第５章

既存の送・変・配電設備

第5章　既存の送・変・配電設備

5.1 設備の現状

5.1.1　現状の系統構成と送電設備について

レイテ・サマール島の送電線系統図および単線結線図を 付録 Figure 5.1.1-1、5.1.1-2 にそれぞれ示す。また、送電線データを 付録 Appendix 5.1.1-1 に示す。

レイテ・サマール島の送電系統は、レイテ島とセブ島間の 230kV 連系線（1997 年 11 月に運転開始）と基幹送電線の 138kV 送電線および下位送電線(Sub-Transmission)の 69kV 送電線で構成されており、これらの送電線の所有者は NPC である。また、配電系統は、13.2kV、7.62kV および 240V で構成されており、これらの所有者は ECs である。

現状のレイテ・サマール島の 138kV 送電線の系統構成は、Tongonan 地熱発電所を電源として、送電線 1 回線によりレイテ島東部の Babatngon 変電所を経由してサマール島の Wright 変電所へ電力供給している。さらにレイテ島西部のオルモックのレイテ工業団地には大口需要家である肥料工場(PHILPHOS; Philippine Phosphate Fertilizer Corporation)と銅精錬工場(PASAR; The Philippine Associated Smelting & Refining Corporation)にも 138kV 送電線 2 回線で電力供給している。

レイテ島の 69kV 送電線は 1 回線送電線であり、Tongonan 発電所と Babatngon 変電所を電力供給源としたループ系統を構成している。ただし、実際の系統運用は Maasin 地点の ABS (Air Break Switch)で送電線を開放しており、また、Tongonan 発電所の Tunga feeder 側の遮断器を開放しているため、69kV 系統のループ運用は行っていない。

つまり、レイテ島の電力供給は、Tongonan 発電所は西部地域へ、Babatngon 変電所は東部地域への供給を分担している。

サマール島の 69kV 送電線も 1 回線送電線であり、Wright 変電所を電力供給源として、東部地域及び北部地域への電力供給を行っている。

138kV 送電線は 1980 年代の前半に建設されたもので、構造物は一部鉄塔が見られるもののほぼ木柱である。

69kV 送電線は、1977 年の Tongonan-Ormoc 間の送電線が最初に建設されたのを始めに、1980 年代後半から 1990 年代前半に建設が行われた。構造物は 100%が木柱であり、木柱の耐用年数 15 年を超えている構造物はあるものの通常は、20 年程度は十分に使用可能である。しかしながら、このレイテ・サマールエリアは、フィリピン内でも指折りの台風ベルト地帯であり、台風による設備被害は甚大なものとなっている。現地調査により 69kV 送電線の一部を調査した限りでも、送電線構造物が斜めに倒れかかっているものや、支柱の補強が必要なもの、立て替えが必要なものがあった。ある EC でのインタビューによると、69kV 送電線の木柱強度が基準以下のものを使用しているため、木柱が自然倒壊するなどの状況もあり、NPC が適正に技術基準を遵守しているのか疑問が残る。

また、69kV 送電線はメンテナンスにも問題があり、山岳部など機材搬入が困難な箇所はメンテナンスが十分におこなわれてない。また、共産ゲリラの残党が存在するサマール島東部地域についてもメンテナンスが遅れているのが現状である。

NPC が実施しているメンテナンスとして、Wright-Calbayog, Calbayog-Catarman と Wright- Taft の 69kV 送電線の ROW(Right of Way)を確保するための伐採作業を実施している。

系統の電圧低下については 138kV 系統では特に問題はない。しかしながら、レイテ島の 69kV 系統では、Babatngon 変電所が運転開始する以前は、Tongonan 発電所から東部地域および南東部地域に 69kV 送電による長距離送電を行っていたため、69kV 受電端でピーク時 Soleco の東部地域や Leyeco I では 57kV、Leyeco II では 58kV まで低下した実績がある。この電圧低下の問題に対しては、138kV Babatngon 変電所の新設により電圧問題は解消された。

サマール島については、インタビューをした範囲においては 69kV 系統での電圧問題はなかった。

○問題点

- 地主の反対により、NPC の ROW (Right of Way) 規格 15m が守られていない。
- 山岳部、および道路より離れている送電線については、技術者が送電線に到着するのが困難なため充分なメンテナンスが行われていない。
- レイテ・サマールエリアは台風が頻繁に通過するため、木柱の 69kV 送電線はダメージを受けている。
- ある ECs の供給エリアの 69kV 送電線には規格の低い木柱を使用されているため、自然に倒壊するなどの問題が生じている。

5.1.2 現状の変電設備について

138/69kV 変電所の概要を表 5.1.2-1 に示す。また、138/69kV Isabel 変電所の 2 次側単線結線図を付録 Figure 5.1.2-1 に示す。

138/69kV 変電所は、レイテに 4 台 (Tongonan S/S 2 台、Isabel S/S 1 台、Babatngon S/S 1 台) で総容量 100MVA、サマールに 1 台 (Wright S/S 1 台) で総容量 30MVA の設備を有している。1996 年時点のレイテとサマールのピーク時の変圧器利用状況は、それぞれ 66%、62%であり、ピーク時の電力需要に対して設備容量に余裕がある状況である。しかし、特に Tongonan S/S の Tunga fedder は 89%の利用状況で厳しい運用になっている。

1997 年 12 月に Babatngon S/S が 50MVA で運転開始したことから、Tongonan S/S Tunga feeder の負荷は Babatngon S/S へ振り替えられるので、この Tunga feeder の厳し

い状況は解決されている。

138/69kV 変電所２次側(69kV 側)の送電線保護システムは、過電流リレーと地絡過電流リレーが設置されているのみである。

表 5.1.2-1　138/69kV 変電所の概要

Substation Name	No. of Uni	Cap. (MVA)	Voltage (kV)	Completed
Isabel S/S	1	40	138/69/13.8	1982
Wright S/S	1	30	138/69/13.8	1988
Tongonan S/S (Ormoc feeder)	1	30	138/69/13.8	1983
Tongonan S/S (Tung feeder)	1	30	138/69/13.8	1992
Babatngon S/S	1	50	138/69/13.8	1997
Ormoc Center S/S *	2	50	230/138	1996
Tabango S/S	1	10	230/69/13.8	1996

注 *：この変電所は AC-DC 変換器が運転開始するまでの間、当面、Cebu 島への供給用変電所として使用される。Leyte-Cebu 連系線は 1997 年 11 月に 230kV 運転開始した。

出典：NPC からの入手資料

69/13.2kV 変電所の概要を 付録 Appendix 5.1.2-1 に示す。また、69/13.2kV Dorelco 変電所の単線結線図を代表例として 付録 Figure 5.1.2-2 に示す。

69/13.2kV 変電所には、１次側、２次側ともに遮断器は設置されてなく、１次側にはパワーヒューズと ABS が設置されているのみである。また、２次側の各 feeder に、パワーヒューズとリクローザーが設置されている構成が一般的である。事故時にはパワーヒューズにより事故電流を遮断することになる。また、変圧器についても負荷時タップ切替器が設置されているのも、Dorelco S/S、Tunga S/S、Hilongos S/S などのごく一部の変電所にかぎられており、電圧レギュレーターを追加設置して、電圧調整をおこなっている。保護リレーについては、全く設置されていない。

また、69/13.2kV 変電所は、69kV 送電線と１回線Ｔ分岐で接続されていることが要因で事故による停電の影響は大きくなっているのが現状である。たとえば、次のようなケースが考えられる。

- 69kV 送電線で事故が発生した場合、
  138/69kV 変電所の２次側 69kV 送電線 feeder の遮断器で事故遮断を行うことになり、事故点の復旧が終了するまで電源がなくなるため、69kV 送電線フィーダーに接続されている 69/13.2kV 変電所はすべて停電となる。
- 69/13.2kV 変電所内で事故が発生した場合、

69/13.2kV 変電所1次側のパワーヒューズで事故遮断を行うことになるが、このパワーヒューズが動作しなかった場合、69kV 送電線に事故が波及することになり、隣接する 69/13.2kV 変電所も停電することになる。

69/13.2kV 変電所設備の構内鉄構は木製のものもあり、また、変圧器についても他の変電所から流用しているケースもあり、信頼性に劣ることが懸念される。さらに、変電所構内は狭隘なため、保守作業の際に危険を伴うことが危惧される。このように、69/13.2kV 変電所の設備は、安全にかつ電力を安定に供給するには十分な設備状況ではない。

また、サマール島の 69kV 系統では、送電線が完成しているにもかかわらず、69/13.2kV 変電所が運転開始していないため、電力供給が行われていない状況が一部存在する。

○問題点

- 69/13.2kV 変電所は、69kV 送電線に1回線のT分岐で接続しているため、69kV 送電線に事故が発生するとこの 69kV 送電線に接続されているすべての変電所が全停となり、事故の影響が大きい。
- また、保護リレーは NPC の変電所に設置されているのみであり、69kV 送電線の事故は NPC の 138/69kV 変電所の遮断器での除去に依存している状況である。

5.1.3 現状の配電設備について

各 ECs の 13.2kV 配電線の現状を付録 Appendix 5.1.3-1 に示す。

付録 Appendix 5.1.3-1 のように、ECs の配電線は 13.2kV の三相、V相、単相の3種類、240V の Open Secondary、Underbuilt の回線数により分類される。

ECs の 13.2kV 配電線の系統構成としては、三相配電線が設置されいているのは 69kV 変電所から電力を供給するためのメインフィーダーおよび比較的需要が集中している地域である。また、分散している住宅へはV相配電線あるいは単相配電線で供給している。この系統構成が顕著に表れているのは LeyecoⅣである。LeyecoⅣは住宅需要が全体の需要の60%を占めており、さらに地形的にも南北に需要が分散している。このため、三相配電線が南北に配置され、そこから単相が分岐して枝線で住宅に供給している。

240V 配電線は、単独木柱の Open Secondary と 13.2kV 配電線と併架している Underbuilt に分類されている。ECs の設備形成の基本は、併架タイプの Underbult を志向しているものと考えられるが、13.2kV 配電線がエリア内に十分に設置されていないため、実際は Open Secondary タイプと Underbuilt タイプの構成比はほぼ半々となっている。ただし、Ormoc のような都市がある LeyecoⅤでは Underbuilt タイプの配電線が Open Secondary タイプの6倍の比率と高い割合となっている。

○問題点

- 13.2kV 配電線の電圧低下は、ピーク時に Leyeco I で 200V、LeyecoIV、V で 220V、Samelco I で 210V、Esamelco においては 165V といった状況である。原因は、100km 以上の長距離配電線による電力供給をおこなっているため電圧低下が発生している。当面の対策としてキャパシターバンクの設置などを進めている。ただし、Leyeco I については、138/69kV Babatngon 変電所の新設され、電圧問題が改善された。

5.1.4 NPC と ECs の資産分界点について

全ての 69/13.2kV 変電所は各地域の ECs が所有しており、NPC と ECs の資産分界点は、69/13.2kV 変電所 1 次側の ABS (付録 Figure 5.1.2-2 の単線結線図参照) であり、この ABS はほとんどの変電所で ECs の所有設備となっている。

また、NPC は売電力計測メーターのみを提供し、売電電力を計測している。ただし、この売電用計測メーターは、変圧器の 1 次側に設置されるべきものであるが、変電所によって 2 次側に設置されているケースがある。

5.1.5 ECs 間の配電線連系について

ECs 間の配電線連系は、ジャンパー開放により分離されており、ECs 間の電力融通は現在実施されていない。

しかし、過去の 69kV 送電線が整備されていない時期は、13.2kV 配電線を使用して電力供給が行われていた。つまり、各 ECs 間で配電線は連系されていたことになる。

現在でも、自社エリア内の配電線の改修時に隣の EC から電力融通を受けたい場合、あるいは長距離配電を回避するため、隣の EC から電力融通を受けたい場合、配電系統 (13.2kV)での電力融通の計画はあるものの融通料金が割高になる傾向にあり、現実的には電力融通が定着するには困難な状況である。また、供給エリア境界近傍の 13.2kV 3 相配電線が台風により倒壊したために、単相配電線に立て替えた ECs もあり、このような配電線を連系線として利用するには、送電容量が小さいために電力融通の能力を十分に果たすことができないなどの問題がある。

○問題点

- 現在、送電系統(138kV,69kV 系統)は系統の増強整備が進められているが、レイテ・サマール島は台風ベルト地帯であるため、設備倒壊による送電線が使用不可能になるケースが多い。また、長距離配電により生ずる配電系統のロスの低減のためにも、ボーダー地域の需要地には 13.2kV 配電線による融通を受けられるようなシステム作りが必要であると考えられる。

5.2 電力系統のネットワーク協調システム

5.2.1 現状の中央制御システムについて

NPC には、電力系統を運用制御する組織として、SOD (System Operation Division)を頂点として、その下部にフィリピンをルソン、ビザヤス、ミンダナオの 3 つの地域に分け、それぞれを監視する RCC (Regional Control Center)がある。さらに、その下部組織として、ACS (Area Control System)があり、設備の運用を行っている。

実際に、レイテ・サマール島の系統を運用制御しているのは、セブ島にある RCC であり、ここで周波数調整、発電機の運転指令、開閉装置の操作指令などが ACS に発令されている。また、レイテ・サマール島の ACS より系統の電圧、kW、kVar の情報および開閉器の開閉状態が RCC に集められている。RCC では大型計算機を用いてエリア全体を集中管理している。

5.2.2 現状の通信システムについて

NPC の通信系統図を付録 Figure 5.2.2-1 に示す。

NPC によるレイテ・サマール島内の通信システムは、Palompon の無人中継所を経由して、セブ島の VRC (Visayas Regional Center) とルソン島へマイクロウエーブ回線でつながっている。この他に、変電所間では電力線搬送や VHF による通信が行われ、さらに、一般の電話回線でデータの通信を行っているケースもある。

ECs 間の通信は、VHF による無線通信を主に使用しており、一般電話回線(EVTELCO)も使用している。各 ECs とも無線基地局を有しており、移動無線により情報の交換を行っている。

NPC と ECs 間の通信は、無線および一般電話回線を使用している。

5.2.3 潮流図

1996 年の潮流図は付録 Figure 5.2.3-1 に示す通りである。また、送電線容量に占めるピーク時に流れる電力の割合を表 5.2.3 に示す。

潮流は、Tongonan 発電所を電源として、138kV 送電線でレイテとサマールに電力を送電し,69kV 送電線で各 ECs に供給している。

潮流図より、レイテ島の東部地域、特に系統末端の Bontoc 地点の電圧が 66.7 kV にまで低下している。この潮流図は実潮流ではなく解析結果であるため、前述したように最大の電圧低下は 57 kV ではないが、レイテ東部地域の電圧低下に問題があることは読みとれる。

表 5.2.3 によると、69kV 送電線の利用状況はレイテの Tunga feeder で 50%を最高に、

サマールでは数%程度しか利用されてなく、送電線の熱容量で評価する限り、送電線の利用については現状特に問題ないと考えられる。

表 5.2.3　送電線容量に占めるピーク時に流れる電力の割合

From	To	Rating (MVA)	Percent Loaded (%)
138 kV Single-circuit (Wooden pole)			
Tongonan	Wright	126	12
Tongonan	Isabel	126	25
Tongonan	Isabel	126	25
Isabel	Philphos	126	11
Isabel	Philphos	126	11
138 kV Double-circuit (Steel tower)			
Isabel	Pasar	215	10
Isabel	Pasar	215	10
69 kV Single-circuit (wooden pole)			
Tongonan	Tunga feeder	63	50
Tongonan	Ormoc feeder	63	20
Wright	Calbayog	63	18
Wright	Taft	63	6
Taft	Oras	63	2
Taft	Borongan	63	2

出典：NPC からの入手資料

5.2.4 系統解析

現在、NPC では PSS/E を使用して 138kV と 69kV 系統解析を行っているようである。今回の調査では、潮流および短・地絡容量の解析結果を入手した。ECs では、独自に系統解析は行ってなく、過去にコンサルタントによる系統解析の事例はあった。

NPC による 2005 年の潮流解析結果によると、69kV 系統については Babatngon 変電所からレイテ島東部エリア供給用の Feeder が 44MW の潮流が最大となっているが、69kV 送電線の熱容量 63MVA であるため問題はない。また、Catarman の電圧が 65kV まで低下する予想であるが、送電系統として、これは特に問題となる電圧低下ではないが、下位の ECs の配電系統は弱いため ECs の配電電圧状況を踏まえた評価が必要である。

短絡・地絡容量解析結果によると、138kV 送電線と 69kV 送電線がつながっている Maasin-Cut ポイントで短絡電流が 17kA と最大となっているが、69kV 遮断器の遮断容量が 20kA の能力があるので特に問題とはならない。

NPCによる系統解析の結果、レイテ・サマール島の69kV系統は特に問題となる点はないと考えられる。

NPCで使用している電力系統解析用ツールPSS/Eの概要は、次のとおりである。

PSS/E (Power System Simulator for Engineering)は、1976年に米国のPTI(Power Technologies, Inc.)により開発された電力系統解析用のシミュレーションプログラムである。このツールはパソコンでも動かすことができ、米国を初め全世界の300社で使用されている。

機能は、潮流計算機能を中心に多様なオプションを一つのパッケージに統合した構成となっている。具体的には以下のオプションを備えている。

- 最適潮流計算 (Optimal Power Flow)
- 対称、非対称故障計算 (Balanced and Unbalanced Fault Analysis)
- 過電流、距離リレーの整定 (Relay Coordination)
- 動的シミュレーション (Dynamic Simulation)
- 固有値解析 (Eigenvalues Analysis)
- 長時間動的シミュレーション (Extended Term Simulation)
- 地域間融通電力の解析 (Transfer Analysis)

○問題点

- 69kV送電線移管後、系統解析を実施する場合、ECsには解析ツールも解析ノウハウもないため、ECsへの解析ノウハウの移管が必要である。この移管が完了するまで、NPCが解析を行うことになると思われる。

5.3 システムロス

各ECs毎のシステムロスは、付録Appendix 5.3-1のとおりである。

NEAによる配電系統のシステムロス推奨値は12%であるが、実態は1996年第3四半期までの値でLeyeco Iの最大値23.95%を筆頭に、15%を超えるロスが発生しているECsは8社も存在し、全般にかなり高い数値となっている。

システムロスが20%を超えるECsは、その大半がノンテクニカルロスで占めていると考えられる。実際に、LeyecoIIのデータによると40%がテクニカルロスでその他がノンテクニカルロスである。

