

6-3 環境影響・安全性評価

6-3-1 規制の現状（大気を中心に）

本調査における環境上の影響評価を述べる。もとより、天然ガス自体はクリーン・エネルギーとされ、導入そのものが地域環境汚染および地球環境維持改善のための対策と見ることができると述べている。

フィリピンにおいて、環境維持のための行政処置は古く、1960年代から整備制定されてきたが、近年、経済発展に伴う各種環境問題の顕在化により、実効のある改善と制度の近代化を目指し、先進的なレベルの環境基準と、その達成のための施行細則が強化制定され逐次実施に移されつつある。この間、環境対策の焦点は河川の水質汚染対策から大気の大気浮遊粒子状物質対策へと移行し、一方では、地域経済活動の発展に伴うマングローブ地帯の喪失および生態系破壊に対する保護再生が重視されてきている。

1999年に定められた大気汚染防止法（Clean Air Act）とそれに基づく施行規則（IRR: Implementation Rules and Regulation for RA 8749）によれば、エネルギー消費に関しての汚染物質排出源ごとに排出規制が定められ、SO_x、NO_x、浮遊粒子状物質（TSP）その他の有害物質に対する厳しい排出基準と、その汚染奇与濃度による規制を合わせて、各排出源に対し公害防止計画の立案・提出を義務付け、その法規制遵守対策の実行を促している。

規制レベルは、現在の日本の環境規制にほぼ匹敵するレベルであり、各排出源は早急にこれへの対応が要求されている。

作業は現在規制区域の設定の最中であり、実施中の環境測定（いわゆる着地濃度の測定）の結果により、具体的な規制区域の設定がやがて行なわれていくことになっている。

一方、IRRには、環境汚染物質の排出者に対する、基本的な義務がすでに織り込まれており、規制区域の設定が終われば、その区域内で行政による環境規制適合の可否判定調査が行なわれ、必要があれば汚染物質排出者には改善計画の提出とその遵守義務が発生することになっている。現在の作業進捗状況は、この規制区域（Air Shed）の設定のための環境測定作業に入ったところで、結果が出て規制区域が決まり、さらに行政の調査結果に従う改善計画の実施までには、まだ数年間かかるものと見られる。

この規制区域は当面、マニラ周辺のみを設定され、その他の地域は局地的な問題を除いては規制されない。

て規制区域にはならないと予想されている。またマニラの規制区域は、Bataan 半島の稜線の東側から、マニラを含めて Batangas までがひとつの規制区域になると見込まれ、この設定は今後の環境調査の結果により随時変更されていくものと予想される（DNER、EMBでの環境規制現況調査から、2001年8月1日実施）。

フィリピンの環境問題における現在の最大課題は、マニラ首都圏（NCR）の大気汚染の進行、中でも中古ディーゼルエンジン使用の改造車（例：ジプニー）などからの、総浮遊粒子状物質（TPM）による汚染で、その削減が急務とされている。これに関しては、現在すでにADBによるプロジェクトが実行に移され、関係省庁を含んで具体的な対応策が検討されている模様で、これにはカウンターパートのDOEも含まれている。

そして、当面の焦点は、まず車検制度を確立することが先決とされ、それにより黒煙を撒き散らして走るディーゼル車に対する排ガス規制の実効を上げようとしている。

また、その対策のひとつとして、このような車両をNGV（天然ガス車）に転換させることにより、国産天然ガスの有効利用と、NCR地域における交通公害対策の一石二鳥効果を狙った政策立案が、フィリピン政府関係当局から強く唱えられている。

6-3-2 燃料転換

一般に、大気汚染の改善に対しては、クリーン・エネルギーを導入することも対応策のひとつであり、天然ガスへの燃料転換は、硫黄酸化物を主体とする大気汚染の改善ができると同時に、地球温暖化ガス（炭酸ガス）の相対的排出量削減も期待できる。本調査では、天然ガスへの転換により、燃焼による汚染物質排出量がどの程度削減できるか、排出ベースでの試算を試みた。

環境汚染物質総量は、基本的にIPCCコードに準じているが、フィリピンにおける本調査に対応できるように大幅に修正し、さらに時系列表現ができるような機能を加えたモデルを用いた。

(1) ベースラインの設定

本調査の環境影響評価の起点（ベースライン）は、フィリピンで現在実行に移されているエネルギー供給関連の主要プロジェクト（例：Camago/Malampaya 天然ガスパイプライン計画とガス火力発電所新增設計画）を含んだものとした。Camago/Malampaya 計画の成果は既存プロジェクト範疇にあるものとし、新たに本調査で織り込まれた国産天然ガスの増量分、LNGなどの輸入によるガス燃料の使用拡大分は、本調査成果の中に含めた。

なお、ベースラインにおける各エネルギー需給について、将来 GDP の 25 年間平均伸び率を、High ケースで 5.27%、Low ケースで 4.64% として需要が予測されている(4-3 参照)。まず High ケースについて述べる。

(2) 天然ガス転換状況 (High ケース)

1) 電力部門のエネルギー消費

ベースラインにおいては、電力部門の天然ガス消費は Camago/Malampaya からのガスのみであり、電力需要の伸びに対しては、石炭と石油火力が現状と同比率で増強されていくとして供給予測を立てている(4-4 参照)。

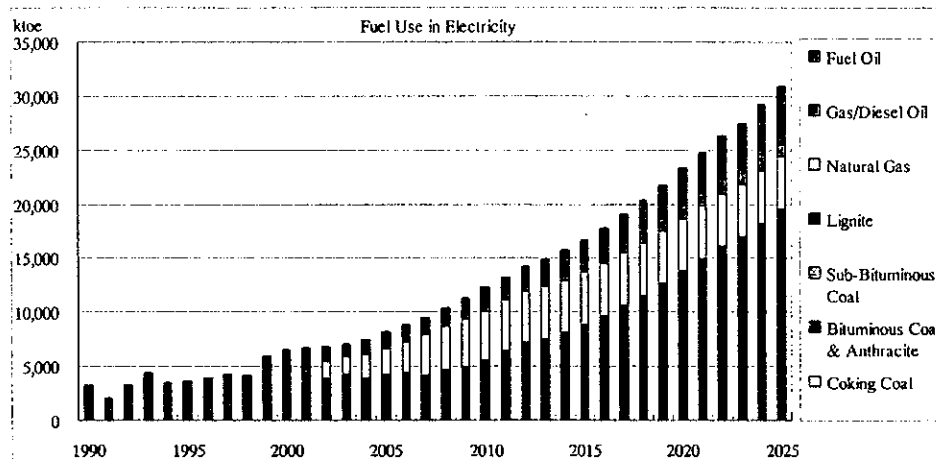


図 6-3-1 電力部門におけるベースラインの燃料別消費推移予測 (High ケース)

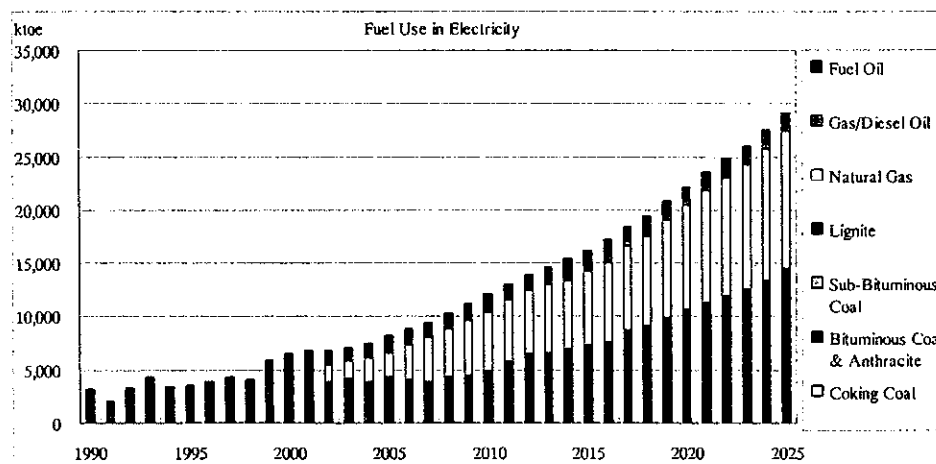


図 6-3-2 電力部門における天然ガス転換後の燃料別消費推移予測 (High ケース)

ベースラインにおける電力部門の燃料別消費推移予測を図 6-3-1 に示す。これによれば電力部門での天然ガス使用量は、Camago/Malampaya 計画の最大供給量までであり、ほぼ 4,900ktce/y 程度で、電力部門の全燃料消費に占める割合は 2025 年で約 16% となって

いる。

一方、電力部門の天然ガスへの燃料転換予測（4-4 参照）を図 6-3-2 に図示する。これによれば、天然ガス需要の増加に対して、国産天然ガス生産能力を超える分は輸入 LNG も導入することになっており、電力部門での天然ガス消費量は 2025 年で約 13,000ktoe/y で、全体に占める割合はおよそ 45%弱と予測されている。

ここで、天然ガスへの燃料転換後の場合、ベースラインに比べ燃料消費が少なく予想されているのは、ガスタービン・コンバインドサイクル発電方式の採用による発電効率向上のためである。

2) 最終エネルギー消費部門 (High ケース)

最終エネルギー消費の推移は 4-3 で述べられているが、その燃料別消費推移は図 6-3-3 のように推定されている。

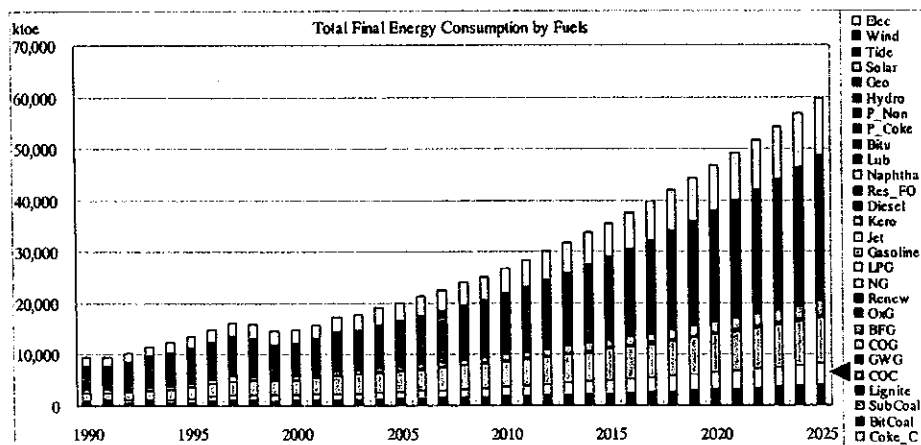


図 6-3-3 ベースラインにおける燃料別エネルギー最終消費予測 (High ケース)

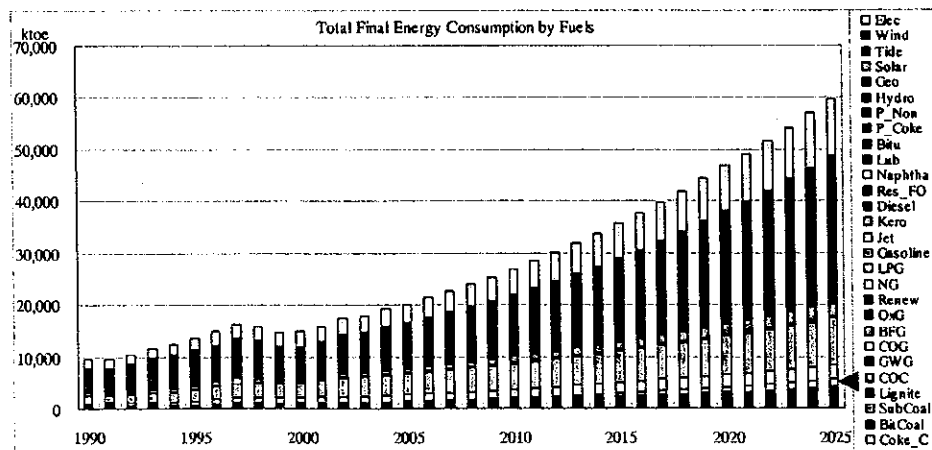


図 6-3-4 天然ガス燃料転換後の燃料別エネルギー最終消費予測 (High ケース)

