 (FSRU : Floating Storage and Regasification Unit) も出現している。



(出所) Höegh LNG (<http://www.hoeghlng.com/Pages/OurBusiness.aspx#FloatingLNGImportTerminals-0>)

図 6.2-5 洋上浮体式 LNG 受入基地 (FSRU)

世界で初めての浮体式 LNG 受入・再ガス化設備は、2005 年に米国メキシコ湾（Excelerate Energy, Gulf Gateway Project）で稼働した（市場環境の変化により、2012 年に運用終了）³⁵。2016 年現在では世界中で 22 件の浮体式 LNG 受入基地が稼働している。また、40 件以上のプロジェクトが建設検討中である。FSRU は、既存の LNG タンカーを転用する技術も発展しており、経年劣化や動力性能が見劣りする LNG 船の再利用にも有効活用される。図 6.2-6 に、世界各地で計画されている浮体式 LNG 基地を示す。



（出所） 各社ホームページ

図 6.2-6 世界の浮体式 LNG 受入基地（稼働中・計画中）

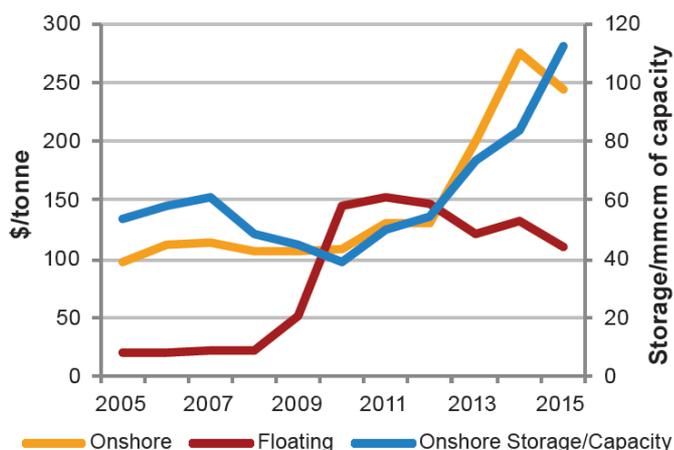
<浮体式 LNG 受入基地のメリット>

(a) 建設コスト

従来の陸上 LNG 受入基地を建設する場合のコストは、タンク数や容量、敷地面積、気化器等の付帯設備や港湾設備の規模等により異なるが、近年の平均的な建設コストは 245\$/tonne である。一方、FSRU では、基本的に通常の LNG 船と同様の形状・設計であるため、近年の平均的な建設コストは新規に建設した場合でも 109\$/tonne 程度とされている³⁶。既存の LNG 船を FSRU に転用する場合には、さらにコストを抑えられる。ただし、FSRU を係留固定するための栈橋設備等の建設に追加コストが必要となるが、それでも陸上 LNG 受入基地に比べると大幅に建設コストを削減することが可能となる。

³⁵ Excelerate Energy, <http://excelerateenergy.com/project/gulf-gateway-deepwater-port-2/>

³⁶ IGU, World LNG Report 2016, <http://www.igu.org/publications/2016-world-lng-report>



(出所) IGU, World LNG Report 2016

図 6.2-7 LNG 受入基地建設コストの推移

(b) 建設期間

陸上 LNG 受入基地の建設期間は 6 年程度（環境影響評価・設計期間等を含む）に対し、FSRU の建設期間は、新規建設する場合は約 3 年程度（通常の LNG 船とほぼ同じ）で、さらに、既存の LNG 船を改造し転用する場合は約 1 年程度である³⁷。陸上基地と比べて、栈橋等の係留設備が必要となる場合もあるが、陸上の土地を必要としないことから周辺環境への影響が少なく、環境影響評価期間を短縮できる可能性が高い。

(c) フレキシビリティ性

LNG 船と同様の航行性能を有している場合も多いことから、将来的に LNG 気化基地が不要となった場合にも撤去、または別の場所での転用が容易である。FSRU は、建設期間が短いことから、大規模な陸上 LNG 受入基地の操業開始までの一時的な利用や、冬季などにガス需要が大きく増加する期間のみ稼働させる等の活用も可能である。

<浮体式 LNG 受入基地のデメリット>

(d) 気象条件

洋上での係留設置であるため、気象・海象条件に大きく影響を受け、陸上基地に比べ操業の安定性の点で問題がある。特に、波高が 1.5m を超えると安全性に問題があるとされる。一般的には、波浪の影響が小さい湾内での設置が望ましい。また、台風やハリケーンなどが接近する場合には、安全のために FSU・FSRU を離岸させ避難させることが必要になる可能性もある。

(e) 拡張性

タンクの貯槽容量は設置される船体の大きさによって決まる。また、FSRU のサイズによって受入可能なタンカーのサイズも制限される。したがって、需要増加などに併せてタンクの増設を行う際には、FSRU の隻数を増加させていかなければならず、その都度係留設備も増設していく必要がある。現在、計画されている FSRU で最大の貯槽容量は、ウルグアイでの LNG 受入プロジェクトに投入される 26.3 万 m³（世界最大の LNG 船である Q-Max

³⁷ Excelerate Energy, <http://excelerateenergy.com/fsru-technology/>

クラスとほぼ同じ) である³⁸。

6.2.4 LNG タンカーの動向

LNG の海上輸送については、1959 年 2 月に、米 Constock Liquid Methane と英 British Gas が米国ルイジアナ州のチャールズ湖岸から英国キャンベイ島までの LNG 輸送実験に世界で初めて成功した。この際に使用されたのが、世界初の LNG 輸送船「Methan Pionner」で、2,000tonne を輸送した。これを契機に、1964 年 10 月に 27,400 m³ の LNG 輸送専用船「Methane Princess」と「Methane Progress」が建造され、同年にアルジェリアから英国へ世界初となる LNG の商業輸出が実現した。最近ではコストダウンを図るため LNG タンカーの大型化が進んでいる。1990 年代には 125,000 m³ 級、2000 年代初頭では 138,000～145,000 m³ 級が主流となり、さらに、世界最大の LNG 供給基地となったカタールからの長距離輸送では Q-Flex (21 万 m³ 級) や Q-Max (26 万 m³ 級) などの超大型タンカーが就航している。

LNG は原油に較べて比重が軽いため原油タンカーに較べて喫水が浅く、137,000 m³ 級でも 11～12m で、50,000 トン級石油タンカーと同程度である。受入基地側に合わせて、Q-Flex や Q-Max などの大型 LNG タンカー受入でも同等の喫水で設計されているが、大型船の就航には係留設備の増強、タンクの運用や運河通航などの面で解決すべき課題もあり、世界的には 17 万 m³ 級が主流となりつつある。2015 年末時点における世界で就航中の LNG タンカーは合計 424 隻で、そのうち 2015 年の 1 年間で 29 隻の LNG タンカーが新造された。なお、2015 年に新造された LNG タンカーの平均タンク容量は 163,813 m³ であった³⁹。LNG タンカーの建造コストは近年相当低下したが、それでも 14 万 m³ 級で 1.7 億ドル (160 億円) 程度と同サイズの原油タンカーの 3 倍近くである。

LNG タンカーは温度差による貨物タンク (内殻) の膨張・伸縮を吸収する方法としてアルミ製球形タンクを用いるモス型とメンブレン仕様の箱型のタンクを用いるメンブレン型に大別される。建造コストに大差はないが、メンブレン型の方が船型設計上の自由度が大きく、積荷の際のタンクのクールダウン時間でも効率が良い。また、通常の船舶は、油燃料を使用したディーゼル機関が主流となっているが、LNG 船では常に LNG が気化するので、この気化した BOG (ボイル・オフ・ガス) をボイラーで燃焼して蒸気を発生させて蒸気タービンを駆動する推進システムが長く採用されてきた。この方式は燃料効率が悪く、最近では環境負荷低減と経済性改善から低燃費型蒸気タービンや混焼ディーゼル発電機を使用した電気推進プラント、再液化装置を搭載したディーゼル機関を使用した LNG 船も実現している。

³⁸ IHI, <http://www.mol.co.jp/pr/2013/13083.html>

³⁹ IGU, World LNG Report 2016

表 6.2-3 LNG タンカーリスト (就航中・計画中)

	-100,000m ³	100,000-20,000m ³	20,000m ³ -	Total
-1980	2	14	0	16
1980-2000	5	62	0	67
2000-2015	3	280	44	327
Total Active LNG Fleet	10	356	44	410
LNG Vessel Orderbook	1	141	1	143

(出所) IGU, World LNG Report 2016

6.2.5 LNG の受渡し

LNG プロジェクトでは、天然ガス田開発から液化プラント建設、LNG タンカーの建造、受入基地建設など、バリューチェーンの各分野において巨額な投資を必要とし、初期においては石油より割高であった。このため、伝統的に売主と買主が 20 年以上にわたる長期売買契約を確保した上で開発が行われてきた。長期契約ではどの船がどの基地からどの基地へ、いつ、どのくらいの量の LNG を輸送するかの配船スケジュールを事前に計画することが一般的である。日本の大手 LNG 輸入事業者では、毎日のように LNG タンカーが入船しているが、配船スケジュールは約 3 ヶ月前には作成される。しかし、天候や海洋条件によっては、LNG タンカーが遅延し、接岸できないこともある。また、発電所の緊急停止や需要の急変動などにより、計画された配船 (LNG 受渡し) では、供給量が不足あるいは余剰となる状況も起こり、その都度売主や他 LNG 需要家と配船の調整を行う必要がある。LNG タンカーの配船調整 (到着時期の変更) は決して簡単ではなく、当該タンカーの次の航海スケジュールへの影響や受入時期を変更できる船の確認など、様々な条件をクリアする必要がある。なお、様々な事情により LNG を受入れられない、受入基地において事前に協定された停泊期間を超過して停泊した場合には、LNG 買主は船主に対して滞船料を支払う必要がある。

原油取引では、原則として陸側固定設備での計量値が取引数量や通関数量とされるが、LNG 取引では通常船側の計量値が取引数量とされる。LNG の場合は、タンカー輸送中に日量 0.15% 程度の BOG が生じることや揚荷後もタンカーのタンクの冷却を維持し燃料を確保するため一定の LNG (heel gas) をタンカーに残すこと、さらに揚地ではタンクのイナータ性を維持するため LNG を荷降ろしした隙間に陸よりガス (return gas) を受け入れる、などの特殊事情があるためである。

また、LNG 貨物の取引は、熱量 (Btu) ベースで行われる。図 6.2-8 に示したように、この取引熱量決定のためには、検量 (積揚荷量の決定) とサンプリング・分析 (LNG 組成の決定) が必要となる。このうち、取引数量 (カーゴ容積) を計測・計算・出力するシステムが、CTMS (custody transfer measuring system) である。CTMS は、液面計・液温度計・タンク内圧力計・データログ・ディスプレイからなる。従来の液面計は、液面の高さによって変化するタンク内の静電容量を利用し計測する方式やフロート方式であったが、最近ではレーダー式液面計が一般的である。

このように LNG の取引では本船側の計量値を採用するため、LNG タンカーはタンク検定

の有効な証明書を常備しておかなければならない。一方、LNG 組成（液密度・単位熱量）の決定のために、LNG 受入基地のアンローディングアームから LNG タンクへの受入配管中にサンプリングシステムが設置されている。サンプリングポロープから採取した少量の LNG を温水または電気式の気化器を通してサンプリングシリンダーに採取して、ガスクロマトグラフィで組成分析を行い、これを基に LNG の単位当たり熱量を計算している。

原油や石油製品の取引では、陸側での計量で受入・払出熱量（通関数量）を決定するため、荷揚作業開始から終了までの期間（通常 2 日程度）はタンクからの払出しは行えない。しかしながら、LNG の場合は本船側での計量により受入・払出数量を決定するため、荷役中でもタンクの運用が可能である。このため、タンクの数が少なくても済み、タンク 1 基からでも LNG 受入基地を稼働させることができる。

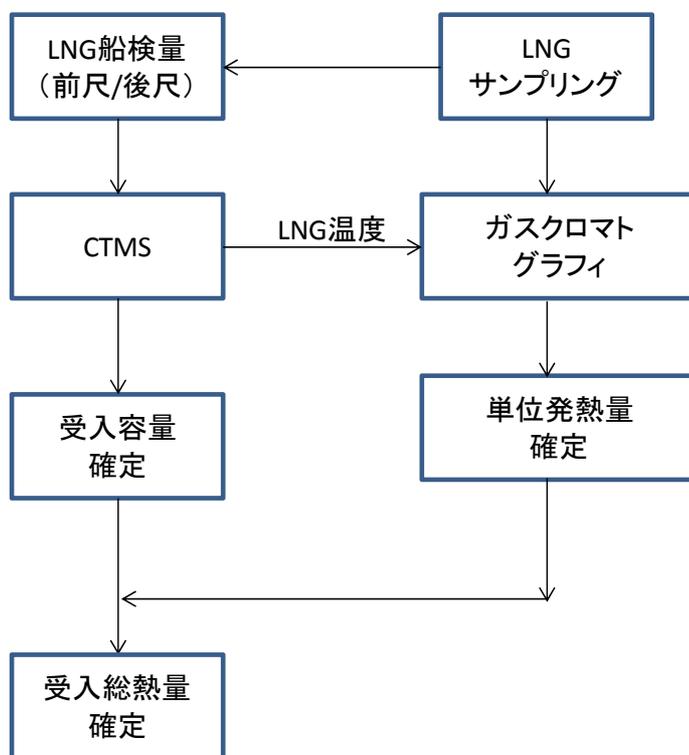
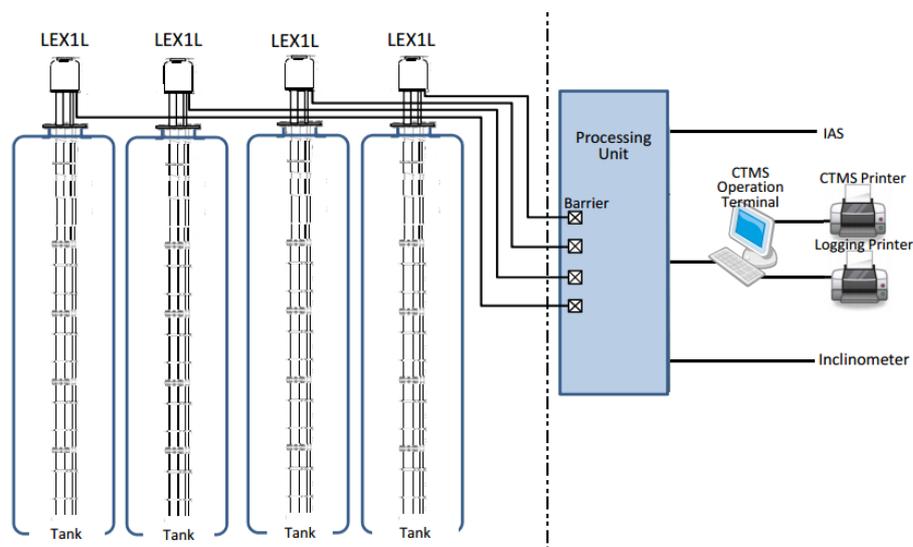


図 6.2-8 LNG 取引熱量の確定



(出所) ムサシノ機器 (<http://www.musasino.biz/jp/product/ctms/>)

図 6.2-9 CTMS のシステム例



(出所) 東京ガス (http://www.tokyo-gas.co.jp/techno/menu1/6_index_detail.html)

図 6.2-10 LNG サンプルシステム

LNG 取引量は、各受入基地により大小はあるものの年間 1,000 万トンのようなオーダーでは、わずかな誤差でも大きく取引金額に影響が出るため、CTMS による計測およびサンプリングによる組成分析は、売主・買主・税関・検定員の立会いのもとに定められた時期に定められた手順に従って行われ、得られた貨物容量・データが売買契約上および通関上の正式な基礎資料となる。

6.3 ガスパイプライン

6.3.1 ガスパイプラインの沿革

英国の産業革命は石炭をエネルギー源として推進されたが、米国発展の原動力は、石油・天然ガスの発見とその利用にあったと言われている。19世紀初頭に欧米では都市ガスの供給が始まったが、石炭を原料とする水生ガスが主で、用途は照明用が中心であった。1859年にドレーク（E.L. Drake）が米国ペンシルベニア州タイタスビルで機械掘りによる石油採掘に成功し、1872年にはタイタスビルから10kmほどの村まで米国で初めての天然ガスパイプラインが敷設された。しかし、都市ガスは長い間石炭ガスの独壇場で、米国でガス田からの長距離パイプラインを敷設して天然ガスの利用が進み始めたのは20世紀に入ってからである。このように天然ガスの利用は液体の石油よりもかなりのハンディキャップを負ってスタートしたが、現在では世界のエネルギー需要の約1/4を賄う主要エネルギーとなっている。

1950年代にはいと、パイプライン技術の進歩とコストダウンにより、長距離パイプラインによる大消費地への輸送が進み始めた。アメリカではテキサス、ルイジアナなどの南部諸州やカナダからアメリカ北部の工業地帯に向けて建設された天然ガス幹線がエネルギー輸送の大動脈となった。ヨーロッパでは1959年にオランダで発見されたフローニンゲン・ガス田がパイプライン発達の端緒となり、その後も北アフリカや北海で油田・ガス田の発見が相次ぎ、域内パイプライン網の発達を促した。

米国外におけるパイプライン輸送は、米英系石油会社の進出に伴いカナダ、中近東、中南米、ロシアの産油地に普及し、1960年代のオランダ、北海、北アフリカでの天然ガス開発、更にはロシアのウラル、西シベリアから東欧圏諸国を縦断し西欧諸国への天然ガス輸出のため、長距離・高圧ガスパイプラインが欧州諸国に縦横に建設された。

1960～1970年代にかけて欧州では国境を越えて北アフリカやロシアのガスを市場に届ける国際パイプラインが発達した。21世紀に入り、中央アジアから欧州に向けてのパイプラインに加え、発展著しい中国市場にむけて中央アジアやロシアからのパイプライン建設が進んでいる。

6.3.2 パイプラインとLNG

時代とともにパイプライン網は発達したが、消費地から遠く離れた地域で発見された天然ガスは長い間 **stranded gas** として放置せざるを得なかった。一方、我が国のように近くに天然ガス資源のない国では、天然ガスの大量利用は不可能だった。そこで、天然ガスを -161.5°C という超低温まで冷却して液化し、体積を1/600に圧縮してタンカーによる輸送を可能とし、天然ガスの長距離輸送を実用化したのがLNG(液化天然ガス—liquefied natural gas)である。超低温を扱う素材や冷却システムなどの技術、経済性の壁を乗り越え、1964年にアルジェリアで世界初の商業化プラントが建設された。1969年にはアラスカから日本向けのLNG輸出が始まった。しかし、1980年代にはいと北アフリカのLNGは北海の天然ガ

スパイラインとの競争や政治の壁などに阻まれ、低迷することになる。これに代わって LNG を発展させたのは日本である。

LNG が商業化された 1970 年代は、二度の石油ショックによる苦い経験と高度経済成長のもたらした環境汚染対策のため、わが国がエネルギー供給の多角化とクリーン化を必要とした時代であった。LNG は脱石油とクリーン化のエースとして導入された。それまでわが国の都市ガス供給は石炭ガスが中心だったが、天然ガスへの転換によりガス中毒事故が大幅に減ったほか、熱量も $5,000\text{kcal/m}^3$ (20.3MJ/m^3) から $11,000\text{kcal/m}^3$ (46MJ/m^3) へ増加し、過密都市におけるパイプライン輸送能力を熱量ベースで向上させるという大きな効果を発揮した。

増大する需要を賄うため、わが国は東南アジア、中東、豪州などで次々と LNG 開発を進めた。日本に続いて 1986 年には韓国が、1990 年には台湾が LNG 輸入を開始した。21 世紀にはいるとアジアでは LNG の普及がさらに進み、2004 年にはインド、2006 年には中国でも LNG の輸入が始まった。

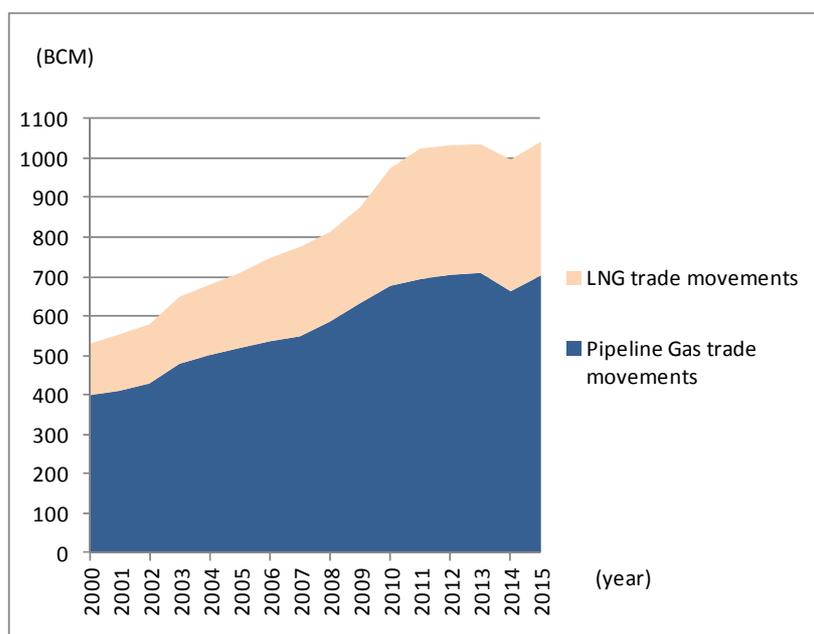
1990 年以降 LNG コストの大幅削減と LNG プラントや LNG タンカーの巨大化が実現し、世界最大のガス田を擁するカタールでは年間供給能力 7,700 万トン(原油換算約 200 万 BD) という超巨大 LNG 工場が出現した。2000 年代に入って欧米の天然ガス価格が従来の百万 Btu あたり 2 ドル台から 4~5 ドル台に上昇すると、中東や豪州、アフリカなどからの長距離輸送を前提とする LNG 供給がにわかに脚光を浴びはじめた。北米のシェールガス大増産なども加わって空前の LNG ブームが起り、2010 年頃からプラント建設コストが再び上昇を始めた。やや気がかりな兆候である。

これまでに発見された天然ガス資源の相当量が市場から遠く離れていたり、大水深海域に位置したりして **Stranded Gas** となっていたとされるが、LNG の経済性が格段に向上したことで、未利用資源の開発が世界各地で進み始めた。カタールの大増産のほか、オーストラリア、アフリカ西海岸諸国や中南米、北極海などでも新規プロジェクトが立ち上がっている。政治的な課題を抱えているが、イランの天然ガス供給ポテンシャルも大きい。また、目新しいものでは、中規模ガス田を対象に海上で LNG を製造し、出荷する浮体型 LNG 基地 (FLNG: Floating LNG) や、CBM (Coal Bed Methane : 後出) を原料とする LNG プロジェクトなど、さまざまなプロジェクトが登場し、動き出している。

2011 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災により、日本の原子力発電所は続々停止し代わりにガス火力発電所がフル稼働することになった。日本の電力会社は既存のガス長期購入契約では足りずに、全世界から LNG をスポット購入していった。ナイジェリアをはじめとするアフリカ産 LNG は欧州地域の需要減退も重なり、かなりの量が日本へ向うこととなりスポット取引量は拡大していった。日本をはじめ LNG 取引数量が拡大したが、世界の天然ガス取引量も 2000 年の 530Bcm から 2015 年には 1,042Bcm と約 2 倍へと大きく拡大している。天然ガス輸送はパイプライン輸送と LNG 輸送とに分かれるが、2000 年は約 75% がパイプライン輸送、25% が LNG 輸送の割合であったが、2015 年は日本向けをはじめとして LNG スポット取引量が拡大したことも手伝い LNG 輸送が 32% と、ガス取引量全体に占める LNG

割合が増加している。

以下グラフは、2000 年以降のパイプライン取引と LNG 取引量を表したグラフである。



(出所) BP 統計

図 6.3-1 世界の天然ガス取引量

6.3.3 パイプラインコスト

パイプラインの輸送コストは、パイプラインの建設費用に大きく影響を受ける。建設コストの償却費と運営費用 (Operating cost)、更には事業社の利益の合計が輸送コストのベースとなる。一般的には、年間供給量、輸送距離により、天然ガス供給方法別の事業採算性は変化する。大口径パイプラインで大量に天然ガスを販売することが出来れば、長距離パイプラインは他の方法より価格優位性を持つ。

また天然ガス輸送に際し、比較検討されるのが LNG 船による輸送とパイプラインによる輸送のコスト比較である。LNG 外航船と国際ガスパイプラインのコスト比較に関しては、距離が長くなればなるほど、海底パイプラインの方がコスト高となる。一方で LNG 外航船は LNG 船の建造コストという初期投資が高く、その後は運航費用が主要な費用となる。輸送距離が約 1,000km を超えると海底パイプラインから LNG 外航船へシフトし、陸上パイプラインでは約 3,000km を超えると LNG 外航船へとシフトされると言われている。

6.4 LNG による天然ガス配送システム (ガス体燃料輸送の選択肢と経済性)

図 6.4-1 に示すように、国際 LNG 市場から輸入した LNG の需要地までの輸送手段としては、大きくパイプライン供給とサテライト供給に分けられる。一般的にはパイプライン供

給が主流であるが、需要量が小規模で、需要地までの輸送距離が長い場合には初期投資額が大きいパイプラインでは経済性が確保できない。そこで、LNG 基地で荷揚げした LNG をタンクローリーや貨車コンテナ、内航船で需要地に建設されたサテライト基地（二次基地）まで輸送し、当基地で再ガス化してパイプラインで供給する方法が用いられている。また、一定規模の消費量のある工場などがパイプラインから離れた地域に存在する場合にも、同様の方式による LNG の供給が行われている。このような方式の採用により当該地域での天然ガス利用の増加が進めば、将来、パイプラインによる天然ガスの輸送に切り替えることも可能になるだろう。本節では、LNG 受入基地（一次基地）からの供給方式として、パイプライン供給とサテライト供給の経済性を比較検討する。なお、サテライト基地（二次基地）までの輸送手段として、タンクローリー（自動車）、貨車コンテナ（鉄道）、内航船のそれぞれについて経済性を検討する。

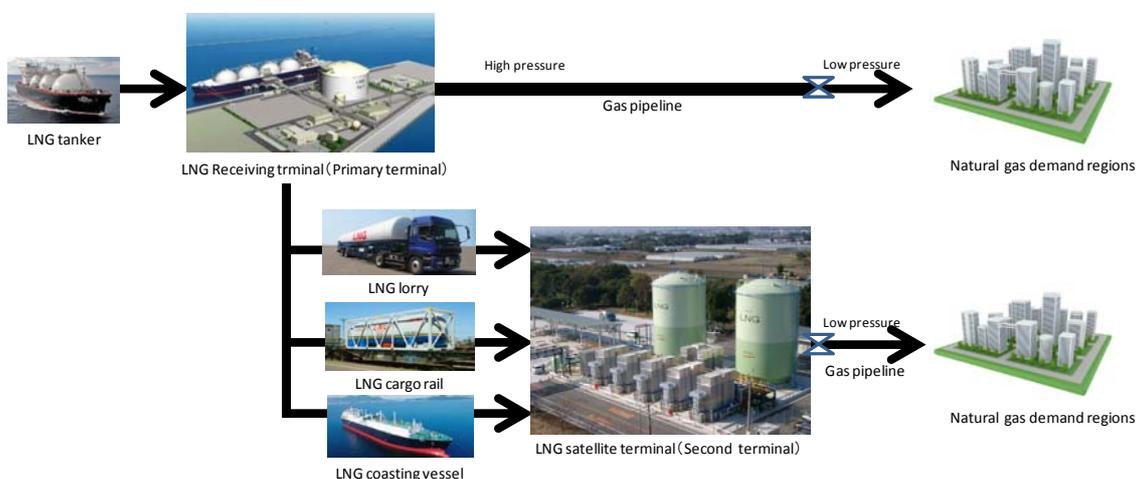
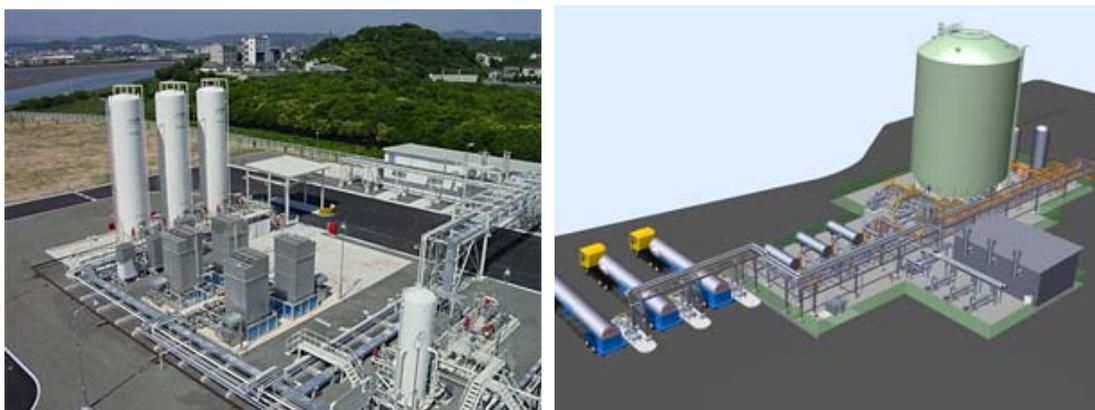


図 6.4-1 パイプライン供給とサテライト供給の概念図

6.4.1 LNG サテライト基地（二次基地）：日本での例

(1) 概要

図 6.4-2 は LNG サテライト基地の設備配置図を示している。パイプラインが延伸されていない遠隔地で LNG を使用するためには、LNG サテライト基地を設置し、LNG を貯蔵する必要がある。LNG サテライト基地は LNG 受入基地からの二次受入を行う供給基地であり、サテライト（衛星）のように点在して設置されることからサテライト基地と呼ばれている。サテライト基地は、主に LNG 貯槽と LNG 気化器から構成されており、設置スペースも 400m²程度と本格的な LNG 基地（一次基地）と比べると非常に小さいスペースに設置することが可能である。なお、内航船を受け入れる二次基地もサテライト基地同様の役割・設備を有するが、サテライト基地に比べて規模は大きく、かつ内航船が着積するための棧橋等の設備が必要となる。