付録Appendix 5.3-1において過去10年間のロス率の推移を見てみると、Leyeco IとSamelcoIIがそれぞれ1989年の33%、1988年の30%をピークに1996年に22%、16%に低減した実績はあるものの、その他のECsについては、過去10年間の推移はほぼ横這い傾向である。

また、このシステムロスの発生要因をテクニカルロスとノンテクニカルロスに分類して評価してみると、テクニカルロスの発生原因は、配電系統の構成にあると考えられる。

一つは需要が分散しているため、長距離の配電線により電力供給を行っていること。

一つは、単相配電線を使用して末端需要家に供給しているため、各相電流の不平衡となり、その結果中性線に流れる電流によりロスが発生していること。などが挙げられる。

また、ノンテクニカルロスの発生原因は、盗電、料金の未払いなどが挙げられる。

システムロスを低減することは、今後の企業収益の改善からも必要なことであり、各 ECs においてもシステムロス改善計画を策定している。主な内容は概ね以下の通りである。

テクニカルロスの低減計画

- 線路サイズの格上げ（配電線電線の太線化）
- 単相配電線から三相配電線への変更
- 変圧器のロードマネージメント（過負荷変圧器の調書作成、変圧器の増容量化、新規変電所の設置）
- 相間の負荷バランスの実施
- 力率の改善（キャパシターバンクの設置）
- 欠陥碍子の交換
- ＲＯＷクリアの実施
- 伐採プログラムの実施

ノンテクニカルロスの低減計画

- kWh メーターの精度向上および欠陥 kWh メーターの交換
- メディアによる盗電に対する理解活動の実施
- 盗電防止対策として、kWh メーターの設置場所の移設、メーターボックスの設置
- 盗電者に対する制裁の実施
- 盗電に対する特別調査班の設置
- 盗電発見への報酬あるいはインセンティブの開発
- 配電用変圧器にマザーメーターを設置して、チェックの実施
- 検針員の教育
- 検針員の受け持ち区域のローテーション化
- ストリートライトのメーターの設置

○問題点

- 長距離配電線によるロスの発生を低減するためには、供給用変電所(69/13.2kV)を電圧低下の設置による配電線長の短縮、および電力用コンデンサ設置による電圧低下

対策が必要である。

- このロス低減計画実施には、全般に資金を必要とすることから、資金手当が必要である。

○留意点

- 売電用の電力用計測器が変圧器の２次側に設置されている変電所では、変圧器ロスがNPCに含まれている。

5.4 自然条件と停電の頻度

各 ECs 別の過去 10 年間の停電実績を NPC の設備による発生原因によるものと、ECs の設備による発生原因によるものと分類して停電時間、停電回数をそれぞれ付録 Appendix 5.4-1、5.4-2 に示す。

NPC と ECs の原因別に停電時間を 1 社あたりの平均では、NPC、ECs それぞれ 362 時間、469 時間であった。さらに、同停電回数は、NPC、ECs それぞれ 106 回、160 回である。つまり、NPC の設備で停電が発生すると下位系統の ECs は当然に停電することになるため、ECs 1 社平均で年間に約 34 日近い停電が起きている状況になる。

この地域は、台風のベルト地帯で、台風の発生が多い年は年間に十数回の被害を受けることもあり、設備被害も甚大である。また、送電線線下の ROW 確保で樹木を伐採しても、亜熱帯気候のため椰子の木などの枝葉の成長も早く、樹木接触による地絡事故なども多い。

NPC の送電設備と ECs の配電設備とも木柱であるため、強度的にはそれほど大差はないと思われるが、NPC の設備で一端事故が発生すると数社の ECs に亘って停電となり、事故による停電の影響範囲は大きい。この停電実績の数値を見る限りでは、停電を起こす要因は ECs サイドが多いが、停電の及ぼす影響を考えると、NPC の事故回数および時間とも改善の必要がある。

5.5 Tongonan 地熱発電所の概要

Tongonan 地熱発電所の設備構成は、表 5.5-1 のとおり 3 ユニットで総容量 112.5MW であり、電源送電線として、138kV 系は Isabel 方面に 2 回線、Wright 方面に 1 回線で、そして 69kV 系は 138/69kV 変圧器で降圧して、Maasin 方面に 1 回線、Tunga 方面に 1 回線で電力を供給している。

また、エネルギー源である地熱による水蒸気は、隣接する PNOC (Philippin National Oil Corporation)より購入している。

Tongonan エリアの今後の地熱発電所の開発として、BOO による開発により総容量

600MW 規模が計画中である。

更に、レイテAプロジェクト(合計発電容量:119.6MW)を開発中である。この発電力を活用して、ルソン、ミンダナオ及びセブとの電力系統の連係が進行中である。この他、南レイテのサンジュアンにおいて開発が計画されている。

表 5.5-1　Tongonan 地熱発電所の概要

Unit #	Date of Commercial Operation	Installed Cap.	Gross Generation, in 1996
Unit #1	July 2, 1983	37.5 MW	223,656.31 MWh
Unit #2	April 28, 1983	37.5 MW	176,982.55 MWh
Unit #3	March 11, 1983	37.5 MW	210,150.21 MWh

出典：NPC 入手資料

5.6 将来系統計画

5.6.1 島間の連系計画

島間の連系計画系統図を付録 Figure 5.6.1-1 に、概要を表 5.6.1-1 に示す。

島間の連系はレイテ島に存在する Tongonan 地熱発電所の大規模なエネルギーを有効的に活用することを目的としており、1997 年 11 月 15 日にはレイテ島とセブ島が 230kV 交流送電線で連系された。また、レイテ・サマール間を連系することで、サマール島の電力不足を解消し、レイテ・サマール両島の電力需給バランスを安定にしている。

将来に向けた連系計画としては、この Tongonan 地熱発電所のエネルギーをレイテ・サマール島以外の島々に電力を供給することを視野にいれている。このための計画として、南北方向にルソン島からレイテ島を経由してミンダナオ島まで±350kV 直流送電で結ばれ、東西方向は、レイテ島とボホール島が 138kV 交流送電線で連系される。2000 年には全連系送電線が完成する計画である。

1997 年 7 月には、連系の拠点となる 230/138/69kV の Ormoc 変電所を新設した。また、この変電所には AC-DC 変換設備も設置する計画であり、ルソン島およびミンダナオ島への連系の拠点となる。1990 年 10 月 10 日時点の建設進捗状況は Leyte-Luzon 連系が 99%となっている。

ここで、本移管計画調査に大きく影響を与える Leyte-Bohol 連系計画について以下に述べる。

Leyte-Bohol 連系計画は、Stage Ⅰと Stage Ⅱで進められる。Stage Ⅰは 1999 年 3 月

の運転開始を予定しており、138kV 海底ケーブルを敷設し 69kV で運用する。このとき、レイテ島内の既設の Ormoc-Maasin 間の 69kV 送電線を使用し島間連系線として活用する計画である。Stage Ⅱは 2000 年の運転開始を予定しており、レイテ島内に 138kV 送電線(Ormoc-Maasin)を新設し、Leyte(Ormoc)-Bohol 間を 138kV に昇圧する計画である。

表 5.6.1-1　島間の連系計画の概要

Project	Voltage	Capacity	Comm. Year	Description
Leyte-Luzon	±350kV 2cct-DC	440MW	1997	OHL:432km, CABLE:23km
Leyte-Mindanao	±350kV 1cct-DC	400MW	2000	OHL:384km, CABLE:29km
Leyte-Cebu (Ⅰ)	230kV 2cct-AC	200MW	1997	OHL:145km, CABLE:32km
Leyte-Cebu (Ⅱ)	230kV 1cct-AC	200MW	2000	CABLE:32km
Leyte-Bohol	138kV 2cct-AC	100MW	2000	OHL:180km, CABLE:17km

注 ： Cable とは海底ケーブルを意味する。

出典：NPC からの入手資料

○問題点

- NPC の計画では、138kV 送電線(Ormoc-Maasin)が 2000 年に完成し、Leyte-Bohol 連系が 138kV 昇圧を終了するまでは、移管対象である 69kV 送電線を連系線として使用する計画である。このため、レイテ島の本調査対象の 69kV 送電線移管は、2000 年までは難しい状況である。

5.6.2 レイテ・サマール島内の系統計画

レイテ・サマール島内の送電線と変電所の系統計画を、それぞれ表 5.6.2-1、5.6.2-2 に示す。NPC の開発計画は、基幹系統(138kV)が中心で実施されており、69kV 送電線の計画は十分に実施されていないのが現状である。

138kV 系統計画は、Ormoc-Wright 間の既存ルートに加えて、新規別ルートの送電線を建設し、系統の強化を図っている。

69kV 系統の強化計画は、現在、建設計画中のものが 1 件(Mcarthur-Guiuan 送電線)あるのみである。

この他にフィジビリティスタディ中ではあるが、サマール島 69kV 系統のループ化の検討とか、Wright-Calbayog 間の 138kV 送電線の建設計画などが考えられている。

表 5.6.2-1　レイテ・サマール島内の系統計画の概要

Project	Voltage	Structure	Comm. Year	Description
Ormoc-Babatngon	138kV 1cct-AC	Steel	1998	OHL:81km
Babatngon-Wright	138kV 1cct-AC	Steel	1998	OHL:60km
Tongonan-Isabel	138kV 2cct-AC	Steel	1998	OHL:35.5km
Mcarthur-Guiuan	69kV 1cct-AC	Wood	1995	OHL:32km

出典：NPCからの入手資料

表 5.6.2-2　レイテ・サマール島の変電所拡張計画の概要

Project	Voltage	Capacity	Comm. Year
Tongonan S/S	138/69/13.8 kV	1×50 MVA	2000
Wright S/S	138/69/13.8 kV	1×50 MVA	2000
Ormoc S/S	230/138/13.8 kV	2×50 MVA	2004

出典：NPCからの入手資料

5.7 技術基準

レイテ・サマール島の11ECsおよびNEAに対して行ったインタビューによると、各ECsは個別の技術基準を所有してなく、NEAより技術を提供されているとのことであった。NEAより提供されている技術とは、1993年8月にUSAIDの資金により作成されたNEA ENGINEERING BULLETINSである。これは、海外コンサルタントによりECsに必要な技術ノウハウを報告書としてまとめたものであり、これがECsの技術基準として現在まで使用されている。

このNEA ENGINEERING BULLETINSは、主に配電線および配電変圧器などの機器に関係する適用、設備計画、設計図面、建設、O&M技術を中心に、需要家へのフィーダー線、計器などの仕様、電力損失の考え方、信頼度の考え方、必要な技術解析の内容など多岐にわたって記載されている。また、このBulletinsの中には、69kV送電線の仕様、設計についても記載されており、全般として幅広い範囲を網羅した報告書となっている。

NPCの技術基準としては、建設技術および69kV木柱の設計に関する基準および系統運用手順については入手することができたが、その他の情報についてはNPCからの提供を受けることが不可能であった。

しかしながら、NPCより入手したO&Mチェックリスト表によると、基準に基づいてチェックをおこなっていることが想定される。

次に、NEA ENGINEERING BULLETINSの設備計画基準、建設基準、O&M基準およびNPCの系統運用手順について述べる。

5.7.1 設備計画基準

計画基準DX1000には、配電系統の計画立案のために作成されたものであるが、その内容は長期計画の立案方法、需要想定のレベル、系統解析の必要性、経済性を重視した設備計画などについて述べられており、この計画基準の内容は、送電系統の計画立案についても十分に適用できるものと考えられる。

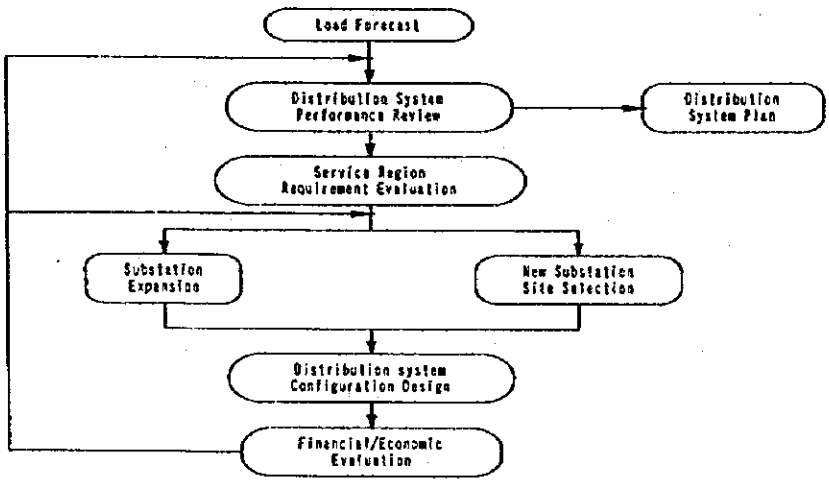
ただし、配電系統が大多数の一般需要家個々に必要な電気を配分するのに対して、送電系統は電気を大量に送る供給線としての役割がある。このため、当然に配電線と送電線それぞれの設備計画に求められる信頼性、仕様なども違いがでてくる。そこで、以下にこのDX1000についての概略を示し、送電系統計画に適用した場合に考慮したほうが望ましい箇所について述べたい。

(関係する基準)

NEA Engineering Bulletins DX1000: SYSTEM PLANNING GUIDE, ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS

(概略)

- DX1000では、長期計画の必要性を提言しており、そのためには正確な需要想定を行い、ステップを踏んだ設備計画を進めていくことを述べている。そのためには電力系統の技術解析の実施、経済性の追求や系統信頼度の向上を組み合わせることの必要性を述べている。
- 設備計画を5つの作業に分担して行うことを提言している。5つの作業とは、1)基礎データ収集や需要想定の実施、2)既存の電力系統の実態を踏まえて、何を計画に反映するかをレビューすること、3)長期計画策定のための実地調査、4)詳細計画策定段階に、系統解析結果や経済性の判断結果を反映しながら最適な計画を絞り込む、5)建設作業計画の作成である。次に配電用変電所の計画プロセスのフローチャートを示す。



・ 詳細計画時点では、需要地を区分して需要の成長パターンの解析、現在の負荷の状況および将来の負荷状況の推定、電圧レベルおよび電流バランスの検討、信頼度の検討、電力ロスの推定、O&M費用の概算などの検討を行っている。

(問題点)

・このDX1000では、設備計画において系統解析（安定度、電力潮流、電圧低下など）の実施を促しているが、ECでは系統解析を行った形跡がなく、また、そのノウハウもないものと推定される。このため、先に述べたように配電線の相毎の電流バランスがアンバランスであったり、配電線の末端においてどの程度電圧低下が生じているか数値を持っていない状況であった。
しかしながら、送電系統を所有した場合、これらの技術問題はクリアしておかなければ、系統全体に波及する問題である。

・既設の69kV送電線は平野部においても道路から離れて建設されており、メンテナンスや修理時にポールへのアクセスが困難である。また、NPCの設計基準においても、アクセス道路を確保する旨、道路に沿って送電線のルート設計を行うようになっているが、実際は道路沿いではなく、既設の69kV送電線は変電所間を最短距離で結んだルート状態になっている。

5.7.2 設計基準

この基準は、設計図面に基づいた建設作業におけるガイドラインであり、建設に際しては、標準設計仕様に基づいて建設を行うこととしており、仕様などの条件変更は技術者の支持のもと行うべきであるものと規定している。

NEAの設計基準TX1300によると、69kV送電ポールは標準化されており、一本柱、複合柱（2本柱、3本柱）がある。標準化した図面が各ポールタイプ毎に存在し、部材の品質から寸法、クリアランス距離に至るまで、きめ細かく整理されている。また、スティールポールの設計図面も一部存在する。

この基準は、設計図面に基づいた建設作業におけるガイドラインである。

(関係する基準)

NEA Engineering Bulletins TX1300: SPECIFICATION AND DRAWINGS FOR 69 KV TRANSMISSION LINE CONSTRUCTION,

(概略)

・ポール長毎に地中部の最小寸法から、構造物の位置、開口穴の開け方、埋め戻しボルト、ナット、ガイワイヤ、アンカー、碍子、電線の張り方に至るまで支持事項が記載されている。

・また、ROWのクリアについても記載されている。
・55フィートポールでは、7.5フィートの根入れ（setting depths）を定義している。
・建設ステップ毎に、技術者の承認を必要とし、品質管理についても配慮されている。
・標準図面は、一本柱、二本柱、三本柱毎にそれぞれに用意されている。

（問題点）

・NPCとECの設計基準とも大きな差異はなく、また、NEAの設計基準は十分にその役割を果たせるものと考えられる。また、ECにおいても、配電柱の建設実績があり、建設ノウハウは有している。しかしながら、送電柱と配電柱の大きな違いは、ポールの長さにともなう建て方、碍子タイプが違うため（配電柱はピン碍子、送電柱は耐長碍子、懸垂碍子）に生じる電線の張り方、および電線およびポールに係る荷重による対策（ボルトの締め付け、ポールと大地の荷重設計）などが違うため、施工時に問題がでてくると予想される。

・ポールの建柱作業は人力によるところが大きい。つまり、人力による資材、機材の現場までの搬入、やぐらを利用した建柱などを実施している。これは、送電柱が樹木地帯、水田や山岳部など道路からアクセスが困難であることが原因である。

・ポール毎の標準装柱のデザインについての図面に存在するが、個別の荷重設計を行っていない。

5.7.3　O&M、検査基準

NEAによるO&M、検査基準はOM8200に配電線についての基準は存在するが、送電線についての基準は存在しない。しかしながら、本調査対象の69kV送電線は木柱であり、配電線も木柱であることから、送電線のO&Mおよび検査はこの配電線用の基準を踏襲することが可能である。

（関係する基準）

NEA Engineering Bulletins OM8200: DISTRIBUTION LINES INSPECTION AND MAINTENANCE,

NEA Engineering Bulletins OM8300: INSPECTION AND RETREATMENT OF STANDING WOOD POLES,

NEA Engineering Bulletins DX4100: LINE INSPECTION AND RETREATMENT RECORD and

NEA Engineering Bulletins DX4214: POLE INSPECTION AND MAINTENANCE

（概略）

・検査スケジュールとして、送電線の目視による検査を実施し管理責任者に文書で報告す

ることを義務づけており、通常検査として、５年のサイクルですべての配電線を検査することとしている。また、随時検査として、停電の原因となる箇所は必要に応じて実施し、台風および雷の発生時期は中間検査を実施することとしている。

