

国名	：フィリピン共和国
事業名	：パリンピノン地熱発電所建設事業（ ）、（ - 2 ）
借入人	：フィリピン共和国政府
事業実施機関	：石油開発公団エネルギー開発公社(PNOC - EDC) 国家電力公社(NPC)
借款契約調印	：（ ） 1989年5月 （ - 2 ）1993年1月
貸付承諾額	：（ ） 6,300百万円 （ - 2 ）3,653百万円
通貨単位	：ペソ (Peso)
報告日	：1997年9月



生産井

パリンピノン地熱発電所（ ）の生産井の1つである。手前は地中に埋められる管

【主要略語】

PNOC-EDC	Philippine National Oil Company- Energy Development Corporation	石油開発公団-エネルギー 開発公社 (蒸気開発部分の実施機関)
NPC	National Power Corporation	国家電力公社 (発電プラント/送電線部分 の実施機関)
NEDA	National Economic and Development Authority	国家経済開発庁
SAPROF	Special Assistance for Project Sustainability	案件形成促進調査

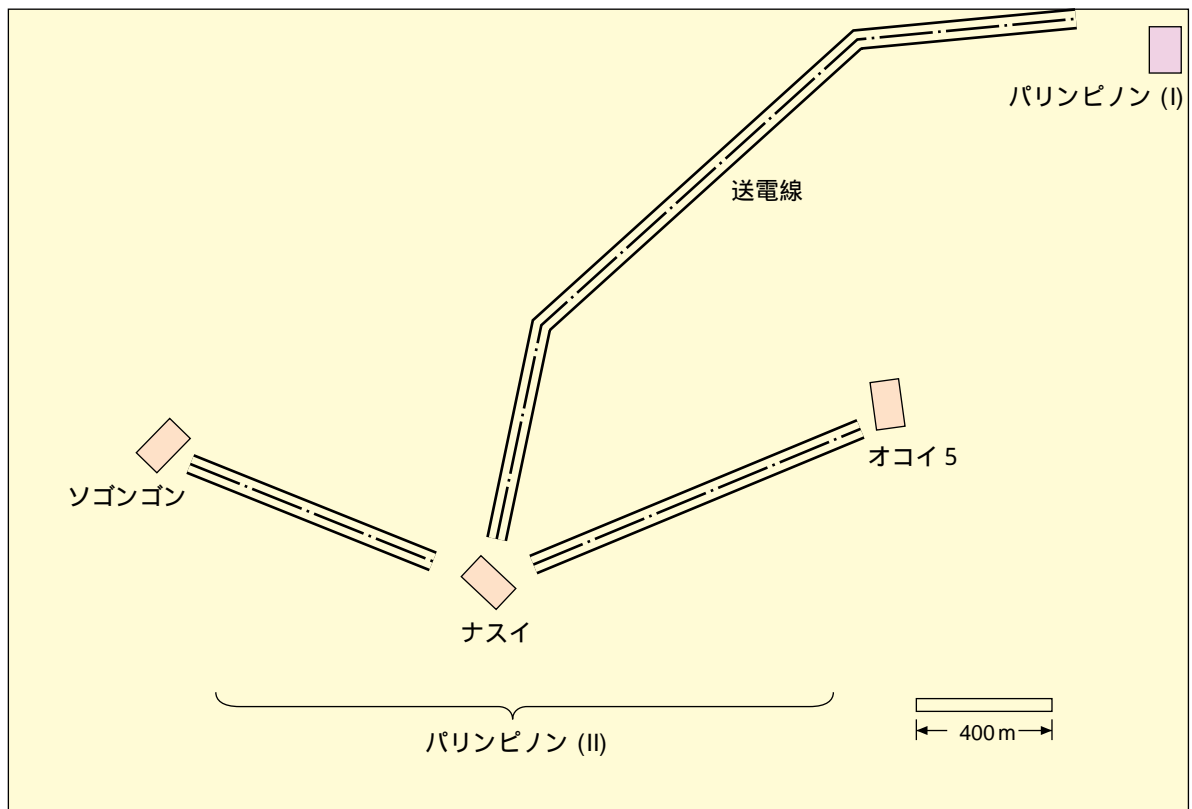
1. 事業概要 主要計画 / 実績比較

1.1 事業地

事業実施対象あるパリンピノン地熱発電所 (II)および変電所の所在地、並びに送電線ルートを示す。



事業実施対象の発電所・変電所・送電線配置図



パリンピノン地熱発電所 (II) プラント配置図

1.2 事業概要と OECF 分

本事業は、フィリピン共和国ネグロス島南部の既設のパリンピノン地熱発電所（Ⅰ）の近郊に 22 本の蒸気井（生産井・還元井）を掘削・開発し、噴出させた蒸気および熱水をパイプラインで輸送し、気水分離器を経て蒸気を発電所内に導入（熱水は 6 本の還元井にて地下へ還元）、80MW（20MW × 4 基）の発電を行うものである。あわせて、ネグロス島からセブ島への送電線（架空送電線約 115Km および海底ケーブル約 7.1Km）を建設し、セブ島へ電力供給するとともに、ネグロス島 - パナイ島間の送電線でパナイ島へも電力を供給する。

本事業は世界銀行との協調融資であり、OECF 借款対象は、井戸の掘削 8 本（生産井 2 本、還元井 6 本）と蒸気熱水輸送設備部分、およびネグロス島アムラン変電所からセブ島ナガ変電所までの送電線建設である（発電プラント本体が世銀の融資対象）。

1.3 本事業の背景

(1) フィリピンのエネルギー開発計画

1986 年 11 月に策定されたフィリピン中期開発計画（1987～1992）では、エネルギー政策の基本理念として次の三点を挙げていた。

エネルギーの適正価格での安定供給

エネルギーの効率的利用の促進

環境への影響を最小限に抑制したエネルギー開発

また、当時、エネルギーの需要は 1987 年から 1992 年までの 6 年間に年平均 3.8% で増加すると予想されていた。このように、増大する需要に対する供給において、輸入石油に対する依存度を 1986 年の 51.4% から 1992 年には 46.9% へ減少させ、エネルギー自給率を 1986 年の 45.1% から 1992 年に 52.0% まで引き上げるという目標が立てられた。

[表 1-1] フィリピンのエネルギー計画

(MMFOE : in million barrels of fuel oil equivalent)

	1986 (構成 MMFOE 比)(%)	1987	1988	1989	1990	1991	1992 (構成比) (%)
国産エネルギー	43.7 (45.1)	47.2	50.1	52.7	54.7	60.4	63.9 (52.0)
輸入原油	49.8 (51.4)	48.8	50.2	53.2	56.4	57.8	57.7 (46.9)
輸入石炭	3.4 (3.5)	2.6	2.8	1.7	1.9	0.4	1.3 (1.1)
合計	96.9 (100.0)	98.5	103.1	107.7	113.0	118.6	123.0 (100.0)

(出所 : Office of Energy Affairs)

(2) フィリピンの電力供給計画

このようなエネルギー開発計画のもと、フィリピン政府は電力についても、発電源としての輸入石油に対する依存度を低下させ、石炭および地熱の発電容量を強化をさせることにし、1986年に41.9%を占める石油火力(ディーゼル発電を含む)のシェアを1992年に36.9%へ減少させる計画であった。一方、石炭火力は1986年の8.3%から1992年には13.3%へ、地熱発電を1992年に14.2%へとそれぞれ増加させる計画となっていた。また、電力供給量については、発電容量ベースで1992年には7,050MWまで増加させる計画であった。

[表 1-2] フィリピンの電力供給(発電源別)計画 (MW)

	1986 (構成)(%)	1987	1988	1989	1990	1991	1992 (構成)(%)
水力発電	2,132 (33.0)	2,221	2,235	2,254	2,275	2,297	2,297 (32.6)
石炭火力	535 (8.3)	535	535	535	535	535	935 (13.3)
地熱発電	894 (13.9)	894	894	894	894	1,004	1,004 (14.2)
石油火力(含ディーゼル発電)	2,703 (41.9)	2,698	2,659	2,600	2,600	2,600	2,600 (36.9)
その他	191 (3.0)	198	205	210	214	214	214 (3.0)
合計	6,455 (100.0)	6,546	6,528	6,493	6,518	6,650	7,050 (100.0)

(出所: Office of Energy Affairs)

(3) フィリピンの電力系統および本事業の位置付け

フィリピンの電力系統は、大きく分けてルソン、ビサヤス、ミンダナオの3系統に分かれており、ビサヤス系統は更に5つの副系統(セブ、ネグロス、パナイ、レイテ、ボホール)に分かれている。このうち、セブ、ネグロス、パナイの副系統が、本事業の直接の対象となっている。

前にも述べたように、フィリピンのエネルギー開発計画では発電源として輸入石油に対する依存度を低下させることを基本方針としていることから、1988年6月の電力供給計画でも、ビサヤス系統については、2000年までに地熱発電開発を112.5MW、石炭火力発電を165MW、水力発電を24MW、ディーゼル発電を5.5MW行う計画になっていた。

特に1988年6月当時、石油に100%依存しているネグロス島に、地熱発電による低コストの電力供給を行うとともに、セブ、ネグロス、パナイの副系統間の連携強化を目的に、ネグロス島南部の既設のパリンピノン地熱発電所() (37.5MW×3基)の近郊に、パリンピノン地熱発電所() (20MW×4基)を建設し、ネグロス島-パナイ島間の送電線建設およびネグロス島-セブ島間の送電線建設を行うこととなった。

(4)地熱発電のしくみ

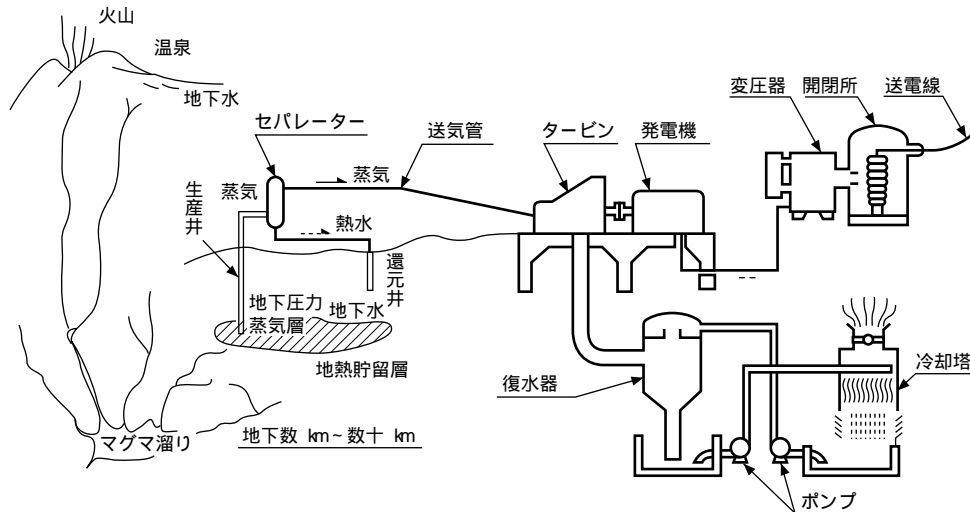
地熱発電とは、火山やその周辺の地中に存在する膨大な熱エネルギーを利用して発電するものであり、そのしくみを示すと以下の図の様になる。

まず、地熱発電に利用する蒸気は、地熱貯留層に達するボーリング(生産井)を行い取り出す。地熱貯留層とは、地下水が、マグマ溜りから発生する熱や高温ガスにより加熱され高温・高圧の熱水や蒸気となり、地下岩盤の割れ目等に賦存している所をいう。

取り出された蒸気は、一般に熱水を伴うことが多く、この場合は、セパレーターで熱水と蒸気とに分離し熱水については地下に還す(還元井)。

蒸気は、送気管で発電所に導いてタービンを回し、これに直結された発電機が回転して電気が発生する。発電機で発生した電気の送り方は、他の発電方法と同じである。タービンで仕事を終えた蒸気は、復水器に送られ冷却塔より送られてきた冷却水と混合し、冷却され水になるとともに体積が小さくなってタービン出口では、真空となり、タービン入り口の圧力との差を作ることにより、効率的に働かせることができる。