(出所) 東京ガスエンジニアリング (<http://www.tge.co.jp/service/lng/satellite/>)

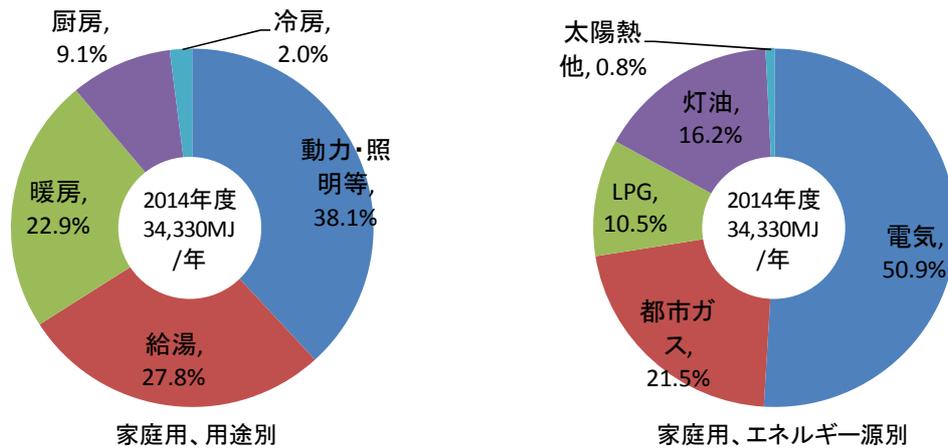
図 6.4-2 LNG サテライト基地の設備配置図

表 6.4-1 は LNG 使用量とサテライト設備仕様を示している。この仕様では、年間 LNG 需要が 1,000～8,000 トンを想定している。年間 1,000 トンの LNG 需要は、約 7,600 世帯へのガス供給に匹敵する（ガス消費量 160m³/年・世帯で計算）。需要規模により設置する基数を選択することになる。

表 6.4-1 LNG 使用量とサテライト設備仕様

		Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	
年間LNG使用規模	トン/年	8,000	6,000	4,000	2,000	1,000	
LNG貯槽	容量	k1/基	125	100	70	70	40
	設置数	基	4	3	2	1	1
LNG気化器	能力	トン/時	1.2	1.0	0.5	0.3	0.2
	設置数	基	2	2	2	2	2
送ガス圧力	MPa	0.15-0.20					
備蓄量	日	5.0	5.4	3.8	3.8	4.3	
設置スペース	m×m	24x17	24x17	18x22	16x16	15x15	

(出所) エア・ウォーター (<http://www.awi.co.jp/business/energy/equipment/lngsatellite.html>)



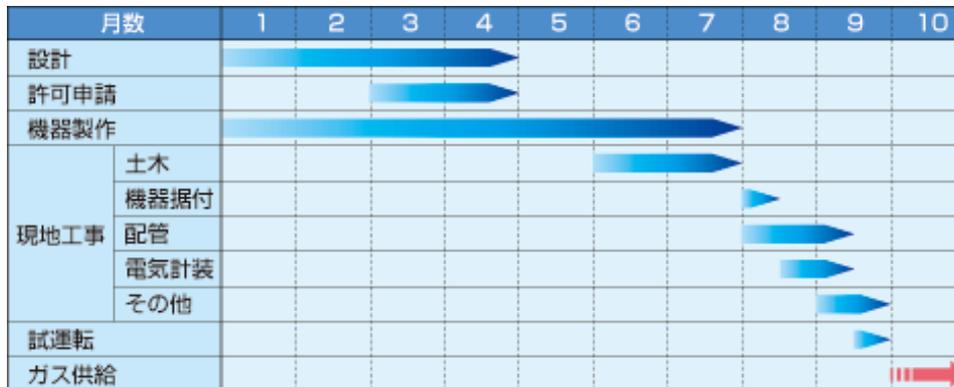
(出所) 経済産業省エネルギー白書 2016 (http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2016pdf/whitepaper2016pdf_2_1.pdf)

図 6.4-3 家庭用エネルギー消費量

(2) 建設工期

これまでに多くのサテライト基地建設に携わってきた日本のエンジニアリング会社の中には、機器納期と工事期間の短縮により、表 6.4-2 に示すように設計から引き渡しまで最短 9 ヶ月の工期で完成することが可能になっている。

表 6.4-2 サテライト基地建設の標準工期



(出所) JFE エンジニアリング (http://www.jfe-eng.co.jp/products/energy/energy_plant/ene03.html)

(3) 建設コスト

建設費用は、サテライト基地の仕様、立地条件等で異なるが、日本で 2002 年と 2015 年に完成した 2 つのサテライト基地の仕様と建設費用は表 6.4-3 に示す。また、内航船二次基地についても同様に表 6.4-4 に示す。

表 6.4-3 サテライト基地建設の仕様と建設コスト

			A社	B社
完成年			2002	2015
LNG貯槽	容量	kl/基	150	100
	設置数	基	2	2
LNG気化器	能力	トン/時	1.0	6.0
	設置数	基	5	3
建設コスト		百万円	530	1,300
		千ドル	4240	10,833

(出所) インターネット情報より

表 6.4-4 内航船二次基地建設の仕様と建設コスト

			A社	B社
完成年			2005	2015
LNG貯槽	容量	kl/基	5,000	12,000
	設置数	基	1	1
LNG気化器	能力	トン/時	2.0	2.85
	設置数	基	3	6
建設コスト		百万円	10,000	6,000
		千ドル	91,000	50,000

(出所) インターネット情報より

6.4.2 LNG サテライト基地（二次基地）までの輸送手段

(1) LNG タンクローリー

図 6.4-4 は、15.1 トンの積載量の LNG タンクローリーである。LNG タンクローリーはローリー出荷設備で LNG を充填し、需要地に LNG を供給する。LNG タンクローリーは、高圧ガス保安法が適用され、法律に基づき設計・施工・検査・保守管理が行われる。また、LNG 輸送に際しては、高圧ガス移動監視者等の資格保有者がローリーを運行し、加えて、定期的な LNG 移動経路の調査や LNG 取扱講習会、防災訓練などを実施し、安全確保に努めている。表 6.4-5 は、主なタンクローリーの仕様を示している。LNG タンクローリーの価格は、積載量積載量によって異なるが、概ね 1 台 5,000 万円程度であり、燃費は約 3 km/l (軽油) である。これらに運転手の人件費を推定することにより、おおよその LNG タンクローリー輸送費を計算することが出来る。



(出所) 東北天然ガス (<http://www.tng-gas.co.jp/lng.html>)

図 6.4-4 LNG タンクローリー (15.1 トン)

表 6.4-5 主な LNG タンクローリー仕様

積載量 (t)	全長 (m)	全幅 (m)	全高 (m)	必要道路幅 (m)
8.0	11.95	2.49	3.28	6.4
10.5	15.48	2.49	3.44	7.0
14.8	16.48	2.49	3.38	7.5
15.1	16.98	2.49	3.38	7.7
15.7	16.98	2.49	3.39	7.8

(出所) 東北天然ガス (<http://www.tng-gas.co.jp/lng.html>)

表 6.4-6 LNG タンクローリー価格

積載容量	トン	12.3	13.5	13.6
価格	百万円	50	65	45
燃費	km/1	3	2~3	2.35
購入年		2006	2012	-
燃料		軽油	軽油	軽油

(出所) 調査団調べ

(2) 貨物コンテナ (鉄道)

LNG の陸上輸送形態としては、ローリーに加えて貨物コンテナ (鉄道) も選択肢として存在する。貨車コンテナ輸送とは、図 6.4-5 に示すような専用タンクコンテナを用いて、LNG 出荷基地～出荷基地最寄駅間をトレーラー輸送、出荷基地最寄駅～サテライト基地最寄駅間を鉄道貨物輸送し、サテライト基地最寄駅～サテライト基地間をトレーラー輸送するものである (図 6.4-6)。出荷基地及び需要地近傍のサテライト基地において線路の引き込み線が存在すれば鉄道での一貫輸送も可能であるが、引き込み線整備コストが障壁となり、日本では鉄道とトレーラーを併用して輸送されている。尚、トレーラーから鉄道車両へのコンテナ載せ替えは、図 6.4-7 に示すようにトリップリフターという大型昇降機で行われる。



(出所) JAPEX

図 6.4-5 LNG タンクコンテナ



(出所) JAPEX (<http://www.japex.co.jp/business/japan/lng.html>)

図 6.4-6 LNG タンクコンテナ鉄道輸送の概念図



(出所) JAPEX

図 6.4-7 トリップリフターによるコンテナ載せ替え

日本では、2000年に石油資源開発が30フィート規格⁴⁰のタンクコンテナを用いたLNG鉄道輸送を実用化させた。鉄道台車1両に30フィート規格のタンクコンテナを2台搭載することができる。その後、2002年にはLNG積荷量は13.5トンまで搭載できる40フィート規格のタンクコンテナをトレーラーで輸送する方式も採用され、鉄道車両20両分で計算すると1回あたりの輸送能力は540トンとなる。

⁴⁰ ISO規格でコンテナの形状が20フィート、30フィート、40フィート等、規定されている。

Specification of 40ft ISO Container (Semi-frame)



Specification of 30ft ISO Container (Full-frame)

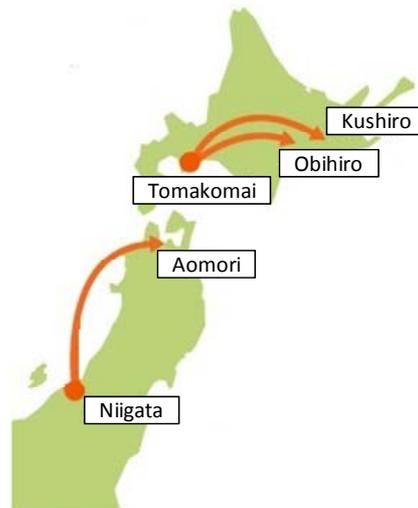


Size	Pressure (bar)	Gross Capacity (lt)	Max. Load (kg)	Max. Gross Weight (kg)
40 ft	6	32,000	13,500	23,500
30 ft	7.5	25,880	10,900	20,000
20 ft	9.3	13,380	5,660	12,630

(出所) エア・ウォーター (http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2015fy/000136.pdf)

図 6.4-8 コンテナの ISO 規格

図 6.4-9 に日本における貨物コンテナ輸送事例を示すが、新潟から金沢（約 340km）、青森（約 450km）、苫小牧から帯広（約 200km）や釧路（約 320km）といった輸送距離が 200km を超えている区間において採用されている。



(出所) JR 貨物 (<http://www.jrfreight.co.jp/transport/service/lng.html>)

図 6.4-9 日本での鉄道コンテナによる LNG 輸送事例

JR 貨物によると、輸送距離が 200km 以上の場合には鉄道コンテナがローリーよりも輸送コストが安いとしているが、具体的な前提条件等は記載されていない⁴¹。同様に、海洋政策研究財団も、輸送距離が 200km 以上において鉄道による LNG 輸送がコスト的に優位になる場合があるとしている。なお、鉄道貨物輸送としての供給可能距離としては 1,000km 以上であるが、鉄道ダイヤの過密性やコンテナ荷役場所の制約から、そこまでの長距離輸送は困難なのが現実である⁴²。

⁴¹ JR 貨物, <http://www.jrfreight.co.jp/transport/service/lng.html>

⁴² 海洋政策研究財団、「天然ガスの短距離海上輸送体制の整備に関する調査研究報告書」、2009 年、P59-63

(3) 内航船

海外から LNG を直接受け入れるには需要が小さく、加えて LNG ローリーや貨車コンテナによる陸上輸送では物理的距離や輸送量、経済性面に課題がある地区では、大型 LNG 基地（一次基地）から内航船を用いて二次基地に LNG を輸送する方法がある。国際的な LNG 輸送は、一般的にタンク容量が 125,000～260,000m³（最大 LNG 搭載量：5.6～11.7 万トン）の大型タンカーで行なわれる一方で、LNG 消費国内における海上輸送では、タンク容量が 1,000～30,000m³（0.5～1.4 万トン）の小型タンカー（内航船）が用いられる。日本では、2003 年より内航船による LNG 供給が開始され、現在 6 隻の LNG 内航船が利用されている。LNG 積載量は 2,500-3,500m³（1,100-1,600 トン）級である。また、日本以外では中国やバルト海周辺国や地域で内航船による LNG 輸送実績がある。



項目	要目
船籍	日本(東京)
主要寸法	垂線間長 82.56m × 幅(型) 15.30m × 深さ(型) 7.20m (全長 88.80m、満載喫水 4.30m)
総トン数	3,031 トン
載荷重量	1,865 トン
LNGタンク容積	2,538 m ³
主機関	単動4サイクルトランクピストン形非逆転式 過給機付船用ディーゼル機関 連続最大出力 2,059kW × 240 回転/分
航海船力	約 13.0 ノット
定員	14 名
引き渡し	2013 年 10 月

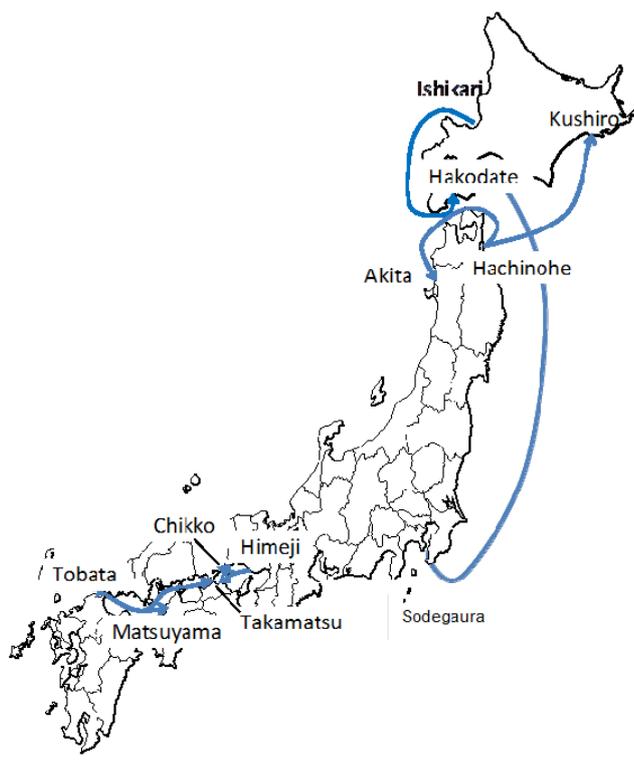
(出所) 川崎重工 (https://www.khi.co.jp/news/detail/20131031_1.html)

図 6.4-10 LNG 内航船（鶴佑丸）の仕様

図 6.4-11 に日本における内航船の航路を示す。現在では、石狩、戸畑、姫路、八戸といった輸入基地から築港、高松、松山、釧路、秋田といった二次基地へ LNG が輸送されている。輸送距離は 50km（姫路～築港）から 850km（袖ヶ浦～函館）まで大きな差がある⁴³。一般的には、貨物コンテナ輸送と同様に 200km 以上でローリー輸送に比べて競争力が生じ

⁴³ 但し、袖ヶ浦-函館間の LNG 輸送は現在行なわれていない。

るとされているが⁴⁴、姫路～築港（50km）のような短距離でも採算性が成立するケースもある。なお、内航船での LNG 供給を行なうためには、内航船の他に、1 次基地での内航船用ローディングアーム、二次基地（バース、アンローディングアーム、LNG タンク、気化器等）、及び二次基地からの LNG あるいは天然ガス輸送手段（ローリーあるいはパイプライン）が必要となる。



（出所）各社ホームページ

図 6.4-11 日本の内航船 LNG 供給



（出所）東部ガス（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/gas_system/pdf/004_05_00.pdf）

図 6.4-12 秋田 LNG 基地（二次基地）

また、表 6.4-7 に積載容量 12.5～15.5 万 m³ の大型 LNG タンカー（外航船）の建造費用を示すが、内航船の建造費用は外航船の建造費のおおよそ 1/10 程度とされ、約 2,000 万ドル

⁴⁴海洋政策研究財団、「天然ガスの短距離海上輸送体制の整備に関する調査研究報告書」、2010 年、P63

程度と考えられる⁴⁵。内航船での輸送は、陸上輸送に比べて輸送距離が長ければ長いほどコストメリットが得られる一方で、初期投資額が比較的大きいこと、輸送安定性が天候に左右されること、日本での場合 3 万トン/年という比較的大規模な需要が必要となる点が課題となる⁴⁶。

表 6.4-7 大型 LNG タンカー（外航船）の建造費用

Year	Price (\$m)	Year	Price (\$m)	Year	Price (\$m)
1975	125	1988	175	2001	165
1976	105	1989	220	2002	160
1977	115	1990	260	2003	153
1978	115	1991	280	2004	173
1979	125	1992	270	2005	202
1980	145	1993	250	2006	218
1981	175	1994	240	2007	225
1982	150	1995	250	2008	233
1983	150	1996	220	2009	227
1984	130	1997	230	2010	208
1985	130	1998	190	2011	202
1986	120	1999	165	2012	201
1987	145	2000	150	2013	205

(出所) Drewry, LNG Shipping Market Review and Forecast – 2013/14

※内航船の建造費用は、外航船の 1/10 程度

⁴⁵同上、P60

⁴⁶同上、P60-64

第7章 ガス産業モデルと経済性

本章では天然ガス利用の選択肢について行った経済性評価の結果の概要を説明する。最初に7.1節では評価モデルの構築と、原料ガス価格などの重要な要素の前提条件、南アフリカの税制などの経済条件について説明する。大量の国産ガスが利用できるようにならない限り、天然ガスは海外から輸入する必要がある。このため、7.2節ではLNG輸入ターミナルや天然ガス輸入パイプラインなどのガス輸入インフラの経済性を検討する。さらに、輸地点から遠い地域向けには、天然ガスを輸送パイプラインで配送する必要がある。

上記の検討をベースにして、7.3節ではアンモニア、肥料、メタノールを生産する在来型化学産業について検討する。これらの生産物は国内市場向けにも海外市場向けにも販売されることになるが、輸入代替の場合と輸出を考える場合の経済性は大きく異なる。7.4節ではガス液化（GTL）、DME、メタンからのガソリン製造（MTG）などの液体燃料生産事業について分析を行う。GTLプラントは南アフリカで商業プラントが稼働中だが、もし高価な輸入ガスを用いることを前提とするなら、経済性は厳しいものになるだろう。7.5節では石炭、石油、バイオマスなどと比べてクリーンなエネルギーである天然ガスによる燃料や電力の効率的な代替、天然ガス車（NGV）での利用、LNGのトラック配達、都市ガスサービスの展開などについて分析を行う。

輸入天然ガスは決して安くはない。豊富な国産ガスが発見されて手頃なコストで開発されない限り、天然ガスは安価な選択肢にはならないだろう。我々の検討では、プロジェクトは国民の強い願望を基とした重大な政治決定に後押しされた場合のみ実現可能になると考えられる。

7.1 取り組みの方法と前提条件

7.1.1 フィージビリティ分析に用いる経済モデル

本調査では、天然ガスプロジェクトのフィージビリティスタディを実施するため、様々な条件やシナリオの下で主要なプロジェクト経済性指標を算出するよう設計したビジネスモデルを構築した。これらのモデルは、一般に入手可能なデータや情報、現地調査やインタビューで入手した情報、JICA調査チームが準備した情報等を基に各種のプロジェクトのパラメーターを数学的なシステムに定式化したものである。モデルに含まれる主な要素は2種類に分類される。第1のカテゴリーに分類されるのは、この分析に一律に適用される一般的な前提条件で、石油やガスの価格シナリオや、各種の税、関税、料金や補助金、融資条件や金利、利益水準などの南アフリカでの事業環境に係る諸条件等である。第2のカテゴリーに分類されるのは、プラントの規模、建設スケジュール、資本費（CAPEX）、操業費（OPEX）、生産量、製造プロセスの技術的特性に基づいた原料ガスの所要量、製品価格などのプロジェクトに固有の諸要素である。

これらの諸条件を入力すると、モデルにより正味現在価値（NPV）、内部収益率（IRR）

などのプロジェクトの経済性に関する指標が計算される。実際の資金量の動きを把握するために、モデルには必要とされる投資資金を調達する融資システムと FIRR（財務的内部収益率）の計算が組み込まれている。また、主要な前提条件や政策の変化の影響を評価するために感度分析を行う。モデルでは税金、補助金、価格統制の変化などの政策選択の影響を調べることも可能である。

標準モデルはキャッシュフローシート上に構築されており、プロジェクトの技術特性やプロジェクトを構成する諸要素の金銭的關係を基に、プロジェクト発足から終了までの全期間をカバーしている。本調査ではプロジェクト期間を 25 年としてプロジェクトの経済性を計算しているが、これはモデルに少し手を加えることで変更することができる。

主要な要素の技術的、経済的な関係式はモデルの中に組み込まれており、予想価格シナリオやプロジェクトの仕様は個別に用意する形式をとっている。特に、施設やプラントの規模、建設費や以下に説明するような主要な要素は前提条件として設定する方法をとっている。

モデルの理解、操作、修正を簡単に行えるように、このモデルは Microsoft Excel シートの上に展開されている。感度分析は IEEJ が用意した Excel とコンパティブル（共用可能）なモデル用ソフトウェア Simple E を用いて行う。また、ケーススタディはシナリオ設定ごとに前提条件を変更して行う。

主要なモデルのアウトプットは以下のとおりである。

- 1) 売上、原料代、税金、利益その他（CFC に含まれる要素）の総量とネットキャッシュフロー
- 2) 内部収益率（IRR）
- 3) 指定された割引率による正味現在価値（プロジェクトオーナーと政府の NPV）
- 4) 財務的内部収益率（FIRR）
- 5) ローン返済計画と支払い利息
- 6) 債務返済比率
- 7) 負債資本比率
- 8) 融資の種類ごとの NPV

モデルの全体構造を図 7.1-1 に示す。異なる事象を別々に扱えるよう単純化を図り、モデルは 4 枚のワークシートに分けて展開されている。第 2 ワークシート「Cash Flow Chart」がモデルのメインエンジンで、ここで主要な要素の技術的、経済的な関係が定式化されており、計算結果が算出される。

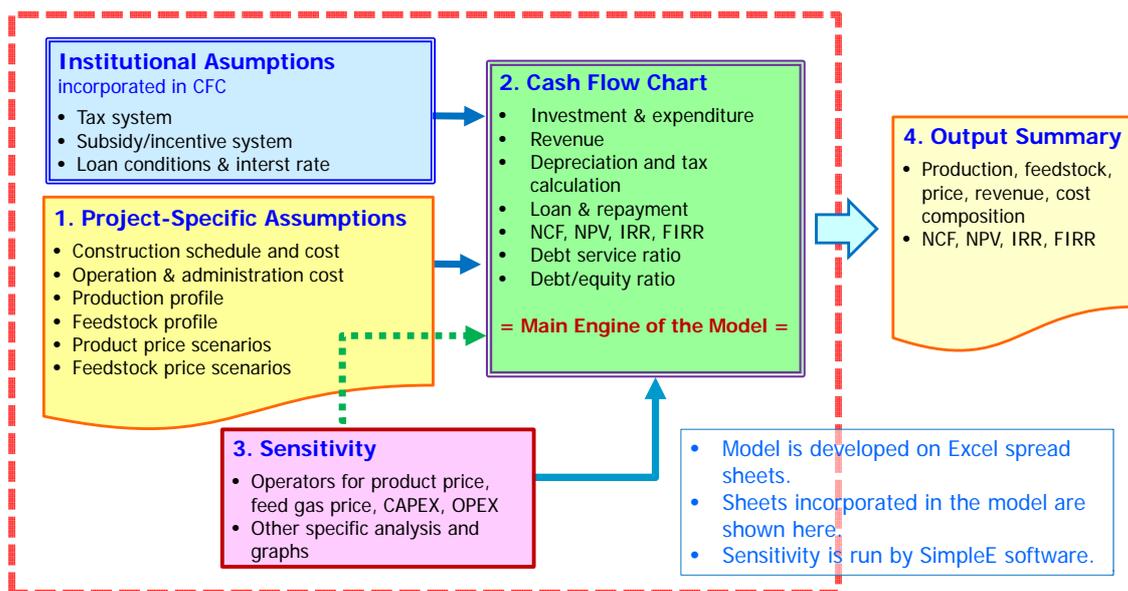


図 7.1-1 モデルの全体構造

各プロジェクトに固有のシナリオを定義する下記のような諸要素についての前提条件はワークシート「1 Assumption」で展開、算出する、

- 1) 建設および生産開始までのスケジュール
- 2) 建設、操業予算
- 3) 市場シナリオをベースとする生産プロファイル（経時的展開）
- 4) 技術的關係に基づく原料ガス所要量のプロファイル
- 5) 生産物と原料ガスの価格シナリオ

税収や補助金などの制度的条件はワークシート「2 Cash Flow Chart」に書き込む形をとっている。

- 1) 税率：所得税、付加価値税、消費税、源泉徴収税、タックスホリデー
- 2) 減価償却率（定額法：プラントは4年、パイプラインは10年）
- 3) NPV 計算用の割引率は10%に設定
- 4) FIRR 分析用の融資比率と金利

モデルでは同じシートに全計算結果が書き出され、そのサマリーが「4 Summary」のシートに記入される。シート「3 Sensitivity」はモデルソフト「Simple E」を用いた感度分析を行うシステムで、生産物価格、原料ガス価格、CAPEX（資本投資）、OPEX（操業費）を変化させたときの結果を計算している。その他の分析は主にシート「3 Summary」で操作を行う。複数のケース・スタディを行うには、モデルをケースごとに動かし、そのたびに結果を記

録する必要がある。

さらに、プロジェクト投資に必要な資金量を踏まえた現実的なプロジェクトの経済性を検討するため、資金手当の仕組みを織り込んで FIRR（財務的内部収益率）を計算する仕組みを用意した。

1) 借入金

借入金/資本比率は「2 Cash Flow」シートで計算される。初期設定では、借入金/資本比率を 2 以下にコントロールするよう、借入金比率は 60%に設定している。

2) 金利

初期設定では、現在南アフリカで適用されているプライムレートに若干のプレミアムを加え、金利は 10%に設定した。世界銀行のような海外の金融機関からの制度金融が利用できる場合、LIBOR（ロンドン銀行間貸出金利）+若干のプレミアムを基準に 5%前後の金利を適用できるだろう。現実的な金利水準は、各プロジェクトで利用可能な財務条件等について掘り下げた分析を行ったうえで設定することになる。

巨額の融資を確保するためにはプロジェクトの経済性が健全である必要があることは論を待たない。

政策の選択肢は以下の異なるパラメーターにより分析される。

a) 税金－「2 Cash Flow Chart」シートで設定

→所得税、源泉徴収税、消費税、輸入税

b) 所得税を計算する際の減価償却費

c) タックスホリデーの年数。この仕組みを使って税引き前の経済性も計算できる。

税の変更はプロジェクトの経済性が健全なときのみ効果がある。プロジェクトの経済性が低いときは税の支払額は小さく、したがって減税の効果も限られる。

3) 補助金

補助金は現在のモデルでは特に考慮していない。補助金は 2 つの方法で織り込むことができる。

a) 税率を負の数字にする

b) 「1 Assumption」シートで高い生産物価格や低い原料価格を設定して価格プロファイルを変更する

7.1.2 価格シナリオ

経済性評価を行ううえで、個々のプロジェクトの技術特性、対象国で適用される税制や

社会経済制度等の関連要因をモデルに正確に織り込むことが必要なのは当然だが、とりわけ決め手となるのは製品価格と原料ガスのコストをどのように想定するかである。この意味で、価格シナリオの設定はプロジェクトの生死を決める重要な要素である。

a. 天然ガス価格の展望

2014年夏以降、アメリカのシェール革命によって原油と天然ガスの価格の歴史的な急落が起こり、予想以上の速度で進展してきた。2016年6月時点で、アメリカのHenry Hub基準の天然ガススポット価格は約2.5ドル/MMBtuとなり、2008年の8.86ドル/MMBtuや2014年の4.37ドル/MMBtuと比べても大幅に低くなった。世界のLNG市場でも、スポット物では非常に低い価格が目立っている。2011-2014年の長期間にわたり16ドル/MMBtuもの高価格を続けてきた日本のLNG輸入価格さえも、2016年3月には7.74ドル/MMBtuまで下落した。輸入価格は長期契約とスポット契約の平均値であり、スポット価格が大幅に下落したことを示している。直近のスポット価格は5ドル/MMBtu前後で推移しており、長期契約価格よりもかなり低いレベルになっている。

アメリカでは、2016年2月にテキサス州Sabine PassのLNG輸出プラントから出荷が始まった。これにより米国ガス市場への供給圧力が緩和され、3月中旬には1.50ドル/MMBtu近辺にあったガス価格は6月には2.50ドル/MMBtuまで回復した。しかし、世界LNG市場では需要不振が続いているため、Sabine Passプラントの輸出は低調と伝えられている。LNG輸出が始まることでアメリカのガス供給者には世界市場が提供されることになると期待されたが、アメリカの国内天然ガス価格はしばらく弱含みで推移しそうである。世界中で、特にアメリカやオーストラリアを中心に大規模LNGプロジェクトが次々と立ち上がる予定で、LNGの供給過剰状態が今後数年は続くものと見込まれる。

一方、過去10年世界経済の成長を主導してきた国々では、中国経済が2014年から大幅に減速し、ブラジル経済はさらに深刻な落ち込みを見せている。2016年6月は英国のEU離脱(Brexit)という驚くべき決定が発表され、世界経済にはさらなる不安定要素が追加された。日本では原子力発電プラントが徐々に戦列に復帰しつつあるなどの要素と考え合わせると、天然ガス輸入国の需要動向は当面弱含みで推移するものと予想される。

