

## 第7章

### 計画された送電系統の予備設計

## 第7章 計画された送電システムの予備設計

### 7.1 現在適用されている規格類

#### (1) 国際規格

スリランカ電力システムの開発の初期の段階で、英国規格（BS）が英国のコンサルタントによりスリランカに導入され、現在迄各種の送電システム機器と材料に適用されてきた。現在は、IEC規格使用への世界的傾向に従って、CEBは電気設備の規格をBSからIECへの転換途上にある。IECの適用は現在では世界的な了解事項になっている。BSの内容も現在ではIEC規格と類似なものとなっているし、最近の日本の規格も原則的にIEC規格と矛盾しないように構成されている。しかし、スリランカでは鋼材及び亜鉛鍍金にはBS規格が現在でも適用されている。

通信設備には世界的慣習に従ってCCITT勧告が適用されている。

#### (2) 技術基準

スリランカには電力システム設備についてのこの国独自の技術基準又は安全基準と云うものは存在しない。初期に英国のコンサルタントによって設定された基準が電気設備の設計基準として使用されている。その基準は英国以外のコンサルタントが設計する電力設備にも採用されている。これらの技術仕様書を適用したことによる問題は、今迄のところ発生していない。

### 7.2 送電システム設備の予備設計

#### 7.2.1 基本原則

電気事業者は、人間生活そして経済活動に絶対必要な電気エネルギーを基本的インフラストラクチャーである電力供給施設により全国民に提供する公共事業者である。従って、電力供給設備は生活環境、人体及び電力設備自体にも損傷を与えることなく安定した電力供給を確保できるように設計しなければならない。自然環境及び社会生活との調和は電力設備の設計に当たっての最重要課題である。

政府の規則の標準的なサービス基準に基づいて、電力設備は社会の要求を満たす量の良質な電気（供給電圧及び周波数が正常範囲内にあるもの）を最少の供給障害時間で供給できるように設計しなければならない。

そのような要求を満たすために、システムの構成機器は効果的な方法でよく協調がとれたものでなければならない。

電気工学の技術、特に半導体関連技術は急速な進歩を遂げており、機器は短い周期で改良そして変更されている。この調査の送電系統計画は計画時点の技術で作成されているので、将来計画が実現される時には設計の見直しが必要になる。

## 7.2.2 送電系統

予想される経済成長及び電力需要の急激な伸びに関連して想定される送電系統開発の構想は下記の通りである。

### (1) 送電系統電圧

現在配電用変電所への電力供給の標準電圧の 132kV では将来急速に伸びる需要に対応するのに十分な送電容量が無い。送電系統拡張の相当部分を、大きな送電容量を確保するために現在一部使用されている 220kV で行う必要が出てくるだろう。

2015 年迄の計画期間の終わり頃には、その時の状況によっては 220kV より高い電圧の導入が必要になるかも知れないと考えた。その場合、スリランカは国土面積が広くないので、東南アジア諸国で広く適用されている 500kV の使用は経済的であるとは考えられない。220kV より高いスリランカの次の高電圧としては 330kV 又は 400kV が考えられる。400kV は現在ヨーロッパ、中東諸国、インド等で適用されており、一方、330kV はアメリカ、韓国、台湾、アフリカ諸国で使用されている。

長期発電能力増強計画で計画されている発電所のなかで据付容量が最大なのはトリンコマレ石炭火力の 1,200MW である。ハバラナへの主送電線への電力潮流は、所内電力及び、トリンコマレ、アヌラダプラ、キリノチへの 132kV での送電電力を差し引くと 800MW 程度であり第 6 章の電力系統解析で 220kV、2 回線、ゼブラ 4 導体の送電線は十分な送電容量があることが確認された。

### (2) 系統容量の検討

計画された送電系統は、先ず最初に正常運転時の系統送電容量、長時間電流容量と短時間容量を検討し、次いで単一設備事故時についても同様の検討を行う。

変圧器は熱容量が大きく、寿命が短くなることを許容すればかなりの時間過負荷で使うことができる。日本の慣行では、変圧器は 110% の過負荷にかなり長時間耐え、130% でも負荷回路の切替えに必要な比較的短時間使用しても良いことになっている。

### (3) 冗長性の検討

主要送電線は 1 回線運転でも他の迂回線路の助けをかりて全系統のバランスに大きな障害を生じさせないように可能な限り 2 回線構成とする必要がある。

配電用変電所は1回線故障時でも電力供給が確保できるように2回線接続を原則とする。

変電所の設計に当たっては、変圧器1台の分離を考慮に入れる必要がある。たとえ変圧器1台が使用されていない場合でも、変電所の冗長設備の助け又は近隣の他変電所からの支援で、全電力の供給を維持し、電圧も一定の制限範囲内に保つ必要がある。

#### (4) コージェネレーションとの並列運転

コージェネレーションは熱と電気と2つの出力を有する発電方式で、高い総合効率を得ることができる。この型の発電は一般に自家用発電として利用されていて、多くの場合公共の電力系統と連係して運転される。電力企業の一般社会への電力供給への影響を避けるために、自家発電の電力を購入を避ける例もある。しかし、エネルギー使用に関する国家全体の効率向上の観点からは電力企業は自家用発電の余剰電力は購入すべきである。

スリランカでは下記3種類のコージェネレーションが考えられる。

- (a) 蒸気タービン、ディーゼル・エンジン、ガス・タービン等で駆動される同期発電機。これは自家用発電の通常的方式である。
- (b) 風車等で駆動される誘導発電機のような非同期発電機。誘導発電機を運転するためには容量の大きな安定した電力系統が必要である。
- (c) 太陽電池等の直流電源から変換した交流電源。発電した電力は直流であるが、汎用機器の使用及び一般の電力系統との連係のためにインバーターによって交流に転換される。

自家発電は、単独運転される場合と公共回線と並行運転される場合とがある。自家発電を有する需要家にとって、連係運転は公共系統に従属して運転することによってより安定に運転することができるし、発電機は高負荷率で効率良く運転することができる。この場合、送出及び受入れの電力量を測定するために2個の電力量計が必要である。自家発電側の故障が公共系統に悪影響を及ぼさないように、そして公共系統側の故障が自家用設備に障害を与えないように連携点に保護装置を設置して、どちら側の故障の場合も連係を開くようにする必要がある。日本では、自家用発電設備の並行運転を行う使用者に保護装置の設置を義務づけている。

### 7.2.3 送電線

#### (1) 従来の設計指針

現在のCEBの送電線の設計は決定論的なアプローチに基づいている。すなわち、鉄塔や鉄塔基礎にかかる最大荷重は、実際に計測された最大風速から決められる作用荷重に基づく安全率を使って得られている。以下に示す設計値が使用されている：