水となった蒸気は、再び冷却塔に導かれ冷却水となって循環するとともに、一部は冷却塔より蒸発して大気に出て行く。



地熱発電のしくみ

1.4 主要計画/実績比較

1.4.1 事業範囲

項目	計画 ^{注1)}	計画 ^{注2)}	実績	差異 ^{注3)}
1. 蒸気井開発事業				
生産井抗井・開発 〔内 OECF 借款対象〕	16 本 〔2 本〕	} 同左	18 本 〔4 本〕	+2 本 (+2 本)
還元井抗井・開発 〔内 OECF 借款対象〕	6 本 〔6 本〕		5 本 〔5 本〕	-1 本 (-1 本)
蒸気井分離・収集設備	一式		一式	
コンサルティング・サービス	36 M/M		雇用せず	雇用せず
2. 送電線建設事業				
架空送電線建設	115.0km	113.5km	112.96km	- 2.04km (- 0.54km)
海底ケーブル建設	7.1km	17.3km	18 km	+ 10.9km (+ 0.7km)
コンサルティング・サービス	38 M/M	同左	65.36 M/M	27.36 M/M
変電所設備				
アイソレーション ^{注4)}	3 基	} 同左	} 同左	
キャパシター ^{注5)}	1 基			
テレコミュニケーション	一式			
ファシリティ				
3. 発電プラント (世界銀行融資)				
発電モジュール	20MW × 4 基			

注1) は、1989年5月時の計画であり、注2) は、1993年1月時の計画である。

注3) ()内は、1993年1月時の計画と実績との差異である。

注4) 遮断器

注5) コンデンサー

1.4.2 工期

項目	計 画 ^{注1)}	計 画 ^{注2)}	実 績	差 異 ^{注3)}
全 体	88.9 92.10 (49ヶ月)	88.9 94.3 (66ヶ月)	89.5 95.3 (70ヶ月)	開始 +8ヶ月 (+8ヶ月) 期間 +21ヶ月 (+4ヶ月)
1. 蒸気井開発事業 ^{注4)} 設計開始 工事完了	88.9 91.12 (39ヶ月)	88.9 93.8 (59ヶ月)	89.5 95.3 (70ヶ月)	開始 +8ヶ月 (+8ヶ月) 期間 +31ヶ月 (+11ヶ月)
2. 送電線建設事業 入札開始 工事完了	90.5 92.10 (29ヶ月)	90.5 93.7 (38ヶ月)	92.2 94.7 (29ヶ月)	開始 +21ヶ月(+21ヶ月) 期間 0ヶ月 (-9ヶ月)
3. 発電プラント (世界銀行融資) 入札開始 工事完了	89.7 92.9 (38ヶ月)	90.6 94.3 (45ヶ月)	90.2 95.3 (61ヶ月)	開始 +7ヶ月 (-4ヶ月) 期間 +23ヶ月 (+16ヶ月)

注1)は、1989年5月時の計画であり、注2)は、1993年1月時の計画である。

注3)()内は、1993年1月時の計画と実績との差異である。

注4)OECD 借款分に関わる工期である。他の井戸については、既設済であった。

1.4.3 事業費

項目	計 画 ^{注1)}	計 画 ^{注2)}	実 績	差 異 ^{注3)}
1. 蒸気井開発事業 ^{注4)} (含 OECD 融資)				
外貨 (百万円)	2,586	4,075	2,073	-513 (-2,002)
内貨 (百万ペソ)	324	435	1,063.2	+739.2(+628.2)
2. 送電線建設事業 ^{注4)} (含 OECD 融資)				
外貨 (百万円)	1,824	5,663	4,662	+2,838(-1,001)
内貨 (百万ペソ)	96	162	206.4	+110.4(+44.4)
3. 発電プラント (世界銀行融資)				
外貨 (百万円)	6,514	12,158	12,303	+5,789(+145)
内貨 (百万ペソ)	0	284	318	+ 318 (+ 34)
合計 (百万円)	13,569	26,132	24,849	+11,280(-1,283)

(換算レート) 審査時(1988年10月): 1ペソ=6.3円、(1992年1月): 1ペソ=4.81円、完工時(1995年): 1ペソ=3.66円

注1)は、1989年5月時の計画であり、注2)は、1993年1月時の計画である。

注3)()内は、1993年1月時の計画と実績との差異である。

注4)OECD 借款分に関わる事業費であり、外貨および内貨の一部が円借款対象となっている。尚、既設済の井戸に関わる事業費は含まず。

2. 分析と評価

2.1 実施に係わる評価

はじめに

パリンピノン地熱発電所()は、一基あたり 20MWの容量の発電機を 4 基据え付けることにより計 80MWの発電量を得る計画であり、これら 4 基の発電機は、ナスイ、オコイ、ソゴンゴン(2 基)の 3 箇所に分かれて設置された。

発電機に供給される蒸気については、計画時全体で 16 本の生産井(うち、3 本は予備井)を掘って賄い、分離された熱水については、同じく計 6 本の還元井において地下に戻す計画になっていた。このうち、生産井については、予備井を含め 14 本が既に掘削済であったため、蒸気井開発事業としての OECF に対する借款要請としては、残りの生産井 2 本と還元井 6 本に対する事業費用分であった。

送電線建設については、ネグロス島からセブ島への海底ケーブルのルートが、当初の計画のジロコン - リロアン間からプンドル - スバ間に計画が変更された。このルートの変更によりフィリピン共和国政府から追加融資の要請がなされ、追加融資が締結された。

本事業は世銀との協調融資にて実施されており、それぞれの融資対象は以下のとおりである。

蒸気井開発事業	OECF 融資ポーション
発電プラント建設事業	世銀融資ポーション
送電線建設事業	OECF 融資ポーション

以上の背景を踏まえながら、本事業の分析・評価を行なう。

2.1.1 事業範囲

本事業のスコープは、大きく次の 3 つの部分に分かれる。

蒸気井開発事業：生産井を掘り、噴出させた蒸気および熱水をパイプラインを通してセパレーターに供給し、蒸気のみを地熱発電所内に送る。かつ、熱水を地下に還す還元井を掘る。

発電プラント建設事業：ナスイ、オコイ、ソゴンゴンの 3 箇所に 1 基 20MW の発電機を計 4 基建設する。

送電線建設事業：電力をセブ島へ送電するための架空送電線および海底ケーブルを敷設する。

蒸気井開発事業 (OECF 融資ポーション)

はじめにで述べたように、パリンピノン地熱発電所()では、計画時には、総計 22 本(生産井 16 本・還元井 6 本)の井戸の掘削が必要とされ、本円借款で、その内の生産井 2 本と還元井 6 本が対象となっていた。これに対し実績では、全体の井戸の掘削本数が総計 23 本(生

産井 18 本・還元井 5 本)に変更になり、これにより円借款による掘削本数は、生産井が 2 本増加し 4 本となり、反対に還元井は 1 本減少して 5 本となっている。この理由は、生産井について、掘削した 2 本から予定した蒸気が得られず、別途 2 本の井戸を掘削する必要が生じたことによる。一方、還元井については、予定に対して 5 本の還元井で十分還元容量を満たすことが判明したためである。

最終的には、生産井について当初掘った 2 本からも発電可能な蒸気を得ることができたため、現在、蒸気の成分(品質)に問題のある 1 本(運用状況の項で後述)を除き、3 本の実産井が発電用として使用されている。

井戸の掘削本数の変更は、2.1.3 事業費の項で後述されるように、技術的要請に基づく変更であり、事業範囲の点からは特に問題ないと判断される。(当該変更については OECF も了承済み。)

次にコンサルタントの雇用であるが、蒸気井開発事業については、土木技術調査、設計作業支援、資機材検査、事業促進のためにコンサルタントを雇用する計画であったのに対し、実際にはコンサルタントは雇用されなかった。1990 年当時、本事業の蒸気開発部分の実施機関である PNOC-EDC によりコンサルタントの選定がすでになされ、OECF もその選定は妥当なものとして承認していた。そこで、PNOC-EDC では、当時の手続きとしてフィリピン政府の承認を得るため、1990 年 9 月に大統領府(The Office of President)にコンサルタント選定に関する申請を行なった。しかし、大統領府から承認がその後なかなか得られず、OECF としても当時、本事業のコンサルタント雇用の重要性に鑑み、承認を早く行なうよう、大統領府や NEDA(国家経済開発庁)に働きかけを行なった。結局、実際にフィリピン政府の承認がされたのは PNOC-EDC の申請から 1 年後のことであった。この時、既に蒸気井開発の実質的な工事はほとんど終わっており、あえて PNOC-EDC はコンサルタントを雇用しなかった。(なお、これらフィリピン政府の事務手続きの遅延は、当時だけのものであり、その後の政府内の規定変更により、現在では同様な理由による事業の遅延は生じていない。)

発電プラント(世銀融資ポーション)

発電プラント建設は世界銀行の融資で行なわれた。この発電プラント建設について、総発電容量のスコープ変更は生じなかったが、発電機の設置場所がナスイ 2 基、オコイ 1 基、ソゴンゴン 1 基という計画から、ナスイ 1 基、オコイ 1 基、ソゴンゴン 2 基と変更された(参照:1.1 事業地図)。すなわち、ナスイに設置を予定していた発電機 1 基をその発電所の立地条件の問題からソゴンゴンに設置を変更している。この変更の理由は、計画時、発電機を 2 基設置しようとしていたナスイにおいて、岩盤等の問題から整地作業が困難であることがわかったため、1 基については、ナスイからソゴンゴンへ設置場所を変更したことによる。しかし、ソゴンゴンにおける当初予定外の発電機の増設のため、別途、平地面積の確保および軟弱地盤を強化するための整地作業が必要となり、結局これが、次に述べる工期の遅延、更には事業費の高騰をもたらす結果となった。

送電線建設事業(OECF 融資ポーション)

送電線建設のルートについては、ネグロス島、セブ島間の海底ケーブルのルートが変更され(参照:1.1 事業地図)、この結果、追加融資の要請がなされた。

すなわち、海底の地形と海流の問題から、海底ケーブルのルートが当初の予定(ジロコン - リロアン間)から変更(ブンドル - スバ間)され、これに伴い架空送電線、海底ケーブルの計画巨長は見直された結果、当初借款資金のみでは事業費をカバーしきれないことが明らかになったため、追加融資の要請がなされた。もともと海底ケーブルのルートの詳細調査については、コンサルティングサービスの TOR(作業指示書)の中で事業開始後に行われることになってい

たため、その結果として海底ケーブルのルートが変更されたことは、やむを得ないことと思われる。なお、見直された後の計画値と実績値の間には大きな違いはなかった。（発電プラント/送電線部分の実施機関である NPC による当時の F/S を見ると、海底の地形および海流についてのコメントおよび情報の記述は見当たらず、ルート選定は、単純にネグロス島 - セブ島間の距離的近さのみで選ばれたものと思われる。OECF はこの経験に鑑み、NPC によるレイテ～ボホール島間の海底ケーブルの敷設事業にあたっては、1996 年 8 月に SAPROF（案件形成促進調査）を実施し、NPC の F/S の補完を行なうとともに、NPC に対して海底地形調査に関する技術移転を図っている。）

2.1.2 工期

本事業の完工は、世銀融資ポーションである発電プラントの完工を含め、当初計画の 92 年 10 月から 29 ヶ月遅れの 95 年 3 月となった。また、送電を開始したのは、95 年 5 月であった。

この工期の遅れは、蒸気井抗井・開発の設計の開始が 8 ヶ月遅れたことと、工期が全体で予定より 21 ヶ月伸びたことによる。工期が 21 ヶ月も伸びた原因は「2.1.1 事業範囲」で述べたように井戸の掘削本数・海底ケーブルのルートの変更が主な要因であり、内訳は以下のとおりである。（ただし、蒸気井開発事業と送電線および発電プラント建設事業とは並行して作業を行うことが可能であり、個々の要因が、全体の工期遅延にどれだけ影響を与えたか正確に述べることは難しい。以下は、PNOC-EDC および NPC からのヒアリングに基づいたものである。）