供給サイドでは、ヨーロッパ市場では、やや立ち上がりが遅れているもののアメリカ製LNGとの競争が近づきつつある。このためロシアはアジア市場向けの天然ガス輸出の強化を図っており、アジア市場にはさらなる供給圧力がかかることになるだろう。このような状況の下、世界LNG市場の需給は弱含み状態がかなり長く続き、価格が以前のようなレベルにまで回復することはないだろう。

世界のガス市場では、アジアが新規需要の大半をもたらすもの期待されている。ヨーロッパ市場にとってはアメリカからロシアに至るまでの極めて広範囲のソースから輸入可能な好都合の市場環境が続くものの、世界中で、特に環太平洋地域で多くの新規LNGプロジェクトが立ち上がることにより、ヨーロッパ市場とアジア市場間の価格差は次第に縮小すると思われる。

表 7.1-1 天然ガス価格シナリオ

	Reference Case			Low Case			Domestic Gas	
	Asia	Europe	US	Asia	Europe	US	Starting Price	
	LNG DES	NBP	Henry Hub	LNG DES	NBP	Henry Hub	\$4/MMBtu	\$3/MMBtu
	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
2016	5.4	4.4	2.0	5.4	4.4	2.0	4.0	3.0
2020	7.5	6.0	3.5	7.0	5.5	3.0	4.3	3.2
2025	8.3	6.8	4.0	7.3	6.0	3.5	4.8	3.6
2030	9.0	7.5	4.5	7.5	6.5	4.0	5.3	4.0
2035	9.5	8.3	5.3	7.8	7.0	4.3	5.8	4.4
2040	10.0	9.0	6.0	8.0	7.5	4.5	6.4	4.8
2045	10.5	9.5	6.5	8.0	7.8	4.8	7.1	5.3
2050	11.0	10.0	7.0	8.0	8.0	5.0	7.8	5.9

(出所) IEEJ 分析

上記の分析に基づき、以下の天然ガス価格シナリオを想定する。

A. リファレンスケース

- 1) 天然ガス価格は、2020年までに現在の低いレベルから一定のレベルまで回復する。しかしこれまで経験したような高い水準にはならない。

US Henry Hub \$2.0/MMBtu to \$3.5/MMBtu
 British National Balancing Point \$4.4/MMBtu to \$6.0/MMBtu
 Asian JKM LNG Delivered Ex-ship \$5.4/MMBtu to \$7.5/MMBtu

- 2) 2020年以降ガス価格は上昇を続けるが、価格が上がれば大量のガスが市場に出回るようになり、上昇の速度は鈍い。
- 3) 市場間の価格差は残るが、2016年のパナマ運河拡張後は市場での裁定取引がやりやすくなり、2000年台後半に比べるとアジアプレミアムはかなり小さくなる。

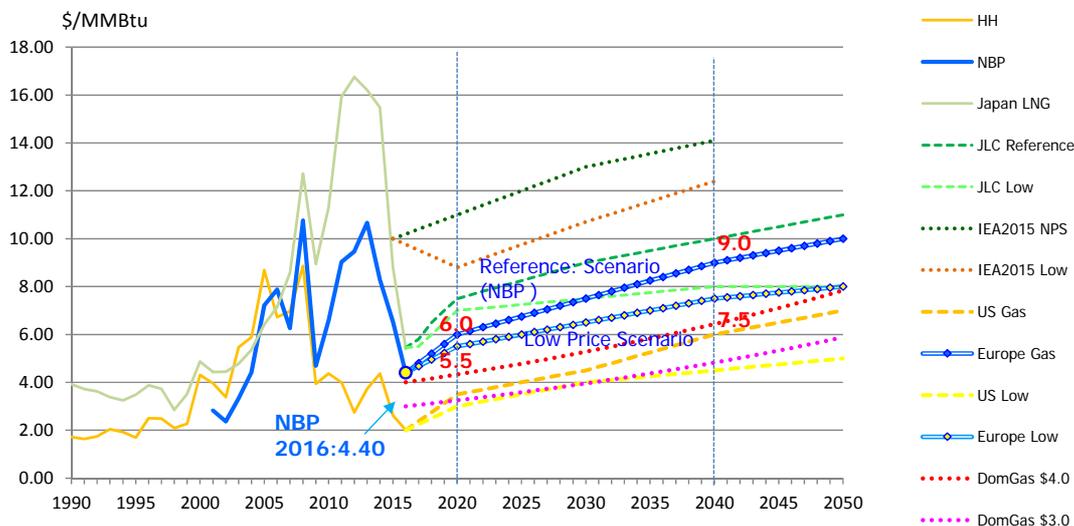
B. 低価格ケース

以下のようなことが起こると、天然ガス価格の上昇はリファレンスケースより遅くなる。

- 世界経済の成長は遅いペースで進む一方エネルギー効率も改善し、天然ガス需要の増加ペースが鈍化する
- 在来型、フロンティア、非在来型ガスの生産技術の進歩により天然ガスの潜在的供給量の増加が続く
- 需給バランスが緩和しアジアプレミアムが消滅する

これらの世界ガス市場のシナリオに加えて、国産ガスの生産が出てきたケースについて2つのシナリオを設定した。すなわち、2016年の初期価格を3ドル/MMBtu および4ドル/MMBtu とし、エスカレーションを年率2%に設定した。これらの価格シナリオは、南アフリカにおける国産ガスの見通しがあまり明るくないことを考えると、少し低すぎるかもしれない。しかし、表 7.1-1 に示す世界ガス市場での価格予測と比較すると、極端に安いわけ

ではない。したがって、国産ガスが大当たりしたらどうなるかというケースは、このようなシナリオに沿って検討してもよいと考えた。

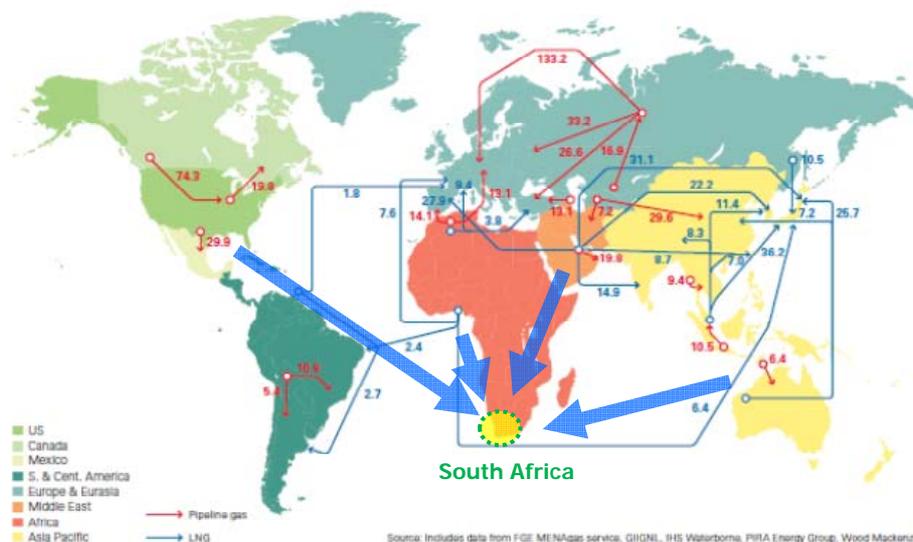


(出所) IEEJ 分析

図 7.1-2 世界の天然ガス価格の展望

LNG 調達について、南アフリカはヨーロッパに似た有利な位置にあり、中東やアメリカなどの大規模な LNG 供給国との距離は比較的近い。ヨーロッパ最大のガス供給者であるロシアは南アフリカから遠く離れているため選択肢にはならない。かわりに、LNG のプレイヤーとしては大手のオーストラリアが距離的に近く、ナイジェリアやアンゴラなどのアフリカの供給者はさらに近い。将来、モザンビークやタンザニアなどの東アフリカの国々の LNG プロジェクトが操業を始めた場合、さらに近い場所から調達できることになる。このように好都合な立地条件のもと、南アフリカは本船届けベースでヨーロッパ市場価格に近い価格で LNG を世界市場から調達でき、アジア市場のようなプレミアム価格を支払うことにはならないだろう。

国内で使用するガス価格を考える場合、国際市場から調達する天然ガス価格だけでなく、LNG 輸入ターミナルでの取扱手数料も考慮しなければならない。7.2 節で述べたように、天然ガスを原料として使用する産業については、2016 年の LNG 輸入ターミナルの手数料は 1.25 ドル/MMBtu に年率 2%のエスカレーションとなると想定している。これらのプラントは LNG 輸入ターミナルのすぐそばに建設されると仮定し、輸入ターミナルからプラントまでのガス追加輸送コストはかからないと想定した。



(出所) BP Statistical Review of World Energy 2016

図 7.1-3 南アフリカを取り巻く世界の LNG 貿易

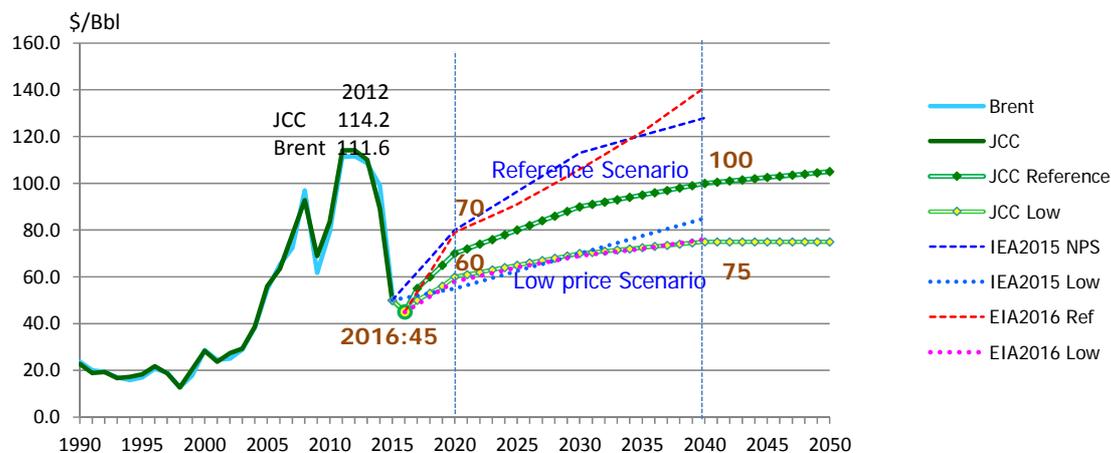
しかし、一般市場向けのガス供給や天然ガス自動車用の CNG の場合、天然ガスはパイプラインで市場まで輸送しなければならない。もしハウテン州のような内陸地方を市場と考えるなら、ガス輸送コストは安くはない。このコストについては 7.2 節で分析、議論する。

b. 原油価格の展望

原油価格はアメリカ発のシェール革命に大きな影響を受け、特にサウジアラビアが 2014 年秋に生産量の削減による市場対応は行わないと発表したため、それまでの 100 ドル/Bbl レベルから 35 ドル/Bbl まで急落した。2016 年 6 月には価格は 40-50 ドル/Bbl まで持ち直したが、回復のペースは現在も弱い。アメリカで操業中の掘削リグ数はピーク時の約 3 分の 1 まで減少し、2015 年からタイトオイルの生産トレンドはマイナスに転じている。シェール革命により起こった供給圧力は徐々に和らぐだろう。しかし、原油価格が一定の閾値を上回ったら、タイトオイルの生産量は再び増加するだろう。加えて、進歩した水圧破碎技術は在来型油田にも適用され、回収率の向上をもたらす可能性がある。

需要サイドでは、これまで石油輸入を牽引する役割を担っていた中国経済に影が差しはじめたり、東南アジアの新車販売の減少などの現象にみられるように、石油消費は全般的に低迷している。

上記の状況から、今回の分析では発展途上国で一定の需要増が続くことを反映して原油価格は現在の低水準から 2020 年には 70 ドル/Bbl まで回復し、2040 年には 100 ドル/Bbl まで上昇するとの想定をリファレンスケースとして採用する。これに加え、低価格ケースでは、原油価格は 2020 年に 60 ドル/Bbl まで回復するものの、その後の上昇は非常に遅く、エネルギー効率の改善や天然ガスや電力、再生可能エネルギー需要の伸びの鈍化も反映して、2040 年に 75 ドル/Bbl 程度になると想定する。



(出所) IEEJ 分析

図 7.1-4 石油価格シナリオ

本調査では、表 7.1-2 に示すようにリファレンスケースでは原油価格が 2040 年までに 100 ドル/Bbl レベルにまで回復すると想定しているが、USEIA 2016 International Energy Outlook のリファレンスケースでは過去 10 年間高い石油価格の下で高騰を続けた石油・ガスの探鉱、生産コストを反映して、さらに高い価格をつけると想定している。しかし、アメリカで操業中のリグの急減やブラジルの大水深開発の鈍化など、行き過ぎたコスト環境を激変させる要素はいくつも確認されており、今後はコスト環境の動向を注意深く観察することも重要になる。

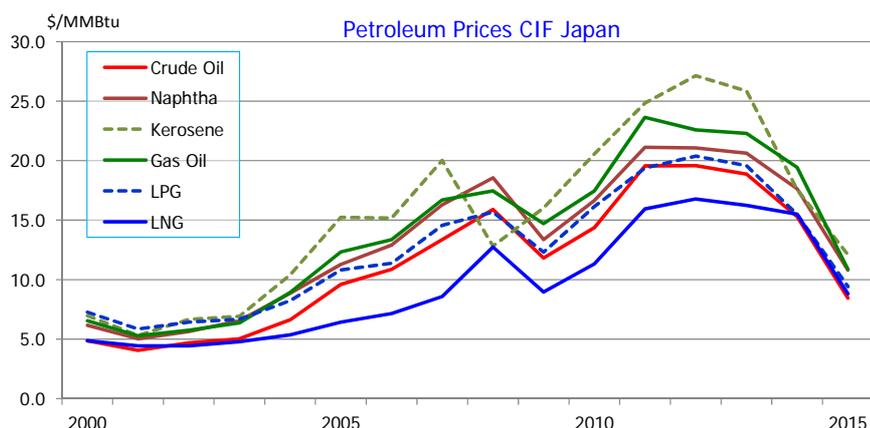
表 7.1-2 原油価格シナリオ

Case	IEEJ 2016		IEA 2015		USEIA 2016	
	Ref	Low	NPS	Low Price	Ref	Low
	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl
2012	111				113	113
2014	99		97	97		
2016	45	45				
2020	70	60	80	55	79	58
2030	90	70	113	70	106	69
2040	100	75	128	85	141	76
2050	110	75				

c. 石油製品価格の展望

GTL、DME、MTG プロジェクトの経済性評価を行うには、その生産物である石油製品の価格が必要である。ここでは以下のように原油価格と関係づけて想定する。

国際市場での石油製品のグレード別価格差を推定するため、取扱量の多い信頼できる統計として 2000 年以降 15 年間の日本の輸入石油製品の価格の通関データを用いた。その結果を図 7.1-5 に示す。



(出所) IEEJ analysis, original data from Japanese Ministry of Finance

図 7.1-5 石油製品のグレード別価格差

表 7.1-3 に石油製品の原油対比平均価格比率の計算結果を示す。ただし、ガソリンはほとんど日本には輸入されていないため、ガソリン価格は南アフリカの市場傾向（例：ガソリン/ディーゼル価格割合）を基に、熱量換算で原油の 150%と設定した。灯油はスペック調整の上ジェット燃料として用いられるものとする。

表 7.1-3 石油製品の原油対比平均価格比率

	Crude Oil	Gasoline	Naphtha	Kerosene	Gas Oil	LPG	LNG
Japan Import	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
Historical	11.4	N.A.	13.3	15.2	14.0	12.5	9.5
(2000-2015)	100.0%	N.A.	116.2%	133.2%	122.3%	109.1%	83.3%
Import Price	100%	150%	115%	130%	120%	110%	N.A.
Wholesale price (+20%)	(Pivot)	180%	138%	156%	144%	132%	N.A.

(出所) IEEJ 分析

上記で計算した、原油価格の変動にリンクした輸入価格に加え、製品輸入販売業者の「ハンドリングチャージ+適正利潤」として 20%を上乗せする。こうして計算した価格を石油製品の製油所渡し卸売価格として用いる。ここではいくぶん控えめな値を採用しているが、今後石油製品の価格構造についてはより注意深く分析する必要がある。

7.1.3 課税システム

南アフリカでは以下のような税制が施行されているが⁴⁷、本調査のガスパロジェクト経済性評価では、所得税と配当送金に対する源泉徴収税のみを考慮した。

- a) 所得税：28%
- b) 付加価値税（VAT）：14%、本調査では考慮しない

⁴⁷ South African Revenue Service (SARS) “Taxation in South Africa 2015/16”

- c) 配当送金の源泉徴収税（税引き後利益）：15%
- d) 輸入関税：本調査では考慮しない
- e) 石油製品に課される諸税：本調査では考慮しない

南アフリカでは、一般燃料税と交通事故対策税が石油製品に課されている。2016年4月の時点で、ガソリンの一般燃料税は285セント/リットル、灯油と軽油は270セント/リットル、ガソリンと軽油に課される交通事故対策税は154セント/リットルである。しかし、これらの課税は国内生産や輸入に関わりなく卸売価格に上乗せされて課税されるものであり、プロジェクト経済性に対して中立的なため、経済性計算においては考慮しない。

現在の税制では、投資資産の減価償却費は以下のように設定されている。

- a) 製造のための資産

初年度は費用の40%

以降3年間は費用の20%

- b) パイプライン

費用の10%（定額法基準で10年）を10年間

南アフリカでは、製造業や輸出型サービス業のうち戦略目標となる分野を選んでFDIや国内直接投資を通して経済成長や輸出を促進するという経済特区（SEZ）構想の下で、様々な投資への刺激策が設定されている。SEZは2000年代初期に海外直接投資を推進する目的で設定された南アフリカの産業開発特区（IDZs）プログラムを出発点としている。これらの経済開発特区はこれまで42の事業投資を誘致し、40億ランドの価値を生み出した。しかし、いくつかの弱点を改善するために見直しを実施され、経済特区法は2014年に修正された。現在、旧IDZの政策の下で設定されたIDZのSEZへの切り替えが進められている。この手続きは2019年に完了する見込みである。新SEZ法に基づくインセンティブはまだどの企業にも付与されていない。

このような状況を踏まえ、本調査のリファレンスケースでは税制上の優遇措置は特に考慮していない。しかし、モデルでは税率を動かすことで税制上の優遇措置や補助金の影響を、タックスホリデーの年数を動かすことでタックスホリデーの影響をチェックできるように関数がセットされている。同じ個所をプロジェクトの経済性の税引き前および税後の採算計算にも使うことができる。ガスプロジェクトの経済性は輸入ガスを前提とした場合にはあまり楽観的とは言えないが、税引き前と税引き後の経済性を比較することで国家的な願望がかかるようなプロジェクトについては、特別な支援策によって推進が図れるかどうかを判断することができよう。

7.1.4 天然ガスの性状

天然ガスの性状はLNG ソース間で異なるガスプロジェクトの技術的特性を経済モデルに組み込むために必要である。表 7.1-4 に示すように、メタンリッチで軽いものもあれば、エタンやプロパンのようなより重い成分を多く含むものもある。

表 7.1-4 LNG の性状

	N ₂	Methane	Ethane	Propane	C4+	Total	LNG Density	Gas Density	Expansion Ratio	Gas GCV	Wobbe Index
	%	%	%	%	%	%	kg/m ³	kg/m ³	m ³ /m ³ liq	MJ/m ³	MJ/m ³
Australia NWS	0.04	87.33	8.33	3.33	0.97	100	467.35	0.83	562.46	45.32	56.53
Brunei	0.04	90.12	5.34	3.02	1.48	100	461.63	0.82	564.48	44.68	56.18
Indonesia Badak	0.01	90.14	5.46	2.98	1.40	100	461.07	0.82	564.89	44.63	56.17
Indoneasi Tangguh	0.13	96.91	2.37	0.44	0.15	100	431.22	0.74	581.47	41.00	54.14
Malaysia	0.14	91.69	4.64	2.60	0.93	100	454.19	0.80	569.15	43.67	55.59
Nigeria	0.03	91.70	5.52	2.17	0.58	100	451.66	0.79	571.14	43.41	55.50
Oman	0.20	90.68	5.75	2.12	1.24	100	457.27	0.81	567.76	43.99	55.73
Peru	0.57	89.07	10.26	0.10	0.01	100	451.80	0.79	574.30	42.90	55.00
Qatar	0.27	90.91	6.43	1.66	0.74	100	453.46	0.79	570.68	43.43	55.40
Russia Sakhalin	0.07	92.53	4.47	1.97	0.95	100	450.67	0.79	571.05	43.30	55.43
Trinidad	0.01	96.78	2.78	0.37	0.06	100	431.03	0.74	581.77	41.05	54.23
USA Alaska	0.17	99.71	0.09	0.03	0.01	100	421.39	0.72	585.75	39.91	53.51
Average	0.14	92.30	5.12	1.73	0.71	100	449.40	0.79	572.08	43.11	55.28

(出所) GIIGNL, “The LNG Industry” GIIGNL Annual Report 2016 Edition

地下のガス田で生産される天然ガスは、一般に窒素や二酸化炭素等の不純物や、C₄ 以上の重い炭化水素やコンデンセートなどを含んでいる。これらの成分はガス田によりほぼゼロのものから高い場合は 30%、あるいはさらに高いものも存在する。LNG 生産のための液化段階で不純物は取り除かれ、重炭化水素は分離される。したがって、国際取引される LNG にはこれらの成分はほとんど含まれていない。LNG の性状の違いは主にメタン、エタン、プロパンの構成比によっている。

表 7.1-4 に示す通り、典型的な LNG の総発熱量の平均は約 43 MJ/m³ あるいは 1150 Btu/cf である。オーストラリアの GLNG のようなコールベッドメタンベースの LNG は非常にメタンリッチである。一方、近年アメリカテキサス州の Sabine Pass で LNG 生産を開始したシェニアー・エナジー社は、標準 LNG 売買契約書で総発熱量を 1,000 -1150 Btu/cf と規定している。このような観察から、本調査では南アフリカで輸入される LNG の総発熱量を 43.0 MJ/m³、純発熱量は 38.8 MJ/m³ と想定する。

国産天然ガスが将来利用可能になるともいわれているが、まだこれから発見されるものである。それゆえ、本調査ではこれらのガスの発熱量も同じと想定するが、将来より正確な情報が入手された段階では修正が必要である。一般的に、天然に生産されたガスは多くの不純物を含み、発熱量は LNG よりも低い。しかし、発熱量に対して天然ガスの価格がドル/kcf という体積基準ではなくドル/MMBtu という発熱量基準で設定されていると、ガスの性状の違いがプロジェクトの経済性にはあまり影響しなくなる。

7.2 天然ガス輸入設備

天然ガスを輸入する場合、パイプラインや LNG 輸入ターミナルなどのガス輸入・配送インフラが必要になる。天然ガス輸入方法の選択肢を詳しく評価することは本調査の目的とするところではないが、天然ガスを国内利用する際のコストを本調査でも把握しておく必要があるので、以下、一定の分析を行う。国内利用の際のコストは天然ガス本体の価格と消費地点までガスを輸送する取扱費用の合計である。

7.2.1 LNG 輸入基地

伝統的に、LNG 受入ターミナルは海岸沿いの陸地に建設される。LNG ターミナルの主な設備は外洋 LNG タンカーを受け入れるための大水深港（水深 14 メートル以上）、LNG 貯蔵タンクと再ガス化施設である。荷揚げ作業の際に生じるボイルオフガスは本船と陸側との圧力バランス調整のため一部が本船に送り返される。LNG はターミナルで再ガス化し、消費者向けに出荷される。

現在、世界では最大 19 万 m³ のタンクが稼働中で、23 万 m³ 級が建設中、26 万 m³ 級が開発中である。LNG タンカーの最大船型は 26 万 m³（最大容積）だが、国際取引で一般に広く用いられているものは積載量 12 万 m³–18 万 m³、吃水で約 12m クラスである。

近年では、浮体式再ガス化貯蔵ユニット（FSRU）が導入されている。12 万–14 万 m³ クラスの老朽 LNG タンカーが多く FSRU に改装されており、新造 FSRU では 17 万 m³ クラスが建造されている。FSRU は穏やかな平水域で棧橋やブイに係留されており、船体に貯蔵タンクと再ガス化ユニットを搭載している。再ガス化した天然ガスはパイプラインを通して陸地のユーザーに供給される。第 6 章で述べたように、FSRU は 3 年で 1 基を建造でき、完成に 6 年かかる陸上 LNG ターミナルよりもずっと早い。FSRU はある場所での任務を終えると、別の場所へ移動することが可能である。FSRU の操業は海象条件の制約を受け、能力の拡張は困難である。

a. 陸上 LNG ターミナル

本調査では、陸上 LNG ターミナルの概要を以下のように想定する。

- a. 取扱総量：年間 250 万トン
- b. 貯蔵タンク：18 万 m³×2 基
- c. 建設費：EPC コスト 10 億ドルにプロジェクト管理費を加算
- d. 年間操業費：初期資本支出×3%
- e. 建設機関：商業運転までに 4 年、完成までにさらに 2 年
- f. 操業進捗率：1 年目は 30%から始めて、3 年目に 60%に上昇、5 年目に 100%に到達

さらに LNG ターミナル建設の FID は 2016 年、建設開始は 2017 年になる前提とする。3 基のガス火力発電機が 2 年ずつの間隔を置いて稼働を開始するとして、ターミナルの操業

は初年度に全容量の 30%で開始し、3 年目は 60%に上昇、5 年目に 100%に到達する。発電向け以外の天然ガス販売量も事業の後半に向けて少しずつ増加する。事業投資スケジュールは表 7.2-1 に示すとおりである。

表 7.2-1 陸上 LNG 基地の建設スケジュール

	Year 1-5	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	\$ million										
Project Owner											
Project Management Cost	80	0	20	20	20	20	0	20			
Construction Cost (=Total EPC Cost)	1,000	0	100	250	250	200	0	200			
Operating Cost	0	0	0	0	0	0	24	24	30	30	30
Administration Cost	4	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Total	1,104	0	121	271	271	221	0	220	32	32	32
Operation Profile (Build-up)							30%	30%	60%	70%	100%
Annual Throughput							750	750	1,500	1,750	2,500
							kt	kt	kt	kt	kt

パイプラインや LNG ターミナルのような天然ガス取扱施設は社会インフラでもあり、石油やガス探鉱活動のような高い商業上のリスクは伴わないという観点から、本調査では経済性基準の目標として 10%=IRR を設定する。取扱手数料は年率 2%のエスカレーションとして、初期値を動かして繰り返し計算を行い、現行の税制度の下で IRR=10%となる取扱手数料を求める。計算の結果、この条件を満たす手数料の初期値は 1.24 ドル/MMBtu、プロジェクト期間 25 年の平均では 1.68 ドル/MMBtu になる。これはベースケースの結果で、表 7.2-2 に示すようにタックスホリデーの年数や借入金の利率などを動かしていくつかのケーススタディを行った。

表 7.2-2 LNG 基地のケース・スタディ

		Base Case	10 yrs Tax Holiday	5% interest	Pre-tax @2%	Pre-tax no esc.
Initial Toll		1.24 \$/MMBtu	1.19 \$/MMBtu	1.19 \$/MMBtu	1.00 \$/MMBtu	1.21 \$/MMBtu
Average Toll		1.68 \$/MMBtu	1.61 \$/MMBtu	1.61 \$/MMBtu	1.35 \$/MMBtu	1.21 \$/MMBtu
Tax holiday		0 yrs	10 yrs	10 yrs	25 yrs	25 yrs
Annual Escalation		2%	2%	2%	2%	0%
Interest Rate		10%	10%	5%	5%	5%
Production						
Annual Production Capacity	MTPA	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Total Production (25 years)	Million ton	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3
Economics of LNG Terminal						
Revenue (25 years)	\$ million	5,965	5,715	5,715	4,816	4,442
CAPEX	\$ million	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104
OPEX	\$ million	650	650	650	650	650
Direct Tax	\$ million	1,634	1,413	1,413	0	0
Profit after tax	\$ million	2,577	2,548	2,548	3,062	2,688
Net Cash Flow	\$ million	2,577	2,548	2,548	3,062	2,688
Net Present Value	\$ million	0	1	1	0	1
IRR		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
FIRR		10.4%	10.4%	13.2%	12.8%	13.1%
Revenue/CAPEX Ratio		5.4	5.2	5.2	4.4	4.0
NPV/Investment Ratio		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
Government Revenue						
Total Government Revenue	\$ million	1,634	1,413	1,413	0	0
NPV	\$ million	211	165	165	0	0
Government's Profit Share (Gross)		38.8%	35.7%	35.7%	0.0%	0.0%

10 年間のタックスホリデーにより税制を緩和すると経済性はやや改善し、IRR=10%を満たす料金は 1.19 ドル/MMBtu まで下落する。このケースでは、建設資金の借入金は低い利率で調達されると、プロジェクトの FIRR は 10.5%から 13.3%まで上昇する。税引き前の採算はプロジェクト期間全体にわたる 25 年のタックスホリデーを適用することで計算できる。このケースでは、IRR=10%の料金はエスカレーション年率 2%の場合は初期値が 1.00 ドル

/MMBtu、エスカレーションなしとする全期間平均では 1.21 ドル/MMBtu となる。このように LNG 輸入ターミナルの実現を支援する政策には幅広い選択肢がある。

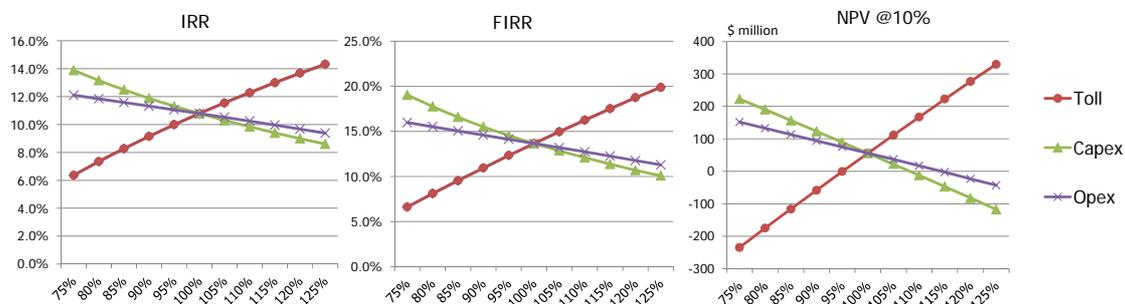


図 7.2-1 LNG 基地の感度分析

CAPEX, OPEX および料金を動かした場合の感度分析の結果を図 7.2-1 に示す。CAPEX と料金の変化はほぼ真逆の傾向を示す。CAPEX が 10%まで減少すると、目標料金は 8.8%減少する。