これに対し、天然ガス供給網が整備された結果、顕在需要として天然ガスへの燃料転換が見込まれた後の燃料別推移予測は図 6-3-4 に示され、それによれば、LPG および灯油消費の一部が天然ガスに転換していることが読み取れる。

(2)天然ガスの転換状況 (Low ケース)

1) 電力部門のエネルギー消費

High ケースと同様な傾向であり、図 6-3-5 および図 6-3-6 にベースラインと天然ガスへの転換後のエネルギー消費状況を示す。

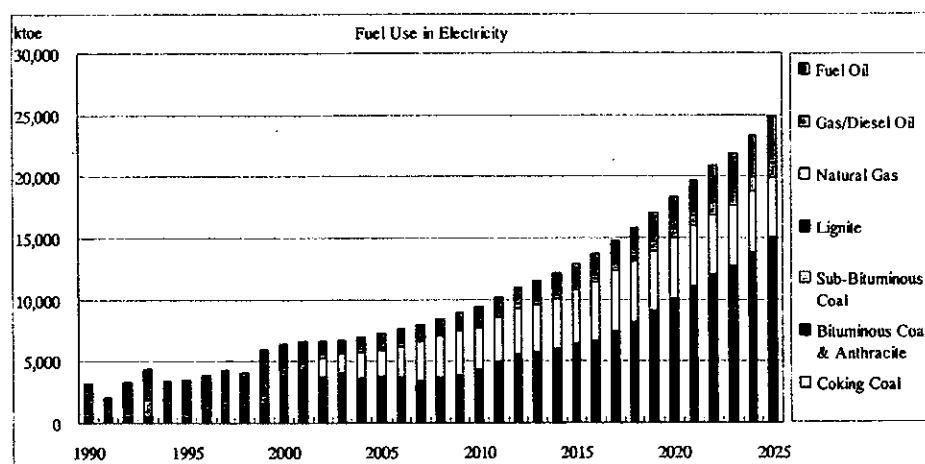


図 6-3-5 電力部門におけるベース・ラインの燃料別消費推移予測 (Low ケース)

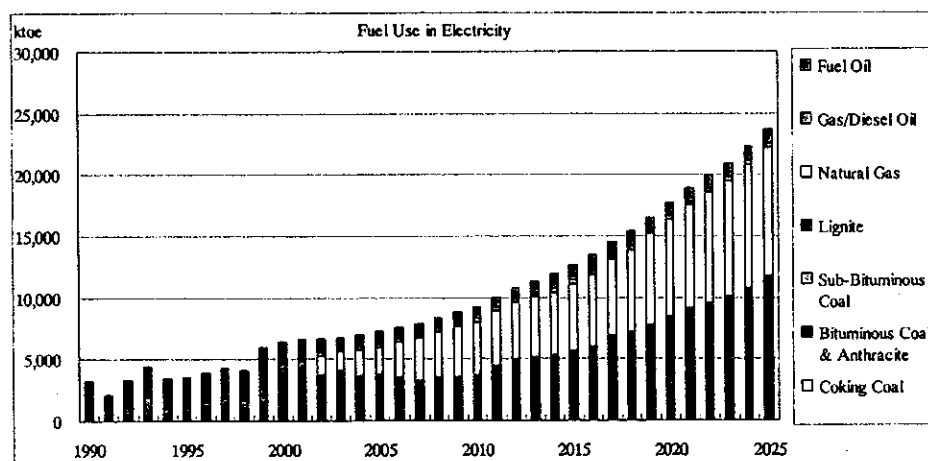


図 6-3-6 電力部門における天然ガス転換後の燃料別消費推移予測 (Low ケース)

ベースラインの天然ガス消費量は High ケースと同量で、全体に対する割合は 19.6% となっているが、天然ガス転換後は約 10,500ktoe/y で全体の 44.6% を占めている。

2) 最終エネルギー消費部門 (Low ケース)

そのベースラインと天然ガス転換後の燃料別消費推移は図6-3-7および図6-3-8のように推定されている。Low ケースにおいても同様にLPGから天然ガスへの転換が読み取れる。

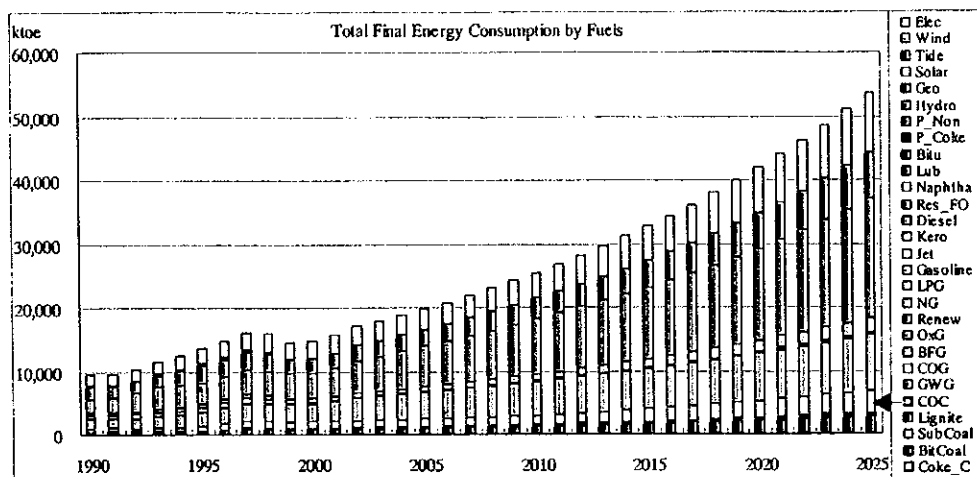


図 6-3-7 ベースラインにおける燃料別エネルギー最終消費予測 (Low ケース)

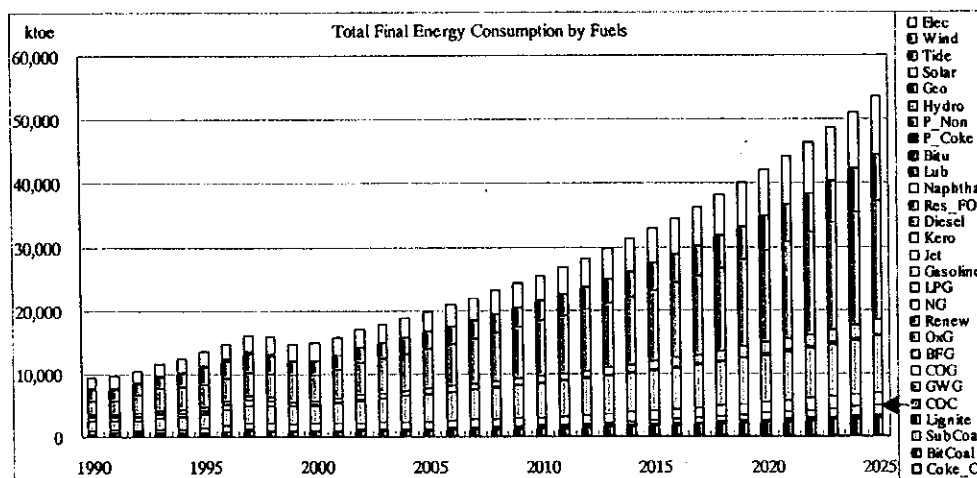


図 6-3-8 天然ガス燃料転換後の燃料別エネルギー最終消費予測 (Low ケース)

6-3-3 炭酸ガス排出量の改善

天然ガス燃料転換による環境汚染量の改善効果については、天然ガス顕在需要の増加に対して、IPCCによる計算コードに準じて推算した。IPCCのコードは、インターネット上から自由に入手できるが、一般的でかつ広範な対応ができるようになっている。しかし、単年度用の計算シートなので、対象国および使用目的によって適切に再編成することが必要となる。ここでは、フィリピンにおける燃料バランス (IEA 定義の詳細バランス) に基本的に対応できるように修正し、さらに時系列推移を一覧表に纏めることができるように大幅に編成し直した。

計算モデルは、ベースラインと改善後の2組で構成され、それぞれ燃料バランス・ファイルと環境汚染物質排出量計算ファイル（IPCCコードの準用）の2ファイル/組となっている。計算する環境汚染物質は、炭素排出量（炭素および炭酸ガス換算）、硫黄酸化物（2酸化硫黄換算）、窒素酸化物とし、それらについて単年度分および時系列（2025年まで）を試算した。

その結果を、一次エネルギー総供給（転換部門への一次エネルギー供給を含む）と特に影響の多い電力部門について以下の図に纏めた（炭酸ガス量はすべて炭素換算で表現）。

(1) 一次エネルギー総供給でみた炭酸ガス排出改善効果（High ケース）

High ケースにおける改善効果について、図 6-3-9 にベースラインでの炭酸ガス排出量の予測推移、図 6-3-10 に天然ガス転換後の予測推移を示す。

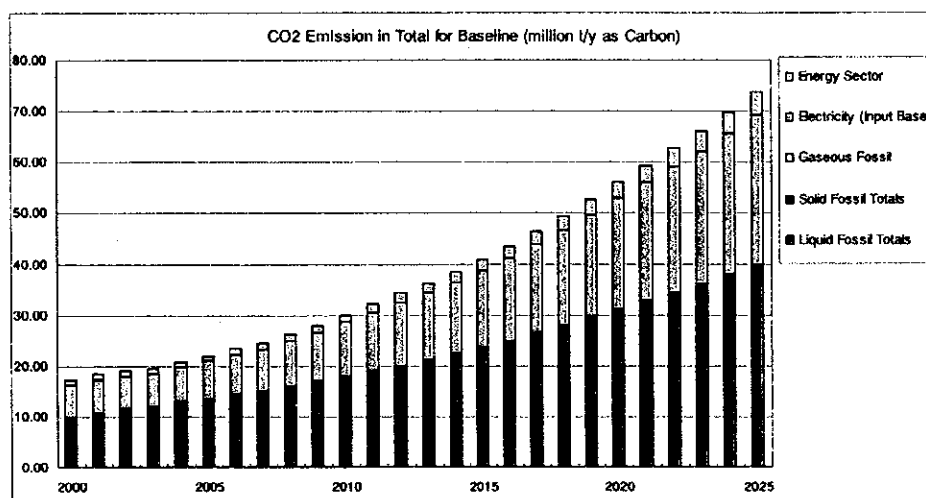


図 6-3-9 ベースラインにおける炭酸ガス排出量推移予測（High ケース）

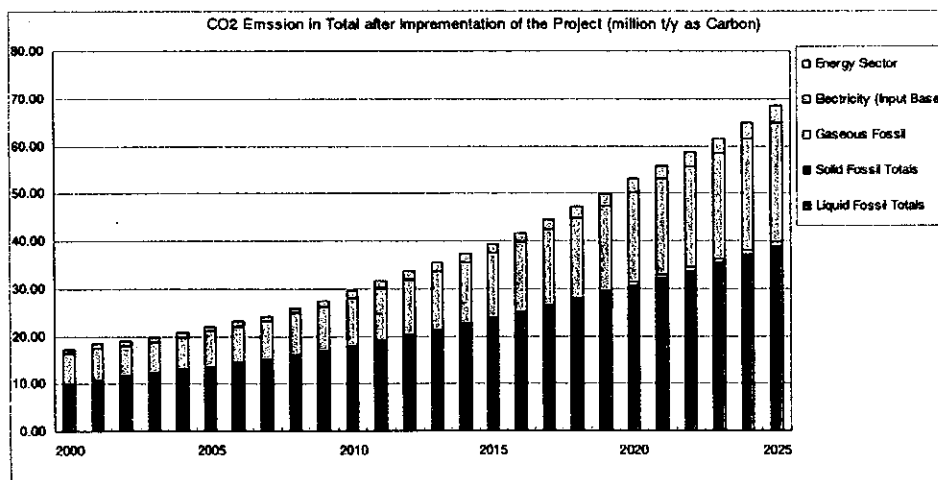


図 6-3-10 天然ガス転換後における炭酸ガス排出量推移予測（High ケース）

High ケースでは、ベースラインでの 2025 年の炭酸ガス排出量が 7,374 万 t/年であるのに対し、天然ガス転換後、最終消費部門では石油燃料の削減分が 115 万 t/年に対し、天然ガス増加分が 102 万 t/年で、差し引き炭酸ガス排出削減量は 13 万 t/と推定された。一方電力部門では、石油系燃料削減分が 408 万 t/年、石炭系燃料削減分が 537 万 t/年に対し、天然ガス火力での増加分が 516 万 t/年で、差し引き 430 万 t/年の削減となり、石油精製部門での削減量 90 万 t/年を合わせて、ベースラインに対する炭酸ガス排出削減量合計は 533 万 t/年（削減率 7.23%）と予測された。前図の電力部門部分を拡大すると、図 6-3-11 および図 6-3-12 のようになる。