生産井の掘削において、計画された場所から、必要蒸気量が得られなかったため再掘等の土木工事が増加したため、この工期が計画より伸びたこと。

蒸気井開発事業において、資機材の調達の入札不調のため再入札を何度か行っており、これに時間を必要としたこと。

以上を主な理由として 16 ヶ月の遅延

発電機の設置場所が 1 基変更されたため、当初予定されていなかった発電所の整地工事が新たに必要になり、追加の土木工事の期間を必要としたこと。

3 ヶ月の遅延

これらの工期遅延の主要因以外にも、セメント資材の納期遅れや台風による風水害の影響、あるいはコントラクターの下請け業者変更に際し、引継ぎに必要な作業進捗状況を示す書類を下請け業者が整理していなかった（業務引継ぎの不備）等が遅延要因としてあげられる。なお、前述のとおり、本事業では蒸気井開発事業と送電線および発電プラント建設事業とは同時並行的に作業を行うことが可能であったため、海底ケーブルのルート変更が事業全体の工期に及ぼした影響は大きくなかったといえる。

工期については、その完工が計画に対し大幅な遅れとなったが、遅延理由のうち、資機材購入業者の再入札によるものを除き、その原因は主に技術的な要請に基づく事業内容の変更の結果であり、遅延は多分にやむを得ないものであったと判断される。

2.1.3 事業費

世銀融資ポーションで行なった発電プラント建設を含んだ総事業費の当初計画と実績との差異は、外貨において8,114百万円の増加、内貨においては1,167.6百万ペソの増加となった。

このうち、世銀からの融資で建設を行った発電プラントについて、外貨分および内貨分について、それぞれ5,789百万円および318百万ペソの超過が発生しており、パリンピノン地熱発電所建設事業()の事業費増加額の半分以上を占めている。世銀のインプリメンテーション・レポートによれば、発電プラントに関する事業費コストは、審査時(1989年6月)80.20百万US\$の見積もりから完工時109.11百万US\$へと28.91百万US\$の超過が発生している。その原因は、プラント建設期間の長期化に伴うコスト上昇と為替変動に伴うものと報告されている。一方、新たに発生した内貨318百万ペソは、2.1.1事業範囲で述べた、ソゴンゴンへの一部発電機の設置場所変更に伴う、発電所の追加的な整地作業のためのコストが主な原因である。

蒸気井開発における事業費の当初計画と実績との比較では、外貨分で513百万円下回っているが、内貨分では739.2百万ペソの増加となっている。内貨分の上昇は、生産井の掘削本数の増加による蒸気井分離・収集設備の土木費用、電気機械工事費用の増加、および付帯施設費用の増加が原因としてあげられる。他方、国際競争入札の結果、部品購入コストが比較的安価となったため、外貨分は計画より低くなった。

送電線建設における事業費の当初計画と実績との間の差異は、外貨分2,838百万円、内貨分110.4百万ペソの増加である。外貨の増加の主な原因は、海底ケーブル建設に関わるものであり、その理由としては当初の計画時には海底ケーブル建設について詳細設計を行なっていなかったため、計画時の事業費と実際の事業費とで差が生じたことによる。具体的には、海底ケーブルのルート変更によりケーブル敷設の巨長が伸びたためである。これにより、海底ケーブル建設部分で外貨分の超過2,928百万円が生じた。

なお、物価上昇は計画時、年率外貨分0%、内貨分9%の見込みに対し、実績では、内貨分12%(事業の実施期間である1989~1994年のフィリピンにおける建設業の平均物価上昇率)であり、物価上昇の計画と実績の差が事業費に与えた影響は、さほど大きくなかったと判断できる。

工期同様、事業費についても、井戸、特に生産井の掘削本数の変更が、本事業に大きな影響をもたらしている。この背景としては、一般に地熱発電事業では生産井について掘削した井戸が、結局、生産井として使用できない、いわゆる失敗井が生ずることがあることを意味する。パリンピノン地熱発電所建設事業()における失敗井を含めた井戸掘削総本数の実績は、計画に比し、23%超過となっている。この数値について同様の地熱発電の例を見ると、同国の南ネグロス地熱発電(パリンピノン地熱発電所建設事業())で38%超過、逆にトンゴナン地熱発電では、21%の余裕となっている。つまり、地熱発電の生産井の掘削については、一般に、計画段階で正確にその蒸気量を見込むことは難しく、当初計画した生産井から、必ずしも計画とおりの蒸気量が得られるわけではないことを意味する。ただし、事業実施後の資金不足を回避する目的で過大な予備費を設定することは現実的でない。今後の同様な地熱発電プロジェクトの工期、事業費の見積もりに際しては、ある程度の失敗井の可能性を見込んで計画・予算見積もり額を設定することが重要だが、それ以上に仮に追加資金が必要となった場合に柔軟かつ迅速な対応をとることが、より重要である。ちなみに、本事業の事業費でも予備費が計上されていたが、コンサルタント費用の10%およびその他の事業費のほぼ5%として設定されていた。

2.1.4 実施体制

事業実施については以下に示すとおり、その開発部分により2つの機関が対応した。

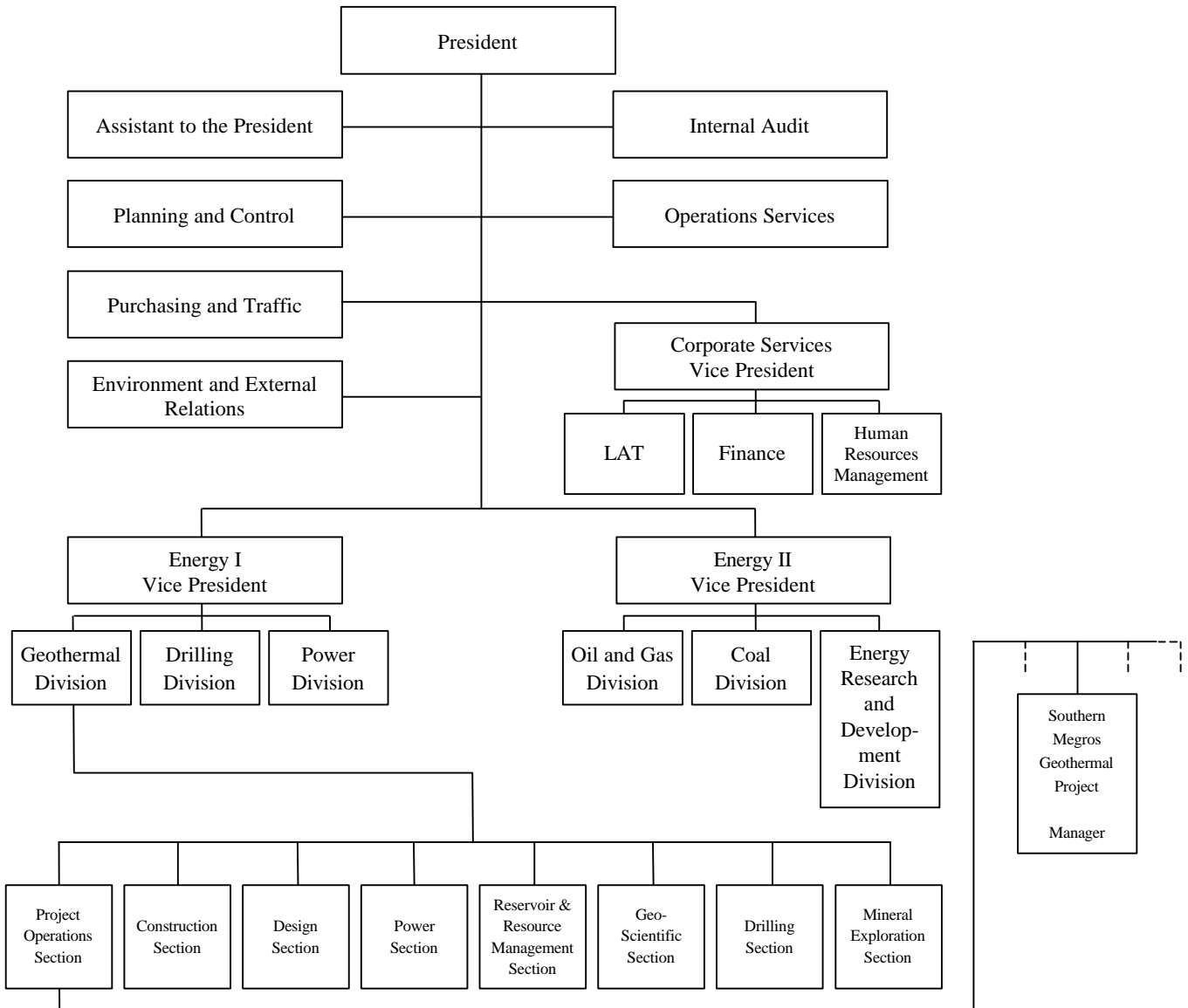
蒸気井開発

実施機関は、全額政府出資の企業であるフィリピン石油公団 (PNOC : Philippine National Oil Company) の全額出資子会社のエネルギー開発公社(EDC : Energy Development Corporation) である。