上記の観察から、本調査では LNG ターミナル料金をひとまず 1.25 ドルに設定して検討を進める。なお、適用料金の設定にあたっては、CAPEX の変化や減税などの政策の影響等を注意深く検討することが大切である。

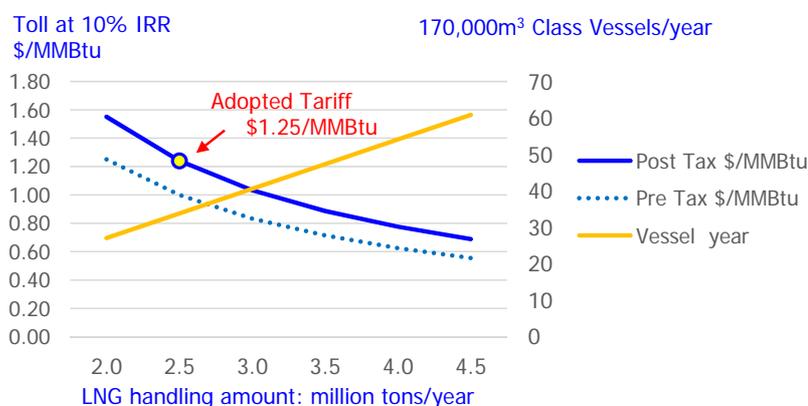


図 7.2-2 取扱量別 LNG ターミナル料金

図 7.2-2 に示すように、LNG ターミナルの取扱料金は LNG 取扱数量によって変化する。ここでは現在あげられている LNG 受け入れ基地候補地周辺の潜在需要を勘案して年間 250 万トンの取り扱いを想定する。将来取扱数量が増えれば、料金を引き下げることができるだろう。

b. FSRU

本調査では、中古 LNG タンカーの改装ではなく浮体式再ガス化貯蔵ユニット (FSRU) の新造を想定する。船型は最近の一般的な新造 FSRU⁴⁸と同じ 17 万 m³クラスとする。この

⁴⁸ 2014 年、2015 年に世界中で実装された 7 隻の FSRU はすべてこのサイズである。IGU World Gas LNG

プロジェクトの概要は以下のように想定する。

- a. 取扱総量：年間 150 万トン
- b. 貯蔵タンク：17 万 m³
- c. 建設費：FSRU コスト 3 億ドルと係留栈橋のコスト 1 億ドルにプロジェクト管理費を加算
- d. 年間操業費：初期資本支出×5%
- e. 建設期間：商業運転まで 3 年
- f. 操業進捗率：初年度 30%から始まり、3 年目に 60%に上昇、5 年目に 100%に到達

貯蔵容量と年間最大輸送量の関係は以下のように計算する。

- a. 貯蔵容量：17 万 m³ (73,950 トン、SG=0.435)
- b. カーゴサイズ (貯蔵容量×80%)：13.6 万 m³ (59,160 トン)
- c. 年間カーゴ数：25
- d. 年間取扱量：340 万 m³ (147.9 万トン)
- e. 一日平均量：9,315m³ (4,052 トン)
- f. 受入時における最大在庫：3.7 日分

上記の前提では FSRU は月に 2 回カーゴを受け取ることになり、そのときの手元在庫は 3.7 日分である。揚荷作業には一般的に 1 日 (24 時間) を要し、作業時間の余裕は非常にタイトである。もっと小型のタンカーをより多い頻度で利用すれば、時間の余裕は緩和できるだろう。しかし、近年建造されている LNG タンカーの多くは 14 万-17 万 m³ クラスで、上記の FSRU にぴったりのサイズの船を見つけるのは次第に難しくなっている。したがって、大型のタンカーに 75-80%積付けで利用することになるかもしれない。

さらに、LNG ターミナル建設の FID が 2017 年に行われ、2018 年に建設が開始すると想定する。500MW クラスのガス発電機 3 基が 2 年間隔で運転を開始すると仮定すると、ターミナルの操業は 1 年目は能力の 30%でスタートし、3 年目には 60%に上昇、5 年目に 100%に到達することになる。操業立ち上げの後期になると、発電用以外の天然ガスの販売も少しずつ増加するだろう。しかし、FSRU の場合は追加需要への対応には限度がある。事業投資スケジュールは表 7.2-3 に示すような形で想定した。

表 7.2-3 FSRU の建設スケジュール

	Year 1-5	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Project Owner	\$ million										
Project Management Cost	30	0	0	10	10	10	0	0			
Construction Cost (=Total EPC Cost)	400	0	0	150	150	100	0	0			
Operating Cost	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20
Administration Cost	3	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2
Total	433	0	0	161	161	111	22	22	22	22	22
Operation Profile (Build-up)							30%	30%	60%	70%	100%
Annual Throughput							kt	kt	kt	kt	kt
							450	450	900	1,050	1,500

上記の前提から、現在の税制の下で IRR=10%を実現する料金は、年率 2%のエスカレーションがある場合の初期値 0.97 ドル/MMBtu、25 年間の平均では 1.31 ドル/MMBtu と計算

される。これをベースケースとして、タックスホリデーの年数や借入金の金利を動かした複数のケースの計算結果を表 7.2-4 に示す。10 年のタックスホリデーケースでは初期料金は 0.93 ドル/MMBtu に下がり、税引き前料金は 0.80 ドル/MMBtu である。25 年間の総収入額はベースケースで 31.72 億ドルになり、1 日あたり 35 万ドルである。現在の市場における同サイズの LNG 船の用船レートは 1 日あたり 15 万-20 万ドルで、陸上の固定施設の完成前に操業を行いたい場合は FSRU をこの程度レートで一定期間リースする選択もあるだろう。

上記に計算したように、LNG のハンドリングコストは、FSRU を用いると建造期間が短く初期投資も少ないので陸上ターミナルよりも大幅に安上がりになる。一方、オペレーションは極めてタイトで、タンカーの選択や将来の能力拡張などのフレキシビリティも限られる。LNG は下流のユーザーに安定的に供給しなければならないという観点から、FSRU が南アフリカにとって望ましい恒久的な選択肢であるかどうかについては注意深く検討する必要がある。

表 7.2-4 FSRU のケース・スタディ

		Base Case	10 yrs Tax Holiday	5% interest	Pre-tax @2%	Pre-tax no esc.
Initial Toll		0.97 \$/MMBtu	0.93 \$/MMBtu	0.93 \$/MMBtu	0.80 \$/MMBtu	0.96 \$/MMBtu
Average Toll		1.31 \$/MMBtu	1.26 \$/MMBtu	1.26 \$/MMBtu	1.08 \$/MMBtu	0.96 \$/MMBtu
Tax holiday		0 yrs	10 yrs	10 yrs	25 yrs	25 yrs
Annual Escalation		2%	2%	2%	2%	0%
Interest Rate		10%	10%	5%	5%	5%
Production						
Annual Production Capacity	MTPA	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Total Production (25 years)	Million tons	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4
Economics of LNG Terminal						
Revenue (25 years)	\$ million	2,803	2,691	2,691	2,307	2,126
CAPEX	\$ million	433	433	433	433	433
OPEX	\$ million	550	550	550	550	550
Direct Tax	\$ million	706	608	608	0	0
Profit after tax	\$ million	1,114	1,099	1,099	1,324	1,143
Net Cash Flow	\$ million	1,114	1,099	1,099	1,324	1,143
Net Present Value	\$ million	0	0	0	0	0
IRR		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
FIRR		9.2%	9.2%	11.8%	11.6%	11.8%
Revenue/CAPEX Ratio		6.5	6.2	6.2	5.3	4.9
NPV/Investment Ratio		0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%
Government Revenue						
Total Government Revenue	\$ million	706	608	608	0	0
NPV	\$ million	91	71	71	0	0
Government's Profit Share (Gross)		38.8%	35.6%	35.6%	0.0%	0.0%

図 7.2-3 に示す感度分析は陸上 LNG ターミナルの傾向と極めて似ている。

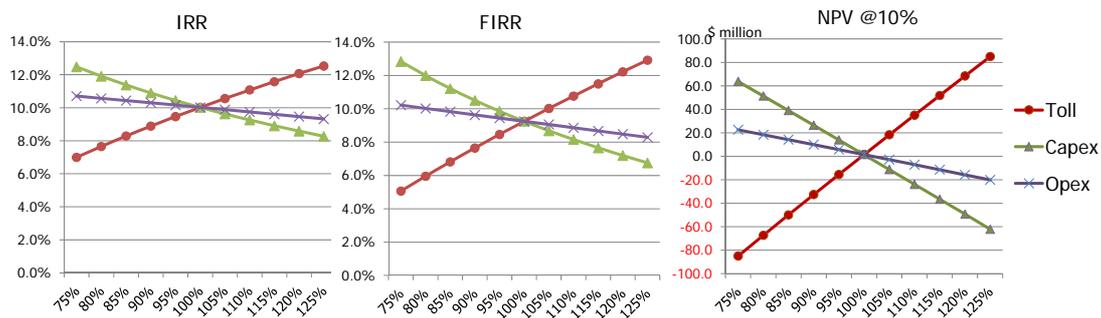


図 7.2-3 FSRU の感度分析

c. FSRU + 陸上タンク

上記で計算したように、FSRU ケースの LNG 取扱コストは陸上 LNG ターミナルケースに比べて大幅に安い。これは建設期間が短く設備投資も少額で済むためである。しかし、FSRU 単体で考えた場合、タンカーの選択や将来の生産量拡大に向けての柔軟性が限られるため、LNG 輸入が拡大するにつれて操業は次第にタイトになる。LNG は下流部門のユーザー向けガス供給を保証するために安定して受け入れる必要があるという観点から、上記で述べた FSRU ケースが南アフリカにとって望ましい恒常的な選択であるかどうかを注意深く検討する必要がある。

このため、本節では FSRU の操業が 100%に到達する前に 17 万 m³ の陸上タンク 1 基を追加するケースを検討する。これによりタンカーの船型が 13.8 万 m³ からより一般的な 17 万 m³ になるため、用船契約やターミナルの操業が大幅に楽になる。プロジェクトの概要は以下のように変化する。

- a. 取扱総量：年間 150 万トン以上
- b. 貯蔵タンク：17 万 m³×2 (FSRU + 陸上タンク 1 基)
- c. 建設費：FSRU コスト 3 億ドル、栈橋建設コスト 1 億ドル、陸上タンクおよび付帯施設に 2 億ドル、合計 6 億ドル
- d. 年間操業費：初期資本支出×5%
- e. 建設期間：商業運転まで 3 年 + 陸上施設建設に 2 年
- f. 操業進捗率：発電所の段階的な建設に伴い、初年度 30%から始まり、3 年目に 60%に上昇、5 年目に 100%に到達

このケースの建設スケジュールと投資額は表 7.2-5 に示す通り、6,7 年目に陸上タンクを建設し、10 年目に需要が 100%に到達するように想定する。

表 7.2-5 投資スケジュール：FSRU + 陸上タンク 1 基

	Year 1-5	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Project Owner	\$ million										
Project Management Cost	30	0	0	10	10	10	0	0			
Construction Cost (=Total EPC Cost)	600	0	0	150	150	100	100	100			
Operating Cost	0	0	0	0	0	0	20	25	30	30	30
Administration Cost	3	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2
Total	633	0	0	161	161	111	100	100	0	0	0
Operation Profile (Build-up)							30%	30%	60%	70%	100%
Annual Throughput							kt	kt	kt	kt	kt
							525	525	1,050	1,225	1,750

このケースでは、LNG の年間取扱量が 150 万トン、IRR=10%のときの料金は以下に示す通り、「初期料金 1.22 ドル/MMBtu + 年率 2%のエスカレーション」または全期間平均で 1.65 ドル/MMBtu になる。この結果は表 7.2-2 の陸上ターミナルのケースに近い。このケースの感度分析の結果を図 7.2-4 に示す。

表 7.2-6 ケーススタディ：FSRU + 陸上タンクのケース

		Base Case	10 yrs Tax Holiday	5% interest	Pre-tax @2%	Pre-tax no esc.
Initial Toll		1.22 \$/MMBtu	1.18 \$/MMBtu	1.18 \$/MMBtu	1.00 \$/MMBtu	1.21 \$/MMBtu
Average Toll		1.65 \$/MMBtu	1.60 \$/MMBtu	1.60 \$/MMBtu	1.36 \$/MMBtu	1.21 \$/MMBtu
Tax holiday		0 yrs	10 yrs	10 yrs	25 yrs	25 yrs
Annual Escalation		2%	2%	2%	2%	0%
Interest Rate		10%	10%	5%	5%	5%
Production						
Annual Production Capacity	MTPA	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Total Production (25 years)	Million tonne	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4
Economics of LNG Terminal						
Revenue (25 years)	\$ million	3,518	3,403	3,403	2,892	2,667
CAPEX	\$ million	633	633	633	633	633
OPEX	\$ million	550	550	550	550	550
Direct Tax	\$ million	906	803	803	0	0
Profit after tax	\$ million	1,429	1,416	1,416	1,709	1,484
Net Cash Flow	\$ million	1,429	1,416	1,416	1,709	1,484
Net Present Value	\$ million	0	1	1	0	0
IRR		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
FIRR		11.5%	11.5%	14.1%	13.5%	13.9%
Revenue/CAPEX Ratio		5.6	5.4	5.4	4.6	4.2
NPV/Investment Ratio		0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Government Revenue						
Total Government Revenue	\$ million	906	803	803	0	0
NPV	\$ million	115	94	94	0	0
Government's Profit Share (Gross)		38.8%	36.2%	36.2%	0.0%	0.0%

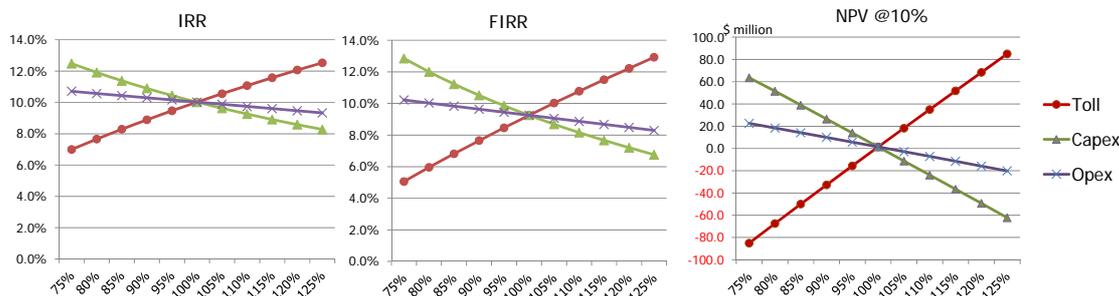


図 7.2-4 「FSRU + 陸上タンク 1 基」ケースの感度分析

d. 要約

上記の 3 ケースの比較結果を表 7.2-7 に示す。ここでは IRR=10%となる税引後 LNG ターミナル料金、新規カーゴ受入直前の最大貯蔵日数、月間および年間の受入船舶数を、年間 LNG 取扱量を変化させて計算した。カーゴサイズは FSRU ケースでは 136,000m³、その他の

ケースでは 17 万 m³ と想定する。

表 7.2-7 3 ケースの比較

Annual Amount	Post Tax Toll			Stock Days		Vessels (Monthly)		Vessels (Annually)	
	FSRU	FSRU+One	Onshore x2	FSRU	FSRU +One	FSRU	FSRU+One	FSRU	FSRU +One
MTPA	\$/MMBtu	\$/MMBtu		Days	Days	Vessels	Vessels	Vessels	Vessels
0.50	2.91			10.8		0.7		8.5	
0.75	1.95			7.2		1.1		12.7	
1.00	1.46	1.83	3.10	5.4	27.0	1.4	1.1	16.9	13.5
1.25	1.17	1.46	2.48	4.3	21.6	1.8	1.4	21.1	16.9
1.50	0.97	1.22	2.07	3.6	18.0	2.1	1.7	25.4	20.3
1.75	0.83	1.05	1.77	3.1	15.4	2.5	2.0	29.6	23.7
2.00	0.73	0.92	1.55	2.7	13.5	2.8	2.3	33.8	27.1
2.25		0.81	1.38		12.0		2.5		30.4
2.50		0.73	1.24		10.8		2.8		33.8
2.75		0.67	1.13		9.8		3.1		37.2
3.00		0.61	1.03		9.0		3.4		40.6

(Note) Stock days and number of received vessels are same for the "FSRU+One onshore storage tank" case and the "Onshore with 2 storage tanks" case as their total storage capacities are same.

一見すると、FSRU の選択肢が最も安価である。しかし、年間取扱量が 75 万トンを超えると、新規カーゴ受入時の手元最大在庫は 7 日分となる。150 万トンを受け入れる場合は、手元在庫は 3.6 日分まで低下する。一般的に石油やガスの輸入オペレーションでは、流通在庫は 2 週間分前後で、最低でも 1 週間分程度である。このような経験則から、FSRU 単体で年間 75 万トン以上の LNG を安定的に取り扱うことは極めて困難である。加えて、FSRU 単体ケースでは、タンカーの用船は 136,000m³ 級を想定しているがこのクラスは旧式のもので次第に市場から退出すると見込まれること、大型船による長距離の部分積み輸送はスロッシング問題のために技術的に好ましくないこと、手元在庫が少ないため滞船が恒常的に発生することなどの問題が懸念される。

他のケースでは、年間 250 万トン以上の LNG を安定して扱うことができるだろう。しかし、取扱量が少ない場合は取扱いコストが高くなる。加えて、これらのケースでは、資本費が 2 基の貯蔵タンクを持つ「陸上ターミナルケース」では 11 億 5,600 万ドル、「FSRU + 陸上タンク 1 基ケース」では 6 億 3,300 万ドルと想定されており、計算上の税引後料金は資本費の違いを反映して大幅に異なっている。LNG 受入ターミナル費用の検討は当初本調査の範囲に含まれておらず、これらの数値は一般情報やヒアリングをもとに想定したものである。参考までに、陸上ターミナルケースで資本費を当初想定額の 70% に減額したケースを計算した。その結果、両ケースの差は小さくなる。コスト計算の違いをさらに詰めるためには、掘り下げた検討を行う必要がある。

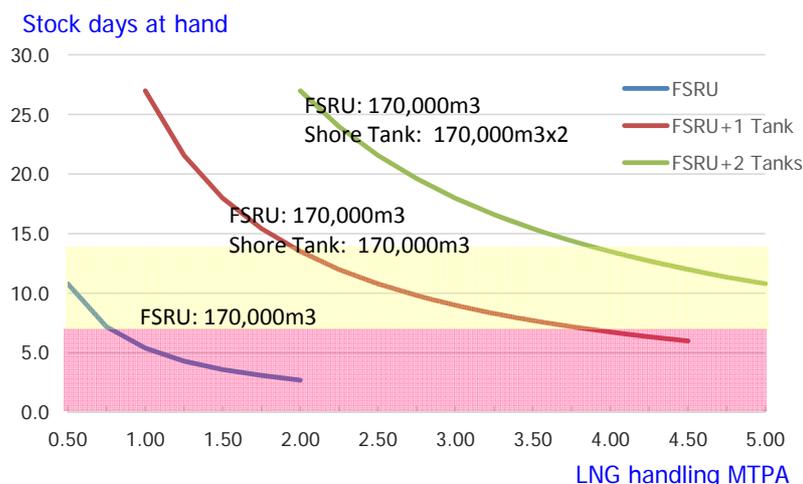


図 7.2-5 新規カーゴ到着時の最大貯蔵日数

ガス供給の安全保障問題を考えるため、図 7.2-5 に新規カーゴ到着時の手元在庫日数の計算結果を示す。手元在庫は FSRU 単体のケースでは、LNG 取扱量は 75 万トンを超えると 1 週間以下に下がる。陸上タンクが 1 基追加されると、この閾値（7 日分）は 3.75MTPA に上昇する。陸上タンクを 2 基追加した場合は、手元在庫日数は LNG 取扱量が 5MTPA であっても 10 日以上になる。世界的に一般的なタンカーの運用では、前航での予定変更や荒天などの影響を受けて 1 週間程度の遅れはしばしば発生する。南アフリカは LNG 市場や国際 LNG 輸送ルート、多くの LNG 供給ポイントから遠く、タンカーの運用に問題が生じたとき簡単に助けを求めることができない。その点で、LNG 輸入による天然ガスの安定的な供給を確保するためには適切な量の手元在庫を保有することを考えるべきである。

7.2.2 モザンビーク・Ruvuma 盆地からの長距離パイプライン

南アフリカは現在国際パイプラインによりモザンビークから天然ガスを輸入している。同パイプラインは Maputo の北東約 500km にある陸上の Pande および Temane ガス田から、ヨハネスブルグの東の工業都市 Secunda までの 865km の区間にわたって敷設されている。天然ガスは主に SASOL のガス液化（GTL）プラントで使用され、周辺の工場その他の施設に限られた量が販売されている。また一定量のガスがモザンビーク国内でも使用されている。既存のガス田周辺では積極的な探鉱活動が進められている。追加埋蔵量が発見され、有効需要も確保されれば、一層多くの天然ガスが南アフリカに輸入されるようになり、既存の施設の拡張や追加のパイプライン建設が必要となるだろう。既存ビジネスの延長でもあるため、このような拡張の経済性は充分確保できるだろう。

加えて、モザンビークとタンザニアの沖合にある Ruvuma 盆地で膨大な量の天然ガスが発見された。ここは水深 1,000–2,000m の大水深に位置し、海岸から比較的近い 50–100km の場所に存在する。現在この地域の天然ガス資源の評価量はモザンビーク側が約 100Tcf、

タンザニア側が約 50Tcf と報告されている⁴⁹。このガスは将来 LNG としての輸出や地方のガス産業への供給を行うものとして開発が予定されている。モザンビークでは第一期 LNG プロジェクトが既に進行中である。

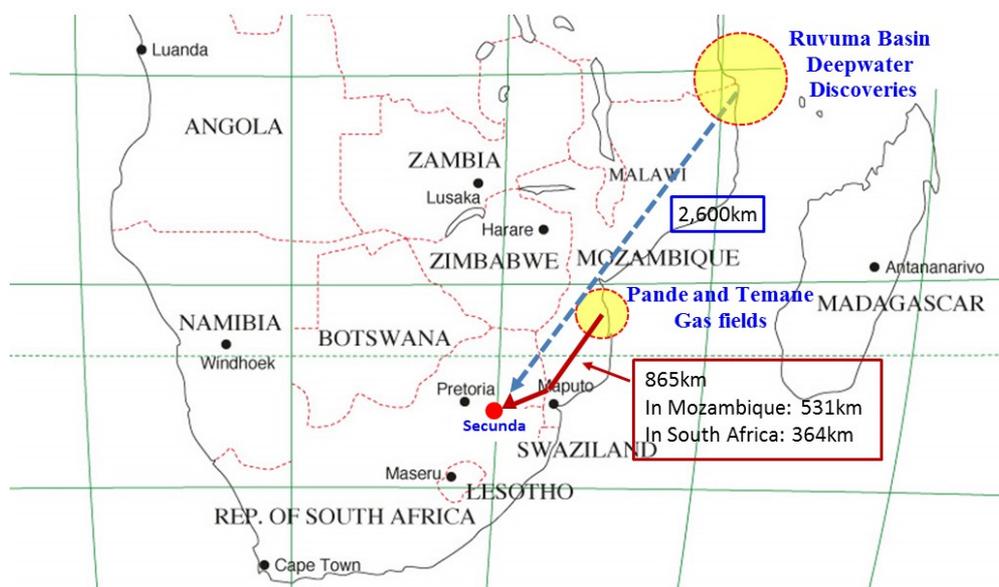


図 7.2-6 モザンビークからのガスパイプライン

南アフリカでは Ruvuma 盆地からの天然ガス輸入が検討されている。南アフリカの需要中心地から非常に遠い場所にあるものの、その膨大な資源量を考えれば当然であろう。現在の国際パイプライン建設構想計画は総延長 2,600km、費用は 60 億ドルとなっている⁵⁰。膨大な投資の実行を可能とするには、十分な収入を確保できる膨大な量の天然ガスをこのパイプラインで運ぶ必要がある。本調査では、パイプラインの概要を以下のように設定した。

- a. パイプライン能力：最大輸送能力は 36 インチのパイプラインで年間 700MMcfd、540 万トン。今後需要が増加した場合、パイプライン沿線にブースターステーションを設置して拡張することも可能。
- b. パイプラインの平均負荷：80%
 - 年間処理能力：年間 204Bcf (LNG 換算 420 万トン)
- c. 建設コスト：EPC コスト 60 億ドルにプロジェクト管理費を加算
- d. 建設期間：商業運転まで 4 年
- e. 年間操業費：初期資本支出×2%

⁴⁹ IEEJ “The Study for Review of Natural Gas Utilization Master Plan”, being drafted in June 2016 under a JICA project, The Oxford Institute for energy Studies, “East Africa Gas – Potential for Export”, March 2013, and other various sources.

⁵⁰ Hearing from SASOL in May 2016, and other sources such as Visiongain, “Onshore Oil & Gas Pipelines Market Report 2015-2025”.

f. 操業進捗率：1年目は50%から開始し、3年目に70%に上昇、7年目に100%に到達

ガス田と需要中心地の間は長距離であるため、将来の需要増を見込んだ大型パイプラインの建設が前提となる。タンザニアでは534kmにおよぶ同サイズの長距離パイプラインが建設され、2015年8月に完成している。初期需要は200MMcfd以下だが、750MMcfdの天然ガスを輸送可能である。

パイプライン能力はモザンビークと南アフリカのそれぞれの需要向けの供給量で分けられる。

表 7.2-8 モザンビークー南アガスパイプラインの建設スケジュール

		Year 1-4	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Project Owner	\$ million												
Project Management Cost		80	20	20	20	20							
Construction Cost (=Total EPC)		6,000	1,500	1,500	1,500	1,500							
Operating Cost		0					120	120	120	120	120	120	120
Administration Cost		4	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Total		6,084	1,521	1,521	1,521	1,521	122	122	122	122	122	122	122
Pipeline Capacity at 80% load													
Daily	MMcfd						560	560	560	560	560	560	560
Annual	Bcf						204	204	204	204	204	204	204
Operation Profile	%						50%	50%	70%	70%	80%	90%	100%
Annual Throughput	Bcf						102	102	143	143	164	184	204
(LNG equivalent)	kt						2,116	2,116	2,963	2,963	3,386	3,809	4,233

LNGターミナルと同じく、目標とするパイプライン料金はIRR=10%と8%で計算した。南アフリカの一般税制を適用したベースケースでは、IRR=10%を達成するための初期料金は年率2%のエスカレーション付きで5.07ドル/MMBtuとなる。長距離で膨大な投資が必要なたため料金は非常に高く、LNG輸入コストに近いものになる。

しかし、10年のタックスホリデーを導入した場合、これは4.87ドル/MMBtuまで低下する。さらに、パイプラインはガス使用を促進する社会インフラであることを前提に考え、目標IRRを8%に下げた場合、初期料金は4.00ドル/MMBtuに低下する。このケースで、低金利の支援融資を使用する場合、プロジェクト事業者のFIRRは6.2%から9.2%に改善される。税引き前の初期料金はIRR=10%で4.06ドル/MMBtuで、IRR=8%では3.33ドル/MMBtuもの低い値となる。

表 7.2-9 モザンビークー南アガスパイプラインの経済評価

		Base Case	10 year Tax holiday	IRR=8%	Interest @5%	Pre-Tax @10%	Pre-Tax @8%
Initial Toll		5.07 \$/MMBtu	4.81 \$/MMBtu	4.03 \$/MMBtu	4.03 \$/MMBtu	4.06 \$/MMBtu	3.33 \$/MMBtu
Average Toll		6.57 \$/MMBtu	6.22 \$/MMBtu	5.21 \$/MMBtu	5.21 \$/MMBtu	5.25 \$/MMBtu	4.31 \$/MMBtu
Tax holiday	0 yrs		10 yrs	10 yrs	10 yrs	25 yrs	25 yrs
Annual Escalation		2%	2%	2%	2%	2%	2%
Interest Rate		10%	10%	10%	5%	5%	5%
Production							
Annual Throughput	Bcf	204 Bcf	204 Bcf	204 Bcf	204 Bcf	204 Bcf	204 Bcf
Total Production (25 years)	Bcf	4,722 Bcf	4,722 Bcf	4,722 Bcf	4,722 Bcf	4,722 Bcf	4,722 Bcf
Economics of LNG Terminal							
Revenue (25 years)	\$ million	33,808	32,022	26,819	26,819	27,032	22,188
CAPEX	\$ million	6,084	6,084	6,084	6,084	6,084	6,084
OPEX	\$ million	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050
Direct Tax	\$ million	9,574	8,002	6,587	6,587	0	0
Profit after tax	\$ million	15,101	14,886	11,098	11,098	17,898	13,054
Net Cash Flow	\$ million	15,101	14,886	11,098	11,098	17,898	13,054
Net Present Value	\$ million	0	1	-890	-890	0	-999
IRR		10.0%	10.0%	8.0%	8.0%	10.0%	8.0%
FIRR		9.1%	9.1%	6.2%	6.2%	11.8%	8.9%
Revenue/CAPEX Ratio		5.6	5.3	4.4	4.4	4.4	3.6
NPV/Investment Ratio		0.0%	0.0%	-14.6%	-14.6%	0.0%	-16.4%
Government Revenue							
Total Government Revenue	\$ million	9,574	8,002	6,587	6,587	0	0
NPV	\$ million	1,398	1,029	847	847	0	0
Government's Profit Share (Gross)		38.8%	35.0%	37.2%	37.2%	0.0%	0.0%

