

5-4 LNG 受入基地の検討

5-4-1 受入基地の条件

受入基地の立地条件は以下の通りである。

- ・地域社会との調和

受入基地の立地によって地域社会の環境がいかに維持できるか、に留意することが必要である。すなわち、基地の安全性に関する地域社会の理解、地域社会固有の優れた特色（例えば自然）の維持、さらに地域社会の生活条件の維持が必要になる。また、環境の維持のみにとどまらず、可能な限り、それを改善できることが望ましい。

- ・LNG 利用の便

LNG 基地は、基地から最終利用者にいたる輸送施設が整備されている場所、あるいは今後容易に整備できる場所にあること、さらには最終利用者に近い場所にあることが必要である。

- ・LNG 受入の便

LNG を輸送する手段は船であるが、一般的に計画される LNG プロジェクトに対して使用される船の規模は、最大で 130,000~140,000m³ が主体となる。LNG 基地は、これらの規模の船が安全かつ確実に入港・揚荷できる港湾の付近に立地することが必要である。

- ・供給セキュリティ確保

供給拠点が複数ある場合は、それらをお互いに極力遠ざけて、輸送導管網上バランスのよい位置関係を確保する。これによって、供給のセキュリティ・レベルを上げることができるとともに、経済性も確保できる。

5-4-2 ガス需要量からの LNG 受入量

天然ガス需給予測から得られる必要輸入 LNG 量を表 5-4-1~表 5-4-4 に示す。

表 5-4-1 地域 L での必要輸入量 (High ケース)

(百万 t/年)

		2009	2013	2017	2021	2025
Option 1	L-2	0.00	0.34	1.25	2.48	3.52
	L-3	0.26	1.22	1.89	2.95	4.42
Option 2	L-2	0.00	0.34	1.24	2.47	3.52
	L-3	0.26	1.22	1.88	2.93	4.42

表 5-4-2 地域 L での必要輸入量 (Low ケース) (百万 t/年)

		2013	2017	2021	2025
Option 1	L-2	0.00	0.61	1.65	2.54
	L-3	0.30	1.22	2.48	3.31
Option 2	L-2	0.00	0.61	1.65	2.54
	L-3	0.30	1.21	2.48	3.31

表 5-4-3 地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (High ケース) (百万 t/年)

	2019	2022	2025
地域 C-M	0.23	0.23	0.49
地域 D	0.22	0.22	0.48

表 5-4-4 地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (Low ケース) (百万 t/年)

	2020	2024	2025
地域 C-M	0.22	0.20	0.45
地域 D	0.22	0.20	0.45

地域 L での Option 1 と Option 2 とを比較すると、High ケースと Low ケースともに必要輸入量はほとんど差がない。High ケースにおいて、2025 年時点で供給しなければならない LNG 量は、地域 L-2 に対しては年間約 350 万 t、地域 L-3 に対しては 440 万 t である。また Low ケースにおいて、地域 L-2 に対しては年間約 250 万 t、地域 L-3 に対しては 330 万 t である。一方、地域 C-M と地域 D については、High ケース、Low ケースともに年間約 50 万 t 弱となる。

そこで 2025 年時点で必要となる LNG 基地規模を High ケースについては Option 1、2 ともに L-2 が 400 万 t/年、L-3 が 500 万 t/年、Low ケースについては L-2 が 300 万 t/年、L-3 が 400 万 t/年とする。また、地域 C-M、地域 D に対しては 100 万 t/年とする。

なお、政策導入によるガス利用促進シナリオも、上記の規模で対応することが可能である。

5-4-3 LNG 船および受入設備

(1) LNG 船条件

LNG 船は以下のスケールのものを想定する。

LNG 容量	: 130,000kl
全長	: 290m
垂線間長	: 276m
船幅	: 48m
満載喫水	: 11.8m
満載排水量	: 98,800 t

(2) 航路と泊地

航路幅は 300m、回頭半径は 300m とする。また、必要水深は 14m とする。

(3) 栈橋

栈橋の位置は、航路、ターニングベイスン、LNG タンカーの規模、着離棧の頻度、操船上の容易性、および送液、送ガス用配管の計画の他、気象、海象条件を検討して選定される。本検討においては、栈橋は浚渫作業を最小限にとどめ、必要水深 14m を確保できる沖合い 300m にはり出し、ドルフィン形式とする。

(4) アンローディングアーム

日本国内で主流である 16 インチ×60 フィートのアームを想定する。アームの形式は、耐圧部材と支持部材を分離しており耐圧部材に熱応力のかからない RCMA-S 型(Rotary Counterweighted Marine Arm-Suspended type)とする。また、すべてのアームに ERS(緊急離脱装置)を設ける。

(5) 受入配管仕様

13 万 kl LNG 船からの受入を 12 時間で行なえるように、750A×2 本の受入配管とする。この場合、1 系列が使用できなくなっても 24 時間以内での受入が可能となる。

5-4-4 LNG タンク

(1) タンク形式

最近の LNG タンクの建設動向は、地上式 PC タンクが主流となっている。本検討では PC タンクを想定する。

(2) 必要基数の計算

LNG 基地での必要貯蔵量は次式に基づく。

$$\text{必要貯蔵量} = \text{備蓄量} + \text{季節格差分} + \text{受入操作用分}$$

備蓄量は LNG 火力電源の位置付け、ガス供給継続の必要性、LNG チェーンでのリスク評価等によって決めることになるが、ここでは1日当りの平均送出量の7日分とする。したがって、年間取扱量が500万tのときの備蓄量は次の通り。

$$500 \text{ 万 t/年} \div 0.4565 \text{ t/m}^3 \div 365 \text{ 日/年} \times 7 \text{ 日} = 21 \text{ 万 kl} \cdots \cdots \text{①}$$

季節格差については、フィリピンの気候から判断してほとんどないと考えてよい。

受入操作用については、通常 LNG 船2船分を想定する。ただし、LNG 船の受入間隔が2週間以上になるときは1.5船分とする。LNG 船は輸送効率の観点から、大型船を仮定して13万klのLNG積載容量とする。したがって、受入操作用の貯蔵必要量は

$$13 \text{ 万 kl} \times 2 = 26 \text{ 万 kl} \cdots \cdots \text{②}$$

また、このとき年間入船回数は

$$500 \text{ 万 t/年} \div 0.4565 \text{ t/m}^3 \div 13 \text{ 万 kl} = 84 \text{ 船/年}$$

入船間隔は

$$365 \text{ 日/年} \div 84 \text{ 船/年} = 4.3 \text{ 日/船}$$

となる。

以上より、必要 LNG 貯蔵量は

$$\text{①} + \text{②} = 47 \text{ 万 kl}$$

今、14万klタンクを想定して、タンクデッド容量を5%とすると、タンク必要基数は

$$47 \text{ 万 kl} \div (14 \text{ 万} \times 0.95) = 3.53$$

より、4基となる。

(3) タンク建設計画

(2)と同様の計算手順にしたがって、High ケース および Low ケースにおいてL地域で設置される LNG 基地のタンクの年次別建設計画を立てる。14万klタンクを想定すると、公称取扱量が160万t/年、300万t/年、400万t/年で、必要タンク基数が各々2基、3

基、4基となる。

High ケース (Option1/2) の地域 L-2 については、2013 年から 2025 年までの期間を 3 フェーズに分けて、公称取扱量 160 万 t/年、300 万 t/年、300 万 t/年の基地に必要なタンクを建設する。

表 5-4-5 LNG タンク建設計画 (High ケース、地域 L-2)

年	2013~2019	2020~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.34~1.37	1.98~2.85	3.31~3.52
公称取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
必要貯蔵量(千 kl)	265	390	430
14 万 kl タンク基数(基)	2	3	4

High ケースの地域 L-3 については、2009 年から 2025 年までの期間を 4 フェーズに分けて、公称取扱量 160 万 t/年、300 万 t/年、400 万 t/年、500 万 t/年の基地に必要なタンクを建設する。

表 5-4-6 LNG タンク建設計画 (High ケース、地域 L-3)

年	2009~2016	2017~2021	2022~2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.26~1.30	1.89~2.95	3.51~3.67	4.42
公称取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4	5
必要貯蔵量(千 kl)	265	390	430	480
14 万 kl タンク基数(基)	2	3	4	4

Low ケース (Option1/2) の地域 L-2 については、2017 年から 2025 年までの期間を 2 フェーズに分けて、公称取扱量 160 万 t/年、300 万 t/年の基地に必要なタンクを建設する。

表 5-4-7 LNG タンク建設計画 (Low ケース、地域 L-2)

年	2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.61~1.31	1.65~2.54
公称取扱量(百万 t/年)	1.6	3
必要貯蔵量(千 kl)	265	390
14 万 kl タンク基数(基)	2	3

Low ケースの地域 L-3 については、2013 年から 2025 年までの期間を 3 フェーズに分けて、公称取扱量 160 万 t/年、300 万 t/年、400 万 t/年の基地に必要なタンクを建設する。

表 5-4-8 LNG タンク建設計画 (Low ケース、地域 L-3)

年	2013～2018	2019～2023	2024～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.30～1.60	1.76～2.72	3.20～3.31
公称取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
必要貯蔵量(千 kl)	265	390	430
14 万 kl タンク基数(基)	2	3	4

また、地域 C-M/地域 D でのタンク建設計画は、High ケース、Low ケースについて下表の通りとなる。

表 5-4-9 LNG タンク建設計画 (High ケース、地域 C-M/地域 D)

地域名	地域 C-M	地域 D
年	2019～2025	2019～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.23～0.49	0.22～0.48
公称取扱量(百万 t/年)	1	1
必要貯蔵量(千 kl)	310	310
17 万 kl タンク基数(基)	2	2

表 5-4-10 LNG タンク建設計画 (Low ケース、地域 C-M/地域 D)

地域名	地域 C-M	地域 D
年	2020～2025	2020～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.22～0.45	0.22～0.45
公称取扱量(百万 t/年)	1	1
必要貯蔵量(千 kl)	310	310
17 万 kl タンク基数(基)	2	2

(4) LNG ポンプ

LNG ポンプ設置基数は LNG タンク基数によって決定される。今、プライマリー(1ry) ポンプ能力を 170t/h、移送ポンプ能力を 150t/h、セカンダリー (2ry) ポンプ能力を 150t/h とすると、High ケースの L 地域に建設する基地に必要なポンプ基数は表 5-4-11、5-4-12 となる。

表 5-4-11 ポンプ設置計画 (High ケース、地域 L-2)

年	2013～2019	2020～2023	2024～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.34～1.37	1.98～2.85	3.31～3.52
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
1ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)	7(2)
移送ポンプ(t/h)	3(1)	3(1)	3(1)
2ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)	7(2)

()内は予備基数内数

表 5-4-12 ポンプ設置計画(High ケース、地域L-3)

年	2009~2016	2017~2021	2022~2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.26~1.30	1.89~2.95	3.51~3.67	4.42
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4	5
1ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)	7(2)	8(2)
移送ポンプ(t/h)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)
2ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)	7(2)	8(2)

()内は予備基数内数

Low ケースの地域Lについてのポンプ設置計画は下表となる。

表 5-4-13 ポンプ設置計画 (Low ケース、地域L-2)

年	2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.61~1.31	1.65~2.54
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3
1ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)
移送ポンプ(t/h)	2(1)	2(1)
2ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)

表 5-4-14 ポンプ設置計画 (Low ケース、地域L-3)

年	2013~2018	2019~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.30~1.60	1.76~2.72	3.20~3.31
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
1ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)	7(2)
移送ポンプ(t/h)	3(1)	3(1)	3(1)
2ry ポンプ(t/h)	4(2)	6(2)	7(2)

また、地域 C-M および地域 D については、プライマリー(1ry)ポンプ能力を 85t/h、移送ポンプ能力を 85t/h、セカンダリー(2ry)ポンプ能力を 65t/h とすると必要ポンプ基数は表 5-4-15、5-4-16 となる。

表 5-4-15 ポンプ設置計画 (High ケース、地域 C-M および地域 D)

地域	地域 C-M	地域 D
年	2019~2025	2019~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.23~0.49	0.22~0.48
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1
プライマリーポンプ(t/h)	4(2)	4(2)
移送ポンプ(t/h)	3(1)	3(1)
セカンダリーポンプ(t/h)	4(2)	4(2)

()内は予備基数内数

表 5-4-16 ポンプ設置計画 (Low ケース、地域 C・M および地域 D)

地域	地域 C・M	地域 D
年	2020～2025	2020～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.22～0.45	0.22～0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1
プライマリーポンプ(t/h)	4(2)	4(2)
移送ポンプ(t/h)	3(1)	3(1)
セカンダリーポンプ(t/h)	4(2)	4(2)

()内は予備基数内数

5-4-5 LNG 気化器

(1) 気化器形式

通常、LNG 受入基地では海に面して建設されるので、LNG の加熱源として海水が用いられ、このタイプの気化器としてオープンラック式 LNG 気化器 (ORV) とシェルアンドチューブ気化器 (STV) がある。また、LNG の燃焼熱を利用する気化器として、サブマージド式気化器 (SCV) がある。通常、ランニングコストを考慮して ORV または STV が用いられる。SCV は、ガス需要のピーク対応用として採用されている。

ここでは運転性とメンテナンス性とコストを総合的に考慮して、世界的に実績のある ORV を採用する。

(2) 必要基数の計算

LNG 気化器の容量は、時間当たり最大送出量によって決定する。

ガス送出先は発電向けと非発電向けに分けられる。2025 年時点での発電用需要と非発電用需要の比率は 82.1% と 17.9% である。

今、High ケースの地域 L-3 についての発電向けのガス送出量は、2025 年時点での発電容量 430 万 kW、発電効率を総発熱量基準で 50% と仮定すると、

$$430 \text{ 万 kW} \times 860 \text{ kcal/kWh} \div 0.5 \div 13000 \text{ kcal/kg(HHV)} \div 1000 = 569 \text{ t/h} \cdots \cdots \textcircled{3}$$

となる。

また、このときのピーク率 (1 日当たりの送出量に対する 1 時間当たりの最大送出量) を求める。年間取扱量 500 万 t とすると、2025 年時点での発電用需要は日平均で

$$500 \text{ 万 t / 年} \times 0.821 \div 365 \text{ 日 / 年} = 11,200 \text{ t / 日}$$

となるので、ピーク率は

$$569 \text{ t / h} \div 11.2 \text{ 千 t / 日} \times 100 = 5.1\%$$

となる。

次に、非発電向け比率は 17.9% であるので、年間取扱量が 500 万 t のときの非発電需要は、1 日平均では

$$500 \text{ 万 t / 年} \times 0.179 \div 365 \text{ 日 / 年} = 2450 \text{ t / 日}$$

となる。

ピーク率を東南アジアでの同様の検討データを参考にして 7.8% と仮定し、余裕率 1.2 を考慮すると

$$2450 \text{ t / 日} \times 0.078 \times 1.2 = 230 \text{ t / h} \dots\dots\dots \textcircled{4}$$

以上より、最大送出量は

$$\textcircled{3} + \textcircled{4} = 799 \text{ t / h}$$

となる。

今、気化器として 1 基当たりの送出能力 150 t / h の ORV (オープンラックペーパーライザー) を想定すると必要基数は

$$799 \text{ t / h} \div 150 \text{ t / h} \cdot \text{基} = 5.3$$

より、6 基となる。予備 1 基を想定すると必要基数は 7 基となる。

(3) 気化器設置計画

(2) と同様の計算を行なって、High ケースの地域 L における 2025 年までの気化器設置計画を表 5-4-17、5-4-18 に示す。

表 5-4-17 気化器設置計画 (High ケース、地域L-2)

年		2013~2019	2020~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.34~1.37	1.98~2.85	3.31~3.52
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1.6	3	4
必要気化量 (t/h)	発電用	159	371	477
	非発電用	72	108	143
	合計	231	479	620
150t/h 気化器基数(基)*1		3	5	6

*1 予備 1 基を含む

表 5-4-18 気化器設置計画 (High ケース、地域L-3)

年		2009~2016	2017~2021	2022~2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.26~1.30	1.89~2.95	3.51~3.67	4.42
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1.6	3	4	5
必要気化量 (t/h)	発電用	159	358	464	569
	非発電用	68	133	200	230
	合計	227	491	664	799
150t/h 気化器基数(基)*1		3	5	6	7

*1 予備 1 基を含む

Low ケースの地域 L についての気化器設置計画は下表となる。

表 5-4-19 気化器設置計画 (Low ケース、地域L-2)

年		2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.61~1.31	1.65~2.54
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1.6	3
必要気化量 (t/h)	発電用	159	371
	非発電用	18	38
	合計	177	409
150t/h 気化器基数(基)*1		3	4

*1 予備 1 基を含む

表 5-4-20 気化器設置計画 (Low ケース、地域L-3)

年		2013~2018	2019~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.30~1.60	1.76~2.72	3.20~3.31
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1.6	3	4
必要気化量 (t/h)	発電用	212	371	477
	非発電用	15	43	65
	合計	227	414	542
150t/h 気化器基数(基)*1		3	4	5

*1 予備 1 基を含む

また、地域 C-M と地域 D における気化器設置計画を下表に示す。

表 5-4-21 気化器設置計画 (High ケース、地域 C-M および地域 D)

地域		地域 C-M	地域 D
年		2019～2025	2019～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.23～0.49	0.22～0.48
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1	1
必要気化量 (t/h)	発電用	67	67
	非発電用	35	36
	合計	102	103
60t/h 気化器基数(基)*1		3	3

*1 予備 1 基を含む

表 5-4-22 気化器設置計画 (Low ケース 地域 C-M および地域 D)

地域		地域 C-M	地域 D
年		2020～2025	2020～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.22～0.45	0.22～0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1	1
必要気化量 (t/h)	発電用	67	67
	非発電用	10	10
	合計	77	77
60t/h 気化器基数(基)*1		3	3

*1 予備 1 基を含む

5-4-6 BOG 処理設備

(1) BOG 発生量

BOG の発生要因は、大別すると以下の通りである。

- ① LNG タンクや配管への自然入熱による BOG
- ② LNG ポンプ等の回転機器の熱ロスによる BOG
- ③ LNG タンカーからの受入時の BOG
- ④ アンローディングアームからの BOG

①は常時発生する BOG であり、以下の発生量を仮定する。

$$1.5\text{t/h} \cdot \text{基(タンク)} + 5\text{t/h} \text{ (配管)}$$

タンク受入時については、13 万 kl タンカーからの受入実績より 40t/h とする。以上より、High ケース の地域 L-2、L-3 におけるタンク設置計画に基づく BOG 発生量は表 5-4-23、

5-4-24 の通りである。

表 5-4-23 BOG 発生量 (High ケース、 地域 L-2)

年		2013~2019	2020~2024	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.34~1.37	1.98~2.85	3.31~3.52
公称取扱量(百万 t/年)		1.6	3	4
タンク基数(基)		2	3	4
BOG 発生量 (t/h)	ホーディング時	8	9.5	11
	受入時	46.5	48.0	49.5

表 5-4-24 BOG 発生量 (High ケース、 地域 L-3)

年		2009~2016	2017~2021	2022~2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.26~1.30	1.89~2.95	3.51~3.67	4.42
公称取扱量(百万 t/年)		1.6	3	4	5
タンク基数(基)		2	3	4	4
BOG 発生量 (t/h)	ホーディング時	8	9.5	11	11
	受入時	46.5	48.0	49.5	49.5

また、Low ケースの地域 L-2、L-3 におけるタンク設置計画に基づく BOG 発生量は表 5-4-25、5-4-26 の通りである。

表 5-4-25 BOG 発生量 (Low ケース、 地域 L-2)

年		2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.61~1.31	1.65~2.54
公称取扱量(百万 t/年)		1.6	3
タンク基数(基)		2	3
BOG 発生量 (t/h)	ホーディング時	8	9.5
	受入時	46.5	48.0

表 5-4-26 BOG 発生量 (Low ケース、 地域 L-3)

年		2013~2018	2019~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.30~1.60	1.76~2.72	3.20~3.31
公称取扱量(百万 t/年)		1.6	3	4
タンク基数(基)		2	3	4
BOG 発生量 (t/h)	ホーディング時	8	9.5	11
	受入時	46.5	48.0	49.5

また、地域 C-M と地域 D については下表の通り。

表 5-4-27 BOG 発生量 (High ケース、地域 C・M と地域 D)

地域		地域 C・M	地域 D
年		2019～2025	2019～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.23～0.49	0.22～0.48
公称取扱量(百万 t/年)		1	1
タンク基数(基)		2	2
BOG 発生量 (t/h)	ホールディング時	8.0	8.0
	受入時	46.5	46.5

表 5-4-28 BOG 発生量 (Low ケース、地域 C・M と地域 D)

地域		地域 C・M	地域 D
年		2020～2025	2020～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)		0.22～0.45	0.22～0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		1	1
タンク基数(基)		2	2
BOG 発生量 (t/h)	ホールディング時	8.0	8.0
	受入時	46.5	46.5

(2) BOG 再液化設備

送出する LNG が十分に確保できるとき、BOG をこの LNG と混合し、LNG が保有する冷熱を利用することによって再液化することが可能である。今、発電所用の燃料 LNG のベース量（ピーク量の 50%）を活用することによって BOG 再液化を行なうとする。BOG 1t を再液化するのに LNG が 7t 必要とすると、High ケースにおける再液化可能な BOG 量は表 5-4-29、5-4-30 となる。

表 5-4-29 BOG 再液化可能量 (High ケース、地域 L-2)

年	2013～2019	2020～2023	2024～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.34～1.37	1.98～2.85	3.31～3.52
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
最低送出量(t/h)	20～80	119～186	225～239
BOG 再液化可能量(t/h)	2.8～11.4	17.0～26.5	32.2～34.1

表 5-4-30 BOG 再液化可能量 (High ケース、地域 L-3)

年	2009～2016	2017～2021	2022～2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.26～1.30	1.89～2.95	3.51～3.67	4.42
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4	5
最低送出量(t/h)	20～80	119～179	219～232	285
BOG 再液化可能量(t/h)	2.8～11.4	17.0～25.6	31.2～33.1	40.6

Low ケースにおける再液化可能な BOG 量は表 5-4-31、5-4-32 となる。

表 5-4-31 BOG 再液化可能量 (Low ケース、地域 L-2)

年	2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.61~1.31	1.65~2.54
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3
最低送出量(t/h)	40~80	106~186
BOG 再液化可能量(t/h)	5.7~11.4	15.1~26.5

表 5-4-32 BOG 再液化可能量 (Low ケース、地域 L-3)

年	2013~2018	2019~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.30~1.60	1.76~2.72	3.20~3.31
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
最低送出量(t/h)	20~106	106~186	225~239
BOG 再液化可能量(t/h)	2.8~15.1	17.0~25.6	32.2~34.1

同様に、地域 C-M および地域 D における再液化可能な BOG 量は表 5-4-33、5-4-34 となる。

表 5-4-33 BOG 再液化可能量 (High ケース、地域 C-M、地域 D)

年	地域 C-M		地域 D	
	'19~'23	'24~'25	'19~'23	'24~'25
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.23	0.49	0.22	0.48
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1	1	1
最低送出量(t/h)	13	34	13	34
BOG 再液化可能量(t/h)	1.9	4.8	1.9	4.8

表 5-4-34 BOG 再液化可能量(Low ケース、地域 C-M、地域 D)

年	地域 C-M		地域 D	
	'20~'23	'24~'25	'20~'23	'24~'25
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.22	0.45	0.22	0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1	1	1
最低送出量(t/h)	13	34	13	34
BOG 再液化可能量(t/h)	1.9	4.8	1.9	4.8

(3) BOG 圧縮機形式

一般的には、BOG 圧縮機として往復動式圧縮機および遠心式圧縮機がある。圧縮機の発停、クールダウンの点では、往復動式圧縮機の運転性がよい。一方、遠心式圧縮機はメンテナンス性がよく、コンパクトである。ここでは運転性がよく、動力費も有利な往復動式圧縮機を想定する。

(4) BOG 圧縮機/再液化設備の設置計画

1) 地域 L

0.8MPa まで昇圧する BOG 圧縮機の能力を 15t/h とすると、必要基数は

公称 LNG 取扱量 160 万 t/年 のとき $46.5 \div 15 = 3.1$ (タンク 2 基)

公称 LNG 取扱量 500 万 t/年 のとき $49.5 \div 15 = 3.3$ (タンク 4 基)

より、High ケース、Low ケースのいずれのケースをとっても 4 基となり、予備 1 基を含めると合計 5 基となる。

再液化不可能な BOG については、0.8MPa からさらにブースターで昇圧する。ブースターの能力を同じく 15t/h とすると、必要基数は High ケース、Low ケースともに

公称 LNG 取扱量 160 万 t/年(タンク 2 基)のとき $(46.5\text{t/h} - 2.8\text{t/h}) \div 15 = 2.9$

より、予備 1 基を含めると 4 基となる。

2) 地域 C-M、地域 D

0.8MPa まで昇圧する BOG 圧縮機の能力を 15t/h とすると、必要基数は

$46.5 \div 15 = 3.1$

より 4 基となる。予備 1 基を含めると 5 基となる。また、ブースター必要基数は、LNG 基地稼働時で BOG 再液化可能量が 1.9 t/h なので

$(46.5\text{t/h} - 1.9\text{t/h}) \div 15\text{t/h} \cdot \text{基} = 2.97$

となり、同じく予備 1 基を含めると 4 基必要となる。以上まとめると表 5-4-35、5-4-36 になる。

表 5-4-35 BOG 処理設備 (地域 L-2 および L-3)

ケース	High ケース		Low ケース	
	L-2	L-3	L-2	L-3
地域				
年	2013~2025	2009~2023	2017~2025	2013~2025
BOG 圧縮機(基)	5	5	5	5
ブースター(基)	4	4	4	4
BOG 再液化設備能力(t/h)	最大 34.1	最大 40.6	最大 26.5	最大 34.1

表 5-4-36 BOG 処理設備 (地域 C-M および D)

地域	地域 C-M	地域 D
年	2019~2023	2019~2023
BOG 圧縮機(基)	5	5
プースター(基)	4	4
BOG 再液化設備能力(t/h)	最大 4.8	最大 4.8

5-4-7 海水設備

(1) 必要海水量

海水設備は外洋から取水した海水を気化器と防災設備に供給する。供給能力は気化器の設置台数等によって決まる。設計海水温度が 10℃とすると、想定しているオープンラック式気化器 (ORV) での必要海水量は

$$35\text{t}/\text{t-LNG}$$

である。したがって、気化器 1 基当たりの海水量は

$$150\text{t}/\text{h} \times 35 = 5,250\text{m}^3/\text{h} \cdot \text{基}$$

となる。これに海水電解用と防災設備用を加えると、High ケースの地域 L-2 および地域 L-3 での基地での必要海水量は表 5-4-37、5-4-38 となる。なお、防災用はタンク 1 基被災を想定する。

表 5-4-37 気化器および海水電解用海水量 (High ケース、地域 L-2)

年	2013~2019	2020~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.34~1.37	1.98~2.85	3.31~3.52
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
気化器台数(基)*1	2	4	5
LNG タンク基数	2	3	4
気化器用海水(m ³ /h)	10,500	21,000	26,250
海水電解用海水(m ³ /h)	80	130	150
防災用海水(m ³ /h)	4,400	5,000	5,400

*1 予備基を除く

表 5-4-38 気化器および海水電解用海水量 (High ケース、地域 L-3)

年	2009~2016	2017~2021	2022~2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.26~1.30	1.89~2.95	3.51~3.67	4.42
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4	5
気化器台数(基)	2	4	5	6
LNG タンク基数	2	3	4	4
気化器用海水(m ³ /h)	10,500	21,000	26,250	31,500
海水電解用海水(m ³ /h)	80	130	150	180
防災用海水(m ³ /h)	4,400	5,000	5,400	5,400

また、Low ケースの地域 L-2、地域 L-3 に対しては表 5-4-39、5-4-40 の通り。

表 5-4-39 気化器および海水電解用海水量 (Low ケース、地域 L-2)