・検査は"Line Inspection Checklist"に基づき実施され、この検査結果より"Pole Line Inspection and Maintenance Log Sheet"に基づいて修理、リプレースを実施する。

・検査結果の報告は管理責任者を通じて、検査結果および修理状況を毎月ジェネラルマネージャーおよびBoard of Directorsへの報告義務がある。

(問題点)

・通常検査として、5年のサイクルで点検を目視で実施することになっているが、木柱は内部の腐朽が問題となる場合があり、目視だけでは不十分な場合がある。

5.7.4　系統運用の手順書

NPCより入手した系統運用に関する手順書としてDraft Standard Operation Procedure for CNPLS (Cebu-Negros-Panay-Leyte-Samar) Power Grid Operationsが存在し、この手順書に基づいて系統運用を行っている。

この手順書には、系統運用における管理方法と緊急時の系統操作手順書が記載されている。

以下に、NPCにおける方針および規則と69kV送電線に関係する手順について概略を述べる。

(概略)

・NPCの系統運用の方針と規則は、供給電力の周波数と電圧の変動をそれぞれ60±0.20Hz、最小66kV（ピーク時）と最大72kV（オフピーク時）以下に抑えることとしている。また、電力の供給停止時間及び回数を適度(reasonable)に抑えることと定義している。

・送電線は、需要家に電力を供給を行うために維持し、利用できることとしている。また、このために、年間のメンテナンスプログラムを作成することとしている。

・通常運用時、Load Dispatch and Controlに関するNPCの役割は次のとおりである。

1)RCC/ACCは変電所およびフィーダーの負荷のデータを集める。

2)RCCは翌日の負荷予測を行う。

3)RCC/ACCは開閉装置の操作管理すなわちABSと遮断機の開閉操作の管理

・緊急時、Load Dispatch and Controlに関するNPCの役割は次のとおりである。

1)事故除去後の需要家回復は負荷のプライオリティーに基づいて実施する。つまり、エリアオフィスによって作成された負荷抑制計画(Load shedding scheme)により負

荷の回復を行う。

2)すべての送電線作業班の班長は、メンテナンス/修理の作業実施前後にRCC/ACCに報告を行う。

・負荷端(Load end)送電線事故時の手順において、需要家(ECs)に関係する事項としては、事故時の開閉装置の状況および事故点確認と事故回復時の系統状況の確認および電力供給の指令などである。

(問題点)

・本調査団による移管対象設備を69kV送電線とした場合、69kV送電線の電力供給側の遮断機はNPCの運用管理下に残り、69kV送電線の途中に位置するABSはECsの管理下に移管されることとなる。このため、遮断機とABSの協調をとった運用の必要性が生じる。例えば、事故除去後に電力を復旧させる場合、ABSをクローズにして、遮断機の投入するなどの操作手順および連絡体制が必要。

・NPCにおける系統運用は、電力安定供給の責務のもとに実施されている。例えば、電力の品質の確保、需給バランスの維持、発電機の安定運転など電力系統全体にわたって系統運用を行っている。69kV送電線も電力系統の一部として取り扱われる設備であり、例えば、69kV送電線の事故除去が遅れた場合など近くにあるTongonan地熱の発電ユニットに悪影響を及ぼすことになるし、また、事故復旧が遅れた場合、Visayas地域全体の需給バランスに影響を及ぼすことにもなる。

しかしながら、69kV送電線を移管した場合、その送電線の運用に関する責任はその所有者がもつこととなるが、上述の問題に対してECsにはその責任を担うだけの運用ノウハウがない。

・ECには系統運用に関する手順書などは存在せず、NPCからの無線による指示によりABSの開閉操作を行っているにすぎない。

5.8 ECsの技術レベル

本章において、レイテ・サマール島の配電および送変電設備についての現状と問題点およびECの技術基準についての問題点を挙げてきたが、インタビューや収集資料から想定されるECの技術レベルの問題点を以下にまとめる。

(系統解析の技術レベル)

・各ECでは、配電線に流れる潮流および電圧低下の現状を把握できていない。つまり、潮流計算を実施していない状況である。また、解析による系統の現状把握ができていないため、将来の設備計画への設備対策が反映できていない状況である。

・ECのエンジニアが系統解析のノウハウを蓄積することおよび必要性を理解しているかどうか不明である。

配電系統は、電線の電流容量が許す限り負荷（需要家）を接続することが可能である。つまり、それほど解析を実施しなくても配電線の拡張が可能である。しかしながら、配電線の各相の電流バランスがアンバランスになっているため、配電線のロスが生じている実例はあり、配電線ロスが減少しない一因となっている。

・以上のように、ECにおける系統解析の現状を踏まえて、ECが69kV送電線の移管を受けた場合、現在のECの系統解析レベルでは、69kV送電線の潮流計算、短地絡容量計算は困難であると考えられる。つまり、系統解析技術レベルの側面からでも、電気の品質維持、信頼度などの低下が危惧される。

(系統運用の問題点)

・系統運用とは、技術解析を行って現状および将来の潮流や電圧を推測して、系統を安定に維持・運用することである。この目的を満足するためには、上述したようなECの技術解析能力では、EC独自の系統運用は困難であると考えられる。

・また、系統運用の神経系統である通信系統を独自にECは持ち合わせていない。このため、緊急時の通信回線の確保や操作指令の確実な伝達などが損なわれる事態となる。

・実際に、現状では系統運用のノウハウはNPCが持っており、ECは独自の系統運用を行っていない。このため、ECは系統運用ノウハウおよび必要な施設を持ち合わせてはいない。

・また、138kV以上の送電線、変電所および発電機ユニットを含めた上位系統は、NPCにより系統運用を行われている。電力系統の一元的な運用をおこなうためには、系統運用の指示系統も一元的に行うことが望ましい。つまり、ECが独自の指令系統を有することになると、系統運用が二元となる問題が生じる。

(技術基準の問題点)

・ECでは、NEAの要請によりUSAIDで作成したBULLETINSを技術基準として使用しており、このBULLETINSは技術基準としては幅広い内容を網羅し、よく整備されていると思われる。しかしながら、USAIDのインタビューによると、ECではこの技術基準がバイブルになっており、あまり実運用に活用されていないとのことであった。また、ECへのインタビューにおいても、どのように活用しているのか明確な回答はない状況であった。

・設備の点検、電力ロスの状況、停電の記録、設備の現況など各ECにおいてﾃﾞｰﾀの収集、NEAへの報告は実施されているが、この集めた情報を有効に活用されているか疑問である。例えば、停電が多ければ、その対策に重点をおくとか、電力ロスを低減するために

必要な対策を実施するとか、が必要である。また、NEAにおいても、設備の実態報告を受けた場合、必要な対策に応じてきめ細やかな資金援助あるいは技術援助を行っているのか疑問である。ただし、このような過度の資金援助はECの財務体質の弱体、NEAへの依存体質を増長させ、過度の技術援助はECの技術向上心を損なうことも懸念されるため、まず、EC独自での計画立案能力の向上に努めるべきである。

5.9 ECsの技術力の改善点

リージョンⅧのECsには、配電線作業での経験を基に木柱を建設して維持管理するノウハウを有していると考えられる。しかしながら、69kV送電線の移管を受けた場合、高度な技術を要し、さらに高電圧の施設を維持管理する能力が必要となってくる。

そこで、本章では、現状のECsの技術能力や設備状態や周辺環境を考慮しながら、本調査団により、設備、設備計画、系統運営および長期的な視野における技術力の改善などについて提言を行う。

5.9.1 設備の改善

(1) 69kV送電線の建設技術の改善

現在の69kV送電線の重大な問題点として、第一に送電線の状態が悪いことが挙げられる。この原因としては、メンテナンス状態が悪いことも一因であるが、ポールの材料が木であること、およびこの地域の自然環境も原因の一つであると考えられる。確かに、木柱でも通常の使用であれば、30年以上の耐久性があるが、この地域は台風の通過地域であるため、倒壊や腐朽などによる木柱の劣化が激しいのが現状である。この解決策として、建設段階で木柱を強度の強いコンクリート柱や鉄塔に仕様変更する案も考えられる。

しかしながら、現在の69kV送電線の建設技術では、ポール地点までのアクセス道路がなく重機がはいれないため、人力に頼っているのが現状である。この結果、コンクリート柱や鉄塔などの重量物の組立は、人力による作業はできないため、木柱からコンクリート柱や鉄塔への仕様変更は困難であると考えられる。

また、2月に訪問したリージョンⅧの69kV送電施設を管理運営しているNPCのセブRCCの情報によると、木柱のポール価格は15,000ペソであるのに対して、コンクリート柱のポール価格は29,000ペソであるため、資材代が倍近い価格であり、コンクリート柱への使用変更は資金面でも困難であると考えられる。

そこで、本調査団はレイテ・サマール島の69kV送電線には、当面の間、木柱で建設・維持を進めることを提案する。

以下に、木柱の建設技術の改善策として、木柱にかかる荷重への強化、腐食の進展の防止などを考えていく。

105本の69kV送電線現地調査の結果、木柱は湿地帯あるいは水田に立地しているケースが多く存在した。このため、ボトム部分が腐朽している木柱が数多く存在した。また、ポールのトップ部において雨水がポールの亀裂に入り込んだために腐朽が生じているケースもあった。

水による腐敗に対する防止対策は、次のような対策が考えられる。

1)水地域以外へのポールの移設
2)基礎部分をコンクリートで埋め、水との接触の回避
3)ポールのトップ部分に水よけキャップの設置

レイテ・サマール島エリアは、台風のベルト地帯であり、また、ポールが軟弱地盤に建設されているのが実状である。そのため、ポールが傾いているなどの問題が生じている。このようなポールへの荷重に対する強度を増すためには、次のような対策が考えられる。

1)平坦な土地でも、台風による風圧荷重を強くするために2本柱タイプのポールの設置
2)支柱の活用
3)湿地帯では長めのポールを使用して根入れを深くする。
4)日本での木柱の場合の支持物基礎の事例
- 全長が15m以下の場合は根入れを全長の6分の1以上にする。
- 全長が15mを超える場合は根入れを2.5m以上にする。
- その他地盤が軟弱な箇所では特に堅牢な根かせを施す。

また、建設時点でのROWの問題解決として、年々成長する樹木に対してはポール長の高いものを使用することが必要である。

1)ROWの確保のため、high poleの設置

(2) 69kV送電線のメンテナンス技術の改善

69kV送電線を長期間にわたって、健全な状態に維持し運用していくことが、安定な電力供給に必要なことであり、また、同時に確実な電力の販売につながり経営収支を良好な状況に導くものと考えられる。

このためには、設備の不具合を早期に発見し、より安価で確実な方法でメンテナンスを行うことが望ましい。

では、現在のリージョンⅧの設備状況はというと、ポールが斜めに倒れかかっていたり、ポールの下部が腐朽している状態が多く見受けられる。また、植樹による接触についても、日頃の点検により伐採計画を作成しＲＯＷ(Right-of-Way)の確保が必要である。

具体的なメンテナンスの追加事項については以下に述べるとおりである。

1)倒壊ポールを再度建柱する時に根枷を追加する。

2) 継柱、根巻工事の実施（付録Appendix 5.9-1を参照）
3) NPCと協調をとった計画的な停止作業の立案および実施
4) 定期点検の実施による、不具合の早期発見およびROW

項目1)については、軟弱地盤に対しての倒壊対策として実施し、項目2)については、腐朽した場合に補強工事として実施する。

項目3)については、69kV送電線が1回線であることから、69kV送電線の作業を行う場合、必ず活線作業停止をとることになり長期の停電時間を要することになる。このため、送電線の停止時間（停電時間）の短縮のために、毎月の作業計画を立案して、NPCの活線停止作業と同時に行うことが必要である。そのためにも次節で述べるように定期的な点検が重要となってくる。

(3) 技術基準の改定

69kV送電線は、過去においてDorelco, Soleco, Samelco IIなどの3社が所有していた実績があるが、1987年にNPCに移管した際、技術者も同時に移籍しているため、技術ノウハウは現在のECには継承していないと考えられる。

しかしながら、一部のECはNPCからの委託を受けてROWのクリアリングを実施しているケースがあり、クリアリングなどの若干の技術ノウハウの蓄積はあると思われる。

現在のECsに必要なのは、定期的な検査とメンテナンスの実施が必要である。NEAのBulletinsにも定期点検と緊急時点検を実施することを規定しているが、本節でさらにきめ細やかな点検区分、点検内容を追加して述べる。

送電線路を検査する手段を巡視、点検、パトロールに定義し、きめ細やかな検査を行うことで不良箇所を早期に発見し、人身ならびに設備事故の未然防止を図ることを目的とする。

巡視、点検、パトロールの定義および実施種別は次のとおりとする。巡視は比較的見通しが良い場所に設置されている送電線に適用し、樹木などにより目視で確認ができない送電線や湿地帯など腐朽が心配される送電線に適用する。また、ラタン（腐った）ポールや倒壊の危険のあるポールはパトロールで重点的に検査を行うことが望ましい。さらに台風などによる自然災害が発生した場合はさらにパトロールの徹底を図ることが望ましい。

1) 巡視

線路を電気設備の性能を維持するため、設備全体について外部からの目視により確認すること。巡視の周期は２年に１回程度が望ましい。

a. 定期巡視：定期的に実施する巡視
b. 随時巡視：特殊行事などに際して実施する巡視

2) 点検

設備の劣化、機能維持が外観目視で確認できないもの並びに外部から目視により確認不能な設備について必要に応じて工具、測定器を用いて調査すること。

点検の周期は、木柱の腐朽度点検として、初回調査を5～7年、再調査周期を2～3年とし、前回調査で腐朽がない場合は5～7年の周期で実施する。ただし、この周期は地域実態に応じた調査周期を設定することが望ましい。

a. 定期点検：定期的に実施する点検

b. 随時点検：地域実態（雷害など）、設備実態（設備の経年度合、事故状況など）から必要に応じ実施する機能の点検

3)パトロール

線路等の状況を巡視、点検以外に、必要とする目的に応じ外部からの目視により確認すること。

a. 定期パトロール：地域環境変化の激しい地域などについて、定期的に実施するパトロール

b. 随時パトロール：非常災害時や再送電成功事故後等に実施するパトロール

表5.9-1に各検査項目での実施区分を示す。また、付録Appendix 5.9-2に巡視項目を記載する。

表 5.9 - 1　架空送電線の各検査種別ごとの実施区分

対象設備	設備の特性からみた保守管理	保守の方法		
		巡視	ﾊﾟﾄﾛｰﾙ	内部点検
木柱	外観目視による損傷など施設状態の管理	○	○	
	腐朽状態の把握による劣化管理			○
電線	外観目視による建造物、樹木との離隔、地上高などの施設状態の管理	○	○	
碍子、腕木等の付属設備	外観目視による腐朽、さび、損傷などの施設状態の管理	○		

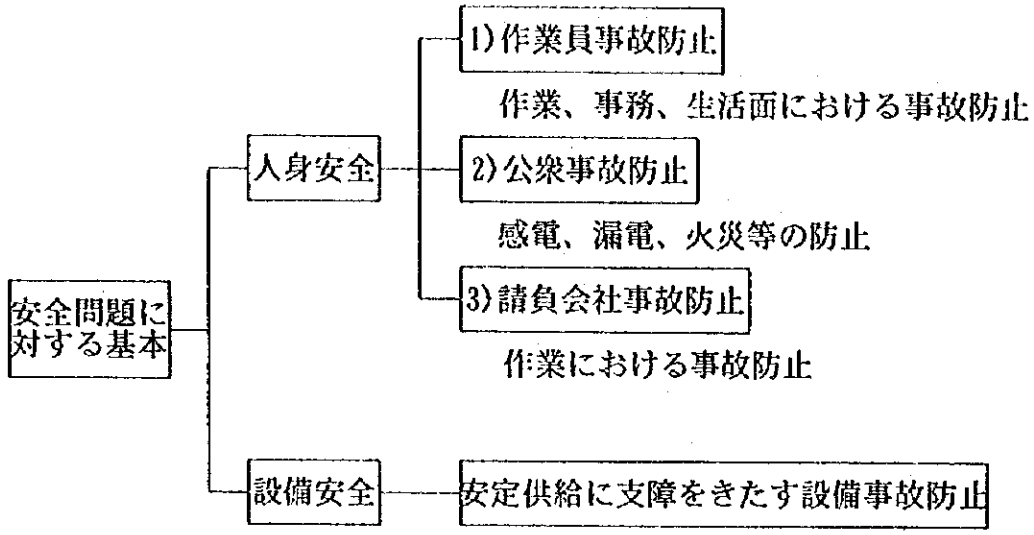
(4)　69kV 送電作業の安全対策

安全問題に対する基本的な考え方として、技術者だけではなく、工事や作業に従事する請負会社の作業員はもちろん住民をも含めた人身安全を確保することが経営の基底である。

一方、設備の安全・的確な運転・保守、新規設備の建設など電力の供給責任を全うするため、少なくとも電気事業者の設備に起因する事故によって需要家に迷惑のかかることのないよう設備の安全の確保についても、先見的に対処すべきである。

以上の安全問題に対する基本的な考え方を示すと、表 5.9-2 のとおりである。

表 5.9 - 2　安全問題に対する基本的な考え方



特に、人身安全確保のための作業員および請負社員のための作業上の安全について次に述べる。

送電線など電力流通設備における人身災害の多くは、作業行動の不適切、充電部あるいは作業対象設備の誤認、知識の不十分、作業手順の誤りなど、その要因は数多いが、いづれもちょっとした不注意や作業行動の基本が守れないために発生する。従って、日常の安全管理に当たっては常にそれぞれの作業場における個人に「安全は自分で守るもの」という意識の定着化をさせることと、作業者が守るべき規則や心得を定め、これをしっかり守って行動するような運用を徹底していかなければならない。

人身安全確保について、69kV 送電線作業に関する具体的展開としては、次のような項目が考えられる。具体方策については、付録 Appendix 5.9-3 に示す。

1) 電気危険防止対策
2) 作業区画の実施
3) 墜落危険防止
4) 先取り安全対策の強化

5.9.2 設備計画の改善

(1)　電力系統計画

電力系統の計画に当たって、特に考慮すべき事項は次の4つの事項である。

1) サービスの達成

2) 信頼性の向上
3) 経済性の追求
4) 長期ビジョンに基づいた計画

項目1)は良質な電気の供給、すなわち需要家端における電圧・周波数の維持ならびに停電回数、停電時間などを適正レベルに維持することに留意しなければならない。そのためには、各設備の信頼度の向上をはかることはもちろん、設備の事故を考慮して適当な設備余裕を持たせることが必要である。