- ・ 最大風速 (3秒間の突風) : 時速 145km (40m/秒)
- ・ 電線、地線、がいしにかかる風圧 : 970N/m<sup>2</sup>

・ 鉄塔構造面にかかる風圧 (1.5 x 投影面積) :	1,640N/m <sup>2</sup>	
・ 安全率		
電線・地線、最大風速条件、UTS/MWT :	2.5	
電線・地線、平常時条件、UTS/EDT :	4.5	
がいし連・付属品、最大風速条件、UTS/MWT :	3.0	
通常の作用荷重時の懸垂鉄塔 :	2.0	
通常の作用荷重時の耐張鉄塔 :	2.5	
通常の作用荷重時の鉄塔基礎 :	2.5	
断線荷重時の全ての鉄塔 :	1.25	
断線荷重時の全ての鉄塔基礎 :	1.5	
・ 電線弛度・張力 (最大風速時:7℃における MWT、無風時:32℃における EDTに基づく)		
・ 最大電線温度 :	75℃	
・ 220kV 送電線の基準径間 :	350m	
・ 132kV 送電線の基準径間 :	305m	
・ 電氣的絶縁	<u>132kV</u>	<u>220kV</u>
最小沿面距離 (mm) :	3500	4900
沿面率 (mm/kV) :	24	20
耐インパルス電圧 (kV) :	750	1050
耐商用周波数電圧 (kV) :	275	395
アーキングホーン間隔 (mm) :	1500	2000
充電部と接地部との間隔 (mm : 0~10度) :	1650	2200
充電部と接地部との間隔 (mm : 10~40度) :	1550	2050
最小地上高 (m) :	6.71	7.01
注: UTS :	極限引張り強度	
MWT :	最大風圧時張力	
EDT :	平常時張力	

スリランカでは雷の発生頻度が高い。CEBの仕様書では年間雷鳴日数は平均60日とされている、しかし120日に及ぶより高い値がいくつかの気象台において記録されている。全ての新設送電線は二回線鉄塔で、架空地線として送電線の直上(遮蔽角0度)に7/3.25mmの亜鉛メッキ鋼より線が2条架設されている。鉄塔の許容接地抵抗は132kV送電線と220kV送電線ともに10Ωと規定されている。

既設送電線の電流容量は、以下の3つのケースにおいて計算された。

日 中 :	午前8:00から午後4:00 まで
夜 間 :	午後5:00から午前7:00 まで
非常時 :	継続時間1時間

以下にそれぞれのケースにおいて考慮される条件を示す。

	日 中	夜 間	非常時
太陽放射 (W/m <sup>2</sup> )	1200	0	0
周囲温度 (°C)	35	30	30
風速 (m/sec)	0.6	0.6	0.6
最大電線温度 (°C)	75	75	90

電線の電流容量計算結果を表 7.2.3 - 1 に示す。電線温度 90°C で架空送電線を運用すると、75°C の場合と比較して基準径間においてほぼ 0.6m 弛度が増える、その結果として最小地上高に影響がでるということに注意すべきだろう。

1975 年以前に建設された古い送電線のほとんどは、表 7.2.3 - 2 に示す通り 54°C (130°F) の最大電線温度で設計されているということにも注意すべきである。従って、これらの送電線を運用することは、基準径間においてほぼ 0.75m 弛度が増えるということ想定した非常時の定格に等しいということである。それゆえに、これらの送電線の電流定格は 54°C での運用で示される値に制限されるべきであり、そして 75°C という夜間時の定格は非常時の値として使われるべきと思われる。

## (2) 将来の送電線の設計

CEB の鉄塔荷重は、安全率や 145km/h の最高設計風速を使った決定論的な設計原理に基づいている。これらの設計値は再検討し、確立された設計手法と比較する必要があるだろう。それにより、設計コストの削減あるいは既設の鉄塔により太い電線を使う可能性が生じるだろう。

スリランカ全国の風に関する入手可能なデータ全てを気象専門家により詳細に調査することが、有効な設計の基礎を確立するのに必要であろう。そのデータは過去最低 30 年間の分は入手できるだろうが、首尾一貫したものでなければならない。また、そのデータは同じ種類の記録計を使用して信頼できる手段で記録する必要がある。

鋼心アルミより線 (ACSR) は沿岸地域において腐食する可能性があるということが良く知られているにも関わらず、CEB は ACSR 電線を使い続けている。高力アルミ合金より線 (AAAC) は同じ太さの ACSR 電線に比べて電流容量は大きいし損失も少ない、さらに腐食性も少ない。古い送電線の電圧階級を上げる時に、条件により既設の ACSR 電線を AAAC 電線に張り替えることがより望ましい場合がある。

	ACSR "Lynx"	AAAC "Elm"	ACSR "Zebra"	AAAC "Yew"
外径 (mm)	19.53	18.80	28.62	28.42
アルミ部分 (mm <sup>2</sup> )	183.4	211.0	428.9	479.9

日本においては、電線の最高運用温度は一般に 80°C と考えられている。そこで将来の送電線

は 80℃での運用で設計することを提案する。表 7.2.3-3 に提案する電線の 75℃と 80℃の両方の運用における電流定格を示す。

提案する電線はすべて ACSR 電線であり、電流容量を考慮して数種類の電線サイズに関して記している。沿岸地域においては、通常の亜鉛メッキ鋼芯の代わりに、アルミ覆鋼芯の ACSR 電線を使用することを推奨する。また、同サイズの AAAC 電線を使用してもよい。

重要な通信路を構成している主要送電線やその他の送電線に、送電線保護及び音声・データ通信の目的のために光通信が出来る様に、光ファイバ複合架空地線 (OPGW) の使用を推奨する。この場合、架空地線 2 条の内、1 条を OPGW 化すればよい。

### (3) 地中送電線

コロombo市の中心部の電力需要の増加に伴い、132kV また将来的には 220kV の地中送電線の建設の必要性が増加するだろう。現在のところ使用している OF ケーブル (油入電力紙ケーブル) の代わりに、CV ケーブル (架橋ポリエチレン絶縁ビニールシースケーブル) の使用を推奨する。このケーブルは OF ケーブルの油圧装置を必要としない。さらに、その敷設のみならず保守に関しても OF ケーブルに比べて容易である。近年では、世界的に CV ケーブルを使用する傾向にある。

### (4) 送電線ルート

第 6 章の送電系統の検討で選ばれた送電線のルートは入手可能な地図での検討及び CEB のカウンパートとの現地調査を通して検討した。結果は付録 A7.1 に入れてある。

## 7.2.4 送電線保護方式

### (1) 線路保護方式設計の基本原則

#### (a) 現行方式の適用

現在迄、架空送電線には PLC 通信回線により信号交換を伴う距離継電方式を、そして地中ケーブル線路及び短距離架空線には表示線継電方式を適用するのが CEB の標準方式であった。デジタルリレーの適用など漸次部分的な改良は加えられてきているが、この方式は現在でも中規模送電線に広く世界的に用いられている方式である。

これらの方式を今後すぐに変える理由は見あたらない。現在と同様なリレー方式が将来の送電線にも適用されるものと考えて計画する。

#### (b) リレー方式設計の基本原則

リレー方式が具備すべき一般的機能は下記の通りである。

1. 線路に事故が発生した場合、事故の影響を最小限にするために故障区間を高速で确实

に除去すること。

2. 主保護だけでなく後備保護もつけること。
3. 隣接区間と保護協調をとり、保護の盲点が無いよう配慮すること。
4. リレーは保護区間外の故障、電圧・電流の過渡的な振動、電磁的・静電的誘導等で誤動作しないこと。
5. 220kV 及び更に高い電圧の主要送電線については、主保護リレーを二重化すること。CT 巻線、CB トリップ回路、通信回線等の関係部品も二重化すべきである。
6. T分岐の変電所には適切な保護装置を取り付けて接続された送電系統に故障が発生した場合には急速に遮断するようにする。
7. 故障及び遮断の後早急に送電を再開するために自動再開路を適用すること。主要系統には高速再開路を適用し、樹枝状線路には低速再開路を適用すること。
8. 架空送電線には原則として、デジタル距離リレーに付随する自動故障点標定装置を備えること。
9. コロンボ地区には多数の短距離の架空線が考えられる。そのような区間にはパイロット・ワイヤリレーの適用となろう。