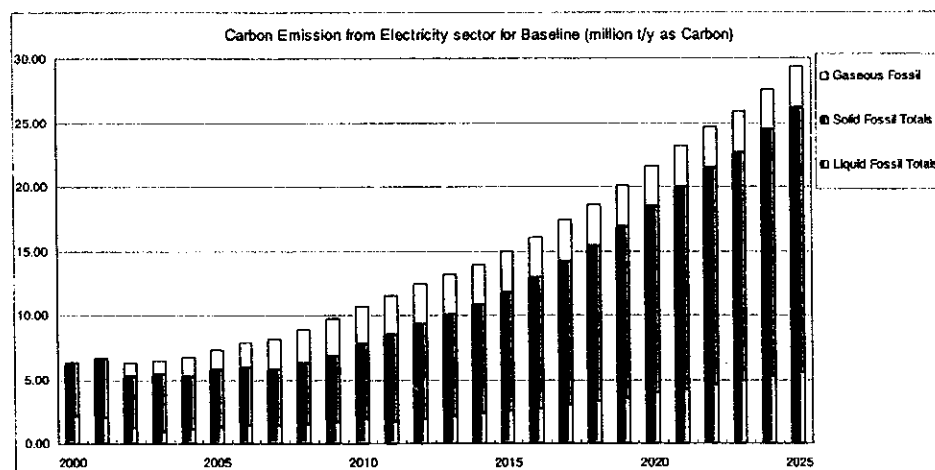


図 6-3-11 電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測（ベースライン、High ケース）

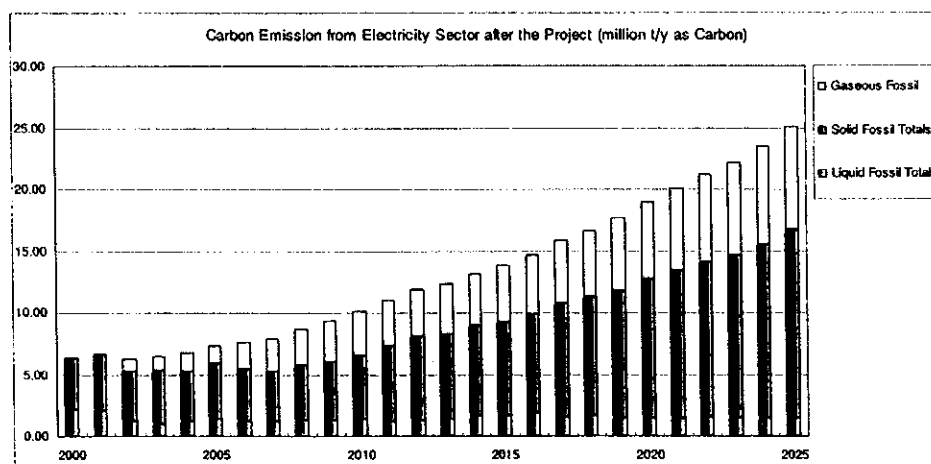


図 6-3-12 電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測（天然ガス転換後、High ケース）

これによりベースラインに対して、天然ガス転換による燃料構成の変化により、炭酸ガス排出量が減少していることが分かる（数値は(1)に記述）。以上の計算結果を表に纏めたものを、表 6-3-1（ベースライン）および表 6-3-2（天然ガス転換後）に示す。

表 6-3-1 ベースラインの炭酸ガス排出量（炭素換算百万 t/年）予測（High ケース）

			2000	2005	2010	2015	2020	2025
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Natural Gas Liquids	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Secondary Fuels	Gasoline	2.18	3.06	3.71	4.56	5.62	6.78
		Jet Kerosene	0.08	0.10	0.13	0.17	0.23	0.29
		Kerosene	0.55	0.71	1.03	1.39	1.82	2.26
		Gas/Diesel Oil	3.30	4.86	6.54	8.96	12.26	16.09
		Residual Fuel Oil	1.92	2.40	3.24	4.27	5.63	7.27
		LPG	0.74	0.96	1.38	1.85	2.42	3.03
Liquid Fossil Totals			8.77	12.10	16.04	21.21	27.98	35.73
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Coking Coal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Other Bit. Coal	0.96	1.21	1.63	2.15	2.84	3.68
	Secondary Fuels	Coke Oven/Gas Coke	0.15	0.19	0.26	0.34	0.44	0.58
Solid Fossil Totals			1.11	1.40	1.89	2.49	3.29	4.25
Gaseous Fossil	Natural Gas(Dry)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Total			9.88	13.50	17.93	23.70	31.26	39.98
Electricity (Input Base)			6.28	7.33	10.61	14.94	21.61	29.31
Energy Sector			0.95	1.10	1.45	2.16	3.22	4.45
TOTAL			17.11	21.93	29.99	40.80	56.10	73.47

表 6-3-2 天然ガス転換後の炭酸ガス排出量（炭素換算百万 t/年）予測（High ケース）

			2000	2005	2010	2015	2020	2025
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Natural Gas Liquids	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Secondary Fuels	Gasoline	2.18	3.06	3.71	4.56	5.62	6.78
		Jet Kerosene	0.08	0.10	0.13	0.17	0.23	0.29
		Kerosene	0.55	0.71	1.02	1.36	1.77	2.18
		Gas/Diesel Oil	3.30	4.86	6.54	8.96	12.26	16.09
		Residual Fuel Oil	1.92	2.40	3.24	4.27	5.62	7.26
		LPG	0.74	0.96	1.24	1.47	1.72	1.96
Liquid Fossil Totals			8.77	12.10	15.89	20.80	27.22	34.57
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Coking Coal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Other Bit. Coal	0.96	1.21	1.63	2.15	2.84	3.68
	Secondary Fuels	Coke Oven/Gas Coke	0.15	0.19	0.26	0.34	0.44	0.58
Solid Fossil Totals			1.11	1.40	1.89	2.49	3.29	4.25
Gaseous Fossil	Natural Gas(Dry)	0.00	0.00	0.13	0.36	0.67	1.02	
Total			9.88	13.50	17.91	23.65	31.18	39.85
Electricity (Input Base)			6.28	7.33	10.07	13.74	18.96	25.01
Energy Sector			0.95	1.10	1.33	1.88	2.66	3.54
TOTAL			17.11	21.93	29.31	39.27	52.80	68.40

(2) 一次エネルギー総供給でみた炭酸ガス排出改善効果 (Low ケース)

Low ケースにおける改善効果について、図 6-3-13 にベースラインでの炭酸ガス排出量の予測推移、図 6-3-14 に天然ガス転換後の予測推移を示す。

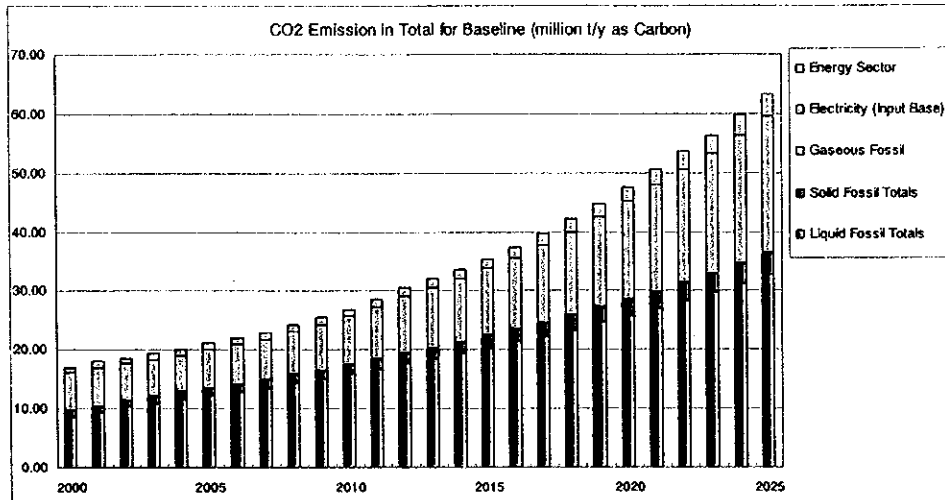


図 6-3-13 ベースラインにおける炭酸ガス排出量推移予測 (Low ケース)

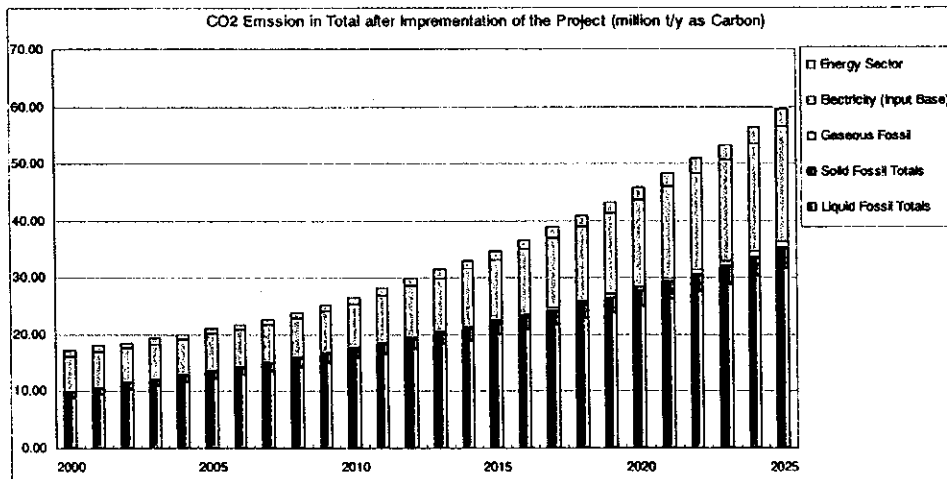


図 6-3-14 天然ガス転換後における炭酸ガス排出量推移予測(Low ケース)

High ケースでは、ベースラインでの 2025 年の炭酸ガス排出量が 6,313 万 t/年であるのに対し、天然ガス転換後、最終消費部門では High ケースと同様、石油燃料の削減分が 115 万 t/年に対し、天然ガス増加分が 102 万 t/年で、差し引き炭酸ガス排出削減量は 13 万 t/と推定された。一方、電力部門では High ケースより少なく、石油系燃料削減分が 308 万 t/年、石炭系燃料削減分が 350 万 t/年に対し、天然ガス火力での増加分が 362 万 t/年で差し引き 296 万 t/年の削減となり、石油精製部門での削減量 60 万 t/年を合わせて、ベースラインに対する炭酸ガス排出削減量合計は 368 万 t/年 (削減率 5.83%)