年	2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.61~1.31	1.65~2.54
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3
気化器台数(基)	2	3
LNG タンク基数	2	3
気化器用海水(m ³ /h)	10,500	15,750
海水電解用海水(m ³ /h)	80	100
防災用海水(m ³ /h)	4,400	5,000

表 5-4-40 気化器および海水電解用海水量 (Low ケース、地域 L-3)

年	2013~2018	2019~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.30~1.60	1.76~2.72	3.20~3.31
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
気化器台数(基)	3	5	6
LNG タンク基数	2	3	4
気化器用海水(m ³ /h)	10,500	15,750	21,000
海水電解用海水(m ³ /h)	80	100	130
防災用海水(m ³ /h)	4,400	5,000	5,400

表 5-4-41 気化器および海水電解用海水量 (地域 C-M/地域 D)

ケース	High ケース		Low ケース	
	地域 C-M	地域 D	地域 C-M	地域 D
年	'19~'25	'19~'25	'20~'25	'20~'25
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.49	0.48	0.45	0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1	1	1
気化器台数(基)	2	2	2	2
LNG タンク基数	2	2	2	2
気化器用海水(m ³ /h)	4,200	4,200	4,200	4,200
海水電解用海水(m ³ /h)	30	30	30	30
防災用海水(m ³ /h)	4,400	4,400	4,400	4,400

地域 C・M と地域 D については、気化器 1 基当たりの海水量は

$$60\text{t}/\text{h} \times 35 = 2,100\text{m}^3/\text{h} \cdot \text{基}$$

となる。これに海水電解用と防災設備用を加えると、必要海水量は表 5-4-41 となる。

(2) 海水ポンプと海水ライン

海水ポンプは、気化器用については $7,000\text{m}^3/\text{h}$ 、揚程 30m の縦型斜流型、防災用ブースターポンプについては $3,000\text{m}^3/\text{h}$ 、揚程 80m の遠心式を採用し、予備は各々 2 基、1 基とする。

また、取水口は海洋地形、潮流、波を考慮して必要な水深が得られるところに設置される。取水口、取水ラインは信頼性を勘案して、1 系統予備を保有するのが好ましい。

取水先端部径は最大流速 $0.2\text{m}/\text{s}$ 、海水本管径は最大流速 $2\text{m}/\text{s}$ として決定する。

以上より、主要海水設備は表 5-4-42～表 5-4-45 となる。

表 5-4-42 海水設備設置計画 (High ケース、地域 L-2)

年	2013～2019	2020～2023	2024～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.34～1.37	1.98～2.85	3.31～3.52
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
海水ポンプ(基)	4(2)	6(2)	6(2)
防災用ブースターポンプ(基)	3(1)	3(1)	3(1)
取水口 7000φ	2	2	2
海水本管 2200φ	2	2	2

()内は予備基台数内数

表 5-4-43 海水設備設置計画 (High ケース、地域 L-3)

年	2009～2016	2017～2021	2022～2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.26～1.30	1.89～2.95	3.51～3.67	4.42
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4	5
海水ポンプ(基)	4(2)	6(2)	6(2)	7(2)
防災用ブースターポンプ(基)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)
取水口 8000φ	2	2	2	2
海水本管 2700φ	2	2	2	2

()内は予備基台数内数

表 5-4-44 海水設備設置計画 (Low ケース、地域 L-2)

年	2017~2020	2021~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.61~1.31	1.65~2.54
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3
海水ポンプ(基)	4(2)	5(2)
防災用ブースターポンプ(基)	3(1)	3(1)
取水口 6000φ	2	2
海水本管 2000φ	2	2

()内は予備基台数内数

表 5-4-45 海水設備設置計画 (Low ケース、地域 L-3)

年	2013~2018	2019~2023	2024~2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.30~1.60	1.76~2.72	3.20~3.31
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
海水ポンプ(基)	4(2)	5(2)	6(2)
防災用ブースターポンプ(基)	3(1)	3(1)	3(1)
取水口 7000φ	2	2	2
海水本管 2200φ	2	2	2

()内は予備基台数内数

地域 C-M および地域 D については、気化器用海水ポンプは 2,200m³/h、揚程 30m の堅型斜流型、防災用ブースターポンプについては 3,000m³/h、揚程 80m の遠心式を採用し、予備は各々 2 基、1 基とする。

表 5-4-46 海水設備設置計画 (地域 C-M/地域 D)

ケース	High ケース		Low ケース	
	地域 C-M	地域 D	地域 C-M	地域 D
年	'19~'25	'19~'25	'20~'25	'20~'25
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.49	0.48	0.45	0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1	1	1
海水ポンプ(基)	4(2)	4(2)	4(2)	4(2)
防災用ブースターポンプ(基)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)
取水口 2800φ	2	2	2	2
海水本管 900φ	2	2	2	2

()内は予備基台数内数

5-4-8 ガス送出設備

(1) 付臭設備

日本のガス事業法では「都市ガスが大気中、体積基準で 1/1000 希釈のときに感知される

濃度」が必要と定められている。付臭剤としては、大阪ガスが使用している DMS(Dimethyl Sulfide)と TBM(Tertiary Butyl Mercaptan)の混合物を 10mg/Nm³とする。付臭剤タンク容量を 30 日分とするとしたときの設備計画を表 5-4-47～表 5-4-51 に示す。

表 5-4-47 付臭設備設置計画 (High ケース、地域 L-2)

年	2013～2019	2020～2023	2024～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.34～1.37	1.98～2.85	3.31～3.52
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
公称 LNG 取扱量 (百万 Nm ³ /日)	5.3	10	13
付臭剤使用量(kg/日)	53	100	130
付臭剤タンク容量(m ³)	2.0	3.7	4.9

表 5-4-48 付臭設備設置計画 (High ケース、地域 L-3)

年	2009～2016	2017～2021	2022～2024	2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.26～1.30	1.89～2.95	3.51～3.67	4.42
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4	5
公称 LNG 取扱量 (百万 Nm ³ /日)	5.3	10	13	17
付臭剤使用量(kg/日)	53	100	130	170
付臭剤タンク容量(m ³)	2.0	3.7	4.9	6.1

表 5-4-49 付臭設備設置計画 (Low ケース、地域 L-2)

年	2017～2020	2021～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.61～1.31	1.65～2.54
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3
公称 LNG 取扱量 (百万 Nm ³ /日)	5.3	10
付臭剤使用量(kg/日)	53	100
付臭剤タンク容量(m ³)	2.0	3.7

表 5-4-50 付臭設備設置計画 (Low ケース、地域 L-3)

年	2013～2018	2019～2023	2024～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.30～1.60	1.76～2.72	3.20～3.31
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1.6	3	4
公称 LNG 取扱量 (百万 Nm ³ /日)	5.3	10	13
付臭剤使用量(kg/日)	53	100	130
付臭剤タンク容量(m ³)	2.0	3.7	4.9

表 5-4-51 付臭設備設置計画 (地域 C・M、地域 D)

ケース	High ケース		Low ケース	
	地域 C・M	地域 D	地域 C・M	地域 D
年	2019～2025	2019～2025	2020～2025	2020～2025
LNG 取扱量(百万 t/年)	0.49	0.48	0.45	0.45
公称 LNG 取扱量(百万 t/年)	1	1	1	1
公称 LNG 取扱量 (百万 Nm ³ /日)	3.3	3.3	3.3	3.3
付臭剤使用量(kg/日)	33	33	33	33
付臭剤タンク容量(m ³)	1.3	1.3	1.3	1.3

(2) 計量と品質管理

送出管には計量と品質管理用装置が備え付けられる。

オリフスメーターやデルタメーターがガス量計測装置として、また熱量計や比重計やガスクロマトグラフィー等の分析装置が品質管理用装置として利用できる。

5-4-9 ユーティリティー設備

ユーティリティー設備として主として表 5-4-52 の設備が必要となる。

表 5-4-52 ユーティリティー設備

設備名	概略仕様
冷却水設備	300m ³ /h 基×3 基
計装空気圧縮機	1000m ³ /h 基×3 基
窒素装置	20m ³ /h 基×2 基
上水受水槽	500m ³
生活排水処理設備	20m ³ /日

5-4-10 電気設備

(1) 設計の基本的な考え方

- ・ 設備容量は、最大電力需要に対応できるものとする。
- ・ 設備の定期整備においてもガスの製造供給を行なうため、重要な設備（受電から配電設備）については2系統とする。また、信頼性から系統分離運用とする。
- ・ 商用電源停電時は、保安用発電設備により保安電源を確保する。発電設備容量は、防災設備の運転が可能な容量とする。
- ・ 監視制御は中央監視とする。

(2) 電力需要

ガス製造供給および保安電力の積算を以下に示す。

表 5-4-53 ガス製造電力積算 (High ケース、地域 L-2)

年	2013~2019		2020~2023		2024~2025	
LNG 払出 1ry ポンプ	4	220kW×2	6	220kW×4	7	220kW×5
LNG 払出 2ry ポンプ	4	1450kW×2	6	1450kW×4	7	1450kW×5
LNG 移送 ポンプ	3	170kW×1	3	170kW×1	3	170kW×1
海水ポンプ	4	780kW×2	6	780kW×4	6	780kW×4
海水電解装置	2	320kW×1	2	320kW×1	2	320kW×1
BOG コンプレッサ	5	1100kW×4	5	1100kW×4	5	1100kW×4
BOG プレスタ	4	2800kW×3	4	2800kW×3	4	2800kW×3
リタ-ガスプロ-	2	250kW×1	2	250kW×1	2	250kW×1
基本電力	2000kW		2000kW		2000kW	
建設用電力	1000kW		1000kW		1000kW	
合計電力	21210kW		26340kW		28010kW	
必要受電容量	32MVA		40MVA		43MVA	

(注) 力率 0.8 余裕率 1.2

表 5-4-54 ガス製造電力積算 (High ケース、地域 L-3)

年	2009~2016		2017~2021		2022~2024		2025	
LNG 払出 1ry ポンプ	4	220kW×2	6	220kW×4	7	220kW×5	8	220kW×6
LNG 払出 2ry ポンプ	4	1450kW×2	6	1450kW×4	7	1450kW×5	8	1450kW×6
LNG 移送 ポンプ	3	170kW×1	3	170kW×1	3	170kW×1	3	170kW×1
海水ポンプ	4	780kW×2	6	780kW×4	6	780kW×4	7	780kW×5
海水電解装置	2	320kW×1	2	320kW×1	2	320kW×1	2	320kW×1
BOG コンプレッサ	5	1100kW×4	5	1100kW×4	5	1100kW×4	5	1100kW×4
BOG プレスタ	4	2800kW×3	4	2800kW×3	4	2800kW×3	4	2800kW×3
リタ-ガスプロ-	2	250kW×1	2	250kW×1	2	250kW×1	2	250kW×1
基本電力	2000kW		2000kW		2000kW		2000kW	
建設用電力	1000kW		1000kW		1000kW		1000kW	
合計電力	21210kW		26340kW		28010kW		30620kW	
必要受電容量	32MVA		40MVA		43MVA		51MVA	

(注) 力率 0.8 余裕率 1.2

表 5-4-55 ガス製造電力積算 (Low ケース、地域 L-2)

年	2017~2020		2021~2025	
LNG 払出 1ry ポンプ	4	220kW×2	5	220kW×3
LNG 払出 2ry ポンプ	4	1450kW×2	5	1450kW×3
LNG 移送 ポンプ	3	170kW×1	3	170kW×1
海水ポンプ	4	780kW×2	5	780kW×3
海水電解装置	2	320kW×1	2	320kW×1
BOG コンプレッサ	5	1100kW×4	5	1100kW×4
BOG プ-スタ-	4	2800kW×3	4	2800kW×3
リク-ンガス スワ-ロ-	2	250kW×1	2	250kW×1
基本電力	2000kW		2000kW	
建設用電力	1000kW		1000kW	
合計電力	21210kW		23890kW	
必要受電容量	32MVA		36MVA	

(注) 力率 0.8 余裕率 1.2

表 5-4-56 ガス製造電力積算 (Low ケース、地域 L-3)

年	2013~2018		2019~2023		2024~2025	
LNG 払出 1ry ポンプ	4	220kW×2	5	220kW×3	6	220kW×5
LNG 払出 2ry ポンプ	4	1450kW×2	5	1450kW×3	6	1450kW×5
LNG 移送 ポンプ	3	170kW×1	3	170kW×1	3	170kW×1
海水ポンプ	4	780kW×2	5	780kW×3	6	780kW×4
海水電解装置	2	320kW×1	2	320kW×1	2	320kW×1
BOG コンプレッサ	5	1100kW×4	5	1100kW×4	5	1100kW×4
BOG プ-スタ-	4	2800kW×3	4	2800kW×3	4	2800kW×3
リク-ンガス スワ-ロ-	2	250kW×1	2	250kW×1	2	250kW×1
基本電力	2000kW		2000kW		2000kW	
建設用電力	1000kW		1000kW		1000kW	
合計電力	21210kW		23890kW		26340kW	
必要受電容量	32MVA		36MVA		40MVA	

(注) 力率 0.8 余裕率 1.2

表 5-4-57 ガス製造電力積算 (High ケース, Low ケース, 地域 C-M, 地域 D)

	～2025 年	
LNG 払出 1ry ポンプ	4	110kW×2
LNG 払出 2ry ポンプ	4	630kW×2
LNG 移送 ポンプ	6	100kW×1
海水ポンプ	4	780kW×2
海水電解装置	2	30kW×1
BOG コンプレッサ	5	1100kW×4
BOG プラスタ	4	2800kW×3
リフタスロー	2	250kW×1
基本電力	2000kW	
建設用電力	1000kW	
合計電力	19920kW	
必要受電容量	29MVA	

(注) 力率 0.8 余裕率 1.2

表 5-4-58 防災電力

設備	電動機容量	運転台数	運転電力	電力積算	起動時 ラッシュ電力
最小基本電力	1,000 kW	—	1,000 kW	1,000 kW	2,000 kW
Hi-Ex, 水 ポンプ	500 kW	1	500 kW	1,500 kW	2,000 kW
気化器用海水ポンプ	780 kW	1	780 kW	2,280 kW	3,060 kW
保安用海水 ポンプ	900 kW	1	900 kW	3,180 kW	4,080 kW
保安用海水 ポンプ	900 kW	1	900 kW	4,080 kW	4,980 kW

※ラッシュ電力は、起動前の電力に該当電動機の容量×2倍を加えたもの。

非常用発電設備： ガスタービン 5,000 kW (6,250 kVA 力率 0.8) × 1台
40℃ 設計

(3) 設備概要

(受配電設備)

- ・受電設備は、商用電源設備の点検時にも、ガスの製造・供給と LNG 受入が可能な電力を供給できる容量の設備を2系統有するものとする。
- ・受電変圧器は、ガス製造・送出が可能な電力を供給できる容量の設備を2系統有するものとする。電力需要の多い LNG 受入時は、2系統合わせて満足できるものとする。また、2系統は分離運用するものとする。
- ・配電設備は定期整備等で1母線の停電の場合もガスの製造供給が可能な母線構成とする。
- ・大型電動機および地区変電設備へ給電する。また地区変電設備へは2系統で給電する。

①受電設備

- ・方法 69 kV・60 Hz・2回線受電 (常用, 予備)
- ・容量 50 MVA / 1回線 (420 A)

- ・種類 GIS (ガス絶縁スイッチギヤ), 屋外設置
- ②受電変圧器
- ・容量 25 MVA×2台
 - ・種類 69 kV/6.24 kV, 油入自冷, 屋外設置
 - ・運用 2系統分離運用
- ③配電設備
- ・種類 単一母線4分割設置
 - ・系統 メタルクラッド式スイッチギヤ, 屋内設置
 - ・運用 2系統分離運用

(地区変電設備)

- ・地区変電設備より、中小型電動機および電灯設備へ給電を行なう。
- ・配電設備は定期整備等で1母線の停電の場合もガスの製造供給が可能な母線構成とする。

①地区変電設備

- ・メタルクラッド式スイッチギヤ, 屋内設置
- ・高圧配電設備はコンビネーションスターターを使用する。
- ・2系統分離運用
- ・配電用変圧器 動力 6.24 kV/440 V 電灯用 6.24 kV/110・220 V, 屋外設置

(変電室建屋)

- ・変電室は、密閉形鉄筋コンクリート製とし、空調機を設置する。

(工場内配電)

- ・ケーブルはオープンビット布設方式とする。
- ・使用ケーブルは難燃 CV ケーブルとする。

5-4-11 制御・監視システム

(1) 設計の基本的な考え方

LNG 受入基地は発電、都市ガス等の需要に合わせて、安定的に送出することが必要である。

プロセス制御・監視システムは以下の項目を考慮に入れなければならない。

- ・ガス送出の信頼性と非常時の設備・システムの冗長性
- ・基地運転の効率化
- ・効率的なメンテナンス
- ・ガス送出能力とシステムリプレイスに応じたシステム拡張性
- ・実績のある最新技術の採用

そこで、このシステムは分散型制御システム(DCS)と統合情報システム(IIS)をベースにする。

(2) システム構成

信頼性の高い、効率的な最新鋭の LNG 基地を実現するために、以下の主要システムが必要となる。

- ・ 高圧電力供給システムを含む LNG 設備に対する分散制御システム
- ・ プロセスデータ保管とオフィスネットワーク用の監視コンピュータシステム
- ・ LNG 漏洩検知、火災検知、消火・LNG タンク散水用の防災設備制御・監視システム
- ・ 荷揚げ LNG、貯蔵 LNG と送出ガスの分析監視システム
- ・ 天候、潮流、波高監視を含む係留監視システム
- ・ アンローディングアーム監視システム
- ・ 独立システムとしての侵入検知システム
- ・ 閉回路テレビシステム
- ・ ページングシステム
- ・ プログラム変更、追加、進入オペレーター教育時のソフトウェアデバッグ用スタンドアローンシステム

(注記)

- ・ このシステムは湾内の LNG 船航海システムは含まない。
- ・ また人事情報、組織管理、金融データ、その他企業管理に関連する他のシステムも含まない。
- ・ 略記号

DCS = 分散制御システム (Distributed Control System)

SSS = 防災システム (Safety and Security System)

MMS = 係留システム (Marine Monitoring System)

PMS = アンローディングアーム位置監視システム (unloading arm Position Monitoring System)

ESD = 緊急停止システム (Emergency Shut Down system)

SCS = 管理用計算システム (Supervision Computing System)

(3) 設計コンセプト

1) システムの分離と統合

- ・ 事故発生時の重要性和操作性を考慮して、DCS と SSS は分離する。
- ・ DCS は機能が特殊なので PMS、MMS、分析システムと分離する。
- ・ DCS、SSS、分析システムからのデータは SCS に統合し、データサーバーとファイアーウォールを通してオフィスネットワークにつなげる。

2) 冗長性と信頼性

- a) DCS と SSS は完全バックアップシステムで構成する。ソフトウェアの製作コストを削減するために、メインシステムとバックアップシステムは同じソフトウェアを使うほとんど同じシステムで構成する。

約 15 年後にシステムハードウェアをリプレースする。想定している設計構成によってプロセスを停止することなく容易にハードウェアをリプレースすることができる。コンピューターワッチドッグタイマーが働いたときは自動的にスイッチは切り替わるが、オペレーターの判断によって切り替え可能である。

- b) DCS は 2 つのグループに分割する。各グループのシステムは独立して異なる部屋に配置し、電力は異なるシステムによって供給する。

停電や火災が原因で全設備が同時に停止することを避けるために、各グループは基地設備の約半分を扱う。

- c) データウェイ、オペレータコンソール、プリンターなどの共通構成要素は 2 重化する。停電による同時停止に対処するが、コンピューターソフトウェアは基本的にオペレーターが介入できるように設計する。

3) 自動運転

ガス需要にしたがって基地内の各設備は自動的に発停するとともに、電力消費量を最小にする。

自動発停する対象設備は以下の通り。

- (a) LNG ポンプ
- (b) 気化器用海水ポンプ
- (c) 気化器
- (d) 付臭ポンプ
- (e) 計装空気コンプレッサー

以下の設備は手動で運転する。

- (a) 荷役設備
- (b) BOG コンプレッサー
- (c) LNG 移送ポンプ
- (d) 消火散水用海水ポンプ等の防災設備
- (e) その他ユーティリティー設備

4) 設備保全

ほとんどの設備、回転機器は、定期的に、あるいは設備状態によって保守を行なう。オ

オペレーターコンソールが設置されている場合は、保守時にオペレーターコンソールを占有する、またはオペレーションを妨げることになるので、保守用のオペレーターコンソールを設ける。

DCS のメインシステム以外は、プラントオペレータはいつもコンソールを占有するわけではないので、別システムでは保守員用のコンソールを設置する必要はない。

5-4-12 主要設備とレイアウト

各ケースにおける主要設備の一覧を表 5-4-59 に示す。

また、公称取扱量 400 万 t/年、300 万 t/年と 100 万 t/年のときの基地レイアウトを図 5-4-1、図 5-4-2、図 5-4-3 に示す。

表 5-4-59 主要設備一覧 (1)

ケース	High ケース 地域L-3			High ケース 地域C-M、D	備考
	160万 t	300万 t	500万 t	100万 t	
年間取扱量					
設備	2009年運転開始当初仕様	2017年時点仕様	2025年時点仕様	2019年運転開始当初仕様	
アンロディングアーム	LNG液用アーム 3本 リフトガス用アーム 1本 16B×60Ft	→	→	LNG液用アーム 3本 リフトガス用アーム 1本 16B×60Ft	130,000kLタンク- 12時間受入
栈橋防災設備	(1)ドライケミカル (2)水幕設備 (3)低発砲設備 (4)その他防災設備 水消火栓、ガス検知器、火災報知器、サイ ン、拡声器、通信設備	→	→	(1)ドライケミカル (2)水幕設備 (3)低発砲設備 (4)その他防災設備 水消火栓、ガス検知器、火災報知器、サイ ン、拡声器、通信設備	
LNG受入サンプリ ング設備	サンプリング気化器20m³/h、サンプリングホ スト、ガス圧縮機、ガス密度計、ガスマ トリグラフ一式	→	→	サンプリング気化器20m³/h、サンプリ ングホスト、ガス圧縮機、ガス密度計、ガ スマトリグラフ一式	
リフトガスブロー ア	遠心式 27,000Nm³/h×2基 (予備1基) 4,100mmAq、250kW	→	→	遠心式 27,000Nm³/h×2基 (予備1基) 4,100mmAq、250kW	
LNGタンク	地上式PC製LNGタンク 容量 140,000kL×2基 1,600mmAq、内槽9%Ni	地上式PC製LNGタンク 容量 140,000kL×3基 1,600mmAq、内槽9%Ni	地上式PC製LNGタンク 容量 140,000kL×4基 1,600mmAq、内槽9%Ni	地上式PC製LNGタンク 容量 170,000kL×2基 1,600mmAq、内槽9%Ni	
LNGポンプ	(1)プライマリポンプ 能力 170t/h×4基、インタンクポンプ 10kg/cm²、220kW (2)セカンダリポンプ 能力 150t/h×4基、サブマージドポンプ 75kg/cm²、1,450kW (3)移送ポンプ 能力 170t/h×3基、インタンクポンプ 10kg/cm²、330kW	(1)プライマリポンプ 能力 170t/h×6基、インタンクポンプ 10kg/cm²、220kW (2)セカンダリポンプ 能力 150t/h×6基、サブマージドポンプ 75kg/cm²、1,450kW (3)移送ポンプ 能力 170t/h×3基、インタンクポンプ 10kg/cm²、330kW	(1)プライマリポンプ 能力 170t/h×8基、インタンクポンプ 10kg/cm²、220kW (2)セカンダリポンプ 能力 150t/h×8基、サブマージドポンプ 75kg/cm²、1,450kW (3)移送ポンプ 能力 170t/h×3基、インタンクポンプ 10kg/cm²、330kW	(1)プライマリポンプ 能力 85t/h×4基、インタンクポンプ 10kg/cm²、220kW (2)セカンダリポンプ 能力 65t/h×4基、サブマージドポンプ 75kg/cm²、1,450kW (3)移送ポンプ 能力 85t/h×3基、インタンクポンプ 10kg/cm²、330kW	予備 2基含む 予備 2基含む 予備 1基含む
タンク防災設備	(1)ボート (2)冷却散水設備 (3)粉末消火設備 (4)高発砲設備 (5)水幕設備 (6)その他防災設備 ガス検知器、低温センサー、低温検知器、 炎検知器、液受パン、フレンジカバー、ITV、 ペーシング、非常用電話、火災報知器、消 火器、屋外消火栓	→	→	(1)ボート (2)冷却散水設備 (3)粉末消火設備 (4)高発砲設備 (5)水幕設備 (6)その他防災設備 ガス検知器、低温センサー、低温検知器、 炎検知器、液受パン、フレンジカバー、ITV、 ペーシング、非常用電話、火災報知器、消 火器、屋外消火栓	
ブローア	60t/h×1基	→	→	60t/h×1基	
BOG圧縮機	リフト式 能力 15t/h×5基 0→8kg/cm²、1,100kW	→	→	リフト式 能力 15t/h×5基 0→8kg/cm²、1,100kW	予備1基含む

表 5-4-59 主要設備一覧 (2)

ケース	High ケース 地域L-3			High ケース 地域C-M、D	備考
	160万 t	300万 t	500万 t	100万 t	
年間取扱量	160万 t	300万 t	500万 t	100万 t	
設備	2009年運転開始当初仕様	2017年時点仕様	2025年時点仕様	2019年運転開始当初仕様	
BOGブースター	リフト式 能力 15t/h×4基 8→70kg/cm ² 、2,800kW	→	→	リフト式 能力 15t/h×4基 8→70kg/cm ² 、2,800kW	予備1基含む
BOG再液化装置	BOG再液化量能力 40.6t/h	→	→	BOG再液化量能力 1.9t/h	
LNG気化器	オープンラック式 能力 150t/h×3基 熱源 海水 5,250m ³ /h基 (10℃) 設計圧力 70kg/cm ²	オープンラック式 能力 150t/h×5基 熱源 海水 5,250m ³ /h基 (10℃) 設計圧力 70kg/cm ²	オープンラック式 能力 150t/h×7基 熱源 海水 5,250m ³ /h基 (10℃) 設計圧力 70kg/cm ²	オープンラック式 能力 60t/h×3基 熱源 海水 5,250m ³ /h基 (10℃) 設計圧力 70kg/cm ²	予備1基含む
気化器海水ポンプ	立軸斜流ポンプ 能力 7,000m ³ /h×4基 30m、780kW	立軸斜流ポンプ 能力 7,000m ³ /h×6基 30m、780kW	立軸斜流ポンプ 能力 7,000m ³ /h×7基 30m、780kW	立軸斜流ポンプ 能力 2,200m ³ /h×4基 30m、780kW	予備2基含む
消火海水ポンプ	立軸斜流ポンプ 能力 3,000m ³ /h×3基 80m、1,200kW	→	→	立軸斜流ポンプ 能力 3,000m ³ /h×3基 80m、1,200kW	予備1基含む
海水電解設備	100kg/h×2基、320kW	→	→	20kg/h×2基、60kW	予備1基含む
付臭設備	タンク容量 3m ³ ×1基、設計圧力70kg/cm ² ポンプ 6l/h×2基、80kg/cm ² 換気ファン、脱臭剤	タンク容量 3m ³ ×2基、設計圧力70kg/cm ² ポンプ 6l/h×3基、80kg/cm ² 換気ファン、脱臭剤	→	タンク容量 1m ³ ×2基、設計圧力70kg/cm ² ポンプ 2l/h×2基、80kg/cm ² 換気ファン、脱臭剤	付臭濃度 10mg/Nm ³
送出ガス計量システム	一式	→	→	一式	
ベントスタック	500A×60m×1基	→	→	500A×60m×1基	
1-ティリティ設備	(1)冷却水設備 冷却塔 300m ³ /h×3基 冷却水ポンプ 300m ³ /h×3基、50m (2)計装空気圧縮機 リフト式 1,000m ³ /h×3基、7kg/cm ² ドライヤ-2基、タンク15m ³ ×2基 (3)窒素設備 L-N2タンク20m ³ ×2基 高圧N2気化器(温水バース式) 100m ³ /h×1基 低圧N2気化器(空温式) 100m ³ /h×2基 (4)上水設備 タンク500m ³ 、ポンプ 30m ³ /h×2基、45m (5)生活排水処理設備 活性汚泥処理 20m ³ /D	→	→	(1)冷却水設備 冷却塔 300m ³ /h×3基 冷却水ポンプ 300m ³ /h×3基、50m (2)計装空気圧縮機 リフト式 1,000m ³ /h×3基、7kg/cm ² ドライヤ-2基、タンク15m ³ ×2基 (3)窒素設備 L-N2タンク20m ³ ×2基 高圧N2気化器(温水バース式) 100m ³ /h×1基 低圧N2気化器(空温式) 100m ³ /h×2基 (4)上水設備 タンク500m ³ 、ポンプ 30m ³ /h×2基、45m (5)生活排水処理設備 活性汚泥処理 20m ³ /D	予備1基含む 予備1基含む 予備1基含む
海水取水設備	取水口 31,700m ³ /h 8mΦ×2系統 取水管 31,700m ³ /h 2.7mΦ×2系統	→	→	取水口 4,230m ³ /h 2.8mΦ×2系統 取水管 4,230m ³ /h 0.9mΦ×2系統	予備1系統含む 予備1系統含む
排水設備	40,080m ³ /h	→	→	12,630m ³ /h	
分析装置	1式	→	→	1式	