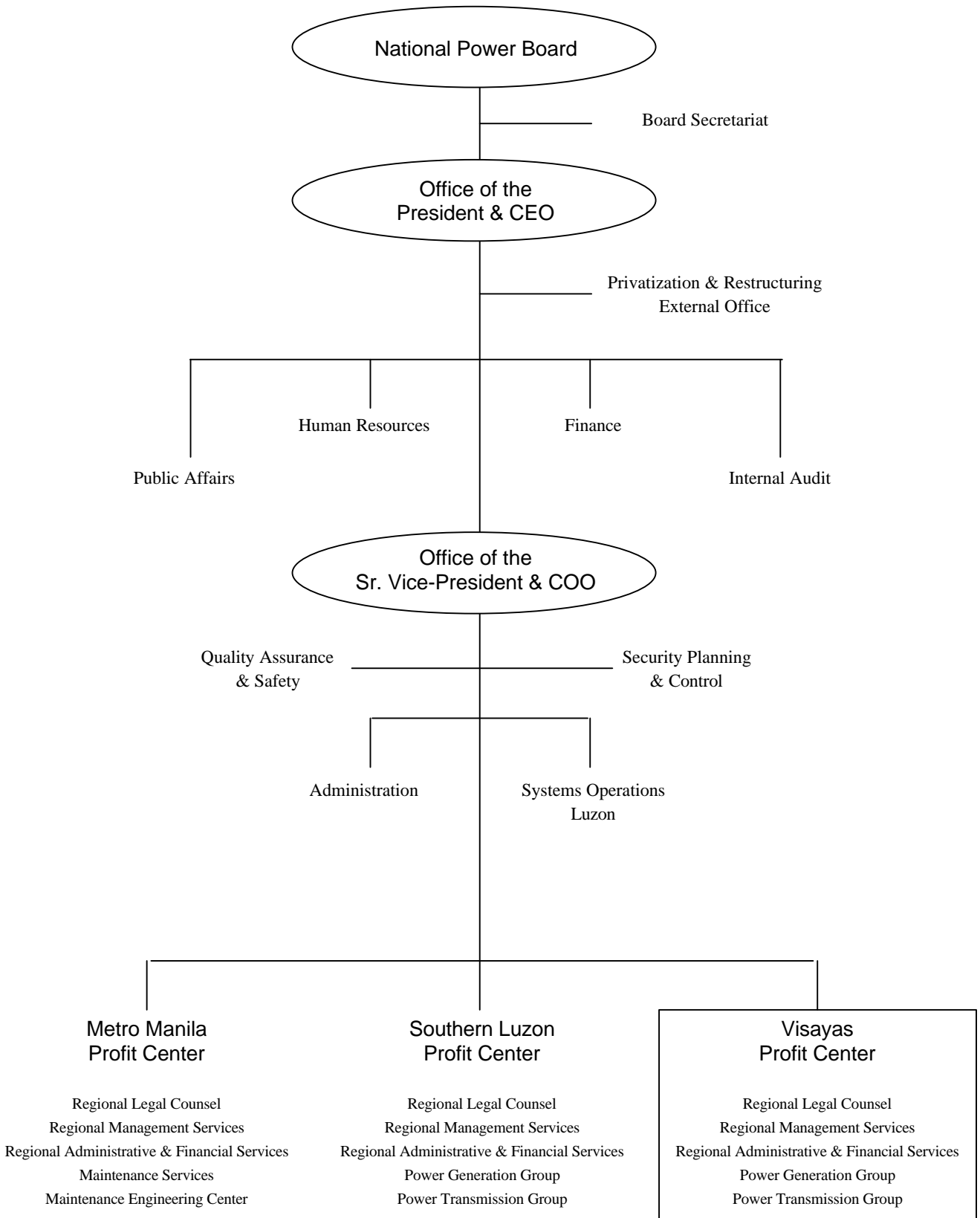
送電線建設、発電所建設

実施機関は、全額政府出資の企業である国家電力公社(NPC : National Power Corporation) である。

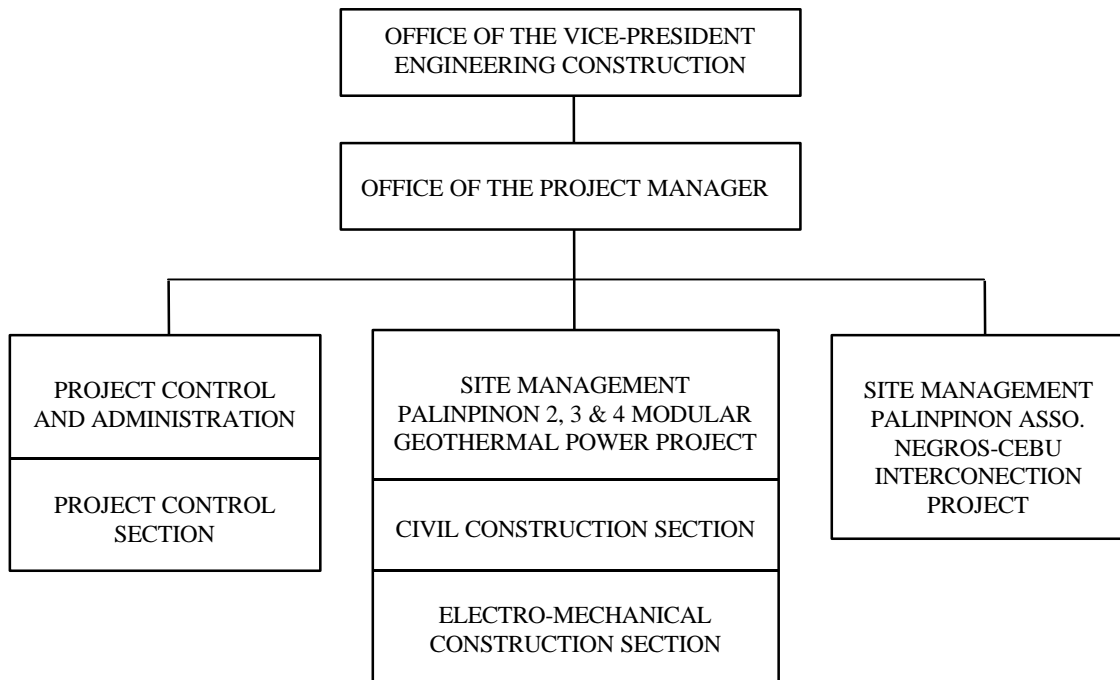
[図 2-1] PNOC-EDC 組織図



[圖 2-2] NPC 組織圖



[図 2-3] NPC (PALINPINON 地熱発電プロジェクト)組織図



・ PNOC - EDC の実施体制

コンサルタントを雇用できなかったこと以外、PNOC - EDC の実施体制で、特に問題となることはなかった。コントラクターの入札は原則国際競争入札で行なわれることになっていたが、一部業者においては、限定競争入札で行われた。これは、それら業者のフィリピン国内での過去の実績から限定としたものであり、契約にあたっては業者の P/Q (事前資格審査) に基づき OECF の承認も得ており、その選定については特段問題ないものと考えられる。

一方、生産井掘削数の増加が生じた点については、結果的には1本を除き現在、地熱発電に利用されていることから、特に問題はなかったと判断する。また、工期の遅れを取り戻すために、1日の作業時間を延長させたり作業員の数を増やすと共に、コントラクターの管理強化をおこなったことも当然の対処とはいえ評価できる。

・ NPC の実施体制

世銀融資ポジションである発電プラント建設において、発電機の設置場所の変更により工期の遅延、事業費の増加が生じた。したがって、発電所建設予定地の初期の調査は、より慎重に行なうべきだったといえる。なお、今回の現地調査では、発電プラント建設において工期の遅れを最小限におさえるため、作業効率を上げる等の追加的努力をとったかどうかは、具体的に報告されなかった。

コントラクターについては、その能力、作業内容については NPC によれば満足の行くものであったとされている。入札は、国際競争入札が原則であったが、架空送電線建設および変電所の拡張建設の入札は、PNOC-EDC 同様、フィリピン国内での過去の実績を踏まえ一部の国内業者に限定して行なわれた。しかし、その契約にあたっては、PNOC-EDC の場合と同様に業者の P/Q に基づき OECF の承認を得ており、特に問題はなかったと考えられる。以上より、コントラクターについては、その実施能力を含め選定についても特段問題がなかったものと考えられる。

コンサルティングサービスについては、海底ケーブルのルートの詳細調査および入札書類の作成、施工監理が主な業務内容であったが、その作業実績は満足できるものであったと報告されている。

- ・ PNOC - EDC と NPC の連携

本事業の実施に関しては、2つの実施機関の連携も重要な要素であった。これについては、事業の実施期間中は両者間で月に一回の割合でミーティングを開催しており、井戸の掘削本数・海底ケーブルのルートの変更および工期の遅延に対して両実施機関がミーティングを通して対処しようとしたことは評価できる。また、事業完工後は四半期に一度の割合で、諸々の問題について連絡しあっており、「2.2.2 運用・維持管理状況」で述べる一部生産井の蒸気の成分（品質）の問題点を除けば、両者の連携は良好といえる。

2.2 運用・維持管理に係わる評価

2.2.1 運用・維持管理体制

各実施機関の運用・維持管理体制は以下のとおりである。

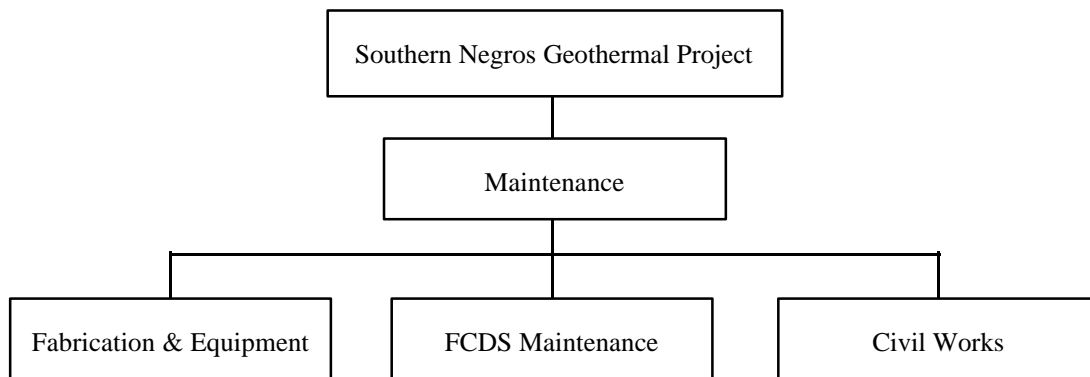
PNOC-EDC :

蒸気を発電所に送り、熱水を地下に還す工程の運用・維持管理は、蒸気井開発を手がけた部署と同じく、地熱部門（Geothermal Division）の中の南ネグロス地熱プロジェクト（South Negros Geothermal Project）が担当している。その組織の陣容としては、プロジェクト全体で298人、内メンテナンス担当部署が91人であり、その内エンジニア関連はマネージャーを含め、20人である。

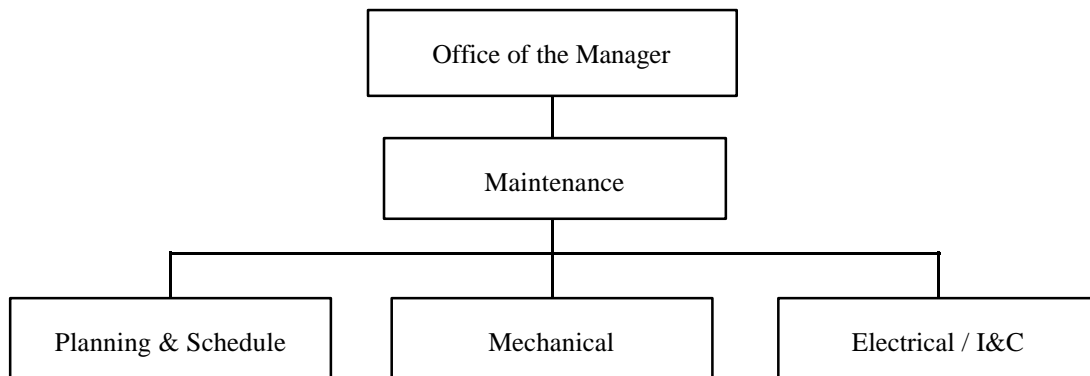
NPC :

発電所本体の稼働およびネグロス島からセブ島への送電については、ネグロス・オリエンタル・コンプレックス（Negros Oriental Complex）が維持管理を行っている。組織の陣容としては、全体で213人であり、メンテナンス担当部署は60人である。

[図 2-4] PNOC-EDC(Southern Negros Geothermal Project) 組織図



[図 2-5] NPC (Negros Oriental Complex) 組織図



2.2.2 運用・維持管理状況

稼働状況

(1) 坑井

パリンピノン地熱発電所()では、ナスイ、オコイ5、ソゴンゴンの3箇所にプラントが分かれている。各発電所に供給されている蒸気稼働状況は、表 2-1 に示す発電機稼働状況からオコイ5を除き、問題はない。オコイ5の稼働率(便宜的に実際負荷率 / 基準負荷率とする)が、89%と100%を下回っている理由は、発電機の20MWの計画容量に対して17.5MWに相当する蒸気しか供給できないためである(表 2-2)。これは、オコイ5に蒸気を供給している生産井の1本について、その蒸気の成分(品質)に問題があり、現在(97年3月)発電所に蒸気供給を見送っているからである。PNOC-EDCの話によれば、これは、NPC(実際には、発電プラントを納入したメーカー・F電機)との間の蒸気品質(蒸気中に含まれる残存不純物の量)の測定法・結果の解釈の違いによるものとしている。発電施設としては完成しているので、この件については、NPCとの協力のもとPNOC-EDC側において問題点を明らかにし、早急に手だてを講じる必要がある。生産井については、上記の様にオコイ5を除き、現状、十分な蒸気量が得られているが、近郊のパリンピノン地熱発電所()の実績データ(完工後14年経過)を見ると、その総蒸気量は現在運転開始時の75%まで減少しており、パリンピノン地熱発電所()においても将来、同様な減衰が生じる可能性は考えられる。

一方、還元井については、パリンピノン地熱発電所()は、運転開始から継続して5本を使っており、問題は発生していない。しかし、運転開始からまだ3年しか経っておらず、パリンピノン地熱発電所()が年間6.7%の減衰率を示していることから考慮すると、将来、新規の還元井を掘削する必要が生じることも考えられる。

[表 2-1] 発電機稼働状況

プラント場所	稼働率
ナスイ	99%
オコイ5	89%
ソゴンゴン	104%

注) 稼働率 = 実際負荷率 / 基準負荷率

[表 2-2] 実際発電機容量

プラント場所	計画容量 (MW)	許容量(MW)	運用可能容量(MW)
ナスイ	20 X 1	34	20
オコイ5	20 X 1	18	17.5
ソゴンゴン	20 X 2	47	40