と予測された。

前図の電力部門部分を拡大すると、図 6-3-15 および図 6-3-16 のようになる。

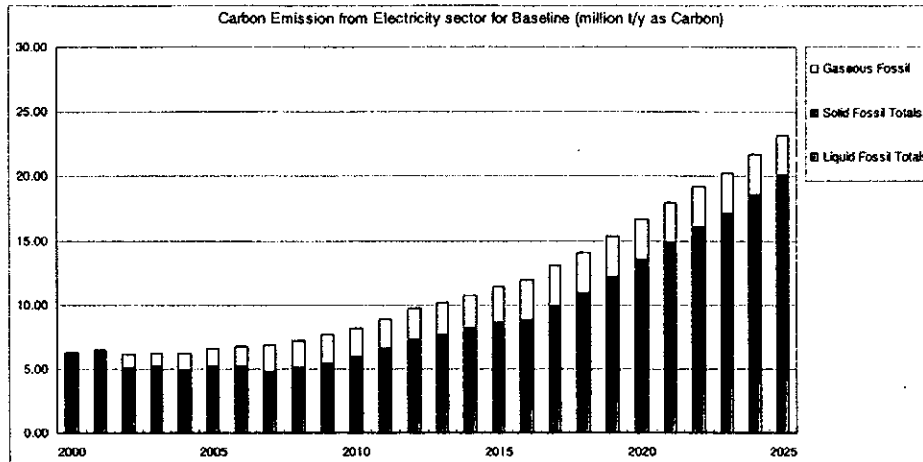


図 6-3-15 電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測（ベースライン、Low ケース）

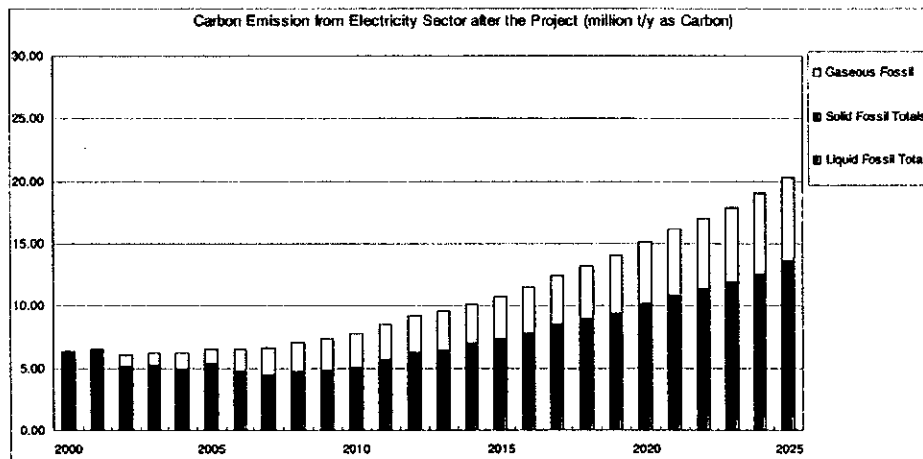


図 6-3-16 電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測（天然ガス転換後、Low ケース）

これにより、High ケースと同様に、電力部門では、ベースラインに対して天然ガス転換による発電用燃料構成の変化により、炭酸ガス排出量が減少していることが分かる。

Low ケースについての計算結果を表に纏めたものを、表 6-3-3（ベースライン）および表 6-3-4（天然ガス転換後）に示す。

表 6-3-3 ベースラインの炭酸ガス排出量（炭素換算百万 t/年）予測（Low ケース）

			2000	2005	2010	2015	2020	2025
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Natural Gas Liquids	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Secondary Fuels	Gasoline	2.18	3.23	4.10	4.79	5.61	6.72
		Jet Kerosene	0.08	0.09	0.12	0.15	0.20	0.25
		Kerosene	0.55	0.64	0.79	1.10	1.47	1.85
		Gas/Diesel Oil	3.30	5.13	7.12	9.15	11.72	15.32
		Residual Fuel Oil	1.92	2.26	2.75	3.62	4.77	6.16
		LPG	0.74	0.87	1.07	1.48	1.97	2.49
Liquid Fossil Totals			8.77	12.22	15.95	20.29	25.74	32.78
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Coking Coal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Other Bit. Coal	0.96	1.13	1.38	1.82	2.40	3.11
	Secondary Fuels	Coke Oven/Gas Coke	0.15	0.18	0.22	0.28	0.38	0.49
Solid Fossil Totals			1.11	1.31	1.60	2.10	2.78	3.60
Gaseous Fossil		Natural Gas(Dry)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total			9.88	13.53	17.55	22.39	28.52	36.38
Electricity (Input Base)			6.28	6.54	8.13	11.34	16.63	23.21
Energy Sector			0.95	1.02	1.19	1.69	2.49	3.55
TOTAL			17.11	21.09	26.87	35.42	47.64	63.13

表 6-3-4 天然ガス転換後の炭酸ガス排出量（炭素換算百万 t/年）予測（Low ケース）

			2000	2005	2010	2015	2020	2025
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Natural Gas Liquids	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Secondary Fuels	Gasoline	2.18	3.23	4.10	4.79	5.61	6.72
		Jet Kerosene	0.08	0.09	0.12	0.15	0.20	0.25
		Kerosene	0.55	0.64	0.79	1.07	1.42	1.77
		Gas/Diesel Oil	3.30	5.13	7.12	9.15	11.72	15.32
		Residual Fuel Oil	1.92	2.26	2.75	3.62	4.77	6.16
		LPG	0.74	0.87	0.94	1.10	1.26	1.42
Liquid Fossil Totals			8.77	12.22	15.81	19.88	24.98	31.63
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Coking Coal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Other Bit. Coal	0.96	1.13	1.38	1.82	2.40	3.11
	Secondary Fuels	Coke Oven/Gas Coke	0.15	0.18	0.22	0.28	0.38	0.49
Solid Fossil Totals			1.11	1.31	1.60	2.10	2.78	3.60
Gaseous Fossil		Natural Gas(Dry)	0.00	0.00	0.13	0.36	0.67	1.02
Total			9.88	13.53	17.53	22.35	28.43	36.25
Electricity (Input Base)			6.28	6.54	7.71	10.71	15.13	20.25
Energy Sector			0.95	1.02	1.10	1.55	2.20	2.95
TOTAL			17.11	21.09	26.34	34.61	45.76	59.45

6-3-4 硫黄酸化物排出量の改善

環境汚染物質の中で、天然ガス導入によって排出削減量が最も大きいものは硫黄酸化物である。ここでは排ガス処理は行なわない前提での評価としているが、2025年における硫黄酸化物削減量は、High ケースではベースラインの 17.3% に達すると試算された。High ケースにおける硫黄酸化物排出量の部門別予測推移を図 6-3-17 と図 6-3-18 に示す。

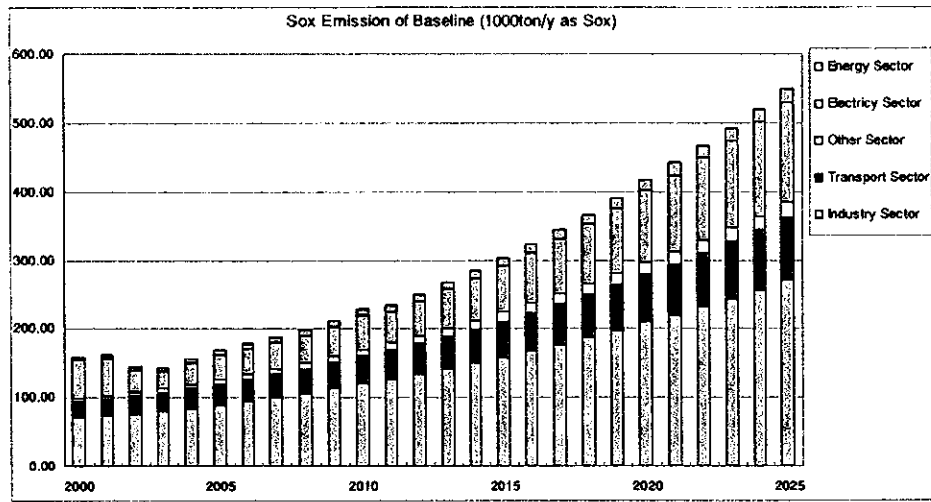


図 6-3-17 硫黄酸化物排出量推移予測（ベースライン、High ケース）

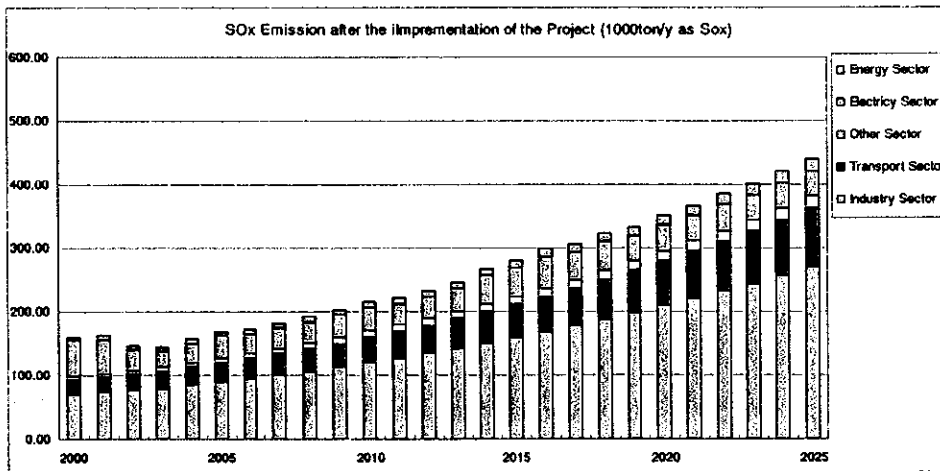


図 6-3-18 硫黄酸化物排出量推移予測（天然ガス転換後、High ケース）

High ケースにおける電力部門からの 2025 年における硫黄酸化物排出量は、ベースラインで約 146,000 t/年と予測されるのに対し、天然ガス燃料転換後では約 40,900 t/年と約 72% の排出量減として改善されると計算された。これは、排ガス処理設備などによる費用増との対比において、少なからぬインパクトを持っているものと言えよう。

Low ケースについても、全体の硫黄酸化物の削減率は2025年で約18%であるが、電力部門の2025年における硫黄酸化物排出量は、ベースラインで約112,000 t/年と予測されるのに対し、天然ガス燃料転換後は約33,100 t/年にまで削減され、その削減率は70.5%になる見込みである。Low ケースの結果について図6-3-19 および図6-3-20 に示す。

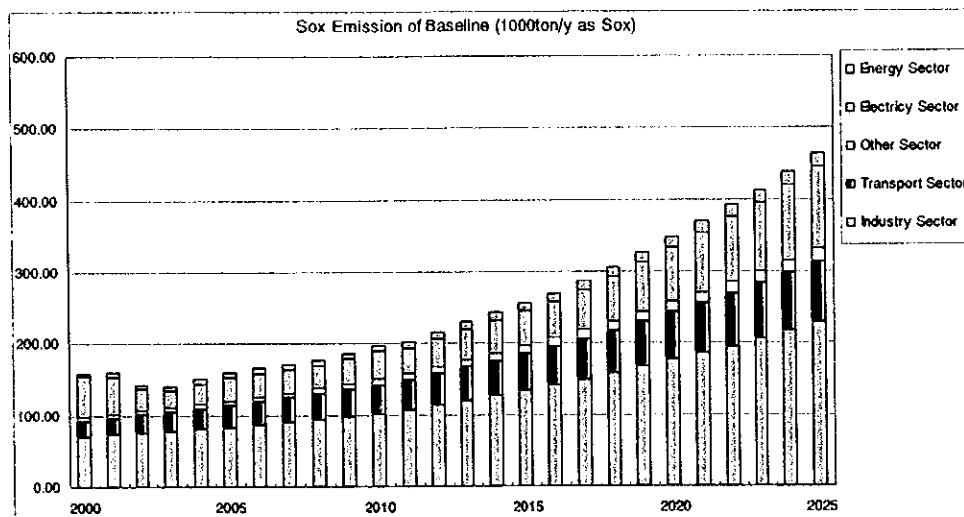


図 6-3-19 硫黄酸化物排出量推移予測（ベースライン、Low ケース）

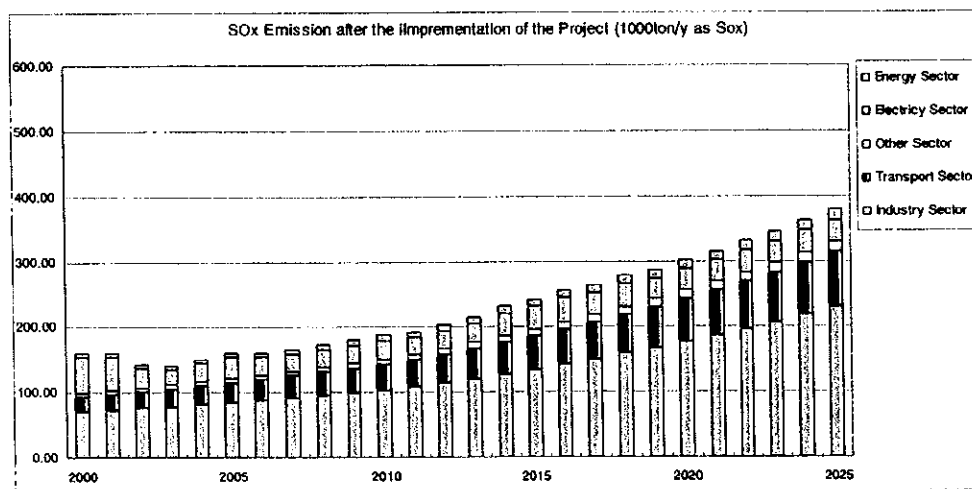


図 6-3-20 硫黄酸化物排出量推移予測（天然ガス転換後、Low ケース）

6-3-5 天然ガス供給網設置に対する環境規制動向

これに関して、まだ全国一律の規制は整備し終わっていない。したがって、地方自治体政府との対応はそれぞれ個別に図っていく必要があり、事業の実施にあたって、改めて地域単位の賛同を得ていく地道な作業が不可欠となろう。