項目2)として、広範囲に及ぶ停電事故の需要家に与える影響が大きく、この種の事故を未然に防止し、万一発生してもその範囲を局限し、復旧を迅速におこなえるシステムを構成することが必要である。

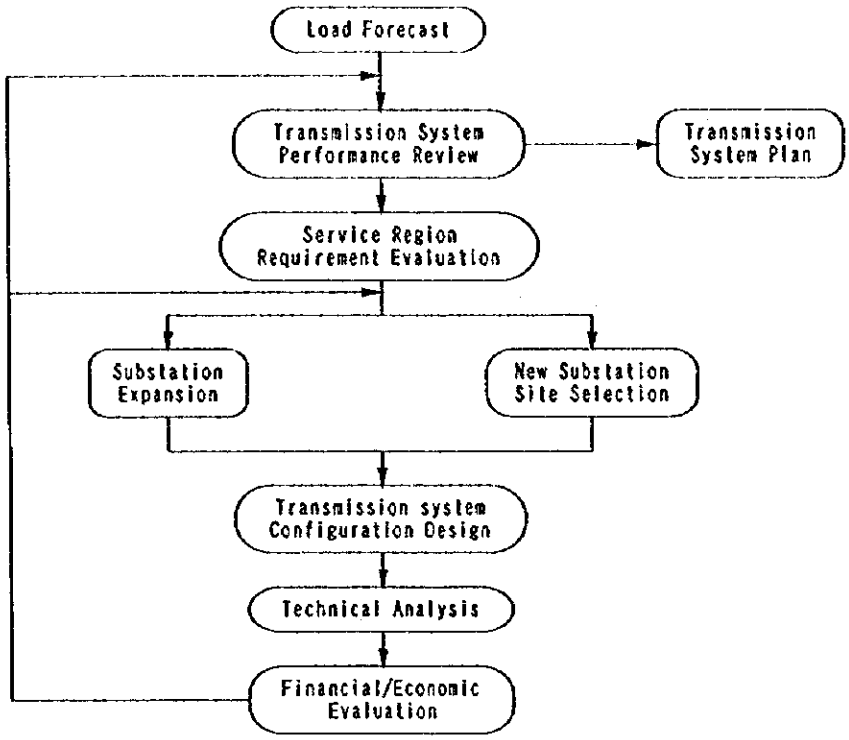
項目3)として、送変電建設に要した費用が耐用年数で償却する場合、その設備で回収できる電気料金収入(B)と送変電設備で生ずる電力ロスと年間に必要な償却費用(C)の差(B-C)が大きい計画ほど経済性の高い計画であるといえる。

項目4)として、電力設備は耐用年数が長期間であるので、長期的に見て経済的かつ、安定的な電力供給をおこなえる計画でなければならない。このため、将来の電力需要の動向を踏まえながら、長期的な電力系統計画を立案し、具体的な実施を進めていくことが必要である。

69kV送電線の設備計画の具体的な適用として、電圧低下対策のためにコンデンサバンクの設置や新変電所の設置、停電時間縮小のために多ルート化（ループ系統化）、長期間（10年程度）の確実な需要想定策定などが考えられる。

また、69kV系統の電力系統計画手順の流れ図をFig. 5.9-3 に示す。この流れ図は第4章で述べた配電系統の計画流れ図と同様の流れとなっている。つまり、配電系統も送電系統も計画手順はほぼ同じである。また、送電系統の計画手順には重要な手順として技術解析があり、この流れ図の中の技術解析はFig. 5.9-4の技術解析手法を活用する。

Fig. 5.9-3　69kV送電系統の計画手順の流れ図



(2)　系統解析技術の内容

技術的な検討課題として大きく分類して、系統安定度、短地絡容量、電力潮流、電圧低下の課題がある。

次に、送変電線計画の際に必要な技術検討方法を Fig. 5.9-4 に示す。

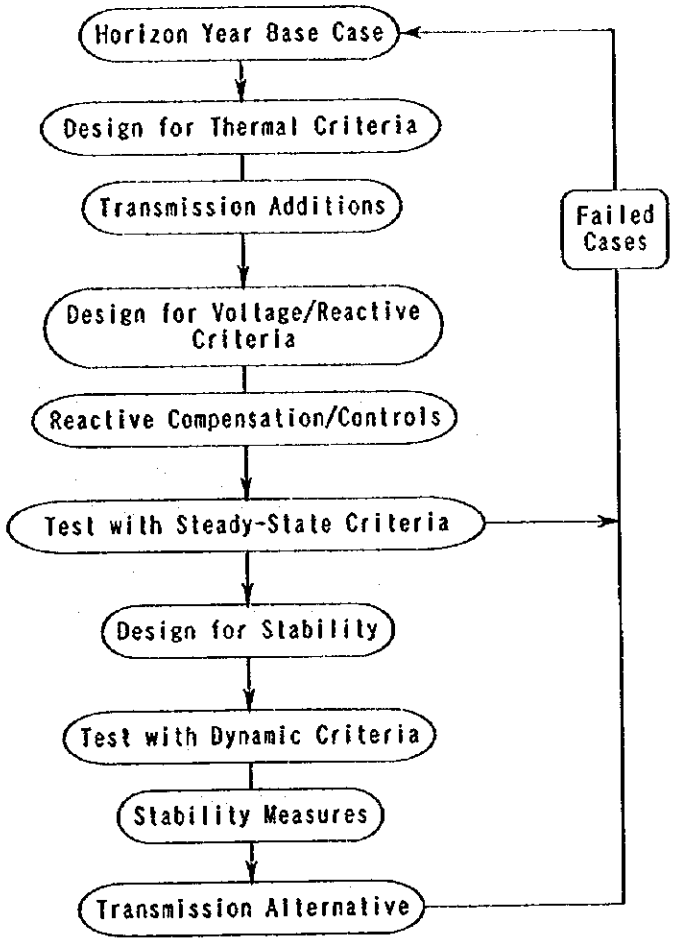
系統安定度の検討は、大型電源を所有しているNPCが責任をもち実施すべきものであると考える。また、パワーバージや小型のディーゼル発電機は、69kV送電線の一部が使用できないなどの条件において、Tongonan地熱発電機と非同期で運転され単独運転となる。この単独運転を行った場合、事故時にはこのパワーバージや小型ディーゼル発電機を停止することになるだけで、その他の発電機への影響はなく、ECでの系統安定度の問題を検討する必要はないと思われる。

ただし、将来、大型発電機を69kV系統に接続してTongonan地熱発電機と同期運転をおこなう場合は、この系統安定度の問題を検討課題として挙げる必要がある。

同様に、短絡地絡容量についても、2005年まで特に問題が生じないため当面検討する必要はないと考えられる。しかしながら、電力系統は年々変化することから、短地絡容量の定期的な検討を実施できる環境整備をする必要がある。

電力潮流の検討は、送電線の電流容量のチェック、電圧低下チェックのために必要であり、ECにおいても独自にできるノウハウを修得する必要がある。現状のECsの技術レベルでは、系統解析は困難であるが、将来はECにおいても解析ツール（例えばPSS/Eなど）を購入して、電力系統の技術検討を行う事が望ましい。

Fig. 5.9-4　送変電計画に必要な技術検討課題



(3)　送電線のルート選定

送変電計画における送電線ルート選定は、投資金額に大きな影響を与える。このため、送電ルート選定にあたっては、技術検討を踏まえながら、投資対効果の高い案を選ぶことが必要である。この考え方を基本にすると、技術面で問題がなければ、一番近い変電所あるいは、一番近い送電線からT分岐し、送電ルートを直線で結ぶのが最良の方法である。また、木柱を長期にわたって健全な状態で使用するためには、建設後の十分なメンテナンスやリハビリを実施するためにアクセス道路の確保ができることも必要である。

しかしながら、現実には、山岳部、民家、河川などにより直線ルートの確保が困難であ

ったり、地権者の協力が得られずにやむを得ず迂回ルートで建設するなどが現実である。

レイテ・サマール島の送電系統の現状は、変電所間を直線で結んだルート選定をしたケースが多い。そのため、送電線が道路から離れており近づくことが困難であるとか、水田や湿地帯や山岳部に建設されているケースが見受けられる。このため、十分なメンテナンスやリハビリを定期的に実施できていないのが現状である。

以上より、今後、送電線を新設する場合、あるいは、移設する場合には、経済性を考慮の上、極力アクセス道路近くに建設することが、建設の容易さ、検査、メンテナンスの実施の容易さなどの観点から必要である。

ただし、地権者の許可が得られないとか、地形上やむを得ないケースについてはこの限りではない。

(4) 信頼度の向上

送電系統は配電系統に比較して、事故時の停電による需要家への影響が大きい。本調査対象地域であるレイテ・サマール島においても送電線1回線の単独送電で電力供給をおこなっており、事故時に他のルートで電力供給を行うことは難しい設備構成である。送電線事故時にはパワーバージ、ディーゼルエンジンや小水力発電によるバックアップはできるものの、1ないし2ECsの全停電が長時間生じ、需要家への影響は大きなものとなる。つまり、送電系統の信頼度を向上させることが電力系統全体の信頼度の向上につながる。その方策として、計画段階からの反映を行う必要がある。

移管後のECが行える具体策としては、1)点検、メンテナンスを行うために道路に隣接した送電線ルート確保、2)定期的な点検、メンテナンスの実施、3)レイテのループ系統を活用して、事故時の負荷切り替え、3)サマール系統のループ化、4)遮断器設置による事故区間の早期除去等が考えられる。

1)、2)については、現在のECsにも直ちに実行可能な対策であるが、3)、4)、5)については5.9.4節で述べるように長期的な視野にたった対策である。

(5) 電圧調整方針の追加

配電系統における、電圧調整の目的は主に需要家への適正電圧の供給であり、また、電力ロスの低減を目的とした電圧維持である。送電系統に必要な電圧調整方針としては、さらに電力機器（変圧器や電圧調整機器など）を正常に運転させるため、また、電力系統の安定運転を確保することなどが挙げられる。（電力系統の安定運転とは、系統電圧の低下や送電電流の増大により系統安定度が低下する現象や、系統事故が頻繁に発生することで電源ユニットに機械的なダメージをあたえることや、電力系統の周波数変動や電圧変動により保護制御機器に影響を与えることなどの問題を解決して運転すること。）

ただし、この電力系統の安定運転は、上位電圧系統つまりNPCの送電系統と密接に関係することから、NPCと協調をとって運用する必要がある。

最終的には、最終需要家への電圧供給を216～252V（240Vベースの需要家利用電圧）以内に抑えることが目的であり、69kV送電線の移管後は、NPCの卸電気の電圧が66kV～72kVで受けた後、キャパシターバンク、シャントリアクトルにより電圧改善が可能である。

5.9.3 系統運用の改善

(1) 69kVと138kV送電系統の協調運用の必要性

系統運営面において、69kV送電系統と直接関係する上位系統との間で、69kV送電系統を放射状で運営するケースが考えられる。

この運営形態は、レイテ島のループ構成をあるポイントで開放して運営するケースで、現状のNPCとECsと間の運営形態と同様なものである。

このときに系統運用を行う上で、69kV送電線の負荷容量が増加すると138kV変電所のバンク容量も増容量が必要となるなど、ECsの負荷バランスが上位系統に影響を及ぼす。つまり、バンク容量が69kV送電線のトータル負荷を上回っている必要がある。バンクの設備容量を将来のECの需要予測に基づいて増設あるいは、69kV系統切替を実施していくことが必要である。

また、日々の系統運用では、138kVバンクの計画停止あるいは、事故停止などに備えて系統運営をおこなう必要がある。これは、計画停止つまり、バンクあるいは関連機器の修繕のためにバンクの停止をおこなう場合は、このバンク停止に伴う容量分の負荷を他の系統に切り替えるなどの運営が必要である。また、現在の運営でもBabatngon S/Sが停止した場合、Tacrobanの湾に停泊しているパワーバージによる電力供給をおこなっている事例もあり、このように移管後も現状の運営方法を維持することが必要である。

次に、バンクや送電線の事故停止による対応も考えておく必要がある。1回線の放射状系統では、バンクの事故あるいは、潮流の上流にあたる69kV送電線の事故は、その送電線全体の停電につながることから、この事故停止への対応を考えておく必要がある。具体方策としては、138kVバンクの事故に対しては、予備バンクの設置、送電線の事故には、系統を早期に切替られるように遮断器の設置および遠方制御などの方策をおこなうことが考えられる。しかしながら、これは、バンク予備機の設置については、各ECへ供給をおこなっているNPCの負担が当然であるが、遮断器の設置については69kV送電線の所有者である各ECコスト負担になる。

1997年にOrmoc変電所にLuzon間を結ぶ直流送電線が完成する予定である。この直流送電線が完成後の系統運用面の問題として、次のようなことが考えられる。

1)直流－交流変換器はその特性から進相無効電力を大量に消費する。この結果、進相無

効電力バランスが悪くなる（進相無効電力が不足する）ため、電力系統の電圧が低下し、最終的には需要家への供給電圧低下となる。

2)また、直流ー交流変換器はサイリスタバルブのパルスにより交流電力を直流電力に変換するため、このパルス変換により発生する高次高調波が交流系統に悪い影響を及ぼす問題が生ずる

これらの対策は当然、発生原因である交流ー直流変換器の所有者であるNPCが対策をおこなうことになる。具体策としては、進相コンデンサの設置や高調波フィルターの設置などが考えられる。これらの問題に対する系統運営での必要は、日々の系統電圧あるいは、高調波の自動記録計によるチェックを行い、69kV系統へのコンデンサバンクの設置などに反映させることが必要である。

以上のように138kV系統との協調には、69kV送電系統の切替、138kVバンク容量の適正配置、電力系統電圧の低下問題、高調波の問題などがあり、かなり高度な経験と知識を必要とすることから系統運営については、現状と同様にNPCにより実施されるのが妥当であると考えられる。

しかし、上述した問題に対処するためには、各ECの協力も必要であり、協議機関を設けて系統運営を円滑に進めていく必要がある。たとえば、次のように各ECにおいても設備計画や技術検討を進める段階で電力衛陶運営を考慮して行う必要がある。

1)系統切替などの系統運営を進める上で、各ECに必要となることは遮断器の設置および保護協調（ABSの場合は手動切替となる）が必要になる。

2)電力系統の信頼度を高めるために、十分な点検、メンテナンスを実施する。

3)バンク容量の適正配置には、各ECの将来需要予測の精度が大切になる。

4)系統電圧、高調波などの技術問題にもECとして対処できるように系統解析技術の習得をおこなうことが、自社技術力の向上、およびNPCとの協議においても必要である。

(2) 系統運用のための操作指令

実際の系統運営の操作指令については、セブのSODとイザベルのRCC間では専用のマイクロ波により通信回線が確保されており、操作指令などの情報の交換が行われているが、EC間では行われていない。現状では、ECによる系統運営は行っていないこと、マイクロ波通信を行うためにはコスト負担が大きいことなどの理由によりEC独自の通信回線を必要としていない。

しかし、後述するように遮断器の設置によりループ運用を実施する場合は、ECも系統運営の一部を行うことになる。このことから、専用通信回線の確保、操作指令の確立が求められる。

5.9.4 長期的な視野における技術的な改善

レイテ島においては、69kV送電線と138kV送電線の間で異電圧ループ系統が構成されいてる。しかしながら、レイテ島の現状はループ運用は行われていない。

また、サマール島でも、NPCによる新規送電線の建設によるループ化の計画はあるものの具体化には至っていない。また、移管後のECには資金面でループ化は困難であるかもしれない。しかしながら、長期的に見て、レイテ・サマール島の送電系統の信頼度を向上させるためには、レイテ島のループ運用の実施、サマール島のループ系統の構成を達成させることが望ましい。

また、この系統をループ運用するためには、次の課題を解決しなければならないのも事実である。

1) ループ潮流、短地絡電流の把握
2) 系統運用の必要性（開閉器の操作指令、リレーの設置）

項目1)のとおり、送電線に流れるループ潮流が過負荷であるかどうかを判断する必要がある。また、事故時の短地絡電流がどの程度になるかを事前に把握しておくことが必要である。これらの課題は、電力系統の解析を行い、事前に電力潮流および短地絡容量を把握しておくことで解決できる。

事故時の事故区間の早期除去が必要であるが、ABSでは系統切替に時間を要するため、停電時間の短縮にはつながらない。このためには、項目2)のようにABSから遮断器への取り替えおよびリレー装置の設置が必要となる。また、138kV系統との協調運営も必要となり、遠方制御あるいは、系統指令により現地での遮断器の閉操作が必要となる。また、ここでも事故除去後の潮流の流れの変化による送電線の過負荷になるかどうかの事前チェックの技術解析を行っておく必要がある。

また、遮断器を投入する際に生じる系統動揺が発電機（ここではTongonan発電機が対象となる）および交流—直流変換設備に与える影響を事前に技術解析をし、問題があるかどうか検討をしておく必要がある。これは、ECにノウハウがないこと、電力系統全体を運営管理しているNPCにより実施されるべきである。

以上のように、ループ化して、系統運用を強化すれば送電系統の停電の短縮化つまり信頼度の向上につながり、ECにおける収益向上につながるものと推測される。

第6章

法制度問題

第6章　法制度問題

69kV 送電線の移管計画については、法規制面から様々な問題点の発生が懸念される。特に、現在議会で審議中の 1997 年オムニバス電力産業法案（Omnibus Electric Power Industry Act of 1997）、通称オムニバス法案が成立することにより、電力産業は大きく自由化される。この電力産業の構造改革の中で、国営電力公社（NPC: National Power Corporation）はもとより、国家電化庁（NEA: National Electrification Administration）を含めた関連省庁の改革と権限の見直し、そして電化協同組合（electric cooperative）の統廃合を含めた合理化も開始される。

本章では、現在審議中のオムニバス法案の進捗状況と現状の法案の内容を分析すると共に、議会と政府が検討中の産業構造改革が電化協同組合と NEA に対して今後どのような影響を与え、またこれらの組織がどのような対応を取ることが望ましいかについも検討を行った。

6.1　1997 年オムニバス電力産業法案

今後の電力部門の構造改革については、現在審議中の 1997 年オムニバス電力産業法案（オムニバス法案）の成立に全てが掛かっている。オムニバス法案は、既に、上院法案と下院法案が纏まっており、この後、上下両院合同協議会において、両者の相違を調整し、法案を一本化する状況にある。この上下両院法案の一本化と最終的な議会の通過については、1998 年 5 月のフィリピン大統領選挙を踏まえ、遅くとも 2 月末までには終了するものと見られる。もし、それに失敗すれば、今会期の終了によりオムニバス法案は廃案となり、電力改革法は、来期の国会で一からの出直しとなる。