注) 許容量とは、生産井の容量から算出した発電容量をさす。運用可能容量とは、生産井の容量を前提として発電設備の規格容量から制限された発電容量をさす

(2) ネグロス島アムラン変電所からセブ島ナガ変電所までの送電線

セブ島 - ネグロス島連系送電線完成時の1994年における電力は、下表2-3で明らかのようにセブ島からネグロス島に向かうものが、ネグロス島からセブ島に向かうものの60% (38,571MWh/62,933MWh)にも達していた。

しかし、1995年度に入るとネグロス島向け電力はパリンピノン地熱発電所()の完成と共に減少し、年度末にはほとんど零(1995年12月で89MWh)となっている。反対に、ネグロス島からセブ島に向かう平均電力は、95年度後半(9月~12月)で30~50MWである。その最大電力は、負荷率を70%程度と想定すると40~70MWに達するものと思われる。また連系送電線の故障はなく、1996年にアムラン変電所のリアクトル予防保全作業のため1度停止したのみであり、送電線系は安定して運用されている。

[表 2-3] セブ - ネグロス, パナイ 連系送電 1994-1995

	1994 年	95年1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1995 年
受 電														
電力量 (MWh) セブ ネグロス	38,571	1,579	1,313	381	1,939	259	189	140	428	42	22	7	89	6,387
平均電力 (MW)*	21.1	10.2	8.5	2.7	12.5	1.7	1.2	0.9	2.8	0.3	0.1	0.0	0.6	3.5
送 電														
電力量 (MWh) セブ ネグロス	62,933	5,093	7,669	10,093	5,504	14,687	11,739	11,478	11,558	23,213	21,968	40,290	25,484	188,776
平均電力 (MW)**	9.1	8.6	13.0	19.0	9.3	25.8	19.9	20.1	19.6					16.9
平均電力 (MW)***										31.2	30.5	54.2	35.4	37.9
日 数	365	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	365

* 受電時間を 5 時間と想定

** 送電時間を 19 時間と想定

*** 送電時間を 24 時間と想定

(出所：アムラン発電所の Annual Operational Report)

(3) 発電プラント

3ヶ所の発電プラントの96年度の稼働状況は以下のとおりである。24時間フル稼働した場合(プラントの設備容量は表2-2運用可能容量を基に算定、したがって、オコイ5は17.5MWの設備容量で算定)に対する各プラントの稼働割合は、高い水準となっている。

[表 2-4] 各発電プラント稼働状況(96年度)

プラント場所	発電量実績(MWh)	フル稼働(MWh)	稼働割合(%)
ナスイ	130,718	175,200	75
オコイ5	116,850	153,300	76
ソゴンゴン	275,711	350,400	79

(出所：PNOC-EDC)

(4) 環境維持管理体制

環境調査：

将来の発電用の生産井の一部に、試験的に運用されているものがあり、これからでる熱水は河川へ放流されている。PNOC-EDCでは、この放流の動植物に対する影響を監視するため、環境モニタリングをおこなっている。モニタリングは、河川水の硼素濃度のみを9地点で毎日資料採集して、それを現地で分析する方法であり、その濃度が基準値を超えたらPNOC-EDCは噴出試験を中止している。その基準値は現在2ppmであるが、来年から0.75ppmに引き下げられ、そのクリアは現状の方法では困難になる。したがって、PNOC-EDCでは、別の熱水還元方法を検討中である。砒素についてはPNOC-EDC本社で分析しており、現在まで飲料水基準(0.1ppm)

を超えたことはない。いずれにしても、来年度から国内基準をクリアするため、試験運転している生産井の還元の方法を変えざるを得ないが、生産井から出る熱水を直接河川へ放流する還元の方法は、日本の同様な地熱発電においては試験的にも採っておらず、環境に与える影響から望ましいとは言えない。

景観管理：

蒸気熱水輸送の配管は、外観を緑色に着色しており、景観という点で環境への配慮がなされている。これはパリンピノン地熱発電所（ ）建設からの改善点といえる。

以上より、次に示す「技術的側面からの今後の問題点」はあるものの、その稼動状況から本事業の設備は現在、適切に維持・運用管理が行われているものと判断する。しかし、稼動状況でも述べた様に、坑井については、パリンピノン地熱発電所（ ）の実績から、将来の稼動率低下は避けられないため、それを見込んだ予想・電力計画および必要資金の手当てを考慮しておく必要がある。

（技術的側面からの今後の問題点）

(1) 坑井掘削：

「生産井・還元井の科学的データに基づく計画的開発」

パリンピノン地熱発電所（ ）では、総蒸気噴出量は経年的には減少しているが、エンタルピー（熱エネルギー状態）は上昇しており、全体的に貯留層への水分補給が十分でないものと推定される。PNOC-EDC は、熱水還元は、環境保全のみならず地熱貯留層管理のためにも必要であることは承知しているようであるが、還元井計画や意見交換から試行錯誤的な取り組みを行なっているケースが見られた。（例えば、生産井として使えない坑井を還元井として使用することを計画し、還元熱水による地熱貯留層の冷却と判断される現象が認められたら、生産井位置から少し離れた位置に還元井を掘削することを繰り返している。この方法は、短期的には冷却が認められなくても、長期的には生産井全体の能力を落とす恐れもあり、好ましくない。）

パリンピノン地熱発電所（ ）の生産井掘削の成功率は 82% で、これは一般的な地熱発電の水準に比べれば高く、現時点ではほとんど問題点はない。しかし、将来の還元井掘削の方法については、地熱貯留層の長期安定管理の観点から考え直す必要がある。基本的には、まず地熱貯留層モデルを作成し、定期的坑井特性、複数観測井による圧力・温度の長期モニタリング、トレーサー・テストなどのデータをインプット・データとした地熱貯留層数値シミュレーションに基づいて還元井を計画すべきである。

OECF としても生産井・還元井の掘削に関して、これら技術的な事前調査の重要性を認識し、「北ネグロス地熱発電事業」において 1995 年 12 月に SAPROF を実施し、PNOC-EDC の F/S の補完を行なうとともに、PNOC-EDC に対して最新の熱資源探査技術の移転を図っている。）

(2) 蒸気熱水輸送設備：

局所的に土木工事の不完全な個所が認められた。現地の降雨量を考慮すると土砂崩れの恐れがあり、それに伴い蒸気熱水輸送設備の破壊が引き起こされると、回復工事が大変であるのみならず環境への影響も大きいので、早急に補修工事を実施すべきである。

(3) その他：

発電所構内にツバメが飛来していたが、このツバメが発電所内に作った巣により機械トラブルを招くこともあるので、それを防止する防護柵の設置が必要である。

2.3 事業効果

2.3.1 計画

本事業の効果としては、計画時点では以下が期待されていた。

1. 定性的効果

- (1) 電力供給の安定化：電源の多様化、国産エネルギーの利用(および原油輸入の節約)、電力系統の向上
- (2) 産業振興と民生の向上

2. 定量的効果

- (1) 財務的内部収益率（FIRR）：11.1%

2.3.2 実績

1. 定性的効果

(1) - a) 電力供給の安定化

表 2-5 および表 2-6 に示すように、パリンピノン地熱発電所（ ）の完成により 80MW の電力が新たにピサヤス地域に供給され、電源の多様化および電力系統の向上が図られた。

[表 2-5] 設備容量推移実績

ピサヤス	1987		1994		1995	
	MW	構成(%)	MW	MW	構成(%)	
水力発電	2	0.3	7	7	0.8	
地熱発電	234	38.9	268	308	33.2	
火力発電 - 石炭	105	17.5	160	160	17.3	
火力発電 ^{注)} - 石油	260	43.3	427	452	48.8	
その他	0	0.0				
合計	601	100.0	862	927	100.0	

注) ディーゼル発電を含む

(出所：1995年度 NPC 年報)

[表 2-6] 消費電力推移実績

ピサヤス	1987		1994		1995	
	GWh	構成(%)	GWh	GWh	構成(%)	
水力発電	9	0.5	9	10	0.3	
地熱発電	806	47.6	1,464	1,782	52.7	
火力発電 - 石炭	78	4.6	523	591	17.5	
- 石油	800	47.3	1,032	997	29.5	
合計	1,693	100.0	3,028	3,380	100.0	

(出所：1995年度 NPC 年報)

1) - b) 原油輸入量の節減

地熱という国産エネルギーの利用により、このパリンピノン地熱発電所（ ）と同等の発電量を得るための火力発電（ビサヤス地域のディーゼル発電）に比べ、1994年度で2.24百万US\$、1995年度で10.30百万US\$、1996年度で16.60百万US\$の原油輸入の節減が図られた。

[表 2-7] 原油輸入節約額

年度	実績消費電力量(Gwh) A	代替燃料消費量 (liter/kwh) B	燃料単価 (US\$/liter) C	節約額(百万US\$) D=A × B × C
1994	63	0.255 ^{注1)}	0.1393 ^{注2)}	2.24
1995	290	0.255	0.1393	10.30
1996	467	0.255	0.1393	16.60

注1) 代替燃料消費量については、同ビサヤス地域のディーゼル発電の燃料消費実績であり、南ネグロス地熱発電の事後評価報告書より抜粋

注2) 95年度のフィリピン原油輸入単価であり、同国の96年度Year Bookより入手

(2) 産業振興と民生の向上

本事業による電力供給の増加はビサヤス地方の全体の電力供給の10%程度であり、産業の振興と民生の向上に与えた如実な効果を測定することは難しい。しかし、対象地域であるビサヤス地方のGDPの増加状況を見ると、表2-8に示す様にGDPの一定の増加が見られる。したがって、本事業による電力供給の増加により、産業振興に少なくとも一定の貢献があったことが推測できる。また、図2-4からわかる様にビサヤス地方では電力の半分近くが住民の生活のために消費されており、かつ表2-9からわかる様に住民の電化も着実に進んでいる。したがって、民生の向上についても一定の貢献があったことがわかる。

[表 2-8] 地域別実質 GDP の推移 (単位：百万ペソ)

	1987	1994	1995
西ビサヤス地域	44,858	57,058	58,227
中央ビサヤス地域	39,662	49,663	52,680
東ビサヤス地域	16,175	18,387	19,374
	100,695	125,108	130,281
フィリピン全体	616,926	766,451	803,450
ビサヤス増加率		3%	4%
フィリピン全体増加率		4%	5%

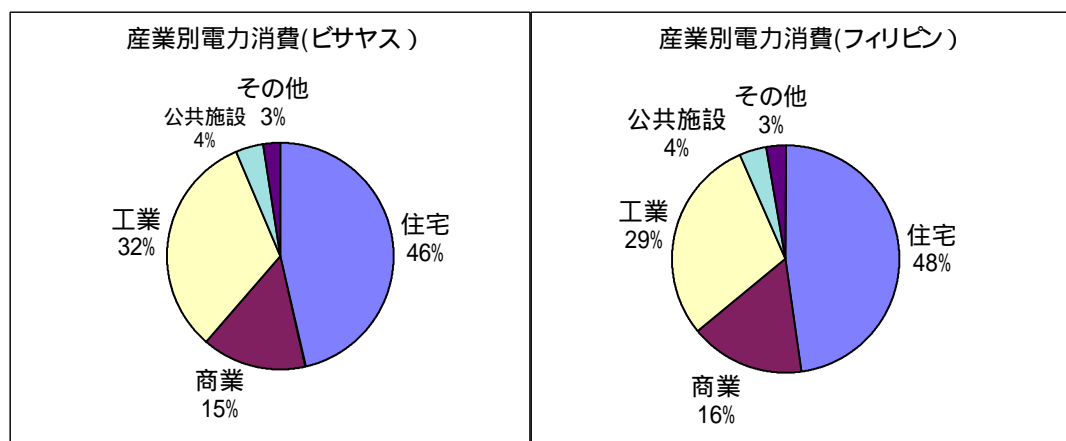
1982年の物価水準を基準とする。

[表 2-9] 地域別電化(配電会社経由)の推移

	1993	1994	1995	1996	(戸数)
西ピサヤス地域	342,353	365,181	389,894	409,559	
中央ピサヤス地域	240,496	259,150	277,808	294,313	
東ピサヤス地域	208,250	222,143	239,676	256,756	
	791,099	846,474	907,378	960,628	
潜在的需要 電化率			1,969,000 46%	1,993,000 48%	
フィリピン全体 潜在的需要 電化率	6,500,876	6,926,035	7,390,267 10,717,000 69%		