#### (1) 新保護方式の適用

##### (a) 主要幹線用電流差動方式

主要幹線に電流差動保護を採用するのは最近の世界的な傾向である。この方式は、1サイクル当たり 12 回（8 回の場合もある）の割合でサンプリングした保護区間両端、各相の電流値をマイクロ・プロセッサ付きのデジタルリレーで比較して保護区間内の故障を検出する方式である。この方式は現在の技術レベルで最も信頼度が高いといわれていて、現在は世界的に主要線路に使用されている。この方式を採用するには、1 端の 3 相の電流値情報を 1 サイクルに 12 回の割合で他端に送る必要があるため、高速度且つ安定した通信回線が必要である。このためには光通信又はマイクロ・ウェーブの回線が必要となる。

この方式を使えば、3 端子送電線の保護でも信頼性の高い保護を行うことができる。日本では、500kV 及び 275kV の系統に T 分岐を採用しこの保護方式を適用した例が多数ある。

##### (b) T 分岐変電所の高速度分離

T 分岐した変電所を含む送電系統に故障が発生した場合、線路の自動再開路が可能なように分岐変電所を高速度で分離するのが望ましい。この目的のために、日本では方向検出用の電流要素付きの低電圧リレーを線間及び相・大地間に設置している。これらのリレーで遮断器を高速度で動作させる方式を採用している。

##### (c) 変圧器の過負荷保護

並列運転中の 2 台又はそれ以上の変圧器の内 1 台が故障脱落した場合、残りの変圧器が一

部負荷を他の変電所へ移す又は負荷の強制遮断迄の間過負荷になる。変圧器は熱容量が大きく、50%過負荷で温度上昇限度に達する迄に 30 分程度の運転が可能である。しかし、反時限の過電流リレーの動作時間は数秒から 10 秒と短く、変圧器の過負荷保護には適していない。

過負荷保護は変圧器の熱容量に従って動作時間を設定できるマイクロ・プロセッサ付きのリレーで、接続された負荷を全停から守るもので、日本では広く使用されている。この場合反時限の過電流リレーは短路保護用として高い電流値で整定する。

## 7.2.5 変電所

### (1) 従来の設計手順

変電所設備に適用される規格の殆どは古いイギリスの BS 規格から世界的な IEC に移行されつつある。現在の変圧器は IEC 規格に基づいている。主要設備である変圧器と開閉装置の基準的な基準絶縁レベル (BIL) として下記のように異なった数値 (変圧器は低い値、開閉装置は高い値) が使用されている。

	<u>132kV</u>	<u>220kV</u>
- 変圧器	550kV	850kV
- 開閉装置	650kV	950kV

変電所の変圧器の標準容量は IEC 規格の容量値を基準にして以前の 30MVA から 31.5MVA になっている。30MVA 級は配電用変圧器として適している事から世界では広く採用されている。60MVA (IEC では 63MVA) の大容量変圧器は負荷が大きいケラニティッサ発電所で運転されている。220/132kV の連係変圧器としては、ピヤガマとコツゴダに設置されている単相変圧器 3 台からなる容量 250MVA のものがある。この容量は標準的な容量とみなされており、150MVA の小容量のものは需要の比較的小さな変電所に採用していく予定である。

配電用変電所の変圧器の標準設置台数は現在のところ 2 台であり、多くの場合、T 分岐変電所は送電線の 2 回路へ接続され、通常運転時はそのうち 1 回線から受電している。この方法は変電所の負荷が比較的小さい場合は問題ないが負荷が比較的大きくて系統負荷の不均衡が増加すると、問題が起こる。そのような場合、2 つの変圧器を 2 つの回路へ別々に接続し、2 つの群に分けて変電所を運転する事が必要になる。

既存の変電所、特に T 分岐変電所の 132kV 回路の配置は 132kV 系統の延長がやり難くなっている。これらの変電所は、将来の系統延長を考慮されずに設計されたように思える。

### (2) 計画された変電所の予備設計

変電所の設計概要は変圧器の数、その容量、接続される送電線の数等で第 6 章に記載された送電系統計画の結果に従って決められた。変電所の設計の詳細に関しては以下の事項が想定され

る。

- (a) 132kV 変電所では基幹変電所に対してはブスタイ付きの複母線方式とし、標準的な配電用変電所では連結回路付きの単一母線方式とする。連結遮断器は1つの変電所で変圧器の数が3~4台になった時に必要となる。
- (b) 変圧器2台の受電だけの変電所では、線路側及び変圧器側の2台の遮断器のうちのどちらか1台は省略しても良いと思われる。その場合、1台の遮断器が送電線及び変圧器の事故の両方に対して働くよう設計される。
- (c) CEBの高圧配電開発計画中の撤去した16、10MVAの変圧器を最大限に利用する計画は妥当なものである。しかし、そのようなT接続の変電所を設計するにあたっては送電線に故障が発生した時に変電所を高速度で分離することが必要である。T分岐付きの送電線でも高速度自動再閉路は可能である。
- (d) 静止キャパシタは、原則として220/132kV 連結変圧器の3次の33kV巻線へ接続する。132/33kVの変電所で追加のキャパシタが必要となった場合は33kVのキャパシタを配電用変電所の33kVの母線へ接続する。
- (e) 33kV開閉装置は、キュービクルタイプのガス絶縁の開閉装置として、31.5MVAの容量の変圧器1台あたり給電線の数は3つとする。
- (f) 新設変電所の用地は、次のような事項を考慮して選択されている。
  - i) 重量物輸送の為の道路
  - ii) 送電線の接続と配電用給電線の取り出しの容易さ
  - iii) 環境への配慮
    - 一般公衆への影響
    - 商業用施設
    - 産業活動
    - 洪水
  - iv) 人口密集地からの隔離
  - v) 地耐力、大地比抵抗や地下水位等のような地質状況
  - vi) 建設費用

本調査団は現在の配電系統上の問題点や新変電所の用地選定のための土地問題、その他現地状況には精通していない。従って新変電所の位置はCEB 職員の協力の下で決定された。

(g) 予備設計の結果

計画された変電所の位置図と単線結線図は付録A7.2に入っている。

## 7.2.6 系統制御と給電指令システム

系統制御を適切に実施するには、現在の SCC 施設では不十分である。既存設備は使用開始から 12 年以上経過しており、またこの種の設備の技術進歩はめざましい。そのため現存する給電システムは時代遅れのものであり、且つ 3.5.5 節に示したように必要な機能を有していない。既存設備は SCADA (遠方監視制御) 機能を装備したシステムと入れ替える必要がある。