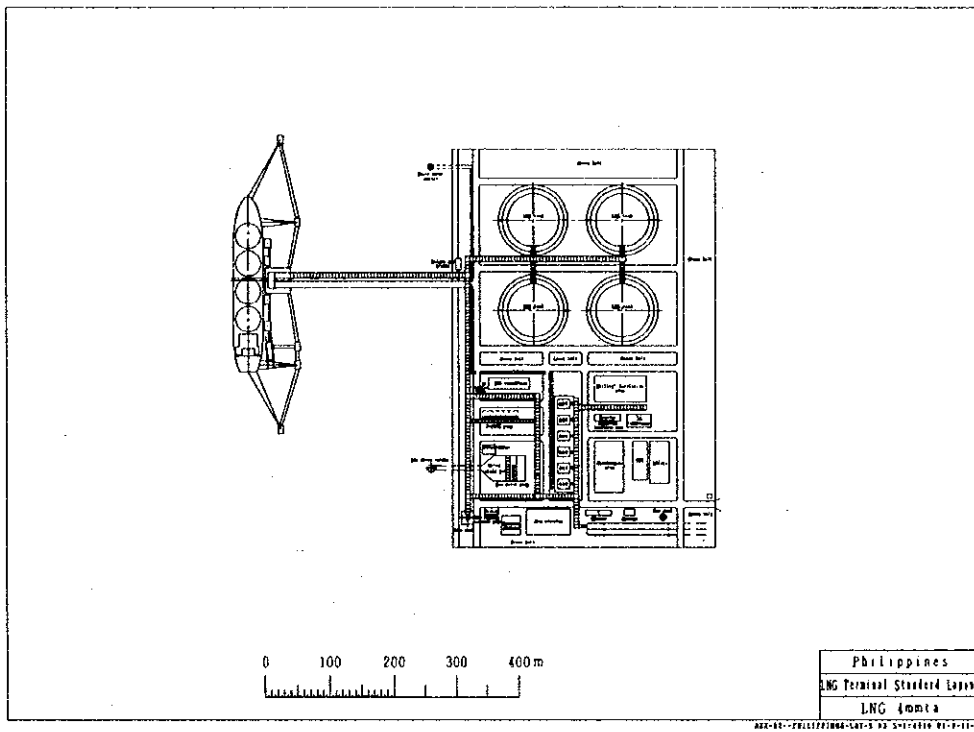


図 5-4-1 LNG 受入基地レイアウト(400 万 t/年)

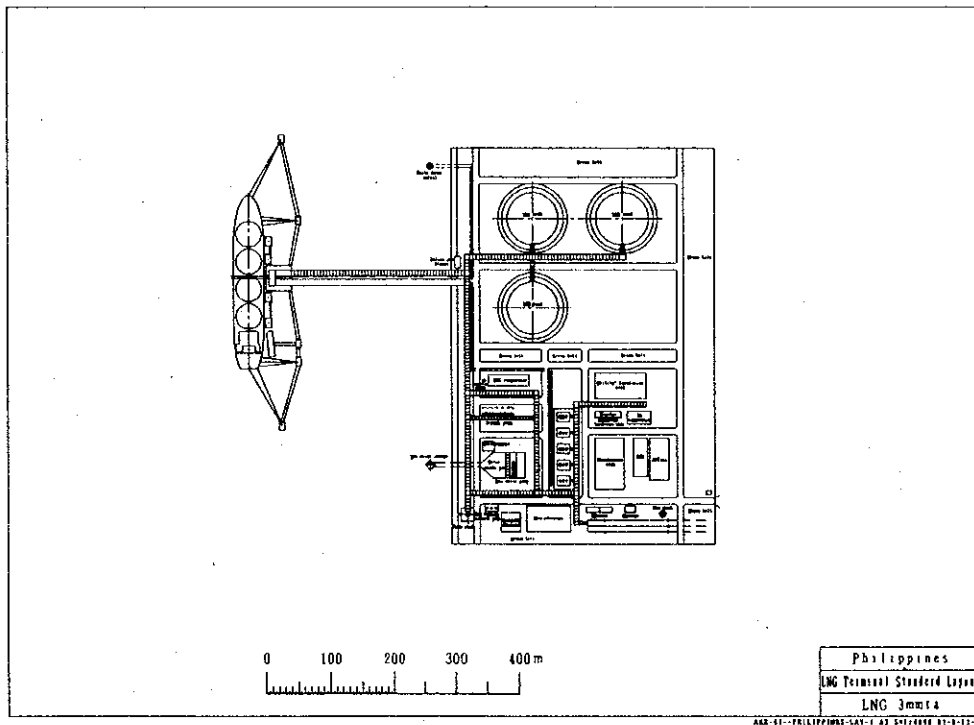


図 5-4-2 LNG 受入基地レイアウト(300 万 t/年)

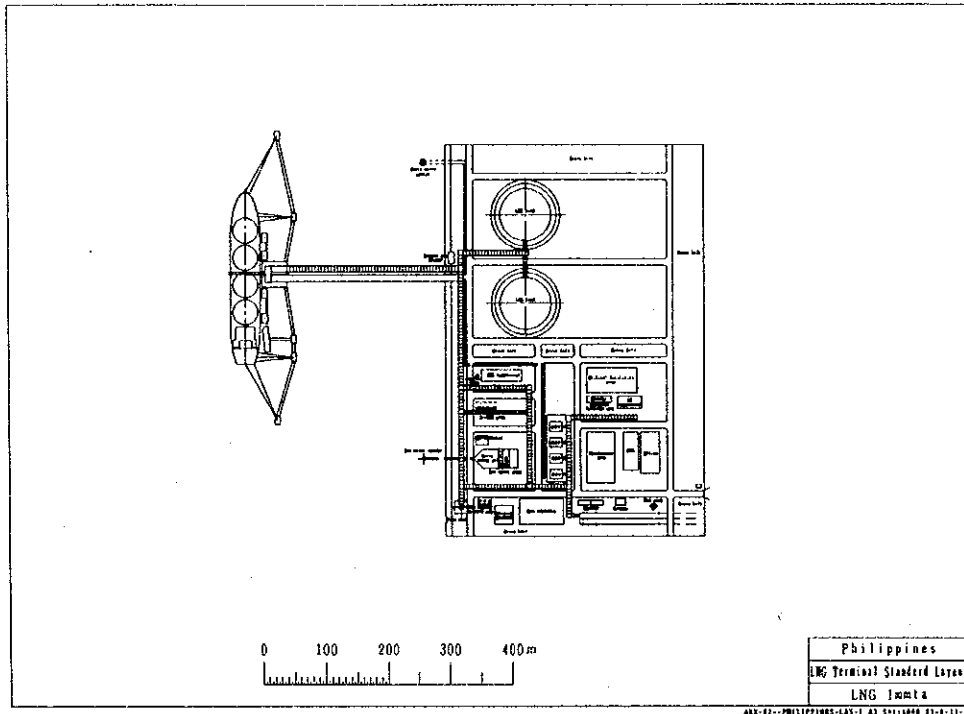


図 5-4-3 LNG 受入基地レイアウト(100 万 t/年)

5-4-13 設備費推定

(1) 設備費

LNG 取扱量が 100 万 t / 年、300 万 t / 年、600 万 t / 年のときの受入基地建設費を下表に示す。

表 5-4-60 LNG 受入基地建設費

(百万 US\$)

年間取扱量(百万 t / 年)	100	300	600	900
受入設備	19	19	19	44
LNG タンク	153	194	258	322
BOG 処理設備	33	35	37	54
ポンプ、気化器、海水設備	25	54	94	125
配管付帯設備	41	61	67	106
電気・計装設備、工事	22	29	36	47
土木・建築工事	19	23	24	24
合計	312	413	535	722

(2) 簡易推定法

LNG 受入基地コストは通常、取扱量およびその他種々の条件を設定した上で設備仕様を決定し、コスト試算する。種々のケースを検討する場合には、この方法で試算すると膨大な労力を必要とする。そこで、基本条件から簡便に推定する方法を検討した。

LNG 受入基地設備の中でコストの比率が最も高い設備は LNG タンクであり、一般的には設備全体の 45% から 70% を占める。タンク容量は、先述したように緊急用の備蓄量、需要の季節間格差、LNG タンカー容量によって決定される。

LNG12 では典型的な例として以下のケースについて受入設備全体に対する各設備のコスト比率を示している。

- ・ LNG 取扱量：400 万 t / 年
- ・ LNG タンク：9 万 kl / 基 × 3 基

表 5-4-61 設備コスト比率

設備種類	コスト比率 (%)
栈橋	10
LNG タンク	45
気化器・海水設備	13
BOG コンプレッサー	6
電気計装設備	15
土木・建築・付帯設備	11
合計	100

(出所) LNG12

このとき取扱量 100 万 t / 年当たりのタンク容量は 67,500kL (100 万 t/年) となる。
今、この値より大きなケースとして以下の場合を想定すると

- ・ LNG 取扱量 300 万 t / 年
- ・ 備蓄量 14 日分
- ・ 季節格差 なし
- ・ LNG 船容量 13 万 kL
- ・ 受入操作用 26 kL
- ・ 必要 LNG 貯蔵量 51 万 kL
- ・ LNG タンク 18 万 kL × 3 基

取扱量 100 万 t / 年当たりのタンク容量は 180,000kL (100 万 t/年) となる。これをタンクコストが容量の 0.8 乗に比例するとして補正すると、基地全体コストに対するタンクコストは 64.2%となる。

また、別のケースとして以下の場合、同様に計算すると

- ・ LNG 取扱量 90 万 t / 年
- ・ 備蓄量 14 日分
- ・ 季節格差 なし
- ・ LNG 船容量 13 万 kL
- ・ 受入操作用 26 kL
- ・ 必要 LNG 貯蔵量 34 万 kL
- ・ LNG タンク 18 万 kL × 2 基

補正後の基地全体コストに対するタンクコストは 77.3%となる。この関係を図 5-4-4 に示す。

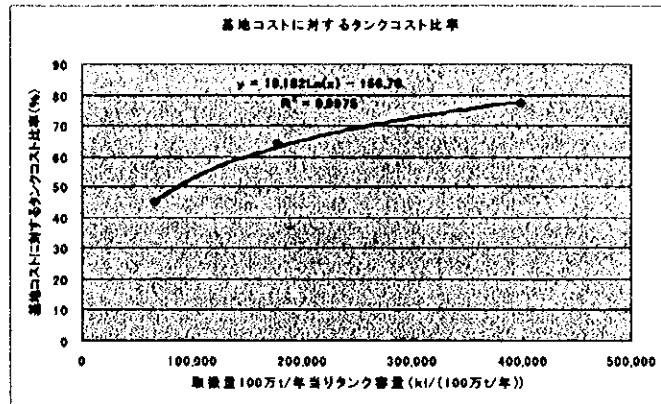


図 5-4-4 基地コストに対するタンクコスト

以上より、LNG 取扱量に対するタンク容量がわかれば、基地全体コストに対するタンクコストの比率が決定される。タンクコストが推定できれば、上記関係を用いることによって基地全体コストが推定できる。

今、LNG タンクコストを 492US\$/kl として、本方法によって推定したコストと(1)とを比較すると、表 5-4-62 になる。

表 5-4-62 LNG 基地コストの比較

公称 LNG 取扱量(百万 t/年) (a)	1	3	6	9
LNG タンク容量(kl) (b)	340,000	420,000	560,000	700,000
(b)/(a)(kl・年/百万 t)	340,000	140,000	93,333	77,778
基地コストに対するタンクコスト比(%)	74.8	58.7	51.3	48.0
LNG タンクコスト(百万 US\$)	167	207	276	344
基地コスト(百万 US\$)	223	352	537	717
(1)のコスト(百万 US\$)	312	413	535	722

これより、公称 LNG 取扱量が 600 万 t/年以上になると、本推定法と各設備仕様に基づいて積み上げた方法によるコストがほぼ一致しているが、小規模の LNG 基地では、100 万 t/年で 29%、300 万 t/年で 15%とコスト差が見られる。

(3) 各ケースの設備費

(1)の建設コストを基にして、各ケースの設備費を以下に示す。なお、建設期間はタンク建設をベースにする場合は 3 年とする。

表 5-4-63 各ケースの設備費

(百万 US\$)

年		2009	2013	2017	2019	2020	2021	2022	2024	2025
High ケー ス	L-2		312			101			78	
	L-3	312		101				78		21
	C-M/D				312					
Low ケー ス	L-2			312			101			
	L-3		312		101				78	
	C-M/D					312				

5-4-14 運転体制と保全費、運転費

(1) 運転体制

日本での LNG 基地でのデータを参考にして、各規模での運転、保全の要員を表 5-4-64 に示す。

表 5-4-64 運転、保全要員 (人)

公称 LNG 取扱量(百万 t/年)		~2	3	4	5
製造	シフトチーフ	1	1	1	1
	監督者	1	1	1	1
	各シフトオペレータ	2	2	3	3
	各シフト現場パトロール	1	2	2	3
	各シフト合計	5	6	7	8
	日勤	23	26	29	32
	製造チーム合計	48	56	64	72
保全	機械	15	18	21	24
	電気計装システム	23	25	27	29
	保全チーム合計	38	43	48	53
防災警備、総務、技術		14	21	31	41
合計		100	120	143	166

(2) 運転・保全費

運転費(労務費を除く)および保全費は、日本での実績データを参考にして以下の通りとする。

年間所要保全費：設備投資額の 1%

年間運転費： 1.8US\$/t-LNG

5-5 国産天然ガス追加埋蔵量への対応

フィリピンには、Camago/Malampaya に続く有望なガス田および潜在埋蔵量が存在する。この内、近い将来相当量が確認された場合のマスタープランの対応を考察したい。特に仮に 1~5TCF の埋蔵量が新規に確認された場合の輸入 LNG 政策を考察する。

通常、ガス生産期間は 20 年とされるが、1 TCF の増量は、20 年間生産として、約 140 mmscfd に相当する。Camago/Malampaya プロジェクトの能力は 500 mmscfd とされるが、海底パイプ自体は 650 mmscfd の能力があり、例えば 1 TCF 増による生産量増は、コンプレッサー設置等で対応可能であると考えられる。

1 TCF を超える増量分は、ガス田設備の他、パイプラインの新規開発と投資とが必要になる。確認から利用まで一定の年限を要しよう。

20 年間は長期計画の観点からは短く、すぐに満了する期間であり、さらなる追加埋蔵量の規模、見通しの確かさ等も考慮し、持続すべき成長を考慮して、一部は 20 年を超える将来世代のために留保されるべきである。また、ガス田管理上、拙速に生産するより、長期回収の方がガスの回収率が高いと言われる点も考慮したい。

このような考察から、ここでは生産期間を通常 20 年に対して 30 年として試算してみる。試算のその他の前提の詳細と試算は、末尾の表 5-5-3 に記す通りである。

これから、想定追加埋蔵量 1~5TCF が、生産量と受入れ消費量にどう換算出来るかをまとめると、表 5-5-1 のようになる。

この表から、例えば 3 TCF の埋蔵量は、1 家庭の台所用ガス使用量が 18 Nm³/月として、1,240 万家庭、すなわち人口 7,000 万のフィリピンのほぼ全家庭厨房需要を 30 年間賄える規模である。これは単なる目安の一つであるが、民生用ではこの他商業用、NGV 用利用が潜在的に期待できる。もし将来、社会状況が変化すれば、再度経済性を吟味の上、地理的により広範な供給を考えるのも一つのオプションであるが、現在の経済性では困難である。

表 5-5-1 埋蔵量追加の消費側へのインパクト

Reserve Size (TCF)	Pipe capacity required (mmscfd) (average)	If used for power generation: (MW)	If fuel oil is converted: (bblfoe/d)	If gas distributed to residences: (x1000 customers)
1	91	695	15,123	4,133
2	183	1,390	30,246	8,266
3	274	2,086	45,369	12,398
4	365	2,781	60,492	16,531
5	457	3,476	75,614	20,664

電力に換算すれば、既存発電のガス転換は全部はコンバインドサイクル (CCGT) にはならないだろうから、平均発電効率を 40% としてみると、2,086MW を賄うことが出来ることになる。表 5-5-2 に示す通り、2001 年現在、ルソン島の NCR、Region III、および IV の地域 (Batangas から Bataan) の既存の石炭、重油、ディーゼル火力の潜在ガス転換可能設備の合計が約 2,800 MW であり、これに匹敵する。多くはマニラ周辺の電力網上戦略的位置にあり、ガス転換の便益が大きいと考える (ただし一部近未来に廃止予定のものもある)。

上流ガス田の供給設備は、上記の通り 1TCF 増を超える分は、新しい設備を開発導入する必要があり、長年を要する。電力の需要増にスムーズに対応できるか否かは分からない。またこの分の Batangas への上陸以降の輸送能力にも限度があり、マニラ周辺および北方の新規需要地域への輸送には別の輸送設備を要する。この分は結局、ループまたは新たにラグナ東回りまたは西海岸回りでマニラ地域へ入ることになり、最後者の場合、Bataan 半島またはカビテ周辺が陸揚げの候補地となろう。

この場合、LNG 輸入の計画は、将来ガス発電で対応すべき電力需要の伸びに、国内ガスの開発がどの程度追いつけるかによると思われる。一方、エネルギーのセキュリティ面も多様な考え方で着実に対応するべきであろう。

ガス量の増大に対して、エネルギーセキュリティの向上、およびこれに関連してガス貯蔵の重要性も増大する。現在の計画ではガス貯蔵の機能に全く触れていないが、将来必ず重要な問題となり、LNG はこの解決策の一つとなる。これは、当面の計画として、Bataan 半島に LNG 基地および関連設備を計画しておけば、将来の需要増大と保安に対して、LNG 計画続行あるいは拡大でいくか、Camago/Malampaya 周辺のガス大増量を取るかの両方に対応できることを意味している。

表 5-5-2 NCR近辺の計画済みおよび潜在的ガス転換可能発電設備一覧

Potential Natural Gas Conversion of Power Plants near NCR
Near NCR and Batangas

Plant Name	Conv'n Priority	Owner	Contract	Location	Political Region	Comm'n'g	Current Fuel	Plant Size MW	Gas quality: 9780 kcal/m ³ at 0 d.c. sm ³ /=	Installed	Assumed	Assumed	Gas	
										Capacity MW	load %	Eff'cy %	Use mmscfd	
Existing/ Planned Gas Power Generations:														
Santa Rita		First Gas	Meralco PPA	Santa Rita, Batangas	Region IV	2000	Gas	250	4	1000	75	45	131.4	
Ilijan		KEPCO/NPC	NPC PPA	Ilijan, Batangas	Region IV	2002	Gas			1200	75	45	157.6	
San Lorenzo		First Gas	Meralco PPA	S. Lorenzo, Batangas	Region IV	2002	Gas			500	75	45	65.7	
Existing Contract Sub-Total										2700			354.7	
San Pascual Cogen			NPC PPA	Batangas	Region IV	2004	Gas			430	75	45	56.5	
Bataan		JV	Meralco PPA	Limay or Mariveles	Region III	2006	NG planne	600	2	1200	75	45	157.6	
Sucal Thermal			NPC to sell 2001/E	Sucal, Paranaque	NCR	2008	Bunker C			700	75	45	92.0	
Existing/ Planned Total										7730			1015.4	
Potential Conversion of Existing Generations:														
Calaca Coal I	High	NPC		Calaca, Batangas	Region IV	1984	Coal	300	1	300	70	40	41.4	
Calaca Coal II	High	NPC		Calaca, Batangas	Region IV	1995	Coal	300	1	300	70	40	41.4	
Malaya GT	High	NPC		Pililia, Rizal	NCR	1989	Diesel	30	3	90	70	40	12.4	
Bataan GT		NPC		Limay, Bataan	Region III	1988	Diesel	30	4	120	70	40	16.6	
Manila Thermal 1&2	High	NPC		Isla de Provisor	Ermite, NCR	1965&66	Bunker C	100	2	200	70	40	27.6	
Bataan Thermal 1		NPC		Limay, Bataan	Region III	1972	Bunker C	75	1	75	70	40	10.3	
Malaya 1	High	NPC/IPP	ROM	Pililia, Rizal	NCR	1975	Bunker C	300	1	300	70	40	41.4	
Malaya 2	High	NPC/IPP	ROM	Pililia, Rizal	NCR	1978	Bunker C	350	1	350	70	40	48.3	
Bataan CC "A"		NPC/IPP	BTO	Limay, Bataan	Region III	1983	Bunker C	70	6	420	70	40	57.9	
Bataan CC "B"		NPC/IPP	BTO	Limay, Bataan	Region III	1994	Bunker C	100	2	200	70	40	27.6	
Subic Enron 2		BOT	BOT	Olongapo, Zambales	Region III	1984	Bunker C		8	108	70	40	14.9	
Edison Global			PPA	Mariveles, Bataan	Region III	1994&5	Bunker C			58	70	40	8.0	
Magellan Cogen			PPA	Rosario, Cavite	Region IV	1995	Bunker C			48	70	40	6.6	
Hopewell GT 1-3	High	BOT		Navotas, Metro M	NCR	1990&91	Diesel			210	70	40	29.0	
Hopewell GT 4	High	BOT		Navotas, Metro M	NCR	1993	Diesel			100	70	40	13.8	
Potential Total										2,879			397.1	
Grand Total										10,609			1412.5	
										Of which high priority potential:	1,850			255.2
Note) ROM: Rehabilitate-Operate-Maintain; PPA: Power Purchase Agreement										MW	%	%	mmscfd	
Potential "High priority": designated by DOE														

表 5-5-3 ガス埋蔵の追加のインパクト試算の前提と結果

前提：

How Camago-Maiampaya Expansion Relates to Production and Use

Gas Reserves, Production and Power Generation, Gas Distribution					
Reserves	3	TCF	Generation Efficiency	45%	Per-meter 18 Nm ³ /month
Operation years	30	yrs	Average Load	75%	per residence
Thermal value	9780	kcal/Nm ³ =	1039	Btu/scf	
Ave. Production Rate:	273.97	mmscfd =	2.83	sbcmy =, if for power	2,086 MW
		equal to:	2.678	Nbcmy=, if distributed	2678.034 Nmmcm for
Standard FO API 15.5:	6.2763	Btu/bi, then	45,369	bbfoe/d.	12,398 X 1000 residential gas customers

Operation years: 30 years, considering future generations

計算結果：

Sensitivity of Size of Additional Reserves

Reserve Size	Pipe capa. mmscfd	If for Power MW	Fuel oil saved bbfoe/d	If distributed x1000 customers
TCF	273.9726027	2,086	45,369	12,398
1	91	695	15,123	4,133
2	183	1,391	30,246	8,266
3	274	2,086	45,369	12,398
4	365	2,782	60,492	16,531
5	457	3,477	75,614	20,664

第6章 最適需給シナリオの選択

第5章で策定したガス供給計画（パイプライン敷設計画）に基づき、以下の6-1および6-2において、シナリオの評価を行ない、最適需給シナリオ（直接的には、最適と考えられる供給オプション）を選択する。6-2での評価に使うガス「顕在」需要を表6-0-1に示す（“Others”の詳細については、第5章5-3-8の表5-3-11から5-3-18までを参照されたい）。

同表によれば、ルソン島の対象地域におけるガス「顕在」需要は、High ケースでは、2006年の363mmscfdから2025年には1,533mmscfdに達する、と推定されている。2025年までの全期間を通じて、発電用が圧倒的な大きさを持ち、全「顕在」需要に対するその比率は最低でも約90%である、と推定されている。また、Low ケースでも、2006年の363mmscfdから、その後、需要量はやや小さいが、High ケースとほぼ同様の推移が見られる。

C・MおよびD地域における「顕在」需要においても、このような事情は変わらない。これら両地域におけるガス需要は2019年から見られるようになるが、ここでも、発電用は圧倒的な大きさを持つ。しかし、後述(6-2)のように、これら地域へのガス供給は収益性を持たないため、実際の供給は行なわれないであろう。

このように、ガス「顕在」需要全体の大きさは、発電用によって左右されるが、本調査では、発電用ガスの供給は、ルソン島における2つの発電所を除き、全て発電所に特別に建設されたパイプラインによって行なわれる、と想定しているため、それらは、以下で行なう供給ルート（パイプライン）の評価の対象には含まれないことに注意されたい。

表6-0-1(1) ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定（High ケース）

	(mmscfd)				
	2006	2010	2015	2020	2025
Power (a)	362	597	791	1,036	1,371
Others	1	10	39	90	162
Total (b)	363	606	830	1,126	1,533
a/b	1.00	0.98	0.95	0.92	0.89

表6-0-1(2) ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定（Low ケース）

	(mmscfd)				
	2006	2010	2015	2020	2025
Power (a)	362	386	646	997	1,268
Others	1	3	10	23	47
Total (b)	363	388	656	1,020	1,316
a/b	1.00	0.99	0.98	0.98	0.96

6-1 天然ガス供給システムの選定

ここでは、第4章で推定した天然ガス潜在需要と、第5章で検討した天然ガス供給計画のルートおよびコストを基に最適供給モデルを構築し、天然ガス供給地域の検討を行なった。ここでの最適供給モデルは、パイプラインに焦点を絞っているため、LNG 基地や Camago/Malampaya ガス田から供給される国内天然ガスの陸揚げ地点である Batangas City 近くに立地する発電所の需要は含まれていない。したがって、最適供給モデルの中で考慮されている発電所は、Sucat 発電所と Santo Tomas 近くに計画されている工業団地向け発電所の需要だけである。

6-1-1 最適供給モデル

最適供給モデルは Microsoft Excel で作られており、Add-in Software の Large Scale LP Solver を使って最適解を求めている。本モデルの変数は 494 個で、19 地域のガス供給量を 2000 年から 2025 年まで検討できる。目的関数は、ガス供給会社の利益最大である。制約条件は、「供給量は需要量以下」、「供給量は供給上限以下」の2つになっている。

