第８章

69kV 送電施設の移管計画について

第8章　69kV送電施設の移管計画について

本章では、まず、ECs の問題点およびオムニバス法案の影響を踏まえて、NPC 所有の69kV送電線をどのような受け入れ組織で移管すべきか、送電線をどのように分割して移管すべきか、また、どのECsに移管すべきかに重点をおき、複数の移管選択案を作成した。

次に、本調査では、これらの移管選択案のうち可能性のない案である送電線を分割して移管する案については検討から除外することとした。さらに、69kV送電線の資産の移管はECsにとってかなりの重荷となること、および、政治レベルでの問題解決が必要なことなどから、移管選択案（オプション）として実現可能性のある案を絞り込んだ。この移管選択案の絞り込みの結果、11ECsは既存の組織を維持しつつ新送電協同組合を設立し、ここに69kV送電線を移管することとした。

そこで、本調査では69kV送電線移管に伴う問題点を解決すべく、最善の方策として、69kV送電線移管のシナリオを作成し、これを関係箇所に提案した。

8.1　69kV送電施設移管選択案（複数案）

8.1.1 現在のECsの問題点

ECsが69kV送電線を受け入れ運営していくためには、まずECsの問題点を整理しておく必要がある。

ECsの電力供給先は、主として民生需要のみで、大きな需要増を望めない需要構造となっており、収益の向上が難しい環境にある。しかしながら、これを打開しようとする経営者の経営努力があまり見受けられないのも事実である。また、ECs所有の配電設備も十分な運用が実施されているとは言えず、大幅な改善の余地を残している。

- ECsの収益力が低い。原因を挙げると、まず事業の活動範囲が限定されていることである。大手企業であるレイテ島の大口ユーザーのPASAR、PHILPHOSは月間32百万kWhを消費し、レイテ地域の64%を占めるが、これはNPCが直接電力を供給している。従って、ECsは小規模のユーザー、家庭用への販売が大半である。そのため、収益の向上は難しい。第2には、電力の仕入れコストが高い事である。これはNPCからの電力購入コストが、全体の約7割と高く、その改善が難しいことと、他の電力会社（IPP又は他のフランチャイズ）から購入することができないためである。第3としてロス率が高い点であり、インタビューによると技術的ロスは7～8%、人的ロスでは10～15%と高い。
- ECs経営者の経営力の向上が求められている。ECsの組織は協同組合ということもあって、収益力の改善に傾注する経営者が少ない。また、多額の資金をNEAから借り入れているが、返済に対する責任感が薄い経営者がいる。政府資金を借りているという意識である。さらに、経営に十分、力を入れていない経営者もいる。地域の代表者

という点で、地域貢献に関心の強い人がECsの代表として選出される場合がある。この点に関しては、今後、事業の経験を持つ人をECsのトップにする事が望ましい。小規模のECsが赤字になる要因としては、顧客が少ない、一方、地域が広範囲にわたり、コスト高となっている事に加えて、電化率を高めるためのコスト負担が大きいことがあげられる。

- ECsの設備の問題点として、69/13.2kV変電所についてはリレー装置および遮断器や十分な電圧調整装置が設置されてなく、設備自体も老朽化している状況である。また、配電線も資金面の制約により十分なメンテナンスが実施されていない状況である。
- ECsの技術力についても、系統解析のノウハウの蓄積や技術基準の活用が十分でないために、設備計画の作成にあたって技術力を十分に活用できていない状況である。

8.1.2 オムニバス法案成立後のECsをとりまく電気事業環境について

ECsが現状の事業形態によって配電事業を継続した場合、一部のECsを除いては経営の向上が期待できないことは明白である。

また、今後も、ECsが現状の事業形態のままで電気事業を営んだ場合、次のような問題の発生も懸念され、ECsの事業環境はさらに悪化する。

- オムニバス法案成立後、ECsは持ち株型組合に移行する可能性が高い。しかしながら、小さなECsにとっては、持ち株型組合への移行に伴う組合費の増額や組合員への株式の割り当てが困難であると予想される。もし、株の発行と払い込みができなければ、CDAへの登録ができず、組合の資格を失うため、事業収入に対する免税特典などを失うことになる。
- NPCでは電気料金の改訂をERBに申請中である。仮に、この申請が認可されると、NPCの電気料金は現在のBundled Power TariffからUnbundled Power Tariffに移行することになる。Unbundled Power Tariffに移行した場合、ECsはNPCからの卸電力料金へのPVDの適用がなくなる。
- オムニバス法案成立後、NPCが民営化された場合、NPCにとっては、事業収益効率を追求することになり、レイテ・サマール島のような資金回収が困難な地域には、NPCが69kV T/Lの設備状態を良好にするための投資を行うことは望めなく、現状よりさらにメンテナンスが悪化することが懸念される。あるいは、NPCは設備投資を行い、ECsへの卸電気料金をあげることにより事業収益を確保する経営方針に転換する可能性がある。
- また、オムニバス法案では、NPCのSub-TransmissionをNPCから切り離して電化協同組合を含めた配電事業者に移管することとしている。将来これらの設備

を第 3 の配電事業者が所有した場合、この配電事業者の運営コストが加算され、結果的に ECs が購入する電力料金が割り高になる可能性がある。

8.1.3 ECs が 69kV 送電線移管を受け入れることの優位性

69kV 送電線の移管を受けることにより、ECs の経営状態が直ちに改善されるものではない。むしろ、当面は経営が苦しくなるが、例えば次に示すような事例が想定され、ECs にとっても事業改善のチャンスである。

- 69kV 送電線を ECs が所有することにより、ECs 独自でメンテナンスを実施し、設備状態を改善することができる。結果的には、停電時間の低減ができ、経営収支の改善が期待できる。
- 69kV 送電線の移管を受けることに伴う費用（資産の償却、金利、メンテナンス費用など）が必要となるが、NPC からの卸電気料金が 69kV 送電費用分 0.1131 ペソ／kWh(1996 年時点)下がり、NPC による卸電気料金の変動を受けにくくなる。
- 現在の民生需要に依存している需要構造の改善が期待できる。例えば、69kV 送電線を所有することにより、大口需要家への直接供給が可能となる。（ただし、現時点では大口需要家の進出は未定）

8.1.4 69kV 送電施設の受け入れ組織について

以上述べたように、ECs は 69kV 送電線の運営に何らかの形で係わることにより、また、意識の改革による事業経営の体質改善を図ることが必要である。

そこで、69kV 送電線の移管選択案の選択肢として、受け入れ組織の形態について次のような分類を行った。

69kV 送電施設の受け入れは、大別すると EC のバランスシート(on balance sheet)内で買い取って行うか、オフバランスシートで行うかである。

オフバランスシートで行うケースとしては、

- 69kV 送電施設を専門に管理運営する新送電協同組合

が考えられる。また、EC のバランスシート内で買い取って行うケースとして、

- 既存の ECs
- 数社の ECs により新しく改組した新配電協同組合

の 2 種類の組織への移管案が考えられる。

8.1.5 69kV 送電施設移管選択案（複数案）の作成

本調査団は、69kV 送電施設移管選択案を表 8-1 のとおり提案した。

第 1 の分類としては、上述したように、オプション 1 は ECs のオフバランスシートの組織で受け入れる選択案であり、オプション 2 と 3 は ECs のバランスシート内で買い取る選択案である。

- ●オプション 1：新送電協同組合を設置し、送電線を買い取り、運用する場合
- ●オプション 2：既存の協同組合が現状の組織で送電線を買い取り、運用する場合
- ●オプション 3：既存の ECs を合併して送電線を所有し、運用する新協同組合を組織する場合

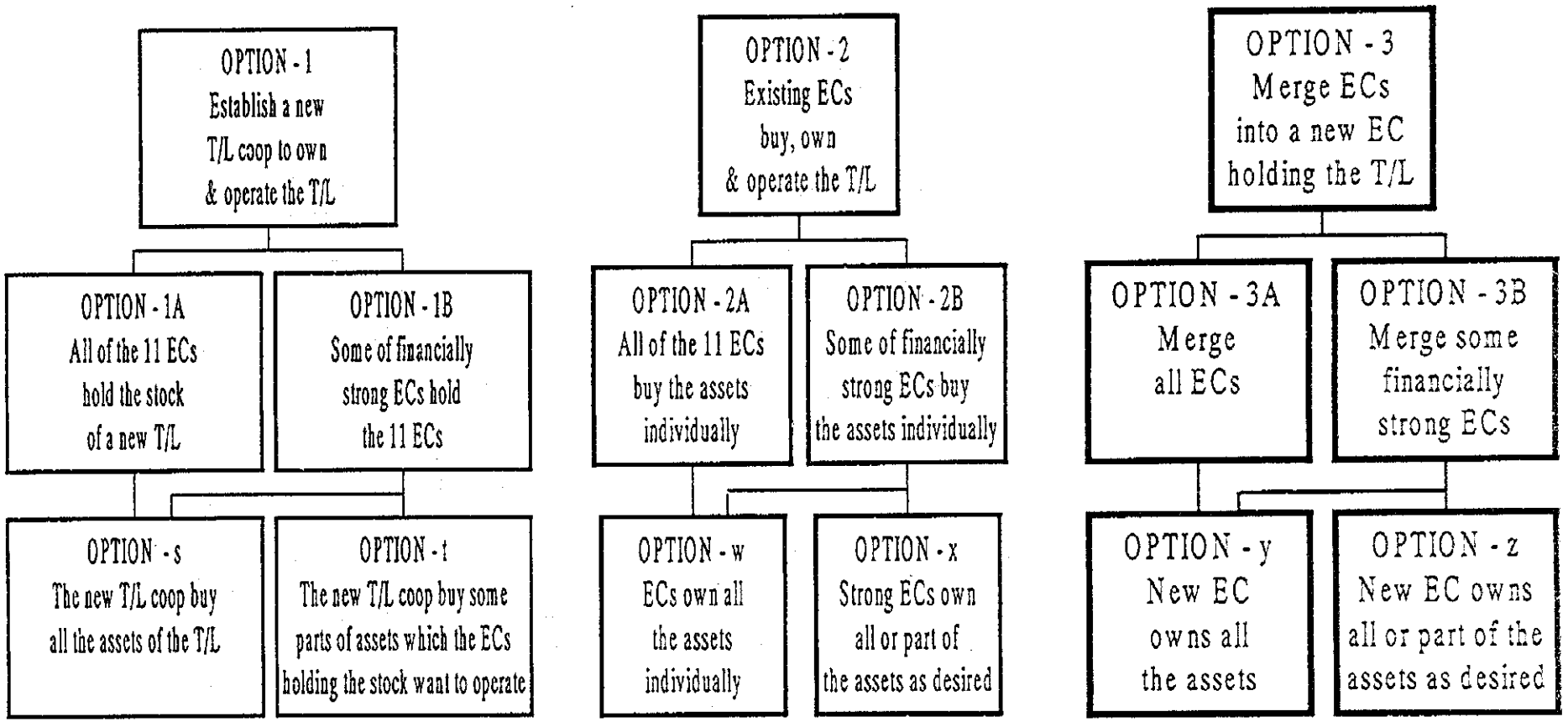
さらに、第 2 の分類として、それぞれのオプションにすべての 11ECs が参加する案、あるいは、財務的に強い ECs のみが参加する案に分類した。