(出所：NEA 1993-1995 地方電化率年報)

[図 2-4]



(出所：NEA 1993-1995 地方電化率年報)

2. 定量的効果

財務的内部収益率 (FIRR)

財務的内部収益率は、審査当時 11.1%と見込んでおり、当時(1987年)の売電単価実績および蒸気仕入れ単価実績を用いて、NPCにおける収益率を求めることにより試算していた。しかし、プロジェクト全体の収益性を考えるには、発電プラント建設を行なったNPCのみならず、蒸気井建設を行なったPNOC-EDCを含めた形で捉える必要がある。今回の試算では、その点を考慮するとともに、蒸気井建設費用について、既に掘削の行なわれていた14本の井戸についても計算に盛り込んだ。また、パリンピノン地熱発電所()の生産井・還元井の減衰率の状況を加味し、パリンピノン地熱発電所()において将来、生じるであろう追加井戸の掘削費用についても計算過程に入れることとした。これらの前提に基づき、改めて算定した財務的内部収益率は、NPC、PNOC-EDC全体で10.02%である。

3. その他の効果

雇用の創出

本事業を通して、同地域の雇用創出が図られ蒸気井開発事業だけでも、最大で 5,000 人の雇用が事業実施期間中、創出されたと報告されている。

2.4 今後の課題

2.4.1 電化率

2.3 事業効果で述べたように、本事業を通して当該ビサヤス地域での電力供給は増加し、電化率の向上も見られたが、表 2-9 に示されるとおり、フィリピン全体に比べれば、未だ当地域の電化率（配電会社を經由して供給されているものに限定して算出）は低い（フィリピン全体で 95 年度 69% に対しビサヤス地域 96 年度で 48%）。

また、現地（南ネグロス島 パリンピノン 地熱発電所近郊）の住民にインタビューを行ったところ、年々改善されてきているとはいえ、電気使用のピーク時（午後 6 時から 10 時）には、低電圧のためテレビが見られなくなる等の不都合が恒常的に発生しているとのことであった。

したがって、電力供給の一層の増加による電化率の向上は、当該ビサヤス地域にとって引き続き改善すべき課題といえよう。

2.4.2 電気料金

2.3 事業効果で述べた様に、本事業における財務的内部収益率（FIRR）は高いものとなっているが、その分析は NPC が配電業者へ電力を販売するまでの分析となっている。ここで、NPC から配電業者への販売単価は 96 年 12 月現在で 8.8～12.4 円/kwh（2.0～2.8 ペソ/kwh）となっている。しかし、末端の消費者に販売される単価は、この単価に更に配電会社のコストおよび利益が加算され、NPC によれば、ビサヤス地方の末端の消費者に販売される単価は地域により異なるが約 18 円/kwh（5 ペソ/kwh）であり、送電コストの高いレイテの一部地域では 25 円/kwh（7 ペソ/kwh）にもなるとのことであった。

フィリピン国民の平均年間所得額と比べると、これはかなり高い金額であり、また地方ほど高くなっている。このため、貧困層の住民にとっては、住宅が電化されたとしても、その便益を享受するには限界があるといえよう。事実、同じく現地（南ネグロス島 パリンピノン地熱発電所（ ）近郊）の住民にインタビューを行った結果、月間の電気使用量を、公的補助の範囲内の最少限に止めているとした人が何人かみられた。

こういった問題も、引き続きフィリピンにおける電力セクターの課題と言えよう。

これらの問題の解決のため、現在、フィリピン政府は、NPC の民営化を含めた電力セクターの改革を考えている。この内容については、別添の研究レポートにおいて述べることとする。

研究レポート

フィリピンにおける公企業の財務的特徴

～中込 昭弘～

フィリピンにおける公企業の財務的特徴

1. 本レポートの構成

本レポート¹では、フィリピンにおける公企業の財務情報をアニュアルレポートに基づいて収集し、その特色を探ることとする。ここで各国の公企業の特色をみる前に、そもそも公企業は、私企業に比べ、どのような特色を共通して持っているのかを明らかにする。また、フィリピンの公企業の財務状況と比較する上で、日本の公企業の特色をみってみる。さらに、現在、フィリピンの公企業のうち大きなウェイトを占める NPC (National Power Corporation) が民営化の方向に動いていることから、その経過を述べ、公企業の財務状況の特色との関連性を考察してみる。

2. 公企業とは

2.1 公企業の特色

公企業とは、政府の一部局ないし特別立法により設置された法人 / 機関で、かつ独立採算を指向するものであり、それは公共性と企業性をあわせもつ。公企業を経営形態の観点から分類すれば、政府の直接経営か間接経営か、資本の公有か私有か、中央政府の経営か地方政府の経営か、といった分類ができる。公企業は企業の一形態であることから利潤の追求を行なうが、それは公共の利益の最大化が図られた上での適正利潤を意味する。したがって、そこにおける財務諸表は、営利法人の財務会計の指針となる企業会計原則を基盤とするものの、その一方で、次に示す様な公企業独特の特徴的な面を反映した財務数値及び開示となる。

まず、総括原価補償主義があげられる。これは企業の独立採算性の観点から、発生する費用はすべて収入で賄うという意味であり、そこにおける原価・料金は収支均衡点をもとに決められるということである。しかし、この原則が通るのは有償であって発生した費用を償うだけの収益が生じている場合であり、発生する費用に対し収益不足分が生じる場合は料金を上げるか、効率アップにより原価を下げる必要がある。そして、いずれも困難な場合に政府からの補助金が支給される。しかし、ある公企業について補助金でカバーされることが前提化されると、往々にして企業の原価削減や供給サービスの質の向上への努力を損なうケースとなって表れてくる。これは、ある時には、原価の構成における人件費の増大、余剰在庫や余剰設備の増大、内部管理の悪さによる設備の劣化による資産の評価損の発生等として財務諸表に表れる。

次に、資本の調達方法については、公企業の場合、資本金は政府から拠出されるが、それ以上の資金は、独立採算の前提から自己調達されることが望まれる。借入金の調達も、政府以外からなされることが安易に政府に頼らないという観点から必要である。政府からの借入を減らし市場金利に近い金利での民間借入を増やすことは、借入金利息を増加させ、当該公企業の利益を圧迫する要因となる。しかし、これは当該公企業の自立性を促し、また、政府からの不

¹ 本稿は、1997年2月のパリンピノン地熱発電所建設事業の事後評価の現地調査にあわせてデータ・情報を収集し、検討・分析を行なったものである。したがって、文中のデータなどは、その時点で入手可能な最新のものをを用いてある。しかしながら、その後の状況の変化については、必ずしもそれらを反映してはいない点を、予めお断りしておきたい。また意見に関する部分は、調査担当者の見解であって、海外経済協力基金の公式見解によるものでないことをお断りしておく。

要な干渉を回避する上で重要であり、政府としても国の財政面における負担を少なくする上で必要である。

さらに、公企業に利益が生じ剰余金が存在する場合に、国庫納付金あるいは税金として国が一定額の資金を吸い上げるか、独立採算性を重んじその目的の範囲内で公企業に処分を認めるかという点も、重要な要素である。企業努力によって稼得した利益が強制的に国庫納付金として吸い上げられ、事業展開に必要な再投資資金が蓄積されないことになれば、企業の活力は低下することになる。逆に税金について過度の優遇措置は、時として私企業に対する自由競争原理という点から不公平をもたらすことになる。したがって、財務諸表上で公企業の稼得した利益について、それがどのように処分されているかをみることは国の政策または姿勢を知る上で重要である。

2.2 日本の公企業

日本においては、昭和 57・58 年の臨時行政調査会の答申をうけ、事業再建、完全独占の弊害防止及び高度情報化社会への対応、諸外国からの市場開放の要求といった要請から三公社（国鉄・電電・専売）の株式会社化を行なった。この結果、国鉄については、6 旅客鉄道株式会社および日本貨物鉄道株式会社（JR）が設立されたが、旧国鉄の赤字部分は日本国有鉄道清算事業団が引き継いでいる。電電・専売については、それぞれ、日本電信電話株式会社（NTT）・日本たばこ産業株式会社（JT）として民営化されたが、平成 8 年 3 月 31 日現在、政府はまだこれら企業の株式の 65%、80%を保有している。日本国有鉄道清算事業団の他、日本電信電話株式会社（NTT）・日本たばこ産業株式会社（JT）を含め平成 8 年 3 月 31 日現在、政府出資法人は公庫 9 社、銀行・金庫 4 社、公団 13 社、事業団等 64 社、特殊会社 4 社の計 94 社であり、これが本レポートで言う公企業に当たる（株式の持株割合上、マジョリティを握っていない預金保険機構等 5 社については、本来除くべきであるが、総額に対する金額的影響は小さいため含めている。また、本レポートでは地方政府出資法人は分析対象から除いている）。これら 94 社の総資本金 29 兆 5 千億円のうち、政府出資額は 28 兆 3 千億円となっている。また、債券を含めた長期借入金の総額は 282 兆円であるが、このうち、財政投融資からの借入金は 244 兆 5 千億円あまりであり、およそ 87%を国からの借金に頼っていることになる。これら法人のうち、平成 8 年 3 月 31 日現在の損益計算書上の損益見込みで損失を計上している法人は 16 社であり、大きな損失を計上している公企業としては、日本国有鉄道清算事業団や本州四国連絡橋公団及び関西国際空港株式会社等がある。しかし、日本国有鉄道清算事業団は別として本州四国連絡橋公団及び関西国際空港株式会社は政府からの補助金収入のない、その意味からすれば企業としての独立採算性を保持した結果の当期損失の計上である。一方当期利益を計上している公企業であっても、一般会計からの受入・政府補給金収入・補助金収入等の名目で国庫から収入の補填を受けているものが、ほとんどであり、日本電信電話株式会社（NTT）・日本たばこ産業株式会社（JT）・日本開発銀行・日本輸出入銀行・商工組合中央金庫・電源開発株式会社を除くと、国庫からの補填なしでは当期損失となる企業である。このことから、日本の公企業は、ほとんどが企業として自立していないことがわかる。

2.3 フィリピンの公企業

1995年12月期のフィリピンの公企業（GOCC：Government-Owned or -Controlled Corporation）は、主な公企業14社²と、政府が直接出資している10社³、及び政府出資ではないが、政府の規制下におかれているその他34社の合計58社からなっている。その資本金額は3,408億ペソであり、内訳はの14社で2,424億ペソ、の10社で668億ペソ、の34社で313億ペソとなっており、及びの合計で90%以上をしめている。58社は長期借入金として総額3,026億ペソを借入れているが、そのうち70%である2,121億ペソを海外から調達しており、そのほとんどが国際援助機関からの借入である。したがって、フィリピンの公企業では国際援助機関からの借入が、日本の公企業で言う財政投融资の役目をなしていることがわかる。

損益計算書を見ると、1995年12月期で58社中16社が当期損失となっており、そのうち8社が農業部門の公企業である。しかし、当期利益となっている公企業でも政府からの補助金に頼っている企業が多く、1995年12月期でのこれら公企業に対する補助金合計は60億ペソ強となっている。この補助金を受けなかったとすると、当期利益から当期損失に変わっていた企業が、10社存在する。

フィリピンの公企業の国際援助機関からの借入が、基本的にフィリピン政府の保証のもとでなされていることを考えると、民間企業に比べ、フィリピンの公企業は政府の手厚い保護をうけていることがわかる。

² 以下に示すのがフィリピンの主な公企業14社（14 Major Corporations）である。

NFA : National Food Authority
NIA : National Irrigation Administration
NEA : National Electrification Administration
NPC : National Power Corporation
PNOC : Philippine National Oil Company
LUWA : Local Water Utilities Administration
MWSS : Metropolitan Waterworks and Sewerage System
EPZA : Export Processing Zone Authority
NDC : National Development Company
LRTA : Light Rail Transit Authority
PNR : Philippine National Railways
PPA : Philippine Ports Authority
NHA : National Housing Authority
MMTC : Metro Manila Transit Corporation