既存 SCADA システムの拡張計画は CEB により計画され、1994 年度に世界銀行の資金で国際入札が実施された。しかしながら、契約は未だ締結されていない。

計画された SCADA システム改造の内容は以下の通りである。

### (a) 親局

既存 SCC 親局にある、コンピュータ、周辺装置、運転卓 (ただし系統盤は除く) は新しい SCADA システム用機器と入れ替える。

主コンピュータ (プロセッサ) は 99.95% の可能性が要求される冗長構成となる。この SCADA システムは最低 200 ボーのデータ伝送時で最大 70 ヶ所の子局を制御できるものとする。3 つの運転卓、データ記録用の 2 台のプリンタ、系統故障記録装置、コロナワ変電所での周波数デジタル表示ならびに 3 台のゲストコンピュータ接続インターフェースが具備される。

故障や警報信号は通常運転状況下では 5-10 秒以内 (現在は 30 秒以上かかっている)、また発電所から SCC への 30 分毎の発電量データは 30 秒以内に伝達される必要がある。この要求された応答時間を実現するため、デジタルマイクロ波ネットワークを使った 600 ボー伝送が提案されている。

既存の系統盤はそのまま使用する。この系統盤では約 250 ノードの接続と、表示が可能である。しかしながら、古いドライバーは CEB の 2005 年までの拡張計画に合わせて新しいドライバーと取り替えられる。この時点で CEB の 1995 年から 2005 年までの新設局は以下 9 ヶ所の計画であった。

- |                 |                    |
|-----------------|--------------------|
| i) スリ・ジャヤプラ     | vi) ククレ            |
| ii) ブロードランド     | vii) BOO/BOT ディーゼル |
| iii) マウエラ石炭火力   | viii) ギンガンガ        |
| iv) トリンコマリー石炭火力 | ix) 新アヌラダプラ        |
| v) アッパーコトマレ     |                    |

### (b) 子局

既存の古い 7 台の RTU は新しいものと取り替えられ、残りの 13 台については新しい SCADA システムと技術的に問題なく結合できればそのまま流用する。その他の局は、変換器と相互接続リレーと共に新しい RTU が納入される。

### (c) 運転指針

エネルギーの適切な管理を目的として以下機能が要求されている。

- ・ オンラインプログラムによる短期負荷予測
- ・ 短期水力発電最適化プログラムの具備
- ・ 発電機制御

### (d) ネットワーク管理

システム監視と制御を行うためにネットワーク管理ソフトウェアパッケージを SCADA システムと連動させることになる。このネットワーク管理には以下のアプリケーションが含まれる。

- ・ 現状の電力システムの状態評価
- ・ 潮流状況の解析
- ・ 設備脱落条件での解析
- ・ オンライン短絡電流解析

これらは3相短絡と1線地絡事故時の遮断器の故障電流値を決定する手助けとなる。

この給電システムの改良計画は近い将来に現実化されるであろう。現実的には給電システムの経済的寿命は約10年程度と見込まれ、現在計画中のシステムは2005-2010年で更新する必要がある。

電力システムが拡張される将来では、発電計画専用と送電網制御や需要供給コントロールを行う2つの独立した給電システムが設立されるのが常である。後者は送電網の拡張にあわせて地域ごとに階層化される。コロンボ市への電力供給をより確実にするための給電指令所を作る考えもある。33kV配電網のシステムコントロールは地域ごとに行われるべきである。

現在データ及び信号の送信にPLCシステムを使用している。しかし、PLCシステムの周波数割り当て容量には制限があり、回線数はあまりふやせない。将来、制御する電気所の数が増えると、通信回線数をふやすためにSCCと所要変電所の間マイクロウェーブ回線を設置する必要があると思われる。実際この方法は、東南アジア諸国で実施されている。

## 7.2.7 通信システム

### (1) 現状の設計方式

#### (a) 現状の方式

CEBのPLC回線の基準回路は回線間金属結合方式である。この方法ではライントラップとCC/CVTが結合ポイントの両端に2台ずつ必要となり、また大地間結合方式と比べ約2倍のコストがかかる。しかしながら、この金属結合方式には低損失、送電線断線による通信途絶に対する安全性の高さなど重要な利点が多くある。送電線事故の80%は一線地絡事故といわれているので、この金属結合方式は通話の確保に高い安全性を持っている。そ

れ故この方式は妥当なものといえる。

(b) 機器の適用規格

現状の PLC システムは IEC 規格によく準拠している。

デジタルマイクロ波システムは CCITT と CCIR (今は ITU - T と R) 勧告と BSI (英国規格) を元に設計されている。

(2) 将来の通信設備の設計

(a) 一般

電力用通信システムは電力系統の運転や制御サイドからの要求を順次実現することで発展してきた。電力用通信の種類は以下 2 つに大別できる。第 1 は給電指令を含む電力系統の保護と制御用であり、もう 1 つは業務電話や電力会社又は公社の業務の機械化 (例として自動請求書発行システム) への適用である。電力用通信システムは電力系統の神経系統として重要なウェイトを占め、電力運用には絶対必要なものになっている。

日本では図 7.2.7 - 1 に示すように電力系統の発展に伴い、電力系統保護用の通信手段は PLC からデジタルマイクロ波と光ファイバーシステムに移行している。これは最新技術と実用化の研究の成果によるものである。そのため、CEB の将来の通信システムの設計に際しては、確立されたテクノロジーだけではなく、最新テクノロジーを検討する必要がある。CEB 電力網用の通信システムを表 7.2.7 - 1 に示す。

(b) 2000 年までの通信システムの設計

PLC システムは 2000 年時点での 132kV 送電網拡張計画に適用される。PLC 端局装置出力は基本的には送電線に発生するコロナに起因する信号減衰と雑音を上回る必要がある。この信号減衰とコロナ雑音レベルは主に送電線の設計によって決まるので、PLC システムは送電線詳細設計終了後に具体化できる。

現状の T 分岐の PLC システムは信号伝送の信頼度が低く、搬送保護には適用できない。現在の PLC 回路に関する理論では T 分岐回路に PLC で信頼度の高い回路を構築するには多くの費用がかかる。T 分岐回路でも電話だけなら適用可能である。

PLC システムの計画は図 7.2.7 - 2 に示す手順で実施される。計画に必要なデータと情報は以下の通りである。

- 1) 電力系統計画データから与えられる送電線長と電圧
- 2) 送電線の設計データ
- 3) 通信エンジニアによる PLC システムの設計基準

PLC システムの性能は基本的には PLC 端局装置の出力、PLC 端局装置の入力 (受信点) における信号減衰と雑音レベルによって左右される。この高圧送電線上の信号減衰と端局装置入力点の雑音は図 7.2.7 - 2 添付の表 7.2.7 - 2、- 3 に記載されている種々のパラメータ

が判れば正確に計算できる。

ねん架、T分岐などを持った非平衡な送電線の場合の PLC システムは慎重に検討する必要がある。

### (3) デジタル通信適用への傾向

以下の理由により電力システムへのデジタル通信が現在では広く適用されている。

- ・ SCADA システムのテレメーターと監視情報にはデジタル信号が使用されている。
- ・ デジタル通信はアナログ通信と比べ信号ひずみと雑音に対して強い。
- ・ 多重装置に代表される機器コストは部品の大量生産の結果年々下がっている。
- ・ 同じデジタルチャンネルでデータ伝送と音声通信の両方に使用できる。