- ●オプション 1A：11ECs すべてが、新送電協同組合に参加するケース
- ●オプション 1B：11ECs の内、財務面で強い ECs が新送電協同組合に参加するケース
- ●オプション 2A：既存の 11ECs すべてが、送電施設を個々に買い取るケース
- ●オプション 2B：11ECs の内、財務面で強い ECs が、送電施設を個々に買い取るケース
- ●オプション 3A：既存の 11ECs すべてが、合併するケース
- ●オプション 3B：11ECs の内、財務面で強い ECs が、合併するケース

次に、第 3 の分類として、移管対象となる 69kV 送電施設の受け入れ範囲が、全体を受け入れるのか、あるいは受け入れを希望する部分のみであるのかに分類した。

- ●オプション s：新送電協同組合は送電施設全てを買い取ること
- ●オプション t：新送電協同組合は送電施設の内、運用を望む部分についてのみ買い取る
- ●オプション w：既存の電化協同組合は送電施設全てを買い取ること、ただし、その送電施設は ECs に分割して移管される。
- ●オプション x：既存の電化協同組合は送電施設の内、望む部分についてのみ買い取る。
- ●オプション y：新協同組合は送電施設全てを買い取る。
- ●オプション z：新協同組合は送電施設の内、望む部分についてのみ買い取る。

Table 8 - 1 Options for the transfer of the 69 kV T/L



8.2 移管選択案の絞り込みと評価

69kV 送電線移管計画を評価するにあたって重要なことは、移管案が現実的なものでなければならないことである。フィリピンの電気事業は、オムニバス法案の成立後、NPC の民営化に合わせて、電力産業の構造改革（自由化）に向かうことになっている。そのため、この移管案は、オムニバス法案の流れのもとで DOE などの関係機関、特に、NPC、NEA および 11ECs に受け入れられるものであり、また、11 の電化協同組合が均等に利益を得る必要がある。

NPC は、移管に対する考え方として、オムニバス法案の成立にかかわらず下位送電線の移管を実施する方向で考えており、移管条件は市場メカニズムに委ねるとしている。また、NEA は、ECs の事業体力の強化を図りたい意向であるが、69kV 送電線移管に伴って現状の電気事業環境が悪化することを望んではいない。

このような各関係機関の移管に対する考え方を踏まえて、移管選択案の評価は、移管計画実行後の事業体の事業が健全であること、無理な財務状況ではないこと、電気事業を円滑に行えること、電力設備を効率的に活用できることが条件となってくる。また、移管案の決定にあたっては、評価をもとにして、NEA および ECs との協議及び現状を踏まえてとりまとめた。

本節では、第 8.1 節において作成した移管選択案（オプション）について、第一に、移管選択案の内容を精査し絞り込みを行う、また、残りの移管選択案について電気事業面、設備・技術面、財務・コスト面および法律面から評価を行う。移管選択案の絞り込みと評価の手順は、以下のように要約される。

移管選択案の絞り込みと評価の手順

① 8.1 節で作成した移管選択案の絞り込みを行う。
② 各分野での評価を実施する。
　a) 電気事業面での評価
　b) 設備・技術面での評価
　c) 財務面・コストでの評価
　d) 法律面での評価
③ ②の評価結果より移管案を決定する。

8.2.1 移管選択案の絞り込み

本調査では、Table 8-1 のとおり、移管案として考えられる案を抽出した。しかしながら、調査対象地域の 69kV 送電線のうち ECs が希望する一部分のみを移管することは、本調査の主旨に反することであるため、移管選択案の評価から除外する。この理由として、例え

ば、財務面で優良なECs、例えばLeyeco IIとVは、レイテ島北部地域の69kV送電線の移管を受けることは財務面では可能である。しかしながら、この移管選択案は優良な経営状態のECsが69kV送電線のいいところ取り、つまり、資金回収が容易な送電線のみの移管を受け入れることとなり、その他の移管されなかった送電線が置き去りとなることが懸念される。言い換えれば、移管されなかった送電線は資金回収が不良な送電線であり、この送電線の下流に位置するECsは不利益を被ることになり、一部のECsのみに利益が集中することになる。また、このような設備移管の考え方、つまり、同一電圧階級の送電線を異なる事業者が運営することは、電力供給責任が不明確になるため、電力設備の運営上好ましくない。

以上について、オプション別で説明すると、強い一部のECsが新送電協同組合を設立して一部の送電線の移管を受けるオプション1B-t、強い一部のECsが一部の送電線の移管を受けるオプション2B-x、強い一部のECsが合併して一部の送電線の移管を受けるオプション3B-zについては、移管選択案の評価から除外する。つまり、移管選択案の絞り込みの結論として、本調査ではレイテ・サマール島の69kV送電線の全設備（区間）を移管するオプションについて評価することとする。

8.2.2 電気事業、設備・技術、財務・コスト、法律の各分野毎の移管選択案に対する評価

69kV送電線の全設備を、新送電協同組合を設立して移管するのか（オプション1）、既存のECsに移管するのか（オプション2）、ECsを合併して移管するのか（オプション3）について電気事業、設備・技術、財務・コスト、法律の各分野毎に評価を行う。また、それぞれのオプションには、財務状況が良いECsが全設備の移管を受け入れる案もあり、これについても財務面から評価する。69kV送電施設移管計画選択案の検討結果をTable 8.2-1に示す。

1)電気事業面からの評価

まず、組織・要員、施設、電気料金及び合理化という事業面から、絞り込まれた移管選択案について評価をする。　組織・要員及び施設については、各オプションについて、必要なのか否か、必要とすればどの位の規模で必要かを概算し評価した。　電気料金については、各オプションでは、NPCの卸電気料金に上乗せ分がどの位になるかを試算し評価した。　合理化については、以上を総合して合理化を考えた場合どうであるかを評価した。

- 組織・要員について（詳細はTable 8.2-1に記載する）

① オプション1Aと1B

新送電協同組合を設立し、その事務所をレイテ島とサマール島にそれぞれ設置し、保守管理することとし、保守技術者をそれぞれ32名づつで合計64名、この他にマネ

ージャー以下6名の事務職員で構成する。全従業員は70名である。これらの要員は新規に募集する。

② オプション2A

既存の11ECsが69kV送電線を受け入れることから、各ECにT/L保守運営部門を新たに組織する。各ECには69kV送電線の受入にともなって保守技術者を8名と事務職員他2名の計10名増員する必要がある。つまり、各ECが10名づつで11ECsで110名の増員となる。これらの要員は新規に募集する。

③ オプション2B

69kV送電施設を買い取る2～3社のECs内にT/L保守運営部門を新たに組織する。そのECsは69kV送電線受入に伴って、69kV送電施設を保守運営する要員約80名（2ECsが買い取る場合、それぞれ4グループの保守技術者と6名の事務職員で38名、2組織の計約80名）を増員する。これらの要員は新規に募集する。

④ オプション3A

合併した新協同組合内にT/L保守運営部門を新たに組織する。8グループの保守運営要員64名と事務職員8名で合計72名が必要となるが、ECsの合併により生じた余剰人員を69kV送電施設の運転保守要員および事務職員に配置転換するため、新たな人員増は生じない。

⑤ オプション3B

合併した新協同組合内にT/L保守運営部門を新たに組織する。8グループの保守運営要員64名と事務職員8名で合計72名が必要となるが、ECsの合併により生じた余剰人員を69kV送電施設の運転保守要員および事務職員を配置転換することとするが、合併に参加するECsが少ない場合、新たに外部からの採用による人員増が発生する可能性はある。

- 事務所等の施設について（詳細は付録 Appendix 8.2-1に記載する）

① オプション1Aと1B

新組織として新送電協同組合を設立するため、新たな事務所設置に、レイテ島とサマール島にそれぞれ、土地1,000m²建屋500m²を要し、約16百万ペソの支出を要する。

② オプション2A

既存の各ECsの事務所を増設して、新たに生じる69kV送電線職員を配置するため、各EC毎に約140m²の建屋を増設するため、11ECs合計で15百万ペソの支出を要する。

③ オプション2B

69kV資産受入参加したECの保守要員約80名を収容するため、レイテ・サマール島にそれぞれ280m²の建屋を増設し、その費用は9百万ペソの支出を要する。

④ オプション3A

配電業務の職員を69kV送電施設の運転保守要員に配置転換することで、土地および建物ともに既存ECsの建物を活用し、新規建設は必要ない。

⑤ オプション3B

オプション3Aと同様の理由により、土地および建物ともに合併に参加するECsの建物を活用し、新規に作らないことが原則である。しかし、合併に参加するECsの数が少ない場合、新たな人員増が発生し建屋増設が必要となる。