モデル・フローを図 6-1-1 に示す。各ケースに必要な投資金額は 20 年間で 7% の金利で元利均等払いする金額を投資金額に対する年間コストとしている。投資額に含まれるものは、中圧および低圧ラインを含むパイプライン建設費である。その他の年間コストとしては、保全費を計上しているが、この費用は日本の経験を基に推定しており、パイプライン長(km)およびガス供給範囲(km²)に依存している。これら2つのコストを固定費として取り扱った。もうひとつのコストは変動費で、これはガスの仕入れ価格に供給量を乗したものである。これらの費用が年間の売上高を上回らない地域へのガス供給をモデルで求めている。したがって、モデルでは、費用が売上高を上回る(赤字)供給ラインにはガスは供給されない。しかし、本調査の計画では 2006 年からガスを供給することになっている。

$$\Sigma (\text{年間売上高} - \text{年間費用}) = \text{利益最大}$$

モデルの中で使用しているガス仕入れ価格および供給価格は、ガスの競合燃料の価格を基に想定している。これらの価格は次節(6-2)の中で詳しく述べられている。

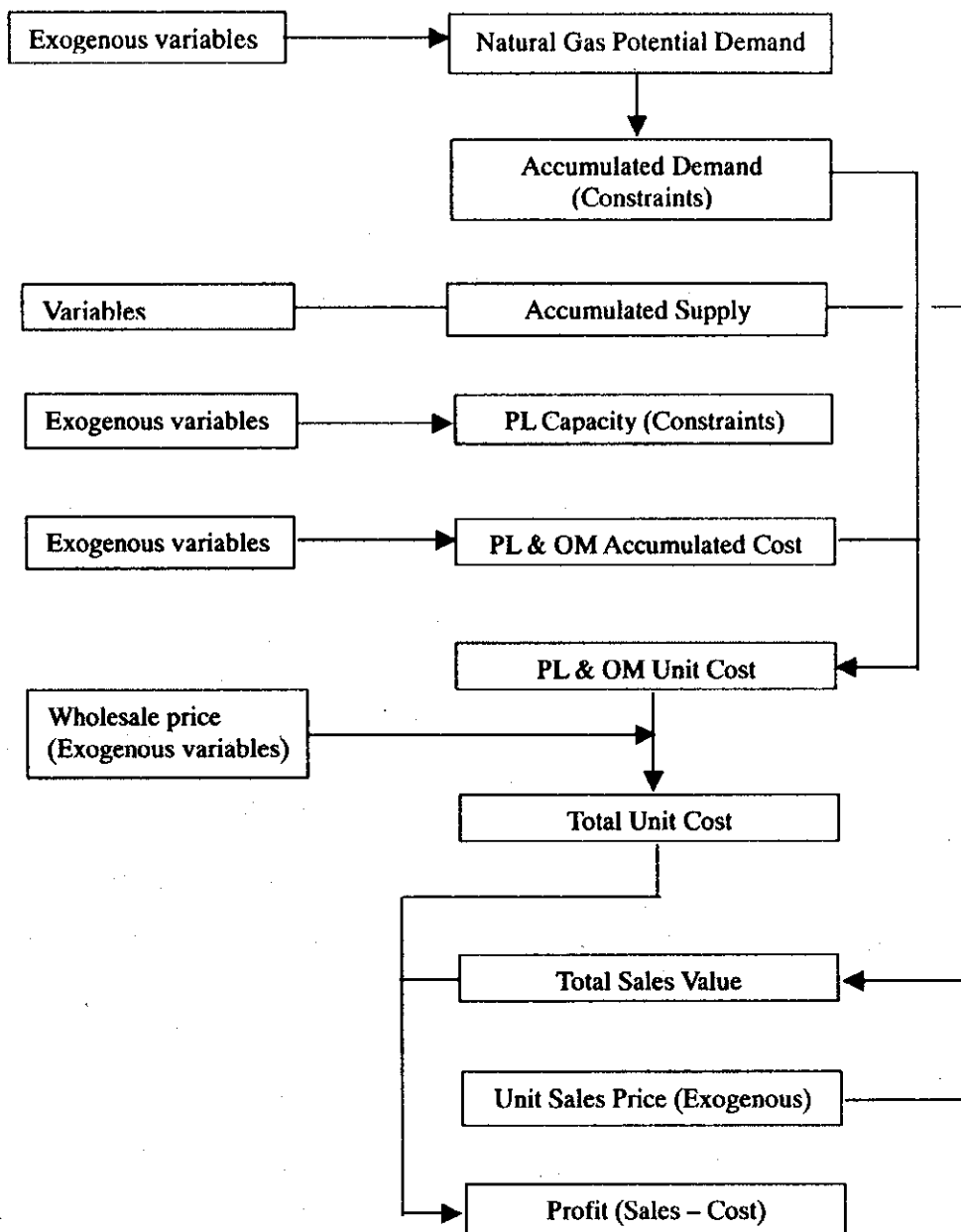


図 6-1-1 Flow Chart of Model Sheet

6-1-2 入力データ

(1) 天然ガス需要量

本調査で推定された将来の天然ガス潜在需要は、表 6-1-1 のとおりである。天然ガス需要は、工業、商業、輸送、家庭部門であるが、Sucat と Santo Tomas には、発電所需要も含

まれている。Sucat 発電所および Santo Tomas に位置する工業団地向けの発電所の運開時期は、High ケースで 2008 年と想定した。Low ケースでは、Santo Tomas が 2008 年、Sucat が 2012 年である。天然ガス潜在需要は NCR に集中していて、全体の約 90%をしめる。

表 6-1-1 各地域の天然ガス潜在需要

(Unit : mmscfd)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
High Case						
Santo Tomas	0.25	0.18	4.67	8.67	10.30	12.03
Cabuyao	0.23	0.16	0.84	2.02	3.53	5.15
Palapala (Cavite)	0.25	0.18	0.91	2.21	3.86	5.62
Alabang (South NCR)	0.74	0.48	2.71	6.72	11.88	17.45
Sucac	0.22	0.16	71.52	72.67	74.13	75.69
Pasay (Central NCR)	2.21	1.45	8.15	20.20	35.68	52.44
North NCR	2.65	1.74	9.74	24.16	42.67	62.70
Santa Rita	0.17	0.13	0.66	1.61	2.83	4.14
San Fernando	0.11	0.08	0.44	1.07	1.88	2.76
Clark	0.00	0.00	0.02	0.04	0.07	0.10
Subic	0.00	0.00	0.01	0.02	0.04	0.05
Limay	0.04	0.03	0.14	0.34	0.60	0.88
Total	6.88	4.60	99.82	139.75	187.47	239.01
Low Case						
Santo Tomas	0.25	0.13	3.76	7.01	7.41	8.13
Cabuyao	0.23	0.12	0.24	0.49	0.86	1.53
Palapala (Cavite)	0.25	0.13	0.26	0.53	0.94	1.67
Alabang (South NCR)	0.74	0.36	0.75	1.57	2.83	5.10
Sucac	0.22	0.12	0.23	71.18	71.55	72.19
Pasay (Central NCR)	2.21	1.08	2.25	4.71	8.49	15.32
North NCR	2.65	1.29	2.69	5.63	10.15	18.31
Santa Rita	0.17	0.10	0.19	0.39	0.70	1.24
San Fernando	0.11	0.06	0.13	0.26	0.46	0.82
Clark	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.03
Subic	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02
Limay	0.04	0.02	0.04	0.08	0.15	0.26
Total	6.88	3.42	10.55	91.86	103.56	124.61

(2) コスト・データ

本調査では、2つのパイプライン・ルートを設定した。ひとつは、供給元を Tabangao と Bataan 半島に持ちマニラ湾を横断しないオプション 1、2つ目は、供給元を Tabangao と Bataan 半島に持ちマニラ湾を横断するオプション 2 である (図 6-1-2~図 6-1-3 参照)。

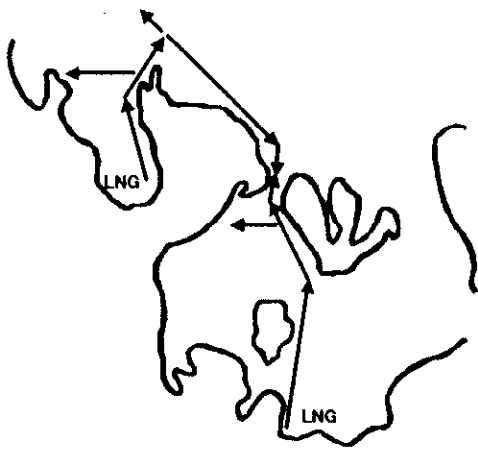


図 6-1-2 供給ルート:オプション 1

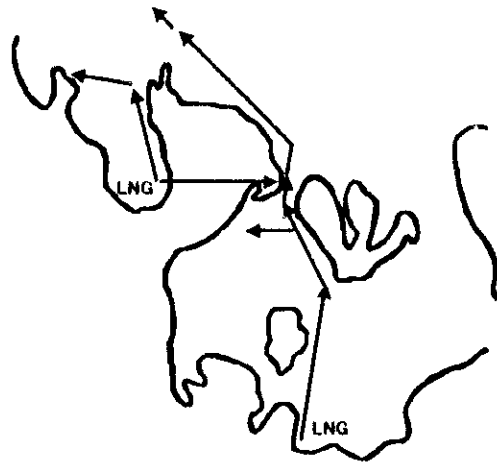


図 6-1-3 供給ルート:オプション 2

供給ルート別コスト内訳を表 6-1-2 に示す。

表 6-1-2 供給ルート別コスト内訳

(単位: Million US\$)

	高圧ライン 投資費用	中低圧ライン 投資費用	高圧ライン 年間保全費	中低圧ライン 年間保全費
High ケース/オプション 1	136.0	500.3	11.3	22.2
High ケース/オプション 2	120.9	550.3	11.4	22.2
Low ケース/オプション 1	124.4	161.4	11.3	6.37
Low ケース/オプション 2	98.3	161.4	11.4	6.53

中低圧パイプラインの投資費用は、High ケース は、供給地域が広いため 5.00 億 US\$ になっている。一方、Low ケースは、ガス需要が少なく、供給地域が小さいため、中低圧パイプラインの投資費用は、1.61 億 US\$ になっている。パイプラインの年間保全費は、パイプライン延長や供給範囲に依存している。高圧パイプラインの年間保全費は US\$35,000/km、中低圧パイプラインの年間保全費は US\$30,000/km² と設定している。これらのコストは、日本の経験をもとに推定された。

高圧パイプラインの投資費用は、パイプラインの口径とパイプライン延長に依存している。オプション 1 の場合、ガス供給元が Batangas と Bataan 半島の 2 地域に位置しているため、ガス・ネットワーク全体のパイプ口径が大きくなり、投資金額も大きくなっている。オプション 2 の場合も供給元が 2 つであるが、需要の大きい NCR 地域にガスを供給するために、マニラ湾を横断する海底パイプラインを使用している。海底パイプラインの投資費用は必要だが、需要の少ない Bataan 半島へのガス供給は小さな口径のパイプで接続されているため、オプション 1 よりも投資費用が小さい。

6-1-3 モデル結果

2 ケース、2 オプションについて、LP モデルを使ってシミュレーションを行なった。全てのケースにおいて Santo Tomas と Sucat の発電所需要が発生する 2008 年まではガス需要が小さく、ガスを供給しても利益が生じないため、モデルではガス供給が 0 になった。以下にそれぞれのケースのシミュレーション結果を説明する。

(1) High ケース オプション 1

High ケース オプション 1 は、2009 年から 2013 年まで、Tabangao から Sucat までガスを供給すると利益が一番大きい。その後、2014 年から 2017 年までは Pasay まで、2018 年から North NCR まで供給すると利益が最大になる。オプション 1 の場合、需要の大きい NCR にガスを供給するために Tabangao と Limay/Mariveles の 2 地域から供給しないと NCR の需要を満たすことができない。Tabangao からは Batangas 州を北上して NCR に供給する。Limay/Mariveles からはマニラ湾沿いに敷設したパイプラインで NCR に供給する。すなわち、NCR に供給することは Tabangao から NCR へのパイプラインの他に Limay/Mariveles から NCR へのパイプラインが必要である(表 6-1-4 および図 6-1-5 参照)。しかし、図 6-1-5 に示した点線部分である Subic や Clark は、ガス需要が小さいため、ガスを供給すると利益が少なくなるため、本モデルではガスを供給していない。

図 6-1-4 は、2007 年から 2025 年までの各地点での利益の純現在価値 (NPV) を示している。High ケース オプション 1 は、North NCR までの供給の利益が一番大きい。

(2) High ケース オプション 2

High ケース オプション 2 は、NCR の需要を満たすために Batangas からの供給の他に、Limay/Mariveles から海底パイプラインで直接 NCR に供給している。オプション 2 もオプション 1 と同じように、2009 年から Sucat に供給するのが経済的である。その後、需要の増大に伴い 2014 年から Pasay まで、2016 年から North NCR、2020 年から Santa Rita、2025 年から San Fernando まで供給することが最大の利益をもたらす(表 6-1-5 および図 6-1-7 参照)。

図 6-1-6 は、2007 年から 2025 年までの各地点での利益の純現在価値 (NPV) を示している。North NCR までの供給の利益が一番大きく、その後、徐々に利益が減少していく。

(3) Low ケース オプション 1

Low ケース オプション 1 は、2011 年から Tabangao から Santo Tomas までガスを供給すると利益が一番大きい。その後、2012 年から Sucat まで、2017 年から Pasay まで、

2023年からNorth NCRまで供給すると、利益が最大になる。Low ケースの場合、Sucat 発電所の運開がHigh ケースと比べて遅いため、パイプラインの延長も遅れてくる(表 6-1-6 および図 6-1-9 参照)。

図 6-1-8 は、2007 年から 2025 年までの各地点での利益の純現在価値 (NPV) を示している。

(4) Low ケース オプション 2

Low ケース オプション 2 もオプション 1 と同様に、2011 年から Santo Tomas に供給するのが経済的である。その後、需要の増大に伴い 2012 年から Sucat まで、2017 年から Pasay、2020 年から North NCR まで、2025 年から Santa Rita まで供給することが最大の利益をもたらす (表 6-1-7 および図 6-1-11 参照)。

図 6-1-10 は、2007 年から 2025 年までの各地点での利益の純現在価値 (NPV) を示している。

6-1-4 モデル結果の評価

すべてのケース・オプションにおいて、NCR までのルートが経済的である。これは NCR 周辺に需要が集中しているためで、その他の地域 (NCR 以北、Bataan 半島) は需要が少ないために、ガスを供給すると費用が売上を上回ってしまう。

表 6-1-3 は、それぞれのケース・オプションで利益が一番大きくなる供給計画の供給年次と利益および費用・便益比率を要約したものである。2007 年から 2025 年までの利益の純現在価値 (割引率 7%) が一番高いケースは、High ケース オプション 2、次いで High ケース オプション 1、Low ケース オプション 2、Low ケース オプション 1 の順になっており、オプション 2 の方が利益は大きい。これはオプション 2 の投資金額がオプション 1 よりも少ないためである。

しかし、投資金額が違うため利益だけで比較するのは不十分である。そこで費用・便益分析を行なった。その結果も、利益比較と同じになり、High ケース オプション 2 が最も高く 1.133、次に High ケース オプション 1 の 1.091、Low ケース オプション 2、Low ケース オプション 1 の順である。

表 6-1-3 各供給計画の結果

Case/Option	Economically supplied area	NPV of profit (2007-2025) (Million US\$)	Cost-benefit ratio (Benefit/Cost)
High Case Option 1	Sucacat (2009) – Pasay (2015) - North NCR (2018)	364	1.091
High Case Option 2	Sucacat (2009) – Pasay (2014) - North NCR (2016) - Santa Rita (2020) – San Fernando (2025)	514	1.133
Low Case Option 1	Santo Tomas (2011) – Sucacat (2012) – Pasay (2018) - North NCR (2024)	160	1.066
Low Case Option 2	Santo Tomas (2011) – Sucacat (2012) – Pasay (2018) - North NCR (2021)	167	1.073

表 6-1-4 High ケース オプション 1 の供給地域毎の利益額推移

(Million US\$)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	NPV
Sucat	0.0	0.0							20.9	23.8	26.9	30.1	33.5	37.0	41.4	46.0	51.0	56.2	61.6	202.4
Bacoor	0.0	0.0	3.4	5.4	7.5	12.8	15.1	17.5	20.0	22.9	26.0	29.2	32.5	36.1	40.5	45.1	50.1	55.3	60.7	194.5
Pasay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	12.2	17.7				44.8	52.7	60.9	70.7	81.2	92.2	104.0	116.2	279.2
North NCR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.1	19.9	32.3									304.2

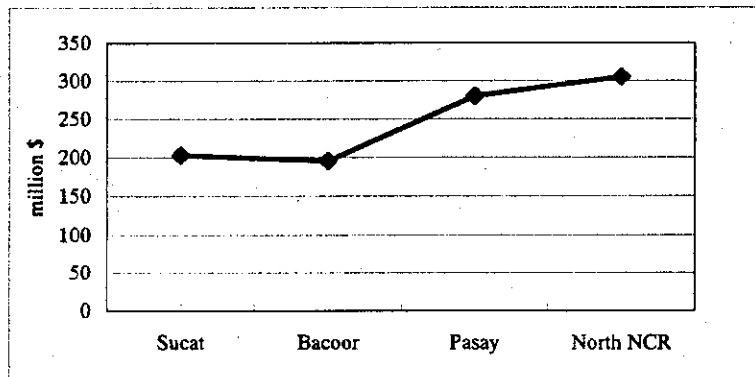


図 6-1-4 High ケース オプション 1 の供給地域毎の利益の純現在価値

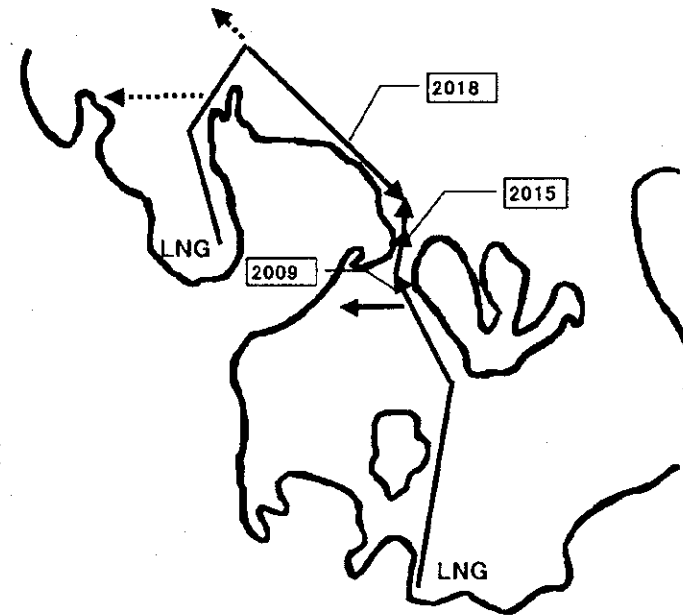


図 6-1-5 High ケース オプション 1 の供給地域と供給年

Appendix 1: Mean values of the variables measured during the study

Page 10 of 15

Variable	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post
Sum	104.3	6.5	18.4	13.7	15.0	18.4	2.1	2.5	2.0	2.5	2.0	2.5	2.0	2.5	2.0	2.5	2.0	2.5
Mean	2.1	0.1	0.4	0.3	0.3	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SD	1.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Min	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Max	22.9	30.3	37.4	41.5	43.7	47.4	45.4	59.2	79.7	90.7	103.7	127.9	149.3	169.7				

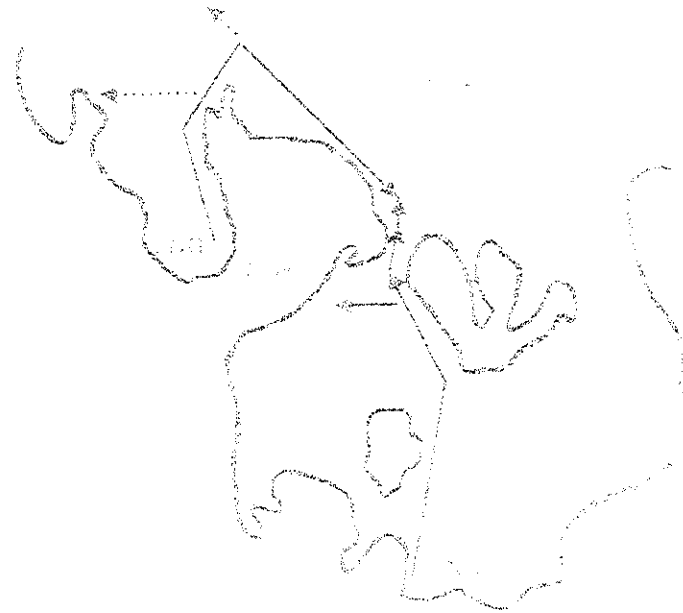
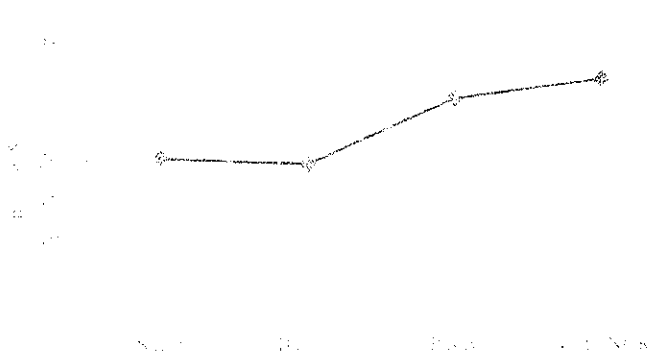


Figure 1. Location of the study area.

表 6-1-5 High ケース オプション 2 の供給地域毎の利益額推移

(Million US\$)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	NPV
Sucacat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.4	31.3	34.6	38.0	41.7	45.5	49.5	54.5	59.8	65.4	71.4	77.6	294.5
Bacooc	0.0	0.0	11.7	14.0	16.3	22.2	24.8	27.5	30.4	33.7	37.1	40.8	44.6	48.5	53.6	58.9	64.5	70.5	76.7	286.7
Pasay	0.0	0.0	0.0	3.5	8.8	17.7	23.6	29.5	35.4	41.3	47.2	53.1	59.0	64.9	70.8	76.7	82.6	88.5	94.4	381.8
North NCR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	11.6	21.8	32.6	43.4	54.2	65.0	75.8	86.6	97.4	108.2	119.0	129.8	140.6	448.1
Santa Rita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	19.9	31.0	43.8	57.3	71.5	86.5	102.0	120.0	139.2	159.5	181.2	203.9	444.9
San Fernando	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	17.0	28.3	41.3	55.0	69.4	84.7	100.7	119.5	139.5	160.7	183.3	206.7	434.2
Clark	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	13.2	24.5	37.5	51.2	65.7	80.9	97.0	115.8	135.8	157.0	179.6	203.3	413.3

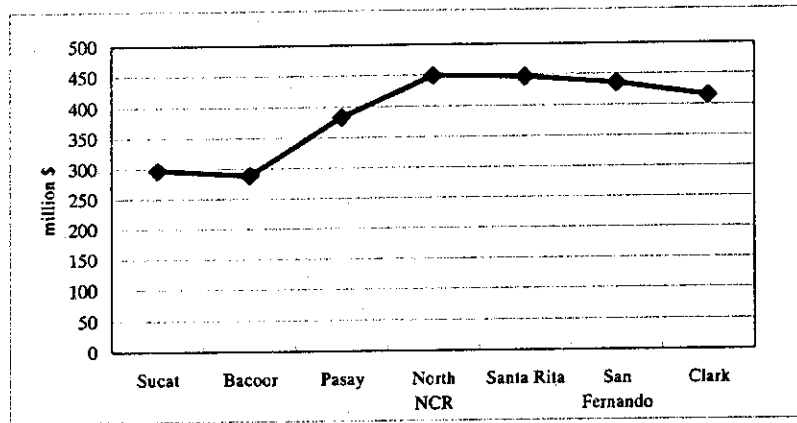


図 6-1-6 High ケース オプション 2 の供給地域毎の利益の純現在価値

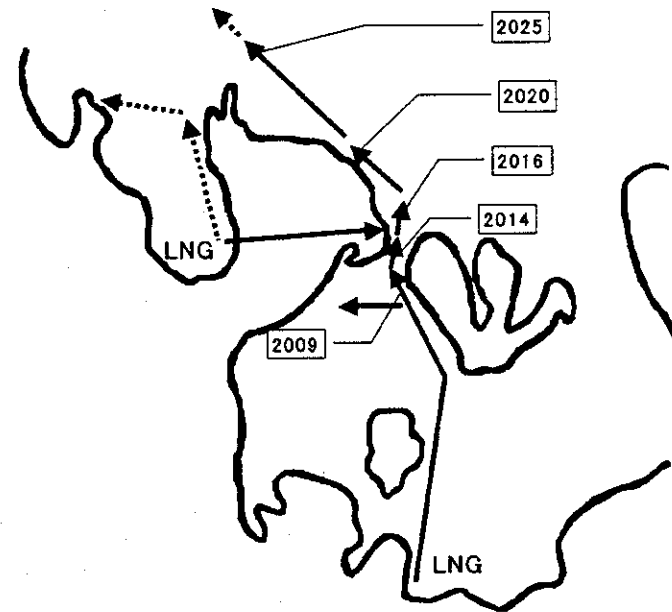


図 6-1-7 High ケース オプション 2 の供給地域と供給年

図6-15 High 100 年モデルによる2010年以降の20年間の地域毎の利益、純現在価値

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
利益	12.0	14.9	17.0	23.1	25.7	28.4	31.3	34.6	38.0	41.7	45.5	49.5	53.5	57.5	61.5	65.5
純現在価値	29.8	35.2	43.7	51.6	59.8	68.5	77.7	88.0	100.3	112.4	124.3	136.1	147.8	159.5	171.2	182.9
利益	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8
純現在価値	45.1	58.2	72.1	85.6	102.2	120.7	140.4	161.5	183.5	206.9	231.7	257.0	282.7	308.8	335.3	362.2
利益	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3
純現在価値	37.5	51.2	65.7	80.9	97.0	115.8	135.8	157.0	179.3	202.9	227.7	252.7	277.9	303.3	328.9	354.7

6-10

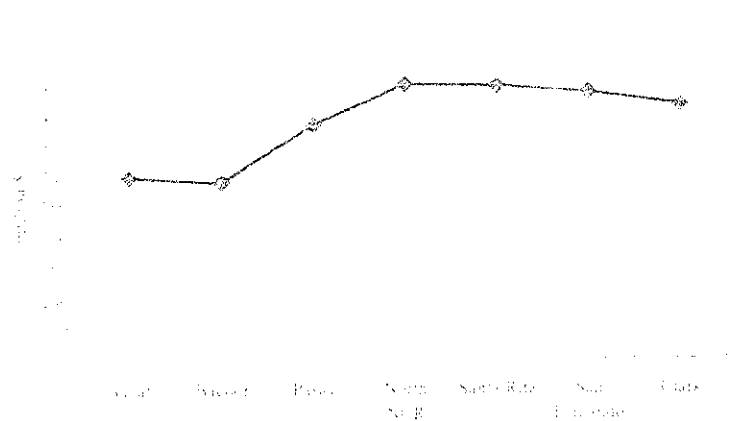


図6-16 High 100 年モデルによる2010年以降の20年間の地域毎の利益、純現在価値

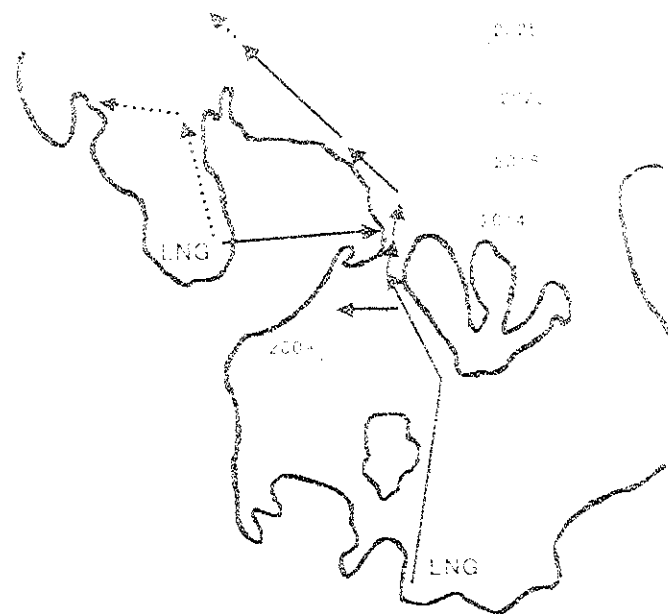


図6-17 High 100 年モデルによる2010年以降の20年間の地域毎の利益

表 6-1-6 Low ケース オプション 1 の供給地域毎の利益額推移

(Million US\$)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	NPV	
Santo Tomas	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	4.9	5.3	5.7	6.0	6.4	6.9	7.3	29.8	
Sucat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	14.8	15.9	17.1	18.4	19.9	20.8	22.3	24.0	25.9	27.7	29.7	31.8	34.1	36.5	138.9
Bacoor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	11.9	13.7	15.6	17.8	19.9	21.5	23.2	25.1	26.9	28.8	30.9	33.2	35.6	133.5	
Pasay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	3.5	7.2	11.3	15.9	21.2	27.1	33.5	40.9	45.5	50.5	146.1	
North NCR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	3.5	7.2	11.3	15.9	21.2	27.1	33.5	40.9	45.5	50.5	89.1	