現在計画進行中の新規プロジェクトについて概念的ヒヤリングをした結果、地方政府、地元有力者との個別交渉は、地域社会問題、環境問題、利権問題と複雑に絡み合った状態で具現化していくため、その様相は多様を極めるものになると予想されている。

6-3-6 地球環境のための国際協力との関連

日本は、すでに発展途上国に対して CDM あるいは将来の排出権取引の前提となる各部門での調査を行ってきたが、本調査内容においても、地球温暖化ガスの削減が期待できる結果を得ている。もとより燃料転換によるものだけであることから、生産性向上によるものを含めた省エネルギーなどによる地球温暖化ガス削減に比べて、やや量的効果が少なめとなっていよう。

一方、フィリピンにおける今後の経済発展の中で、いわゆるエネルギー多消費産業がその中核をなしていくとは考えにくい。むしろ農産物加工関連、エレクトロニクス関連などの軽工業と業務部門（運輸を含む）が今後の中心的産業になっていくと考えるのが自然であろう。

その中で地球環境問題における国際協力の視点から、全体的な生産性向上、輸送機械の低公害化（エミッション低下）、自然環境の維持復元などが、環境関係での適切な支援の対象課題となるのではないかと考えられる。

6-4 社会的・経済的影響

一般的に、フィリピンは組織化された住民運動の進んでいる国であり、開発計画に対する住民の参加はすでに常識になっていると見てよいであろう。したがって、特に供給事業の実施に当たっては、プロジェクトへの初期段階から情報を公開し、住民参加に配慮することが必要である。

例えば、中部ルソン地域（地域 L-2 が含まれる）は組織化された住民運動が特に強い地域である。具体的には、この地域の住民は Bataan の原子力発電所、Sambales (Macinloc) の石炭火力、Subic の熱帯雨林、Pinatubo 山の噴火、Rahahr・Candaba 湿地などに関わる環境問題への取り組みが豊富である。Pampanga 川堤防における住民の移転補償問題も起こっている。

さらに、地域 D においては、Davao 市の沿岸域の一部はイスラム系住民の不法居住区になっており、住民の移転に配慮が必要である。

ただし、この基準について、両ケースの間に差はない。

6-5 総合的評価

以上の各項目に関する評価、分析に基づき、2つのシナリオの総合的な評価を行なう。表6-5-1に上記のものを中心とする評価項目毎の評価を整理した。

第1に、ガス関連事業がフィリピン国経済にもたらす効果については、両シナリオの間に大きな差異はない。具体的には、EIRR (Total)、経済成長、政府収入、失業率などについて、両者の間に差はない。

しかし、EIRRについては、「ガス利用促進」シナリオにおけるガス・パイプライン部門でのそれが「ガス利用」シナリオを上回っている。電力以外の部門における今後のガス供給の重要性を考えると、このことは、「ガス利用促進」シナリオの優位性を示しているといえよう。

第2に、環境影響・安全性については、両シナリオの間に大きな差異はない。

第3に、社会的・経済的な影響については、特にパイプラインの敷設やLNG基地の建設をめぐる、住民の「パブリック・アクセプタンス」を確保することには、両シナリオともかなりの困難を伴う恐れがある。

しかし、両シナリオの間には大きな違いはない、と言ってよいであろう。いずれにせよ、この点については、政府による、前広の対応が期待されるところである。

第4に、ガス供給の安定性確保という点では、両シナリオの間に差はない。

以上を要するに、経済分析の結果においては、「ガス利用促進」シナリオの方が僅かに優れているが、他の基準においては、両シナリオの間に優劣の差はないということがいえよう。

ただし、上述の通り、そもそも「ガス利用」シナリオにおいては、ガス関連事業の収益性が確保できないと推定されることを考えると、上のような各種基準に照らしての評価の結果は、「ガス利用促進」シナリオにおいて想定されている諸政策を実施することの妥当性を示しているといえる。

表 6-5-1 シナリオの総合的評価

	EIRR	GDP	Employment	Government budget	Environment	Public acceptance
High Case (Option 2) Gas Use Scenario	*LNG: 19.7% *Pipeline: 16.5% *Power: 21.9% *Total: 23.5%				*CO2: -7.2% in power sector. *SOx: -17.3% in non-power and -72.0% in power.	*Laying pipelines to and/or through NCR and other sub-areas may be difficult.
Gas Promotion Scenario	*LNG: 18.0% *Pipeline: 17.3% *Power: 22.5% *Total: 23.5%	*Growth rate: From +0.3% to +0.5%	*Rate of unemployment: -0.7% to -1.1% per annum	*Govern. revenue: +0.2% to +0.6% per annum	*CO2: -7.2% in power sector. *SOx: -17.3% in non-power and -72.0% in power.	*Laying pipelines to and/or through NCR and other sub-areas may be difficult.

第7章 マスタープランの策定

7-1 High ケース

7-1-1 天然ガス利用促進シナリオ（オプション2）

これまでの検討によって、マスタープランに組み入れるガス需給シナリオとして、「天然ガス利用促進」シナリオが選ばれた。

このシナリオでは、需要面においては、次のようなガス焼き発電所の建設が想定されている（カッコ内は発電能力）。

2005 :	San Pascual (300MW)
2008 :	Sucat (300MW)
2009 :	Sucat (300MW)
	A power plant (300MW) in Bataan area
2010 :	A power plant (300MW) in Batangas area
2011 :	A power plant (900MW) in Bataan area

さらに、NGV にガスを供給する充填所が、NCR 地区において 2006 年に本格的営業を開始する。

これに対して、供給面では、上記の発電所やガス充填所の建設に対応して、2006 年の運転開始を目標として、Tabangao から NCR にいたるパイプラインの建設が行なわれる。

一方、LNG については、上記の 2009 年運転開始予定の 300MW の発電所のために、その基地が 2009 年までに Bataan に建設される。さらに、2013 年運転開始予定の 300MW の発電所への供給のために、その基地が 2013 年までに Batangas に建設される。

そこで、以下では、まず、最初の 10 年間について、上記のような需要・供給両面における予定に合わせて、建設活動、投資と資金調達、マンパワー整備、さらには政策・制度の整備がどのように行なわれなければならないか、をプログラムの形で示した「アクション・プラン」の検討を行ない、さらに、マスタープランを実効あらしめるために、特に優先的に実施すべきであると考えられるプロジェクトを提案する。

7-1-2 アクション・プラン（2002年から2012年まで）

(1) 建設活動

1) パイプライン

Tabangao から NCR にいたるパイプラインは、2006 年に運転を開始することになっているので、2005 年までに建設を終了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも 2002 年にはルート
の決定を含む計画の実施を決定するとともに、パイプラインの設計作業に入る。同時に、
ルート
の決定に基づき、ROW の土地の買収を行なう（2004 年末までに終了）。

2004 年からは残された土地の買収と平行して、NCR までの輸送ライン（高圧）および供
給網（中、低圧）の建設に入る。それ以降、次のような日程で建設が続けられていく。

2005 年： NCR に加え、Cavite にいたる輸送ラインおよび供給網の建設。

2006 年から 2012 年： NCR と Cavite の供給網の建設。

2) LNG 基地

LNG 基地は、2009 年に Bataan 半島で操業を開始するので、その前年までには建設を終
了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも 2004 年には計画の
実施を決定するとともに、LNG 基地（および LNG 火力発電所）の詳細設計の作業に入る。
同時に、各種の認可手続き、用地の買収を行なう（2004 年末までに終了）。

2006 年からは建設に入り、2008 年末までには終了する。

(2) 投資と資金調達

1) 投資

a) パイプライン

Tabangao-NCR 間のパイプラインへの投資は遅くとも 2004 年には始まり、最初の 2 年
間は輸送ライン（高圧）の建設が行なわれるので、6,250 万ドル、7,810 万ドルと投資額が
大きい
が、その後は、対象が供給網（中、低圧）の建設へ移るので、2,500 万ドルから 3,200

万ドルの間で推移する（金額はいずれも名目価格による。以下、同じ）。

b) LNG 基地

LNG プロジェクトに対する投資は、2006 年から 2008 年の間、各年 1,080 万ドル、1,100 万ドル、1,120 万ドルずつ行なわれる。

2) 資金調達

われわれは資金調達に関し、LNG 部門については、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%と想定している。

これに対して、パイプライン部門については、国際開発機関 A（金利 2%）からの資金を 75%、残りは自己資本と想定している。

そこで、パイプライン、LNG の両部門とも、このような想定に沿って、上述の投資開始時期の少なくとも 1 年程度前までには、借り入れ交渉を実質的には終了させることとする。

(3) 政策・制度の整備

1) 法律・規則の作成

・ Implementing Rules and Regulations (IRR)

---- DOE を中心として、高圧ライン、中・低圧ライン、ガス利用の順に、2001 年から 2004 年ごろにかけて整備する。

・ 包括的な法律・制度

---- DOE を中心として、2005 年から 2006 年にかけて“One-stop Legal System Guideline”を、また、2008 年から 2010 年にかけて “Integrated Natural gas Law”を制定する。

・ ガス料金制度

---- DOE、ERC を中心として、2002 年から 2003 年にかけて整備する。

・ ガス業界構造の決定

---- DOE を中心として、2003 年末までにガス幹線輸送会社、地区輸送幹線会社など定義を行なう。

2) 経済・財政的インセンティブ実施

- ・経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討
 - DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2004年末までに行なう。
- ・特別ガス基金
 - DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2002年末までに設定する。
- ・NGVへの優遇政策
 - DOEを中心として、2004年末までに決定する。

3) 情報ネットワーク整備

- DOEを中心として、継続的に政府と業界との間、さらには、これらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための組織・機構を整備する。

4) 関係者の教育

- ・地方政府の教育・啓蒙活動
 - DOEを中心として、特にパイプライン敷設に対するパブリック・アクセプタンス確立のための教育・啓蒙活動を実施する。
- ・ガス関係者への職業訓練
 - DOEを中心として、ガス関係者への職業訓練を行なう。

(4) マンパワーの整備

パイプラインとLNGの建設および操業・保守に直接必要とされる要員の他、上の「政策・制度」の項で述べたように、中央政府、地方政府におけるガス関連行政のための要員も必要とされる。これらにはガス関連の計画作成、許認可、環境・安全性関連などの業務が含まれる。

また、政府と業界との間、さらには、これらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための人材の確保・整備を図る。

1) パイプライン

2004-2005年の建設作業のために各年240名程度、またその後の供給網(中、低圧)の建設のために各年100名程度が必要になる。

さらに操業・保守作業のために、2006年の240名程度から2012年の660名程度の要員が必要になる。なお、これらの中には、工業、商業および住宅部門に対する営業のための要員も含まれる。

2) LNG

LNGプロジェクトの建設のための要員は各年400名程度であり、その操業・保守作業のための要員は各年100名程度であろう。

3) 行政、その他の関連業務

以下では、(3)における「法律・規則の作成」および「経済的・財務的インセンティブの実施」について、人材育成の方法を具体的に述べる(表7-1-1)。

a) 法律・規則の作成

i) IRRの作成

われわれは、IRR作成の時期を2002年から2004年と想定している。そこで、人材育成は遅くとも2002年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOEのこれまでの経験から、外部専門家(コンサルタント)に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者(被研修者)は、第3章で述べたDOEにおける新設グループ(数名)とし、具体的には、シニア・スタッフ(経験15年以上)1名、ミドル・スタッフ(同5年から14年)2名、さらにジュニア・スタッフ(同5年未満)1名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 包括的な法律・制度の作成