- 電気料金面について

① オプション1Aと1B

新送電協同組合による69kV送電線運営コストは、0.25P/kWh(調査団による2001年想定値)であり、この価格はNPCのUnbundled Power Tariffの下位送電線託送料金0.14P/kWh(調査団による2001年想定値)に比べて高くなる。

② オプション2Aと2B(詳細はAppendix 8.2-1に記載する)

Leyeco II、Vがそれぞれ0.05P/kWh、0.17P/kWh(調査団による2001年想定値)と比較的安いが、その他のECsは軒並み上昇(最大でLeyeco IVの0.80P/kWh: 調査団による2001年想定値)し、さらに、各ECs所有の送電線の通過料金が加算される(最大でLeyeco IVの1.37P/kWh: 調査団による2001年想定値)ことになり、電源変電所(138/69kV変電所)から遠方のEC程、電気料金は高くなる。

③ オプション3Aと3B

直接の人員増がないことから、オプション1Aと1Bに比べて人件費分だけ軽減されて69kV運営コストが0.22P/kWh(調査団による2001年想定値)となる。

- 合理化面について(詳細は付録 Appendix 8.2-1に記載する)

① オプション1Aと1B

組織・要員について、70名の要員を必要とし、これに伴い土地や建屋が必要となることからオプション2Aや2Bより合理化できるが、オプション3Aや3Bよりは合理化の点で劣る。オプション2Aに比べ、要員について40名減の合理化ができるが、土地・建物施設の百万ペソ増は合理化できない。

② オプション2Aと2B

組織・要員について、11EC合計で110名の要員を必要とするが、これらの要員は、各ECの建屋増設により対応できる。しかし、他オプションに比べ合理化の面で最も劣る。オプション2Aはオプション1Aに比べ、要員の40名増は合理化できないが、土地・建物施設の百万ペソ減の合理化はできる。また、オプション2Bはオプション1Aに比べ、要員10名増が合理化できないが、土地・建物施設の7百万ペソ減の合理化はできる。

③ オプション3A

ECsの合併により生じた余剰人員72名を、69kV送電施設の運転保守要員および事務職員に配置転換するため、新たな人員増は生じない。また、新規建屋の建設が必要ないので、オプション中最も合理的である。

④ オプション3B

ECsの合併により生じた余剰人員72名を、69kV送電施設の運転保守要員および事務職員に配置転換するため、新たな人員増は生じない。また、新規建屋の建設が必要ない。しかしながら、合併に参加するECsの数によって、新たな人員増が発生する可能性や建屋の増設の可能性があり、合理化面でオプション3Aに劣る。

2) 設備・技術面からの評価（詳細はAppendix 8.2-2に記載する）

設備・技術面からについては、電気事業者としての重要課題である電力供給責任や実際の系統運用での課題等について、各オプションについて評価を実施した。

技術面による評価については、オプション別による技術力評価の優劣差は大きくなく、各ECの技術者の研修などによる新たな訓練が必要であると考える。この理由として、1980年代以前に一部のECsは69kV送電線を所有していたが、10年近く経過していることから、これらのECsにおける69kV送電線に関する技術力は維持されていないと考えられる。

① オプション1Aと1B

69kV送電線を新送電協同組合に一括移管することから、69kV送電線に生じる電力供給責任は新送電協同組合が担うことになる。しかし、電力系統運用では、レイテ・サマール島内に新送電協同組合と11ECsで、計12社が関与することになり、系統運用の指令系統は煩雑になる。この結果、事故時の緊急対応や設備の一環した保守の実施あるいは設備計画の作成が困難になる。

② オプション2A

69kV送電線は既存の11ECsに分割移管されるため、例えば1本の69kV送電線に数社のECsが存在することになり、この結果、電力供給責任の所在が不明確となり、電気の質を安定に保つことができなくなる。また、電力系統運用においても、11ECsが関与することになり複雑になる。

③ オプション2B

69kV送電線は2から3のECsへ移管されることになり、この他のECsへの電力供給責任はこれらの移管を受けたECsが責任を担うことになり、責任の所在がオプション2Aに比べて明確となる。また、系統運用を行う場合は、配電系統のみを所有するこの他のECsも含めた運用であることから、計11ECsが関与することになり、

運用面ではオプション 2A とほぼ同程度である。

④ オプション 3A

新たに合併してできた新協同組合は、69kV 送電線と配電線のすべてを所有することになるため、NPC から受電後の最終需要家までの電力供給責任をすべて負うことになる。また、電力系統運用も NPC とこの協同組合の間で直接実施することができ、配電系統も含めた総合的な運用が行える。つまり、電力設備の立場からは、設備を 1 企業が所有することで、供給責任が明確になり、運用の簡素化も図れるなどの優位性があることから最善の移管案であると考えられる。

⑤ オプション 3B

2 から 3 の ECs が合併してできた新協同組合に 69kV 送電線を移管すると、この新協同組合は残りの ECs への電力供給責任を負うことになる。また、電力系統運用はこの新協同組合と残りの合併しなかった ECs の計 8 から 9 社が関与することになり、オプション 3A に比べてやや劣る。

3)財務、コスト面からの評価

ここでは、新送電運営会社が運営タイプ別に財務･コスト面からどのような差があるか検討する。運営に必要な人員、メンテナンス、設備投資、減価償却費、設備購入コストと資金負担（支払利息）等のコスト、また収入、利益等も評価する。当然、キャッシュフローに関しても検討をした。主要な運営コストを各 11 社の ECs 別に算出し比較した。また 11 社合算による運営の収益、コスト、キャッシュフローの評価も実施した。

新送電運営会社は運営コストを出来るだけ引下げる事を目標とした。即ち、市場価格、外部資金の導入、株式会社組織等の方式を取らなかった。新送電運営会社は協同組合で、配当は実施せず、利益率が 4%と低く設定されている。利益（総コストの 4%）と減価償却費の合計（キャッシュフロー）が 新送電運営企業における借入返済のための原資と見なされている。企業の適正収益率を設定し外部からの出資を含む資金調達が可能な魅力的な利益率を設定しているのではない。送電施設の NPC からの購入価格は各ケース共に同一価格、また利益率も総コストの４％に設定されている。したがって、コスト面で差が出るのは、各社個別に運営する場合の人員が 11 社合計で 110 人に達するのに対し、一方、一社に統合し運営する場合では 70 人と人件費、管理費が削減される点である。さらに 11ECs が 1 EC に統合合併（その可能性は非常に少ないが）した場合、内部の技術者が送電施設を運営するため 追加人員はゼロとした場合、そのためコストが大幅に削減される。コスト全体の 4%を利益と設定したため、コストの比較検討をここでは重視すべきである。

① オプション 1A：このケースは新送電協同組合を設立し全ての資産を買取り、11ECs が出資する場合であり、実現性が最も高い。財務･コスト面では後に述べるオプショ

ン3A（11ECs全てが新ECに合併し資産を買取る）に次いで良い。その理由は各ECが個別に施設を購入する場合に比較し人員は37%減の70人でよく、総コストが低い。当然、管理経費も人件費の0.8%と設定されている為、削減される。送電運営コストが低く抑えられる。 NPC からの託送費(Delivery charge)を差し引いた純コストは2001年でkWh当り0.11ペソ、2010年でマイナス0.07ペソである。2001年のキャッシュフローは20百万ペソ、2010年では32百万ペソに達する。年間の運営コストは103百万に達し、11ECsの合計した利益は2年間赤字となる。

② オプション1B：このケースは新送電協同組合を設立し、財務的に強いECsが出資するケースである。この財務的に強い企業はLeyecoⅡ、LeyecoⅤのみであり、2社で送電施設を買収する事が可能か検討した。まず、出資は可能であるが、2社の収益力では外部から449百万ペソの資金を調達する事は資金負担の面、信用保証の面から困難である。2社の年間の利益は22.1百万ペソと少なく、資金返済を支援する事は難しい。また2社が共同で新送協同組合を運営することは経営能力の面で負担が大きい。

③ オプション2A：これは11 ECsが全て各々の持分に応じて送電施設を買取るケースである。各ECs別に施設運営コスト負担を2001年～2010年まで検討した結果、財務的に強い企業はLeyecoⅡ、LeyecoⅤでは既存の施設を買取り運営することが可能である。例えば、LeyecoⅤでは2001年の送電運営コスト負担増15百万ペソを十分カバーし利益を上げることが出来る。また施設の購入負担も借入が少ないLeyecoⅤでは問題ではない。しかし既存事業で収入に対して、借入が上回っている7社のECsでは、施設を移管して運営する事は財務内容を圧迫し無理である。

④ オプション2B：既存のECで財務的に強いECsが送電施設を全て買取る方式である。財務的に強い企業であるLeyecoⅡ、LeyecoⅤと言ども、2社の収益力では外部から449百万ペソの資金を調達する事は資金負担の面、信用保証の面から困難である。2社の1996年のキャッシュフローは年間32.8百万ペソに過ぎず、施設購入による金利負担には耐えられない。また他のECsでは自社の送電施設を引継ぐ事が困難なため、他社の分を負担する事は出来ない。

⑤ オプション3A：11社のECsが1社の統合合併し、新送電施設の資産を全てNPCから買取った場合は、最も経営の合理化効果が表れる。新送電施設協同組合を設立した場合に比較して、人員は70人削減させるからである。合併統合での余剰技術者で新送電部門の運営が可能である事が理由である。しかし、11社のECsが1社の統合合併する事は当面、政治的な観点から不可能であろう。

⑥ オプション3B：このオプション3Bは財務的に強いECsが合併し送電施設の資産を全て買取るケースである。財務的に強い企業であるLeyecoⅡ、LeyecoⅤが合併した場合でも、2社の収益力では外部から449百万ペソの資金を調達する事は資金負担の面、信用保証の面から困難である。