図 6-1-8 Low ケース オプション 1 の供給地域毎の利益の純現在価値

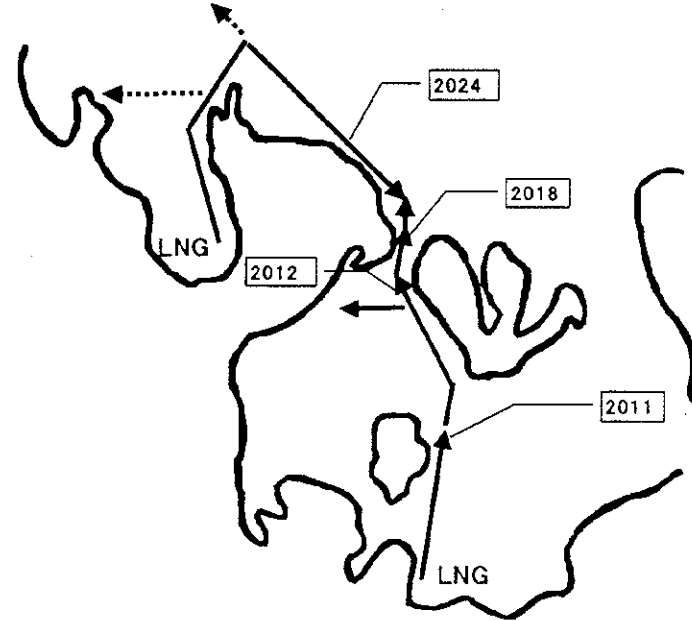


図 6-1-9 Low ケース オプション 1 の供給地域と供給年

Table 10. Low flow (L/s) at the 10th station of the River, 1999-2004

Continued

Station	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Santo Domingo	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.4	4.7	5.0	5.3	5.6	5.9	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	7.7	8.0	8.3
Sucun	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6	15.6	16.7	17.9	19.3	20.8	22.4	23.9	25.4	26.9	28.4	29.9	31.4	32.9	34.4	35.9	37.4	38.9	40.4	41.9	43.4
Bocay	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	14.8	15.9	17.1	18.3	19.5	20.7	21.9	23.1	24.3	25.5	26.7	27.9	29.1	30.3	31.5	32.7	33.9	35.1	36.3	37.5
Pinar	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.2	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.2	27.2	28.2	29.2	30.2
North NCR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

119

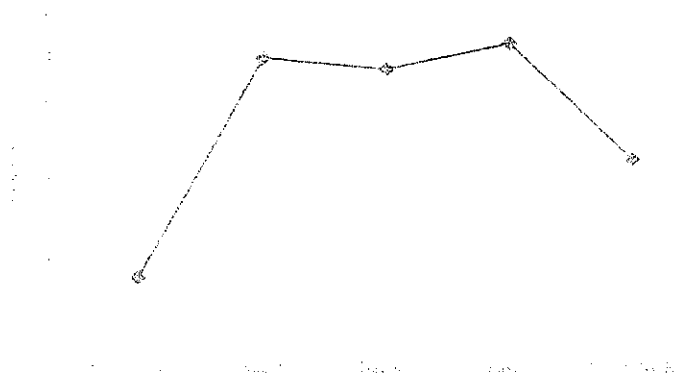


Figure 10. Low flow (L/s) at the 10th station of the River, 1999-2024

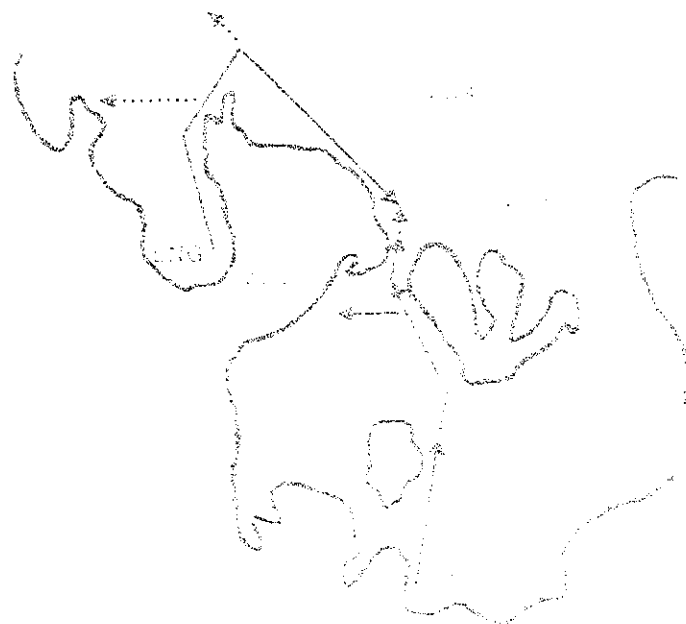


Figure 11

表 6-1-7 Low ケース オプション 2 の供給地域毎の利益額推移

(Million US\$)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	NPV
Santo Tomas	0.0	0.0	0.0	0.0		2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	4.9	5.3	5.7	6.0	6.4	6.9	7.3	29.8
Sucac	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							22.4	24.1	26.0	27.8	29.7	31.8	34.1	36.5	139.1
Bacoar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	14.8	15.9	17.1	18.5	19.9	21.5	23.2	25.1	26.9	28.9	31.0	33.2	35.6	133.7
Pasay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	11.9	13.7	15.6	17.8	20.3				32.8	36.6	40.9	45.5	50.5	146.3
North NCR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.5	5.0	7.8	11.1	14.7	18.6	23.1	28.2						124.1
Santa Rita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	3.7	6.5	9.9	13.5	17.5	22.1	27.3	33.1	39.4	46.4	54.0	62.3	118.5
San Fernando	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	4.8	8.2	11.9	16.0	20.6	25.9	31.8	38.2	45.3	53.1	61.5	110.8
Clark	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	3.0	6.4	10.1	14.2	18.8	24.1	30.0	36.4	43.5	51.3	59.7	101.8

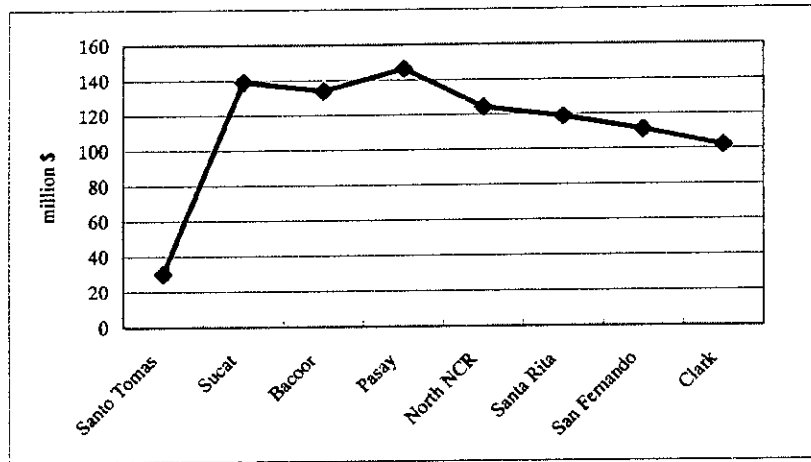


図 6-1-10 Low ケース オプション 2 の供給地域毎の利益の純現在価値

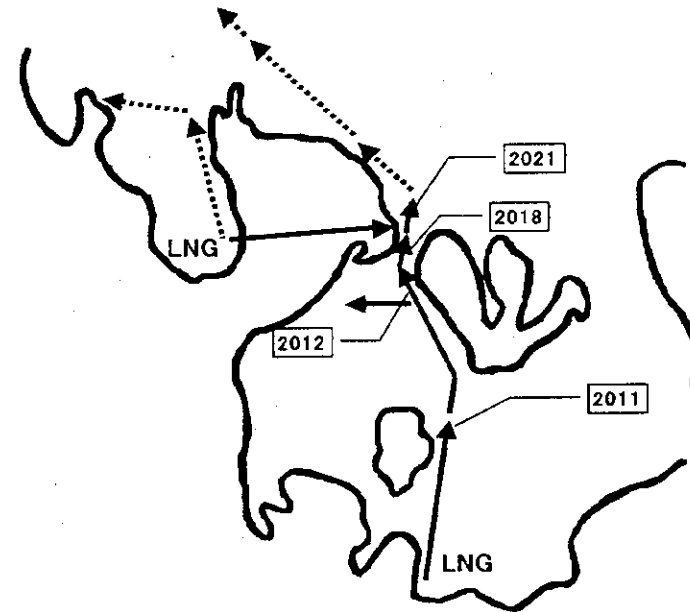
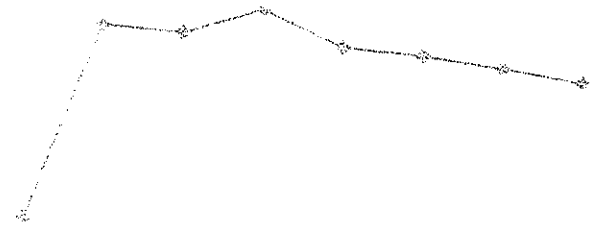


図 6-1-11 Low ケース オプション 2 の供給地域と供給年

143 144 145 146 147 148 149

22.8 38.9 25.1

31.8 40.0 46.8 54.2 62.5



6-2 経済・財務分析とフィリピン経済への影響

6-2-1 経済・財務分析の前提

(1) 部門の設定

今回のプロジェクトの内容は、LNG、パイプライン、ガス発電への投資が中心であるため、以下の表の3つを部門として設定した。そして、経済財務分析のため LNG、パイプライン、発電、プロジェクト全体の順に諸分析表を作成した。また、プロジェクトの流れは、天然ガス (LNG) の供給、パイプラインでの輸送、電力部門での天然ガスの消費、一般利用者 (工業部門、商業部門、家庭部門、公共部門などの非電力部門) の消費の順であるが、天然ガスの仕切価格によるコスト引き継ぎが中間で政策的に操作できるように、いくつかのガス価格変数を設定した。

表 6-2-1 分析のための部門設定

部 門	政策変数の設定
LNG 部門	1) 輸入 LNG を再ガス化して、パイプライン部門や電力部門に天然ガスを供給する部門。 2) Camago/Malampaya からの国内天然ガス価格は、与件事項とし、輸入天然ガスである LNG のみを政策的に価格が変更できるものとした。 3) LNG 基地は、Batangas や Bataan 半島での建設が考えられるが、本モデルでは、これらすべての LNG を一つの部門とした。
パイプライン部門	1) Batangas からマニラを経てマニラ北部一帯にガスパイプラインを敷設し、国内天然ガスや輸入天然ガスを一般ユーザーや発電所に販売するパイプライン部門である。 2) 一般利用者は、パイプラインで天然ガスが供給されないかぎり利用することはできない。したがって、天然ガス価格とともにパイプライン部門の設定により、供給先に関しても政策的に変更できるようにした。
電力部門	1) フィリピンでは、天然ガスによる発電が 2001 年から始まるが、本モデルでは、2006 年以降、計画されているガス発電 (設備) を一つの電力部門とした。すなわち、2001 年から 2005 年までに運転開始する発電所は除外した。 2) 発電した電力は配電会社に販売するものとした。したがって、この電力部門の販売価格は配電会社への価格である。

(注意 1) Camago/Malampaya ガスは、部門としては設定しないが、与件事項として別途販売価格を計算している。

(注意 2) 電力部門に送電コスト (近隣グリッドまでの送電) 計算のブロックを設定した。

(2) 通貨とインフレ率

フィリピンの通貨は Peso であるが、今回の財務分析には US\$ を使う。US\$ が比較的安定していること、他のプロジェクトでの財務分析の使用通貨にドルが多いことなどが、その理由である。また、インフレ率はアメリカの消費者物価指数を基準とし、以下のインフ

レ率を前提とする。

表 6-2-2 アメリカの消費者物価指数と工業製品物価指数の設定

指数	High ケース		Low ケース	
	消費者物価指数	工業製品物価指数	消費者物価指数	工業製品物価指数
2001-2005	1.0%	0.6%	0.5%	0.3%
2005-2015	2.5%	1.5%	2.0%	1.2%
2015-2025	3.0%	1.8%	2.5%	1.5%

(注意) 工業製品物価指数は消費者物価指数の弾性値 0.6 である。

(3) 計算期間

基準年は、Camago/Malampaya のガスが供給される 2001 年とする。したがって、現在価値法での基準年も 2001 年となる。プロジェクトの計算期間は 2001 年から 2025 年とし、この間にプロジェクトに投資される案件をすべて対象とする。ただし、2001 年から 2005 年までに運転開始するガス発電は除外した。また、2026 年以降に投資が発生したときは、この案件は対象外とした。

表 6-2-3 基準年とプロジェクト期間

項目	年	期間
基準年	2001 年	
計算期間	2001 年から 2025 年	25 年間
プロジェクト期間	投資開始年から 2025 年	約 20 年間

(4) 償却方法

償却方法は、定額とし、残存簿価はすべての部門で取得価格の 10% とする。ただし、償却期間は、部門ごとの特徴を考えて以下のように設定した。

1) LNG 部門の償却

LNG 設備の償却期間を 20 年とする。LNG 設備は、通常は港湾設備、再ガス化装置、タンクなどから構成されるが、今回は、再ガス化装置、タンクの償却期間である 20 年を全体の償却期間とした。また LNG は、追加投資もあり償却期間を長くすると計算期間内での未償却資産が多くなるので、これを避けるためにも 20 年を償却期間とした。

2) パイプライン部門の償却

パイプラインの償却は 20 年とした。通常パイプラインは 20 年から 25 年で償却するが、今回のパイプラインの投資計画が基準年から 5 年経過後に投資しているため、償却期間を 20 年とすることで、初期投資の償却が終了年と一致することになる。

3) 発電部門の償却

発電設備の償却は20年とした。発電設備は建物、機器などから構成され、これらは償却期間がまちまちであるが、今回は、発電への投資額がUS\$/MWで計算されているため、構築別に投資額が把握できていない。したがって、追加投資の状況も考慮して機器の償却期間である20年を全体の償却期間とした（日本の大手発電会社の発電装置は、償却期間15年である）。

(5) 操業前金利償却

操業前金利の償却期間はすべての部門について10年とした。通常、操業前金利は5年程度で償却されるが、本プロジェクトは高い収益が望めないことを考慮して、10年の償却期間とした。

表 6-2-4 償却期間の設定

項 目	資 産	期 間
償却期間（有形固定資産）	LNG	20年
	パイプライン	20年
	発電	20年
償却期間（無形固定資産）	操業前金利償却	10年

(6) 短期借入金

プロジェクトが資金不足になったとき、通常は短期借入金で資金不足を補うことになる。そのため、短期借入金の金利の見通しが必要になる。今回は、マニラの短期金利市場、アメリカの短期金利、Meralco社の借入金利率などから、全期間を通して7%の金利を使用する。

表 6-2-5 名目短期金利と実効短期金利

	マニラ 預金金利 (Deposit rate)	銀行平均貸出金利 (A) (Int. rate of S.T.L)	フィリピン 消費者物価指数 (B)	実効短期金利. (A)-(B)
1994	11.6%	15.0%	8.3%	6.7%
1995	10.0	14.6	8.0	6.6
1996	11.7	14.8	9.0	5.8
1997	13.1	16.2	5.9	10.3
1998	15.4	16.0	9.8	6.2
1999	15.4	16.0	6.7	9.3
平均	12.9	15.4	7.9	7.5
推定値	12.0%	15.0% (名目短期金利)	8.0%	7.0% (実効短期金利)

(出所) Philippine Statistical Yearbook

これらの表から“Bank average lending rates - Inflation rate”で、フィリピンの実効金利

を計算することができる。その結果、7%の短期金利となるが、7%の実効金利ベースでは Meralco 社の実績から見ても、アメリカの短期金利市場と同程度の短期金利と考えられる。また、国内からの名目短期金利は表中の通り 15%程度であるが、海外からの短期金利は 20%程度になる。しかし、ドルベースで短期金利を計算するときは、フィリピンのインフレを控除したところの 7%程度が適当と考えられる。

(7) 長期借入金

1) 長期借入金の調達

長期借入金金利の額は追加投資を含めて投資額の 75%とした。これらの借入金は、すべて海外から調達されるものとする。したがって、国際開発機関以外の長期借入金の金利には源泉徴収税 10%が課税される。

2) 長期借入金返済

長期借入金返済期間の一般的な方法は、以下の表の通りである。国際開発機関では、返済期間は、グレース期間を含めて 10~30 年である。今回は、グレース期間を除いて長期借入金返済期間を 10 年とした（グレース期間 10 年を加えれば、返済期間は 20 年になる）。

表 6-2-6 国際開発機関の貸し付け期間

国際開発機関	返済期間(年)	返済猶予期間
World Bank	15 - 20	5 年
International Finance Corporation	3 - 13	最大 8
Asia Development Bank	10 - 30	3 - 7
Japan Bank for International Cooperation	10 - 30	Case by case
(Foreign commercial bank)	(5-10)	(Case by case)

(出所) 各機関のホームページより引用

3) 長期借入金金利

フィリピン国内での長期借入金金利は、“Philippine statistical year book 2000”によれば名目で 18%である。これは“短期借入金金利 + 3%”となっている。

表 6-2-7 フィリピンの長期借入金

長期借入金	項目	内容
フィリピン市場からの長期借入金	返済期間 2000-2001 年の名目長期金利	1 年 18.0%

一方、国際開発銀行の金利は、以下の表の通り 2.0%から 6.4%であるが、海外の市中銀行からの長期金利は 7%程度（これに源泉徴収税 10%がかかる）である。このことから、国際金融機関と市中銀行の組み合わせ金利と国際金融機関だけからの借入金とのケースが

考えられる。今回の財務分析では、全必要資金の 25%は自己資金、残り 25%は市中銀行、50%は国際開発機関から長期借入金を導入することを基本とした。

表 6-2-8 国際開発機関の貸付金利

機 関	金利	時点
World Bank	6.4%	Jan-Jun 98
International Finance Corporation	Market rate	
Asia Development Bank	6.0 - 6.8%	As of April 98
Japan Bank for International Cooperation (Foreign commercial bank)	1.3 - 2.0% (7%)	As of June 2001

(出所) 各機関のホームページより引用

したがって、各機関からの借り入れ割合を設定し、その金利を考えると以下のようになる。経済財務分析では、以下の長期借入金利を使う。

表 6-2-9 モデル内の長期借入金構成割合と金利

機 関	借入金割合	金 利	返済期間	返済猶予
Foreign bank	25%	7.7%	10 years	Nothing
国際開発機関 A	25%	2.0%	20 years	10 years
国際開発機関 B	25%	7.0%	20 years	10 years

(注意 1) 残りの 25%の資金は自己資本である。

(注意 2) 国際開発機関の平均長期借入金利は 4.5%である。

(8) 労務費

1) オペレータの労務費

LNG やパイプラインでのメンテナンス要員は、高校卒業程度の能力が要求される。彼らの 2001 年での人件費単価を 10 万 Ps/年 (US\$2,000) とする。また、これに福利厚生施設費を 20%加算して、12 万 Ps/年 (US\$2,400) を労務費単価とする。経済分析における人件費は、限界的人件費が使われるが、今回は限界的人件費と財務分析人件費は等しいものとする。

2) エンジニアと管理者の人件費

LNG やパイプラインでのエンジニアや管理者の要員は、大学卒業程度の能力を必要とする。彼らの 2001 年での人件費単価 (含む福利厚生費) はおよそ 30 万 Ps/年 (US\$6,000) とする (実際の計算では、エンジニア費用は建設費に入り、管理者の人件費は、本社経費として計算されている)。

表 6-2-10 1997 年の都市家庭の収入

Income class	Number of families 1000 households	Average Pps / years
Under 10,000	8.1	7,612
10,000 - 19,999	82.9	15,971
20,000 - 29,999	181.3	25,578
30,000 - 39,999	297.1	35,099
40,000 - 49,999	367.3	45,024
50,000 - 59,999	372.9	54,921
60,000 - 79,999	816.4	70,039
80,000 - 99,999	715.3	89,772
100,000 - 149,000	1348.8	122,950
150,000 - 249,000	1391.2	192,049
250,000 - 499,000	870.7	332,043
500,000 -- over	298.7	1,022,447

(出所) Philippine Statistical Year Book

(9) メンテナンス、販売、本社費用と保険料率

メンテナンスコスト（工場経費、補修部品、使用用役）は、投資額の 2%から 5%とする。LNG とパイプラインに関しては、使用用役費をメンテナンスコストに含めている。販売費用と本社経費に関しては、LNG、パイプラインガス、電力の販売額の 5%とする。機器の保険料率は、機器の取得価格の 1%とする。

表 6-2-11 メンテナンス、販売費・本社費用と保険料率

コスト項目	料率	備考
メンテナンスコスト	LNG 部門は 2.0% パイプライン部門は 4.0% 電力部門は 5.0%	取得価格に対して 同上 同上
販売費と本社費用	すべての部門が 5.0%	販売金額に関して
保険率	すべての部門が 1.0%	取得価格に対して

(10) 税率

LNG、パイプライン、発電事業に掛かる諸税金は、付加価値税、固定資産税、事業税、法人税、海外からの借入金の源泉徴収税、輸入関税（LNG や投資のための資機材）などがあるが、これら税金の税率は以下の表の通りである。

これらの、税額は、財務分析では費用となるが、経済分析においては国家収入の一部と見なされ、便益として扱われる。

表 6-2-12 プロジェクト関連税率表

税項目	%	課税対象
付加価値税	10.0	販売額に関して
固定資産税	2.0	NCR 内は、評価額に関して
	1.0	NCR 以外は、評価額に関して
事業税	0.5	販売額に関して
法人税	32.0	利益に関して
原油関税	3.0	原油輸入額に対して
石油製品関税	3.0	石油製品輸入額に関して
LNG	3.0	2003 年以降 LNG 輸入額に対して 3%
輸入関税 (LNG)	3	2006 年から LNG 輸入額に対して
輸入関税 (機材)	5	現在の平均関税率で、輸入額に対して
金利の源泉徴収税	10.0	海外からの借入金金利に関して

(出所) Tax reform act of 1997

(11) 配当率

配当率は投資額の 15%とする。ただし、当期利益が配当額以下の場合は、配当しないこととする。逆に、累積赤字があったとしても、当期利益が配当額以上であれば配当を行なう。

表 6-2-13 配当率と配当

項目	配当条件
配当するとき	当期利益 > 投資額 * 0.15 のとき、配当する。 配当額は、「投資額 * 0.15」となる。配当後の利益は、内部留保される。
配当しない	当期利益 < 投資額 * 0.15 のとき、配当しない。

(12) 為替レート

為替レートは、第 4 章のマクロ経済モデルで予測した為替レートを使用する。フィリピン peso は基本的にはアメリカのインフレーションとフィリピンのインフレーションの格差から計算されている。

経済分析におけるシャドウエクスチェンジレートは、1995 年から 1999 年の間では、市場為替レートに対して 1%以内であるので、経済分析においても財務分析と同じく市場為替レートを使うこととする。

表 6-2-14 フィリピンのシャドウエクスチェンジレート

Items	Unit	1995	1996	1997	1998	1999	Average	
Market exchange rate	Peso/US\$	25.7	26.2	29.5	40.9	39.1	32.3	
Export	Export in total	Billion pes	448	538	744	1,206	1,370	861
	Electric equipment	Billion pes	191	262	384	701	828	473
	Machinery & transportation	Billion pes	19	34	79	136	194	92
	Textile & garment	Billion pes	78	77	88	119	106	94
	Bananas, Mangoes, Coffee	Billion pes	22	19	20	29	27	23
	Total	Billion pes	310	392	572	985	1,154	682
Export subsidy rate (Tax reduction)	Electric equipment	%	3	3	3	3	3	3
	Machinery & transportation	%	3	3	3	3	3	3
	Textile & garment	%	3	3	3	3	3	3
	Bananas, Mangoes, Coffee	%	3	3	3	3	3	3
	Average	%	0	0	0	0	0	0
Export subsidy	Electric equipment	Billion pes	6	8	12	21	25	14
	Machinery & transportation	Billion pes	1	1	2	4	6	3
	Textile & garment	Billion pes	2	2	3	4	3	3
	Bananas, Mangoes, Coffee	Billion pes	1	1	1	1	1	1
	Total of subsidiary	Billion pes	9	12	17	30	35	20
Import(FOB)	Import in total	Billion pes	682	850	1,060	1,213	1,202	1,001
	Electrical machines	Billion pes	98	128	201	294	282	201
	Machines	Billion pes	113	157	162	176	152	152
	Base metal	Billion pes	26	37	41	46	56	41
	Mineral fuels	Billion pes	64	79	89	90	98	84
	Total	Billion pes	301	401	493	607	587	478
Import tax rate	Electrical machines	%	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	Machines	%	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
	Base metal	%	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
	Mineral fuels	%	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
	Average	%						
Import tax	F	Million pes	6	7	11	17	16	11
	G	Million pes	7	9	9	10	9	9
	H	Million pes	2	3	3	4	4	3
	I	Million pes	3	4	5	5	5	5
	Total	Million pes	18	24	29	35	34	28
Shadow Exchange Coefficient			1.007	1.008	1.006	1.002	1.000	1.004
Shadow Exchange Rate	Peso/US\$		25.9	26.4	29.7	41.0	39.1	32.4

(13) 天然ガス価格

天然ガスは国内から供給されるガスと将来輸入されるガスとがあるが、パイプラインを通して利用される天然ガスは、これらの購入価格+パイプラインコストということになる。天然ガスは既存の石油系燃料である LPG、軽油、灯油などを代替して普及してゆくものと考えられるから、これらに対抗できるコストでないと天然ガスの需要は伸びないと考えられる。

国内天然ガス、すなわち Camago/Malampaya 天然ガス価格は、Shell と NPC や FGH との間で、価格アグリメントが成立しているが、これが一つの国内天然ガス価格の目安になる。以下は、本プロジェクトで独自に推定した Camago/Malampaya 天然ガス価格の予

測値である。計算方法は、同価格アグリメントのフォーミュラを参考にしている。

Camago/Malampaya 天然ガス価格 NPC フォーミュラ

基準価格 * (0.53 * US-CPI 上昇率
 +0.075*シンガポール Marin bunker spot price
 +0.075*シンガポール Oil products spot price
 +0.075*Dubai の Crude oil spot price
 +0.075*Oman の Crude oil spot price
 +0.17)

Camago/Malampaya 天然ガス価格 FGH フォーミュラ

基準価格 * (0.43 * US-CPI 上昇率
 +0.15*シンガポール Marin bunker spot price
 +0.10*シンガポール Oil products spot price
 +0.075*Dubai の Crude oil spot price
 +0.075*Oman の Crude oil spot price
 +0.17)