### (4) 高速通信手段の実用化案

#### (a) 一般

電力システムにおける制御、保護技術の進歩により情報量が増大し、デジタル通信への要求が高まっている。特に SCC 周辺の通信量の集中は顕著である。高速且つ高信頼が必要な通信システムへの増大する要求に応えるために、マイクロ波または光ファイバーを使用したデジタル通信システム構築が必要である。このような高速通信システムが構築された後は、PLC システムはバックアップ用として使用できる。

実際に、このような電力システム用デジタル通信は多くの東南アジア諸国で既に建設されている。

現状の CEB システムでは、コロナワ～ボルビティヤ～ラクサバナ間とピクトリア～コトマレ～ピヤガマ間は通信回線の容量に関して検討を要する。また、CEB システムにおいて、SCADA システムの拡張計画があり、その計画の中に 12ヶ所の水力発電所、2ヶ所の火力発電所と 40ヶ所を超える変電所の情報伝達のための 600 ボーのデータ伝送用のデジタルマイクロ波又は光通信と PLC による 2ルートによるシステムがある。

この SCADA 用の通信システムは回線数の面で十分な容量があり、今後とも全ての主要な発電所へ順次適用することを提唱する。この方法はデジタルマイクロ波が設置されている主要変電所へまず応用すべきである。

#### (b) 通信システムの冗長性

多くのアジア諸国における最近の SCADA システムは 2 重化 (1つは通常使用、もう1つはバックアップ用) されたルート/経路が通信システムの冗長性を確保するために実現されている。最も有効な組み合わせはマイクロ波と光ファイバであるが、マイクロ波と PLC または光ファイバと PLC (PLC はバックアップとして使用) でも良い。

(c) 電力通信の公共通信との共用

高速で大容量な通信システムが電力送電網に構築された場合1線当りの容量が大きく、全回線を電力用として使用する必要がないケースが多い。この様なケースでは余った回線は公共用に転用できる。マイクロ波システムがすでに公共通信網として建設済みであっても、この余った回線をバックアップ用として使うことが可能である。この場合、建設コストは公共通信設備側が一部負担することになる。

日本では多くの光ファイバがOPGW（光ファイバ入り複合架空地線）の中に入りしており、いくつかの光ファイバは公衆回線として使用されている。いくつかの電力会社は公共回線の通信事業へ参入しており、回線を他通信業者へ貸している場合もある。同様な例は他のアジア諸国にもある。

表 7.2.3 - 1 既設電線のデータ

Code Name Type	Tiger ACSR	Coyote ACSR	Oriole ACSR	Lynx ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR
Steel Stranding	7/2.36	7/1.91	7/2.69	7/2.79	7/3.71	7/3.18
Steel Area (mm <sup>2</sup> )	30.59	20.09	39.78	42.77	75.67	55.59
Steel core Diameter (mm)	7.08	5.73	8.07	8.37	11.13	9.54
Aluminium Stranding	30/2.36	26/2.54	30/2.69	30/2.79	30/3.71	54/3.18
Aluminium Area (mm <sup>2</sup> )	131.1	132.1	170.5	183.4	324.3	428.9
Total Area (mm <sup>2</sup> )	161.7	152.2	210.3	226.2	400.0	484.5
Overall Diameter (mm)	16.52	15.89	18.83	19.53	25.97	28.62
Greased Weight (kg/m)	0.602	0.522	0.782	0.842	1.489	1.621
Ultimate Tensile Strength (kg)	5914	4732	7730	8137	13838	13450
Modulus of Elasticity (kg/mm <sup>2</sup> )	8200	7700	8200	8200	8200	7000
Temperature Coefficient (per deg C)	17.8x10 <sup>-6</sup>	18.9x10 <sup>-6</sup>	17.8x10 <sup>-6</sup>	17.8x10 <sup>-6</sup>	17.8x10 <sup>-6</sup>	19.3x10 <sup>-6</sup>
DC Resistance (ohms/km)	0.2204	0.2187	0.1694	0.1576	0.0891	0.0674
Current Rating at 54 °C	Day (A)	180	199	204	244	253
	Evening(A)	365	361	432	453	750
Current Rating at 75 °C	Day (A)	379	377	444	464	726
	Evening(A)	487	483	578	607	987
Current Rating at 90 °C	Emergency (A)	554	550	658	690	1112
Fault Current Isec (kA)	12.7	11.9	16.5	17.8	31.5	34.3

表 7.2.3 - 2 既設送電線の運用温度

Ref.	Section	Voltage (kV)	Circuits	Conductors	Max Design Temperature	Length (km)
2L1.	Biyagama - Kotugoda	220	2	Zebra	75	19.6
2L2.	Biyagama - Kotmale	220	2	2 x Zebra	75	70.5
2L3.	Kotmale - Victoria	220	2	2 x Zebra	75	30.1
2L4.	Victoria - Randenigala	220	1	2 x Zebra	75	16.4
2L5.	Randenigala - Rantembe	220	1	2 x Zebra	75	3.1
1U1.	Kelanitissa - Fort	132	1	UG, (Cu 500)		4.9
1U2.	Fort - Kollupitiya	132	1	UG, (Cu 350)		2.7
1U3.	Kollupitiya - Kolonnawa	132	1	UG, (Cu 500)		5.4
1L1.	Biyagama - Pannipitiya	132	2	Zebra	75	15.5
1L2.	Biyagama - Kelanitissa	132	2	2 x Goat	75	12.5
1L3.	Biyagama - Sapugaskanda PS	132	2	Lynx	54	2.1
1L4.	Kolonnawa - Kelanitissa	132	2	Zebra	54	2.2
1L5.	Kolonnawa - Pannipitiya	132	2	Lynx	54	12.9
1L6.	Kolonnawa - Sapugaskanda(T)	132	2	Coyote	54	6.6
1L7.	Sapugaskanda (T) - Kotugoda	132	2	Coyote	54	16.7
1L8.	Sapugaskanda (T) - SS	132	2	Coyote	54	4.6
1L9.	Kotugoda - Bolawatta	132	2	Coyote	54	21.0
1L10.	Bolawatta - Chilaw (T)	132	2	Lynx	54	22.6
1L11.	Chilaw (T) - Puttalam	132	2	Lynx	54	61.4
1L12.	Chilaw (T) - SS	132	2	Lynx	75	6.8
1L13.	Kolonnawa - Oruwala (T)	132	2	Lynx	54	14.0
1L14.	Oruwala (T) - SS	132	2	Lynx	54	3.4
1L15.	Oruwala (T) - Thulhiriya (T)	132	2	Lynx	54	36.0
1L16.	Thulhiriya (T) - SS	132	2	Lynx	54	23.9
1L17.	Thulhiriya (T) - Polpitiya	132	2	Lynx	54	28.0
1L18.	Kolonnawa - Avissawella (T)	132	2	Lynx	54	31.9
1L19.	Avissawella (T) - SS	132	2	Lynx	75	0.5
1L20.	Avissawella (T) - Polpitiya	132	2	Lynx	54	34.4
1L21.	Pannipitiya - Ratmalana	132	2	Lynx	54	6.9
1L22.	Pannipitiya - Panadura (T)	132	2	Goat	75	12.3
1L23.	Panadura (T) - Matugama	132	2	Goat	75	29.1
1L24.	Panadura (T) - SS	132	2	Lynx	75	4.7
1L25.	Polpitiya - Laxapana	132	2	Lynx	54	8.3
1L26.	Laxapana - Wimalasurendra	132	2	Lynx	54	5.1
1L27.	Laxapana - New Laxapana	132	2	Lynx	54	0.6
1L28.	New Laxapana - Polpitiya	132	2	Lynx	54	8.0
1L29.	New Laxapana - Canyon	132	1	Lynx	54	10.0
1L30.	Polpitiya - Kotmale	132	1	Lynx	54	29.5
1L31.	Kotmale - Kiribatkumbura	132	1	Lynx	54	22.5
1L32.	Kiribatkumbura - Anuradhapura	132	1	Lynx	54	143.9
1L33.	Polpitiya - Ukuwela	132	1	Lynx	54	59.3
1L34.	Ukuwela - Habarana	132	1	Lynx	54	82.3
1L35.	Habarana - Anuradhapura	132	1	Lynx	54	48.9
1L36.	Ukuwela - Bowatenna	132	1	Lynx	54	30.0
1L37.	Kiribathkumbura - Kurunegala	132	2	Lynx	54	34.6
1L38.	Habarana - Valaichchenai	132	1	Lynx	75	99.7
1L39.	Anuradhapura - Trincomalee	132	2	Lynx	54	103.3
1L40.	New Laxapana - Balangoda	132	2	Lynx	54	43.9
1L41.	Balangoda - Samanawewa	132	2	Zebra	75	19.0
1L42.	Samanawewa - Embilipitiya	132	2	Lynx	75	38.0
1L43.	Balangoda - Deniyaya (T)	132	2	Tiger	54	44.2
1L44.	Deniyaya (T) - Galle	132	2	Tiger	54	57.3
1L45.	Rantembe - Badulla	132	1	Lynx	75	37.0
1L46.	Badulla - Inginiyagala	132	1	Oriole	54	79.9
1L47.	Anuradhapura - Kilinochchi(T)	132	2	Lynx	54	128.8
1L48.	Kilinochchi (T) - Chunnakam	132	2	Lynx	54	67.2