なお、評価の基準としてのコストとリターンの考え方は次に示すとおりである。また、送電事業を一つの送電組合に統合した場合の事業性と 11 の ECs に分割した場合の事業性の違いについても説明する。

a)コストとリターンに関する考え方

送電線施設運営の事業性評価については、次の様な考え方で行った。

- 送電に係る費用は、コストプラスの考え方で試算した。これは、費用について、市場が決める価格、あるいは売り手と買い手の間の需給関係によって決まる価格構造が存在しないと言うことであり、かつ、如何なるコストであろうとも利益が保証されることを意味する。
- コストに対する利益は、NEA によって、売上げ総額の 4%が保証される。

売上総額＝総コスト＋総コスト＊0.04%

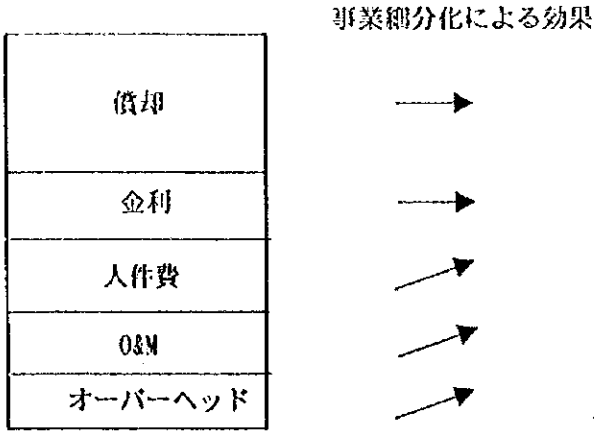
このため、「市場が決める価格に対して、プロジェクトへの投資からどの程度のリターンを期待出来るのか」と言った事業性評価の考え方が成立しなくなっている。これは、前提条件にあるように、NEA によって、売上げに対する利益が 4%に固定されているため、コストがいくらであろうとも、利益が保証されているためである。あえて、IRR を求めたとしても、「売上げに対する利益率 4%」が「自己資本に対する割引利益率」に換算した数値として一義的に出るに過ぎず、IRR が評価手法として使えない。

もう一つの問題は、送電線運営事業体が「株式会社」ではなく、「組合」である点にある。通常の事業プロジェクトと大きく異なり、事業の資金構成は、ほとんどが NEA からの「融資」で賄われ、自己資本に相当する「出資」部分は非常に少なくなる。言い換えれば、「自己資本に対するリターン」を見ることが、事業性の中でそれほど意味を持たなくなる（加えて、事業全体の利益は、対売上高の 4%が当初から保証されている）。さらに、NEA からの「融資」の金利は年 13%に固定されており、前述の IRR を計算しても、前提条件がほとんど全て固定されてしまい、やはり分析とならなくなってしまう。

NEA にとっての投資の判断条件は、資産を買い取った場合、送電コストが現在 NPC に支払っている（あるいは今後支払うべき）託送料金に比べて「高くなるのか？」、「安くなるのか？」だけである。

b) 送電事業を一つの送電組合に統合した場合の事業性と 11 の EC に分割した場合の事業性の違いについて

送電事業のコストは、概ね次の費目で構成される。



このコスト構造から明らかなように、資産を 11 に分割すれば、その費用の合計は、一事業体で運営する費用よりも高くなってしまう。

第一に、償却費は、資産の評価価格で決まるため、例え 11 に分割しても、その合計は一括売却の場合と変わらない。即ち、この費用は事業形態によって変わることはない。

第二に、金利は NEA が年 12 %と決めており、これも事業形態によって変わることはない。

第三に、人件費は、組織を小さくして数を増やすほど、規模の経済性を欠き、コスト高となる。また、オーバーヘッドは人件費の比率で掛かるため、これも組織を分割するほど高くなる。

最後に、O&M 費用も組織が小さくなるほど、規模の経済性を欠き、コスト高となる。

したがって、統合した一つの送電事業体以外に、分割した組織をどのように作ったとしても、コスト面での利点は得られない。

4)法律面からの評価

現在審議中のオムニバス法案は、電力構造改革の一つとして、電化組合の経営合理化を進めようとしている。電化組合の最大の問題は、多数の小規模組合が存在し、規模の経済性が得られていない点にある。最終的に成立する法律がどのような条項を盛り込むかは未だ分らないが、組合の統合、合併による合理化は長期的には避けて通れない。

この様な法案の趣旨から見て、出来る限り既存の EC を統合し、その新たな組織の中で施設を運用しようとするオプション 3 が最も望ましく、逆に、既存の小規模な組合組織をそのままにして、送電施設を分割しようとするオプション 2 は最もそれに反する選択肢である。オプション 1 は両者の妥協案ではあるが、送電施設に限って言えば、組織を統合する事であり、将来の組合統合と再編成に向けたきっかけとなることが期待出来る。

8.2.3 移管案の決定

各分野の評価を踏まえて、オプション毎の優位性を決定する。

電気事業面では、オプション3が最善の案である。オプション3は69kV送電線受け入れによる新たな要員および事務所施設が必要ないことから優位性は高い。NPCからの買電料金についても、他のオプションに比べて安い。

設備・技術面では、分割移管となるオプション2は供給責任や系統運用上から好ましくなく、一括移管するオプション1とオプション3では、電力運営形態が簡素化できるオプション3が最適である。

財務・コスト面では、オプション3が最も経営の合理化効果が表れる案であり、余剰人員の活用による人員増が生じない。これに続いて、少ない必要人員で移管を受けることができるオプション1と続く。オプション2の財務的に強い数社のECsが全設備の資金を調達するのは困難である。

オムニバス法案では、ECsが合併による財務基盤強化を進めることを求めており、これに最も合致するのはオプション3である。これに続く案として、オプション1が将来の統合のきっかけとなりうる案である。

総合評価としては、財務・コスト面、電気事業面および技術面で全般的に優れているオプション3Aの11ECsが合併して69kV送電線の移管を受けることが最善の案であり、現在のフィリピンにおける民営化の流れに沿ったものであると考える。しかしながら、過去の事例として、ミンダナオ島で他の援助機関案件において、ECsの合併案が提案されたけれどもフィリピン政府内で一部賛成はあったものの時期尚早であるとして受け入られなかった事例や、ルソン島でもNEAが合併を進めたが失敗した事例があり、このような過去の実績を踏まえると、至近年で11ECsを合併することは現実的には不可能である。つまり、オプション3の11ECsの合併による移管受入は理想的であるが現実的ではないため、移管案としては優先順位を下げた。

また、財務状況が良いECsが全設備の移管を受け入れることは、財務・コスト面から負担が大きすぎることから、実現の可能性は低いと考えられる。

そこで、本調査としては、次善の策としてオプション1Aの11ECsが事業参加する新送電協同組合を移管案として決定する。

移管選択案 ＼ 評価項目	オプション1 新送電協同組合設立		オプション2 既存電化協同組合が送電施設を分割して買取り		オプション3 既存ＥＣが合併	
	1A 11ECsが出資	1B 財務的に強い2～3社のECsが出資	2A 11ECsが全て各々の持分を買取り	2B 財務的に強い2～3社のECsが買取り	3A 11ECs全てが新ECに合併して買取り	3B 財務的に強い2～3社のECsが合併し買取り
	S 新送電協同組合が全資産買取り		W 既存電化協同組合が全資産を分割して買取り		Y 合併後の新ECが全資産買取り	
事業面	3点	2点	1点	1点	5点	3点
組織面	T/L保守運営実施する新企業(新送電協同組合)必要	T/L保守運営実施する新企業(新送電協同組合)必要	ﾚｲﾃ･ｻﾏｰﾙの各EC毎にT/L保守運営実施部門の新組織必要	参加EC毎にT/L保守運営実施部門の新組織必要	合併後の新ECにT/L保守運営実施部門の新組織必要	合併に参加する新ECにT/L保守運営実施部門の新組織必要
要員面	保守運営要員70名必要で、新規募集する	保守運営要員70名必要で新規募集する	保守運営要員各EC毎10名計110名必要で、新規募集する	保守運営要員80名必要で、新規募集する	保守運営要員72名必要だが、ECの合併により生じた余剰職員を充当し増員しない	保守運営要員72名必要、ECの合併により生じた職員を充当することとするが、要員確保は厳しい
施設面	ﾚｲﾃ･ｻﾏｰﾙ島各々で土地1,000m²、建屋500m²必要となり、その費用は両島合計で16百万ペソ	ﾚｲﾃ･ｻﾏｰﾙ島各々で土地1,000m2、建屋500m2必要となり、その費用は両島合計で16百万ペソ	新規建屋不要だが、EC毎約140m²(11ECs合計で1,540m²)の建屋増設必要で、その費用11ECs合計で15百万ペソ必要	新規建屋不要だが、施設買取り参加ECsの建屋増設必要で、費用合計9百万ペソ	土地及び建屋共に既存ECs施設を活用し、新規に作らない	土地及び建屋共に施設買取り参加ECs施設を活用し、新規に作らないことが原則であるが、参加ECs数により建屋増設が必要となる
電気料金面	2001年時点で、69kVT/L運営コストが0.25P/kWhとなる	2001年時点で、69kVT/L運営コストが0.25P/kWhとなる	2001年時点で、69kVT/L運営コストが既存ECsにより異なり0.05P/kWhから0.80P/kWh迄の幅が生じる	2001年時点で、69kVT/L運営コストが既存ECsにより異なり0.05P/kWhから0.80P/kWh迄の幅が生じる	2001年時点で、69kVT/L運営コストが0.22P/kWhとなる	2001年時点で、69kVT/L運営コストが0.22P/kWhとなる
合理化面	オプション2Aに比べ要員(40名減)について合理化できるが、土地・建物の施設(百万ペソ増)は合理化できない	オプション2Aに比べ要員(40名減)について合理化できるが、土地・建物の施設(百万ペソ増)は合理化できない	オプション1Aに比べ要員(40名増)について合理化できないが、土地・建物の施設(百万ペソ減)は合理化できる	オプション1Aに比べ要員(10名増)について合理化できないが、土地・建物の施設(7百万ペソ減)は合理化できる	合併による余剰人員を送電施設の要員72名に充当でき、かつ新規建屋の建設なしとなるので最も合理的である	合併による余剰人員を送電施設の要員に充て、かつ建屋を建設しないこととするが、建屋増設や要員増の可能性があり、合理化面でオプション3Aに劣る
設備・技術面	3点	3点	1点	1点	5点	4点
	69kV送電線分割による問題は生じないが、1電力系統に12社が関与することになり、系統運用の操作指令が複雑になる	69kV送電線分割による問題は生じないが、1電力系統に12社が関与することになり、系統運用の操作指令が複雑になる	69kV送電線を11に分割するため供給責任が不明確になり、安定供給に支障をきたす	69kV送電線を2～3社へ分割するため供給責任が不明確になり、安定供給に支障をきたすが、オプション2Aよりは問題が少ない	69kV送電線分割による問題は生じなく、また電力系統に1社のみの関与となり、系統運用は簡素化される	69kV送電線分割による問題は生じないが、電力系統に8～9社が関与し、オプション3Aより複雑になる
財務面・コスト面	4点	1点	3点	1点	5点	1点
	人員は各EC別経営に比較し37％減となる。2001年の年間の運営コストは103百万ペソに達し、11ECsの合算した利益は2年間赤字が続く	財務的に強い企業はLeyecoⅤ、Ⅱのみ。2社の収益力では外部から449百万ペソの資金調達は無理、キャシュフローも不足	財務的に強い企業はLeyecoⅤ、Ⅱでは自社分の施設を買い取り運営することができる。だが財務内容の良くない7社は無理	LeyecoⅤ、Ⅱの2社の1996年のキャッシュフローは32.8百万ペソに過ぎず、施設購入による金利負担に耐える事ができない	最も経営の合理化効果が出る。既存の人員で送電施設の運営が可能、2001年の運営コストは83百万ペソ、キャッシュフロー16百万ペソ	LeyecoⅤ、Ⅱの2社が合併した場合でも、2社の収益力では資金面、信用保証面で困難
法律面	3点	3点	1点	1点	5点	4点
	現時点で、既存11ECsの統合には直接貢献しないが、69kV送電施設の新企業設立即ち統合を契機に将来の統合のきっかけとなりうる	現時点で、既存11ECsの統合には直接貢献しないが、69kV送電施設の新企業設立即ち統合を契機に将来の統合のきっかけとなりうる	EC統合による財務基盤強化の趣旨に最もそぐわない	EC統合による財務基盤強化の趣旨にそぐわない	EC統合による財務基盤強化の趣旨に最も適合する	EC統合による財務基盤強化の趣旨に適合する
総合点	13点	9点	6点	4点	20点	12点