表 6-2-15 Camago/Malampaya 天然ガス価格

Types	Data	Comments	Unit	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2015
Values in 1995	USCPI	1985=100	1985=100	141.6	141.6	141.6	141.6	141.6	141.6	141.6
	MSFO	Marin bunker spot	\$/MT	103.97	103.97	103.97	103.97	103.97	103.97	103.97
	Gasoil	Oil products spot	\$/bbl	21.60	21.60	21.60	21.60	21.60	21.60	21.60
	Dubai oil	Crude oil spot price	\$/bbl	16.10	16.10	16.10	16.10	16.10	16.10	16.10
	Oman oil	Crude oil spot price	\$/bbl	16.10	16.10	16.10	16.10	16.10	16.10	16.10
	NCV		MJ/kg	45.70	45.70	45.70	45.70	45.70	45.70	45.70
	GCV		MJ/kg	50.64	50.64	50.64	50.64	50.64	50.64	50.64
	USCPI	1985=100	1985=100	159.2	160.8	162.4	164.0	165.6	167.4	212.0
	MSFO	Marin bunker spot	\$/MT	146.47	123.20	143.09	143.67	157.37	193.54	204.79
	Gasoil	Oil products spot	\$/bbl	24.73	20.52	23.83	23.93	26.21	32.24	34.11
	Dubai oil	Crude oil spot price	\$/bbl	22.85	18.96	22.02	22.11	24.22	29.78	31.51
	Oman oil	Crude oil spot price	\$/bbl	22.85	18.96	22.02	22.11	24.22	29.78	31.51
	NCV		MJ/kg	45.70	45.70	45.70	45.70	45.70	45.70	45.70
	GCV		MJ/kg	50.64	50.64	50.64	50.64	50.64	50.64	50.64
NPC formula	Base price		\$/GJ	4.029	4.029	4.029	4.029	3.934	3.744	3.555
	Base price	Net calory value	\$/MMBtu	4.251	4.251	4.251	4.251	4.150	3.950	3.751
	GJ / mmBtu			1.055						
	NPC-NG prices		\$/MMBtu	4.979	4.711	4.968	5.000	5.063	5.531	5.713
	NCV mmBtu / 1000scf			1.010						
	NPC-NG prices		\$/1000scf	5.029	4.758	5.017	5.050	5.114	5.586	5.770
FGH formula	Base price		\$/GJ	4.076	4.076	4.076	4.076	3.981	3.791	3.602
	Base price	Net calory value	\$/MMBtu	4.300	4.300	4.300	4.300	4.200	4.000	3.800
	GJ / mmBtu			1.055						
	FGH-NG prices		\$/MMBtu	5.138	4.762	5.085	5.126	5.237	5.779	5.931
	NCV mmBtu / 1000scf			1.010						
	FGH-NG prices		\$/1000scf	5.188	4.810	5.146	5.177	5.289	5.837	5.990

輸入 LNG に関しては、オーストラリアの LNG 価格を参考に、フィリピン着の LNG 輸入価格を推定した。また、将来の LNG 輸入価格は、第 4 章のマクロ経済モデルで予測し

ている。

(14) 運転資本

運転資本は、売上高と変動費の差の3カ月分とする。原材料在庫、製品在庫の運転資本は、すべてこの中に含まれものとした。また、運転資本はすべて短期借入金で賄われるものとし、計算期間中この短期借入金は返済しないものとする。また運転資本は、計算末年に収入部分に計上している。

表 6-2-16 運転資本の計算例

US\$1000

年	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
売上高	1000	1200	1300	1500	1600	1700	2000
運転資本(追加)	250	50	25	50	25	25	75
運転資本(累積)	250	300	325	375	400	425	500

$$\text{運転資本(追加)} = (\text{当期売上} - \text{前期売上}) * (\text{3カ月} / \text{12カ月})$$

(15) 計算期間外簿価資産

計算期間外簿価資産は、計算末年にすべて収入部分に計上する。

表 6-2-17 計算期間外簿価資産の計算例

US\$1000

年	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
取得資産	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
償却	90	90	90	90	90	90	90
簿価	910	820	730	640	550	460	370

2025年時点の簿価370は、計算期間外簿価資産として収入に組み入れられて、FIRRやEIRRが計算される。

(16) 経済・財務分析の前提条件

以上の前提を表にまとめると次表のようになる。

表 6-2-18 経済・税率に関する前提

貨幣単位	ドルベースで計算する。 ドルのインフレ率はアメリカCPIを使う。 プラントのインフレ率は、ドルインフレに対して弾性値0.6とする。 (理由)為替レートの影響排除。
金利	市中銀行の長期金利は7.7%、短期金利7%である。 国際開発機関A 2.0%、国際開発機関B 7.0%とする。 (理由) Meralco Annual レポートのアメリカからの借入金利。2012年 まで6.96~7.13%。
割引率	12% (理由) フィリピンの他事例と同じ
付加価値税	売上に対して10% (理由) 税率表より
固定資産税率	取得資産に対して1% (理由) マニラ地区は2%、それ以外は1%
事業税	売上に対して0.5% (理由) 税率表より
法人税	利益に対して32% (理由) 2000年より32%
関税	LNG：輸入額の3% (理由) LNGは、2002年までは10%、2003年より3%。 機器類：輸入額の5% (理由) 使用する機械金額の60%が輸入という前提で、5%の関税。

表 6-2-19 投資と経費に関する前提

工場労務費	US\$2,400/人とする。
必要人員	LNG メンテ (最大) High オプション1: 309人, オプション2: 309人, C-M, Davao: 100人 Low オプション1: 240人, オプション2: 240人, C-M, Davao: 100人 Pipeline メンテ (最大) High オプション1: 606人, オプション2: 606人, C-M, Davao: 40人 Low オプション1: 289人, オプション2: 289人, C-M, Davao: 40人 発電メンテ (最大) High オプション1: 7050人, オプション2: 7050人, C-M, Davao: 385人 Low オプション1: 5895人, オプション2: 5895人, C-M, Davao: 385人
メンテナンス費用	LNG メンテ: 2% (理由) 調査団見積もり Pipeline メンテ: 4% (理由) 調査団見積もり 発電メンテ: 5% (理由) 注意1参照
販売費・本社費用	売上の5% (理由) 他事例と同じ
保険料	取得資産の1% (理由) 他事例と同じ
投資額	LNG: モデル参照 (理由) 調査団見積もり Pipeline: モデル参照 (理由) 調査団見積もり 発電: 600US\$/kW (コンバインドサイクル) (理由) イリハン発電所実績値より推定
投資時期	操業の前年 (理由) 実際は年賦方式であるが、計算では一括方式 追加投資は追加能力増の前年 (理由) 実際は年賦方式であるが、計算では一括方式

表 6-2-20 償却と資金に関する前提

償却期間	LNG : 20 年、Pipeline : 20 年、発電 : 20 年 (理由) 2006 年から 2025 年の 20 年を償却期間とするものが多い
償却残存	取得価格の 10% (理由) 再利用可能な材質であるため 10% とする。
償却方法	定額 (理由) フィリピンの一般的な償却方法である。
資本比率	自己資本は、必要資金の 25% 長期借入金、市中銀行 25% 国際開発機関 A 25% 国際開発機関 B 25% (理由) フィリピンの他プロジェクトと同じ
借入金返済期間	市中銀行 10 年 国際開発機関 20 年、10 年据え置き (理由) 長期借入金の最大年数

表 6-2-21 価格と換算係数に関する前提

Batangas NG 価格	High 5.23 US\$/MMBtu 2006 年 (理由) NPC,FGH の平均 Low 4.77US\$/MMBtu 2006 年 (理由) NPC,FGH の平均
LNG の CIF 価格	High 4.63US\$/MMBtu 2006 年 (理由) Australia の実績 Low 3.80US\$/MMBtu 2006 年 (理由) Australia の実績
LNG 販売価格	FIRR12%を確保するように決める。 (理由) LNG 事業は適正利益確保
電力価格	NPC への販売価格の 2001 年で 8 セント (理由) 2000 年 11 月の NPC 購入価格実績
PL ガス販売価格	High 工業用 7.25US \$/MMBtu 2006 年 商業用 8.48 US\$/MMBtu 2006 年 家庭用 9.42 US\$/MMBtu 2006 年 交通用 7.82US \$/MMBtu 2006 年 発電用 7.06 US\$/MMBtu 2006 年 Low 工業用 6.15 US\$/MMBtu 2006 年 商業用 7.19 US\$/MMBtu 2006 年 家庭用 7.98 US\$/MMBtu 2006 年 交通用 6.63 US\$/MMBtu 2006 年 発電用 5.99 US\$/MMBtu 2006 年 (理由) LPG,石油製品代替を促進する価格
天然ガスカロリー	真発熱量 9495kcal/kg、総発熱量 13,122kcal/kg (理由)調査団統一
天然ガス比重	0.806kg/Nm ³ (理由)調査団統一

表 6-2-22 計算方法に関する前提

未償却資産	2025 年に簿価残を計上 (理由) 未償却資産は、末年に回収する
運転資本	変動費利益の 3 カ月分を運転資本とし、2025 年時点で使用した運転資本を回収する。 (理由) 運転資本は、末年に回収する
操業前金利	2005 年に投資された資金に対する金利を操業前金利として、操業後 10 年で償却する。 (理由) 操業前金利のみ操業前資産とした。

6-2-2 経済・財務分析の計算方法

(1) 計算順序

経済・財務分析モデルでの計算順序と計算内容は以下の通りである。

表 6-2-23 経済・財務分析モデルでの計算順序

部 門	計 算 内 容
エネルギー供給バランス	国内天然ガス供給バランス LNG の供給バランス
LNG 部門、パイプライン部門、電力部門、プロジェクト全体に対して経済・財務計算表の作成。	投資・資金計画 操業費用項目計算 償却費計算 金利と操業前金利の計算 損益計算書 キャッシュフロー表 FIRR 計算 DCR 計算 EIRR 計算
マクロ経済への影響	GDP の変化 財政の変化 失業率の変化

エネルギー供給バランスは、国内天然ガスと LNG を向け先別に記述し、LNG 部門、パイプライン部門の売上高の計算をするために使われる。

各部門別の経済・財務計算表は、本分析の中心をなすもので、当期利益、FIRR、DCR、EIRR が主要な判断指標となる。

マクロ経済への影響は、LNG 部門、パイプライン部門、電力部門がフィリピンの GDP、税収、失業率にどのような影響を与えるかを分析する。

(2) 投資・資金計画

投資時期と投資金額を入力すると、2001 年からアメリカのインフレ並みにエスカレーションした投資金額が計算される。

投資金額の 75%は、長期借入金、25%は自己資本金で、長期借入金については、市中銀行からの借り入れは、発生した翌年から 10 年間の期間で返済を行ない、国際開発金融機関からの借り入れについては、10 年間の延払い返済が認められるものとする（返済期間 20

年、猶予期間 10 年)。

(3) 操業費用計算

固定資産税、保険料、メンテナンス費用、人件費に関して必要な計算を行なう。これらの費用は、償却費、金利、本社費用とともに損益計算書やキャッシュフローで使われる。

(4) 償却費計算

フィリピンでは、日本と同様に定額償却が多くの企業で採用されている。本計算では、残存価値を除いた投資金額の全額を指定された償却期間で定額償却する。残存価値は 10% とする。また、投資した翌年から操業を開始するため、償却は投資した翌年から行なわれる。

(5) 金利と操業前金利の計算

長期金利の計算は、市中銀行と国際開発機関からの借入金利を分けて行なう。同時に、操業前の金利については操業後、操業前資産として計上し 10 年で償却する。

(6) 損益計算書の作成

以下の様式で、LNG、パイプライン、発電事業、プロジェクト全体に関して損益計算書を作成する。

LNG 部門とパイプライン部門の売上高は、電力部門と非電力部門（工業、商業、民生部門）への販売額である。電力部門の販売額は、ガス発電会社から配電会社への販売額である。

変動費は、LNG 部門は輸入 LNG、パイプライン部門は LNG からの天然ガスや Camago/Malampaya からの天然ガス、電力部門はパイプライン経由の天然ガス、Camago/Malampaya から直接の天然ガス、LNG 部門からの直接の天然ガスである。

製造原価内固定費は、償却費、固定資産税、保険、メンテナンス費用、労務費があり、営業外費用としては、販売費用、管理費用、事業税、付加価値税、長短金利、操業前償却費などがある。

配当金は、税後利益が「資本金の 15%」を越えたときに配当される。したがって、累積赤字が存在していても当期利益が以上の条件を満たせば配当される。

また、各年の販売単価、単位コストを計算すると同時に、現在価値による期間平均販売

単価、単位コストを計算する。

損益計算書では、各年の利益額、販売単価、単位コストなどが事業性を判断する重要な情報となる。

表 6-2-24 損益計算書の例

Sales	LNG sales value	1000 US\$
	(Sales volume)	m mcf
	(Sales price)	\$/1000 scf
Variable cost	LNG import cost	1000 US\$
Fixed cost	Depreciation	1000 US\$
	Assets tax	1000 US\$
	Insurance	1000 US\$
	Maintenance cost	1000 US\$
	Wages	1000 US\$
	Total	1000 US\$
Supply cost	Direct supply cost	1000 US\$
	Gross profit on sales	1000 US\$
Non-operating expenses	Sales cost & administration	1000 US\$
	Business tax	1000 US\$
	Value added tax	1000 US\$
	Interest of L.T.L	1000 US\$
	Interest of S.T.L	1000 US\$
	Amortization	
	Total	1000 US\$
Profit before tax	Full cost	1000 US\$
	(Unit cost)	\$/1000 scf
	Profit before tax	1000 US\$
Profit after tax	Corporate tax	1000 US\$
	Profit after tax	1000 US\$
	Dividend	1000 US\$
	Retained earnings	1000 US\$
	(Accumulative)	1000 US\$
price & cost	Sales price	\$/1000 scf
	Full cost	\$/1000 scf
	Re-gasification cost	\$/1000 scf
ROA	Cash on hand	1000 US\$
	Acc. Receivable	1000 US\$
	Booked value of the assets	1000 US\$
	total	1000 US\$
	ROA	%

(7) キャッシュフロー表

以下の様式で、LNG、パイプライン、発電事業、プロジェクト全体に関してキャッシュフロー表を作成する。

Sources の中には売上高、自己資本、長期借入金、短期借入金があるが、このうち、自己資本 (Equity) と長期借入金 (Long term loan) との合計が投資額 (Investment) となる。

短期借入金は、運転資本のための短期借入金が計上される。資金不足になったときの借

入金は計上していない。この分だけ、短期借入金利が計上されないことになる。

表 6-2-25 キャッシュフロー表の例

Sources	Cash in total	1000 US\$	
	(+) LNG sales value	1000 US\$	
	(+) Equity	1000 US\$	
	(+) Long Term Loan	1000 US\$	
	(+) Short term loan for W / C	1000 US\$	
Application	Investment	1000 US\$	
	Working capital	1000 US\$	
	(Accumulative W / C)	1000 US\$	
	Direct operating cost	1000 US\$	
	(+) Fuel cost	1000 US\$	
	(+) Assets tax	1000 US\$	
	(+) Insurance	1000 US\$	
	(+) Maintenance cost	1000 US\$	
	(+) Wages	1000 US\$	
	Indirect operating cost	1000 US\$	
	(+) Sales cost & administration	1000 US\$	
	(+) Business tax	1000 US\$	
	(+) Value added tax	1000 US\$	
	(+) Corporate tax	1000 US\$	
	(+) Interest of L.T.L.	1000 US\$	
	(+) Interest of S.T.L.	1000 US\$	
	(+) Repayment of L.T.L.	1000 US\$	
	(+) Dividend	1000 US\$	
	Cash out total	1000 US\$	
	Cash surplus	Cash surplus a year	1000 US\$
		Accumulative	1000 US\$

(8) FIRR の計算

Financial internal rate of return の計算を前出のキャッシュフロー表から作成する。投下資本 (Capex) として投資額と運転資本が計上される。運転資本は投入した全額が計算末年 (2025 年) に回収される。

操業費 (Opex) としては、LNG 部門は LNG 輸入金額、パイプライン部門は LNG と国内天然ガス購入金額、電力部門は LNG と国内天然ガス購入金額が計上される。そのほか、固定資産税、保険料、メンテナンスコスト、人件費、販売費用・本社管理費、事業税、付加価値税、法人税が計上される。

収入としては、LNG 部門は LNG からの天然ガス販売、パイプライン部門は天然ガスの販売、電力部門は電力の販売である。

便益は、収入 - Capex - Opex となる。

FIRR は、EXCEL 関数の “=IRR (xm : xn, 0)” で計算される。

Xm: ネットキャッシュフロー初年

Xn : ネットキャッシュフロー末年

表 6-2-26 FIRR の計算例

FIRR	Capex	Investment	1000 US\$
		Working capital for gas users	1000 US\$
		Total	1000 US\$
Opex		LNG import cost	1000 US\$
		Assets tax	1000 US\$
		Insurance	1000 US\$
		Maintenance cost	1000 US\$
		Wages	1000 US\$
		Sales cost & administration	1000 US\$
		Business tax	1000 US\$
		Value added tax	1000 US\$
		Corporate tax	1000 US\$
		Total	1000 US\$
		Income	LNG sales amount
Benefit	Cash flow	1000 US\$	
	FIRR	%	

(9) DCR の計算

Debt coverage ratio (DCR)は、借入金の返済能力を判定するための指標で、通常は1.0以上であれば「返済能力あり」とみなされる。DCRは先の損益計算書項目から計算することができる。

DCRの分母である借入元金は、長期借入金と短期借入金との合計である。また、分子である返済能力は、資金余剰、金利、長期借入金返済の3つの項目を合計したものである。

DCRはこれらを現在価値に直して合計したものを「返済能力/借入金元本」としたものである。

表 6-2-27 DCR の計算例

DCR	Income	Sales	1000 US\$
		Equity	1000 US\$
		Long term loan	1000 US\$
		Short term loan for W/C	1000 US\$
		Total	1000 US\$
Expenditure		Opex	1000 US\$
		Interest	1000 US\$
		Equipment	1000 US\$
		Working capital	
		Repayment	1000 US\$
	Total	1000 US\$	
Capital surplus		1000 US\$	
Capability of repayment		Capital surplus (PV)	1000 US\$
		Interest (PV)	1000 US\$
		Repayment (PV)	1000 US\$
		Total (PV)	1000 US\$
Principal loan (PV)		1000 US\$	
DCR			

(10) EIRR の計算

FIRR と損益計算書から経済内部利益率(EIRR : Economic internal rate of return)を計算する。

投下資本 (Capex) の項目は、FIRR と同じ項目、同じ金額であるが、投資額の内の 60% は海外からの輸入品であると仮定し、これらには平均 5% の関税がかかっているとみて、関税分を差引いた残りが設備資金となる。

$$\text{投下資本 (FIRR)} = \text{設備資金 (FIRR)} + \text{運転資本 (FIRR)}$$

$$\text{投下資本 (EIRR)} = \text{設備資金 (FIRR)} * (0.6*0.95+0.4) + \text{運転資本 (FIRR)}$$

操業費 (Opex) に関しては、すべての操業費用から固定資産税、事業税、金利の源泉徴収税、付加価値税、法人税を取り除いたものである。

収入としては、LNG 部門は LNG 販売、パイプライン部門は天然ガスの販売、電力部門は電力の販売である。

便益は、収入—Capex—Opex となる。EIRR は、EXCEL 関数の “=IRR (xm : xn, 0)” で計算される。

Xm : ネットキャッシュフロー初年 Xn : ネットキャッシュフロー末年

表 6-2-28 EIRR の計算例

EIRR	Capex	Investment	1000 US\$
		- Customs tax to 60% of investment	1000 US\$
		Working capital for gas users	1000 US\$
		Total	1000 US\$
Opex	Opex	Opex	1000 US\$
		- LNG costums	1000 US\$
		- Asset tax	1000 US\$
		- Business tax	1000 US\$
		- Value added tax	1000 US\$
		- Coporate tax	1000 US\$
Total	1000 US\$		
Income	Income	LNG sales value	1000 US\$
		- Others	1000 US\$
		Total	1000 US\$
Benefit	Benefit	Cash flow	1000 US\$
		EIRR	%

(11) GDP への影響 (マクロ経済への影響)

LNG、パイプライン、ガス発電の各プロジェクトを実行したとき(WITH)と、しなかったとき(WITHOUT)とのフィリピンの GDP を比較する。プロジェクトを実施することで、

GDP の以下の項目が変化する。

表 6-2-29 GDP への影響

GDP	Without	Private consumption		Billion pesos
		Government consumption		Billion pesos
		Gross fixed formation		Billion pesos
		Export		Billion pesos
		Import		Billion pesos
		Stock		Billion pesos
		GDP		Billion pesos
	With	Value added	+ GDP	
			+ Sales Value	Billion pesos
			- LNG Imported	Billion pesos
			Net	Billion pesos
	Changes	PV without		Billion pesos
		PV with		Billion pesos
		With / Without		%

プロジェクトがなかったとき (WITHOUT) の GDP

マクロ経済モデルでの GDP

プロジェクトが存在したとき (WITH) の GDP

GDP+プロジェクト全体の売上高-LNG 輸入額

ただし、GDP への影響は、プロジェクトの定常的な付加価値の上昇分だけを計上した。また厳密には、天然ガスの利用により使われなくなるエネルギーもあり、これから生み出されている付加価値はなくなることになるが、今回は、天然ガスの付加価値向上分のみが GDP に加算され、使われなくなったエネルギーは他に転用されるとみて、GDP を減少させることはないと考えた。

(12) 政府収入への影響

政府財政収入への影響は以下の通りである。

プロジェクトがなかったとき (WITHOUT)

マクロ経済モデルでの政府収入

プロジェクトが存在したとき (WITH)

政府収入+LNG 部門・パイプライン部門・電力部門からの税収

ただし、Camago/Malampaya からの税収は対象外としている。

(13) 失業率への影響

失業率への影響は以下の通りである。以下の計算式を前提とする。

$$\text{失業率} = \text{就業者} / \text{労働人口} * 100$$

$$\text{労働生産性} = \text{付加価値} / \text{就業者}$$

プロジェクトが存在したときのフィリピン全体の労働生産性とプロジェクトが存在しなかったときの労働生産性は一定とする。

プロジェクトがなかったとき (WITHOUT)

マクロ経済モデルでの失業率

プロジェクトが存在したとき (WITH)

プロジェクトによる増加就業者 = 増加付加価値 / 労働生産性

1 - (就業者 + プロジェクトによる増加就業者) / 労働人口

表 6-2-30 政府収入と失業率への影響

Government finance	Without	Government revenue	Billion pesos
	With	Government revenue	Billion pesos
	Changes	PV without	Billion pesos
		PV with	Billion pesos
With/ Without		%	
Employment	Without	Labor productivity	Million Peso/p
		Number of Labor Force	Million person
		Employees	Million person
		Unemployment rate	%
	With	Labor productivity	Million Peso/p
		Number of Labor Force	Million person
		Employees	Million person
		Unemployment rate	%
	Changes	With - without on unemployment	%

6-2-3 経済・財務分析の計算結果

この章では、経済・財務分析の計算結果の評価を行なうが、前半では財務分析の結果に触れ、後半で経済分析の結果とフィリピン経済への影響に触れる。分析するにあたり、ルソン島については、原油価格の推移状態（High ケース、Low ケース）とパイプラインの敷設形態（オプション1、オプション2）から以下の4ケースを作成し、C-M と Davao については、原油価格の推移状態（High ケース、Low ケース）の違いによる2ケースをそれぞれ作成した。

表 6-2-31 経済・財務分析のケース設定

地域	ケース	オプション	パイプライン状態
ルソン	High 原油価格	オプション1	パイプラインは、Batangas-NCR、Bataan 半島-NCR（北回り）と建設され、LNG 基地は Batangas と Bataan 半島双方に建設される。これにより、天然ガスの2極化が計られ、天然ガス供給の安全性が高まる（図 6-2-1 参照のこと）。
	High 原油価格	オプション2	パイプラインは、オプション1と同様に Batangas-NCR、Bataan 半島-NCR（海底パイプライン）と建設され、Limay 付近から海底ガスパイプラインで NCR に LNG を最短距離で輸送する。LNG 基地は Batangas と Bataan 半島双方に建設される（図 6-2-2 参照のこと）。
	Low 原油価格	オプション1	上記のオプション1に同じ
	Low 原油価格	オプション2	上記のオプション2に同じ
C-M (Cebu/Mactan)	High 原油価格		パイプラインは Cebu 島の一部に敷設される。
	Low 原油価格		上に同じ
D (Davao)	High 原油価格		パイプラインは、Davao 島の一部に敷設される。
	Low 原油価格		上に同じ

(1) ルソン地区・High ケース・オプション1の財務分析

1) ガス供給計画（ルソン・High・オプション1）

High ケース・オプション1の LNG とパイプラインの建設計画は以下の図の通りである。

① LNG が Bataan 半島と Batangas に作られ、安定供給の観点からオプション1では LNG 基地が2カ所に分かれている。

② 手順としては、2008年に LNG が Bataan 半島に建設され、2009年から供給を開始する。

さらに LNG は、2013年に Batangas に設置され、その後、断続的に LNG の能力増加

の投資が行なわれる。

③Batangas から NCR までのパイプラインで 2006 年から NCR に Camago/Malampaya のガスが供給される。また 2011 年からは、LNG からのガスがパイプラインを通して供給される。2016 年からは、Bataan 半島から北回りに NCR の北の各都市にガスが供給される。

④電力の投資は、2005 年から 2025 年まで連続的に投資をする。2005 年から 2025 年までの増加能力は 9,155MW である。

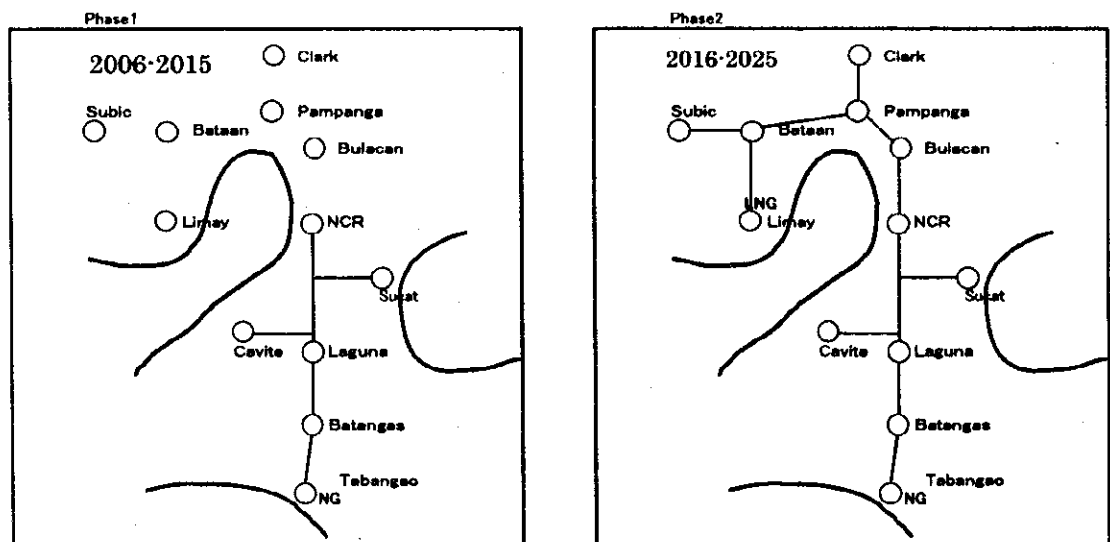


図 6-2-1 High ケース・オプション 1 の計画

2) 計算結果 (ルソン・High・オプション 1)

High ケース・オプション 1 の各部門の経済・財務分析の結果は以下の通りである。

表 6-2-32 経済・財務分析の結果 (ルソン・High・オプション 1)