上院においては、上院議員フレディーウェブ（Senator Freddie Webb）が議長を務めるエネルギー委員会（Senator Committee on Energy）が、上院法案 2016 号（Senator Bill No. 2016）[1]を纏めた。一方、下院においても、下院議員ダンテティンガ（Congressman Dante Tinga）が議長を務める下院エネルギー委員会（Committee on Energy of the House of Representatives）が、公聴会の議論を踏まえ、最終的な下院法案 9991 号（House Bill No. 9991）を纏め上げた[2]。

これらの二つの法案は、1997 年オムニバス電力産業法と呼ばれるものであり、電力産業の構造改革と NPC の民営化を規定しようとしている。現状では、両法案の間でいくつか

---

[1] SB2016 は、1998 年 1 月 12 日、上院エネルギー委員会報告書第 868 号に差し替えられた。この委員会報告書が上院法案の最終版（SB2448）となる。

[2] エネルギー省の情報によれば、1998 年 1 月中には、上下両院共に本会議において各々の法案を可決するものと見られる。

の相違点はあるが、ほぼ収束に向かいつつある。

両院法案の相違点については、以下のとおりである。

6.1.1 NPC の民営化

上下両院の主な違いは、NPC の民営化の実施速度にある。NPC の構造改革と民営化の実施計画の提出について、上院は法の施行後 6 カ月の期間を与えたのに対し、下院は 3 カ月としている。また、いずれも、実施計画は大統領の承認を必要とし、以下のガイドラインを与えている。

- NPC 民営化の価格は最適なものとする。
- 分割民営化後の NPC 各部門の所有については、フィリピン国民およびフィリピン企業が主導的多数となるようにする。
- 分割民営化後の NPC 各部門は投資家を引きつけ、出資（equity）を増やし、市場のリスクを吸収するようにする。
- 島嶼部や僻地に対する電力供給については、公的責任（missionary responsibility）とする。
- 民営化された組織および資産の所有については、出来る限り選択肢の広いものにする。
- 関連する全ての機関に所属する従業員の利益を守る。
- NPC は所有する関連企業と非戦略資産の処分計画をエネルギー省（DOE: Department of Energy）に提出する。

NPC の民営化方法については、上下両院法案共に類似しており、以下を柱とする。

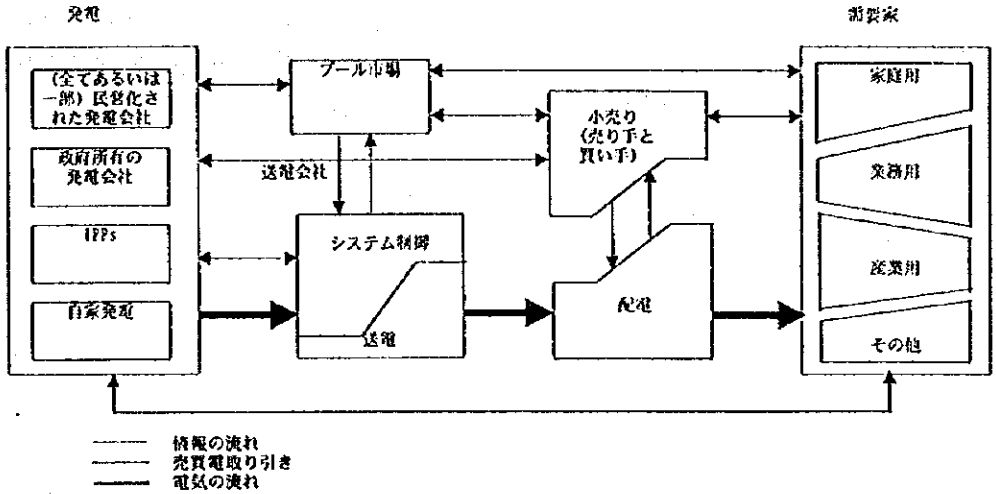
- 資産の売却
- NPC の分割会社に対して資産を戦略的に与え、その株式は国内機関投資家および個人投資家に売却する。さらに、その安全が保証されるならば、国際金融市場にも株を売却する。
- 戦略投資家（strategic partner）への株の売却
- 従業員による持ち株（employee stock option）
- 合法的なその他の方法

6.1.2 電力市場の構造

法案の要の一つに、電力産業の効率向上と生産性の向上がある。このため、いずれの法案も、送電部門と発電部門を切り離し、発電部門については自由化による競争的な市場の設立を目指している。一方、送電部門については、強く規制を残しているが、差別的な独占を排除しようとしている。

発電部門において自由競争の環境を作るため、卸段階でプール市場を設立し、売買電を自由化する。また、この競争環境を保証するため、送電部門は自由に解放する。配電事業者は、発電事業者と直接契約を結ぶことができる。単独需要家も同様に独立発電事業者（IPP: Independent power producer）との直接契約が可能になる。配電部門は、配電設備の物理的な運営（電気の流れ）と売買電契約の流れ（売買電取り引き）とが分離される。このような規制緩和の下での電力産業構造を示したものが図 6.1-1 である。

図 6.1-1：規制緩和された電力産業構造



（出所）Viray 1997.

一つ問題として残されている点は、既存の IPP と NPC との間で結ばれている買電契約（PPA: Power purchase agreement）の取り扱いである。これらの契約については、契約期間内は破棄することが出来ないため、買電契約は NPC またはその分割会社が継承するものと見られる。

構造改革が進展する中で、小売り段階の競争も進むものと見られる。例えば、特定供給（direct connection）についても、電力市場の競争を促進するために、道を開こうとしている。

下院法案では、配電事業者が ERC の定める安全性および信頼性の基準の範囲内で最終需要家が求める電力を妥当なコストで供給できない場合には、配電事業者に対する告知と聴聞を行った後、ERC が最終需要家に対して特定供給を認めるものとしている。また、特定供給が認められた場合には、配電事業者は配電網へのアクセスを拒否できない代わりに、最終需要家に託送料金を請求することが出来る。

これに対して、上院法案はより肯定的な表現を取っている。即ち、規制官庁が特定供給を承認し、需要家が給電のコストを支払う場合には、これを認めてもよいとしている。卸市場での競争を開始するに当たり、少なくとも 2MW 以上の契約最大需要電力を持つ需要家については、配電部門での競争を認めている。したがって、託送料金と送電条件が満たされるならば、配電事業者は無差別に配電網へのアクセスを認めなければならなない。

いずれの法案も発電部門のように無条件で特定供給を認めるものではないが、いわゆる卸段階での競争として、配電事業者に対しても競争を通して利益を得ることを認めようとしている。現状で両院の僅かな違いは、上院法案は特定供給を与える条件に肯定的な表現、下院法案は否定的な表現を取っている点である。

電力産業構造を規制緩和することによりプール市場を設立し、ここで電気の流れを決定する給電司令機能と価格設定機能を作り上げようとしている。送電会社は発電事業者と配電事業者が合意した規則に従ってプール市場から給電し、市場では卸段階と小売り段階の両方で競争原理を機能させることで電力供給コストを下げさせる。

下院法案、上院法案共に、系統に繋がらないものを除いて、大口売買電を含めた全ての発電事業者と配電事業者が卸（プール）市場に参加することを求めている。

6.1.3 送電会社

両法案共に、NPC が独占的な送電会社として国営送電会社（NTC: National Transmission Company）を設立することを求めている。しかし、両方案には以下のような違いがある。

(1) 設立までの期間： 下院法案では法の施行後 3 ヵ月以内、上院法案では 1 年以内。

(2) NTC 組織： 下院法案は政府の規制下にある一般送電会社（regulated common carrier）としいる。当初、NTC は NPC の完全な子会社として設立するが、株式は最終的に戦略株主（Strategic investor）と一般株主に売却される。一方、上院法案では、当初 NPC が NTC を完全な子会社として管理し、その後、優先株(preferential retained equity）を保有するものとしている。

(3) NTC の独立性： 両法案共に NTC の独立性について言及している。下院法案では、発電事業者と配電事業者が送電事業者の株を持ってはならないし、その逆も同様とし

ている。また、発電あるいは送電会社の株主については、彼らが 10%以上の株を持つ場合には、送電会社の 2%以上の株を持つ事が出来ないとしている。また、その逆も同じである。一方、上院法案では、政府を除き、発電事業者と配電事業者ならびにそれらの株主はNTCの株を所有できないし、その逆も同様であるとしている。

(4) NTC株の売却： 両方案共に、NTC株の30-40%を戦略株主（strategic partner）に売却、20%を上場（IPO: Initial public offering）するものとしているが、そのスケジュールが異なる。下院法案では戦略株主への売却は、NTC 設立後 6 ヵ月以内に入札を通して行い、さらに戦略株主への株売却後 6 ヵ月以内に、IPO が行われる。一方、上院法案はその期間を 1 年としている。IPO は戦略株の売却後行われる。残りの株の取り扱いについては、下院法案では、DOE は議会の監督委員会（Oversight Committee）と協議の上、株の売却計画を作り、大統領の承認を得た後、その計画に従い、全てあるいは殆どすべての株が売却される。

(5) 送電線の通行権： 下院法案は NTC に用地収用権を認めている。上院法案では、収用権はNPCがNTCのために行使するが、NPCが解散した場合には、その権限はNTCに移管されるとしている。NTCは全国的な独占事業体となり、用地収用権を行使することで通行権問題を解決する。

6.1.4 下位送電（Sub-transmission）

上院下院両法案共に、NPCは下位送電線を放棄し、設備は実施可能な限り配電事業者に移管されるが、受入れ手のない設備は、配電事業者の受入れが決まるまで NPC が保有するとしている。

両方案共に、配電事業者や発電事業者が限定的な特定区間で専用の送電設備を建設、所持することを認めている。ただし、その様な設備は、国の設備拡張計画に合ったものでなければならず、系統に接続することを目的とし、関連する利用者のみが使うものでなければならない。上院法案は、もしも、これらの設備を市場に開放する必要が出た場合には、所有権はNTCに市場価格で移管されなければならないとしている。

6.1.5 規制環境とERB

両院の法案とも規制官庁を一つにすることを考えている。下院法案はエネルギー規制委員会(ERC: Energy Regulatory Commission)、上院法案はエネルギー規制局(ERA: Energy Regulatory Authority）の設立をうたっているが、いずれも既存のエネルギー規制評議会（Energy Regulatory Board）を基に作るものである。

上院法案の ERA は、電気事業者の営業区域の認可権限を独占的に持ち、これまで NEA、フィリピン経済区庁（PEZA: Philippine Economic Zone Authority）およびフィリピン退役軍人投資開発会社（PHIVIDEC: Philippine Veterans Investment Development Company）が持っていた認可権限は廃止される。一方、下院の ERC は NEA の認可権限を取り込むとしているが、PEZA と PHIVIDEC の認可権限については記述がない。

規制に違反した際には、下院は ERC に電気事業者の営業区域の認可、例えば、事業免許や既に与えた認可の一時停止や取り消し権限を与えている。さらに、罰金、罰則規定も盛り込まれている。しかし、上院法案では、「事業免許や認可」については、暗示するに留まっている。

なお、下院法案の ERC の権限には、天然ガス輸送･供給設備、天然ガス販売、取り引きや供給サービス、そして天然ガスの輸入に関わる事業者の認可権限も含まれている。

6.1.6 NEA

NEA については、両院の法案共に NEA が電化協同組合と小規模配電事業者の経営管理のトレーニングと資金援助に責任を持つことをうたっている。また、NEA は政府融資、あるいは政府の持ち株によって与えられた融資、さらには無償資金を、発電、送電、配電の電力インフラ整備に投資し、国の電化を促進すると言う役割を持つ。

下院法案では、NEA は、最後の手段として、電化協同組合と小規模配電事業者が買電契約を結ぶ際の保証人となることも認めている。その際には、NEA は電化協同組合と小規模配電事業者の株式の一部を所有するか、保証料を取るものとする。

6.1.7 配電事業者と電化協同組合

上院法案では、小規模配電事業者や電化協同組合の間の事業協力、統合あるいはより強い事業者への吸収、さらには相互の合併を通して、最適な規模と適正な需要負荷を達成するための計画について、NEA が規制官庁との協力の下に法の施行後 1 年以内に作成することをうたっている。

一方、下院法案では、既存の配電事業者は、合併や統合を含む構造改革を通して配電事業における規模の経済性を追求し、別途、ERC が配電規定で定める業績および財務的な基準を満たさなければならないことをうたっている。

配電事業者の社会的責任の一部として、上院法案では、営業区域内の一部に不採算地域があったとしても、営業認可を受けた事業者は、その地域についても責任を持って電力供給しなければならないとしている。

6.1.8 地方電化と戦略電気事業者グループ（SPUG: Strategic Power Utilities Group）ならびに全国電化サービス会社（CESCO: Countrywide Electrification Service Company）

両法案共に NPC から戦略電気事業者グループ（SPUG: Strategic Power Utilities Group）を分離し、政府所有の公社（GOCC: government-owned and controlled corporation）とすることで一致している。SPUG は、地方電化、即ち、事業として採算が取れない地域や系統に接続できない地域での発電と配電サービスを行う。ただし、上院法案と下院法案では、SPUG の組織形態が異なる。

下院法案では、新たに全国電化サービス会社（CESCO: Countrywide Electrification Service Company）を設立し、NPC は、法律の施行後 6 ヵ月以内に、SPUG の資産を全て CESCO に移管するとしている。即ち、SPUG は一つの公社にまとめられる。CESCO は、系統に繋がらない民間からの投資が期待出来ない不採算地区や僻地での電力供給と発電に責任を持つ。ただし、SPUG の存在期間は法の施行後 50 年間に限定されており、電化した地区で事業採算の採れるようになった所から順次資産を売却することで民営化を進める。

CESCO の資本金については、授権資本金 80 億ペソを 100 万株に分割し、一株を 1000 ペソとすること、資金は地方電化の報酬、NPC 資産と株の売却益を当て、さらには毎年の営業区域税（franchise tax）の 10%を充当する事が定められている。

一方、上院法案では、NPC から分離される SPUG が僻地での電力供給に責任を負うものとしている。また、SPUG は、個々の島の電力システムを事業として成立させることの見通しと、さらに可能であれば、民営化させることの見通しを評価しなければならない。

SPUG と民間との係わりについては、上院法案では、SPUG は民間企業と発電契約、下位送電契約、そして配電契約をしてもよいという表現になっている。その場合、民間企業は法の規定に従って地方電化を推進すると言う立場にある。

SPUG の資金については、上院法案は記述がない。

6.1.9 統一料金

下院法案は、最終電気料金と共に送電と配電の託送料金についても、補助や内部補助をすべきではないと言う立場を取っている。

上院法案は、受益者負担による料金設定と言う立場を取っている。これは、送電あるいは配電ユーザーが評価し、規制官庁が決定と監視を行い、NTC が管理を行う。料金には、地方電化、国産エネルギーの開発、焦げ付き資産、および付帯システムの正味コスト、さ

らには卸市場の運営コストが転嫁される。上院法案は、政府が電力会社の株を持った場合、その株主と言う立場を利用して内部補助を行うことを禁じている。

6.1.10　独占禁止

両法案共に、市場の寡占や独占について明確な規定を示している。両方案共に、規制官庁（ECR あるいは ERA）が、発電、送電、配電部門で権益的な株の所有を制限したり、著しい市場の寡占を制限したり、さらには、二つ以上の事業部門（発電、送電、配電）の多数株を共通して持つことを制限している。

上院法案および下院法案共に、配電事業者が直接あるいは間接的に 20%以上の株を保有する発電事業者から買電する場合には、買電量は総需要電力量の 20%を超えてはならないとしているが、下院法案では、この買電量の 20%制限が法の施行後 8 年間となっている。ただし、系統に接続していない孤立したシステムでは、この制限は例外として除外される。

6.1.11　国産資源

上院法案は、政府が、送電、多目的水力発電、地熱、国産天然ガスプロジェクトなどの戦略資産の優先株を、分割後に残った NPC に保有させ、国の利益を守るべきであるとしている。

6.1.12　その他

両院の法案は、従業員の権利についても言及している。下院法案では NPC 従業員の利益について、上院法案では NPC、NEA、および ERB 従業員の利益について述べている。

上院法案は、新エネルギーシステム技術利用庁（ANESTA: Agency for Non-Conventional Energy Systems Technology Application）の設立を考えている。この組織は、DOE に属し、新エネルギーシステムを電力産業に組み込み、系統に繋がっていない商業ベースで事業が成り立たない地域の電力供給を行うことを目指す。下院法案には、この組織についての記述はないが、次の点について述べている。

(1) 監視委員会：　両院の中に設けられ、オムニバス法案の実施を監視すると共に、今後行う調査や計画について DOE の支援をする。

(2) 免税：　以下の税については、送電と配電行為のみならず、最終需要家に電気を供給あるいは販売する全ての発電行為に対して、課税を免除する。

- NPC の資産をその子会社あるいは GENCO に移管する際の直接税および間接税
- 発電用燃料に対する付加価値税（VAT: value added tax）および関税、発電、送電および配電に対する VAT、製造税および売上税

(3) 営業区域税（franchise tax）： 配電事業者に対する免税措置を代替して課税する。

(4) 環境保護： 全ての事業者は環境天然資源省（DENR: Department of Environment and Natural Resources）の環境規則、規制および基準を満たさなければならない。

6.2 電化協同組合の地位

電化協同組合の地位については、過去より、政府機関の間で問題となってきた。既存の電化協同組合は、大統領令 269 号（PD269: Presidential Decree No. 269）により、非株式型、非利益団体として NEA に登録されている。一方、共和国法 6938 号（RA6938: Republic Act No. 6938）および 6839 号（RA6939: Republic Act No. 6939）の成立により、全ての組合（cooperatives）は株式型の組合として組合開発庁（CDA: Cooperative Development Authority）に登録することが義務づけられた。そのため、1997 年 5 月 4 日までの猶予期間が決められていた[3]。

ところが、現状でも、NEA と CDA との間で電化協同組合の非利益団体としての地位の扱いについて論争が続いており、未だ結論が出ていない。この論争を難しくしている原因は、CDA への登録を規定した RA6939 の中に PD269 の規定を無効としないとの条項（Article 127）があるため、NEA が、既存の電化協同組合は非利益団体としての地位を守ることができ、かつ NEA の傘下に留まることができると主張してきたためである。