われわれは、包括的な法律・制度の作成の時期を、“One-stop Legal System Guideline”については2005年から2006年にかけて、また“Integrated Natural Gas Law”については2008年から2010年にかけてと想定している。そこで、人材育成は、遅くともそれぞれ2003年末、2007年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOEのこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者(被研修者)は、上述のDOEにおける新設グループとの連携のもとに、DOE内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ1名、ミドル・スタッフ3名、

さらにジュニア・スタッフ 4 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) ガス料金制度

この制度は、DOE、ERC を中心として 2002 年から 2003 年にかけて整備すると想定されているので、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、上記の新設グループとする（兼務）。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

b) 経済・財政的インセンティブ実施

i) 経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として 2004 年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、例えば、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ 1 名、ミドル・スタッフ 3 名、さらにジュニア・スタッフ 4 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 特別ガス基金の設置

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として 2002 年末頃までに行なうことになっ

ている。そこで、人材育成は遅くとも 2002 年半ば頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、DOE については上記の新設グループとする（兼務）。

DOF、DTI(BOI)についても、DOE と同様の担当者グループを設定する。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) NGV への優遇政策

この作業は、DOE を中心として 2004 年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとする（上記 b) の i) との兼務）。

最後に、人材開発の方法は、外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

表 7-1-1 人材開発の方法

必要な実施項目	その実施時期	研修の時期	実施の方法	担当部局	担当人材(注1)	人材開発の方法
<法律・規則>						
IRR	* 2002-2004	* 02末まで	外国コンサルタントに委託する	* DOE	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
包括的法制 * 既存法規の取りまとめ	* 2005-2006	* 03末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
* 包括法規	* 2008-2010	* 07末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
料金制度	* 2002-2003	* 02末	外国コンサルタントに委託する	* DOE * DOF	* S 1; M 2; J 1 * S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
<インセンティブ>						
インセンティブ	* 2002-2004	* 02末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
特別基金	* 2001-2002	* 02半	外国コンサルタントに委託する	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 2; J 1 * S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
NGV向け	* 2002-2004	* 02末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査

(注1) S: シニア(経験15年以上)、M: ミドル(同5から15年)、J: ジュニア(同5年未満)

7-1-3 優先プロジェクトの提案

われわれは、優先プロジェクトとして以下の5つを提案する。

(1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

----- 国産天然ガスの陸揚げ基地である Tabangao から Sucacat 発電所までのパイプラインの建設 (2006 年運転開始)。

- ・延長; 90km
- ・パイプ口径; 16 inch, 12 inch

2) プロジェクトの意義

- ・発電需要をからめたパイプラインの建設は、発電需要が一般需要に比べ大変大きなものであることから、収益面等から考えても有利である。
- ・また、パイプラインルートも、今後、天然ガスの利用を広めていくことが可能な地域(工業団地が多い)を通過しており、途中でも天然ガスの需要を獲得できる可能性が大きい。
- ・NCR 地域への供給も、Sucacat から供給ラインを徐々に NCR 地域へ延伸していくことにより実現することができる。
- ・環境面においても、Sucacat 発電所を天然ガス焚きにすることや、従来の石油の道路輸送を天然ガスのパイプ輸送に切り替えることにより、大いに寄与することができる。

3) 所要資金

・6,460万 US\$ (輸送ラインのみ) (2000年価格。以下、同じ)

4) 実施にいたるまでの所要期間

- ・ 設計・準備： 2年
- ・ 行政・地域対応： 1年 (設計・準備期間と重複させる)
- ・ 建設： 2年
- ・ 合計： 約4年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(2) Bataan 半島東岸 (Limay/Mariveles 近辺) の LNG 基地の建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島東岸 (Limay, Mariveles 近辺) に立地する天然ガス発電所向け、および NCR とその周辺地域への天然ガス需要家向けの LNG 受入基地の建設 (2009 年運転開始)。

表 7-1-2 Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要

公称 LNG 取扱量	500 万 t/年
LNG 受入棧橋	1 基
LNG タンク	14 万 kl×4 基
気化器	150t/h×7 基

2) プロジェクト実施の意義

- ・2009 年以降、逼迫する電力需給バランスに対応するために建設する新規火力発電所へ天然ガス燃料を供給する。
- ・大型の天然ガス火力発電所は Batangas 地域に集中しているので、Bataan 半島に立地した大型火力発電所から電力の国内最大需要地である NCR へ Manila 湾を横断する送電線を使って電力供給することによって、電源立地分散化に寄与する。
- ・Batangas からのパイプラインに加えて、Bataan 半島から Manila 湾を横断する海底パイプラインを敷設することによって、NCR およびその周辺地域での増大する天然ガス需要を賅う。

さらに、後述のもう一つの LNG 基地プロジェクトとも共通する意義として、以下のこと

が指摘できる。

- ・最大需要地である NCR へのパイプライン用天然ガスの供給拠点を Batangas と Bataan 半島に分散化することによって、供給のセキュリティレベルを向上させる。
- ・天然ガス調達方法を複数保有することによって、天然ガス調達価格面での競争力向上に寄与する。
- ・LNG 受入基地の運営に関わる人員は 1 基地当たり最大 140 人、建設に関わる人員は平均 400 人／年程度あり、雇用の拡大に寄与する。

3) 所要資金

- ・ 5.14 億 US\$

4) 実施に至るまでの所要期間

- .. 設計・準備： 1 年
- .. 行政・地域対応： 1 年（設計・準備期間と重複させる）
- .. 建設： 3 年
- .. 合計： 約 4 年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(3) NCR 地域における NGV へのガス充填所の建設

1) プロジェクトの概要

モデル・プラントとして、NCR 地域に NGV へのガス充填所を建設する（2006 年操業開始）。

2) プロジェクト実施の意義

- 1) ディーゼル車の排気ガス中に含まれる PM(Particulate Matter)は汚染物質の中で最も健康に害があるとされている。タクシー、ジプニー（およびバス）の多くはディーゼル車である。これらは台数が多く、走行距離も長いため、PM 排出量が多い。これらの車の NGV 化は PM 削減に大きく貢献すると同時に、NO_x、SO_x、CO₂ などの環境負荷物質を削減することができる。
- 2) NGV 用天然ガス供給ステーションへのパイプライン網が整備されれば、業務部門および住宅部門へのインフラとしてパイプライン網が利用できることになり、天然

ガス普及促進効果がある。

3) 所要資金

約 50 万 US\$ (1 ヶ所当たり)

4) 実施に至るまでの所要期間

- 設計・準備： 1 年
- 行政・地域対応： 1 年
- 建設： 0.5 年
- 合計： 約 3 年

5) 収益性

政府によりモデル・プラントとして建設するので、特に収益性は問わない。

(4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設

1) プロジェクトの概要

Batangas 湾岸に立地する天然ガス発電所向け、および Batangas から NCR にいたる天然ガスパイプライン上の需要を賄う LNG 受入基地の建設 (2013 年運転開始)。

表 7-1-3 Batangas 湾岸 LNG 基地プロジェクトの概要

公称 LNG 取扱量	400 万 t / 年
LNG 受入栈橋	1 基
LNG タンク	14 万 kl × 4 基
気化器	150t / h × 6 基

2) プロジェクト実施の意義

- ・ 2013 年以降、逼迫する電力需給バランスに対応するために建設する新規火力発電所へ天然ガス燃料を供給する。
- ・ Camago/Malampaya からの国産ガスの供給が設備異常あるいは予期せぬ災害等によって途絶えたときに、天然ガス供給拠点として代替し、発電用、または NCR へのパイプラインの需要に対応する。
- ・ 将来、Camago/Malampaya ガス田が枯渇したときに、これに代わる天然ガス供給の拠点として長期的安定供給に寄与する。

さらに、前述のように、もう一つの LNG 基地プロジェクトとも共通する意義を有する。

3) 所要資金

・4.91 億 US\$

4) 実施に至るまでの所要期間

- ・ 設計・準備： 1 年
- ・ 行政・地域対応： 1 年
- ・ 建設： 3 年
- ・ 合計： 約 5 年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(5) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島の LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設(2016 年運転開始)。

- ・ 延長：38 km
- ・ 口径：12 inch

2) プロジェクトの意義

・ 上記のパイプライン・プロジェクトにより、天然ガスの利用が徐々に浸透していったあとのプロジェクトとして考える。

・ Batangas の国産天然ガスだけでは、安定供給できない時期が訪れた場合、Bataan 半島に建設された LNG 基地から最短距離で海底パイプラインを建設し、NCR へ供給することにより、NCR 内の供給圧力が回復し、長期の安定供給を図ることができる。実際には、海底パイプラインの建設時期、規模等は、上記プロジェクトの結果を考慮しながら検討できる。

・ このことにより、天然ガスのダブルソース化（国産天然ガス、輸入天然ガス）、送出基地の 2 拠点化が図られ、ルソン東南部地域の天然ガス安定供給網が確立する。

3) 所要資金

・1,820 万 US\$（輸送ライン）

4) 実施にいたるまでの所要期間

- ・ 設計・準備： 2 年

- 行政・地域対応： 1年
- 建設： 1年
- 合計： 約4年

5) 収益性

「ガス利用促進」シナリオのオプション2に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

表 7-1-4 Action Plan (High ケース)

Specific items			Implementing entities	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Demand & supply																
Demand for gas	Domestic gas (Power plants)				*Commissioning of Santa Rita, San Lorenzo and Ilijin			*Commissioning of San Pedro			*Commissioning of Santa (300MW)	*Commissioning of Santa (300MW)	*Commissioning of 300MW p. p. in Betan			
	Domestic gas (Others)/ Imported gas								*NGV filling stations	*NGV filling stations	*NGV filling stations	*NGV filling stations	*NGV filling stations	*NGV filling stations	*NGV filling stations	
	Imported gas (Power plants)											*Commissioning of 300MW p. p. in Betan		*Commissioning of 300MW p. p. in Betan		
Gas supply system	Pipeline								*Commissioning of a pipeline from Taharjin to NCR							
	LNG											*Commissioning of an LNG terminal in Betan				
Action plan																
Construction works	Pipeline	Feasibility studies	Private sector	*Planning/Design	*Planning/Design	*Preparation										
		Administrative measures	Private sector			*Purchase of R.O.W Land	*Purchase of R.O.W Land									
		Construction works	Private sector				*Construction of Transmission/PL/Distribution/ Distribution/PL(NCR)	*Construction of Transmission/PL/Distribution/PL (NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Construction of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)
		Operation	Private sector					*Operation of Transmission PL(Betange-NCR)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)	*Operation of Distribution/PL(NCR/Betange-Cavite)
LNG	Feasibility studies	Private sector														
	Design	Private sector					*Basic Design	*Detail Design								
	Administrative measure	Private sector						*Application of authorizations								
	Construction works	Private sector														
Investment (Million US\$)(*)	Pipeline	Construction works	Private sector				62.5	78.1	27.1	24.7	25.1	25.5	31.7	32.2	31.3	
	LNG (*)	Construction works	Private sector						108.3	109.9	111.3		114.9	116.6	118.4	
Financing	Pipeline	Construction works	Private sector													
	LNG (*)	Construction works	Private sector													
Peak power (Tera-watt)	Pipeline	Construction works	Private sector				239	239								
	LNG (*)	Operation & maintenance	Private sector						240	291	342	394	441	509	657	
		Construction works	Private sector						400	400	400					
Promotional policy measures	Implementing Rules and Regulations	Government (DOE)	Transmission (draft)	Transmission & distribution	Transmission & distribution	Distribution & gas use										
	Legal Systems for Natural Gas	Government (DOE)														
	Tariff system	Government (DOE, ERC)			Define tariff regulator and systems											
	Industry structure	Government (DOE, etc.)			Define transmission and distribution entities, etc.											
	Special Gas Fund Account	Government (DOE, DOF)			Inter-departmental adjustment											
	Incentives for development and competitiveness improvement	Government (DOE, DOF, DTT)			Inter-departmental adjustment											
	Integrated fiscal incentive policy	Government (DOE)			Integrate present industry incentives and Special Gas Fund initiative for an integrated incentive plan											
	NGV Initiative	Government (DOE)			Detailed NGV study and preparation	Train NGVs and stations	(Begin expanding NGVs)									
	Project implementing studies				Detailed feasibility studies on project implementation											
	Technology Transfer				Gas public utility operations											
	Public and inter-departmental communications	Government (DOE)			Form a national gas association which, jointly with the government, communicates to and from the nation and international gas community											
	Local government education	Government (DOE)			Appeal public acceptance for pipelines											
	Vocational education	Government (DOE)			Publish texts for energy and gas to be employed by schools and universities. Ask ADB and foreign government for technology transfer											

(*) As LNG terminal will be commissioning in Betan in 2013.