表 7.2.3 - 3 提案する電線のデータ

Code Name Type	Lynx ACSR	Bear ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR	Grackle ACSR	Pheasant ACSR	Parrot ACSR
Steel Stranding	7/2.79	7/3.35	7/3.71	7/3.18	19/2.27	19/2.34	19/2.55
Steel Area (mm <sup>2</sup> )	42.77	61.60	75.67	55.59	76.9	81.71	96.88
Steel core Diameter (mm)	8.37	10.05	11.13	9.54	11.33	11.7	12.74
Aluminium Stranding	30/2.97	30/3.35	30/3.71	54/3.18	54/3.77	54/3.90	54/4.25
Aluminium Area (mm <sup>2</sup> )	183.4	264	324.4	428.9	604.2	644.5	765.4
Total Area (mm <sup>2</sup> )	226.2	325.6	400.0	484.5	681.1	726.4	862.1
Overall Diameter (mm)	19.53	23.45	25.97	28.62	33.97	35.09	38.22
Greased Weight (kg/m)	0.842	1.213	1.489	1.621	2.282	2.434	2.888
Ultimate Tensile Strength (kg)	8137	11329	13838	13450	19000	19800	22500
Modulus of Elasticity (kg/mm <sup>2</sup> )	8200	8200	8200	7000			
Temperature Coefficient (per deg C)	17.8x10 <sup>-6</sup>	17.8x10 <sup>-6</sup>	17.8x10 <sup>-6</sup>	19.3x10 <sup>-6</sup>			
DC Resistance (ohms/km)	0.1576	0.1095	0.0891	0.0674	0.0480	0.04501	0.03794
Current Rating at 54 °C	Day (A) Evening(A)	204 453	244 658	253 750			
Current Rating at 75 °C	Day (A) Evening(A)	464 607	656 882	726 987	891 1236	928 1292	1029 1447
Current Rating at 80 °C	Day (A) Evening(A)	505 636	717 925	793 1032	977 1292	1081 1350	1131 1513
Current Rating at 90 °C	Emergency (A)	690	1005	1112	1394	1457	1633
Fault Current 1sec (kA)	17.8	23.3	31.5	34.3	48.3	51.5	61.1

表7.2.7-1 電力通信網の概要

伝送システム	容量	信頼度	コスト	その他特徴	主な用途
マイクロ波無線	アナログ (FDM) : 60～960回線 デジタル (PCM) : 24～480回線	最も高い	高い、但し回線当たりのコストは安い	<ul style="list-style-type: none"> <li>伝送距離が長い (50km以上無中継)</li> <li>山岳地帯など有線では不可能なルートに施設できる</li> <li>電波は国の管理下に置かれる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力系統保護</li> <li>電力系統運用</li> <li>設備管理</li> </ul>
光ファイバー通信	24～6000回線	高い	高い、但し回線当たりのコストは安い	<ul style="list-style-type: none"> <li>伝送距離が長い (40km以上無中継)</li> <li>画像情報を送れる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力系統保護</li> <li>電力系統運用</li> <li>設備管理</li> <li>テレビ会議などの画像</li> </ul>
通信線搬送	アナログ : 12回線 デジタル : 24回線	<ul style="list-style-type: none"> <li>災害に弱い</li> <li>誘導・雑音の影響を受ける</li> </ul>	安い	<ul style="list-style-type: none"> <li>新しくケーブルを布設する必要がある</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力系統運用</li> </ul>
電力線搬送 (PLC)	1～4回線	<ul style="list-style-type: none"> <li>災害に強い</li> </ul>	安い、但し回線当たりのコストは高い	<ul style="list-style-type: none"> <li>回線容量は限定されている</li> <li>が送電線を伝送路として利用できる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力系統保護</li> <li>電力系統運用</li> <li>設備管理</li> </ul>

表7.2.7-2 送電線データ (PLC計画用)

局 名：

局 名：

定格送電電圧：

結合方式：

区間番号	1	2	3	4	5	6
区間距離 (km)						
幾何 (地形) 番号						
鉄塔タイプ						
区間の送電線結合の種類						
平均大地抵抗率 ( $\Omega/m$ )						
平均海拔高 (m)						
導体の線種						
架空地線の線種						

導体の詳細

1. 種類
2. 撚線構成
3. 导体間隔 (cm)
4. 外径 (mm)
5. より線外周の导体数
6. より線外径 (mm)
7. 材質
8. 被氷 (mm)
9. 導体の水平位置 (m)
10. 導体の懸垂位置 (m)
11. 最大弛度 (m)

架空地線の詳細

1. 種類
2. 外径 (mm)
3. 外周の線数
4. 材質
5. 被氷 (mm)
6. 線の水平位置 (m)
7. 線の懸垂位置 (m)
8. 最大弛度 (m)

表 7.2.7-3 PLC データ (PLC計画用)