しかし、今後の決着の方向については、基本的には、CDA の主張に従うものと見られる。その理由は以下のとおりである。

- オムニバス法案のうち、上院案では、経営基盤を健全なものとするために、PD269 を改正し、既存の電化協同組合は非利益型組合から持ち株型組合に形態を変えねばならないと規定している[4]。さらに持ち株型となった電化協同組合は CDA に登録してその

---

[3] 非利益型の組合と持ち株型組合の大きな違いは以下のとおりである。

- 非利益型組合の資本の一部となる会費は、会員当り 5 ペソである。その他の資金の殆どは政府からの有償、無償資金で賄われる。
- 持ち株型組合では、一株の価格は 100 ペソである。自己資本は、この株式で賄われる。授権資本の 25％は発行株式でなければならない。さらに、発行株式のうち、25％は払込み済みでなければならない。また、払込み済み株式は最低 2000 ペソ以上でなければならない。

[4] S2016, Sec. 23

地位を確立することを義務づけた。（ただし、下院法案には、電化協同組合の形態変更についての規定はない）

- 同じく、オムニバス法案審議の中で NEA の役割が明確にされつつあり、両院法案ともに、NEA の規制権限を外す方向にある。

もし、オムニバス法案が上院案に従って可決されれば、電化協同組合はその形態を持ち株型に変え、統廃合を通して組織の規模を拡大し、合理化を進めなければならない。

6.3 技術規定

オムニバス法案の審議と並行して、NPC は送電規定（Grid Code）の原案を準備中である。原案は既に政府内の関係各所で配布されていると見られるが、内容は公表されていない。外部に対しては、法案が成立した後、公開される。

6.4 環境規制

既設の 69kV 送電線設備だけに限れば、環境規制面で取りたてて問題はないが、将来、電化協同組合が送電線の新設あるいは拡張を行う場合には、当然、建設計画に対して環境影響評価が義務づけられる。

6.5 送電線の土地所有権

送電線の土地は、地主から無償で使用権を受けているものと見られる。今回の調査で送電線設備の資産評価を行った際のインタビューでは、タクロバン－パロ（Tacloban-Palo）間とライト－カルバヨグ（Wright-Calbayog）間の送電線は全ての土地が地主から無償で貸与されていることが明確となった。土地利用に際して、送電設備の建設に邪魔となる立ち木や草の除去については、僅かに補償金が支払われている[5]。

6.6 送電線移管に関連して発生する問題点と対応のあり方

今回の調査で対象とした 69kV 送電の移管に関して、法規制面からは、幾つかの点で新たな問題の発生する可能性が指摘できる。基本的には、送電線移管は現在審議中のオムニバス法案で決まる産業構造の改革の一環として進められる。これは、単に送電線資産の物理的な移転だけでなく、NPC、NEA、そして電化協同組合の組織のあり方についても大きな変更をもたらすものである。

---

[5] Asian Appraisal Co. Inc. 1997.

想定される問題点の発生としては、以下のようなものが考えられる。

- 送電線の所有権
- 電化協同組合の統廃合による合理化
- NEA の権限と今後の役割

ここでは、これらの問題について、どのような状況が起こりうるものか、さらにはどのような対応を取ることが妥当であるかを検討した。

6.6.1 送電線の所有権

オムニバス法案では、基本的に送電設備は新たに設立される NTC に移管される。一つ問題となる点は、今回対象とする 69kV 送電線が幹線と見なされるのか、あるいは支線と見なされるかと言う判断である。上院法案では、支線については明確に配電事業者に移管することがうたわれており、法の定めが今回の電化協同組合に対する移管計画に合致したものとなる。ただし、法には幹線と支線との明確な定義付けがないため、現状で、レイテ・サマール地区の 69kV 送電線がいずれになるか、法律上の定義はない。電圧から見れば低圧線であり、下位送電線に近いが、実体的にはかなりの区間で幹線として使われている。

最終的な結論は、今後の送電線施設計画を踏まえて NPC あるいは NTC の経営判断により決まるものと考えられる[6]。例えば、第1回現地調査においては、NPC は送電線移管に対して否定的な態度を示していたが、第2回現地調査では肯定的な発言に代わっている。

6.6.2 電化協同組合の統廃合による合理化

電力産業の合理化は、今後避けて通れない問題である。両院の法案にも明確にあるように、配電部門については小規模配電会社と電化協同組合の統廃合を通して適正な規模にすることが構造改革の柱の一つとなっている。今後、地方電化についても経済の合理性が導入され、補助あるいは相互補助の構造が是正されていく。これは、法案が目指す基本的な方向である。

---

[6] 調査団は、1998 年 1 月 26 日に PLN 役員会が下位送電線移管についてルールを決めたとの情報を得た。送電線のうち、レイテおよびサマール島では 6 万 9000V 以下のもの、ルソン島では 23 万 V 以下のもの、ミンダナオ島では 13 万 8000V 以下のものが下位送電線と見なされる。しかし、その他の詳細な条件については、公表されなかった。

このような理由で、いずれ、レイテ・サマール地区にある 11 の電化協同組合も統廃合を通した合理化と規模の経済性の追求が求められる。これは、政治的な利害関係もあり、決して簡単な話ではないが、避けては通れない。

電化協同組合の合理化の一環として、既に、電化協同組合の組織形態についても議論が進んでいる。第 6.2 節で述べたように、オムニバス法案の審議においても、上院法案は電化協同組合の地位変更を強制的に行おうとしており、いずれ現在の非利益団体としての電化協同組合は、持ち株型の電化協同組合に形態を変えざるをえなくなろう。これは、NEA の役割にも関連した問題である。両院のオムニバス法案共に NEA の役割を限定している。これまでの電化協同組合に対する許認可権限は、他の省庁に移管される。

経済原則に従えば、電化協同組合の合理化は必要であるが、その過程において、様々な問題の発生が指摘できる。まず、組合の形態を非利益型から持ち株型に変えるだけでも資金面から容易なことではない。

組合法（RA6938 および RA6939）の規定により、組合費はこれまでの 5 ペソから 100 ペソに引き上げれられる。それ以上に、大きな負担となるのが、株式の割り当てである。授権資本の 25%を発行株式で賄わねばならない。さらに、設立のためには、発行株式の 25%は払込み済みでなければならない。この株を会員に割り当てた場合、とりわけ経営の苦しい小さな組合では、組合員にこの株式を買うだけの経済力があるのか疑問が残る。もし、株の発行と払込みが出来なければ、その組合は CDA への登録が出来ず、組合として認められなくなる。当然、組合としての地位を失えば、これまで与えられてきた特典、特に事業収入に対する免税特典が得られなくなり、事業経営が行き詰まることは明白である。

この様な状況を考えれば、経営基盤の弱い小さな組合をより基盤の強い大きな組合に吸収させ、経営の合理化を進めることは時代の流れとなってきている。この点で、今回対象としている 11 の電化協同組合も統合に向けた準備をしなければならない時期にきている。

6.6.3 NEA の権限と今後の役割

NEA の役割も明確になりつつある。両院のオムニバス法案にあるように、今後の NEA の責任は次の二つに絞られる。

第一が電化協同組合と小規模配電事業者の経営管理のトレーニングと資金援助を行うことである。第二が、政府融資、さらには二国間、多国籍機関からの無償資金を電力インフラ整備への投資に流し、国の電化を促進することである。

これまで、NEA が持っていたような電気料金の認可や、電化協同組合に対する地位の認定と言った権限は、ERA（または ERC）や CDA に移管される。

オムニバス法案の狙いは、今後、地方電化についても、出来る限り経済の原則を適用し、

少しでも事業基盤を強くし、最終的に電力供給を商業ベースで行うことにある。このためには、NEA が各電化協同組合の経営組織の合理化、補助金構造を是正した事業収支の明確化、経営責任の明確化について行政として指導力を発揮することが是非とも必要である。

Bibliography

Asian Appraisal Co., Inc. (1997), *Appraisal Report on the Sampled 69kV Transmission Lines Located at Leyte and Samar, Philippines*, Makati City, Metropolitan Manila

Cooperative Development Authority, *New Cooperative Laws—RA6938, RA6939—Including Rules and Regulations*, Office of the President, Quezon City

Cooperative Development Authority, *How to Organize a Cooperative*, Office of the President, Quezon City

Cooperative Development Authority, *How to Register Your Cooperative*, Office of the President, Quezon City

Cooperative Development Authority, *How to Manage Your Cooperative*, Office of the President, Quezon City

Cooperative Development Authority (1996), *Basic Information on Cooperative*, Office of the President, Quezon City

Del Callar, Cyril C. (1996), "Downstream Oil Industry and the Process of Electricity Restructuring in the Philippines," *National Energy Week*, December 3-9, 1996, Manila

Department of Energy (1996a), *Memorandum: Consolidated Comments on HB 7964*, November 4, 1996

Department of Energy (1996b), *Philippine Energy Plan 1996-2025*, Manila

Department of Justice, *Opinion No. 41, S. 1996*, April 23, 1996

Department of Justice, *Opinion No. 101, S. 1996*, November 15, 1996

House Bill No. 7964, "An Act to Ordain Reforms in the Electric Power Industry and the Government Energy Sector to Ensure the Total Electrification of the Philippines and Sustain Participation of the Private Sector in Power Generation, Transmission and Distribution, for Said Purposes to Amend Certain Laws, and for Other Purposes"

House Bill No.9991, "An Act to Ordain Reforms in the Electric Power Industry and the Government Energy Sector to Ensure the Total Electrification of the Philippines and Sustain Participation of the Private Sector in Power Generation, Transmission and Distribution, for Sid Purposes to Amend Certain Laws, and for Other Purposes"

National Electrification Administration, *Vital Documents on the Philippine Rural Electrification Program*, Quezon City

National Electrification Administration, *Millionth Connection Celebration—Souvenir Program*, Quezon City

Senate Bill No. 886, "An Act to Ordain Reforms in the Electric Power Industry and the

Government Energy Sector to Ensure the Total Electrification of the Philippines and Sustain Participation of the Private Sector in Power Generation, Transmission and Distribution, and for Other Purposes"

Senate Bill No. 1725, "An Act to Further Promote and Strengthen the National Total Electrification Policy, Amending for the Purpose Presidential Decree Numbered two Hundred and Sixty-nine (P.D. No. 269), as Amended, and for Other Purposes"

Senate Bill No. 2016, "An Act to Ordain Reforms in the Electric Power Industry, Pursuing the Goal of Total Electrification with the Optimal Use of Indigenous New and Renewable Energy Resources, Promoting the Active Participation of the Private Sector in Power Generation, Transmission and Distribution, Defining the Powers and Responsibilities of Appropriate Government Agencies, Amending Pertinent Provisions of Related Laws, and for Other Purposes"

Senate Bill No. 2448, "An Act to Help Resolve the Power Shortage by Encouraging the Construction of and Use of Solar Power to Generate Electricity"

Viray, F. L. (1997), "Update of Restructuring the Power industry and Privatizing the National Power Corporation," *The Philippine National Information Forum, Shangri-la EDSA, May 22, 1997*, Manila

第７章

検討にあたっての前提条件

第７章　検討にあたっての前提条件

7.1　本調査における移管施設対象範囲

本調査対象は69kV送電施設となっているが、ここで、移管対象となる69kV送電設備とは何かを明確にする。

69kV送電施設とは、木柱・ポール部材や電線で構成される69kV送電線、遮断器やABSの開閉装置、計測機器、保護制御装置、通信設備、給電設備およびこれらに付随する建物や基礎構造物で構成されると考えられる。

138kV変電所構内の69kV設備、つまり、遮断器、計測機器、保護制御装置については、これらの機器の性格上移管対象としない。この理由としては、遮断器は送電線の事故を除去すると同時に変電機器への外乱の流入を防ぐための設備であること、また、計測機器や保護制御装置は遮断器を動作させるための目の役割を担っていること、ならびに、NPCは変電所構内の69kV母線構成の切替などを行う時に遮断器の開閉操作が必要であることなどが挙げられる。これらの理由のとおり、NPCは自社の138/69kV変電所を運用し、外乱から変電機器を守るためにも、遮断器はNPC所有とすることが自然である。当然、これらに付随する建物および基礎構造物も移管対象外とした。

通信設備は、現在、NPCとECs間は電話回線や無線を使用しているため、特に移管対象とはしない。

また、給電設備は、5.2及び5.8節で述べたように、NPCによる一元的な系統運用を行うことが望ましいことから同様に移管対象とはしない。

以上より、移管対象範囲は69kV送電線のみとする。すなわち、対象はNPCの138/69kV変電所の69kV送電線引き出し口から延びている69kV送電線とし、これには木柱、ポール部材および電線、送電線上にあるABSや遮断器を含むものとする。また、NPCとECsの間の詳細な責任分界箇所については、NPCと移管先のECとの間で交渉し、決定する事項である。

レイテ・サマール島内の69kV送電線の中で、NPCの電力施設との関係から移管対象として可否を判断すべき箇所について次に記載する。

1) イザベル変電所とパワーバージの間の12.1kmの69kV送電線は移管の対象としない。この送電線はＮＰＣ所有のパワーバージからNPCの138/69kVイザベル変電所までの電源送電線であるため、ECsに移管することは系統運営上、好ましくない。

2) Palo近郊に位置するコンデンサバンクステーションは、将来、69/13.2kV変電所に変更する計画があることから、このステーションへの引き込み送電線は移管対象に加える。

3) また、移管が完了するまでにNPCにより建設され、電力をECsに供給するための送電線については、移管対象とする。

7.2 電力需要想定見直し

電力需要想定については過去の 1985 年から 1996 年迄の 11 年間の全国大及び対象地域のレイテ・サマールの電力消費量・ GDP（全国大）や GRDP（対象地域総生産）値・電力弾性値をベースに、将来の GDP（全国大）や GRDP（対象地域総生産）伸び率・電力弾性値から対象地域のレイテ・サマールの電力需要を予測し(Table 7.2-1 参照)、NEA の予測値と比較した(Fig. 7.2-1 参照)。 その結果は既に第 3 章の 3.10.2 項電力需要で述べたように、ECs 及び NEA の予測は、調査団の予測の高め予想とほぼ近い予測となっているが、財務分析にあたっては、ECs の経営にとって厳しい条件となる低め予想の数値を使用し分析することとする。また、第 8 章　8.3 節で記述する送電線施設移管のための新送電協同組合設立までに、経済状況や社会状況により変動する電力需要を見直したり、民営化後の NPC の 69kV 送電線デリバリーチャージが、どのようになるかを見極め、移管計画を調整する必要がある。

Table 7.2 - 1 Review of Power Demand Forecast in Region VIII

Sold Energy in 1996

Philippines	32,891.0 GWh
Region VIII	216.6 GWh

Year	1998-2003	2003-2008	2008-2013	2013-2018
Average growth rate of Gross Domestic Product(AGRGDP)				
High case (%)	7.2	7	6.8	6.6
Low case (%)	5.2	5	4.8	4.6
Average growth rate of Gross Regional Domestic Product(AGRGRDP)				
High case (%)	7	6.8	6.6	6.4
Low case (%)	5	4.8	4.6	4.4
Elasiticity(ELS)				
Nation base	2.2	1.8	1.7	1.6
Region base	2	1.8	1.7	1.6

Year	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Philippines								
High case GWh	38,100.9	44,136.1	51,127.3	59,225.8	68,607.2	79,474.6	92,063.4	103,663.4
Low case GWh	36,653.7	40,846.9	45,519.8	50,727.3	56,530.5	62,997.6	70,204.5	76,522.9
Region VIII								
High case GWh	246.9	281.5	320.9	365.8	417.0	475.4	542.0	608.3
Low case GWh	238.3	262.1	288.3	317.1	348.8	383.7	422.1	458.6

Year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Philippines									
High case GWh	116,725.0	131,432.3	147,992.8	166,639.9	185,903.4	207,393.9	231,368.6	258,114.8	287,952.9
Low case GWh	83,409.9	90,916.8	99,099.3	108,018.3	116,832.6	126,366.1	136,677.6	147,830.5	159,893.5
Region VIII									
High case GWh	682.8	766.4	860.2	965.5	1,073.8	1,194.3	1,328.2	1,477.3	1,643.0
Low case GWh	498.2	541.2	588.0	638.8	688.7	742.6	800.7	863.3	930.8

*** Input Data ***

Year	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Category											
Sold energy of PHILIPPINES GWh	17645.0	19606.0	20590.0	22243.0	22912.0	23598.0	23959.0	24808.0	28446.0	31929.0	32891.0
Sold energy of REGION VIII GWh	131.4	144.6	116.6	95.3	116.0	120.9	131.3	143.9	159.0	176.1	216.6
G D P x10^6Peso	591423.0	616926.0	658583.0	699449.0	720691.0	716523.0	718942.0	734156.0	766451.0	803450.0	842016.0
G R D P x10^6Peso	16057.0	16175.0	17297.0	17373.0	17322.0	17306.0	17088.0	17851.0	18387.0	19374.0	20420.0