感度分析の結果を図 7.2-7 に示す。資本支出の変化の影響は LNG ターミナルで見られるものと同じ傾向にある。

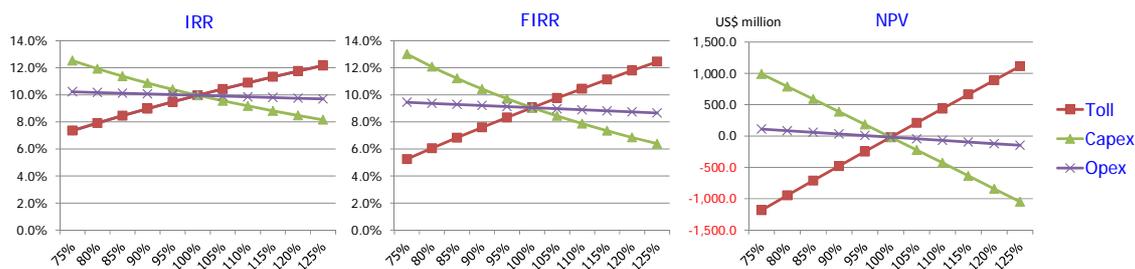


図 7.2-7 モザンビークー南アガスパイプラインの感度分析

上記の結果のように、Ruvuma ガス田からの天然ガス輸入は可能だとは思われるが、経済性は楽観できない。プロジェクトを実行に移すには、需要の不確定要素と必要な資本支出について、政治的にどのような経済制度の適用が可能かも含めて注意深く検討しなければならない。

7.2.3 ガス輸送パイプライン

LNG で、あるいは国際パイプライン経由で輸入された天然ガスはユーザーの下に配送しなければならない。天然ガスの導入にあたってはこの輸送コストを考慮に入れなければならない。例えば、Gauteng 州は LNG 輸入ターミナルの選択肢の 1 つであるリチャーズベイから 500km の距離にあるが、ケープタウンはサルダナ湾から 120km のところにある。本節では国内の天然ガス輸送コストを以下のような形で推定してみる。

- 100km まで：直径 12、16、20、24 インチのパイプラインを使用
- 300km まで：直径 20、24、30、36 インチのパイプラインを使用
- 500km まで：直径 20、24、30、36 インチのパイプラインを使用

表 7.2-10 および 7.2-11 に示すように建設費と操業費の主要条件を距離別に設定した。

パイプライン建設費は、下記のように USEIA のサイトにあるものが GUMP のドラフトで引用されている。

表 7.2-10 パイプライン建設費

Pipeline Diameter	Transport Capacity		Construction Cost
	Inches	MMcfd	LNG mtpa
12	78	0.6	1.0
16	138	1.1	1.3
20	216	1.7	1.5
24	310	2.4	1.9
30	485	3.7	2.2
36	700	5.4	2.6

上記の建設コストは実際の記録を整理したものであり、条件に差があるためかなりのばらつきがある。このため、本調査では以下のように標準化した数値を使用する。

- 1) 直径 24 インチ、距離 100km、輸送量 310MMcfd のガスパイプラインを標準ケースとし、その建設費は 2 億ドルと想定する。
- 2) 同コストの構成は下記の通りとする
 - a. パイプラインの両端におけるガスの送付、受入設備の固定設備建設費は 1 億ドル (各 5,000 万ドル)。
 - b. 距離比例の変動コストは 1 億ドル (100 万ドル/km)。
- 3) 固定費は流量、すなわち直径の 2 乗に比例する。ただし、500km ごとに分岐/昇圧ステーションを建設するものとし、その費用は各 5,000 万ドルとする。
- 4) 変動費はパイプラインの口径と距離に比例する。
- 5) 毎年の操業費は大口径パイプラインでは初期 CAPEX の 2%とし、小口径パイプラインでは同 3%まで増加するものとする。

パイプラインの標準コストの想定を表 7.2-11 に示す。

表 7.2-11 パイプラインの標準コストの想定

Pipeline Diameter	Transport Capacity		Construction Cost					OPEX
			Fixed Cost	Distance km	100	300	500	CAPEX x
Inches	MMcfd	LNG mtpa	\$million	\$million/km	\$million	\$million	\$million	%
12	78	0.6	25.0	0.50	75	175	275	3.0
16	138	1.1	44.4	0.67	111	244	378	2.8
20	216	1.7	69.4	0.83	153	319	486	2.6
24	310	2.4	100.0	1.00	200	400	600	2.4
30	485	3.7	156.3	1.25	281	531	781	2.2
36	700	5.4	225.0	1.50	375	675	975	2.0

加えて、パイプラインは操業率 100%で運用されるわけではない。パイプラインは GTL

製油所のように一日 24 時間操業のプラント向けの場合は 100%利用となるだろうが、発電所向けの場合は一日平均 40%程度の利用率となる。なぜなら発電所はピーク時には負荷 100%で運転されるが、オフピーク時は負荷が非常に低くなり、時にはシャットダウンすることすらあるためである。

一般にガス火力発電所は稼働率 30%-50%の中負荷プラントとして使用される。商業部門および公共部門のビルは昼間を中心に、一日 12 時間から 18 時間運用されている。住宅用のガス消費量は普段は昼間の遅い時間帯から夕方の早い時間帯に集中しているため、民生部門向けのパイプライン利用率は 10%~30%程度にとどまる。これらの違いを踏まえ、IRR=10%、25 年間操業の条件下における異なる直径、距離、負荷率ごとのパイプラインコストを以下の図表に示す。

ここで見られるように、パイプラインコストはその口径、距離と稼働率に大きく影響される。特に、稼働率が 40%以下に落ちた場合は大幅に高くなる。実際には、パイプラインはプラスマイナス 10%程度の圧力変化によりガスを蓄えることができ、これは都合 20%の柔軟性があることを意味する。需要変動の振れ幅が大きい場合は、ガスホルダー（タンク）を用意すればいい。したがって、配送用パイプラインは稼働率 30%から 50%の範囲で操業すると考えるのが現実的であろう。

表 7.2-12 IRR10%時のパイプラインコスト

Load		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Distance	Diameter	\$/MMBtu								
100km	12Inch	2.36	1.57	1.18	0.94	0.79	0.67	0.59	0.52	0.47
	16Inch	1.83	1.22	0.91	0.73	0.61	0.52	0.46	0.41	0.37
	20Inch	1.59	1.06	0.79	0.63	0.53	0.45	0.40	0.35	0.32
	24Inch	1.43	0.95	0.72	0.57	0.48	0.41	0.36	0.32	0.29
300km	20Inch	3.22	2.15	1.61	1.29	1.07	0.92	0.81	0.72	0.64
	24Inch	2.82	1.88	1.41	1.13	0.94	0.80	0.70	0.63	0.56
	30Inch	2.39	1.59	1.19	0.95	0.80	0.68	0.60	0.53	0.48
	36Inch	2.05	1.37	1.03	0.82	0.68	0.59	0.51	0.46	0.41
500km	20Inch	4.86	3.24	2.43	1.94	1.62	1.39	1.22	1.08	0.97
	24Inch	4.20	2.80	2.10	1.68	1.40	1.20	1.05	0.93	0.84
	30Inch	3.50	2.33	1.75	1.40	1.17	1.00	0.88	0.78	0.70
	36Inch	2.95	1.97	1.48	1.18	0.98	0.84	0.74	0.66	0.59

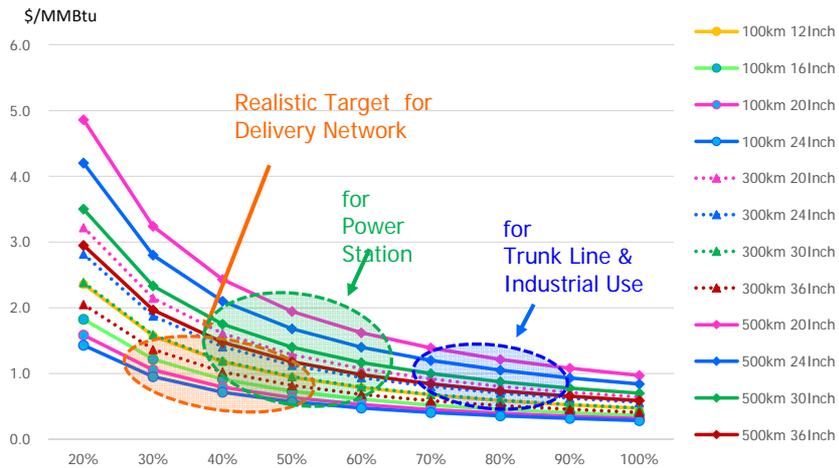


図 7.2-8 IRR10%時のパイプラインコスト

ここで検討するパイプラインは社会インフラという性格のものであり、非常に長い需要の立ち上げ期間が必要な点を考慮し、パイプライン料金は IRR=8%程度の低めの料金とすることもできよう。上記の観察から、平均稼働率 70%とした場合の各ケースにおけるパイプライン料金を表 7.2-13 に示す。パイプライン料金は、利幅は薄い安定した引き取りの保証、低利融資の提供、減免税等の政府による支援を政治的に検討することにより、これよりさらに引き下げることができるだろう。

表 7.2-13 各ケースにおけるパイプライン

20" for 100km @ 50% load		IRR=10%		IRR=8%		10 year Tax Holiday		Interest @5%		Pre-Tax @8%	
Initial Toll		0.63	\$/MMBtu	0.53	\$/MMBtu	0.51	\$/MMBtu	0.51	\$/MMBtu	0.44	\$/MMBtu
Average Toll		0.82	\$/MMBtu	0.68	\$/MMBtu	0.67	\$/MMBtu	0.67	\$/MMBtu	0.57	\$/MMBtu
Tax holiday		0	yrs	0	yrs	10	yrs	10	yrs	25	yrs
Annual Escalation		2%		2%		2%		2%		2%	
Interest Rate		10%		10%		10%		5%		5%	
Throughput											
Capacity		211	MMcfd	211	MMcfd	211	MMcfd	211	MMcfd	211	MMcfd
Utilization		50%		50%		50%		50%		50%	
Annual Throughput	Bcf	38.6	Bcf	38.6	Bcf	38.6	Bcf	38.6	Bcf	38.6	Bcf
LNG equivalent	MTPA	0.9	MYPAs	0.9	MYPAs	0.9	MYPAs	0.9	MYPAs	0.9	MYPAs
Economics of Pipeline											
Revenue (25 years)	\$ million	875	100%	725	100%	709	100%	709	100%	607	100%
CAPEX	\$ million	164	19%	164	23%	164	23%	164	23%	164	27%
OPEX	\$ million	124	14%	124	17%	124	18%	124	18%	124	20%
Direct Tax	\$ million	228	26%	169	23%	158	22%	158	22%	0	0%
Profit after tax	\$ million	359	41%	267	37%	263	37%	263	37%	319	53%
Net Cash Flow	\$ million	359		267		263		263		319	
Net Present Value	\$ million	0		-21		-22		-22		-24	
IRR		10.0%		8.0%		8.0%		8.0%		8.0%	
FIRR		9.1%		6.2%		6.1%		9.0%		8.9%	
Revenue/CAPEX Ratio		5.3		4.4		4.3		4.3		3.7	
NPV/Investment Ratio		0.1%		-12.9%		-13.4%		-13.4%		-14.4%	
Government Revenue											
Total Government Revenue	\$ million	228		169		158		158		0	
NPV	\$ million	34		23		20		20		0	
Government's Profit Share (Gross)		38.8%		38.8%		37.5%		37.5%		0.0%	

30" for 500km @ 70% load		IRR=10%		IRR=8%		10 year Tax Holiday		Interest @5%		Pre-Tax @8%	
Initial Toll		1.00	\$/MMBtu	0.82	\$/MMBtu	0.81	\$/MMBtu	0.81	\$/MMBtu	0.68	\$/MMBtu
Average Toll		1.30	\$/MMBtu	1.06	\$/MMBtu	1.04	\$/MMBtu	1.04	\$/MMBtu	0.88	\$/MMBtu
Tax holiday		0	yrs	0	yrs	10	yrs	10	yrs	25	yrs
Annual Escalation		2%		2%		2%		2%		2%	
Interest Rate		10%		10%		10%		5%		5%	
Throughput											
Capacity		460	MMcfd	460	MMcfd	460	MMcfd	460	MMcfd	460	MMcfd
Utilization		70%		70%		70%		70%		70%	
Annual Throughput	Bcf	117.5	Bcf	117.5	Bcf	117.5	Bcf	117.5	Bcf	117.5	Bcf
LNG equivalent	MTPA	2.6	MYPAs	2.6	MYPAs	2.6	MYPAs	2.6	MYPAs	2.6	MYPAs
Economics of Pipeline											
Revenue (25 years)	\$ million	4,206	100%	3,449	100%	3,385	100%	3,385	100%	2,860	100%
CAPEX	\$ million	823	20%	823	24%	823	24%	823	24%	823	29%
OPEX	\$ million	455	11%	455	13%	455	13%	455	13%	455	16%
Direct Tax	\$ million	1,136	27%	842	24%	787	23%	787	23%	0	0%
Profit after tax	\$ million	1,792	43%	1,329	39%	1,321	39%	1,321	39%	1,582	55%
Net Cash Flow	\$ million	1,792		1,329		1,321		1,321		1,582	
Net Present Value	\$ million	2		-105		-106		-106		-118	
IRR		10.0%		8.0%		8.0%		8.0%		8.0%	
FIRR		9.1%		6.2%		6.1%		9.1%		8.9%	
Revenue/CAPEX Ratio		5.1		4.2		4.1		4.1		3.5	
NPV/Investment Ratio		0.2%		-12.8%		-12.9%		-12.9%		-14.3%	
Government Revenue											
Total Government Revenue	\$ million	1,136		842		787		787		0	
NPV	\$ million	169		113		101		101		0	
Government's Profit Share (Gross)		38.8%		38.8%		37.3%		37.3%		0.0%	

7.3 天然ガス由来の化学製品

本節には、機密情報が含まれているため非公開とします。本節のサマリーは、表 8.1-3 を参照ください。

7.4 天然ガスベースの液体燃料

本節には、機密情報が含まれているため非公開とします。本節のサマリーは、表 8.1-3 を参照ください。

7.5 天然ガス自動車 (NGV) 用 CNG

今日、自動車用燃料として利用される天然ガスは、ガスが豊富な国では安価な燃料として、大気環境の悪化に関心が高い国ではよりクリーンな燃料として、世界的に人気が高まっている。天然ガスは小型乗用車やバスでは圧縮天然ガス(CNG)の形で、大型のトラックやバス、列車や船舶では LNG の形で利用されている。本節では、日本での平均ケースを例に小型乗用車向けの CNG 供給について検討する。

CNG 小売ステーションは以下のように想定する。

- a. CNG の販売量：一日 1 万 m³、年間 330 万 m³ (1.17 億立方フィート)
- b. 販売の積み上げ：1 年目に能力の 50%、その後年間 10%ずつ増加し、6 年目で 100% に到達
- c. 投資額：250 万ドル。建設は 1 年で完了
- d. 操業費：毎年 CAPEX の 30%

表 7.5-1 CNG ステーションの建設スケジュール

		Year 1	year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	\$ million						
Construction Cost	2.50						
Operating Cost (CAPEX x 30%)		0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Total	2.50	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Operation Build-up		50%	60%	70%	80%	90%	100%
Annual Sales	Kcm	1,650	1,980	2,310	2,640	2,970	3,300
	million cf	58.3	69.9	81.6	93.2	104.9	116.5

CNG ビジネスの最も影響の大きい要素は天然ガスの販売価格と CNG ステーションへの持届けコストである。ガス販売価格については、CNG は液体燃料と発熱量等価と考える。ここでは Gauteng 州を目標市場と考え、以下のように想定する。

- 1) ガソリンと軽油の 50:50 のブレンド品を CNG を考えるうえでの液体燃料のベンチマーク価格と考え、販売促進と燃費の悪化のためこれより 15%ディスカウントする。ここでは、7.1 節で検討したように、ガソリン価格は原油価格の 150%、軽油価格は 125%と想定する。
- 2) LNG の輸入費用およびガスの輸送/配送費として以下の費用を加算する。
 - a. LNG ターミナルの受け入れ、気化料金：1.25 ドル/MMBtu
 - b. 500km の幹線パイプライン輸送費：1.00 ドル/MMBtu
 - c. ガス配送料および販売経費：4.00 ドル/MMBtu (下記で検討)
- 3) 上記の LNG 輸入・輸送コストに加え、CNG 事業者の販売経費として 30%を上乗せする。

この結果、2016 年の Gauteng 州のガスステーションに配送される天然ガス卸売価格は本

船渡し LNG 価格に 6.25 ドル/MMBtu を加算したものになる。この料金は年率 2%で上昇するものとする。これに CNG 事業者の販売経費が加算される。

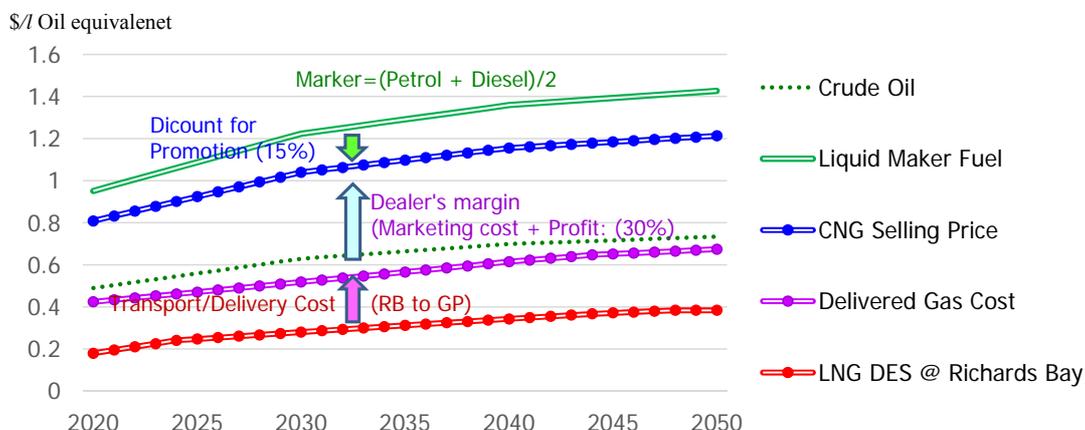


図 7.5-1 CNG ステーションの天然ガス卸売価格

上記の考察を図 7.5-1 に整理した。LNG は石油より大幅に安価なため、道路輸送用燃料として天然ガスを供給する CNG ビジネスには順調で安定した利益が期待できる。これは表 7.5-2 に示した経済性の計算でも確認できよう。ベースケースでは、税引き後 IRR は 17.9%、税引き前 IRR は 20.3%と計算される。国産ガスが安価に利用できる場合、経済性はさらに向上するだろう。南ア国のように石油を全面的に輸入に頼っているような国では、CNG は輸送用燃料の有力なオプションの一つである。

図 7.5-2 に示すように、CNG ステーションの経済性は製品売価に大きく依存する。このことは同様に販売量も経済性に同じような影響を与えることを意味する。原料ガス価格は経済性に 2 番目に大きな影響を与える要素である。ここで議論したように、ガスの持届コストは LNG ターミナルや輸送パイプライン、地方ガス配送サービスなどの料金に影響される。それゆえ、これらの分野については注意深く検討する必要がある。

表 7.5-2 CNG ステーションの経済評価

Oil price	Oil Price= Reference Scenario, Post-tax case										Pre-tax Case				
	LNG Reference					LNG Low					Indig-Gas \$3.0		Indig-Gas \$4.0		
Feed Gas	0 years		10 years		0 years		10 years		0 years		25 years		25 years		
Tax Holidays	10%		10%		10%		10%		10%		10%		10%		
Interest Rate	10%		10%		10%		10%		10%		10%		10%		
Sale															
Annual Sale	Million cf	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	
LNG equivalent	t	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570	
Total Sale (25 years)	Million cf	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	2,739	
Price															
Crude Oil: 2015	\$/Bbl	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	
Average	\$/Bbl	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
CNG Price	\$/l	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.43	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
per MMBtu	\$/MMBtu	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.75	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	
Average	\$/MMBtu	27	27	27	27	27	27	27.06	27	27	27	27	27	27	
Feed Gas: 2015	\$/MMBtu	5.65	5.65	5.65	5.65	4.00	3.00	3.00	5.65	3.00	5.65	3.00	5.65	3.00	
Average	\$/MMBtu	9.64	9.64	8.32	6.12	6.12	4.59	4.59	9.64	4.59	9.64	4.59	9.64	4.59	
Economics of ABC GTL Company															
Revenue (25 years)	\$ million	86	100%	86	100%	86	100%	86	100%	86	100%	86	100%	86	100%
CAPEX	\$ million	3	3%	3	3%	3	3%	3	3%	3	3%	3	3%	3	3%
Feed Gas	\$ million	45	53%	45	53%	41	48%	34	40%	29	34%	45	53%	29	34%
OPEX	\$ million	19	22%	19	22%	19	22%	19	22%	19	22%	19	22%	19	22%
Direct Tax	\$ million	8	9%	6	7%	9	11%	12	14%	14	16%	0	0%	0	0%
Profit after tax	\$ million	12	14%	14	16%	15	17%	19	22%	22	25%	20	23%	36	41%
Net Cash Flow	\$ million	12		14		15		19		22		20		36	
Net Present Value	\$ million	1		2		2		3		3		3		6	
IRR		17.9%		20.3%		20.3%		25.9%		28.8%		21.9%		35.0%	
FIRR		20.6%		24.2%		24.4%		34.4%		40.0%		26.1%		48.7%	
Revenue/CAPEX Ratio		34.5		34.5		34.5		34.5		34.5		34.5		34.5	
Government Revenue															
Total Government Revenue	\$ million	8		6		9		12		14		0		0	
NPV	\$ million	1		1		1		2		2		0		0	
Government's Profit Share (Gross)		38.8%		30.3%		38.8%		38.8%		38.8%		0.0%		0.0%	

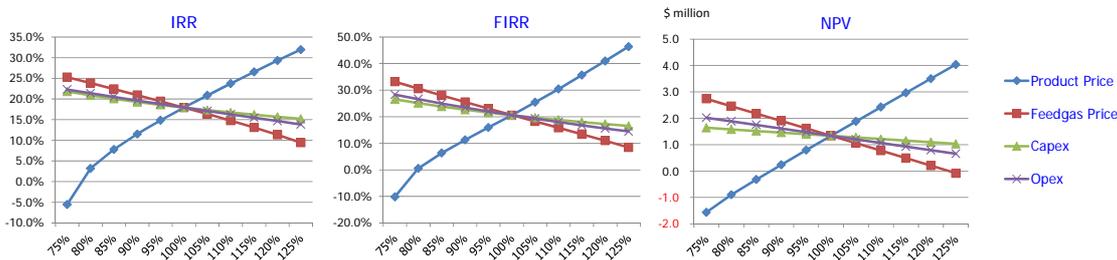


図 7.5-2 CNG ステーションの感度分析

As shown in Table 7.5-2, economics of operating a CNG station heavily depends on product price. This means that the sales quantity also give similar impact on economics. Impact of feedgas cost is second largest.

表 7.5-2 に示すように、CNG ステーション操業の経済性は生産価格に大きく依存している。これは販売量も経済性に同様の影響を与えていることを意味する。原料ガス価格の影響は 2 番目に大きい。

ここで、天然ガスの配送コストは LNG 料金、幹線パイプライン、地方のガス配送サービス料金などに影響されることに注意しなければならない。その中で、地方ガス配送費は輸送/配送費の 3 分の 2 を占める最大の要素で、この後の 7.6.3 節で述べるように都市ガス供給システムの規模と稼働率によって大きく異なる。CNG システムは都市部でのガス化が進行した段階で検討対象となり、大口ユーザーとして扱われるものと想定して、配送料金は 4 ドル/MMBtu 程度とした。ここでは、都市ガス料金の多寡が CNG ビジネスの経済性に大き

な影響を与えることに注意しなければならない。図 7.4-7 に示すように、都市ガス料金が 5 ドル/MMBtu を超えると、CNG の経済性は大幅に悪化する。一方これが安くなると、CNG の経済性は次第に改善する。

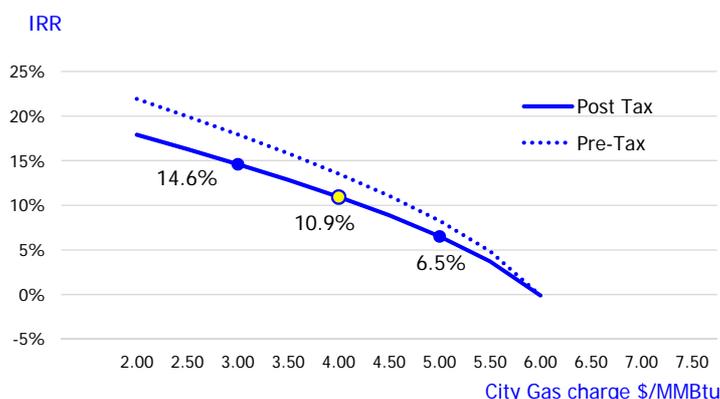


図 7.5-3 都市ガス料金によって決まる CNG の経済性

上で述べたように、道路輸送燃料としての CNG の経済性は良好であると思われる。しかし、個々のビジネスは小規模で、大規模なインフラプロジェクトを単独で支えることはできない。さらに、ユーザー側では、CNG 供給プロジェクトに合わせてかなりの数の CNG 乗用車が導入されなければならない。LNG 事業は巨大規模である故、CNG ビジネスの実現には、他のガス消費者が LNG インフラを利用する基礎需要を提供することにより、ガス供給システムの建設が成立することが必要である。日本を含む多くの国でのこれまでの教訓によれば、CNG は経済的で環境にも優しい自動車燃料であるにもかかわらず、1 回の走行距離が短いため普及速度は遅く、その範囲も限られてきた。CNG 自動車の導入を進めるにあたっては、これらの点を考慮し、一貫性のある積極的な交通政策を確立することが求められる。

7.6 パイプラインによるガス供給のケーススタディ

本節では、南アフリカでパイプラインを用いた LNG ベースの天然ガス供給について、以下の 3 つのケースを検討する。1) Mossel Bay の Petro SA GTL 製油所への原料ガス供給 2) ガスパイプラインから離れた地域のユーザー向けの LNG のトラック輸送 3) LPG と比較した都市ガスシステムの競争力

7.6.1 Mossel Bay の GTL 製油所向け LNG 供給

PetroSA の Mossel Bay 製油所では沖合ガス田からの天然ガスを GTL プロセスの原料として用いている。第 3 章で説明したように、今日これらのガス田は過去数十年の生産を経て消耗が激しく、原料ガス供給は不足している。この状況に対応するため、PetroSA は液化プロセス部門の原料としてコンデンセートの輸入量増加を検討している。さらに、同社はガスソースの代替として LNG 輸入を検討している。

前提条件の説明には、機密情報が含まれているため非公開とします。

表 7.6-1 GTL プラント向けパイプラインの建設スケジュール

GTL by LNG Pipeline Construction Cost via Saldanha Bay	FS/FEED Design		Construction start		Production Start		Total
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Project Owner	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million
Project Management Cost			10	20	20		50
Construction Cost (=Total EPC Cost)			70	315	315		700
Operating Cost (Pipeline + Plant)						284	0
Administration Cost			5	10	10	5	25
Total	0	0	85	345	345		775
EPC							
CAPEX	700 \$ million		10%	45%	45%		
Annual			70	315	315		

via Coega	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Total
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Project Owner	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million
Project Management Cost			5	10	10		25
Construction Cost (=Total EPC Cost)			60	270	270		600
Operating Cost (Pipeline + Plant)						282	0
Administration Cost			5	10	10	5	25
Total	0	0	70	290	290		650
EPC							
CAPEX	600 \$ million		10%	45%	45%		
Annual			60	270	270		

上記のパイプラインコストは高めの想定と考えてよいだろう。そこで、表 7.6-2 に示すようにパイプライン建設費がやや少なめのケースも検討した。パイプライン建設費はプロジェクトの経済性に一定の影響を与える。なお、パイプラインのサイズは、45,000bpd のプラントをフルに稼働させるのに必要な原料ガスの最大量を充分供給できるよう想定している点に留意しておくことが必要である。

表 7.6-2 パイプライン建設コスト

Case		Pipeline construction cost			
Construction Zone	Inches	Fixed Cost	Variable Cost	Distance (km)	Investment (\$ million)
Coega⇔Mossel bay	30inch	150	1.25	400	650
Low cost		100	1.00	400	500
Saldanha bay ⇔ Mossel bay	30inch	150	1.25	500	775
Low Cost		100	1.00	500	600

表 7.6-3 GTL プラント向けパイプラインのケース・スタディ

Oil Price		Reference		Low						
Light Product		Naphtha		Gasoline						
Feed Gas		Reference		Low						
LNG Terminal Toll		1.25	\$/MMBtu	1.25	\$/MMBtu	1.0	\$/MMBtu	1.0	\$/MMBtu	
CAPEX		Reference (\$775 million)				Low (\$600 million)				
Production									(Pre-Tax)	
Annual Production Capacity	kbpd	45.0		45.0		45.0		45.0		45.0
Total Production (25 years)	Million Bbls	371.3		371.3		371.3		371.3		371.3
Feed Gas										
Daily Consumption (Peak)	MMcfd	402		402		402		402		402
Total Consumption (25 years)	Tcf	3.3		3.3		3.3		3.3		3.3
Price										
Crude Oil: 2015	\$/Bbl	45.0		45.0		45.0		45.0		45.0
Average	\$/Bbl	96		72		72		72		72
GTL Products	\$/Bbl	66.7		66.7		71.4		71.4		71.4
Average	\$/Bbl	142		107		115		115		115
Feed Gas: 2015										
including LNG terminal toll	\$/MMBtu	5.65		5.65		5.65		5.40		5.40
Average	\$/MMBtu	10.45		9.07		9.07		8.69		8.69
Economics of ABC GTL Company										
Revenue (25 years)	\$ million	52,543	100%	39,779	100%	42,597	100%	42,597	100%	42,597
CAPEX	\$ million	775	1%	775	2%	775	2%	775	2%	775
Feed Gas	\$ million	34,867	66%	30,720	77%	30,720	72%	29,445	69%	29,445
OPEX	\$ million	7,225	14%	7,225	18%	7,225	17%	7,225	17%	7,225
Direct Tax	\$ million	3,755	7%	511	1%	1,504	4%	1,999	5%	0
Profit after tax	\$ million	5,922	11%	806	2%	2,373	6%	3,153	7%	5,152
Net Cash Flow	\$ million	5,922		548		2,373		3,153		5,152
Net Present Value	\$ million	1,145		20		417		580		1,019
IRR		34.0%		10.8%		21.6%		24.9%		31.0%
FIRR		57.6%		8.8%		33.0%		40.0%		49.4%
Revenue/CAPEX Ratio		67.8		51.3		55.0		55.0		55.0
Government Revenue										
Total Government Revenue	\$ million	3,755		511		1,504		1,999		0
NPV	\$ million	795		120		340		440		0
Government's Profit Share (Gross)		38.8%		48.3%		38.8%		38.8%		0.0%
IRR for Coega (30"x400km)		38.8%		14.1%		25.5%		29.0%		36.3%