(+) Nominal price.

7-2 Low ケース

7-2-1 天然ガス利用シナリオ (オプション2)

これまでの検討によって、マスタープランに組み入れるガス需給シナリオとして「天然ガス利用」シナリオが選ばれた。

このシナリオでは、需要面においては、次のようなガス焚き発電所の建設が想定されている (カッコ内は発電能力)。

2005 :	San Pascual (300MW)
2012 :	Sucat (600MW)

さらに、NGV にガスを供給する充填所が、NCR 地区において 2006 年に本格的営業を開始する。

これに対して、供給面では、上記の発電所やガス充填所の建設に対応して、2006 年の運転開始を目標として、Tabangao から NCR にいたるパイプラインの建設が行なわれる。

一方、LNG 基地、同火力発電所は、この間 (2001-2012 年)、建設中のものはあるが、運転を開始するには至らない。われわれは、最初の LNG 基地、同火力発電所は 2013 年に運転を開始すると想定している。

そこで、以下では、まず、最初の 10 年間について、上記のような需要・供給両面における予定に合わせて、建設活動、投資と資金調達、マンパワー整備、さらには政策・制度の整備がどのように行なわれなければならないかをプログラムの形で示した「アクション・プラン」の検討を行ない、さらに、マスタープランを実効あらしめるために、特に優先的に実施すべきである、と考えられるプロジェクトを提案する。

7-2-2 アクション・プラン (2002 年から 2012 年まで)

(1) 建設活動

1) パイプライン

Tabangao から NCR にいたるパイプラインは、2006 年に運転を開始することになっているので、2005 年までに建設を終了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも 2002 年にはルート
の決定を含む計画の実施を決定するとともに、パイプラインの設計作業に入る。同時に、
ルート決定に基づき、ROW の土地の買収を行なう（2004 年末までに終了）。

2004 年からは、残された土地の買収と平行して、NCR までの輸送ライン（高圧）および
供給網（中、低圧）の建設に入る。それ以降、次のような日程で建設が続けられていく。

2005 年： NCR に加え、Cavite にいたる輸送ラインおよび供給網の建設。

2006 年から 2012 年： NCR と Cavite の供給網の建設。

2) LNG 基地

LNG 基地は、2013 年に Bataan 半島で操業を開始するので、その前年までには建設を終
了する必要がある。

そこで、その建設主体（政府から認可を得た民間企業）は、遅くとも 2008 年までには計
画の実施を決定するとともに、LNG 基地（および LNG 火力発電所）の詳細設計の作業に
入る。同時に、各種の認可手続き、用地の買収を行なう（2009 年末までに終了）。

2010 年からは建設に入り、2012 年末までには終了する。

(2) 投資と資金調達

1) 投資

a) パイプライン

Tabangao-NCR 間のパイプラインへの投資は遅くとも 2004 年には始まり、最初の 2 年
間は輸送ライン（高圧）の建設が行なわれるので、3,570 万ドル、4,470 万ドルと投資額が
大きい。その後は 2011 年を除いて、対象が供給網（中、低圧）の建設へ移るので、710
万ドルから 910 万ドルの間で推移する。2011 年には NCR から Bataan に至る輸送ライン
が建設されるので、2,900 万ドルに達する（金額はいずれも名目価格による。以下、同じ）。

b) LNG 基地

LNG プロジェクトに対する投資は、2006 年から 2008 年の間、各年 1,120 万ドル、1,130
万ドル、1,150 万ドルずつ行なわれる。

2) 資金調達

われわれは、資金調達に関し、LNG 部門については自己資本 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%と想定している。

これに対して、パイプライン部門については、国際開発機関 A（金利 2%）からの資金を 75%、残りは自己資本と想定している。

そこで、パイプライン、LNG の両部門とも、このような想定に沿って、上述の投資開始時期の少なくとも 1 年程度前までには、借入れ交渉を実質的には終了させることとする。

(3) 政策・制度の整備

1) 法律・規則の作成

- ・Implementing Rules and Regulations (IRR)

- DOE を中心として、高圧ライン、中・低圧ライン、ガス利用の順に、2001 年から 2004 年ごろにかけて整備する。

- ・包括的な法律・制度

- DOE を中心として、2005 年から 2006 年にかけて“One-stop Legal System Guideline”を、また、2008 年から 2010 年にかけて “Integrated Natural Gas Law”を制定する。

- ・ガス料金制度

- DOE、ERC を中心として、2002 年から 2003 年にかけて整備する。

- ・ガス業界構造の決定

- DOE を中心として、2002 年末までにガス幹線輸送会社、地区輸送幹線会社など定義を行なう。

2) 経済・財政的インセンティブ実施

- ・経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

- DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2003 年末までに行なう。

- ・特別ガス基金

- DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として、2002 年末までに設定する。

- ・NGV への優遇政策

- DOE を中心として、2004 年末までに決定する。

3) 情報ネットワーク整備

- DOE を中心として、継続的に政府と業界との間、さらにはこれらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための組織・機構を整備する。

4) 関係者の教育

- ・ 地方政府の教育・啓蒙活動

- … DOE を中心として、特にパイプライン敷設に対するパブリック・アクセプタンス確立のための教育・啓蒙活動を実施する。

- ・ ガス関係者への職業訓練

- … DOE を中心として、ガス関係者への職業訓練を行なう。

(4) マンパワーの整備

パイプラインと LNG の建設および操業・保守に直接必要とされる要員の他、上の「政策・制度」の項で述べたように、中央政府、地方政府におけるガス関連行政のための要員も必要とされる。これらには、ガス関連の計画作成、許認可、環境・安全性関連などの業務が含まれる。

また、政府と業界との間、さらにはこれらと国際的なガス関連団体との間での情報交換などを実施するための人材の確保・整備を図る。

1) パイプライン

2004-2005 年の建設作業のために各年 240 名程度、またその後の供給網（中、低圧）の建設のために各年 100 名程度が必要になろう。

さらに、操業・保守作業のために、2006 年の 240 名程度から 2012 年の 660 名程度の要員が必要になる。なお、これらの中には、工業、商業および住宅部門に対する営業のための要員も含まれる。

2) LNG

LNG プロジェクトの建設のための要員は各年 400 名程度であり、その操業・保守作業のための要員は各年 100 名程度であろう。

3) 行政、その他の関連業務

以下では、(3)における「法律・規則の作成」および「経済的・財務的インセンティブの実施」について、人材育成の方法を具体的に述べる（表 7-2-1）。

a) 法律・規則の作成

i) IRR の作成

われわれは、IRR 作成の時期を 2002 年から 2004 年と想定している。そこで、人材育成

は遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、第 3 章で述べた DOE における新設グループ（数名）とし、具体的には、シニア・スタッフ（経験 15 年以上）1 名、ミドル・スタッフ（同 5 年から 14 年）2 名、さらにジュニア・スタッフ（同 5 年未満）1 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 包括的な法律・制度の作成

われわれは、包括的な法律・制度の作成の時期を、“One-stop Legal System Guideline”については、2005 年から 2006 年にかけて、また“Integrated Natural Gas Law”については、2008 年から 2010 年にかけて、と想定している。そこで、人材育成は、遅くともそれぞれ 2003 年末、2007 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の DOE における新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ 1 名、ミドル・スタッフ 3 名、さらにジュニア・スタッフ 4 名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

iii) ガス料金制度

この制度は、DOE、ERC を中心として、2002 年から 2003 年にかけて整備すると想定されているので、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考え。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低

限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、上記の新設グループとする（兼務）。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

a) 経済・財政的インセンティブ実施

i) 経済・財政的インセンティブ政策・制度に関する総合的な検討

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として2003年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも2002年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE内の適任者を当てることとし、具体的にはシニア・スタッフ1名、ミドル・スタッフ3名、さらにジュニア・スタッフ4名程度とする。

最後に、人材開発の方法は、上記スタッフの一部の外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

ii) 特別ガス基金の設置

この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)を中心として2002年末頃までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも2002年半ば頃までには終えなければならない。

次に、この作業は、DOE、DOF、DTI(BOI)のこれまでの経験から、外部専門家（コンサルタント）に委託することが必要であると考えられる。そこで、人材の育成は、外部に委託するための必要最低限の能力を目的とする。

担当者（被研修者）は、DOEについては上記の新設グループとする（兼務）。

DOF、DTI(BOI)についても、DOEと同様の担当者グループを設定する。

最後に、人材開発の方法は、外国専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自

己啓発とする。

iii) NGV への優遇政策

この作業は、DOE を中心として 2004 年末までに行なうことになっている。そこで、人材育成は、遅くとも 2002 年末頃までには終えなければならない。

次に、これらの作業は、DOE のこれまでの経験を活かして、プロジェクト・チームにより行なうこととする。そこで、これらの作業を自ら行なうことのできる人材を育成する必要がある。

担当者（被研修者）は、上述の新設グループとの連携のもとに、DOE 内の適任者を当てることとする（上記 2）の a) との兼務）。

最後に、人材開発の方法は、外国における専門家による集中的な研修、ならびに文献などによる自己啓発とする。

表 7-2-1 人材開発の方法

必要な実施項目	その実施時期	研修の時期	実施の方法	担当部局	担当人材(注1)	人材開発の方法
<法律・規則>						
IRR	* 2002-2004	* 02末まで	外国コンサルタントに委託する	* DOE	* S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
包括的法制 * 既存法規の取りまとめ	* 2005-2006	* 03末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
* 包括法規	* 2008-2010	* 07末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
料金制度	* 2002-2003	* 02末	外国コンサルタントに委託する	* DOE * DOF	* S 1; M 2; J 1 * S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
<インセンティブ>						
インセンティブ	* 2002-2004	* 02末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査
特別基金	* 2001-2002	* 02半	外国コンサルタントに委託する	* DOE * DOF * DTI	* S 1; M 2; J 1 * S 1; M 2; J 1	* 専門家受け入れ * 文献調査
NGV向け	* 2002-2004	* 02末	* プロジェクト・チームにより整備	* DOE	* S 1; M 3; J 4	* 外国での研修(1部) * 文献調査

(注 1) S: シニア(経験 15 年以上)、M: ミドル(同 5 から 15 年)、J: ジュニア(同 5 年未満)

7-2-3 優先プロジェクトの提案

われわれは、優先プロジェクトとして以下の4つを提案する。

(1) Tabangao-Sucac 間ガス・パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

… 国産天然ガスの陸揚げ基地である Tabangao から Sucac 発電所までのパイプラインの建設 (2006 年運転開始)。

- ・延長 ; 90 km
- ・パイプ口径 ; 16 inch, 12 inch.