*** Growth rate & Elasticity ***

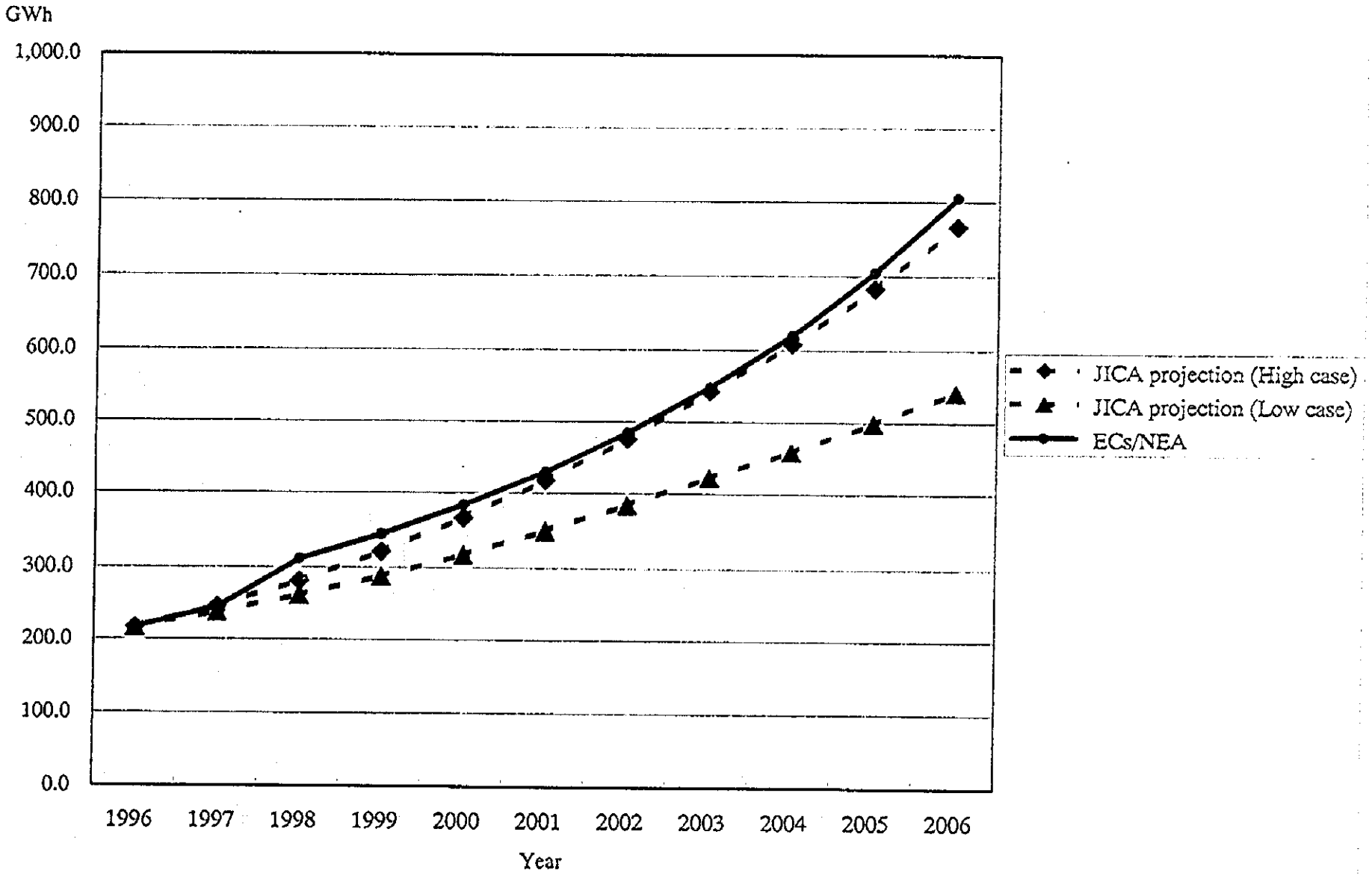
** Macro Method - 1 **

GDP Growth	1998 - 2003	2003 - 2008	2008 - 2013	2013 - 2018
Low (%)	5.20	5.00	4.80	4.60
Medium (%)	6.20	6.00	5.80	5.60
High (%)	7.20	7.00	6.80	6.60
Elasticity	2.20	1.80	1.70	1.60

** Macro Method - 2 **

GRDP Growth	1998 - 2003	2003 - 2008	2008 - 2013	2013 - 2018
Low (%)	5.00	4.80	4.60	4.40
Medium (%)	6.00	5.80	5.60	5.40
High (%)	7.00	6.80	6.60	6.40
Elasticity	2.00	1.80	1.70	1.60

Fig. 7.2 - 1 Power Demand Forecast Comparison between ECs/NEA and JICA team



7.3 新料金システム（Unbundled Power Tariff）の適用

7.3.1 導入の経緯

NPCは競争原理の導入と経営の効率化をはかる民営化の流れのなかで、発電部門を独立させて切り離すとともに送電部門では下位送電線（Sub-Transmission）を配電事業者に移管することにしている。

これによりNPCではNPC所有の送電線に誰でも自由にアクセスできるようにするための新料金システム（Unbundled Power Tariff）への改定を予定しており、すでにERB（エネルギー規制局）に申請中である。

この新料金システムはERBがこれを承認すれば実施に移されることになっている。NPCでは1998年の早い時期に新料金システムへの移行を図る意向である。

7.3.2 現行料金システムとの主な相違点

(1)現行料金システム

- 固定費を回収するためのデマンド料金と変動費を回収する電力量料金とに分けて電気料金を徴収していた。
- 現行料金システムのもとでは ECs は一次電圧割引制度(PVD)の適用を受け、NPCからの卸電力料金は約5センタボの割引であった。(1996ベースの卸電力料金 2ペソ/kWhの2.5%が69kVのPVD、即ち5センタボ/kWhとなる)

(2)新料金システム

- 電気料金は主に発電費用と送電費用に分けられている。
- 発電費用では、負荷の平準化をねらいとして、ピーク時とオフピーク時に分ける時間帯別料金システムを採用し、それぞれの単価に格差を設けた。
- 送電費用では、基幹送電線と下位送電線とに区分して単価を設定した。
- オープンアクセスの考え方により、送電線を自由に使わせる。すなわち、送電線を使いたい需要家は託送料金を支払うことで自由に参入できることにした。
- 新料金システムのもとでは、PVDは廃止する。
- この新料金システムが認可されると、69kV 送電線の移管を受けた事業体は、NPC の 69kV 送電線を使用しないことになるため、NPC からの卸電力料金は69kV送電線の送電費用（ビサヤスグリッドでは11.31センタボ/kWh：1996年の値）がディスカウントされることになる。

7.3.3 Unbundled Power Tariff の構成要素

1996 年をベースにしたルソン・ビザヤスならびにミンダナオ地域における Unbundled Power Tariff 料金体系の各構成要素の単価および定義は Table 7.3-1 と Table 7.3-2 のとおりである。

7.3.4 将来の電気料金想定

(1) 将来の NPC の下位送電線使用料金

NPC は、Unbundled Power Tariff(Table 7.3-1 参照)を ERB に申請中である。 しかし、この料金表は、1996 年実績をベースとしているため、当然、NPC が民営化された後の民間会社としての利潤、法人税、株主に対する配当等は含まれていない。 従って、本調査では、ビサヤス地域での過去の NPC 電気料金年平均値上げ率やフィリピン国全体のインフレ率を考慮して、下位送電線使用料金を見積もった。

(2) 将来の NPC の売電価格

Table 7.3-1 や過去の NPC 電気料金年平均値上げ率を考慮して、ＮＰＣからレイテ・サマールの ECs への売電料金を Table 7.3-3 のように想定する。

想定は、過去の NPC 電気料金年平均値上げ率、インフレ率等の他、民間会社としての利潤、法人税、株主に対する配当等を考慮して、売電料金想定を行った。

(3) 将来の ECs の買電価格

レイテ・サマールの 11ECs は、それぞれ NPC より電力を購入し、ECs が所有する 69/13.2kV 変電所及び 13.2kV/400V の配電線を通して、需要家に電気を販売している。

調査団の電力需要想定(低め想定)、ロス率、NPC より購入する電力費用の ECs の全収入に占める割合等を考慮し、電気料金の将来想定を Table 7.3-4 に示す。

Table 7.3 - 1 Unbundled Power Tariff for Luzon, Visayas and Mindanao Grid

Unit: Peso/kWh(1996 Base)

Name of Grid / Item	LUZON	VISAYAS	MINDANAO
Unbundled Rate Component			
1. Off-Peak Charge (Average of Long & Short-term contracts)	1.2513	1.1682	0.9033
2. Peak Charge (Average of Long & Short-term contracts)	1.6752	1.6780	1.0103
Sub-Total Generation Charge (Average of LTC & STC)	*1.5577*	*1.5450*	*0.9750*
3. Transmission Power Delivery Charge	0.0869	0.1471	0.0747
4. Sub-Transmission Power Delivery Charge	0.0683	0.1131	0.3140
5. Interconnection Charges between Grids	-	0.0624	-
Sub-Total Power Delivery Charge	*0.1551*	*0.3226*	*0.3887*
6. Load Following & Frequency Regulation Charge	0.0109	0.0115	0.0109
7. Spinning Reserve Service	0.0406	0.0427	0.0404
8. Back-up Power Charge	0.0766	0.0805	0.0762
Sub-Total Ancillary Services (Generation-related)	*0.1281*	*0.1348*	*0.1275*
9. Customer Charge	-	-	-
Sub-Total without Levies	*1.8410*	*2.0024*	*1.4912*
10. Transition Charges	-	-	-
11. Development of Indigenous Resources Charge	0.1134	0.1134	0.1134
12. Subsidies to Small Island Grid (SIG)	0.0154	0.0154	0.0154
13. Environmental & Other Socio-political Obligations	0.0075	0.0075	0.0075
Sub-Total Non-Bypassable Levies	*0.1363*	*0.1363*	*0.1363*
Grand Total	*1.9773*	*2.1387*	*1.6275*

Source : NPC Tariff Division, Diliman Office

Table 7.3 - 2 Rationale of Unbundled Power Tariff

Type	Unbundled Rate Component	Rationale
GEN	1. Off-Peak Charge (Average of Long & Short-term contracts)	Set to recover generation-related marginal costs
GEN	2. Peak Charge (Average of Long & Short-term contracts)	
PWR DLVRY	3. Transmission Power Delivery Charge	Set to recover transmission costs and provide sufficient cash flow for expansion
PWR DLVRY	4. Sub-Transmission Power Delivery Charge	Set to recover sub-transmission costs and provide sufficient cash flow for expansion
PWR DLVRY	5. Interconnection Charges between Grids	To be treated as equivalent overhead line and charged to user - the rest become part of non-bypassable system benefit charges (SBC)
ANCLRY	6. Load Following & Frequency Regulation Charge	Generation-related ancillary service for power quality, security and reliability
ANCLRY	7. Spinning Reserve Service	Generation-related ancillary service for power quality, security and reliability
ANCLRY	8. Back-up Power Charge	Generation-related ancillary service for power quality, security and reliability
CUST	9. Customer Charge	To address specific requirements of particular customers (minimize cross subsidy)
SBC	10. Transition Charges	To recover investments in non-competitive resources made before restructuring
SBC	11. Development of Indigenous Resources Charge	For national security purpose
SBC	12. Subsidies to Small Island Grid (SIG)	Social responsibility
SBC	13. Environmental & Other Socio-political Obligations	Social responsibility

Source : NPC Tariff Division, Diliman Office

Table 7.3 - 3 Unbundled Tariff Forecast for Visayas Grid

Unit: Peso/kWh

Year / Unbundled Rate Component	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
1. Off-Peak Charge (Average of Long & Short-term contracts)	1.1682	1.1974	1.2273	1.2580	1.2895	1.3217	1.3548	1.3886	1.4233	1.4589	1.4954
2. Peak Charge (Average of Long & Short-term contracts)	1.6780	1.7200	1.7629	1.8070	1.8522	1.8985	1.9460	1.9946	2.0445	2.0956	2.1480
Sub-Total Generation Charge (Average of LTC & STC)	*1.5450*	*1.5836*	*1.6232*	*1.6638*	*1.7054*	*1.7480*	*1.7917*	*1.8365*	*1.8824*	*1.9295*	*1.9777*
3. Transmission Power Delivery Charge	0.1471	0.1545	0.1622	0.1703	0.1788	0.1877	0.1971	0.2070	0.2173	0.2282	0.2396
4. Sub-Transmission Power Delivery Charge	0.1131	0.1188	0.1247	0.1309	0.1375	0.1443	0.1516	0.1591	0.1671	0.1755	0.1842
5. Interconnection Charges between Grids	0.0624	0.0655	0.0688	0.0722	0.0758	0.0796	0.0836	0.0878	0.0922	0.0968	0.1016
Sub-Total Power Delivery Charge	*0.3226*	*0.3387*	*0.3557*	*0.3734*	*0.3921*	*0.4117*	*0.4323*	*0.4539*	*0.4766*	*0.5005*	*0.5255*
6. Load Following & Frequency Regulation Charge	0.0115	0.0121	0.0127	0.0133	0.0140	0.0147	0.0154	0.0162	0.0170	0.0178	0.0187
7. Spinning Reserve Service	0.0427	0.0448	0.0471	0.0494	0.0519	0.0545	0.0572	0.0601	0.0631	0.0662	0.0696
8. Back-up Power Charge	0.0805	0.0845	0.0888	0.0932	0.0978	0.1027	0.1079	0.1133	0.1189	0.1249	0.1311
Sub-Total Ancillary Services (Generation-related)	*0.1348*	*0.1415*	*0.1486*	*0.1560*	*0.1638*	*0.1720*	*0.1806*	*0.1896*	*0.1991*	*0.2091*	*0.2195*
9. Customer Charge	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub-Total without Levies	*2.0024*	*2.0639*	*2.1275*	*2.1933*	*2.2613*	*2.3318*	*2.4047*	*2.4801*	*2.5582*	*2.6390*	*2.7227*
10. Transition Charges	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Development of Indigenous Resources Charge	0.1134	0.1168	0.1203	0.1239	0.1276	0.1315	0.1354	0.1395	0.1437	0.1480	0.1524
12. Subsidies to Small Island Grid (SIG)	0.0154	0.0158	0.0162	0.0166	0.0170	0.0174	0.0179	0.0183	0.0188	0.0192	0.0197
13. Environmental & Other Socio-political Obligations	0.0075	0.0077	0.0079	0.0081	0.0083	0.0085	0.0087	0.0089	0.0091	0.0094	0.0096
Sub-Total Non-Bypassable Levies	*0.1363*	*0.1403*	*0.1444*	*0.1486*	*0.1529*	*0.1574*	*0.1620*	*0.1667*	*0.1716*	*0.1766*	*0.1817*
Grand Total	*2.1387*	*2.2042*	*2.2719*	*2.3419*	*2.4143*	*2.4891*	*2.5666*	*2.6468*	*2.7297*	*2.8156*	*2.9044*

Note: The forecast was made based upon the 1996 base prepared by NPC and the escalation with 5 % per year.

Table 7.3 - 4 Retail Rate Forecast for Region VIII (Eastern Visayas)

Not taking over 69 kV T/L
Low case power demand forecast base

Year / Item		1996 Actual	1997 Forecast	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sales energy to end user	MWh	216,565	238,260	262,086	288,295	317,124	348,837	383,720	422,092	458,561	498,181	541,223
Retail rate to end user	Ctv/kWh *1	398.4	400.2	509.3	486.2	486.2	486.2	486.2	486.2	492.2	498.4	504.6
Operating revenue	Mil. Peso	862.8	953.4	1,334.8	1,401.6	1,541.7	1,695.9	1,865.5	2,052.0	2,257.2	2,482.9	2,731.2
Operating revenue(Net)	Mil. Peso	799.8	879.8	1,231.7	1,293.3	1,422.7	1,564.9	1,721.4	1,893.6	2,082.9	2,291.2	2,520.3
Other Operating revenue	Mil. Peso	26.9	29.6	41.5	43.6	47.9	52.7	58.0	63.8	70.1	77.2	84.9
Reinvestment fund	Mil. Peso	36.0	44.0	61.6	64.7	71.1	78.2	86.1	94.7	104.1	114.6	126.0
Growth rate of sales energy	%	-	10.02	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	8.64	8.64	8.64
Growth rate of Operating revenue(Net)	%	-	10.00	40.00	5.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Growth rate of Operating revenue	%	-	10.50	40.00	5.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Power purchase energy from NPC *2	MWh	261,723	285,390	311,496	340,568	369,020	403,564	439,360	480,518	521,884	566,035	614,626
Power purchase rate from NPC	Ctv/kWh	211.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estimated power purchase rate from NPC	Ctv/kWh	-	218.8	280.6	269.5	273.6	275.2	278.1	279.7	283.2	287.3	291.0
Power cost	Mil. Peso	605.7	651.0	911.5	957.1	1,052.8	1,158.0	1,273.8	1,401.2	1,541.4	1,695.5	1,865.0
Power cost for sales power *3	Mil. Peso	553.8	624.3	874.2	917.9	1,009.6	1,110.6	1,221.7	1,343.8	1,478.2	1,626.0	1,788.7
O & M cost	Mil. Peso	52.0	26.7	37.3	39.2	43.1	47.4	52.2	57.4	63.1	69.4	76.4
Growth rate of power purchase energy	%	-	9.0	9.1	9.3	8.4	9.4	8.9	9.4	8.6	8.5	8.6
Power cost percentage	%	69.2	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
Energy loss	MWh	45,158	47,130	49,410	52,273	51,896	54,727	55,640	58,426	63,323	67,855	73,402
Loss percentage	%	17.25	16.51	15.86	15.35	14.06	13.56	12.66	12.16	12.13	11.99	11.94

Note: *1; Cvt means centavos.
: *2 & *3; 1996's data are derived from financial statement of ECs in Leyte and Samar.