	LNG	Pipeline	Power	Total
Investment	1,180 MillionUS\$	794 MillionUS\$	7,991 MillionUS\$	9,965 MillionUS\$
FIRR	12.0%	10.3%	12.5%	14.0%
DCR	0.9	0.9	1.0	2.1
EIRR	19.6%	15.7%	21.9%	23.3%

(注意 1) 投資金額は、2001 年よりインフレが考慮されている。

(注意 2) LNG の FIRR は 12% になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意 3) 右欄のプロジェクト全体の FIRR が高いのは、資金の集約ができるためである。

表 6-2-33 各部門のガス取引価格 (ルソン・High・オプション1)

Item	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
1) NG cost at Batangas	\$/1000scf	5.280	5.545	5.498	5.766	5.714	5.881	6.146	6.992
2) LNG import cost	\$/1000scf	5.357	5.417	5.478	5.539	5.602	5.924	6.335	7.258
3) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	\$/1000scf	7.231	7.313	7.395	7.478	7.562	7.998	8.552	9.798
					9.843	9.858	7.564	7.697	8.564
4) Power price to power distributors (Power cost)	\$/kWh	0.079	0.080	0.080	0.081	0.082	0.087	0.093	0.106
		0.058	0.064	0.071	0.073	0.072	0.076	0.080	0.092
5) Pipeline gas price to Sucat	\$/1000scf	7.947	8.037	8.127	8.218	8.311	8.789	9.399	10.768
				7.843	7.716	7.792	8.265	8.807	9.986
6) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	\$/1000scf	10.232	10.344	10.458	10.574	10.690	11.286	12.049	13.779
		59.293	39.568	8.189	7.700	7.753	8.949	9.852	11.203

表 6-2-34 各部門のプロセス・コスト (ルソン・High・オプション1)

Cost Items	Unit	2009	2010	2015	2020	2025
LNG re-gasification cost	US\$/1000scf	4.304	4.257	1.640	1.362	1.306
Pipeline transmission cost	US\$/1000scf	0.238	0.229	0.267	0.255	0.187
Pipeline distribution cost	US\$/1000scf	0.536	0.600	0.825	0.844	0.737
Pipeline transportation cost	US\$/1000scf	0.774	0.829	1.092	1.099	0.924
Power fixed cost	US\$/ kWh	0.025	0.027	0.026	0.027	0.031
Inflation index	2001=100	115	118	133	154	179

3) 財務評価 (ルソン・High・オプション1)

- ① LNG 部門の FIRR は 12% になるように販売価格が設定されている。LNG 部門への投資額は 11.80 億 US\$、パイプライン部門の投資額は 7.94 億 US\$、電力部門への投資額は 79.91 億 US\$ である。この中で、LNG 部門は 2009 年、2010 年とも re-gasification cost が高いが、これは LNG プラントの稼働率が低いためである。
- ② LNG 部門の販売価格は 7.56US\$/1,000scf (2010 時点)、8.00US\$/1,000scf (2015 時点) であるが、Camago/Malampaya ガス価格と比較すると、2010 時点は 32%、2015 年時点では 36% ほど割高となっている。
- ③ オプション 1 では、パイプライン部門の FIRR は 10.3% で、12% 以上の FIRR が期待されている中で採算性は厳しい状態にある。
- ④ 電力部門の経済性は 12.5% で、経済性があると見られる。

4) 原価分析 (ルソン・High・オプション1)

- ① LNG の再ガス化コストは、2009 年、2010 年は、稼働率の低下から非常に高い再ガス化コストになっているが、2011 年以降は 1.3~1.6US\$/1,000scf 程度である。
- ② 高圧パイプラインの輸送コスト (transmission) は、2009 年以降、0.2~0.3US\$/1,000scf の範囲である。
- ③ 中低圧パイプラインの輸送コスト (distribution) は、2009 年以降、0.5~0.8US\$/1,000scf

の範囲にある。

④ガス発電による固定費は 0.03US\$/kWh 前後である。

(2) ルソン地区・High ケース・オプション 2 の財務分析

1) ガス供給計画 (ルソン・High・オプション 2)

オプション 2 の LNG とパイプラインの建設計画は以下の図の通りである。

- ①Batangas から NCR までのパイプライン建設と同時に Bataan 半島に LNG 基地を建設する (フェーズ 1)。その後、Batangas に LNG 基地を作ると同時に、海底パイプラインで Bataan 半島から NCR にガスを供給する (フェーズ 2)。
- ②また、Bataan 半島から Subic、Clark にパイプライン網を建設する。オプション 1 との違いは、海底パイプラインの有無と NCR 以北のパイプライン網の形状が違う。特に、オプション 1 では、北回りに 16 インチのパイプラインが引かれているので、コスト高になる。
- ③パイプラインの投資は、2005 年と 2015 年に高圧パイプラインの投資を行なうが、2005 年から 2025 年までに常に中低圧パイプラインの投資を行ない。顧客の拡大を計るようになっている。
- ④電力の投資は、2005 年から 2025 年まで連続的に投資をする。2005 年から 2025 年までの増加能力は 9,155MW である。

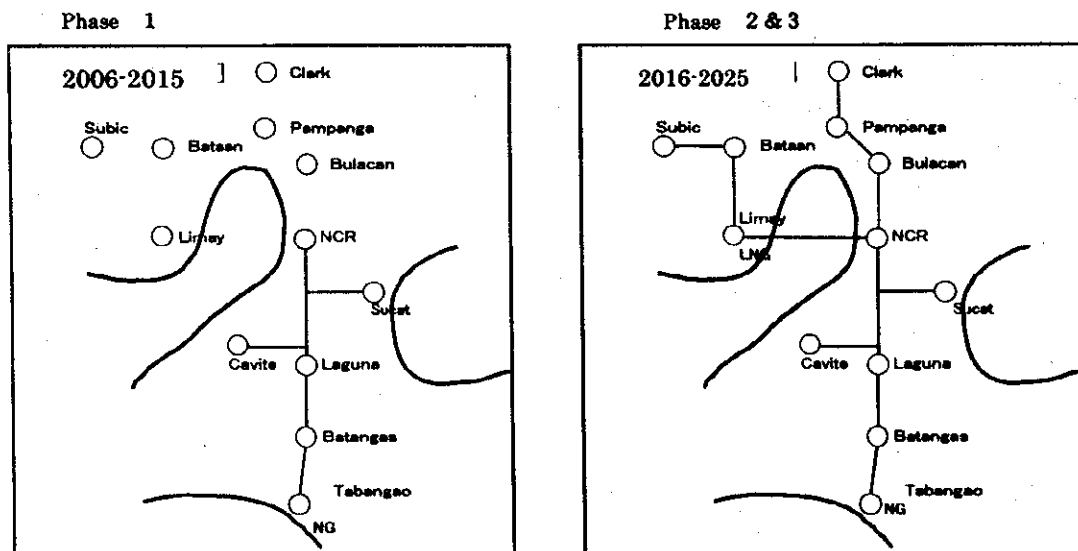


図 6-2-2 High ケース オプション 2 の計画

2) 計算結果 (ルソン・High・オプション 2)

オプション 2 の各部門の経済・財務分析の結果は以下の通りである。

表 6-2-35 経済・財務分析の結果 (ルソン・High・オプション 2)

	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	1,180 MillionUS\$	788 MillionUS\$	7,991 MillionUS\$	9,958 MillionUS\$
FIRR	12.0%	10.9%	12.5%	14.1%
DCR	0.9	1.0	1.0	2.1
EIRR	19.7%	16.5%	21.9%	23.5%

(注意 1) 投資金額は 2001 年よりインフレが考慮されている。

(注意 2) LNG の FIRR は 12% になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意 3) プロジェクト全体の FIRR が高いのは、資金の集約ができるためである。

表 6-2-36 各部門のガス取引価格 (ルソン・High・オプション 2)

Item	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
1) NG cost at Batangas	\$/1000scf	5.280	5.545	5.498	5.766	5.714	5.881	6.146	6.992
2) LNG import cost	\$/1000scf	5.357	5.417	5.478	5.539	5.602	5.924	6.335	7.258
3) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	\$/1000scf	7.242	7.324	7.406	7.489	7.574	8.009	8.565	9.813
					9.789	9.805	7.566	7.704	8.566
4) Power price to power distributors (Power cost)	\$/kWh	0.079	0.080	0.080	0.081	0.082	0.087	0.093	0.106
		0.058	0.064	0.071	0.073	0.072	0.076	0.080	0.093
5) Pipeline gas price to Sucat	\$/1000scf	7.947	8.037	8.127	8.218	8.311	8.789	9.399	10.768
				7.854	7.727	7.803	8.180	8.722	9.981
6) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	\$/1000scf	10.232	10.344	10.458	10.574	10.690	11.286	12.049	13.779
		59.293	39.568	8.189	7.700	7.753	8.784	9.636	11.202

表 6-2-37 各部門のプロセス・コスト (ルソン・High・オプション 2)

Cost Items	Unit	2009	2010	2015	2020	2025
LNG re-gasification cost	US\$/1000scf	4.250	4.203	1.642	1.369	1.308
Pipeline transmission cost	US\$/1000scf	0.238	0.229	0.171	0.158	0.168
Pipeline distribution cost	US\$/1000scf	0.536	0.600	0.820	0.782	0.733
Pipeline transportation cost	US\$/1000scf	0.744	0.829	0.911	0.939	0.901
Power fixed cost	US\$/ kWh	0.025	0.027	0.026	0.027	0.031
Inflation index	2001=100	115	118	133	154	179

3) 財務評価 (ルソン・High・オプション 2)

① LNG 部門は FIRR が 12.0% になるように販売価格が設定されている。LNG 部門への投資額は 11.8 億 US\$ (オプション 1 も同額)、パイプライン部門の投資額は 7.87 億 US\$ (オプション 1 は 7.94 億 US\$)、電力部門への投資額は 79.91 億 US\$ (オプション 1 も同額) である。

② LNG 部門の販売価格は、2010 時点で 7.57US\$/1,000scf (オプション 1 は 7.56US\$/1,000scf)、2015 時点では 8.00US\$/1,000scf (オプション 1 は 8.00US\$/1,000scf) で、同じ価格である。

- ③LNG部門のDCRは0.9と、返済に対する資金の回転が悪い状態であるが、これは計算期間終了間際に投資が発生するため、計算期間をより長くとり最後の投資を止めれば、資金返済に問題は生じない。
- ④オプション2では、パイプライン部門のFIRRは10.9%で、12%以上のFIRRが期待されている中で、採算性はよくはない。
- ⑤オプション2は、電力部門の経済性は12.5%で、オプション1と同様に採算性に問題はない。

4) 原価分析 (ルソン・High・オプション2)

- ①LNGの再ガス化コストは、2009年は稼働率の低下から4.25US\$/1,000scfと非常に高い再ガス化コストになっているが、2011年以降は1.3~1.6US\$/1,000scf程度である。
- ②高圧パイプラインの輸送コスト(transmission)は、2009年以降0.15~0.24US\$/1,000scfの範囲である。
- ③中低圧パイプラインの輸送コスト(distribution)は、2010年以降0.6~0.8US\$/1,000scfの範囲にある。
- ④ガス発電による固定費は0.03US\$/kWh前後である。

(3) ルソン地区・Lowケース・オプション1の財務分析

1) ガス供給計画 (ルソン・Low・オプション1)

ガス供給計画は、Highケース・オプション1の図6-2-1と同じである。

- ①LNGの投資は2012年から供給を開始する。
- ②パイプラインの投資は、2005年と2010年に高圧パイプラインの投資を行なう。
- ③電力の投資は、2005年から2025年まで連続的に投資をする。

2) 計算結果 (ルソン・Low・オプション1)

Low・オプション1の各部門の経済・財務分析の結果は以下の通りである。

表 6-2-38 経済・財務分析の結果 (ルソン・Low・オプション1)

	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	1049 MillionUS\$	311 MillionUS\$	6,230 MillionUS\$	7,590 MillionUS\$
FIRR	12.0%	11.0%	19.5%	18.6%
DCR	0.8	1.0	1.7	3.0
EIRR	20.6%	16.4%	32.7%	30.3%

(注意1) 投資金額は、2001年よりインフレが考慮されている。

(注意2) LNGのFIRRは12%になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意3) 右欄のプロジェクト全体のFIRRが高いのは、資金の集約ができるためである。

表 6-2-39 各部門のガス取引価格 (ルソン・Low・オプション 1)

Item	2013	2014	2015	2020	2025
1) NG cost at Batangas	5.046	5.030	5.148	5.574	6.242
2) LNG import cost	4.944	5.079	5.218	6.072	6.765
3) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	6.873 8.812	7.060 8.676	7.252 7.359	8.440 7.531	9.403 8.141
4) Power price to power distributors (Power cost)	0.085 0.069	0.087 0.068	0.090 0.070	0.105 0.080	0.117 0.091
5) Pipeline gas price to Sucat	7.569 7.321	7.775 7.501	7.987 7.685	9.296 8.820	10.356 9.718
6) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	9.726 6.844	9.988 6.926	10.257 7.134	11.917 8.097	13.251 9.292

表 6-2-40 各部門のプロセス・コスト (ルソン・Low・オプション 1)

Cost items	Unit	2013	2014	2015	2020	2025
LNG re-gasification cost	US\$/1000scf	3.867	3.597	2.142	1.458	1.376
Pipeline transmission cost	US\$/1000scf	0.448	0.441	0.432	0.380	0.315
Pipeline distribution cost	US\$/1000scf	0.292	0.323	0.351	0.412	0.398
Pipeline transportation cost	US\$/1000scf	0.740	0.764	0.783	0.792	0.713
Power fixed cost	US\$ / kWh	0.026	0.026	0.026	0.028	0.032
Inflation index	2001=100	115	118	133	154	179

3) 財務評価 (ルソン・Low・オプション 1)

- ① LNG 部門への投資額は 10.49 億 US\$、パイプライン部門の投資額は 3.11 億 US\$、電力部門への投資額は 62.30 億 US\$ である。High ケースと比べると、LNG 部門は 89%、パイプライン部門は 39%、電力部門は 78% である。
- ② LNG 部門の FIRR は 12% になるように販売価格が設定されている。また、DCR は 0.8 と低い、計算期間の最後の方に投資が発生しているため、これを除けば十分な DCR が得られる。
- ③ LNG 部門の販売価格は 7.25US\$/1,000scf (2015 時点)、8.44US\$/1000scf (2020 年時点) であるが、Camago/Malamapaya ガス価格と比較すると、2015 年時点で 41%、2020 年時点で 51% と、LNG からのガスが割高となっている。
- ④ オプション 1 では、パイプライン部門の FIRR は 11.0% で、12% 以上の FIRR が期待されている中で、採算性は厳しい状態にある。
- ⑤ 電力部門の経済性は 19.5% で、経済性があると見られる。

4) 原価分析 (ルソン地区・Low ケース・オプション 1)

- ① LNG のガス化コストは、2015 年以降は 1.3~2.1US\$/1,000scf 程度である。
- ② 高圧パイプラインの輸送コスト (transmission) は、2013 年以降 0.30~0.42US\$/1,000scf の範囲である。

③中低圧パイプラインの輸送コスト (distribution) は、2013 年以降 0.3~0.4US\$/1000scf の範囲にある。

④ガス発電による固定費は 0.026~0.032US\$/kWh である。

(4) ルソン地区・Low ケース・オプション 2 の財務分析

1) ガス供給計画 (ルソン・Low・オプション 2)

オプション 2 の LNG とパイプラインの建設計画は、High ケースオプション 2 の図 6-2-2 の通りである。

①LNG は 2012 年から供給される。

②パイプラインの投資は、2005 年と 2011 年に高圧パイプラインの投資を行なうが、2005 年から 2025 年までに常に中低圧パイプラインの投資を行なう。

③電力の投資は、2005 年から 2025 年まで連続的に投資をする。

2) 計算結果 (ルソン・Low・オプション 2)

オプション 2 の各部門の経済・財務分析の結果は以下の通りである。

表 6-2-41 経済・財務分析の結果 (ルソン・Low・オプション 2)

	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	1,049 MillionUS\$	289 MillionUS\$	6,231 MillionUS\$	7,569 MillionUS\$
FIRR	12.0%	12.7%	19.5%	19.0%
DCR	0.8	1.3	1.7	3.1
EIRR	20.6%	18.5%	32.7%	30.9%

(注意 1) 投資金額は、2001 年よりインフレが考慮されている。

(注意 2) LNG の FIRR は 12% になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意 3) プロジェクト全体の FIRR が高いのは、資金の集約ができるためである。

表 6-2-42 各部門のガス取引価格 (ルソン・Low・オプション 2)

Item	2013	2014	2015	2020	2025
1) NG cost at Batangas	5.046	5.030	5.148	5.574	6.242
2) LNG import cost	4.944	5.079	5.218	6.072	6.765
3) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	6.873 8.812	7.060 8.716	7.252 7.371	8.440 7.532	9.403 8.141
4) Power price to power distributors (Power cost)	0.085 0.069	0.087 0.068	0.090 0.070	0.105 0.080	0.117 0.091
5) Pipeline gas price to Sucat	7.569 7.145	7.775 7.328	7.987 7.516	9.296 8.710	10.356 9.657
6) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	9.726 6.575	9.988 6.645	10.257 6.853	11.917 7.910	13.251 9.249

表 6-2-43 ケース 2 の各部門のプロセス・コスト (ルソン・Low・オプション 2)

Cost items	Unit	2013	2014	2015	2020	2025
LNG re-gasification cost	US\$/1000scf	3.867	3.637	2.154	1.460	1.376
Pipeline transmission cost	US\$/1000scf	0.273	0.268	0.264	0.269	0.254
Pipeline distribution cost	US\$/1000scf	0.266	0.291	0.314	0.372	0.399
Pipeline transportation cost	US\$/1000scf	0.539	0.559	0.578	0.641	0.653
Power fixed cost	US\$/ kWh	0.026	0.026	0.026	0.028	0.032
Inflation index	2001=100	115	118	133	154	179

3) 財務評価 (ルソン・Low・オプション 2)

- ① LNG 部門への投資額は 10.49 億 US\$、パイプライン部門の投資額は 2.89 億 US\$、電力部門への投資額は 62.31 億 US\$である。 High ケースと比べると、LNG 部門は 89%、パイプライン部門は 37%、電力部門は 78%である。
- ② LNG 部門の FIRR は 12%になるように販売価格が設定されている。また、DCR は 0.8 と低い、計算期間の最後の方に投資が発生しているため、これを除けば十分な DCR が得られる。
- ③ LNG 部門の販売価格は 7.25US\$/1,000scf (2015 年時点)、8.44US\$/1000scf (2020 年時点)であるが、Camago/Malampaya ガス価格と比較すると、2015 年時点で 41%、2020 年時点で 51%ほど LNG からのガスが割高となっている。
- ④ Low ケースのオプション 2 では、パイプライン部門の FIRR は 12.7%で、12%以上の FIRR が期待されている中で、採算性は十分にある。
- ⑤ 電力部門の経済性は 19.5%で経済性があると見られる。

4) 原価分析 (ルソン・Low・オプション 2)

- ① LNG の再ガス化コストは、2015 年以降は 1.4~2.2US\$/1,000scf 程度である。
- ② 高圧パイプラインの輸送コスト (transmission) は、2015 年以降 0.25~0.27US\$/1,000scf の範囲である。
- ③ 中低圧パイプラインの輸送コスト (distribution) は、2015 年以降 0.3~0.4US\$/1,000scf の範囲にある。
- ④ ガス発電による固定費は 0.03US\$/kWh 前後である。

(5) Cebu/Mactan の財務分析(C-M)

1) ガス供給計画 (C-M の High/Low ケース)

C-M の計算結果は以下の表の通りである。C-M の投資は 2018 年から行なわれるため、できるだけ現在の価格を延長して財務分析を行なった。LNG や国内天然ガスの価格は他ケースと同じであるが、すべての要素に関して、2025 年以降はインフレ率を入れていない。

計算期間は2001年から2035年で、そのうちプロジェクト期間は2018年から2035年までの17年間とし、2026年以降の天然ガスの需要は、2025年の需要と同じとした。

このように基準年とプロジェクト期間が大きく離れていると、インフレの影響を受ける要素と受けない要素との間で大きな差が生じる。インフレの影響を受ける要素は、たとえ低いインフレ率であっても、長い空白期間のためインフレの影響が大きくなる。そのため、厳密な意味での財務分析はできない。ここでは参考程度にC-Mの財務分析を行なう。

2) C-Mの計算結果

C-Mの各部門の経済・財務分析の結果は以下の通りである。

表 6-2-44 経済財務分析の結果 (C-M・High ケース)

		LNG	Pipeline	Power	Total
High Case	Investment	392 MillionUS\$	60 MillionUS\$	397 MillionUS\$	849 MillionUS\$
	FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	6.3%
	DCR	1.5	計算不能	計算不能	0.6
	EIRR	18.2%	計算不能	計算不能	10.7%

(注意 1) LNG の FIRR は 12% になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意 2) 採算性が極端に悪いと表中のように「計算不能」になる。

表 6-2-45 経済・財務分析の結果 (C-M・Low ケース)

		LNG	Pipeline	Power	Total
Low Case	Investments	372 MillionUS\$	58 MillionUS\$	376 MillionUS\$	847 MillionUS\$
	FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	3.9%
	DCR	1.5	計算不能	計算不能	0.1
	EIRR	17.9%	計算不能	計算不能	15.4%

表 6-2-46 各部門のガス取引価格 (C-M・High ケース)

Item	Unit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
1) LNG Import cost	\$/1000scf	6.335	6.510	6.689	6.874	7.063	7.258	7.258	7.258
2) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	\$/1000scf	12.632	12.960	13.338	13.706	14.084	14.473	14.473	14.473
		12.630	12.803	12.846	12.971	10.769	10.959	10.687	10.446
3) Power price to power distributors (Power cost)	\$/kWh	0.093	0.095	0.098	0.100	0.103	0.106	0.106	0.106
		0.106	0.109	0.112	0.123	0.119	0.122	0.120	0.119
4) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	\$/1000scf	12.049	12.376	12.713	13.059	13.414	13.779	13.779	13.779
		17.093	17.103	17.026	17.218	17.392	17.604	17.385	17.377

表 6-2-47 各部門のガス取引価格 (C-M・Low ケース)

Comments	Unit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
1) LNG import cost	\$/1000scf	6.072	6.205	6.340	6.479	6.620	6.765	6.765	6.765
2) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	\$/1000scf	12.448 11.729	12.720 11.907	12.996 12.064	13.281 12.168	13.571 10.054	13.868 10.275	13.868 10.023	13.868 9.799
3) Power price to power distributors (Power cost)	\$/kWh	0.105 0.105	0.107 0.107	0.109 0.110	0.112 0.120	0.114 0.116	0.117 0.118	0.117 0.117	0.117 0.116
4) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	\$/1000scf	11.917 16.716	12.173 16.660	12.434 16.518	12.701 16.629	12.973 16.719	13.251 16.843	13.251 16.629	13.251 16.618

表 6-2-48 各部門のプロセス・コスト (C-M・High ケース)

Cost items	Unit	2020	2025	2030	2035
LNG re-gasification cost	US\$/1000scf	6.295	3.701	3.429	3.188
Pipeline transmission cost	US\$/1000scf	0.000	0.000	0.000	0.000
Pipeline distribution cost	US\$/1000scf	2.346	1.753	1.764	1.771
Pipeline transportation cost	US\$/1000scf	2.346	1.753	1.764	1.771
Power fixed cost	US\$ / kWh	0.026	0.029	0.028	0.026
Inflation index	2001=100	154	179	179	179

表 6-2-49 各部門のプロセス・コスト (C-M・Low ケース)

Cost items	Unit	2020	2025	2030	2035
LNG re-gasification cost	US\$/1000scf	5.657	3.511	3.258	3.034
Pipeline transmission cost	US\$/1000scf	0.000	0.000	0.000	0.000
Pipeline distribution cost	US\$/1000scf	2.227	1.656	1.661	1.665
Pipeline transportation cost	US\$/1000scf	2.227	1.656	1.661	1.665
Power fixed cost	US\$ / kWh	0.025	0.030	0.029	0.027
Inflation index	2001=100	154	179	179	179

3) C-M の財務評価

- ①C-M への LNG のガス供給は、プロジェクト全体の FIRR が 3.9% で、今の需要量では経済性はない。
- ②LNG 部門は、FIRR を 12% 確保できるように LNG 販売価格が設定されている。このときの LNG 原価は 11.0US\$/1,000scf (High ケース、2025 年時点) で、高い LNG コストとなっている。
- ③パイプライン部門のガス販売価格は、13.8US\$/1,000scf (High ケース、2025 年時点) であるが、このときのパイプラインコストは 17.6US\$/1,000scf (High ケース、2025 年時点) でコスト高となっている。
- ④LNG の再ガス化コストは、2021 年以降は 3.0~3.5US\$/1,000scf 程度である。この再ガス化コストは、ルソンエリアの 2 倍ほどである。
- ⑤高圧パイプライン、中低圧パイプラインの輸送コスト (distribution) は、2020 年以降 1.6~1.7US\$/1,000scf の範囲にある。これは、ルソン島よりは 2 倍ほど高いパイプライン

ンコストである。

⑥ガス発電による固定費は 0.03US\$/kWh 前後である。これはルソンエリアとほぼ同じ原価である。

(6) Davao の財務分析(D)

1) ガス供給計画 (D・High/Low ケース)

Davao の投資は 2018 年から行なわれるため、できるだけ現在の価格を延長して財務分析を行なった。LNG や国内天然ガスの価格は、他ケースと同じであるが、2025 年以降はインフレ要素を入れていない。

計算期間は 2001 年から 2035 年で、そのうちプロジェクト期間は 2018 年から 2035 年までの 17 年間とし、2026 年以降の天然ガスの需要は 2025 年の需要と同じとした。

2) 計算結果 (Davao・High/Low ケース)

Davao の各部門の経済・財務分析の結果は以下の通りである。

表 6-2-50 経済・財務分析の結果 (D・High ケース)

		LNG	Pipeline	Power	Total
High Case	Investment	392 MillionUS\$	102 MillionUS\$	397 MillionUS\$	891 MillionUS\$
	FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	5.9%
	DCR	1.5	計算不能	計算不能	0.4
	EIRR	18.1%	計算不能	計算不能	10.0%

(注意 1) LNG の FIRR は 12% になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意 2) 採算性が極端に悪いと表中のように「計算不能」になる。

表 6-2-51 経済・財務分析の結果 (D・Low ケース)

		LNG	Pipeline	Power	Total
Low Case	Investment	373 MillionUS\$	96 MillionUS\$	376 MillionUS\$	845 MillionUS\$
	FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	9.2%
	DCR	1.5	計算不能	計算不能	1.3
	EIRR	17.9%	計算不能	計算不能	14.6%

(注意 1) LNG の FIRR は 12% になるように販売ガス価格が設定されている。

(注意 2) 採算性が極端に悪いと表中のように「計算不能」になる。

表 6-2-52 各部門のガス取引価格 (D・High ケース)

Item	Unit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
1) LNG import cost	\$/1000scf	6.335	6.510	6.689	6.874	7.063	7.258	7.258	7.258
2) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	\$/1000scf	12.765 12.922	13.117 13.168	13.479 13.272	13.860 13.372	14.232 10.888	14.625 11.073	14.625 10.756	14.625 10.514
3) Power price to power distributors (Power cost)	\$/kWh	0.093 0.107	0.095 0.110	0.098 0.113	0.100 0.124	0.103 0.120	0.106 0.123	0.106 0.121	0.106 0.121
4) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	\$/1000scf	12.049 23.480	12.376 23.112	12.713 22.484	13.059 21.882	13.414 21.513	13.779 21.308	13.779 19.481	13.779 19.076

表 6-2-53 各部門のガス取引価格 (D・Low ケース)