³ フィリピン政府出資10社（主な14社以外）

Land Bank of the Philippines
Small Business Guarantee and Finance Corporation
Development Bank of the Philippines
Development Bank of the Philippines- Industrial Guarantee Loan Fund
Home Development Mutual Fund
Philippine Crop Insurance Corporation
Philippine Deposit Insurance Corporation
Philippine Export and Foreign Loan Guarantee Corporation
Home Insurance and Guaranty Corporation
National Home Mortgage Finance Corporation

3. フィリピンの公企業の会計基準等について

3.1 会計基準

財務諸表作成の際の基準となる会計基準について、その特徴的部分について比較分析を行なう。

[表 3-1] フィリピンの主な公企業の会計基準の比較

会計基準	NPC	LRTA 注1)	PPA 注1)	MIAA 注1)	NIA 注1)	LWUA 注1)	日本公企業	国際会計基準
発生主義会計								
固定資産の再評価						-	x	
適格資産取得借入費用の資産計上			-	-	-	-	(一部)	
税効果会計		-	-	-	-	-	x	
BOT のキャピタルリース会計		-	-	-	-	-		
前期利益剰余金の調整		-	-	-	-		x	
為替換算		(一部 x)	-	-	-		(短期債権債務のみ)	-

:採用 x :不採用 - :該当なしまたは不明

公企業の会計基準は、期間損益を適正に利害関係者に開示する目的から、私企業の会計基準と同様、費用収益の認識については実際の現金の授受の時点ではなく、その発生した時点で行なう発生主義会計が原則となっている。インフラ整備が主で大型の設備を長期保有する場合には、特別の会計処理が必要となってくるが、フィリピンの公企業の会計基準をみると、この点、日本の公企業の会計基準に比べ、より実態に即した基準を採用している。その採用した基準は、国際会計基準においても認められているものである。以下にフィリピン公企業の特徴的な会計基準について述べる。

3.1.1 固定資産の再評価

電力・鉄道・空港等にかかわるフィリピンの公企業においては、数年に一度、外部鑑定人により固定資産の時価による再評価を行なっており、その評価益については資本の部に別建て計上されている。取得原価主義を前提とする日本の会計基準では、評価益の計上につながる資産の再評価は制度上認められておらず、公企業でも採用していない。評価益の計上は資金的裏付けのない資産及び利益の計上となるため、取得原価主義の立場からは否定される。しかし、インフレーションが激しい状況の下で大型の設備を帳簿上、取得時の価額で長期に保有すれば、以下の様に将来の設備の買い替え時において必要な資金が蓄積されていないおそれが生じる。

固定資産は、減価償却という会計上の手続きをとおして費用化がおこなわれるが、これは、利益として処分され外部に流出される資金を圧縮する（自己金融）作用がある。ここでインフレーション経済下においては、将来再調達されるべき固定資産の価格は高騰しつづけるが、取

得原価額をベースに減価償却を行なうとその取得原価額以下の費用の累計額しか計上されず、その金額の資金しか内部に留保されない。これは、将来の設備の買い替え時において、高騰した物価部分に対応した資金が内部に留保されない結果をもたらす。したがって、インフレーション下の途上国のインフラ事業を行なう公企業にとって、固定資産について定期的に再評価を行なう方法は、会計処理として妥当なものといえる。

3.1.2 適格資産取得借入費用の資産計上

これは、固定資産の取得・建設または製造のために調達した借入金の借入費用を当該資産の取得原価に含めるといふものである。この方法が会計上妥当なものとして認められるのは、固定資産の取得・建設または製造のために長期を要するもの（適格資産）であり、公企業で取得する固定資産が普通これに対応する。この会計処理の根拠は費用収益対応原則（稼得した収益とそのため費消した費用について厳密に期間対応させる）である。この会計基準については、日本の公企業でも一部採用している。この処理は会計理論上、望ましい処理であるが、反面、固定資産の建設中の借入費用をその資産の完工時まで、棚上げすることになるため、見かけ上当期の損益を良くする結果となる。

3.1.3 為替換算方法

外貨建の債権債務の為替換算方法は、基本的に決算日のレートで換算し直す決算日レート法を採用し、これによる為替換算差損益を損益計算書に計上している。海外借入の多いフィリピンの公企業においては、外貨建債務の為替換算差損益が収益に大きな影響を与える。NPC の場合には 1995 年 12 月期の為替換算差損は、22 億ペソであり、その期の当期利益 39 億ペソの 50% 以上を占めている。しかし、公企業によっては、こうした損益処理の方法をとっていない。例えば、LRTA では、特定のプロジェクト（Metro Rail Transit System）については、直接、損益計算書上に損益として落とさず、資産に計上しているケースもあった。このため、公企業の財務分析にあたっては、外貨建債権債務の換算方法及び損益計算書上への損益の反映の方法を確認するとともに、期末現在どれくらいの為替リスクを抱えているか見積もることが必要である。

3.1.4 支払利息

資金調達先を海外からの借入に依拠するフィリピンの公企業では、支払利息の計上額が損益計算書に与える影響も大きい。NPC の場合を例にとると 1995 年 12 月期の支払利息は、73 億ペソでありこれは、その期の当期利益 39 億ペソの 2 倍近い金額となっている。

以上、フィリピンの公企業の会計基準を見ると、その会計基準は私企業のものと同じで、また、日本の公企業の会計基準と比べると国際会計基準に近い処理を行なっている。これらフィリピンと日本の公企業における会計基準の違いは、公企業に限ったことではなく、歴史的背景として米国の支配下にあったことが影響しているとみられる。会計基準も米国の影響を強く受け、結果的に欧米型の国際会計基準に近いものとなったといえよう。

3.2 税金

政府にとって、公企業から税金（特に法人税）を徴収するかどうかは、国有資産の増減という面からすれば何ら相違はない。したがって、日本の公企業の場合、法人税の納税義務はない。フィリピンの公企業の場合も、一律納税義務がないわけではないが、結果的に法人税が徴収されているのは数社であり、反対に多額の利益が計上されているのに税金が支払われていない企業として、NPC、PNOC、MWSS、PPA、DBP-Industrial Guarantee Loan Fund等がある。

例えば、NPCの場合は当期39億ペソの利益が計上されているが、法人税は納められていない。この法人税の免除は1985年より行なわれており、背景としては、新規電力インフラ整備のための資金需要が大きかったことから、稼得した利益はすべて内部に留保したものと思われる。資金需要の増大は、後述するNPCの民営化の一つの要因となっている。また、NPCでは法人税のみならず物品税のうち、火力発電の燃料となる石油購入に関わる物品税についても免税となっていた。石油購入に関わる物品税の免除は、後述する石油価格安定化基金（Oil Price Stabilization Fund）との関連で政策的に行なわれていたものと思われる。しかし、この石油価格安定化基金はフィリピン政府財政にとって重荷となっており、産業界の規制緩和・経済自由化政策のもと96年3月に成立した石油産業自由化法案に基づき廃止されることとなった。

3.3 監査報告書上の限定意見内容

[表3-2] フィリピン公企業の監査報告書限定意見内容の例

NPC	PPA	LWUA
キャピタルリースの計算基礎資料の不備	損失の計上もれ	貸付金の回収可能性
棚卸資産の帳簿残高と実際有高との不一致	棚卸資産の帳簿残高と実際有高との不一致	棚卸資産の帳簿残高と実際有高との不一致
	固定資産の帳簿残高と実際有高との不一致	固定資産の帳簿残高と実際有高との不一致
		繰延資産の実在性

企業が開示した財務諸表には第三者による監査が行なわれ、その監査結果が監査報告書として当該財務諸表を利用するものに報告されるが、フィリピンの公企業3社の監査報告書を見ると上記のような限定意見が付されていることがわかった。限定意見とは、監査を行なった結果、問題点が発見されたが、財務諸表全体を否定する（適正でない）という程の重大な問題点ではないため、その問題点を述べた上で財務諸表の適正性について限定して意見を言うものである。確かに、限定意見として述べられている内容は、財務諸表全体の信憑性にかかわるまでの問題点ではないが、その財務諸表を利用するものにとって、必ず情報として把握しておかなければならない問題点を述べている。

ここで、表に上げた限定意見内容のうち、共通して言えることは、棚卸資産、固定資産についてその管理内容に問題があり、帳簿有高と実際有高との間に大きな不一致が存在するということである。資産の管理は、私企業の場合であれば、会社の業績に直ちに影響を与える問題点のため、企業の内部コントロールとして重点がおかれており、通常、このような帳簿有高と実

際有高との間の不一致は原因が究明され適切に調整されている項目である。資機材調達に関わる援助や、固定資産のリハビリテーションに関わる援助を行なう場合には、相手実施機関に対して資産管理の体制を確認することが必要である。また、資産管理の状況については実施機関からのヒアリングの他に、その実態をつかむため、実際に実施機関が棚卸しを行なったレポートを求めることが必要である。そして、援助を行なう際には、実施機関の体制を後押しするためにも、資産の管理の徹底を OECF による円借款供与時の一つのコンデショナリーとする等の方策を講じることも検討に値すると思われる。

資産管理に関わる問題点の他に、いくつか問題点が上げられているが、いずれも財務諸表の数値の基となる会計データについての正確性に関わる内容である。いくら採用している会計基準が妥当なものであっても、そのもととなる会計データが信頼できない場合には、そこにおける財務諸表は信頼性のないものになってしまう。フィリピンの公企業の財務諸表を利用する際には、監査報告書を査閲して、そこにどんな問題点が内在しているか確認する必要がある。

4. 事例研究 - NPC の民営化

フィリピンでは現在（1997年3月）、NPCの民営化^{注3）}を考えている。この民営化の方向について今回、NPCより入手した資料によれば以下のとおりである。

4.1 民営化の背景及び目的

- 1) 電化率のより一層の向上を図るため。
- 2) 電力の安定供給に資するため。
- 3) IPP（独立系電力会社）との競争のためには、政府規制を撤廃する必要があるため。
- 4) 今後10年間において、インフラ整備に年間14億ドルの資金が必要とされるが、その全てをNPCまたは政府が調達することはできないため。
- 5) 電気料金設定の適正化及び透明化を図るため。
- 6) 社会的にも環境的にも満足するエネルギー資源開発とインフラの確立を行なうため。

4.2 電力セクターの現状と問題点

1) 現状

発電はNPCのみでなく独立系の発電会社においても行なわれている。配電については、MERALCOを始め、いくつかの配電会社・給電組合により行なわれるようになっている。しかし、送電については、依然NPCの独占状態となっている。

2) 問題点

アジア諸国との比較において、フィリピンの民間電気料金は相対的に高い。（表4-1参照）

[表4-1] アジア諸国の主な電気料金 (1KWH 当たり)

国名	フィリピン	日本	中国	韓国	インドネシア	タイ	マレーシア
対象年度	96年度	94	93	95	93	92	96
電気料金 (現地通貨)	2.0~2.8ペソ		0.20702元	71.66ウォン	152.0ルピア	0.97(PEA), 1.47(MEA))パーツ	21.7マレーシア セント
(円換算額)	8.8~12.4円	25円	4.0円	9.5円	8.05円	4.85(PEA), 7.35(MEA))円	9.95円
備考	NPCから配電会社への販売単価であり、実際の消費者への販売単価は、これに配電会社の利益費用が加算される。		家庭用販売単価	総合販売単価	総合販売単価	タイ電力公社(EGAT)から首都圏配電公社(MEA)と地方配電公社(PEA)にそれぞれ卸している料金単価	総合平均単価

原価を反映した電気料金の設定になっていない。つまり、政府からの補助金、経営効率のアップにより削減されるであろうコストが反映されていない。

長期的な電力供給のインフラ整備には多大な財務的サポートを必要とする。しかし、そのための予算は不足気味であり、また政府はインフラ建設事業に対する保証により、一定の財務リスクを負っている。