1. 回線要求事項

項目	データ
音声回線	
リング信号回線 (ノイズ帯域幅)	
データ信号回線	

2. PLC端局装置の基本データ

項目	データ
定格伝送帯域	
変調の種類	
定格出力	
送受異搬送波	
搬送周波数	

3. 送電線減衰量

項目	データ
変換減衰ロス	
モデル変換ロス	
追加減衰量	
送電線減衰量	

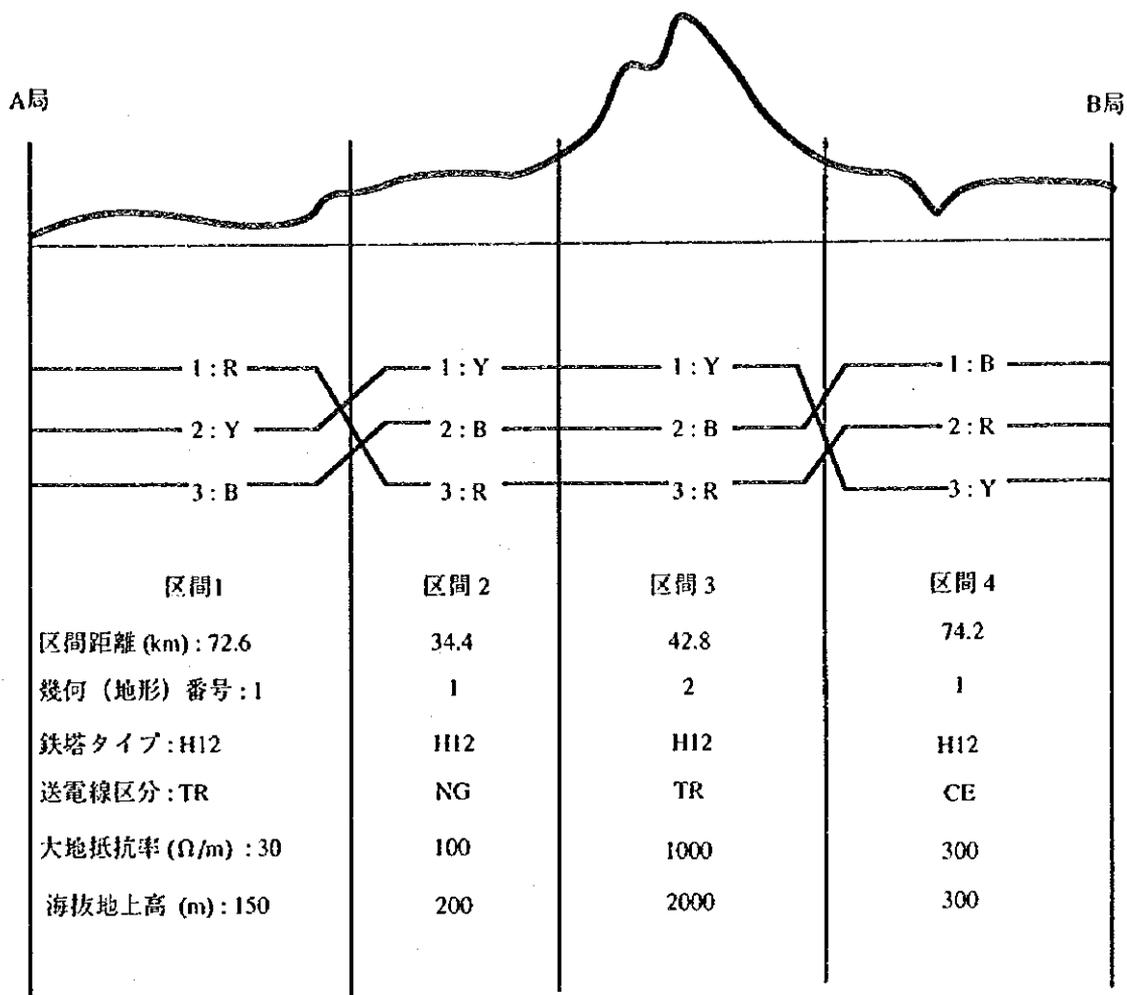
4. 雑音レベル

項目	データ
悪天候下の雑音レベル	

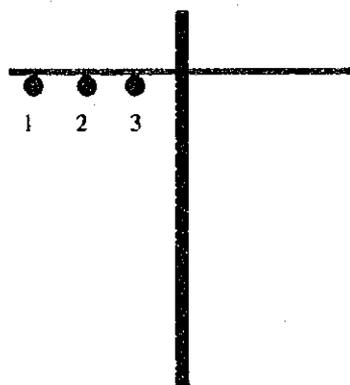
5. S/N 比

項目	データ
コンバンダ無し時のS/N比 (S/N比信号対雑音)	

例 2箇所ねん架がある送電線



注：この送電線は4つの異なる区間から構成されており、全ての鉄塔タイプはH12で水平1回線である。2つの異なる配列が使われている。  
TRはねん架、NGは新しい配列そしてCEはカップリング結合装置を示している。



タイプ : H12

例： 送電線データ (PLC計画用)

局 名： A  
 局 名： B  
 定格送電電圧： 220kV  
 結合方式： 金属間結合方式

区間番号	1	2	3	4	5	6
区間距離 (km)	72.6	34.4	42.8	74.2		
幾何 (地形) 番号	1	1	2	1		
鉄塔タイプ	H12	H12	H12	H12		
区間の送電線結合の種類	TR	NG	TR	CE		
平均大地抵抗率 ( $\Omega/m$ )	30	100	1000	300		
平均海拔高 (m)	150	200	2000	300		
導体の線種	以下参照					
架空地線の線種	以下参照					

導体の詳細

1. 種類	LOTUS
2. 撚線構成	2
3. 導体間隔 (cm)	45.7
4. 外径 (mm)	22.6
5. より線外周の導体数	24
6. より線外径 (mm)	2.5
7. 材質	ACSR
8. 被氷 (mm)	0.0
9. 導体の水平位置 (m)	24.3
10. 導体の懸垂位置 (m)	15.0
11. 最大弛度 (m)	

架空地線の詳細

1. 種類	GJ-71A
2. 外径 (mm)	11.0
3. 外周の線数	12
4. 材質	ST
5. 被氷 (mm)	0.0
6. 線の水平位置 (m)	3.2
7. 線の懸垂位置 (m)	28.0
8. 最大弛度 (m)	12.5

## 例 PLC データ (PLC計画用)

### 1. 回線要求事項

項 目	デ ー タ
音声回線	300 to 2400 Hz
リング信号回線 (ノイズ帯域幅)	80 Hz
データ信号回線	50 ｴ <sup>2</sup> - x2 と 200 ｴ <sup>2</sup> - x 1

### 2. PLC端局装置の基本データ

項 目	デ ー タ
定格伝送帯域	4 kHz
変調の種類	単側帯波伝送方式、 送受異搬送波
定格出力	43 dBm、ピーク値
送受異搬送波	200 Hz
搬送周波数	96 - 100 kHz