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for Segregated 11 ECs - Option1

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	102,724	104,926	107,129	109,465	111,274	113,196	115,234	117,396	119,687	122,112
2. Costs										
1) Maintenance	15,315	16,081	16,885	17,729	18,616	19,547	20,524	21,550	22,628	23,759
2) Personnel cost(70 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	7,790	8,024	8,265	8,513	8,768	9,031	9,302	9,581	9,869	10,165
3) Administrative costs (personnel costs x 80%)	6,232	6,419	6,612	6,810	7,014	7,225	7,442	7,665	7,895	8,132
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P in 1996)	434,033	419,067	404,100	389,133	374,167	359,200	344,233	329,267	314,300	299,333
4) Depreciation cost (3.3%)	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967
Capital investment	17,664	42,319	44,435	46,657	29,804	31,294	32,859	34,502	36,227	38,038
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	589	1,999	3,481	5,036	6,029	7,072	8,168	9,318	10,525	11,793
6) Interest payments on borrowings (12%) (balance of 449 million pesos)	53,880	53,400	52,800	52,200	51,600	51,000	50,400	49,800	49,200	48,600
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	98,773	100,890	103,009	105,255	106,994	108,842	110,802	112,881	115,083	117,415
3. Profit (Revenue - Total cost = total cost*4%)	3,951	4,036	4,120	4,210	4,280	4,354	4,432	4,515	4,603	4,697
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	19,506	21,002	22,568	24,213	25,276	26,393	27,566	28,800	30,095	31,457
5. Sale energy (MWh)	403,564	439,360	480,518	521,884	566,035	614,626	663,216	715,648	772,225	833,275
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.25	0.24	0.22	0.21	0.20	0.18	0.17	0.16	0.15	0.15
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.11	0.09	0.06	0.04	0.02	-0.00	-0.02	-0.04	-0.06	-0.08

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Dorelco

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	14,231	14,659	15,093	15,553	15,912	16,292	16,693	17,117	17,564	18,036
2. Costs										
1) Maintenance *1	2,895	3,039	3,191	3,351	3,518	3,694	3,879	4,073	4,277	4,490
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	54,688	52,802	50,917	49,031	47,145	45,259	43,373	41,488	39,602	37,716
4) Depreciation cost (3.3%)	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886
Capital investment	3,338	7,998	8,398	8,818	5,633	5,915	6,210	6,521	6,847	7,189
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	111	378	658	952	1,140	1,337	1,544	1,761	1,989	2,229
6) Interest payments on borrowings (12%)	6,789	6,728	6,653	6,577	6,502	6,426	6,350	6,275	6,199	6,124
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	13,684	14,095	14,513	14,955	15,300	15,665	16,051	16,458	16,889	17,343
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	547	564	581	598	612	627	642	658	676	694
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	2,544	2,827	3,124	3,436	3,637	3,849	4,072	4,305	4,551	4,808
5. Sale energy (MWh)	24,327	27,207	30,555	34,118	37,896	41,977	46,054	49,695	53,624	57,863
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.58	0.54	0.49	0.46	0.42	0.39	0.36	0.34	0.33	0.31
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.44	0.39	0.33	0.29	0.24	0.20	0.17	0.14	0.11	0.09

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Leyeco II

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	6,325	6,515	6,709	6,913	7,083	7,261	7,448	7,645	7,851	8,067
2. Costs										
1) Maintenance *1	1,011	1,061	1,114	1,170	1,229	1,290	1,355	1,422	1,493	1,568
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	19,097	18,439	17,780	17,122	16,463	15,805	15,146	14,488	13,829	13,171
4) Depreciation cost (3.3%)	659	659	659	659	659	659	659	659	659	659
Capital investment	1,166	2,793	2,933	3,079	1,967	2,065	2,169	2,277	2,391	2,511
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	39	132	230	332	398	467	539	615	695	778
6) Interest payments on borrowings (12%)	2,371	2,350	2,323	2,297	2,270	2,244	2,218	2,191	2,165	2,138
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	6,082	6,265	6,451	6,647	6,810	6,982	7,162	7,351	7,549	7,757
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	243	251	258	266	272	279	286	294	302	310
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	941	1,041	1,146	1,257	1,329	1,405	1,484	1,568	1,655	1,747
5. Sale energy (MWh)	126,230	133,909	143,170	152,661	162,760	174,213	184,252	198,818	214,536	231,497
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	-0.09	-0.10	-0.11	-0.12	-0.13	-0.14	-0.15	-0.16	-0.18	-0.19

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Leyeco III

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	9,989	10,289	10,595	10,917	11,174	11,446	11,732	12,034	12,352	12,687
2. Costs										
1) Maintenance *1	1,884	1,978	2,077	2,181	2,290	2,404	2,524	2,651	2,783	2,922
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	35,591	34,363	33,136	31,909	30,682	29,454	28,227	27,000	25,773	24,545
4) Depreciation cost (3.3%)	1,227	1,227	1,227	1,227	1,227	1,227	1,227	1,227	1,227	1,227
Capital investment	2,173	5,205	5,465	5,739	3,666	3,849	4,042	4,244	4,456	4,679
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	72	246	428	619	742	870	1,005	1,146	1,295	1,451
6) Interest payments on borrowings (12%)	4,418	4,379	4,330	4,280	4,231	4,182	4,133	4,084	4,034	3,985
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	9,605	9,893	10,187	10,497	10,744	11,006	11,281	11,571	11,877	12,199
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	384	396	407	420	430	440	451	463	475	488
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	1,684	1,869	2,063	2,267	2,399	2,537	2,683	2,836	2,997	3,166
5. Sale energy (MWh)	13,424	14,951	16,530	18,087	19,642	21,254	22,787	24,589	26,533	28,630
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.74	0.69	0.64	0.60	0.57	0.54	0.51	0.49	0.47	0.44
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.60	0.54	0.48	0.44	0.39	0.35	0.32	0.29	0.25	0.22

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Leyeco IV

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	12,881	13,268	13,662	14,078	14,405	14,750	15,115	15,500	15,906	16,334
2. Costs										
1) Maintenance *1	2,573	2,702	2,837	2,979	3,127	3,284	3,448	3,620	3,801	3,992
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	48,612	46,935	45,259	43,583	41,907	40,230	38,554	36,878	35,202	33,525
4) Depreciation cost (3.3%)	1,676	1,676	1,676	1,676	1,676	1,676	1,676	1,676	1,676	1,676
Capital investment	2,968	7,110	7,465	7,838	5,007	5,257	5,520	5,796	6,086	6,390
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	99	336	585	846	1,013	1,188	1,372	1,565	1,768	1,981
6) Interest payments on borrowings (12%)	6,035	5,981	5,914	5,846	5,779	5,712	5,645	5,578	5,510	5,443
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	12,386	12,758	13,137	13,536	13,851	14,183	14,533	14,903	15,294	15,706
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	495	510	525	541	554	567	581	596	612	628
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	2,271	2,522	2,786	3,064	3,243	3,432	3,630	3,838	4,056	4,286
5. Sale energy (MWh)	16,002	16,494	17,058	17,512	17,879	18,201	18,364	19,816	21,383	23,073
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.80	0.80	0.80	0.80	0.81	0.81	0.82	0.78	0.74	0.71
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.66	0.65	0.64	0.64	0.63	0.63	0.63	0.58	0.53	0.48