4.3 改革案

1) NPC の民営化

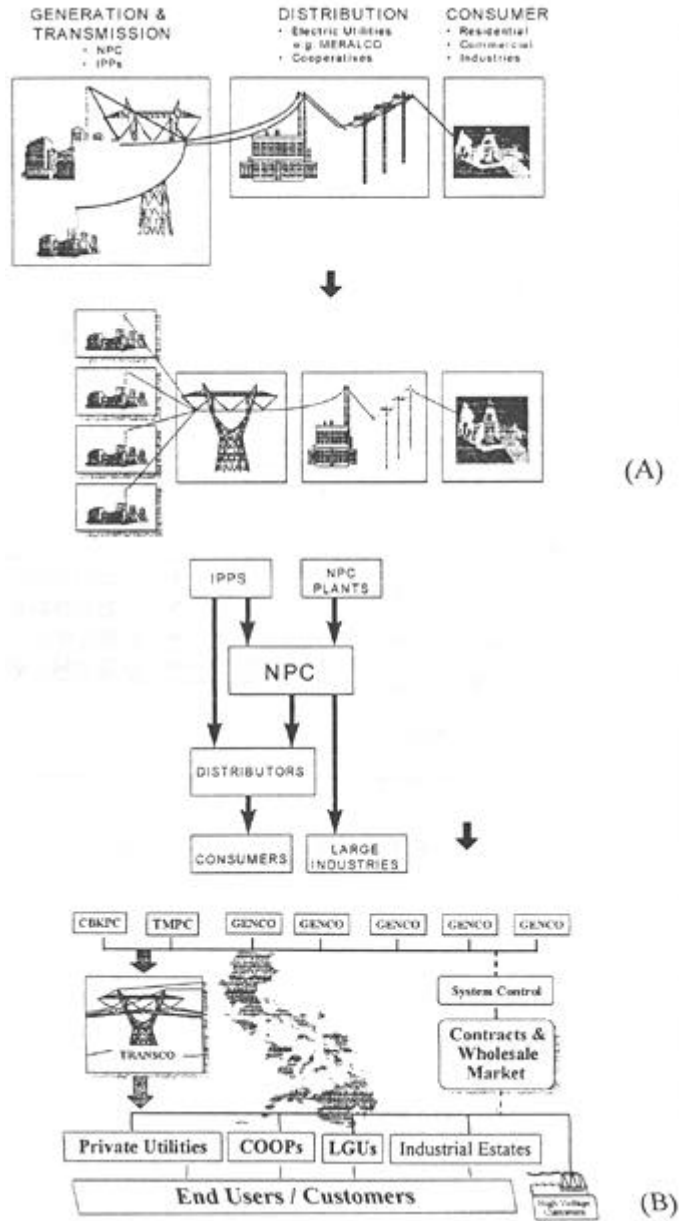
発電と送電を別会社にする考え方に基づき、現在、双方の業務を行なっている NPC を解体し、送電について国有企業として残す以外、いくつかの民営の発電会社とサービス会社に改組する。

2) 新しい電力売買の仕組みの構築

一連のリストラの目的は、発電会社から供給される総電力を配電会社及び大口顧客が自由に購入できる仕組みを作ることである。その仕組みを構築するため電力の売買方法について、管理を行なう機関の設置を予定しており、その時の取引方法・行政規則・料金設定について現在検討している。

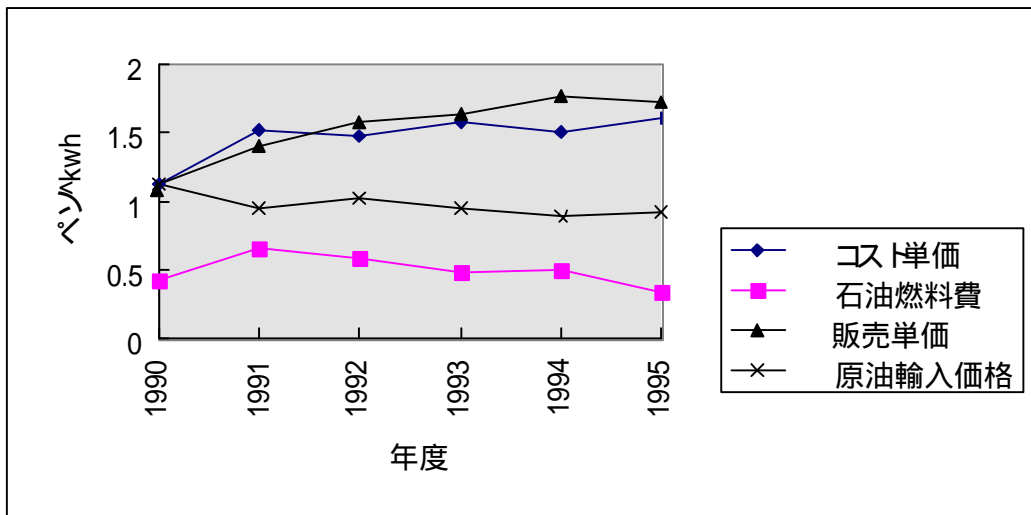
上図(A)が NPC 民営化の概念図であり、下図(B)が実際の民営化のスキームである。

[図 4-1] NPC 民営化案



4.4 NPC の財務状況

1995年12月期のNPCの財務諸表をみると貸借対照表上、長期海外借入金が985億ペソで、この他、社債や短期負債に含まれる海外借入分を合計すると1,060億ペソの海外に対する負債を抱えている。また、流動比率（流動資産／流動負債）は54%となっており、資金繰りも厳しい状況になっている。これに対し、損益計算書上の当期利益は39億ペソとなっているが、この利益の背景としては、石油価格安定化基金（Oil Price Stabilization Fund）の存在が大きかったものと思われる。石油価格安定化基金とは、国内における原油販売価格を一定に保つために、海外からの原油調達価格と国内における販売価格の間の価格差を調整する基金である。したがって、もしも海外からの原油調達価格が国内における販売価格よりも高い場合は、石油価格安定化基金において差損が生じることになる。そして、その差損は、最終的に政府で負担することになる。ここで、NPCの過去6年間の電力1kwh当たりのコスト単価、コストのうち石油燃料費単価、販売単価、海外からの原油仕入単価の推移をみると下図のようになる。とを比較してみると、6年間一貫しての方が高く、このことから類推するとNPCで利益を計上するため、石油価格安定化基金において、かなりの差損が発生していたと思われる。（ただし、3.2税金で述べたようにこの石油価格安定化基金は現在、廃止方向に動いている。）



[図 4-2] NPC の電力販売価格と原油コストとの関係

NPC 損益計算書 (1995 年 1 月 1 日 ~ 1995 年 12 月 31 日)

(単位：百万ペソ)

営業収益		52,462
営業費用		
原料費・労務費	25,667	
減価償却費	11,062	
一般管理費	1,615	
その他	<u>2,575</u>	<u>40,919</u>
営業利益		11,544
営業外収益		8,229
営業外費用		<u>15,859</u>
当期利益		3,914

NPC 貸借対照表 (1995 年 12 月 31 日)

(単位：百万ペソ)

資産の部		資本および負債の部	
固定資産	213,888	長期負債	
投資その他	58,835	海外借入金等	98,461
短期資産	29,276	社債	15,044
繰延資産	46,155	その他	<u>38,715</u> 152,220
		短期負債	54,181
		繰延収益	35,774
		負債計	242,175
		資本金	25,649
		資本剰余金	2,517
		利益剰余金	3,896
		再評価積立金	73,917
		資本計	105,979
資産計	348,154	資本・負債計	348,154

4.5 今後の課題

以上より、NPC の民営化を含んだ電力業界のリストラにあたっては、リストラ後における新しい電力売買の枠組み作り、民間資本のスムーズな導入等の課題の他に、市場メカニズムによって、決定される価格が NPC の民営化による経営効率向上により、どれだけ政府の補助なしでも低く抑えられるかが重要となってくる。

5. おわりに

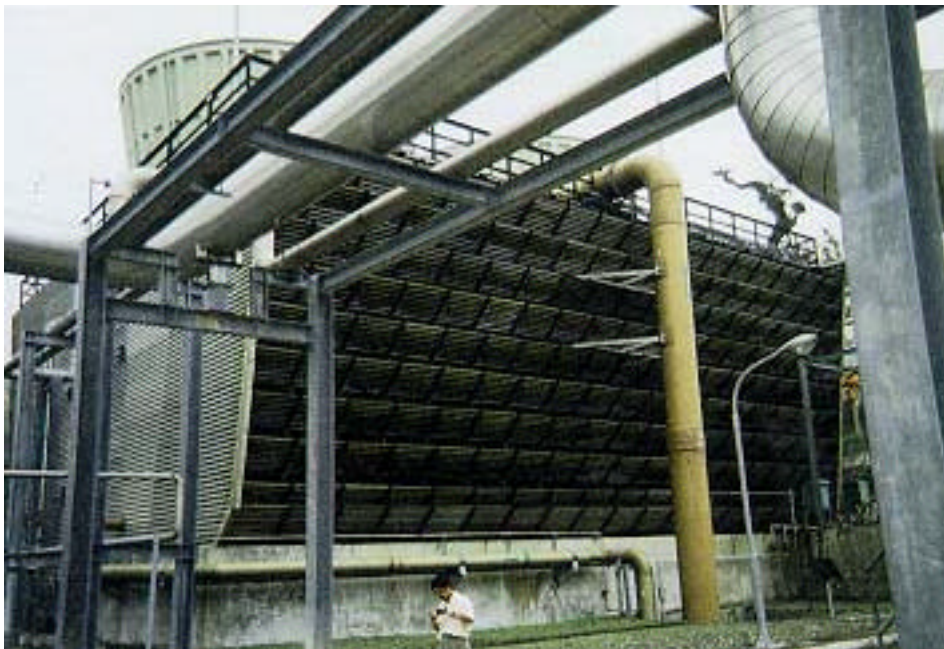
以上の報告を通じ、フィリピンの公企業の財務状況の特色と留意点を挙げると以下の様にまとめられる。

- 1) 公企業の資金の調達先は、海外からの資金調達に負うことが多く。その結果として、損益計算書上に占める為替換算差損益・支払利息の発生額の影響は大きい。特に、経済基盤の未整備な途上国においては、為替は弱含みで推移することが多いため、外貨建債務について多額の為替差損が計上されがちである。したがって、為替変動について財務諸表上どのように処理されており、また為替リスクがどれだけ存在しているか考慮しておくことが必要である。
- 2) 本来、公企業は独立採算性を求められるが、政府の補助金によるサポート、または制度、税金免除を通じたサポートを受けている企業が多く、この点、独立採算性の高い企業とは言えない。したがって、損益計算書上、当期利益が計上されていても、その収益源泉中、補助金がどれだけ占めているかに注意し、その補助金を除いた上で営業利益及び当期利益を見る必要がある。特に法人税が免除されている様な場合には、たとえ当期利益が計上されていても、実際にはその約半分が本来の利益であり、その差は法人税の免除という形で国から補助を受けていると解釈できる。
- 3) 公企業が採用している会計基準は国際会計基準に近いものであり、この点、国際的に資金調達を図るには望ましいものといえる。しかし、基となる会計データの信頼性については注意する必要があり、監査報告書上、どのような特記事項が記載されているか確認しておく必要がある。また、本文の監査報告書限定意見の例より、資産管理については内部統制組織が整備されているとはいえないケースもありうることから、資機材調達に関わる援助や固定資産のリハビリテーションに関わる援助では、資産管理の内部統制組織について特に注意する必要がある。
- 4) 公企業に対する税金の課税方法は、政府による政策が反映されやすいので、利益が出ている場合でも法人税を免税されている場合等においては、その政府の政策方針を知ることが重要である。そして、将来の民営化を含んだリストラを考えている場合には、組織変更後における事業承継の方法についてもできるだけ情報を収集することが必要である。



パリンピノン地熱発電所（II）

左手に見えるのが蒸気管。コンデンサーとあるのは復水器を意味する



パリンピノン地熱発電所（II）

蒸気を水にして地下に還元するための冷却塔。手前はマニラ事務所の丸岡氏