Comments	Unit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
1) LNG import cost	\$/1000scf	6.072	6.205	6.340	6.479	6.620	6.765	6.765	6.765
2) LNG price to power and pipeline (LNG cost)	\$/1000scf	12.569 11.970	12.844 12.210	13.124 12.438	13.411 12.524	13.704 10.199	14.003 10.379	14.003 10.085	14.003 9.861
3) Power price to power distributors (Power cost)	\$/kWh	0.105 0.106	0.107 0.108	0.109 0.111	0.112 0.121	0.114 0.117	0.117 0.119	0.117 0.118	0.117 0.117
4) Pipeline gas price to non power users (Pipeline cost)	\$/1000scf	11.917 22.766	12.173 22.345	12.434 21.676	12.701 21.030	12.973 20.601	13.251 20.324	13.251 18.593	13.251 18.206

表 6-2-54 各部門のプロセス・コスト (D・High ケース)

コスト項目	Unit	2020	2025	2030	2035
LNG re-gasification cost	\$/1000scf	6.587	3.815	3.498	3.256
Pipeline transmission cost	\$/1000scf	3.029	1.435	0.800	0.647
Pipeline distribution cost	\$/1000scf	3.040	2.535	1.996	1.908
Pipeline transportation cost	\$/1000scf	6.069	3.970	2.796	2.554
Power fixed cost	\$/kWh	0.026	0.030	0.028	0.027
Inflation index	2001=100	154	179	179	179

表 6-2-55 各部門のプロセス・コスト (D・Low ケース)

コスト項目	Unit	2020	2025	2030	2035
LNG re-gasification cost	\$/1000scf	5.898	3.614	3.321	3.096
Pipeline transmission cost	\$/1000scf	2.871	1.353	0.753	0.608
Pipeline distribution cost	\$/1000scf	2.882	2.391	1.878	1.793
Pipeline transportation cost	\$/1000scf	5.753	3.744	2.632	2.401
Power fixed cost	\$/kWh	0.026	0.030	0.029	0.027
Inflation index	2001=100	154	179	179	179

3) Davao の財務評価

- ①Davao での天然ガス利用は、プロジェクト全体の FIRR が 9% 台で、今の需要量では経済性がない。
- ②LNG 部門は FIRR を 12% 確保できるように LNG 販売価格が設定されている。このとき

- の LNG 原価は 11.1US\$/1,000scf (2025 年時点) で、高い LNG コストとなる。
- ③パイプライン部門のガス販売価格は 13.8US\$/1,000scf (2025 年時点) であるが、このときのパイプラインコストは 21.3US\$/1,000scf (2025 年時点) でコスト高となっている。
 - ④LNG の再ガス化コストは、2025 年以降は、3.1~3.6US\$/1,000scf 程度である。この再ガス化コストはルソンエリアの 2 倍ほどである。
 - ⑤高圧パイプラインの輸送コスト (transmission) は 0.60~1.4US\$/1,000scf で、中低圧パイプラインの輸送コスト (distribution) は、2025 年以降 1.9~2.5US\$/1,000scf の範囲にあり、ルソン島よりは 2 倍ほど高いパイプラインコストである。
 - ⑥ガス発電による固定費は 0.03US\$/kWh 前後である。これはルソンエリアとほぼ同じ原価である。

(7) 各種優遇政策と評価

1) 各種優遇政策

以上のように High ケース・オプション 1、オプション 2、Low ケース・オプション 1 に関しては、パイプライン部門の経済性は認められない。したがって、何らかの支援対策が必要になる。ここでは、法人税の免除、LNG 輸入関税の免除、投資機材である輸入設備機材の輸入関税の免除、国際開発機関の低金利の大幅導入などをパイプライン部門に適用したときの経済性の変化を見る。各優遇制度の内容は以下の通りである。

① 法人税を 10 年間免除優遇制度

現行のガス関連税優遇制度では、法人税の免除が操業後 6 年間は認められている。したがって、LNG 部門とパイプライン部門に関しては、各ケースとも 6 年間の法人税免除を設定した。これに対してパイプライン部門の法人税を 10 年間免除にしたときの状態を、「法人税を 10 年間免除優遇制度」とした。

② LNG 関税免除の優遇制度

LNG の輸入関税は、「優遇政策なし」では 2006 年以降 3%がセットされているが、これを廃止したときには、LNG 部門の FIRR は 12%より上昇する。したがって、LNG 販売価格を下げることで、LNG 輸入関税の利益をパイプライン部門に還元したときのパイプラインの FIRR の変化を見る。

③ 設備機材関税免除優遇制度

LNG 部門、パイプライン部門、電力部門の設備投資には、多くの機材を輸入することが想定される。したがって、このとき全投資額の 60%に平均で 5%程度の輸入関税がかかるものとして、「優遇政策なし」のケースでは計算されている。当優遇制度では、パイプライン部門に対して設備機材の輸入関税が掛からないものとして FIRR の変化を見る。

④ 国際開発機関の低金利の大幅導入

「優遇政策なし」のケースでは、各部門とも自己資本 25%、商業銀行 25%、国際開発機

関 A（金利 2%）25%、国際開発機関 B（金利 7%）25%として計算されている。これに対して、パイプライン部門への優遇制度では、国際開発機関 A（金利 2%）からの資金を 75%とし、残りは自己資本として計算した。このときの支払金利の変化を見る。

表 6-2-56 部門別の優遇政策の内容

		LNG	パイプライン	電力
1. 法人税の優遇	優遇なし	6年	6年	0年
	優遇あり	6年	10年	0年
2. LNG 輸入関税	優遇なし	3%		
	優遇あり	0%		
3. ガス施設の輸入関税	優遇なし	5%	5%	5%
	優遇あり	5%	0%	5%
4. 公的資金の投入	優遇なし	自己資本 25% 商業銀行 25% 国際開発 A25% 国際開発 B25%	自己資本 25% 商業銀行 25% 国際開発 A25% 国際開発 B25%	自己資本 25% 商業銀行 25% 国際開発 A25% 国際開発 B25%
	優遇あり	同上	自己資本 25% 国際開発 A75%	同上

2) FIRR への影響評価

各優遇政策の FIRR への影響は以下の表の通りである。

表 6-2-57 優遇政策によるパイプライン部門の FIRR への影響 (%)

優遇政策	High	High	Low	Low
	オプション 1	オプション 2	オプション 1	オプション 2
(0) 優遇政策がないとき	10.3	10.9	11.0	12.7
(1) 法人税を 10 年間免除のとき	10.8	11.5	11.9	13.9
(2) LNG 関税免除のとき	10.6	11.3	11.2	12.9
(3) 設備機材関税免除のとき	10.7	11.3	11.4	13.1
(4) 国際開発機関の低利金利の大幅導入	10.0	10.7	10.9	12.7
(1)+(2)	11.1	11.8	12.0	14.0
(1)+(2)+(3)	11.6	12.2	12.3	14.4
(1)+(2)+(3)+(4)	11.4	12.1	12.2	14.3

各ケースの経済性と優遇政策との関係は以下の通りである。

- ① High ケース・オプション 1 は、法人税を 10 年間免除、LNG 関税免除、設備機材関税免除低利金利の適用すべての政策を取っても IRR は 12%を越えない。
- ② High ケース・オプション 2 は、法人税を 10 年間免除、LNG 関税免除、設備機材関税免除の政策を取った FIRR が 12%を越える。
- ③ Low ケース・オプション 1 は、法人税を 10 年間免除、LNG 関税免除の政策を取ったとき FIRR が 12%を越える。

④ Low ケース・オプション2 は、優遇制度なしでも FIRR は 12%以上 (12.7%) である。

3) 優遇政策の販売価格への影響評価

以上の通り、High ケース・オプション1 以外は、何らかの優遇政策を取ったとき、FIRR は 12%を越えることになる。これはパイプラインからのガス販売価格を引き下げることができることを示している。FIRR を 12%まで引き下げたときのパイプライン部門の販売価格は、以下の通りである。

表 6-2-58 「優遇なし」と「優遇あり」の用途別天然ガス販売価格 (US\$/1,000scf)

ケース	政策	用途	2010	2015	2020	2025
High ケース	優遇なし	Industry	7.58	8.02	8.58	9.83
		Commercial	8.87	9.38	10.03	11.49
		Residential	9.85	10.42	11.14	12.76
		Transportation	8.18	8.65	9.25	10.59
		Prices for power	7.39	7.81	8.35	9.57
High ケース オプション1	優遇あり	Industry	同上	同上	同上	同上
		Commercial	同上	同上	同上	同上
		Residential	同上	同上	同上	同上
		Transportation	同上	同上	同上	同上
		Prices for power	同上	同上	同上	同上
High ケース オプション2	優遇あり	Industry	7.58	8.01	8.57	9.81
		Commercial	8.85	9.36	10.01	11.47
		Residential	9.84	10.40	11.13	12.75
		Transportation	8.17	8.64	9.23	10.58
		Prices for power	7.38	7.80	8.34	9.56
Low ケース	優遇なし	Industry	6.37	7.29	8.48	9.45
		Commercial	7.45	8.52	9.92	11.05
		Residential	8.28	9.47	11.02	12.27
		Transportation	6.87	7.86	9.14	10.19
		Prices for power	6.21	7.10	8.26	9.21
Low ケース オプション1	優遇あり	Industry	6.34	7.25	8.44	9.40
		Commercial	7.41	8.48	9.87	10.99
		Residential	8.23	9.42	10.96	12.21
		Transportation	6.83	7.82	9.10	10.14
		Prices for power	6.18	7.07	8.22	9.16
Low ケース オプション2	優遇あり	Industry	6.04	6.90	8.04	8.95
		Commercial	7.05	8.07	9.39	10.46
		Residential	7.84	8.97	10.44	11.63
		Transportation	6.51	7.44	8.66	9.65
		Prices for power	5.88	6.73	7.83	8.72

(注意1) 「優遇なし」は、優遇政策をとる以前の販売価格

(注意2) 「優遇あり」は、4つの政策、(1)法人税を10年間免除、(2)LNG 関税免除、(3)設備機材関税免除、(4)国際開発機関の低利金利の大幅導入を取ったとき、FIRR が 12%になるときの LNG とパイプラインの販売価格である。

①High ケース・オプション 1 は、優遇政策後も FIRR が 12%に満たないため、価格を引き下げることにはできない。

②High ケース・オプション 2 は、優遇政策後 FIRR12.1%を 12.0%に引き下げような価格設定がされている。価格は 0.1%引き下げられている。

③Low ケース・オプション 1 は、優遇政策後 FIRR12.2%を 12.0%に引き下げような価格設定がされている。価格は 0.5%引き下げられている。

④Low ケース・オプション 2 は、優遇政策後 FIRR14.3%を 12.0%に引き下げような価格設定がされている。価格は 5.3%引き下げられている。

(8) 経済分析の評価

天然ガスに関しては、LNG 輸入関税、投資機材の輸入関税、固定資産税、付加価値税、法人税、事業税など多くの税金が掛かっている。したがって、これらの税金が国レベルで見れば「収入」になるので、経済分析は財務分析と違い収入が多くなる。その分だけ経済的內部利益率 (EIRR) は高くなる。

下の表に示すように、ルソン島の天然ガス関連部門(LNG 部門、パイプライン部門、電力部門)全体の EIRR はどのケースも 23%以上である。国レベルの経済性は十分に高い値である。ところが C-M と Davao に関しては、EIRR は 10~15%程度で、政府からの支援を大幅に取り入れれば、LNG 導入の可能性はある。

今回の経済分析に関しては、為替レートは市場為替レートを使用している。また、天然ガス利用から起きる 2 次効果については考慮していない。

表 6-2-59 ルソン島での天然ガス供給計画の EIRR

部 門	High オプション 1	High オプション 2	Low オプション 1	Low オプション 2
LNG 部門	19.6%	19.7%	20.6%	20.6%
パイプライン部門	15.7%	16.5%	16.4%	18.5%
電力部門	21.9%	21.9%	32.7%	32.7%
全体	23.3%	23.5%	30.3%	30.9%

表 6-2-60 C-M、Davao での天然ガス供給計画の EIRR

部 門	C-M・High	C-M・Low	D・High	D・Low
LNG 部門	18.2%	17.9%	18.1%	17.9%
パイプライン部門	不能	不能	不能	不能
電力部門	不能	不能	不能	不能
全体	10.7%	15.4%	10.0%	14.6%

(9) 経済への影響分析

天然ガスの利用に関して、GDP への影響は、2010 年から 2025 年の間で High ケースで 0.3~0.5%、Low ケースで 0.1~0.6% GDP が大きくなる。これは第 4 章のマクロ経済モデルで予測した名目 GDP に対して大きくなるという意味である。

政府収入への影響は、第 4 章のマクロ経済モデルで予測した名目政府収入に対して、High ケースで 0.2~0.6%、Low ケースで 0.1~0.9% 政府収入が上昇する。

失業率への影響は、第 4 章のマクロ経済モデルで予測した失業率に対して、2025 年時点で High ケースで 0.7%、Low ケースで 1.8% 低い失業率になる (High ケースで失業率 4.7% から 4.0%、Low ケースで失業率 4.7% から 3.9% になる)。

表 6-2-61 天然ガス利用の経済への影響分析

		Unit	2010	2015	2020	2025
GDP の増加率 High オプション 2	WITHOUT	10 億 Ps	14,059	21,210	32,550	49,104
	WITH	10 億 Ps	14,107	21,296	32,691	49,343
	増加率	%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%
Low オプション 2	WITHOUT	10 億 Ps	11,518	16,886	25,174	36,888
	WITH	10 億 Ps	11,529	16,948	25,325	37,119
	増加率	%	0.1%	0.4%	0.6%	0.6%
政府収入の増加率 High オプション 2	WITHOUT	10 億 Ps	2,515	3,786	5,795	8,716
	WITH	10 億 Ps	2,521	3,801	5,825	8,771
	増加率	%	0.2%	0.4%	0.5%	0.6%
Low オプション 2	WITHOUT	10 億 Ps	2,060	3,014	4,482	6,548
	WITH	10 億 Ps	2,062	3,026	4,518	6,606
	増加率	%	0.1%	0.4%	0.8%	0.9%
失業率の減少 High オプション 2	WITHOUT	%	9.6	8.3	6.6	4.7
	WITH	%	8.5	7.3	5.8	4.0
	増加率	%	-1.1	-1.0	-0.8	-0.7
Low オプション 2	WITHOUT	%	9.6	8.3	6.6	4.7
	WITH	%	8.7	7.3	5.6	3.9
	増加率	%	-0.9	-1.0	-1.0	-1.8

(注意 1) WITHOUT は、天然ガス関係のプロジェクトが実行されなかったときの見通しで、マクロ経済モデルで予測された値である。

(注意 2) WITH は、プロジェクトが実施されたときの経済見通しである。

(注意 3) 各増加率は、 $(WITH/WITHOUT - 1) * 100$ で計算されている。

6-2-4 資金調達

(1) 事業形態と資金調達

既存企業が既存事業や新規事業のために資金調達をすることを、コーポレート・ファイ

ナンスという。この場合は、企業全体が資金返済の保証をするため、一般的に融資側としては大きなリスクがないと言われている。そして市中銀行の場合、多くの融資案件がコーポレート・ファイナンスである。

一方、独立した単体のプロジェクトのための資金調達をプロジェクト・ファイナンスという。プロジェクト・ファイナンスをコーポレート・ファイナンスと比較すると、プロジェクト・ファイナンスは、返済がプロジェクトの収支の信頼性（よいキャッシュフロー）のみとなるので、貸し手である金融機関は大きなリスクを負うことがある。そのため、一般的には、融資のための審査は、コーポレート・ファイナンスよりプロジェクト・ファイナンスは厳しい。

また、産業開発、社会開発を支援するための資金調達方法として、パブリック・ファイナンスがある。各国の開発銀行や国際開発機関などの融資がこれにあたる。特に世界銀行、IFC、アジア開発銀行（ADB）、日本国際協力銀行（JBIC）などは、以前からフィリピンのプロジェクトには融資と技術的支援を行なっている。これらパブリック・ファイナンスの特徴は、「時として低利融資であること」、「融資のためのシンジケートを組むときの幹事役になること」などが挙げられるが、商業銀行の場合は、プロジェクト・ファイナンスに参加するとき、世銀やJBICなどの国際開発機関の参加を条件としているところもある。

先の章で述べたように、本プロジェクト、特にパイプラインプロジェクトでは、特段の資金的、税的優遇制度がない限り、FIRRが12%を超えることは難しいものと考えられる。したがって、本プロジェクトの遂行にあたり、前出した国際開発機関の融資と技術的支援を仰ぐことが適切と思われる。

(2) プロジェクト・ファイナンスのリスク分散

プロジェクト・ファイナンスについては、プロジェクトが完成するまでは、プロジェクトの親会社や政府が金融機関に対して元本と利子の保証をするが、プロジェクト完成後は、先に述べたようにプロジェクトのキャッシュフローで元本の返済と利息の支払いを行なう。

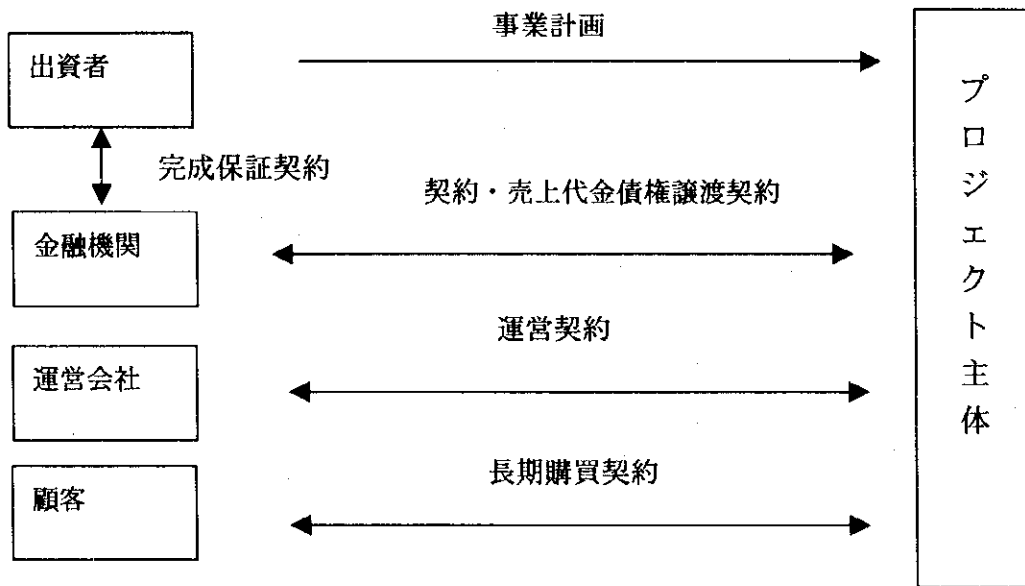
また、このような状況を反映して、貸し手である金融機関と借り手であるプロジェクト主体とでは、厳しい交渉が行なわれるのが常で、金利を含めた融資条件は、この両者の力関係で決まることが多い。ただ、ここで重要なことは、プロジェクトのリスクをプロジェクト関係者すべてが均等に負担することで、中央政府、投資者、金融機関、経営者、雇用者などが、それぞれの立場でプロジェクトのリスクを負担する必要がある。表 6-2-55 は、プロジェクトに関係した組織とそれらの役割分担を示している。

表 6-2-62 プロジェクト・ファイナンスのリスク分散

プロジェクト関係者	負担内容
中央政府	為替リスクのヘッジ
投資者	配当条件の緩和
金融機関	適正金利と融資条件の緩和
経営者	経営状況に見合った経営報酬
雇用者	誠意ある労働

(出所) 21世紀へのサバイバル戦略、平木俊一・赤塚雄三 著

典型的なプロジェクト・ファイナンスの形態は、以下の図の通りである。

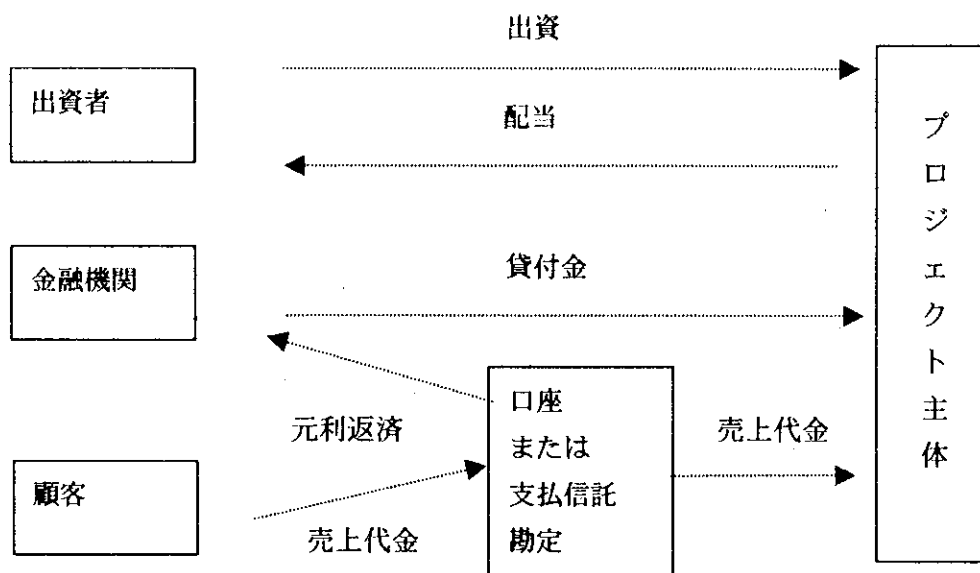


(出所) 21世紀へのサバイバル戦略、平木俊一・赤塚雄三 著

図 6-2-3 プロジェクト・ファイナンスの形態

- ①プロジェクトは出資者によって計画されることが多い。出資者は、プロジェクトが操業するまで金融機関に対して「プロジェクト完成保証契約」をする。
- ②同時にプロジェクト主体は「資金の借出契約」を金融機関と取り交わす。
- ③プロジェクトを運営するための「運営会社」が設立され、運営会社は「プロジェクトの運営契約」を関係各所と契約する。
- ④プロジェクト主体は、自身の売上代金債権を金融機関に譲渡する旨の「売上代金債権譲渡契約」を結ぶ。
- ⑤プロジェクトの安定顧客先を確保するため、顧客に対しては「長期売買契約」を結ぶ。

次に、プロジェクト関係機関とプロジェクトとの資金の流れは、以下の通りである。



(出所) 21世紀へのサバイバル戦略、平木俊一・赤塚雄三 著

図 6-2-4 プロジェクト関係機関とプロジェクトとの資金の流れ

- ①出資者は資本金をプロジェクト主体に出す。そして、プロジェクトは配当金を出資者に出す。
- ②金融機関は貸付金をプロジェクトに出す。通常貸付金はプロジェクトの進捗に見合って提供される。
- ③顧客は、プロジェクト主体の口座（支払信託勘定）に購入代金を支払う。
- ④金融機関は、プロジェクトの口座から貸付金の元利息を受け取る。
- ⑤プロジェクト主体はプロジェクトの口座に売上代金が振り込まれる。

民間ベースのプロジェクトの場合、最大出資者をスポンサーと呼ぶが、プロジェクトの成否はこのスポンサーの意向によるところが大きい。スポンサーの資金力、技術力、熱意などがプロジェクトの方向を決めるといっても過言ではない。したがって、本プロジェクトでもフィリピン政府支援のもとで、民間ベースで進めることになるが、資金力、技術力、企業の取り組み姿勢などを十分に審査し、民間企業の選定を行なう必要がある。

(3) 金融機関の貸付条件

プロジェクト・ファイナンスに対する市中銀行や国際開発銀行などの審査は、プロジェ

クトの高収益というよりもプロジェクトの安定的な運営とそれにもなう返済能力基盤に重点が置かれている。したがって、プロジェクトの建設・販売・購入にいたるまで、計画の確実性と安定性が求められる。本プロジェクトでも、このような金融機関からの審査に十分に答えられるよう、以下の対応が必要である。

- ①パイプライン・プロジェクトの基本は、ガス供給契約とガス販売契約がどの程度できているかにかかっている。供給契約でガス供給の保証を得、販売契約で販売先を確定しておくことが必要である。
- ②ガス生産者とパイプライン会社との間でのガスの購入価格契約に関して、原油価格の上昇、インフレ、為替変動に対するガス価格上昇を明確にしておく必要がある。
- ③フィリピン国の経済問題の一つに「為替レート下落」がある。このことが各種販売価格の上昇の一因にもなっている。特にドルベースでの支払い、ドルベースでの収入は、ペソの下落とともにペソベース売値の高騰を招くので、電力などは自家発電が有利になる場合があり、結果としてガスからの顧客を減らすことになる。
- ④プロジェクト・ファイナンスは、以下の審査がコーポレート・ファイナンスより厳しい。したがって、IRR や DCR 以外に多くの資料と保証が必要となる。

投資額の使途の妥当性

施工能力の妥当性

発注条件の妥当性

資金調達と返済能力

資金と返済金の安全性

為替見通しの妥当性

ガス購入価格の変動の妥当性（客観的なフォーミュラが必要）

売値価格と販売量の変動の妥当性

維持費の妥当性

- ⑤以上のようにプロジェクト・ファイナンスに関しては、建設・販売・購入すべてについて契約を作成し、融資側がそれを審査するので、これらの業務を滞りなく遂行できる民間企業を選定することが必要である。

- ⑥海外の市中銀行は、基本的には国際開発金融機関が融資しなければ、貸し出しはしない。一般に国際金融機関は、政府に支援された民間プロジェクトについては、フィリピンの

財務省に金を貸しつける形で行なわれる (two-step ローン)。このとき国際金融機関は、財務省を通して政府保証を取り付けることになる。また、市中銀行の融資があったときは、同程度の保証を必要とする場合が多い。

- ⑦国際開発機関としては、世界銀行、IFC、ADB などがある。また、日本からの開発援助融資は国際協力銀行で行なわれている。以下は、これら国際開発機関の概要と最近の融資条件を示した表である。

表 6-2-63 国際開発機関の貸付条件

Agencies	フォーミュラ	実績	貸出期間
IBRD	LIBOR+spread	6.4% Jan-Jun 98	15-20年
IFC	Market rate		3-13年
ADB	LIBOR+spread	6.0-6.8% as of April 98	10-30年
JBIC		1.3-2.0% as of June 2001	Max 10年

(出所) 各機関のホームページより引用、IBRD：国際復興開発銀行、IFC：国際金融公社、ADB：アジア開発銀行、JBIC：日本国際協力銀行

- ⑧プロジェクト・ファイナンスを可能にする為替の安定。資金不足の国に対して BOT は期待をもって迎えられたが、この方法は、為替レートが「安定している」という条件下で成立する。フィリピンでは過去5年間でドルに対してペソは半分の価値になっており、ドルベースで支払いを要求される側にとっては、2倍のコスト負担になる。ただ、IPP 発電企業のように購入する側もドル、受け取る側もドルという場合は、この問題は起きない。パイプライン事業は、ガス購入やプラント導入にはドルベースで契約する可能性が大きい。一方では、収入は国内中小企業や個人であるためペソでの受け取りになる。したがって、為替の安定は本プロジェクトにとって重要なテーマである。

(4) パイプライン・プロジェクトの必要資金

必要資金は、High ケースオプション1で7.95億 US\$、High ケース・オプション2で7.86億 US\$、Low ケース・オプション1では3.11億 US\$、Low ケース・オプション2で2.89億 US\$の投資となる。ただし、これらの投資額は、2001年からインフレ率が考慮されている。

パイプラインの内、高圧パイプライン (Transmission) は、先行きの需要を見込んで大きめのパイプラインを使用するが、中低圧パイプライン (Distribution) は段階的な工事を経て建設される。

表 6-2-64 ケース別オプション別パイプライン投資額

(MillionUS\$)

ケース/オプション	全投資額	25%の自己資金	75%の長期借入金
High オプション1	795	199	596
High オプション2	788	197	589
Low オプション1	311	78	233
Low オプション2	289	72	217