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Leyeco V

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	15,002	15,453	15,911	16,396	16,773	17,173	17,595	18,041	18,512	19,009
2. Costs										
1) Maintenance *1	3,078	3,232	3,394	3,564	3,742	3,929	4,125	4,332	4,548	4,776
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	58,160	56,155	54,149	52,144	50,138	48,133	46,127	44,122	42,116	40,111
4) Depreciation cost (3.3%)	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006
Capital investment	3,550	8,506	8,931	9,378	5,991	6,290	6,605	6,935	7,282	7,646
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	118	402	700	1,012	1,212	1,422	1,642	1,873	2,116	2,370
6) Interest payments on borrowings (12%)	7,220	7,156	7,075	6,995	6,914	6,834	6,754	6,673	6,593	6,512
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	14,425	14,859	15,299	15,765	16,128	16,512	16,918	17,347	17,800	18,278
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	577	594	612	631	645	660	677	694	712	731
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	2,701	3,002	3,317	3,648	3,863	4,088	4,324	4,572	4,833	5,107
5. Sale energy (MWh)	87,106	92,205	97,794	102,954	107,973	112,800	116,970	126,217	136,195	146,963
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	0.15	0.15	0.14	0.14	0.13
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.03	0.02	0.00	-0.01	-0.02	-0.03	-0.04	-0.06	-0.08	-0.09

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Soleco

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	10,375	10,686	11,004	11,338	11,605	11,886	12,183	12,496	12,826	13,173
2. Costs										
1) Maintenance *1	1,976	2,074	2,178	2,287	2,401	2,522	2,648	2,780	2,919	3,065
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	37,327	36,040	34,753	33,465	32,178	30,891	29,604	28,317	27,030	25,743
4) Depreciation cost (3.3%)	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287
Capital investment	2,279	5,459	5,732	6,019	3,845	4,037	4,239	4,451	4,673	4,907
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	76	258	449	650	778	912	1,054	1,202	1,358	1,521
6) Interest payments on borrowings (12%)	4,634	4,592	4,541	4,489	4,438	4,386	4,334	4,283	4,231	4,180
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	9,976	10,275	10,580	10,902	11,159	11,429	11,715	12,016	12,333	12,667
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	399	411	423	436	446	457	469	481	493	507
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	1,762	1,956	2,159	2,373	2,511	2,657	2,809	2,970	3,138	3,315
5. Sale energy (MWh)	19,525	20,513	21,584	22,498	23,241	23,925	24,377	26,305	28,384	30,628
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.53	0.52	0.51	0.50	0.50	0.50	0.50	0.48	0.45	0.43
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.39	0.37	0.35	0.34	0.32	0.31	0.31	0.27	0.24	0.21

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Bileco

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	3,240	3,338	3,437	3,541	3,637	3,737	3,841	3,948	4,061	4,177
2. Costs										
1) Maintenance *1	276	289	304	319	335	352	369	388	407	428
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	5,208	5,029	4,849	4,670	4,490	4,310	4,131	3,951	3,772	3,592
4) Depreciation cost (3.3%)	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Capital investment	318	762	800	840	536	563	591	621	652	685
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	11	36	63	91	109	127	147	168	189	212
6) Interest payments on borrowings (12%)	647	641	634	626	619	612	605	598	590	583
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	3,116	3,209	3,305	3,405	3,497	3,593	3,693	3,797	3,904	4,016
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	125	128	132	136	140	144	148	152	156	161
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	315	344	374	406	428	451	474	499	525	553
5. Sale energy (MWh)	7,985	8,832	9,750	10,730	11,859	13,188	14,670	15,830	17,081	18,432
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.41	0.38	0.35	0.33	0.31	0.28	0.26	0.25	0.24	0.23
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.26	0.23	0.19	0.16	0.13	0.10	0.07	0.05	0.02	0.00

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Samelco I

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	10,953	11,282	11,617	11,970	12,251	12,547	12,860	13,189	13,537	13,903
2. Costs										
1) Maintenance *1	2,114	2,219	2,330	2,447	2,569	2,697	2,832	2,974	3,123	3,279
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	39,931	38,554	37,177	35,800	34,423	33,046	31,669	30,293	28,916	27,539
4) Depreciation cost (3.3%)	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377	1,377
Capital investment	2,438	5,840	6,132	6,439	4,113	4,319	4,535	4,761	4,999	5,249
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	81	276	480	695	832	976	1,127	1,286	1,452	1,627
6) Interest payments on borrowings (12%)	4,957	4,913	4,858	4,802	4,747	4,692	4,637	4,582	4,526	4,471
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	10,532	10,848	11,170	11,510	11,780	12,065	12,365	12,682	13,016	13,368
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	421	434	447	460	471	483	495	507	521	535
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	1,879	2,087	2,304	2,532	2,680	2,836	2,999	3,170	3,350	3,539
5. Sale energy (MWh)	35,386	42,170	50,691	59,499	69,919	82,368	96,694	104,339	112,587	121,488
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.31	0.27	0.23	0.20	0.18	0.15	0.13	0.13	0.12	0.11
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.17	0.12	0.07	0.03	-0.00	-0.03	-0.06	-0.08	-0.09	-0.11

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Samelco II

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	10,375	10,686	11,004	11,338	11,605	11,886	12,183	12,496	12,826	13,173
2. Costs										
1) Maintenance *1	1,976	2,074	2,178	2,287	2,401	2,522	2,648	2,780	2,919	3,065
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	37,327	36,040	34,753	33,465	32,178	30,891	29,604	28,317	27,030	25,743
4) Depreciation cost (3.3%)	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287	1,287
Capital investment	2,279	5,459	5,732	6,019	3,845	4,037	4,239	4,451	4,673	4,907
5) Σ-Depreciation (.Capital investment *3.3%)	76	258	449	650	778	912	1,054	1,202	1,358	1,521
6) Interest payments on borrowings (12%)	4,634	4,592	4,541	4,489	4,438	4,386	4,334	4,283	4,231	4,180
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	9,976	10,275	10,580	10,902	11,159	11,429	11,715	12,016	12,333	12,667
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	399	411	423	436	446	457	469	481	493	507
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	1,762	1,956	2,159	2,373	2,511	2,657	2,809	2,970	3,138	3,315
5. Sale energy (MWh)	24,096	25,713	27,404	28,975	30,437	31,793	32,841	35,437	38,239	41,262
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.43	0.42	0.40	0.39	0.38	0.37	0.37	0.35	0.34	0.32
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.29	0.26	0.24	0.22	0.21	0.19	0.18	0.15	0.12	0.10

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Norsamelco

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	13,846	14,261	14,684	15,131	15,481	15,851	16,242	16,655	17,090	17,550
2. Costs										
1) Maintenance *1	2,803	2,943	3,090	3,244	3,407	3,577	3,756	3,944	4,141	4,348
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	52,952	51,126	49,300	47,474	45,648	43,822	41,996	40,171	38,345	36,519
4) Depreciation cost (3.3%)	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826
Capital investment	3,232	7,744	8,132	8,538	5,454	5,727	6,013	6,314	6,630	6,961
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	108	366	637	922	1,103	1,294	1,495	1,705	1,926	2,158
6) Interest payments on borrowings (12%)	6,573	6,515	6,442	6,368	6,295	6,222	6,149	6,076	6,002	5,929
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	13,313	13,713	14,120	14,549	14,886	15,242	15,617	16,014	16,433	16,875
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	533	549	565	582	595	610	625	641	657	675
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	2,466	2,740	3,028	3,329	3,525	3,730	3,945	4,172	4,409	4,659
5. Sale energy (MWh)	26,253	30,260	35,172	40,927	47,621	55,246	63,801	68,845	74,287	80,160
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.53	0.47	0.42	0.37	0.33	0.29	0.25	0.24	0.23	0.22
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.38	0.32	0.26	0.20	0.15	0.10	0.06	0.04	0.02	-0.00

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for each EC - Option2

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

Esamelco

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	12,110	12,474	12,844	13,235	13,543	13,869	14,213	14,575	14,958	15,362
2. Costs										
1) Maintenance *1	2,389	2,509	2,634	2,766	2,904	3,049	3,202	3,362	3,530	3,706
2) Personnel cost(Ave. nos of staff:10 employees) -8,000 pesos per month per employee in 1996 -Increase at a rate of 3 percent annually	1,113	1,146	1,181	1,216	1,253	1,290	1,329	1,369	1,410	1,452
3) Administrative costs (2) Personnel cost x 80%)	890	917	945	973	1,002	1,032	1,063	1,095	1,128	1,162
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P)	45,139	43,583	42,026	40,470	38,913	37,357	35,800	34,244	32,687	31,131
4) Depreciation cost (3.3%)	1,557	1,557	1,557	1,557	1,557	1,557	1,557	1,557	1,557	1,557
Capital investment	2,756	6,602	6,932	7,278	4,649	4,882	5,126	5,382	5,651	5,934
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	92	312	543	786	941	1,103	1,274	1,454	1,642	1,840
6) Interest payments on borrowings (12%)	5,604	5,554	5,491	5,429	5,366	5,304	5,242	5,179	5,117	5,054
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	11,644	11,994	12,350	12,726	13,022	13,335	13,666	14,015	14,383	14,771
3. Profit (revenue - total cost = total cost*4%)	466	480	494	509	521	533	547	561	575	591
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	2,114	2,348	2,594	2,851	3,018	3,193	3,377	3,571	3,774	3,987
5. Sale energy (MWh)	23,231	27,105	30,811	33,923	36,808	39,663	42,405	45,758	49,375	53,279
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.52	0.46	0.42	0.39	0.37	0.35	0.34	0.32	0.30	0.29
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net Cost (P/kWh)	0.38	0.31	0.26	0.22	0.19	0.17	0.14	0.12	0.09	0.06