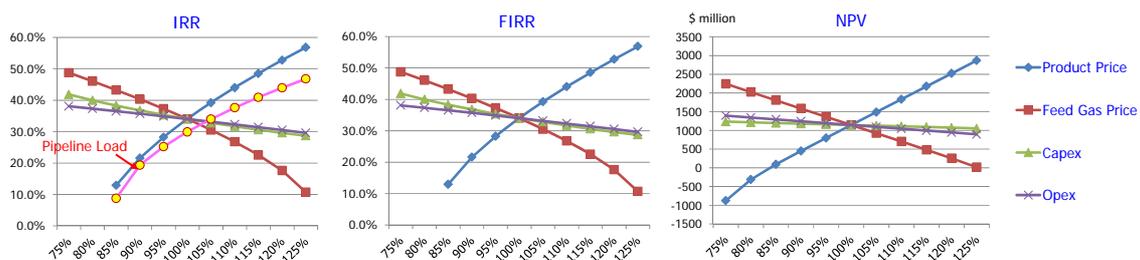


図 7.6-1 GTL プラント向けパイプラインの感度分析

Mossel Bay GTL プラントで LNG を原料ガスとして利用する場合の経済性を表 7.6-3 に、感度分析の結果を図 7.6-1 にそれぞれ示す。計画中の Coega LNG ターミナルが実現した場合は、輸送距離が短くなり、上記のケースよりも経済性は良くなる。しかし、Coega LNG ターミナルの操業を実現するのに十分な需要が早い段階で確保できるかどうかを注意深く検討しなければならない。

標準価格シナリオを想定したリファレンスケースでは IRR=34.0%の非常に良い経済性が得られる。しかし、プロジェクトは価格シナリオに非常に敏感であることに注意する必要

がある。図 7.6-1 に示すように、GTL 製品価格を決定する原油価格がリファレンスケースより 85%下落すると、プロジェクトは赤字に陥る。低価格シナリオでは、プロジェクト期間 25 年の総収入はリファレンスケースに比べて 24.3%減少する。表 7.6-2 に示すように、経済性はかなり悪化するがなお許容範囲にはとどまっている。ここで分析したようにプロジェクトの経済性は収入や原料ガス価格を決定する石油やガス価格の変化に対し非常に脆弱である。特に、CAPEX は 25 年のプロジェクト期間に得られる総収入のわずか 2%であるのに対し、原料ガスの費用は総収入の 70-80%にもなる。経済性は収入額に直接影響を与える負荷率に対しても同様に敏感である。

これらの観察から、以下のようなケースについても検討した。

- a. ナフサを石油化学原料としてではなく、より高い利益をもたらすガソリン原料として用いる⁵¹
- b. GTL プロジェクトが安定した基礎需要を提供することに鑑み、LNG ターミナル料金を 1.25 ドル/MMBtu から 1.00 ドル/MMBtu に引き下げる

表 7.6-2 に示すように、これらの変化によりプロジェクトの経済性は大幅に改善される。税引き前のプロジェクトの経済性は 31%に到達する。加えて、以下のような要素も検討対象となろう。

- a. パイプラインはプラントで必要とされる原料ガス全量の供給を満足できる十分なサイズを想定したが、継続的な国産ガスの供給を考慮し、サイズを下げることも考えられる。
- b. パイプラインはアトランティス/ケープタウン地域向けのガス供給と共用でき、それによって単価を引き下げることができる。
- c. ここで想定したパイプラインコストは PetroSA が検討しているものよりも高めである。

これらの要素によりプロジェクトの経済性はさらに改善するだろう。一方で、ここで検討したプロジェクトのシナリオはさらに掘り下げた情報によって絞り込むことができよう。総じて、Mossel Bay GTL 製油所で LNG を代替原料として使用することの経済性は良好と思われる。ただし、より正確なデータと現実的で受け入れ可能な想定のもとに実現性の高いプロジェクトシナリオを展開し、十分な検討を行ったうえでプロジェクトの最終決定を行うことが大切である。

7.6.2 小規模ユーザー向けのタンクローリーによる LNG 輸送

パイプラインは大量の天然ガスのある地点から別の地点へ輸送するには効果的な手段である。小口径のパイプラインでさえも大量の天然ガスを輸送可能である。しかし、建設

⁵¹ According to the analysis in Section 7.1, price of naphtha as petrochemical feedstock is assumed at 115% of the crude oil price, while that of gasoline at 150%. This change pushes up the total revenue for the whole project period by 7.1%.

費が高価なことに加え、建設にあたっては終端となる地域周辺で一定量の需要が確保されることが必要である。

表 7.6-4 口径別パイプラインコスト

Pipeline Diameter	Transport Capacity		Construction Cost					OPEX
			Fixed Cost	Distance km	100	300	500	CAPEX x
Inches	MMcfd	LNG mtpa	\$million	\$million/km	\$million	\$million	\$million	%
12	78	0.6	25.0	0.50	75	175	275	3.0
16	138	1.1	44.4	0.67	111	244	378	2.8
20	216	1.7	69.4	0.83	153	319	486	2.6
24	310	2.4	100.0	1.00	200	400	600	2.4
30	485	3.7	156.3	1.25	281	531	781	2.2
36	700	5.4	225.0	1.50	375	675	975	2.0

需要が比較的少ない場合、パイプラインの経済性は薄まる。例えば、直径 12 インチのパイプラインは天然ガスを年間で 78MMcfd、LNG 換算で 60 万トン輸送できるが、これは日本を例にとると 200 万世帯の都市ガス消費量と同等である。このことは、都市ガスシステムの利用率を高めるためには、相当数の顧客を獲得しなければならないことを意味する。

表 7.6-5 日本の 1 顧客当たりの都市ガス消費量

	Residential	Commercial	Industrial	Others	Average
City Gas	m ³ /year				
2010	424	5,053	383,387	14,574	1,452
2011	422	4,837	410,318	13,801	1,474
2012	420	4,890	421,266	13,809	1,479
2013	406	4,896	439,973	13,889	1,484
2014	404	4,756	460,766	13,388	1,489
LNG Equivalent	t/year	t/year	t/year	t/year	t/year
2010	0.309	3.684	279.554	10.627	1.059
2011	0.308	3.527	299.191	10.063	1.075
2012	0.306	3.566	307.174	10.069	1.078
2013	0.296	3.570	320.814	10.127	1.082
2014	0.294	3.468	335.976	9.762	1.086

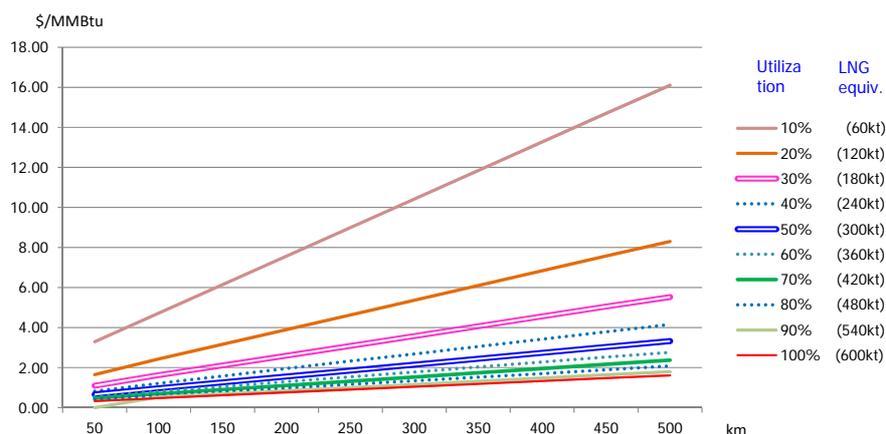


図 7.6-2 稼働率別パイプラインコスト (IRR10%)

7.2 節で実施した分析に基づき、直径 12 インチのパイプラインを例として、IRR=10%となるパイプライン料金を利用率と距離ごとに計算する。総コストは同じなので、パイプラインの使用率が 10%の場合、同額の収入を得るためのパイプライン料金は 10 倍が必要である。使用率が 50%の場合、パイプライン料金は倍になる。しかし直径 12 インチのパイプラインで 50%の使用率を確保するには、LNG 換算で 30 万トンの天然ガス需要が必要である。この数字は都市ガスが十分に普及した人口 30 万~50 万人の都市の需要に相当する。南アフリカでこのサイズを満たす都市はごく限られている。それでは、他の都市ではどのような形で天然ガス供給を導入することができるだろうか？

第 6 章で検討したタンクローリーによる小規模 LNG 輸送システムがその答えになるだろう。この場合、LNG は小型 LNG ターミナルに輸送され、そこからさらに周辺地域に配送されるか、産業/商業ユーザーに直送される。

このケースは以下の前提に基づいて検討する。

1) LNG タンクローリー

- a. 積載量：LNG30m³(キロリットル)、13.5 トン
- b. 価格：1 台につき 50 万ドル
- c. 耐用年数：10 年または走行距離 100 万 km のうち早く到達した方
- d. 運転頻度：100km 以内の範囲では 1 日 2 回転
 100km 以上 250km 以内の範囲では 1 日 1 回転
 250km 以上 500km 以内の範囲では 2 日で 1 回転
- e. 操業：年間 220 日
- f. 燃費：2.5km/リットル
 - ① 価格 (軽油)：1 ドル/リットル
 - ② 潤滑油およびメンテナンス費用：年間 CAPEX の 1%
- g. ドライバーの福利厚生費込みの賃金：1 日 100 ドル

- 2) 固定施設の費用
 - a. 出荷設備：1,000 万ドル
 - b. サテライト設備：2,000 万ドル
 - c. 操業費およびメンテナンスコスト：年間 CAPEX の 10%
- 3) マークアップ

事業者の適正利潤と法人税支払いに充当するため、上記の年間コスト合計の 20%を計上する

表 7.6-6 タンクローリー輸送費（年間 20 万トン）

Delivery distance	km	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Tank Truck											
Number of Delivery		14,815	14,815	14,815	14,815	14,815	14,815	14,815	14,815	14,815	14,815
Required number of tank truck		34	34	68	68	68	135	135	135	135	135
Annual Driving distance	1000km	1,481	2,963	4,444	5,926	7,407	8,889	10,370	11,852	13,333	14,815
Per unit	1000km	43.6	87.1	65.4	87.1	108.9	65.8	76.8	87.8	98.8	109.7
Total number of Truck (for 25 years)		85	85	170	170	186	338	338	338	338	371
CAPEX for whole project peirod	\$ million	42.5	42.5	85.0	85.0	93.0	169.0	169.0	169.0	169.0	185.5
Fuel Consumption	kl/year	592.6	1,185.2	1,777.8	2,370.4	2,963.0	3,555.6	4,148.1	4,740.7	5,333.3	5,925.9
Fuel Expenditure	\$ million	0.59	1.19	1.78	2.37	2.96	3.56	4.15	4.74	5.33	5.93
Lube and maintenance		0.17	0.17	0.34	0.34	0.34	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
Number of Drivers (2.5 person per truck)		85	85	170	170	170	338	338	338	338	338
Wage for Drivers		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Annual expenditure for tank truck		0.76	1.36	2.12	2.71	3.30	4.23	4.82	5.42	6.01	6.60
Facility Operation and Maintenance											
Shipping	\$ million	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Satellite	\$ million	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Sub-total	\$ million	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Annual Expenditure		3.76	4.36	5.12	5.71	6.30	7.23	7.82	8.42	9.01	9.60
Unit Cost											
Tank Truck CAPEX	\$/ton	8.5	8.5	17.0	17.0	18.6	33.8	33.8	33.8	33.8	37.1
OPEX	\$/ton	3.8	6.8	10.6	13.6	16.5	21.2	24.1	27.1	30.0	33.0
Sub total		12.3	15.3	27.6	30.6	35.1	55.0	57.9	60.9	63.8	70.1
Tank Truck Operation Cost/Total Toll		10%	16%	18%	22%	25%	23%	25%	28%	30%	30%
Fixed Facility CAPEX	\$/ton	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
OPEX	\$/ton	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Sub total		21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Total	\$/ton	33.3	36.3	48.6	51.6	56.1	76.0	78.9	81.9	84.8	91.1
CAPEX/Total Toll		36%	33%	39%	37%	37%	44%	42%	41%	39%	39%
Fixed Facility Operation/Total Toll		38%	34%	26%	24%	22%	16%	16%	15%	15%	14%
Mark up	\$/ton	6.7	7.3	9.7	10.3	11.2	15.2	15.8	16.4	17.0	18.2
Total Toll	\$/ton	40.0	43.5	58.3	61.9	67.3	91.1	94.7	98.3	101.8	109.3
	\$/MMBtu	0.77	0.84	1.13	1.20	1.30	1.76	1.83	1.90	1.97	2.12

タンクローリーによる年間 20 万トンの LNG 輸送の経済性を距離別に計算した結果を表 7.6-6 に示す。計算を簡略化するため、ここではキャッシュフローチャートは使用していない。それに代えて、総コストに 20%のマークアップを上乗せする方式を採用した。これは事業者の適正利潤と法人税にあたるもので、概ね IRR=10%に相当する。この結果、日帰りが可能な半径 250km 圏内の中型都市への LNG 輸送コストは 1.50 ドル/MMBtu 以下と推定される。これに加え、タンクローリーの直接操業費は料金総額の 25%以下となることが指摘される。タンクローリーおよび LNG の出荷、受け入れ、気化のための固定設備の建設に要する資本費は料金総額のほぼ 40%である。また、資本費に直結したこれらの固定設備の操業費は、料金の 20~40%にのぼる。このような観察から、タンクローリーによる LNG 輸送の場合にも固定費のシェアは高く、料金に対する数量の効果が大きいことが見てとれる。

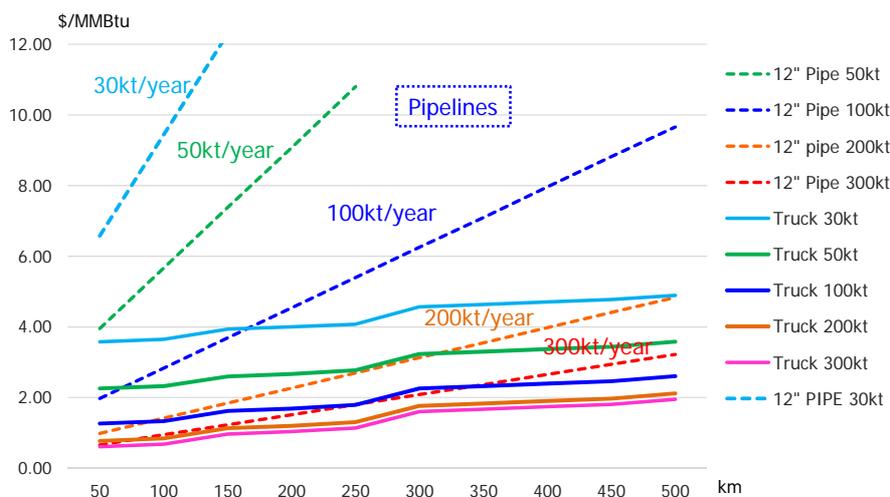


図 7.6-3 タンクローリーとパイプラインの比較

図 7.6-3 に、パイプラインとタンクローリーによる天然ガスの輸送費を需要規模別、輸送距離別に示す。パイプラインの場合、LNG は LNG 受入ターミナルで気化され、パイプラインで送出される。ローリー輸送の場合、LNG は LNG 受入ターミナルでタンクローリーに荷積みされ、輸送され、サテライト基地で荷下ろしのあと気化される。ここでは小規模供給が検討対象であるため、直径 12 インチパイプラインの建設を想定した。LNG 30 万トンケースに相当するのはこの場合 50%の負荷率である。もし供給量が少なければ、負荷率はさらに低いものとなる。グラフに示すように、パイプラインとタンクローリーとは年間 30 万トン供給のレベルでほぼ競合する。しかし、これより供給量が少ない範囲では、タンクローリーが明らかに効率的である。また、半径 250km の範囲では、タンクローリーによる輸送費は 5 ドル/MMBtu 以下の妥当な線に収まっている。他方、タンクローリーによる長距離大量輸送は道路交通や環境の問題を引き起こすことを考慮しておく必要があるだろう。

250km を超える天然ガスの供給でも、驚くことに両者の差はむしろ広がっている。これは通常短距離・小規模用とされる口径 12 インチの細めのパイプラインを想定したためである。パイプラインの経済性は数量と距離の関数であり、長距離輸送では大口径のパイプラインによる大量輸送が通常行われる。

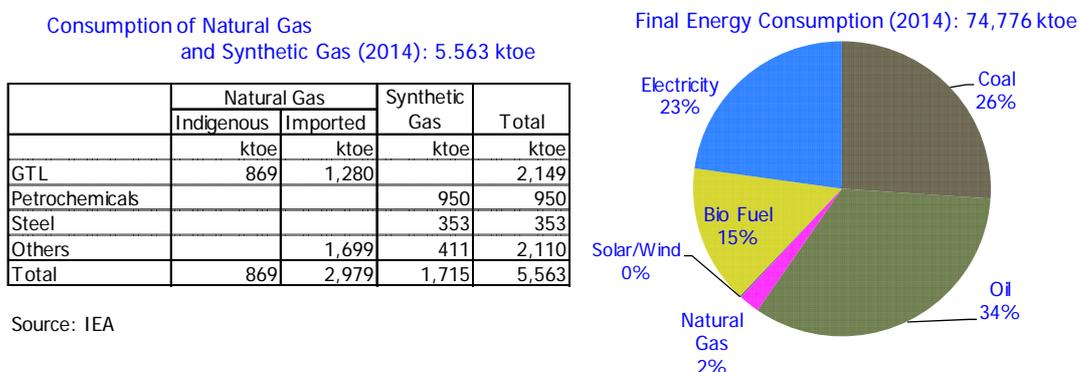
タンクローリー輸送のもうひとつの利点は、ある一定の半径の中に分散して存在する需要をまとめて扱うことができる点で、タンクローリーの場合はあらゆる方向への輸送が可能だが、パイプラインの場合は一点に向けて天然ガスを輸送することになる。もちろんそれぞれの消費地点で LNG の受入、気化設備の建設が必要になるが、次節で検討するように、経済性は成立するだろう。

上記の検討は仮想ケースを想定して行った。実際の応用にあたっては、各地域のガス需要や候補地の現実的な諸条件等を織り込み、実現性の高いシナリオを想定してより掘り下げた検討を行うべきである。

7.6.3 産業、商業、民生部門向けの天然ガス供給

ハウテン州とクワズルナタール州では現在輸入天然ガスと国産合成ガスとが産業部門及び民生部門の需要家に供給されている。しかしながら、供給量に制約があり、これらの需要家へのガス供給はここ数年同じレベルにとどまっている。製鉄所やSASOLの石油化学用を除いて、ハウテン州とクワズルナタール州におけるリリーパイプライン沿いの一般需要家のガス消費量は2014年に石油換算211万トンを記録した。とはいえ、石炭とバイオマスの消費量が圧倒的に大きく、南アのエネルギー最終消費における天然ガスの比率はわずか2%にとどまっている。

表 7.6-7 南アの天然ガス消費量



環境問題と戦い GHG 排出量の削減を図るうえで、天然ガスへのエネルギーシフトは南ア国にとって喫緊の課題であろう。しかし、発電所やエネルギー消費の多い製鉄所、セメント工場などを除く一般需要家はガス供給計画を個別に進めるほどの規模にはないので、これらの需要家を取りまとめてガスシフトを進めるという方策を取らなければならない。このためには同国が都市ガスの導入、普及を積極的に進めることが必要である。このような背景のもと、以下ではLNGをRichards Bayで輸入し、既存のLily pipelineを利用してハウテン州で都市ガスを供給するケースを検討する。ヨハネスブルグにある現在の都市ガスシステムはガス化の推進のため大幅に拡充することになる。LNGによる都市ガス推進の経済性は、直接の競争相手と目されるLPGとの比較において検討する。

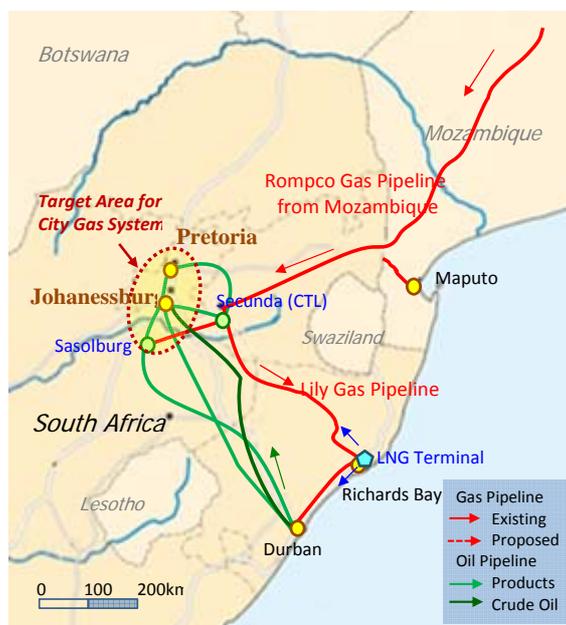


図 7.6-4 南アのガスパイプライン

ここでの分析では表 7.6-8 に示すように比較的控えめな規模の需要を想定する。すなわち、一般家庭 30 万軒、小規模の商店とレストラン 1 万軒、中規模の商店、レストラン、ビル 2,000 軒、中規模工場およびショッピングモール、公共施設 100 件、比較的大きな工場 10 件を普及対象として想定する。1 件当たりのガス消費量は電気の消費量換算で想定し、これをガス需要に換算した。例えば、一般家庭のガス消費量は電気では平均 2kW で一日調理用に 2 時間、暖房用に 12 時間（ただし冬季のみ）使用、LNG 換算では年間 0.4 トンで、これは日本の実勢とほぼ同じである。

表 7.6-8 都市ガス需要想定

			Household	Small shops & Restaurants	Medium Shops, Restaurants and Buildings	Medium Factories, Shopping Malls & Public Facilities	Large Factories	Total
Energy Consumption in Electricity Equivalent	Capacity	kW	2	10	100	1000	5000	
Daily use (to consider demand size in terms of electricity consumption)	Cooking	hours	2	yes	yes	a bit	a bit	
	Heating	hours	6		12	yes ²	yes ²	
	Power	hours	No	No	yes	15	18	
	Overall	hours	8	12	12	15	18	
	Annual	hours	2,920	4,380	4,380	5,475	6,570	
Utilization Efficiency (to calculate electricity equivalent demand)	Electricity		35%	35%	35%	35%	35%	
	Heat					33%	33%	
	Total		35%	35%	35%	68%	68%	
Fuel Consumption	E equiv	kWh/yr	5,840	43,800	438,000	5,475,000	32,850,000	
	Oil Equiv	toe	0.6	4.4	43.8	547.5	3,285.0	
	LNG equiv	ton	0.4	3.4	33.7	421.2	2,526.9	
Number of Customers as Target			300,000	10,000	2,000	100	10	312,110
Total Fuel Consumption: LNG equivalent		kt LNG	135	34	67	42	25	303
	City Gas @43MJ	Bcm	0.17	0.04	0.09	0.05	0.03	0.39
		Bcf	6.11	1.53	3.06	1.91	1.15	13.75

上記のガス需要はプラトーに達した時点で LNG 換算年間 30 万トン、天然ガス換算では年間 13.75 Bcf となる。ここでは、初年度の需要はプラトーの 50% からスタートし、ゆっくりと 7 年かけて 100% に到達するものとする。都市ガスシステムは 20" x 300km の基幹循環線と 12" もしくは 8" で延長 10km の支線 100 本で構成されるものとする。第 7.2 節の検討をもとにしたコスト試算を表 7.6-9 に示す。この表ではガスの最大取り扱い能力が年間 60 万トンと記載されているが、これはモデル操作上便宜的に置いたもので、実際には LNG 換算で年間 200 万トン程度を扱うことができるだろう。

表 7.6-9 都市ガス供給システムの前提条件

1. Budget		
Trunk Line 20" Circle Line	300	km
Fixed Cost	200	\$50x4
Distance Variable Cost	1.25	\$ MM/km
Total Cost	575	
Branch Line 12" & 8"	10	km Total 1,000km
10km brach line 12"	20	Branches
8"	80	Branches
Fixed Cost for branching	0.1	\$ MM/branch
Distance Variable Cost: 12"	0.5	\$ MM/km
8"	0.3	\$ MM/km
Total Cost	350	
Total Cost	925	\$ MM
2. Throughput Profile		
Maximum Capacity (LNG equiv.)	0.6	MTPA ++
(Natural Gas)	74.6	MMcfd
Utilization Rate	50%	
Daily Throughput	37.3	MMcfd
Operating Days	365	year
Annual Throughput	13.6	Bcf
LNG Equivalent	300	kt/year

建設スケジュール、費用および需要の立ち上げ期間を表 7.6-10 に示す。150km の第一幹線の建設は 2 年で完了するものとし、全体の完成には 4 年を要するものとする。支線の建

設も並行して実施され、4年間で60%が完成する。都市ガスの供給は4年目からスタートし、その後も全システムの完成に向けて建設が進められる。

表 7.6-10 都市ガス供給システムの建設スケジュール

	Total	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Trunk Line	\$ million										
Project Management Cost	28.8	7.2	7.2	7.2	7.2						
Construction Cost	575.0	143.8	143.8	143.8	143.8						
Branch Line	0										
Project Management Cost	17.5	2.6	2.6	2.6	2.6	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
Construction Cost	350	52.5	52.5	52.5	52.5	28	28	28	28	28	
	100%	15%	15%	15%	15%	8%	8%	8%	8%	8%	
Total CAPEX	971	206	206	206	206	29	29	29	29	29	
Operating Cost	153.9				23.6	24.4	25.2	26.1	26.9	27.8	
Operating Cost Ratio	3.0%										
Administration Cost	45.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	
Demand											
Final Demad (LNG equiv.)					150.0	180.0	210.0	240.0	270.0	285.0	300.0
Build up ratio					50%	60%	70%	80%	90%	95%	100%

分析結果を表 7.6-11 に示す。IRR=10% を目標とするリファレンスケースでは都市ガス料金の初期値は\$10.35/MMBtu (年率 2%のエスカレーション付き) が必要とされる。経済性は料金と資本費の変化に対して敏感に反応する。社会インフラという性格を考慮して経済性基準を IRR=8%に下げると、この条件を満たす料金の初期値は\$8.67/MMBtu に下がる。さらに、10年のタックスホリデーを織り込むと \$8.55/MMBtu に下がる。同じ基準をみたく税引き前の料金は \$7.35/MMBtu である。

表 7.6-11 都市ガス供給システムの経済評価

		IRR=10%	IRR=8%	10 year Tax Holiday	Interest @5%	Pre-Tax @8%
Initial Toll	\$/MMBtu	10.35	8.67	8.55	8.55	7.35
Average Toll	\$/MMBtu	13.40	11.23	11.07	11.07	9.52
Tax holiday		0 yrs	0 yrs	10 yrs	10 yrs	25 yrs
Annual Escalation		2%	2%	2%	2%	2%
Interest Rate		10%	10%	10%	5%	5%
Throughput						
Capacity	MMcfd	75	75	75	75	75
Utilization	%	50%	50%	50%	50%	50%
Annual Throughput	Bcf	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
LNG equivalent	MTPA	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Economics of Pipeline						
Revenue (25 years)	\$ million	4,948	4,145	4,088	4,088	3,514
CAPEX	\$ million	971	971	971	971	971
OPEX	\$ million	806	806	806	806	806
Direct Tax	\$ million	1,230	919	877	877	0
Profit after tax	\$ million	1,941	1,449	1,433	1,433	1,737
Net Cash Flow	\$ million	1,941	1,449	1,433	1,433	1,737
Net Present Value	\$ million	2	-109	-112	-112	-123
IRR	%	10.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
FIRR	%	11.6%	8.6%	8.5%	11.1%	10.6%
Revenue/CAPEX Ratio		5.1	4.3	4.2	4.2	3.6
NPV/Investment Ratio		0.2%	-11.2%	-11.6%	-11.6%	-12.6%
Government Revenue						
Total Government Revenue	\$ million	1,230	919	877	877	0
NPV	\$ million	176	119	110	110	0
Government's Profit Share (Gross)		38.8%	38.8%	38.0%	38.0%	0.0%