7.4　69kV 送電線の資産価格

(1)　NPC による既設 69kV 送電線の資産価格

NPC では 4 年毎に外部のコンサルタントに資産の再評価を委託している。また、毎年の再評価は NPC 内部で実施している。その NPC が算出したレイテ・サマール島の 69kV 送電線の 1995 年末時と 1996 年末時の資産価格を Table 7.4-1 に示す。ただし、最近新設された一部の送電線については、NPC より回答が得られなかったため、資産価格は不明である。

レイテ・サマール島の 69kV 送電設備の資産価格は、Table 7.4-1 に示すように、再評価価格(Revalued Price)と Sound Value の 2 種類が存在する。

Sound Value での 69kV 送電線の資産価格は 1996 年末で 396.1 百万ペソである。そして、NPC がインフレを考慮した再評価価格では約 2 倍の 848.5 百万ペソに達している。このように、どの資産価格で移管評価を行うかにより、移管を引き受けた企業は財務的に大きな負担となることは明らかである。

本調査では、69kV 送電線の資産価格を独自に算出する必要があるが、NPC から設備に関するデータを得ることができず、また、独自での現地踏査を行うにも時間と費用の制約があるため不可能である。

そこで、本調査は移管対象の送電線のうち一部の送電線（約 10km）について現地踏査を実施し、この踏査結果と NPC の資産価格とを比較した。この現地踏査の調査結果および NPC 資産価格との比較結果については、第 9 章に述べている。また、第 9 章には再評価価格と Sound Value の影響についても記載している。

このように、本調査で検討に使用した 69kV 送電線の資産価格については、NPC による算出結果をベースにしている。

Table 7.4-1 The existing 69 kV transmission line in Leyte & Samar

Line strech	Voltage	Length /km	Comm. year	As of Dec. 1995		As of Dec. 1996	
				Revalued price(1000peso)	Sound value(1000peso)	Revalued price(1000peso)	Sound value(1000peso)
Leyte Sub Area							
Tongonan-Tunga	69	44.20	1991	43,834	28,452	44,683	23,837
Tunga-Palo	69	28.00	1979	32,819	16,295	33,455	17,847
Palo-Tacloban	69	14.00	1979	40,400	8,114	16,727	8,923
Lemon-Biliran	69	27.00	1988	44,869	27,420	45,739	24,400
Palo-Doreco	69	19.00	1979	22,270	11,057	22,701	12,110
Doreco-Mabuhay	69	61.00	1979	71,499	35,501	72,883	38,881
Mabuhay-Bontoc	69	25.00	1980	29,302	14,922	29,870	15,935
Bontoc-Himayagan *1	69	28.00	1996	-	-	-	
Himayagan-St. Bernard *1	69	15.00	1996	-	-	-	(40,340 *2)
Bontoc-Maasin	69	30.00	1980	35,163	17,907	35,844	19,122
Tongonan-Ormoc	69	19.60	1977	19,149	9,020	19,521	10,414
Ormoc-Bayabay	69	51.00	1985	84,777	48,567	86,442	46,098
Baybay-Maasin *1	69	75.00	1996	-	-	-	(63,680)
Sub-total		436.80		424,082	217,255	407,866	217,567
Samar Sub Area							
Wright-Calbayog	69	68.00	1989	72,348	31,172	74,541	30,144
Calbayog-Catarman	69	67.00	1989	71,284	30,713	73,445	29,701
Catarman-Catubia	69	92.00	1990	97,609	40,716	95,416	38,585
Wright-Taft	69	90.00	1989	90,526	39,004	93,270	37,718
Taft-Oras	69	33.20	1990	49,789	21,890	51,299	20,745
Taft-Borongan *3	69	33.00	1993	51,069	21,105	52,617	21,650
Borongan-MacAthur *1	69	72.00	1994	-	-	-	(58,050)
Sub-total		455.20		432,625	184,600	440,589	178,542
Total		892.00		856,707	401,855	848,454	396,109

(Note) *1: Source of construction cost is from Engineering Department in Visayas Regional Center.
*2: Total amount from Bontoc - (Himayagan) - St. Bernard
*3: The line was reconstructed in 1993
Since the Isabel-Pallugue line is from the power burge to Isabel, and the Sound value & Revalued price of the line for Bontoc-St. Bernardo, Baybay-Maasin and Borongan-MacAthur are not availabe, this table does not include these data.

(Remarks) 1. Replacement of wooden pole in Samar sub-area started from June 1997, though any replacement has not been taken.
2. 69 kV T/L (wooden poles/sc) as of Sep. 1995 June 1997,
Average cost of installation only P 120,000 - 150,000/km, 1993 - 1995
Average cost of line hardware $ 18,000/km,
Average cost of wood material(local one) P 190,000/km

(2) NPC による 69kV 送電線のリハビリの実施計画

NPCでは、レイテ・サマール島内の69kV送電線を対象に1997年と1998年にリハビリ計画を立案している。この目的は、今後の民営化の流れを踏まえてSub-Transmissionである69kV送電線をECも含めた電気事業者に移管することが必要となり、これを見越した設備投資であると考えられる。

1997年と1998年のNPCのリハビリ計画は、表 7.4-2に示すとおりである。レイテ・サマール島の総額で53.1百万ペソに達する。当然、本調査の移管価格にこのリハビリ価格を加算したもので検討する必要がある。

表 7.4-2を見ると、Leyte島では送電線ルートの変更によるリハビリを予定しているのに対して、Samar島では、主に送電線そのもののリハビリを念頭においた計画を策定している。

表 7.4-2 1997年、1998年のNPCによるリハビリ計画

(単位：Pesos)

	リハビリの内容	金額
Leyte		
1997	Re-routing of the 69kV Palo-Tacloban	1,200,000
	Sub-total	1,200,000
1998	Re-routing of the 69kV Ormoc-Baybay	1,150,000
	Re-routing of the 69kV Palo-Abucay	3,500,000
	Sub-total	4,650,000
	Total	5,850,000
Samar		
1997	Rehab. of the 69kV Taft-Borongan	1,520,750
	Inst. of PCB for Calbayog-catarman	600,000
	Row expan. clearing Wright-Calbayog	1,000,000
	Row expan. clearing Calbayog-Catalman	1,000,000
	Row expan. clearing Wright-Taft	1,000,000
	Rehab. of the 69kV Wright-Calbayog	7,000,000
	Re-routing a portion of Wright-Taft	251,000
	Sub-total	12,371,750
1998	Rehab. of the 69kV Catbalogan-Calbayog	18,690,000
	Rehab. of the 69kV Taft-Borongan	16,150,000
	Sub-total	34,840,000
	Total	47,211,750

Source: Financial Department in Visayas Regional Center

(3) 設備移管時の 69kV 送電線の資産価格

本調査の検討に使用する 69kV 送電線の資産価格は、NPC 作成による資産価格に 1997 年、1998 年に実施予定のリハビリ価格を加えたものとした。表 7.4-3 に再評価価格と Sound Value について 1996 年末時の価格を示す。

ただし、先に述べたように一部の送電線については、この資産価格に含まれていない。このため、実際の移管価格は高くなることが想定される。

表 7.4-3 本調査で使用する 69kV 送電線の資産価格

(単位：千ペソ)

	Revalued Price	Sound Value
A. 1996 年末の既存送電線の価格	848,454	396,109
B. 1997 年、1998 年に実施するリハビリ価格	53,062	53,062
合計 (A+B)	901,516	449,171

Sourace: 価格 A は表 7.4-1 より、価格 B は表 7.4-2 より再掲。

7.5 施設移管後の69kV送電線のリハビリ計画

7.5.1 69kV送電線に必要となる費用の算出

本調査の目的である69kV送電線をECに移管した場合、移管を受けたECは今後、69kV送電線のO&Mおよびリハビリテーションを実施していくことになる。

その際に、将来のECの事業運営を円滑に進める上で、これらの費用を概算しておくことが必要となる。

費用の算出にあたっての考え方を次に述べる。

- O&Mについては、設備維持のための作業であり、日常の通常業務として取り扱われる作業である。このことから、このO&M作業は、ECにおいても最低限、過去の実績ベースで行うことが望ましい。つまり、NPCでのO&M作業実績をECにおいても踏襲することとする。
  また、本調査の対象地域であるLeyte、Samarエリアは台風ベルト地域であり、台風により受けたダメージによりメンテナンス費用が年毎に増減している（表7.5-1を参照）ため、過去の実績ベースは、この平均値をもって将来のO＆Mとする。
- リハビリについては、第2次現地調査において69kV送電線資産評価の一助として実施した10kmのサンプリング調査結果を元にして今後必要となるリハビリテーションコストを推定する。

(1) 2005年までのO&Mコストの算出

NPCより入手した資料によると、Leyte、Samar島における過去6年間のO&M費用の実績値は表7.5-1のとおりである。この数値は、138/69kV変電所、138kV送電線と69kV送電線の総合値である。しかしながら、本調査の対象は69kV送電線のO&MをECが実施した場合の費用である。

表7.5-1 過去6年間のLeyte、Samar島でのO&Mコストのトータル

（単位：千ペソ）

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Leyte						
S/S and T/L O&M Cost	23,133	24,995	8,021	3,479	20,031	24,197
Samar						
S/S and T/L O&M Cost	7,784	-	13,364	13,203	14,203	18,080

注：1992年度のLeyte島の値は、Samar島分を含む。

出所：Financial Department in NPC Visayas Regional Center

ECが実施した場合、69kV送電線のO&M費用の算出方法は次の通りである、その算出結果を表7.5-2に示す。

①最初に、全体のO&Mコストを変電所と送電線とに分ける。

1996年度の変電所および送電線に要した費用の実績値をもとに比例配分する。

Leyte島での変電所と送電線のO&M費用の比率はそれぞれ10%、90%。

Samar島での変電所と送電線のO&M費用の比率はそれぞれ15%、85%。

②次に、①で求めたコストを138kVと69kVに分ける。過去6年間のLeyte島の138kV送電線距離は148.9km、Samar島の138kV送電線距離は58.5kmとする。

各年度のそれぞれの線路長比例で配分する

表7.5-2　過去6年間にLeyte,Samar島での69kV送電線に要したO&Mコスト算出結果

(単位：千ペソ、km)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Leyte						
69kV T/L O&M Cost	16,106	8,675	5,026	2,180	12,522	16,429
69kV 送電線距離	318.8	318.8	318.8	318.8	318.8	451.2
1 kmあたりの69kV T/L O&M Cost	50.52	27.21	15.77	6.84	39.28	36.41
Samar						
69kV T/L O&M Cost	5,643	8,559	9,868	9,750	10,843	13,802
69kV 送電線距離	290.2	290.2	323.2	395.2	438.0	438.0
1 kmあたりの69kV T/L O&M Cost	19.45	29.49	30.53	24.67	24.76	31.51

注：1992年度については、138kVと69kV送電線距離で按分した。

イザベル変電所～パワーバージ間の69kV送電線は除く。

過去6年間の69kV送電線O&Mコストのkmあたり平均値はレイテ、サマールでそれぞれ29.34千ペソ/年・km、26.74千ペソ/年・kmである。つまり、移管後においてもO&Mコストはこの水準で推移するものとする。

また、O&M費用のうち人件費のしめる割合は約50%であり、表7.5-2のO&Mコストは人件費を含まない。

つまり、移管後のO&Mコストはレイテ、サマール島、それぞれ表7.5-3に示すとおりで

ある。ただし、このO&Mコストは将来の送電線新設工事計画が変化しない（1996年末現在の総距離はLeyteが436.8km、Samarが455.2km）ものとして算出している。

表 7.5-3　2005年までにLeyte,Samar島の69kV送電線に必要なO&Mコスト予想値

（単位：千ペソ）

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Leyte									
O&M Cost	6,619	6,619	6,619	6,619	6,619	6,619	6,619	6,619	6,619
Samar									
O&M Cost	5,856	5,856	5,856	5,856	5,856	5,856	5,856	5,856	5,856

注：O&Mコストは人件費を含まない。

レイテのO&Mコストは、29.34千ペソ/km×451.2km×50%で算出した。

サマールのO&Mコストは、26.74千ペソ/km×438.0km×50%で算出した。

(2)　2005年までのリハビリテーションコストの推定

NPCへのインタビューによると、69kV送電線へのリハビリは台風等による倒壊を除いて、現状でほとんど実施されていない。その結果、レイテ・サマール島の送電線の現状は、あまり良い状態であるとはいえない。これは、105箇所の送電ポールのサンプリング調査結果（第9章にて記述）によって明らかであり、そのサンプリング調査結果からポール数をクラス毎に分類したものを表7.5-4に再掲する。

表 7.5-4　Palo-Dorelco-Tacloban送電線とWright-Calbayog送電線での
サンプリング調査結果

（単位：本）

	Class A	Class B	Class C	Class D	Total	箇所数
Palo-Dorelco-Tacloban						
一本柱	28	12	9	1	50	50
全体に占める割合	56%	24%	18%	2%	100%	
Wright-Calbayog						
一本柱	5	17	12	0	34	34
二本柱	2	12	3	1	18	9
三本柱	5	21	8	2	36	12
Total	12	50	23	3	88	55
全体に占める割合	13.6%	56.8%	26.1%	3.4%	100%	

注：評価会社の現地踏査結果よりクラス毎に分類した。

ここで、クラスＡとは良好な状態であり、残存価値が健全時の50～70％である。クラスＢとはまずまず(Fair)の状態で、修繕を行わず使用できる状態であり、残存価値が同30～45％である。クラスＣとは劣った状態で、修繕が必要な状態であり、残存価値が同10～25％である。クラスＤとは腐っている設備あるいは倒壊寸前の設備で使用に耐えられない状況であり、残存価値が同0～5％である。この状況から、クラスＣ、Ｄは早急にリハビリを実施する必要があると考えられる。

また、クラスＡ、Ｂについても当然経年劣化は進むため、将来のリハビリは必要である。通常、木柱は25年から30年の耐用年数であることから、年間に約3.3％づつ劣化が進むものと想定する。つまり、クラスＡは12～18年後に、クラスＢは6～10年後にはリハビリが必要になるとして今後のリハビリ計画を策定する。

リハビリ計画の策定方法としては、次のとおりとする。

① レイテ島とサマール島に分ける。
この理由としては、サマール島の設備状況がレイテ島の設備状況に比べて悪いことから区別した。

② 1997、1998 年に NPC でリハビリ計画があり、この計画によりリハビリを実施された送電線は、本調査団による 2006 年までの計画対象から除外する。また、送電線の移管は、オルモック－ポホール連系のステージⅡが完了する 2001 年以降とする。

③ サンプリング調査した送電線(Palo-Dorelco-Tacloban, Wright-Calbayog)については、138kV変電所に近いこと、また、比較的平野部であることから、他の送電線に比べてメンテナンスなどが行き届いているものと推測される。しかしながら、この2送電線のサンプリング調査からレイテ・サマール島全土を想定することは困難である。しかし、レイテ・サマール全島で少なくともこの2送電線と同程度のリハビリを実施する必要があるものとする。

④ クラスＤは2001年にリハビリを実施する。クラスＣについては、クラスＢのリハビリの必要時期8年後つまり2004年までに配分して実施する。クラスＢについては、クラスＡのリハビリの必要時期14年後つまり2010年までに配分して実施する。

上述した手法のとおり、レイテ島、サマール島別に送電線をクラス分けし、各年度に配分したものを表7.5-5に示す。

また、リハビリに必要な費用は、第9章で活用した資産評価手法のリハビリ単価を使用する。ただし、Leyte島は一本柱を想定しているのに対して、Samar島は二本柱、三本柱も存在するため、各ポール数の割合に応じて1カ所あたりのリハビリ単価を算定した。このリハビリ単価には、ポール、部材、電線、架空地線などの資材代の他に、人件費などの経費も含んでいる。リハビリ単価を表7.5-6に示す。

表7.5-5　レイテ島、サマール島毎の現在のクラスによる分類

(単位：本)

	Total	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Leyte							
Class B	656					94	94
Class C	492		164	164	164		
Class D	54	54					
Samar							
Class B	1,693					212	212
Class C	778		259	259	259		
Class D	101	101					

注：ただし、クラスBのリハビリは2010年まで実施する計画である。
クラス毎の本数は調査団が推定した数値である。

表 7.5-6　レイテ島、サマール島のクラス別リハビリ単価

(単位：Pesos)

	Leyte	Samar
標準単価	68,744	108,911
Class B	44,700	70,800
Class C	55,000	87,100
Class D	65,300	103,500

出所：評価会社の評価結果

リハビリ計画は表 7.5-5のようにクラス別ポール毎に順次リハビリを実施するものとする。また、リハビリコストは表 7.5-6の1997年時点のリハビリ単価を使用して、表7.5-7のとおり2001年度以降について策定した。

表 7.5-7　2001年以降のリハビリ計画

(単位：千ペソ)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Leyte	3,526	9,020	9,020	9,020	4,202	4,202
Samar	10,454	22,559	22,559	22,559	15,010	15,010

注：予算額は1997年度時の価格

7.5.2 LeyecoVが必要な69kV送電線の移管を受けた場合の運営コストについて

(1) 移管対象送電線

LeyecoVの将来の69kV変電所新設計画には1997年以降に4カ所の計画がある。このため、LeyecoVが単独で69kV送電線の移管を受ける場合、移管対象となる送電線は将来の69kV変電所の新設を考慮すると、現時点で供給エリア内の69kV送電線全体の移管を受けていた方が得策であると考えられる。つまり、変電所新設計画の自由度が高いこと、送電線のメンテナンス・リハビリを十分に行うことができるなどのメリットがある。

移管対象となる送電線つまり供給エリア内の送電線、距離、再評価価格、サウンドヴァリューは表7.5-8のとおりである。ただし、イザベルーパワーバージの送電線12.1kmはNPCの電源からNPC変電所への電源送電線であることから、移管対象からは除く。

表7.5-8 LeyecoV供給エリア内の送電線の状況

(単位：km、本、千ペソ)

移管対象送電線	距離	ポール数	再評価価格	Sound Value
Tongonan – Limon	14.7	112	14,557	7,766
Limon – Biliran	27.0	170	45,739	24,400
Tongonan – Ormoc	19.6	150	19,521	10,414
Ormoc - LeyecoⅣとの境界	30.0	255	50,848	27,116
合計	91.3	687	130,665	69,696

注：ただし、Tongonan - LimonはTongonan - Tungaの44.2kmを、Ormoc - LeyecoⅣとの境界はOrmoc - Baybayの51kmを比例按分した。

出所：表7.4-1よりLeyecoVの供給エリア分を抜粋。

(2) O&Mコスト（人件費を含まない）

レイテ島で要する69kV送電線のO&Mコストは29.34千ペソ/年・kmである。この単価は人件費を含んでいるため、人件費の割合を50%として、人件費を除いたO&Mコストは14.67千ペソ/年・kmとなる。

つまり、移管対象送電線のトータルが91kmであるから、今後必要となるO&Mコストは年間1,335千ペソである。

(3) リハビリコスト

1997年から1998年にNPCで実施するリハビリの中で、移管対象送電線に関係するのはOrmoc - Baybayのルート移設が1998年にある。これをOrmoc - LeyecoⅣ間30kmに

送電線長で按分すると、リハビリコストは676千ペソとなる。

木柱は25年から30年の耐用年数であることから、年間に3.3%づつ劣化が進むものと想定する。残存価値 10%で必ずリハビリをする必要があると仮定すると、クラスAは 12～18年後に、クラスBは6～10年後にはリハビリが必要となる。

表 7.5-9　LeyecoVの現在のクラスによるリハビリ計画の分類

(単位：本)

	Total	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Class B	165					28	28
Class C	123		41	41	41		
Class D	14	14					

注：ただし、クラスBのリハビリは2010年まで実施する計画である。
　　クラス毎の本数は調査団が推定した数値である。

リハビリ単価は表7.5-6を使用し、次表7.5-10にLeyecoVの2001年以降のリハビリ計画を示す。

表 7.5-10　LeyecoVの2001年以降のリハビリ計画

(単位：千ペソ)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Class B					1,252	1,252
Class C		2,255	2,255	2,255		
Class D	914					
Total	914	2,255	2,255	2,255	1,252	1,252

注：リハビリ計画は調査団が推定した数値である。

(4)　人員数

69kV送電線の維持管理に必要な人員は、1ギャング（8名）とする。総務関連職員は、LeyecoVの現在勤めている職員が兼務するものとする。