Operation and Maintenance Cost of 69kV TL Facility for 11 ECs - Option3

— Borrowing, Sound Value —

(Unit: thousand pesos)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Revenue	88,141	89,905	91,658	93,529	94,860	96,289	97,821	99,460	101,213	103,084
2. Costs										
1) Maintenance	15,315	16,081	16,885	17,729	18,616	19,547	20,524	21,550	22,628	23,759
2) Personnel cost(Nos. of staff: 0 employees) -Staffs will be same as DL staffs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) Administrative costs (personnel costs x 80%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69kV facility fixed assets balance (year-end) (449 mil. P in 1996)	434,033	419,067	404,100	389,133	374,167	359,200	344,233	329,267	314,300	299,333
4) Depreciation cost (3.3%)	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967	14,967
Capital investment	17,664	42,319	44,435	46,657	29,804	31,294	32,859	34,502	36,227	38,038
5) Σ-Depreciation (Capital investment *3.3%)	589	1,999	3,481	5,036	6,029	7,072	8,168	9,318	10,525	11,793
6) Interest payments on borrowings (12%) (balance of 449 million pesos)	53,880	53,400	52,800	52,200	51,600	51,000	50,400	49,800	49,200	48,600
2. Total costs (1)+2)+3)+4)+5)+6))	84,751	86,447	88,132	89,932	91,212	92,586	94,058	95,635	97,320	99,119
3. Profit (Revenue - Total cost = total cost*4%)	3,390	3,458	3,525	3,597	3,648	3,703	3,762	3,825	3,893	3,965
4. Cash flow (4) + 5) + 3.)	18,945	20,424	21,973	23,600	24,644	25,743	26,897	28,110	29,385	30,725
5. Sale energy (MWh)	403,564	439,360	480,518	521,884	566,035	614,626	663,216	715,648	772,225	833,275
6. Average power rate (P/kWh):(1/5)	0.22	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12
7. NPC Delivery charge (P/kWh)	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
8. Net cost (P/kWh)	0.07	0.05	0.03	0.01	-0.01	-0.03	-0.05	-0.06	-0.08	-0.10

8.3 69kV 送電線移管実行計画案の作成

本調査の方向性は、事業効率を追求する上でも、電力設備を安定的に運用するためにも、また、フィリピン電力事業の民営化の方向性を進める上でも理想としては、ECs が吸収合併をして 69kV 送電線の移管を受け入れることが望ましいと考える。しかしながら、第 8.2 節で述べたように現実的に難しい問題があることから、11ECs は現状維持のまま存続し、新送電協同組合に 69kV 送電設備を移管するための実行計画を作成することとした。

この新送電協同組合への移管実行計画案を以下に示す。移管実行計画案は二つのステージに分けられる。第 1 ステージは新送電協同組合の設立までの期間、第 2 ステージは新送電協同組合の運営を実施し、事業経営として成立するまでの期間で構成される。

移管実施計画案の概略イメージ図を Figure 8.3-1 に示す。

8.3.1 第 1 ステージ（1998 年～2000 年）までの移管実行計画

第 1 ステージ、つまり、1998 年から 2000 年までは新送電協同組合の設立準備期間であり、この時期は、1)新送電協同組合への参加者の募集、2)協議機関の設置、3)組織体制づくり、4)NPC との交渉、5)事業方針の作成、および 6)技術者の研修など、今後の事業としての基礎段階の構築が必要である。これらは 2001 年の事業開始以前に完了することが必要である。

次に、これらの項目の概略方針とその内容を以下に示す。

1)新送電協同組合への参加者の募集

新送電協同組合への参加はレイテ・サマール地域の 11ECs を中心に行う。この他に、他企業からの出資を拒むものではない。

2)協議機関の設立

まず、上記の新送電協同組合参加者による協議機関の設立を行う必要がある。

- 設備移管に伴う協議機関の設立

  新送電協同組合参加者は、将来の合理的な企業経営ができることを望んでいる。そのために、会社設立までの意志決定機関として、協議機関を設立し、各参加者の代表を構成メンバーとする。

  この協議機関は企業の方向性を打ち出し、各参加者の利害関係を踏まえながら調整してとりまとめていく役割を担う。また、価格交渉などの社外対応についてリーダシップをとり責任を負うことが必要である。

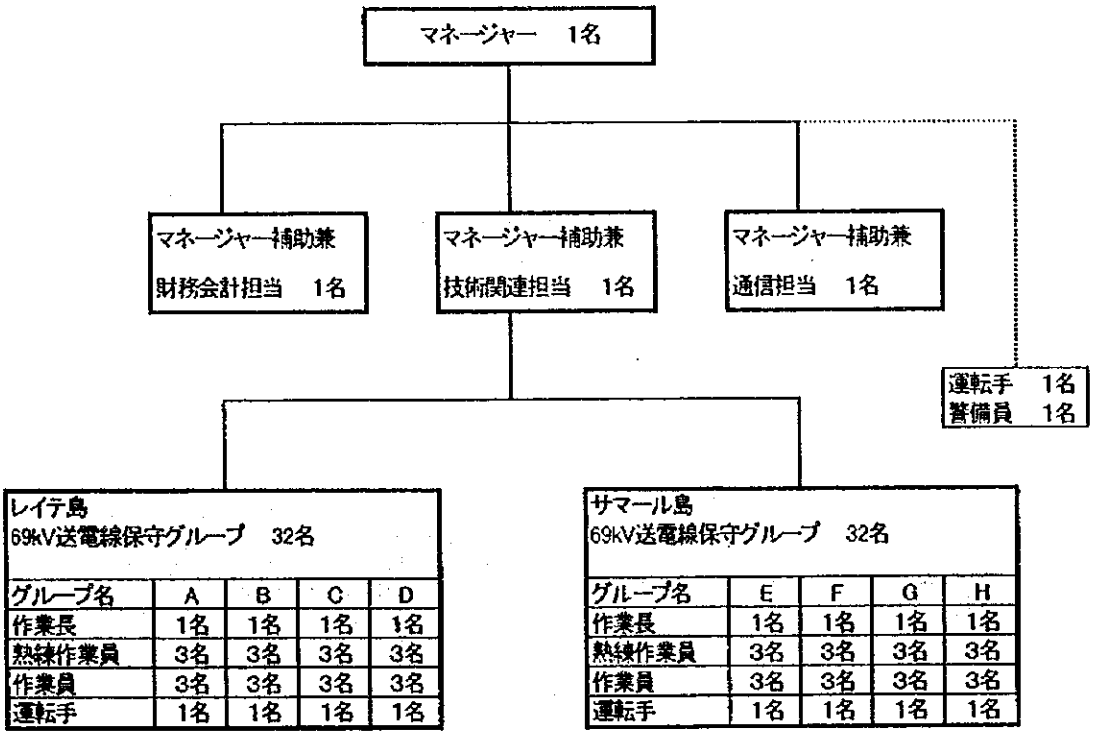
3) 組織体制づくり

新送電協同組合は、ECs から独立した組織であるため、新たに要員や事業建物の手配を行う必要がある。以下に、新送電協同組合の事業運営開始後の組織形態、要員数および建物について述べる。

- 組織と要員

新送電協同組合の役割は、69kV 送電線の運営・保守を実施する企業体であることから、レイテ・サマールエリアの地域事情を考慮して、技術部門をレイテ島の保守グループとサマール島の保守グループに分ける。また、事務部門はレイテ島にレイテ・サマール両島を統括する管理事務所を設ける。次に、その組織図を示す。

新送電協同組合の組織図



レイテとサマール各島の保守グループは、それぞれ約 400km 超の送電線を管理することになるため、4 グループ体制とし、その 1 グループの構成は作業長 1 名、熟練作業員 3 名、作業員 3 名、運転手 1 名の計 8 名とする。つまり、各島の保守グループは各 32 名となる

また、レイテ島管理事務所は、保守グループの他に事務部門を管理する要員を配置

する。その構成は、マネジャー1名、マネージャー補助兼財務会計担当1名、マネージャー補助兼技術関連担当1名、マネージャー補助兼通信担当1名、運転手1名、警備員1名の計6名となる。

この要員のうち、作業長、熟練作業員については、NPC などの外部の電力企業（MERALCO、CEPALCO 等）より出向などの形で採用する。その他の作業員は新規採用する。

また、財務職員については、外部コンサルタントへの委託を実施する。

- 施設（事業建物）の設計、建設

建屋の新設を考慮した場合、レイテ地区に一か所，サマール地区に一か所に新社屋を設置するとして、土地（それぞれ1000m²）、建物（それぞれ500m²）、備品代を含めて合計約16百万ペソかかる。

4) NPC との交渉

NPC との交渉は、今後の新送電協同組合の経営を左右するものとなる事項であることから、十分に研究し、議論を深める必要がある。具体項目としては、NPC と新送電協同組合との資産区分、設備の移管価格、NPC からの電気料金、系統運用の方法などがある。

- 資産区分（NPC と新送電協同組合および新送電協同組合と ECs の間）

NPC と新送電協同組合との間の資産区分は、第 7.1 節で述べたように移管対象設備は 69kV 送電線のみであることから 138/69kV 変電所の 69kV 送電線の引き出し口地点とする。ただし、詳細な資産区分については、NPC との間で交渉し、決定するべきである。

新送電協同組合と ECs との間の資産区分は、現在の NPC と ECs 間の資産区分点（69/13.2kV 変電所 1 次側の ABS）とするが、系統運用上など資産区分点の統一の必要がある箇所については、新送電協同組合と当該 ECs との間で協議を行い決定するべきである。

- NPC との 69kV 送電施設の価格交渉

上記の資産区分決定に伴い、移管価格の交渉を実施する。移管価格の算定にあたっては、表 7.4-1 の Sound Value(1996 年末の価格)を参考に交渉することが必要である。価格交渉での注意ポイントとして、新送電協同組合は設備状態の悪さを指摘し交渉するべきである。

ただし、表 7.4-1 の価格は、1996 年の価格であるため、2001 年の設備移管時点では、この価格に NPC 実施のリハビリ費用や物価上昇による増や減価償却などの減などを加味する必要がある。

2001 年からの新送電協同組合の事業開始までに、NPC との間で 69kV 送電線の移管価格を決定する必要がある。

- NPC からの買電料金の契約

NPC からの買電料金は、新送電協同組合の事業収支に大きく影響するため、新料金システム(Unbundled Power Tariff)での料金体系のもと、Sub-Transmission 使用料(1997 年申請時で 11.31 センタボ/kWh)を割り引いた価格で契約する。