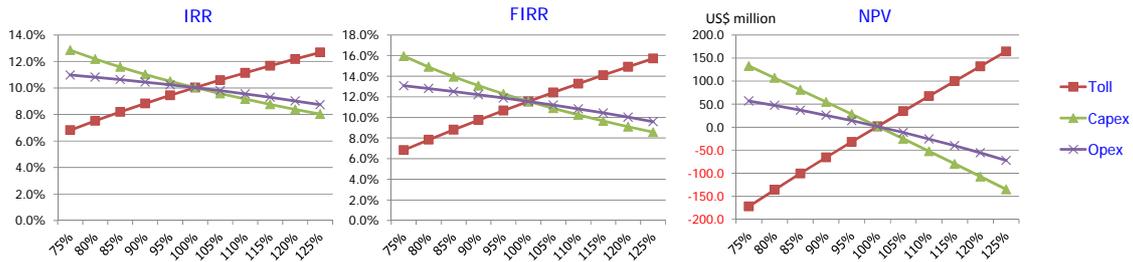


図 7.6-5 都市ガス供給システムの感度分析

このようなシステムは資本集約的で建設や需要の立ち上がりに長い時間がかかる。初期段階の収入は少なく、このためコスト回収はゆっくりとしか進まない。このため、通常の経済性分析手法を適用すると収入と税金はプロジェクトの後期段階でやっと発生するため、プロジェクト期間全体の総収入に対する比率はかなり高くなるを得ない。これは社会インフラを考えるうえで決して望ましいことではない。また、10年のタックスホリデーを適用しても初期段階では課税所得がほとんど発生しないので効果はほとんどない。一方、事業者の現実的な利益水準を考えるとという点から FIRR（財務的 IRR）で経済性を見てみると、低金利融資の効果が大きいことがわかる。

FIRR=10%を達成する都市ガス事業者の料金を金利と融資比率別に示したのが表 7.6-12 である。特に、金利水準の影響が大きい。もし金利が 10%から 5%に引き下げられると、融資比率 60%での所要料金は\$9.48/MMBtu から \$8.10/MMBtu へと 15%も下がる。一方、融資比率のインパクトはそれほど大きくはない。融資比率が 60%~90%に上がった場合、所要料金は 5%程低下する。なお、金利が低ければ、その効果はやや大きくなる。

表 7.6-12 都市ガス料金（FIRR10%）

	No Tax Holiday					10 year Tax Holiday				
	10.0%	7.5%	5.0%	2.5%	0.0%	10.0%	7.5%	5.0%	2.5%	0.0%
Interest Rate	10.0%	7.5%	5.0%	2.5%	0.0%	10.0%	7.5%	5.0%	2.5%	0.0%
Loan Ratio	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
50%	9.60	9.00	8.45	8.00	7.60	9.35	8.82	8.40	8.00	7.60
60%	9.48	8.70	8.10	7.55	7.10	9.20	8.61	8.10	7.55	7.10
70%	9.33	8.45	7.75	7.10	6.60	9.12	8.42	7.72	7.10	6.60
80%	9.17	8.20	7.37	6.70	6.12	9.00	8.22	7.40	6.70	6.13
90%	9.05	7.95	7.05	6.27	5.65	8.88	7.96	7.05	6.27	5.65
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
50%	101.3	94.9	89.1	84.4	80.2	98.6	93.0	88.6	84.4	80.2
60%	100.0	91.8	85.4	79.6	74.9	97.0	90.8	85.4	79.6	74.9
70%	98.4	89.1	81.8	74.9	69.6	96.2	88.8	81.4	74.9	69.6
80%	96.7	86.5	77.7	70.7	64.6	94.9	86.7	78.1	70.7	64.7
90%	95.5	83.9	74.4	66.1	59.6	93.7	84.0	74.4	66.1	59.6

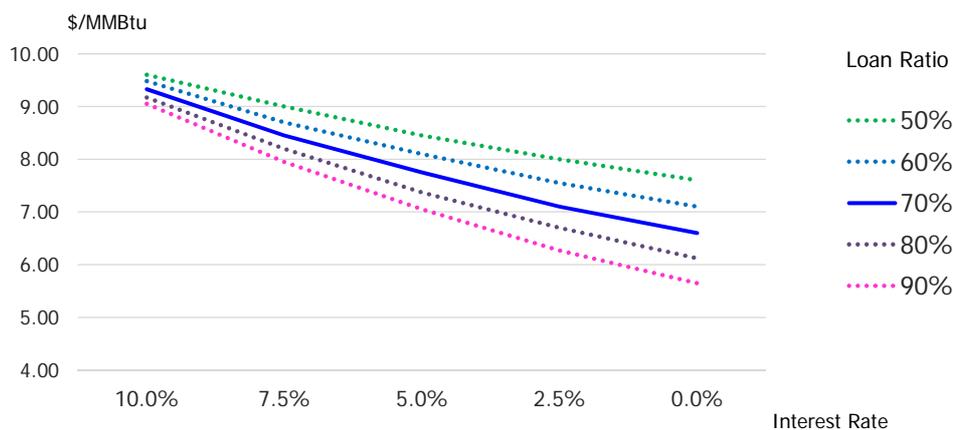


図 7.6-6 都市ガス料金 (FIRR10%)

上記の分析をもとに最終ユーザー向けの天然ガス持ち届け価格を整理してみよう。その内容な次のような項目になる。

- a. Richard Bay LNG 基地着の LNG CIF 価格
- b. LNG 受け入れ基地での LNG 荷役料金
- c. Richard Bay から Johannesburg までのガス輸送料金
- d. 都市ガス事業者の経費
- e. 個々のユーザーへのつなぎこみ費用

現在の LNG 市場は極めて低迷しているので、ここでの分析では、2020 年の欧州市場向け価格として想定した \$6.0/MMBtu を LNG の CIF 価格として採用しよう。LNG ターミナルの荷役料金は 7.2 節で分析したように \$1.00-1.25/MMBtu とする。現在 NERSA が設定している Secunda から Richards Bay までの Lily パイプラインの料金は ZAR 13.34/GJ、つまり \$0.93/MMBtu である。一方、我々の計算でも 30"x500km のパイプラインで負荷率 70%とした場合の料金は \$1.00/MMBtu で、ほぼこれと同じである。これらの受入輸送コストに加え、年間取扱量を LNG 換算 30 万トンとした場合、FIRR = 10%での都市ガス料金は平均 \$9.48/MMBtu となる。これは FIRR = 10%としたときの平均料金であり、一般的に小口ユーザーではこれより高く、大口ユーザーではこれより低い料金が適用されている。ここでは家庭用や小さな料理店などの小口ユーザー向けではこの 150%、中規模工場やショッピングモールなどの大口ユーザー向けは 75%とすると、それぞれ \$14.0/MMBtu と \$7.5/MMBtu になる。

これに加えて、つなぎこみ費用が必要である。これは次のように計算する。家庭用では日本の半額の \$1,000 を想定する。家庭での標準消費量は、表 7.6-8 で説明したように年間 LNG 換算 0.4t もしくは 23MMBtu である。一般消費者の金銭意識の想定期間を 3 年程度とすると、\$1,000 のつなぎこみ費用の支払いは \$14.5/MMBtu 程度の費用と意識されるだろう。($\$1,000 \div (23\text{MMBtu} \times 3 \text{年}) = \$14.5/\text{MMBtu}$)。上記の計算は以下のように集約できよう。

LNG CIF 価格	6.00 \$/MMBtu
LNG ターミナル料金	1.25

ガスパイプライン輸送費.....	1.00
都市ガス経費	14.00
つなぎこみ費用	14.50
合計	36.75 \$/MMBtu

現在 LPG 小売り料金は DOE により設定されている。2016 年 6 月にプレトリアの 1 ユーザー向けに配送された実際の LPG 価格は VAT 前で ZAR 23.6/kg、換算すると \$36.3/MMBtu であった。9kg のシリンダーでの配送では、LPG 本体価格が ZAR22.0/kg、配達費が ZAR1.6/kg であった。このことは LNG が家庭用の分野において競争力があることを示唆している。加えて、上記で想定したつなぎこみ費用 14.40 ドルは、いったん都市ガスの供給が始まってしまえば、忘れ去られると思われる。そうすると、消費者は LNG を使った都市ガスは結構安いと感じるようになるだろう。上記の計算は比較的高めのコスト積算をもとにしてある。また、ここで想定したよりも大きな基幹需要が出てきてシステムの稼働率が上がれば、単価はかなり下がるだろう。

産業部門や商業部門などのユーザーでは、もっと消費量も大きく経済性の想定期間も長くとるだろうから、つなぎこみ費用単価はこれよりかなり安くなるだろう。また、ガス転換によって環境対応も容易になる。電気と同様買い付けや在庫管理が不要という点では、管理費を大幅に削減できる効果も期待できよう。

上記の計算では、LNG 換算年間 30 万トンを生産する中規模程度の都市ガスシステムを想定した。しかしながら、十分な量の需要を開拓できれば、ここに想定したシステムではもっと多くの量の天然ガス需要に対応することが可能である。図 7.6-7 に需要拡大に伴う都市ガス料金の変化を示す。

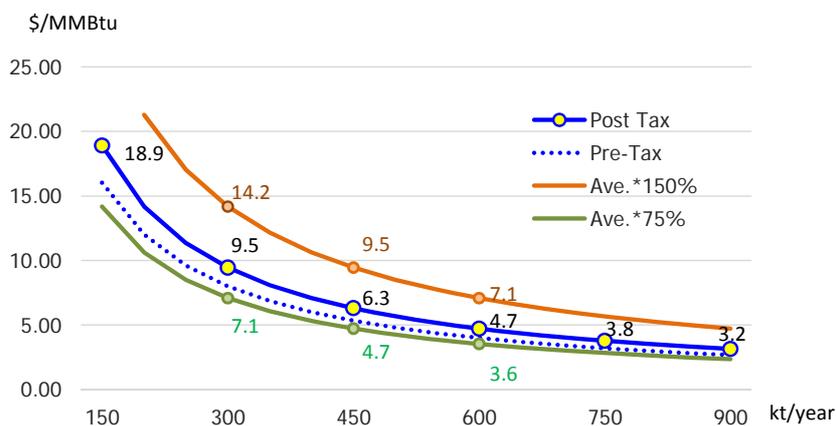


図 7.6-7 取扱量と都市ガス料金の変化

上記の計算では、取扱量が LNG 換算 30 万トン/年のときの都市ガス料金 9.5 ドル/MMBtu は取扱量が 45 万トンになると 6.3 ドル/MMBtu に、取扱量が 60 万トンになると 4.7 ドル/MMBtu に低下する。小口ユーザー向けのボリュームファクター：150%を適用すると、都市ガス取扱料金は 14.2 ドル/MMBtu から 45 万トンケースでは 9.5 ドル/MMBtu に、60 万トンケースでは 7.1 ドル/MMBtu へと顕著に低下する。大口ユーザー向けはボリュームファク

ターを 75%とすると、7.1 ドル/MMBtu から 4.7 ドル/MMBtu、3.6 ドル/MMBtu へとそれぞれ低下する。

一定規模の需要が集約的に確保できる場合、LNG による都市ガスシステムの構築は充分効果的であると考えられる。ただし、上記に分析したように、市場規模と投資額との関係が都市ガス配送コストに大きな影響を与える。本調査では、粗々の仮定を前提としたケースを検討したが、ハウテン州での都市ガスシステム構築の可能性について地域のエネルギー需要事情を織り込み、より掘り下げた調査を行うことは充分価値があると考えられる。

第8章 南ア国における天然ガス導入への取り組み

本章では、これまで進めてきた分析を踏まえ、南ア国において天然ガス導入をどのように進めるべきかの道のを検討する。天然ガスは近代社会にふさわしいエネルギーと目されているが、これまで天然ガスを導入してきた小資源諸国の経験に照らしてみても、導入がすんなりと進んできたわけではない。画期的な社会経済目標を実現するにあたっては常に強力な政治的動機付けや粘り強い努力が必要であったことは論を待たない。

8.1 分析結果のまとめ

8.1.1 南ア国における天然ガス供給の選択肢

これまでに南ア国で発見された天然ガス資源の量は極めて限られている。これまで同国の南岸及び西岸沖の海上で合計 2.2Tcf の天然ガス資源が発見されているが、そのほとんどが 20 世紀に発見されたもので、表 3.2-2 に示すように現在の残存可採埋蔵量は 0.9Tcf、このうち既存の生産設備で生産可能なものは僅か 0.3Tcf である。国内生産量は全量が Mossel Bay にある PetroSA の GTL プラントで使用されている。既存ガス田は何十年もの生産を経て減退が激しくなっている。しかしながら、同国ではここ 10 年の探鉱活動は極めて不活発で、目ぼしい発見もなされていない。

在来型ガス資源に加え、大カルー盆地には膨大な量の非在来型天然ガス資源、すなわち炭層ガス (CBM) やシェールガスが存在すると期待されている。しかしながら、CBM の探鉱はごく少数の独立系石油会社が着手したばかりで、シェールガスについては国際石油会社 (IOC) が何年も前に探鉱免許を申請したが、いまだに政府で審査中である。国際的に石油天然ガスの探鉱が停滞している状況に加え政府の対応が遅いことから、非在来ガス資源はまだしばらくの間「夢の資源」の域を出ることはないであろう。

総じて、今後 10 年間は国内天然ガスの生産が増加する様子はない。むしろ、天然ガスを原料として使用している PetroSA の製油所では原料ガスの不足が深刻な問題になるであろう。

他方、南ア国では石炭を原料とする合成ガスを SASOL が過去何十年にもわたり供給してきた。これはアパルトヘイト時代の遺物ともいえる技術で燃料を大幅に浪費するものである。現在 SASOL は高品質のガスをハウテン州の Secunda プラントからリリーパイプラインを通してクワズルナタール州に供給している。しかしながら、SASOL でプラントを拡張する計画はない。

国産ガスの供給に加え、南ア国ではモザンビークの Pande・Temane ガス田からパイプラインで天然ガスを輸入している。輸入量を増加するにはガス田とパイプラインの能力を增強する必要がある。SASOL は生産拡張を提案しているが、まだその交渉は本格化していない。モザンビークの北東部にある Ruvuma 盆地では巨大な量の天然ガスが発見されている。しかしながら、このガスは大水深鉱区で発見されたものであり、7.2 節で分析したように、

将来の LNG 供給の選択肢の一つとみるべきであろう。南ア国の需要中心地までの距離は遠く、パイプラインを成立させるためには大規模な消費需要を確保しなければならないが、これは非現実的である。また、パイプライン輸入を実現する上ではモザンビーク国内で野心的な国内ガス利用計画が進んでいることに配慮する必要があり、開発計画の実現を複雑なものとしている。したがって、モザンビークからのパイプラインによる天然ガスの輸入は直近で検討可能な選択肢ではなく、将来の 2 次的な選択肢とみておくべきであろう。

ボツワナでは小規模の独立系企業が CBM の探鉱を進めており、南ア国への供給も提案されている。しかし、現在までに確認されている CBM 資源の量はごく限られたもので、開発可能な資源量を確認するまでにはかなりの時間がかかりそうである。これもまた長期の選択肢の一つと言わざるをえない。

一方、21 世紀に入って以来、世界では LNG の供給が急速に進んできた。そして、米国のシェール革命によりさらに加速している。世界の LNG 供給は少なくともあと 10 年は十分豊富であると見込まれている。これに加え、南ア国は世界の主要 LNG 供給国のほとんどから供給を受けることのできる有利な場所に位置している。中東やオーストラリアの北西大陸棚からはタンカーで 10 日ほどの航海日数である。⁵² もちろん LNG 受け入れ設備の建設は必要だが、LNG は最も信頼のおける持続可能な天然ガス供給源であると考えられる。

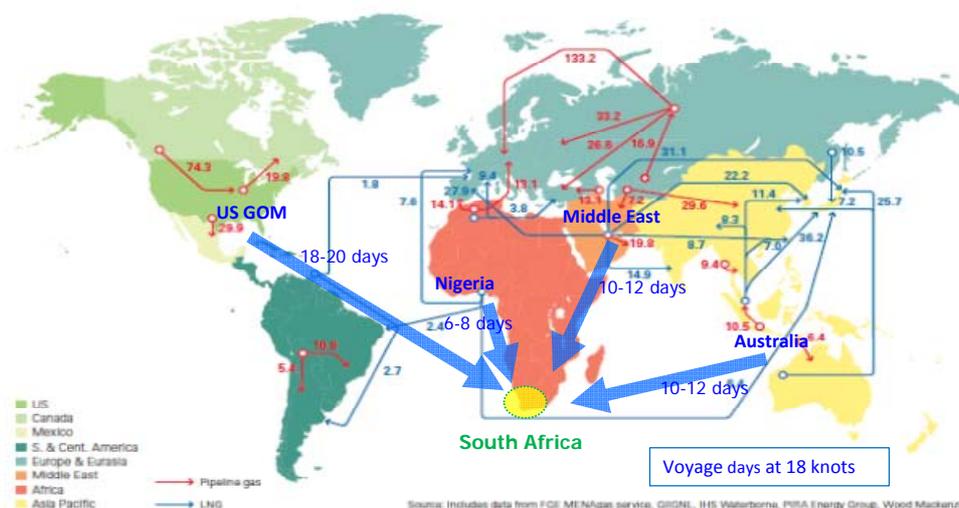


図 8.1-1 南アを取り巻く LNG 供給ソース

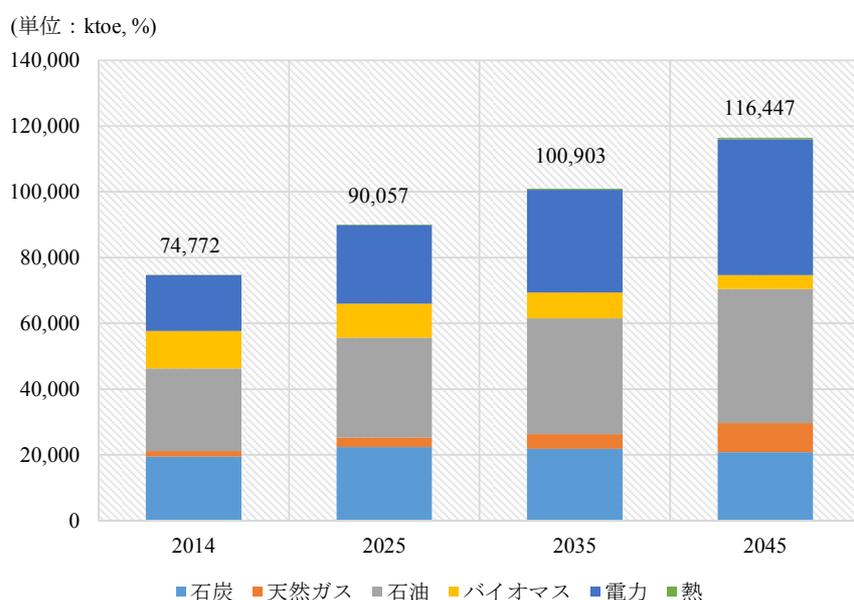
上記の分析から、今後 10 年の天然ガス供給を見通した場合、LNG が唯一の信頼おける、いつでも入手できるガスソースであるとみなすことができよう。

⁵² LNG タンカーの巡行速度を 18 ノットで計算すると、Richards Bay まではカタールのドーハとオーストラリアの北西大陸棚からは約 10 日、メキシコ湾からは 20 日、ナイジェリアからは 7 日の航海日数であり、モザンビークのルヴァ盆地からは僅か 3 日である。

8.1.2 エネルギー・天然ガス需要見通し

(1) エネルギー源別最終エネルギー消費

南アの最終エネルギー消費は、2014年の74,722 ktoe（石油換算 1,000 トン）から年平均1.4%で増加し、2045年には116,447 ktoeに達する。同期間のGDP成長率に対するエネルギー弾性値は0.4である。図8.1-1は南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測を示している。2045年の各エネルギー源のシェアを見ると、石油35.0%、電力35.5%、石炭17.9%、天然ガス7.5%、バイオマス3.6%、熱0.4%となっており、石油のシェアはほぼ横ばいである。石炭とバイオマスの消費の一部は、環境問題や近代的な燃料利用の推進により電気と天然ガスにシフトされる。



(出所) JICA 調査団

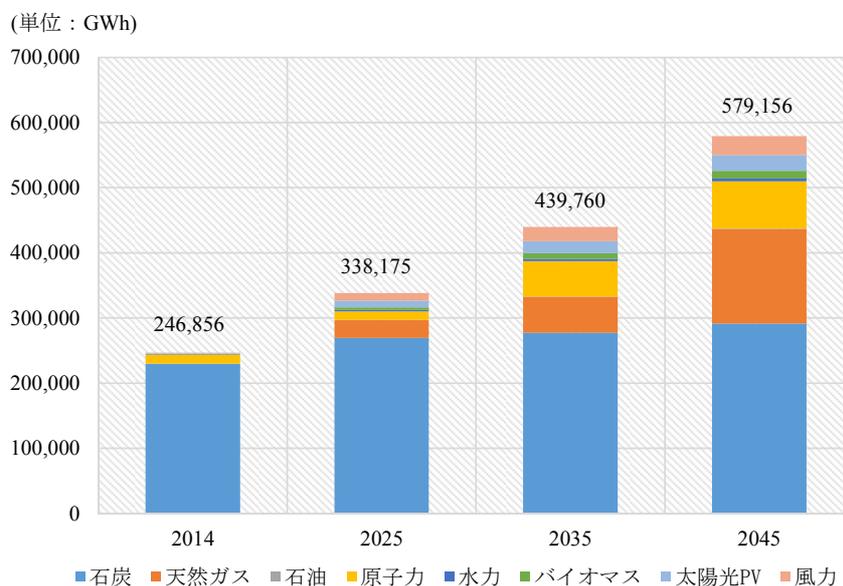
図 8.1-2 南アのエネルギー源別最終エネルギー消費予測（2013~2045年）

(2) 電力供給

図8.1-3に示すように、南アの発電電力量は、2014~2045年までに年平均2.8%で増加し、2045年には579 TWhに拡大し、2014年の247 TWhに比べ2.3倍に増える。2045年の総発電量を燃料別で見ると、石炭50.3%、天然ガス25.1%、原子力12.5%、再生可能エネルギー11.2%、石油0.1%となり、燃料別構成比の多様化は進んでいる。2014年では、総発電量の93.1%が石炭に依存していたが、2045年の石炭火力の比率は50.3%に低下する。特に天然ガスによる発電の拡大は著しく、2045年には総発電量に占める天然ガスの比率は25.1%と推計している。

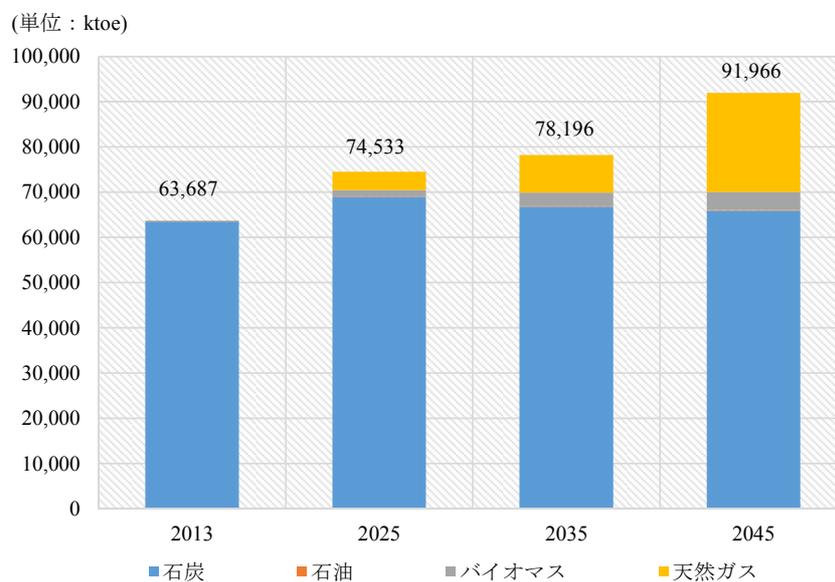
図8.1-4は、南アの火力発電部門（原子力、水力、再生可能エネルギーを除く）の燃料消費量の予測を示している。2014年の実績では、南アの火力発電用燃料は、99.8%が石炭に依存していた。しかし、天然ガスの導入によりガス火力発電量が増え、発電部門における天然

ガスの需要量は、2025 年が 4,081 ktoe（LNG 換算で約 310 万トン）⁵³、2035 年が 8,292 ktoe（同約 640 万トン）、2045 年が 21,928 ktoe（同約 1,690 万トン）に達する。



(出所) JICA 調査団

図 8.1-3 南アの燃料別発電量の予測（2013～2045 年）



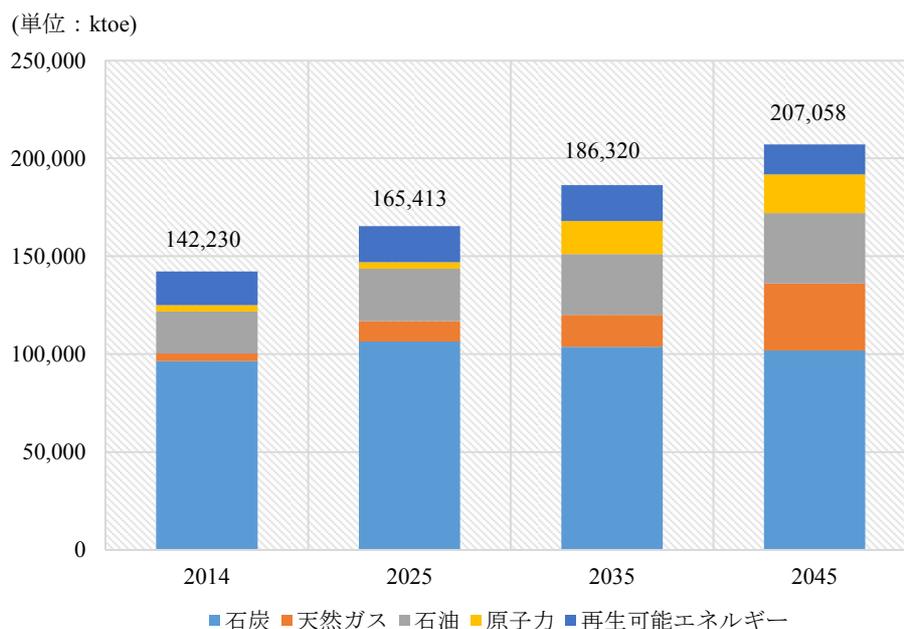
(出所) JICA 調査団

図 8.1-4 南アの火力発電部門の燃料消費の予測（2013～2045 年）

⁵³ 1 ktoe=768.26 トン LNG

(3) 一次エネルギー供給

図 8.1-5 に南ア 2014～2045 年までの一次エネルギー供給量を示す。一次エネルギー供給は、2014 年の 142,230 ktoe から 2045 年の 207,058 ktoe へ年平均 1.2 % で増加する。2014～2025 年までの短期年平均増加率 1.4 % に比べ、2045 年までの長期年平均増加率 (1.2 %) の方が若干低くなる。一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率は、2014 年の 2.7 % から 2045 年の 16.5 % に拡大し、石炭に次ぎ、重要なエネルギー供給源となる。



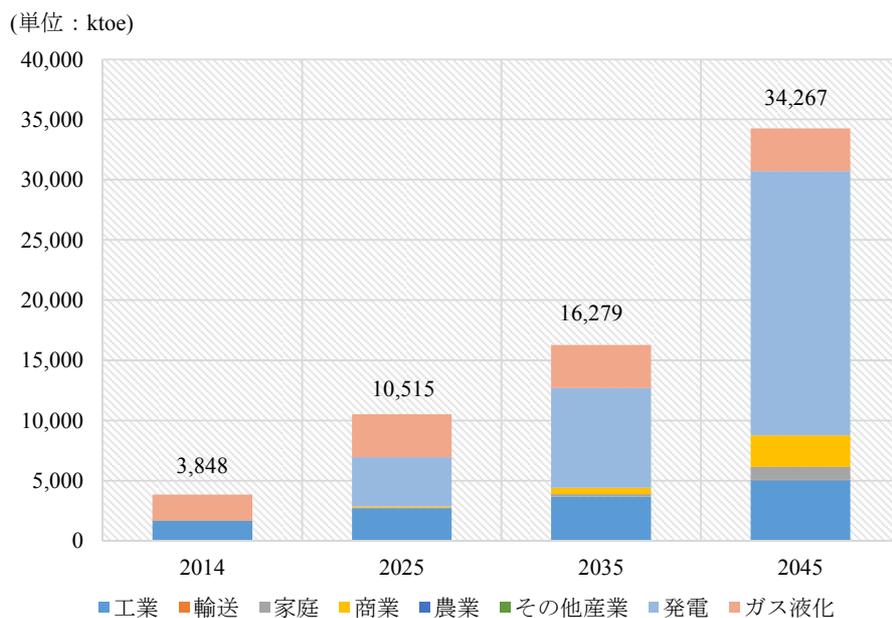
(出所) JICA 調査団

図 8.1-5 南アの一次エネルギー供給量の予測 (2013～2045 年)

(4) 今後の天然ガス需要

図 8.1-5 は、南アの天然ガス需要予測を示している。2014 年の天然ガス需要量は 3,848 ktoe で、主に工業部門 (1,698 ktoe、44.1%) と天然ガス液化 (GTL) プラント (2,149 ktoe、55.8 %) で消費されている。同年の工業部門における天然ガス需要をみると、鉄鋼業 (236 ktoe、13.9%)、化学産業 (933 ktoe、54.9%)、非金属産業 (314 ktoe、18.5%)、非鉄産業 (14 ktoe、0.8%) とその他一般産業 (201 ktoe、11.8%) となっている。

本モデルの推計結果では、天然ガスの一次エネルギー供給は、2014～2045 年まで年平均 7.3 % で増加し、2014 年の 3,848 ktoe から 2045 年の 34,267 ktoe へ約 9 倍に拡大する。天然ガス需要は主に発電部門と民生部門を中心に拡大し、特に発電部門では、2045 年の天然ガス需要量は、全体の 64.0 % (21,928 ktoe) を占めている。工業部門における天然ガス需要は、一定なポテンシャルを持っており、2045 年まで年平均 3.6 % で拡大し、2045 年には 5,035 ktoe に達し、同年の全体需要量に占める比率は 14.7% である。輸送と商業部門における天然ガス需要は、今後限定的なポテンシャルを持っており、地域限定または小規模な導入が進められるが、政策支援が不可欠である。



(出所) JICA 調査団

図 8.1-6 南アの天然ガス需要予測 (2013~2045 年)