2) プロジェクトの意義

- ・発電需要をからめたパイプラインの建設は、発電需要が一般需要に比べ大変大きなものであることから、収益面等から考えても有利である。
- ・また、パイプライン・ルートも、今後、天然ガスの利用を広めていくことが可能な地域 (工業団地が多い) を通過しており、途中でも天然ガスの需要を獲得できる可能性が大きい。
- ・NCR 地域への供給も、Sucac から供給ラインを徐々に NCR 地域へ延伸していくことにより実現することができる。
- ・環境面においても、Sucac 発電所を天然ガス焚きにすることや、従来の石油の道路輸送を天然ガスのパイプ輸送に切り替えることにより、大いに寄与することができる。

3) 所要資金

- ・5,800 万 US\$ (輸送ライン)

4) 実施にいたるまでの所要期間

- … 設計・準備 : 2 年
- … 行政・地域対応 : 1 年 (設計・準備期間と重複させる)
- … 建設 : 2 年
- … 合計 : 約 4 年

5) 収益性

「ガス利用」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(2) Bataan 半島東岸 (Limay/Mariveles 近辺) の LNG 基地の建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島東岸 (Limay、Mariveles 近辺) に立地する天然ガス焚発電所向け、および NCR とその周辺地域への天然ガス需要家向けの LNG 受入基地の建設 (2013 年運転開始)。

表 7-2-2 Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要

公称 LNG 取扱量	500 万 t / 年
LNG 受入栈橋	1 基
LNG タンク	14 万 kl × 4 基
気化器	150t / h × 7 基

2) プロジェクト実施の意義

- ・2013 年以降、逼迫する電力需給バランスに対応するために建設する新規火力発電所へ天然ガス燃料を供給する。
- ・大型の天然ガス火力発電所は Batangas 地域に集中しているため、Bataan 半島に立地した大型火力発電所から電力の国内最大需要地である NCR へ Manila 湾を横断する送電線を使って電力供給することによって、電源立地分散化に寄与する。
- ・Batangas からのパイプラインに加えて、Bataan 半島から Manila 湾を横断する海底パイプラインを敷設することによって、NCR およびその周辺地域での増大する天然ガス需要を賄う。

さらに、後述のもう一つの LNG 基地プロジェクトとも共通する意義として、以下のことが指摘できる。

- ・最大需要地である NCR へのパイプライン用天然ガスの供給拠点を Batangas と Bataan 半島に分散化することによって、供給のセキュリティーレベルを向上させる。
- ・天然ガス調達方法を複数保有することによって、天然ガス調達価格面での競争力向上に寄与する。
- ・LNG 受入基地の運営に関わる人員は 1 基地当たり最大 140 人、建設に関わる人員は平均 400 人 / 年程度あり、雇用の拡大に寄与する。

3) 所要資金

- ・44.91 億 US\$

4) 実施に至るまでの所要期間

- .. 設計・準備： 1年
- .. 行政・地域対応： 1年（設計・準備期間と重複させる。）
- .. 建設： 3年
- .. 合計： 約4年

5) 収益性

「ガス利用」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

(3) NCR 地域における NGV へのガス充填所の建設

1) プロジェクトの概要

モデル・プラントとして、NCR 地域に NGV へのガス充填所を建設する（2006 年操業開始）。

2) プロジェクト実施の意義

- 1) ディーゼル車の排気ガス中に含まれる PM(Particulate Matter)は汚染物質の中で最も健康に害があるとされている。タクシー、ジプニー（およびバス）の多くはディーゼル車である。これらは台数が多く、走行距離も長いため、PM 排出量が多い。これらの車の NGV 化は PM 削減に大きく貢献すると同時に、NO_x、SO_x、CO₂ などの環境負荷物質を削減することができる。
- 2) NGV 用天然ガス供給ステーションへのパイプライン網が整備されれば、業務部門および住宅部門へのインフラとしてパイプライン網が利用できることになり、天然ガス普及促進効果がある。

3) 所要資金

約 50 万 US\$（1ヵ所当たり）

4) 実施に至るまでの所要期間

- .. 設計・準備： 1年
- .. 行政・地域対応： 1年
- .. 建設： 0.5年
- .. 合計： 約3年

5) 収益性

政府によりモデル・プラントとして建設するので、特に収益性は問わない。

(4) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設

1) プロジェクトの概要

Bataan 半島の LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設(2016年運転開始)。

- ・延長：38 km
- ・口径：12 inch

2) プロジェクトの意義

・上記のパイプライン・プロジェクトにより、天然ガスの利用が徐々に浸透していったあとのプロジェクトとして考える。

・Batangas の国産天然ガスだけでは、安定供給できない時期が訪れた場合、Bataan 半島に建設された LNG 基地から最短距離で海底パイプラインを建設し、NCR へ供給することにより、NCR 内の供給圧力が回復し、長期の安定供給を図ることができる。実際には、海底パイプラインの建設時期、規模等は、上記プロジェクトの結果を考慮しながら検討できる。

・このことにより、天然ガスのダブルソース化（国産天然ガス、輸入天然ガス）、送出基地の 2 拠点化が図られ、ルソン東南部地域の天然ガス安定供給網が確立する。

3) 所要資金

1,820 万 US\$（輸送ライン）

4) 実施にいたるまでの所要期間

- 設計・準備： 2 年
- 行政・地域対応： 1 年
- 建設： 1 年
- 合計： 約 4 年

5) 収益性

「ガス利用」シナリオのオプション 2 に関する収益性の検討により、十分な収益性があることが確認されている。

表 7-2-3 Action Plan (Low ケース)

Specific items			Implementing entities	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demand & supply															
Demand for gas	Domestic gas (Power plants)				*Construction of Sade Pak, San Lorenzo and Iltija				*Construction of San Pascual						*Construction of Sade (600MW)
	Domestic gas (Others)								*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations	*NOV filling stations
Gas supply system	Pipelines								*Construction of a pipeline from Tabasco to NCR						
Action plan															
Construction works	Pipelines	Feasibility studies	Private sector	*Feasibility/Design	*Feasibility/Design	*Preparation									
		Administrative measures	Private sector			*Purchase of R.O.W Land	*Purchase of R.O.W Land								
		Construction works	Private sector				*Construction of Transmission/PL/Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Transmission/PL/Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Construction of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)
		Operation	Private sector					*Operation of Transmission/PL/Batanga-NCR	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)	*Operation of Distribution/PL (NCR/Batanga-Cavite)
	LNG (*)	Feasibility studies	Private sector												
		Design	Private sector												
		Administrative measures	Private sector								*Basic Design	*Detail Design			
		Construction works	Private sector									*Application of subsea			
Investment (Million US\$)(*)	Pipelines	Construction works	Private sector				33.7	44.7	7.8	7.1	7.2	7.2	41.6	48.7	12.6
	LNG (*)	Construction works	Private sector										111.9	113.2	114.6
Financing	Pipelines	Construction works	Private sector												
	LNG (*)	Construction works	Private sector												
Max power (MW)	Pipelines	Construction works	Private sector				239	239							
		Operation & maintenance	Private sector						240	291	342	394	481	569	637
		LNG (*)	Construction works	Private sector									400	400	400
		Operation & maintenance	Private sector												
Provisional policy measures															
	Implementing Rules and Regulations	Government (DOE)	Transmission	Transmission & distribution	Transmission & distribution	Distribution & gas use									
	Legal Systems for Natural Gas	Government (DOE)							One-stop Legal System Guidelines						Integrated Natural Gas Law
	Tariff system	Government (DOE, ERC)		Define tariff regulator and system											
	Industry structure	Government (DOE, etc.)		Define transmission and distribution entities, etc.											
	Special Gas Fund Account	Government (DOE, DOF)		Inter-departmental adjustment											
	Incentives for development and competitiveness improvement	Government (DOE, DOR, DTT)		Inter-departmental adjustment											
	Integrated fiscal incentive policy	Government (DOE)		Integrate pioneer industry incentives and Special Gas Fund initiative for an integrated incentive plan											
	NOV initiative	Government (DOE)		Divided NOV study and preparation		Total NOVs and estimates		(Begin expanding NOVs)							
	Project implementing studies			Detailed feasibility studies on project implementation											
	Technology Transfer			One public utility operations											
	Public and inter-departmental communications	Government (DOE)		Form a national gas association which, jointly with the government, communicates to and from the nation and international gas community					(continue)						
	Local government education	Government (DOE)		Appoint public acceptance for pipelines											
	Vocational education	Government (DOE)		Publish texts for energy and gas to be employed by schools and universities. Ask ADB and foreign governments for technology transfer.											

(*) An LNG terminal will be commencing in Batang in 2013.

(*) Nominal price.

7-3 今後の検討課題

フィリピンにおいて、今後、ガス利用を促進していくためには、上に述べた「アクション・プラン」および「優先プロジェクト」に関連して、さらに掘り下げた具体的な検討を行なうとともに、これら「プラン」および「プロジェクト」の効率的かつ効果的な実施に向けて、諸々の措置を採ることが必要である、とわれわれは考える。

特に、そのような検討において採り上げるべき課題として、重要であると考えられるのは、次のようなものである。

7-3-1 フィージビリティスタディ・レベルにおける検討

まず、マスタープランスタディのレベルで行なわれた本調査を踏まえて、次のような調査がフィージビリティスタディのレベルにおいて行なわれるべきであろう、と考えられる。

(1) ガス潜在需要の推定

本調査では、ガス潜在需要の推定を行なうに当たって、経済成長率とエネルギー価格を構成要素として、HighとLowの2つのケースを設定した(第4章)。

しかし、実際にパイプラインを敷設するための前提として需要推定を行なうに当たっては、これらにつき、よりきめの細かい予測あるいは想定が必要であるばかりでなく、対象地域におけるエネルギー消費の現状を、その実態をより一層反映したデータおよび情報に基づき把握することが必要である。

(2) パイプライン・ルートの評価

本調査では、パイプライン・ルートの選定に当たり、2つのオプションを設定し(第5章)、最適供給モデルによる評価(費用/便益比)および財務分析により、それらのうち、オプション2(マニラ湾横断ルートを含むもの)がより優れている、と結論した(第6章)。

しかし、両者の差は必ずしも決定的に大きなものではない。したがって、今後、実際にパイプラインを敷設するに当たっては、上記の(1)の結果に基づき、より掘り下げた費用/便益比推定および財務分析を行なうことが望ましい、と考えられる。

7-3-2 マスタープランスタディ・レベルにおける検討

次に、本調査をマスタープランレベルにおいて補完するものとして、L-2およびL-3地

域における地域開発計画に関する調査が必要であろう、とわれわれは考える。

これら地域の開発計画については、JICA 調査^{1) 2)}を含めて、すでにいくつかの調査が行なわれている。

ルソン島南部（カラバルゾン）地域の総合開発計画は、もともと貿易・産業省（DTI）の構想になるもので、メトロ・マニラへの投資や人口の一種集中を緩和するため、その隣接地域の工業化を梃にして、同地域の開発を進めることを目的とするものであった。1991年10月に作成された JICA 調査報告書の中には、バタンガス港を含む港湾やルソン島南部高速道路を含む道路の開発・整備、石炭火力発電所建設を含む工業化促進、さらには、都市・農村開発、社会開発、環境管理などの計画が提案されている。

ルソン島中部地域の総合開発計画も、基本的には、カラバルゾン計画と同じ目的をもっていた、ということが出来る。1995年9月に作成された JICA 調査報告書には、1990年代初めにアメリカから返還された Clark（空港）、Subic（海港）2つの旧基地の再開発や、中部ルソン高速道路（Subic、Clark、Tarlac を結ぶもの）が含まれている。

われわれが、これらの既存調査に加えて、新たに L-2 および L-3 地域に関する地域開発計画調査の必要性を唱えるのは、次のような理由による。

第1に、本調査では、これら両地域（地域 L-2 と L-3 はこれら両地域のうちの、かなり大きな部分を占める）について、近い将来におけるパイプラインの敷設、LNG 基地や LNG 火力発電所の建設などを提案している。いうまでもなく、これらのプロジェクトは、地域開発に大きな影響を与える可能性がある。そこで、これらプロジェクトの実施による両地域への経済的、社会的、さらには、環境面における影響をプラス、マイナスの両面から、一段と掘り下げて評価する必要がある、と考えられる。

第2に、上記2つの JICA 調査はいずれも 2010 年までの期間を対象としているが、この期間だけを考慮するとしても、最近実施された、あるいは、計画されている新たなプロジェクトを考慮に入れると同時に、最近における関連条件の動向の変化……例えば世界経済およびフィリピン経済の現状と見通し、エネルギー価格の展望など……をも踏まえて、これらの調査に盛り込まれた計画をレビューする必要がある、とわれわれは考える

第3に、その上、本調査は 2025 年までの長期にわたるものであり、上記調査を 2025

¹⁾ 国際協力事業団、『カラバルゾン地域総合開発計画調査』、1991年10月

²⁾ 国際協力事業団、『中部ルソン開発計画調査』、1995年9月

年までを対象とするものに修正する必要がある、とわれわれは考える。

なお、このような調査は、例えばパイプライン敷設計画のために不可欠である、ガス潜在需要の的確な把握にも役立つことによって、フィリピンにおける今後のガス利用促進およびガス産業の発展にも寄与するであろう。