- 系統運用の方法

新送電協同組合は、NPC の指令下で系統運用を実施する必要があることから、NPC と 11ECs を合わせて事前に連絡体制および運営体制を確立する。

5)事業方針の立案

新送電協同組合の事業運営のために、必要な条件整備を経営参加する ECs で協議し、組織、要員、卸電気料金などの諸課題について、具体的な事業経営方針を立案する必要がある。

- 事業方針の立案

新送電協同組合の事業内容は、レイテ・サマール島の 69kV 送電線の運用・保守とする。また、事業方針は、ECs へ電気を安定に供給し、かつ、停電を少なくすることに努め、さらに、ECs への卸電気料金を低廉に維持するよう効率的な業務を遂行することとする。

- 設立準備、設備移管資金の調達と資金返済の方法

資金調達に関しては、設備購入のため約 500 百万ペソの資金を調達する必要がある。しかも低利の資金調達が前提となる。金利 28%～30%の商業銀行からの借入れでは運営コストが大幅に上昇してしまう。従って、公的資金である NEA から 12%の低金利の資金を利用すべきである。

設立に際し、前年度の 1999 年には 11ECs が新送電運営協同組合への出資を行なう事になる。協同組合の資本金規模は収益性、自己資本比率等を考慮して 30 百万ペソが妥当である。また、運転資金、設備資金等の借入れも考慮に入れる必要がある。運転資金に関しては売掛債権と買掛債務との間で均衡することに努め、借入資金を抑えるようにすべきである。借入返済はキャッシュフローに依存し、毎年、返済を行なう。そのために、純利益率は総コストの 4%に設定されている。

企業の設立に際しては、特に会計・財務担当者の役割が重要である。しかし、新送電運営協同組合は既存の ECs 等と業態が類似しているため会計・財務担当者の調達は

可能である。会計・財務担当者は経費削減のため外部からの臨時スタッフを活用する。特に 11ECs からの支援を基に人件費の削減を図ると良い。

- 11ECs への卸電気料金の決定

ECs への卸電気料金は、新送電協同組合が NPC から購入する電気料金により変動することになるが、新送電協同組合で要した経費に利潤を加算した価格をベースとする。調査団による 2001 年想定価格は 0.25P/kWh であるが、詳細については協議機関で決定する必要がある。

6) 技術者の研修

- 技術者研修の実施

69kV 送電線に関する運用・保守を担当する技術者を新たに、70 名採用する。このうち、NPC などから採用した熟練作業員は別として、新たに 69kV 送電線の業務に携わる作業員訓練を実施する。実施方法については、NPC などの電力企業に委託し研修を実施する。

8.3.2 第 2 ステージ（2001 年以降）の移管実行計画

新送電協同組合の設立後つまり、第 2 ステージは、69kV 送電施設を実際に運用することになるため、新送電協同組合は、設備維持のための業務に力をいれることが必要になる。また、合わせて技術者を採用および養成するため、設備の運営・維持・管理能力を向上させる研修プログラムを作成し、実行することも必要である。

- 69kV 送電線のリハビリ実施計画

69kV 送電線のリハビリは 2010 年まで継続して実施する事になるため、送電線のリハビリ計画を策定する必要がある。このリハビリ計画の策定にあたっては、当初 5 年間は、特に確実な電力販売を確保するため、需要の大きい Leyeco II, V, Samelco II へ供給している 69kV 送電線のリハビリを中心に実施することが必要である。その後の計画は、電源変電所である 138/69kV 変電所に近い上流の送電線で、かつ、設備状態が悪い送電線から実施する。

- 69kV 送電線のメンテナンス実施計画（巡視の順番、ROW の実施順番）

69kV 送電線の設備状態を維持するため、900km の送電線の定期的な巡視点検を実施、必要に応じてメンテナンスや ROW の実施を計画的に行うことが必要である。実施計画の策定にあたっては、69kV 送電線はレイテ・サマール島全土に渡る広い地域であることから、ルーチン業務としてメンテナンスを順次実施するよう考慮することが

必要である。

- 保守・運営体制の確立

上述のメンテナンス実施計画を確実に実行するためにも、保守・運営体制を確立する必要がある。各島で4グループ構成であるため、1グループが巡視点検をおこない、残りの3グループで通常勤務、準夜勤、非常時用勤務体制を充実させる。また、この巡視体制のローテションは巡視点検を月単位、その他を日単位で実施するなど、労働環境が悪化しないよう配慮することが必要である。

- 事業運営

新送電協同組合は事業の効率をあげるため、職員の業績評価を徹底し、さらに、組織管理を充実するため、職務権限の明確化を進めることが必要である。また、2001年以降、退職者の補充をする場合、人件費の抑制を図るため、NPC や ECs の電気技術者 OB を採用するなどの方策を行うことも必要である。

また、資機材の購入について、ECs と共用できる部分は、極力共同して購入し、仕入れ価格を下げる努力を行うことを検討する必要があると同時に、競争見積もりを基本として、機器の性能に対する価格を十分に分析し、価格の低減に努める必要がある。

- 研修プログラムの作成

新送電協同組合設立後も、技術能力の維持と更なる向上を図るため、研修は定期的に実施することが望ましい。合わせて、新送電協同組合の中に、技術管理監督者を養成し、日々の若い技術者の OJT により能力向上を図るよう、技術者毎の研修プログラムの作成および実施を行うことが必要である。

- 各 ECs の企業体力の強化

9.3.3 節で述べたように、新送電協同組合は資金調達を借り入れにより行った場合、設立当初 5 年間、卸電気料金の値上げが必要となる。新送電協同組合にあっては、この値上げを極力抑えるべく努力することが必要である。

しかしながら、実際の値上げ分は各 ECs で吸収することになると考えられる。この値上げ分を一般需要家への販売電力料金の値上げに直接、転嫁するのでは一般需要家の承諾を得られない。このため、各 ECs においてはこの値上げを企業努力で吸収する必要がある。11ECs においては自ら企業努力を実施して、効率化や合理化を一層進め、場合によっては、各 ECs の合併の選択肢も視野に入れて事業環境の変化に対応してゆかねばならない。

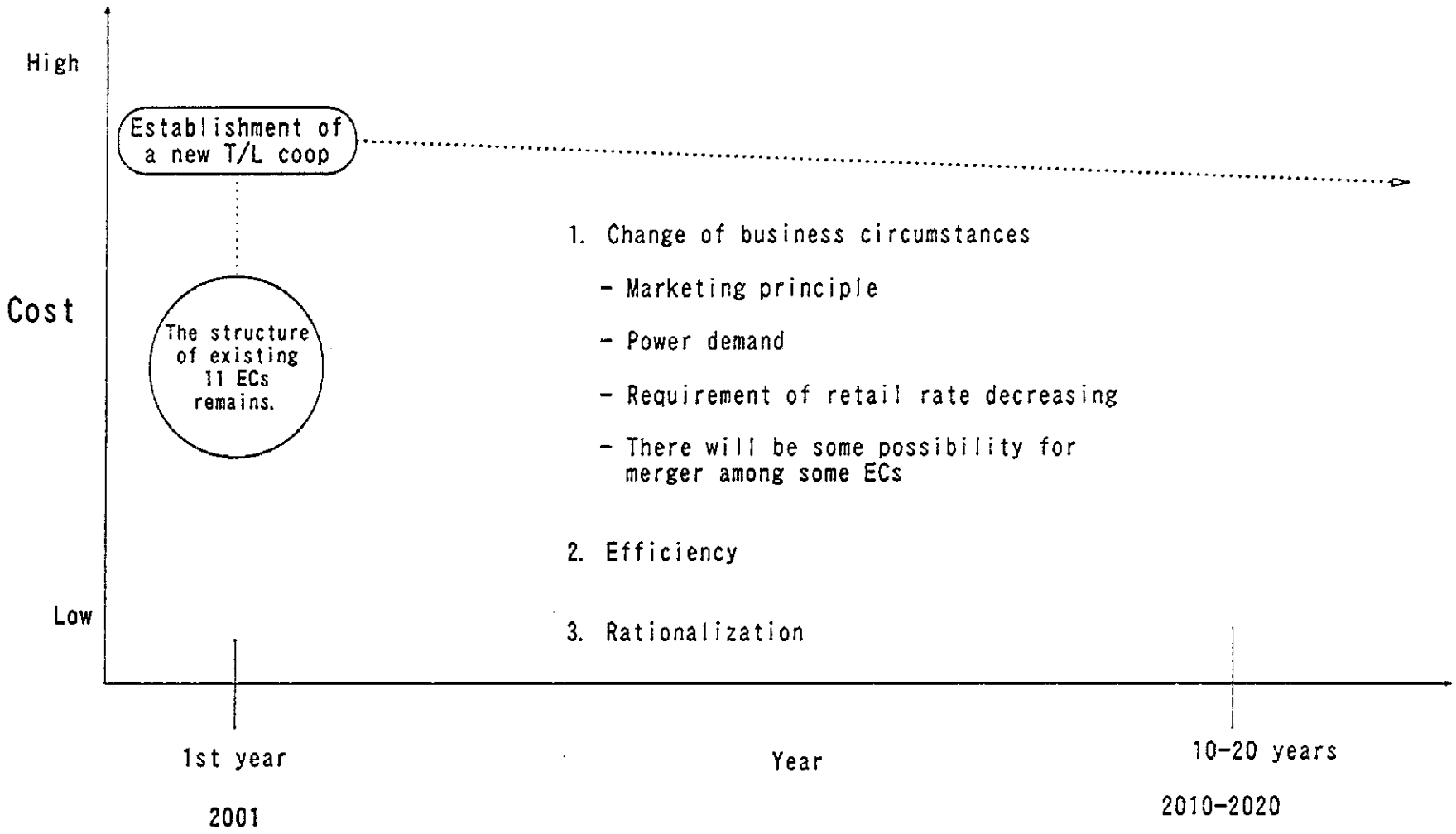



Figure 8.3 Scenario for Implementation