8.1.3 LNG とパイプラインによる天然ガスの輸入

天然ガスの輸入は LNG の形で、あるいは国際パイプラインにより行われることになるだろう。表 8.1-1 に、7.2 節で実施した IRR=10%の達成を目標として計算した分析結果を示す。LNG ターミナルのコストは概ね 1.0~1.3 ドル/MMBtu の範囲に入る。LNG の液化コストが約 4 ドル/MMBtu、海上輸送費が 1~2 ドル/MMBtu であることを考慮すると、モザンビークの Ruvuma 盆地からの長距離パイプラインはほぼ LNG と競合可能とみなすことができる。しかしながら、このような巨大プロジェクトを成立させるには、LNG 換算で年間 500 万トンを超えるような巨大な需要を確保しなければならない。これは決して簡単な仕事ではない。したがって、Ruvuma ガスパイプラインは直近の選択肢と考えるのは困難で、将来のオプションのひとつとして考えるべきであろう。

表 8.1-1 LNG 基地とパイプラインの経済評価

	Quantity	Toll at 10% IRR	
		Post Tax	Pre-Tax
	MTPA	\$/MMBtu	\$/MMBtu
LNG Onshore Terminal	2.50	1.24	1.00
FSRU	1.50	0.98	0.80
Ruvuma Pipeline	5.40	5.05	4.05

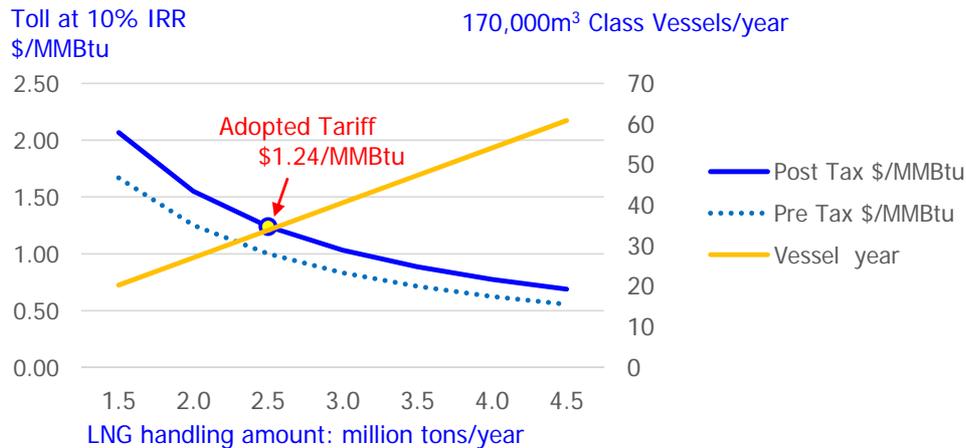


図 8.1-7 取扱量別 LNG ターミナルコスト

LNG ターミナルは資本集約度の高い施設であり、所要の取扱い度はターミナルで扱う LNG の量により左右される。本調査では、現在南アフリカで考えられるガス需要の規模を勘案して、年間取扱量を 250 万トンと設定し、以下に規定する供給の安全保証を考慮に入れ、1.25 ドル/MMBtu を取扱料金として他の分析に適用する。しかしながら、将来同国でのガス化が進み、年間取扱量が増加すれば、図 8.1-7 に示すようにこの料金は引き下げることができるだろう。上記の計算には LNG の貯蔵量の追加は織り込んでいない。南ア国は他の LNG 輸入国とはかけ離れた場所に位置しているため、同国向けの LNG タンカーに何らかの支障が生じた場合、救援を求めることは容易ではない。したがって、エネルギー安全保障上何らかの戦略的備蓄を考えておくべきであろう。

例えば、表 8.1-1 では、FSRU での LNG 取扱料金は陸上基地での料金よりも安いと計算されているが、表 8.1-2 に示すように、その操業条件は極めてタイトである。

表 8.1-2 LNG ターミナルの操業条件

	Quantity	Tank Space	Cargo Size	Stock	
	MTPA	m ³	m ³	m ³	days
Onshore LNG Terminal	2.50	360,000	170,000	190,000	12.1
FSRU	1.50	170,000	135,000	35,000	3.7
Ratio	60%	47%	79%	18%	31%

(Note) LNG with heat value of 43 MJ/m³ and SG of 0.435

ここで、陸上 LNG 基地では、18 万 m³×2 基のタンクの設置を予定する。最近の一般的な新造 LNG 船のカーゴのサイズを 17 万 m³ を想定すると、年間取扱量を 250 万トンとする場合、新着の LNG を受け入れる直前の在庫は最大で 12 日分である。しかし貯蔵量 17 万 m³ の FSRU ケースでは、旧式タンカーを使用するとして、カーゴのサイズを小さめの 13.6 万 m³ とした場合でも、年間取扱量を 150 万トンとすると、揚げ荷時の手元在庫は最大でわずか 3.5 日分しかない。

供給の安全保証を検討するため、新規カーゴ到着直前の手元在庫を 1) FSRU 単体 2) FSRU

+ 陸上タンク 1 基または陸上タンク 2 基の陸上ターミナル 3) FSRU + 陸上タンク 2 基または陸上タンク 3 基の陸上ターミナル の各ケースについて以下に比較する。

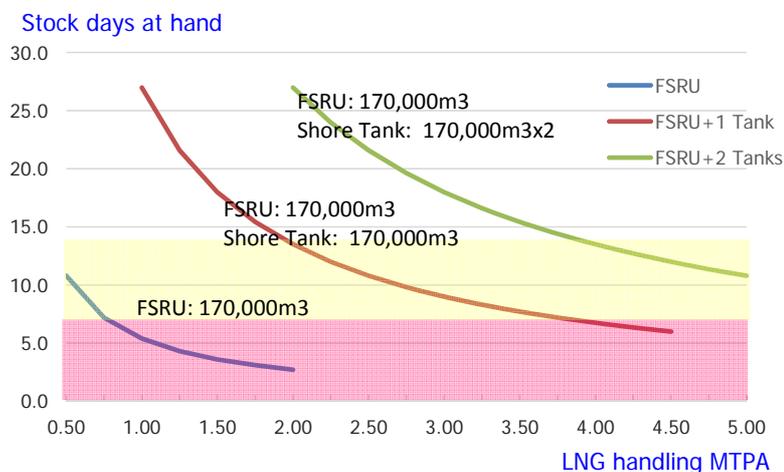


図 8.1-8 新規カーゴ到着時の最大貯蔵日数

国際的なタンカーオペレーションでは、石油ガス企業は一般的に 2 週間分の運用在庫を確保している。これは、前航での予定変更や荒天などの影響を受けて 1 週間程度の遅れはしばしば発生するためである。南アフリカは他の LNG 市場、LNG タンカーの国際航路やほとんどの LNG の供給地点などから遠く離れている。このため、LNG 輸入による天然ガスの供給を実施するにあたっては、適切な量の手元在庫を確保し、安定操業を保証することが必要である。したがって、国家安全保障の観点から見て、戦略備蓄を検討することが望ましいといえよう。

8.1.4 ガスプロジェクトの経済性

第 7 章で実施した様々なガスプロジェクトのフィージビリティ分析の結果を表 8.1-3 に整理した。ここで対象としたプロジェクトは肥料やメタノールを生産する化学産業、GTL、MTG、DME を生産する液体燃料産業および自動車向けに天然ガスを供給する CNG ステーション事業である。これに加え、現在沖合ガス田で生産される原料ガスが急速な減退を経験している PetroSA の Mossel Bay GTL 製油所の原料として LNG を供給することの可能性も検討した。これらの検討結果は以下のように要約できよう。

- a. LNG を原料として使用する場合、肥料やメタノール製造などの化学産業は製品を国内市場向けのみ販売する場合は限界的ながらも経済性を確保できる。CAPEX が 20%削減されればこれらのプロジェクトはコマーシャルな範囲に入ってくる。しかしながら、このためには十分な国内需要が存在しなければならないが、南アの現状はそうではない。プロジェクト事業者が製品の一部を国際市場で安値で販売せざるをえない場合、プロジェクトの経済性は相当悪化する。安価な国産ガスが十分な量で供給される場合のみ、これらのプロジェクトは輸出市場向けとして

も安心して展開できるだろう。

- b. LNG を原料として使用する場合、GTL、DME、MTG などの液体燃料生産事業の経済性は全く成立しない。資本費を 20%削減された場合でも、この結果に変わりはない。これは液化の革新技术である F/T 合成プロセスで多量の熱量が失われるからである。安価な国産ガスが十分な量供給される場合に、これらのプロジェクトはコマーシャルとなる。
- c. これらの事業とは対照的に、LNG を利用した自動車向け CNG の供給は良好な経済性を示している。しかしながら、個々の事業規模は極めて小さく、このような事業を実現するには総合的な交通政策の下で多くの事業を集約した形で展開することが求められる。加えて、LNG の輸入および都市ガス供給システムが巨大な事業規模となり LNG ビジネスを成立させるに至る基礎需要を提供可能な他のガス消費者によって確立されることが前提となる。
- d. Mossel Bay GTL 製油所の原料ガスとして LNG を供給することの経済性は良好である。しかしながら、第 7 章で検討したように、その経済性は石油製品価格と LNG 価格とのバランスに大きく依存している。したがって、プロジェクトのシナリオを注意深く検討したうえで最終投資決定を行うことが求められている。

表 8.1-3 ガスプロジェクトのフィージビリティ分析結果

Base Case (LNG Terminal Toll: \$1.25/MMBtu)

			Fertilizer	Methanol	GTL	DME	MTG	CNG	PetroSA GTL
Plant Size			1.3 MTPA	1.0 MTPA	30,000 bpd	0.25 MTPA	0.23 MTPA	10,000m ³ /d	45,000bpd
Gas Consumption	Daily	MMcfd	80	100	268	35	60	0.35	402
	Annual	LNG kt	582	728	1,950	255	437	2.6	2,925
	25 years	Bcf	647	809	2,211	289	396	2.7	3,317
Project Economics									
IRR: LNG	Post-tax	%	8.3	8.8	3.3	-0.6	NA	10.9	34.0
Reference Case	Pre-tax	%	10.4	10.7	4.5	-0.6	NA	13.5	42.5
IRR: Indineous Gas	Post-tax	%	14.1	20.6	12.0	12.0	7.0	22.9	NA
\$3.00/MMBtu	Ppre-tax	%	17.2	24.5	14.9	14.9	8.9	27.9	NA

For CNG, city gas charge is assumed at \$4.0/MMBtu

Alternative Case (LNG Terminal Toll: \$1.00/MMBtu, CAPEX:80%)

			Fertilizer	Methanol	GTL	DME	MTG	CNG	PetroSA GTL
Plant Size			1.3 MTPA	1.0 MTPA	30,000 bpd	0.25 MTPA	0.23 MTPA	10,000m ³ /d	45,000bpd
Gas Consumption	Daily	MMcfd	80	100	268	35	60	0.35	402
	Annual	LNG kt	582	728	1,950	255	437	2.6	2,925
	25 years	Bcf	647	809	2,211	289	396	2.7	3,317
Project Economics									
IRR: CAPEX=80%	Post-tax	%	10.6	10.8	5.8	1.9	NA	13.8	40.0
Reference Case	Pre-tax	%	13.1	13.0	7.6	2.7	NA	16.9	50.4
IRR: Indineous Gas	Post-tax	%	16.5	24.4	14.6	14.5	8.9	26.7	NA
\$3.00/MMBtu	Ppre-tax	%	20.1	28.8	18.0	17.8	11.2	32.4	NA

(Note) All products are sold solely in the domestic market.

要約すれば、LNG をガス産業の原料として使うというアイデアは現在の石油ガス市場の状況の下ではフィージブルとは言えない。これらの産業の展開は、安価な国産ガスが十分な量入手可能になるとか、石油価格が相当程度上昇する中で LNG 価格の低迷が続くような事態が起きたときのみ検討可能となろう。

一方、CNG 事業については、良好な経済性が確認されており、これらの小規模ガス事業者向けの都市ガス供給システムを展開する事業の可能性を検討する価値は充分あるだろう。これについては、次節で説明する。

8.1.5 小規模ユーザー向けの天然ガス供給

ガスを原料とする産業でも、天然ガスの利用に加え、小規模ユーザー向けに天然ガスを配送する可能性について、a) タンクローリーによる LNG の輸送と b) 都市ガスシステムの展開 を検討する

図 8.1-8 に IRR=10%を達成するためにパイプラインとタンクローリーの輸送料金比較を示す。パイプラインの場合 LNG は LNG 基地で再ガス化されているため、ここでは気化コストは含まない。一方、タンクローリーコストにはサテライト基地での気化コストを含む。少量の天然ガス輸送では、タンクローリーと LNG サテライト基地を組み合わせたシステムが極めて有利である。

これに加えて、パイプラインはある地点から他の地点に向けて天然ガスを大量に輸送できるのに比べ、タンクローリーの場合はある一定の範囲に分散して存在するユーザーを対象に少量のロットで LNG を配送することができる。したがってその場合は分散して存在する小規模需要を集合的に拾い上げることができる。もちろん、各需要家では、気化設備を備えることが必要になるが、それは経済性を大幅に悪化させるほど高価なものではない。さらに、地域需要がある程度の規模まで拡大すれば、将来はタンクローリー輸送に代えてパイプラインを建設することも可能になるだろう。

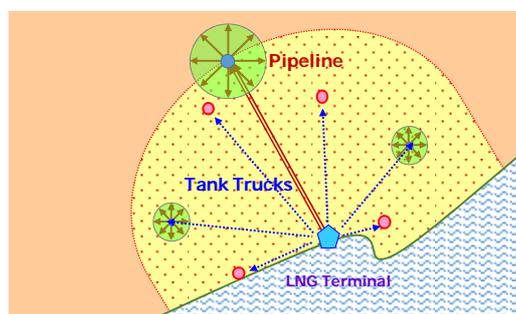


図 8.1-9 パイプラインとローリーの供給地域

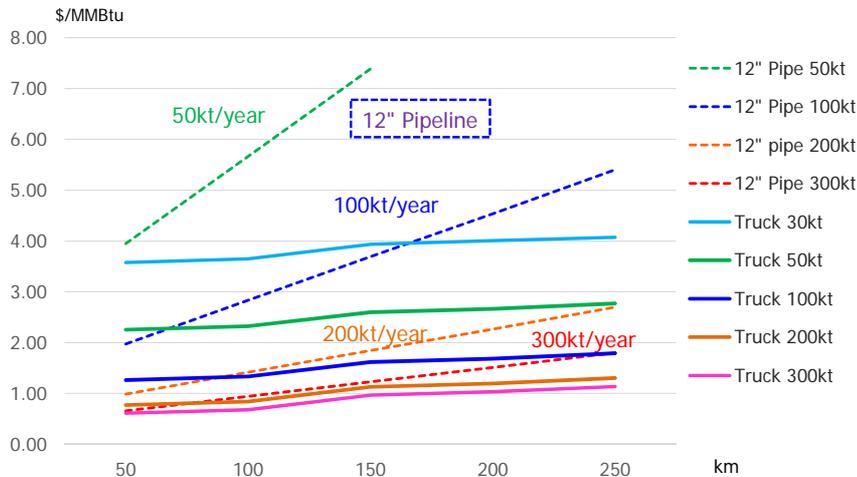


図 8.1-10 パイプラインとタンクローリーの比較

さらに、7.6.3 項では LNG 換算 30 万トンのガス供給目標を前提として、ヨハネスブルグ地区の既存都市ガスシステムを拡張するケースを検討した。ここでは積み上げ計算を行ったが、1,000 ドルの一時的な繋ぎ込み費用の支払いを考慮した一般住民向けの都市ガスの持ち届け価格は、LNG の CIF 価格を 6 ドル/MMBtu とした場合、37 ドル/MMBtu 程度となる。これは現在 NERSA が設定している LPG 小売価格の 37.3 ドル/MMBtu とほぼ同じである。繋ぎ込み費用は一過性の支払いであり、ガスの供給が始まれば消費者は都市ガスが LPG よりかなり安いと感じるようになるだろう。

このように、都市ガス事業展開計画の検討は充分価値があると思われる。しかしながら、消費者は一般に保守的である。このような計画を実施に移すうえでは、一般の人々が喜んで受け入れるような計画を立て、それを積極的に推進することが必要である。

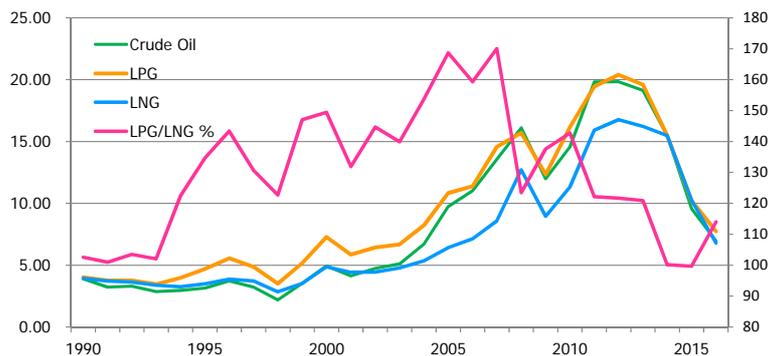


図 8.1-11 LPG と LNG の日本 CIF 価格の推移

最近の世界エネルギー市場の展開を見ると、中小規模のガス利用者向けには LPG が効果的な選択肢であると考えられる。かつて LPG は LNG よりもかなり割高であった。LPG は設備費がそれほど効果ではなく、小ロットでも取扱可能である。加えて、LPG は原油、天

然ガス、製油所での原油処理により付随的に生産される商品である。このような事情から、供給の変動幅が大きかったためである。しかしながら、近年では米国でのシェールガスおよびタイトオイル生産に伴って、相当量のLPGが供給されるようになった。この結果、LPGの価格はLNGとほぼ同じレベルまで低下した。現在の供給の豊富な状況はしばらく続くものと期待される。

LPGの輸入や配送はLNGのように大規模な基礎需要を必要とせず、比較的小規模のコストで実現可能である。LPGは商業部門および家庭部門でのガス利用を推進するうえで、容易で手早い選択肢といえよう。

8.2 電力危機を救う都市ガス

系統電力への太陽光発電（PV）の供給量が増加するのに伴い、いわゆる「ダック・カーブ現象」が起きて電力供給の時間的なバランスが崩れ始めている。日中は太陽光発電からの供給が多く、他の発電所の操業は抑えられることになる。しかし、日没後は太陽光発電からの電力は得られず、他の電源の発電ピークが夕方に移行している。この現象は特にカリフォルニアで経験されている。南ア国でも太陽光発電の普及が強力に推進されているため、朝方と夕方のピークシェーピングが今後は問題になってくる可能性がある。

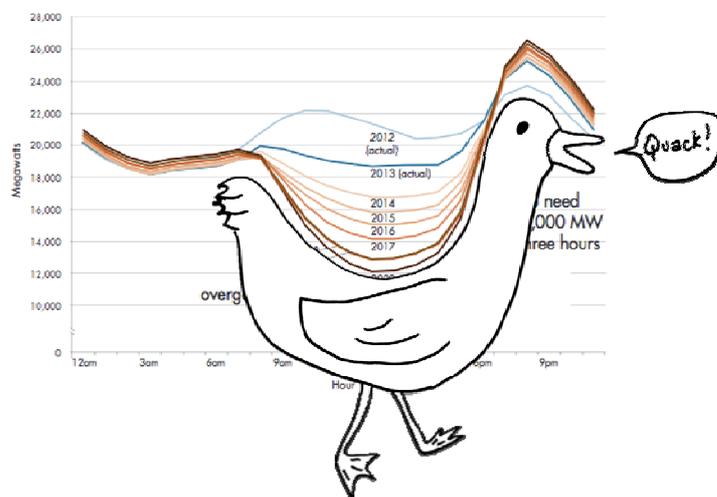
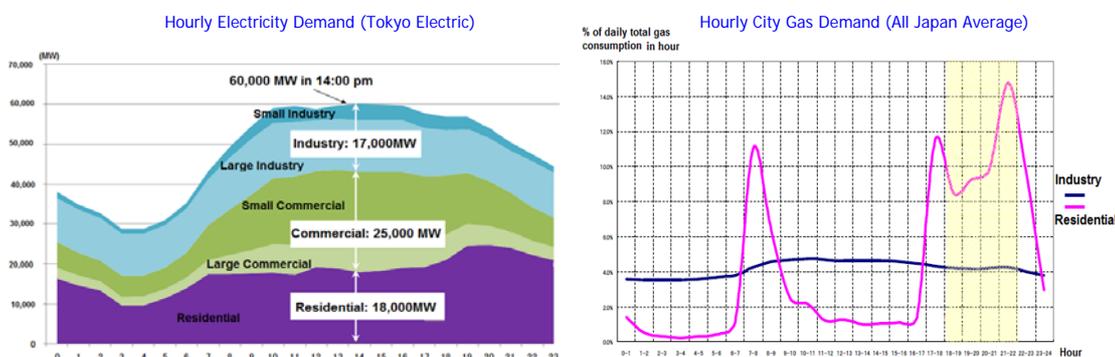


図 8.2-1 南アのダック・カーブ現象

都市ガスシステムの導入により、この問題を緩和することができるだろう。南ア国では調理や暖房などに電力が広く利用されている。日本の場合、図 8.2-2 に示すように、家庭用の夕方の電力需要ピークは商業部門の需要が低下することで吸収されており、トータルバランスではまだダック・カーブ現象は見られない。これとは対照的に、調理・温水・暖房用を中心とする家庭部門の都市ガス需要は朝方と夕方に集中している。このことから、都市ガスシステムの導入により夕方の電力需要をかなりの程度引き下げることが期待される。特に、暖房のために冬季のエネルギー消費が増加する Gauteng 州では、都市ガスシステムは

電力供給システムの救世主となるだろう。電力とは異なり、都市ガスの場合は必ずしも同時同量供給を必要としない。パイプラインでは、±10%前後の圧力変化が許容可能である。これ以上のフレキシビリティが必要な場合は、ガスホルダー（タンク）を建設して対応能力を補強すればよい。



(Source) Tokyo Electric Power Company and Japan Gas Association

図 8.2-2 日本の電力及びガスの日負荷曲線

図 8.2-3 に示すように、日本では住宅部門の都市ガス消費のシェアは約 30%である。つまり、住宅用ガス需要はガスや電気の総需要に対してかなりのインパクトを持っている。

ピークシェーピング発電所の建設に比べ、都市ガスシステムの展開コストは相当程度安い。また、発電ロスや送電ロスを回避できる点でも、エネルギー効率の高いシステムである。

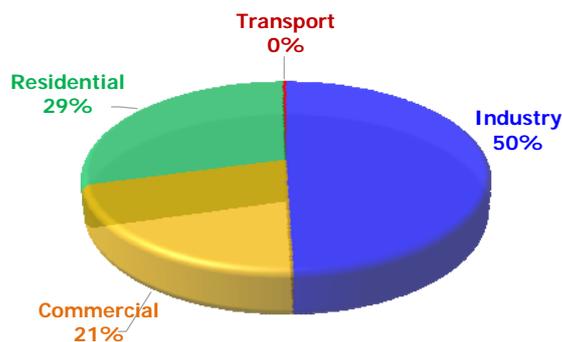


図 8.2-3 日本の都市ガス需要

ここで議論したように、我々の大まかな分析では、都市ガスシステムの展開の経済性は良好である。したがって、総合的なエネルギー計画の推進という視点に立って、LNG をベースとした都市ガスシステム展開の可能性を検討することを推奨したい。

8.3 今後の取り組みの方向

現在検討中の総合エネルギー計画（IEP）案では意欲的な天然ガスの導入が計画されており、エネルギー安全保障の改善と GHG 排出量の削減を目指して南ア国の経済構造を改造することが目標とされている。これにより、第 4 章で議論したように天然ガス供給の所要量は大幅に増加する。これに基づくガスの所要量を以下の 2 つのケースについて計算し、その結果を表 8.3-2 に示した。

ケース A：国内では新規のガス発見はなく、国産ガスの生産は減退を続ける。モザンビークの Pande・Temane ガス田からの天然ガス輸入は現在のレベルにとどまる。

ケース B：国内の在来型天然ガスの生産は大水深鉱区での新規発見により増加する。また、大カルー盆地での非在来型天然ガスの開発も進む。Pande・Temane ガス田および周辺鉱区からのパイプラインによる天然ガス輸入が大幅に増加する。

表 8.3-1 南アのケース別天然ガス供給

		2014	2025	2035	2045
Gas Demand		ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
	GTL	2,149	3,568	3,568	3,568
	Power	0	4,081	8,292	21,928
	Industry	1,698	2,719	3,681	5,035
	ResCom	2	146	731	3,688
	Total	3,848	10,514	16,272	34,219
Gas Supply					
Case-A		ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
	Production: Conventional	869	500	0	0
	Import: Pande \$ Temane	2,979	3,000	3,000	3,000
	Sub-Total	3,848	3,500	3,000	3,000
	Additional Import	0	7,014	13,272	31,219
	LNG Equivalent (kt)	0	5,396	10,209	24,015
Case-B	Production: Conventional	869	500	1,000	1,000
	Unconventional	0	500	5,000	10,000
	Import: Pande \$ Temane	2,979	5,000	10,000	10,000
	Sub-Total	3,848	6,000	16,000	21,000
	Additional Import	0	4,514	272	13,219
	LNG Equivalent (kt)	0	3,472	209	10,169

表に示すように、ケース A での天然ガス輸入は高めとなり、2025 年での LNG 換算輸入量は年間 500 万トンを超え、その後も急速に増加する。ケース B での輸入所要量は少なめだが、それでも 2025 年には LNG 換算で年間 300 万トンを超え、その後も中程度の速度で増加する。これらの計算を基にすれば、南アでの LNG 輸入量は 2025 年には 300 万～500 万トン、2040 年頃には 1,000 万～2,500 万トンに到達する。

上記の計算を基にすれば、天然ガス導入計画を実行するには、近い将来複数の LNG 受入基地を建設する必要があることが明らかである。ただし、これらの計画は十分な基礎需要を提供するガス発電所の建設計画により裏打ちされるものでなければならない。このような手順が成功裏に完成すれば、小規模ユーザー向けの LNG 供給も可能になるだろう。Mossel Bay の GTL 製油所原料としての LNG 供給も、既存プラントの有効利用という観点から緊急課題として検討すべきである。

南ア国にとってのもうひとつの重要な課題は、大水深鉱区での在来型石油・天然ガス資源の探鉱および大カルー盆地で期待されている非在来型天然ガスの探鉱・開発を推進する

ための適切な法制度を用意することである。特に、非在来型天然ガスの開発が軌道に乗れば、同国におけるガスを基盤とする産業の展開に向けた道を切り開くことができるだろう。

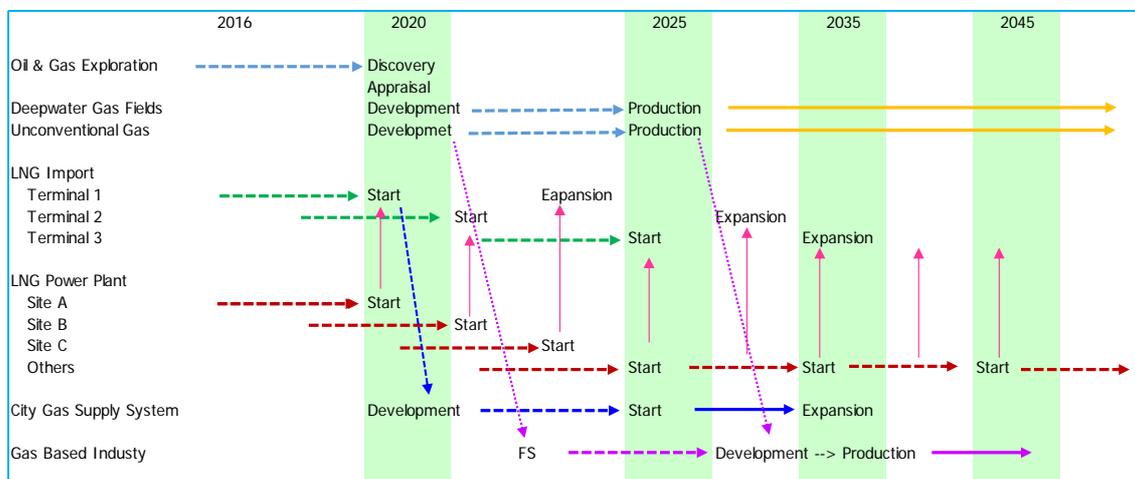


図 8.3-1 天然ガス利用展開のためのロードマップ

上記のような見通しを整理し、南ア国において天然ガス利用の展開を図るためのロードマップを図 8.3-1 に示す。これらの諸活動に着手するためには、発電所と LNG 受入基地の建設の決定、および積極的な石油・天然ガス探鉱条件を用意することが極めて重要である。ここで、急速に増加すると見込まれるガス需要に対応するためには、複数の計画を同時に展開する必要があることを認識しておかなければならない。さらに、都市ガスシステムの展開は同国のエネルギー構造を改善し、GHG 排出量削減を図るうえで避けて通れない選択肢であることについて市民の認識を高めるための重要なフラッグシッププロジェクトとなるだろう。

上記の分析を南ア国におけるガス利用の推進を図るために、下記のようなアクションを取ることを本調査団は提案する。

1) 直ちに取るべきアクション

- a. 今後 10 年から 20 年間におけるエネルギーおよび天然ガス需要の見通しを確立する。これに基づきガス需要の拡大に対応するべく複数の LNG 輸入プロジェクトを展開する。
- b. このため、電力向けおよび Mossel Bay GTL 製油所向けの LNG 輸入計画を確定する。
- c. 大水深鉱区および非在来型資源を対象とする石油・天然ガスの探鉱に係る一貫性のある法制度を整備する。

2) 中期的なアクション

- a. ヨハネスブルグおよびその周辺地域において、一般産業、商業および家庭部門を対

象とする都市ガス供給システムの積極的な拡張計画を設定する。

- b. バイオマスに代わるクリーンで健康的なエネルギー源としての天然ガスの普及を図るため、小ロットでの LNG の輸送、配送を検討する。
- c. これらのプロジェクトへの海外からの投資の推進を図るための制度を検討する。

これに加えて、本調査の検討対象には含まれていない事項ではあるが、南ア国におけるガス利用の推進を図るための手早い手段としてエネルギー省が LPG の積極的な導入を検討することを提唱する。

本調査団は南ア国において天然ガス利活用計画が積極的に推進されることを期待するものである。