### 3. 送電線減衰量

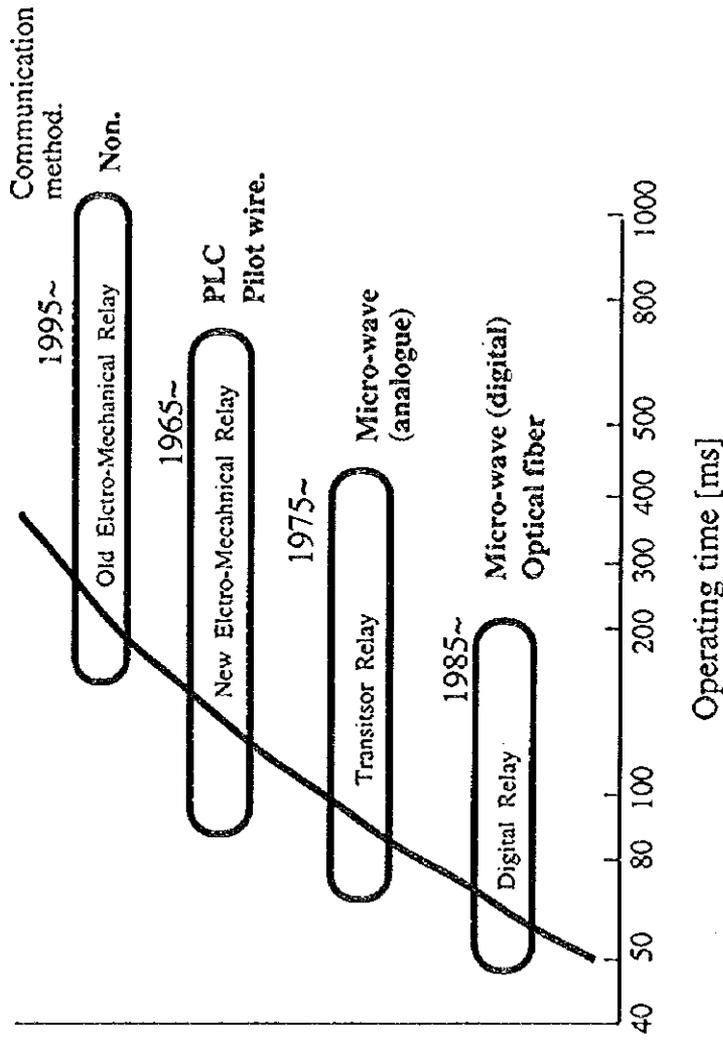
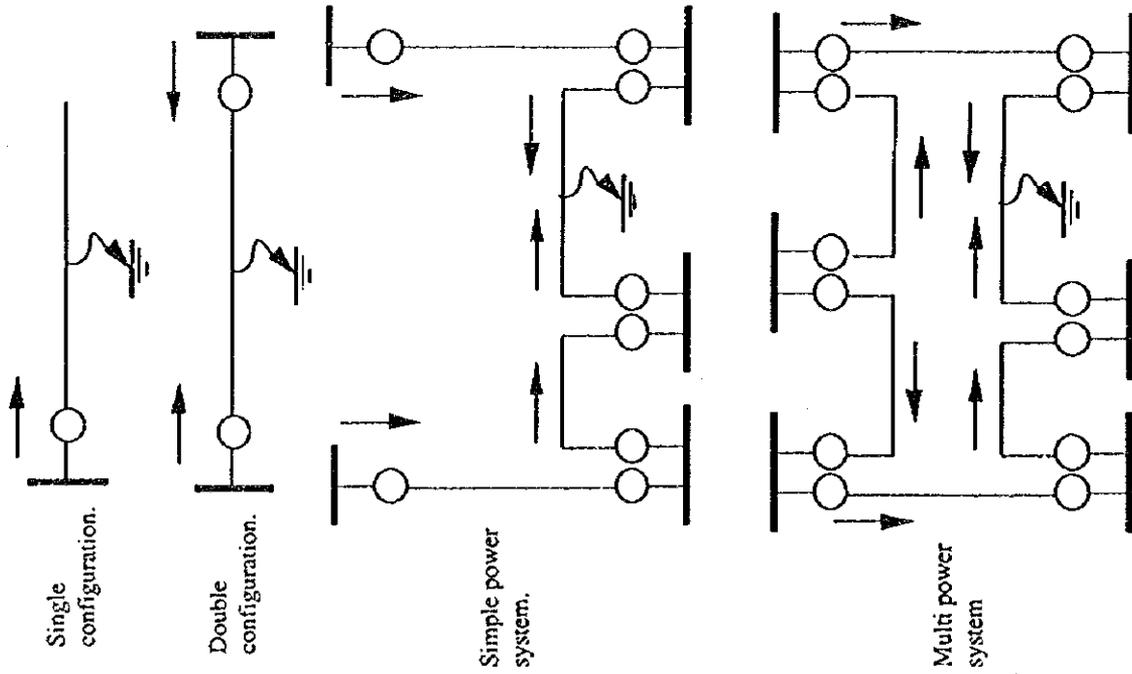
項 目	デ ー タ
変換減衰ロス	
モデル変換ロス	
追加減衰量	
送電線減衰量	基準 43 dB以下

### 4. 雑音レベル

項 目	デ ー タ
悪天候下の雑音レベル	

### 5. S/N比

項 目	デ ー タ
コンバンダ無しのS/N比 (S/N比信号対雑音)	基準 25 dB以上



In relation to progress of power system as shown in the left side, high speed operation and reliability are required for the protection relay. In order to achieve the requirements, type of relay have changed from the electro-mechanical to the digital as shown in the above.

CEYLON ELECTRICITY BOARD	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA	TITLE 図 7. 2. 7 - 1 電力系統と保護リレーの変遷
	NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer		

送電線亘長と送電電圧

これは系統計画データから与えられる。

送電線の設計

この作業は送電線設計エンジニアによって行われまた表7.2.7-2に示したデータが必要。

1. 回線要求とPLC端局装置の基本データ
2. コンパンダなしでの電力配分

送電線減衰量の計算

これらの作業はIEC - 663を参照しながらPLC設計エンジニアによって実施されまた表7.2.7-3に示したデータが必要。

雑音レベルの計算

S/N比の計算

CEYLON ELECTRICITY BOARD	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA	TITLE	図7.2.7-2
	NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer			PLCシステム計画のフロー

## 第8章

### 実施計画及び建設費

## 第8章 実施計画及び建設費

### 8.1 実施計画リスト

1996年から2015年の間の20年の間に実施すべき送電系統整備・拡充計画には下記の2つの分類のものがある。

1. 現在建設中の計画及び第4.6.2節に示した建設資金が既に用意されている計画。
2. 第6章の長期送電系統計画で確認された計画。

第6章で策定された送電網整備計画は1996-2000、2001-2005、2006-2010及び2011-2015の各5年間を対象にして行われた。これらの5ヶ年の計画のうち実施中の計画は表6.1.5-1に、2000年迄の計画は表6.3.1-2に、2005年までは表6.4.1-3に、2010年迄は表6.5.1-3にそして2015年迄は表6.6.1-2に示してある。表には下位計画の名称、その構成線路及び変電所の名称及び完成目標の年が明記されている。

2011年から2015年の期間には、付属される送電線を含む配電用変電所の新設及び拡張計画の数量として、新設変電所16ヶ所、変圧器増設25ヶ所、変圧器交換1ヶ所の必要性が確認されている。しかし、その正確な位置及び開発時期は遠い将来の開発詳細決定の困難さから特定していない。

### 8.2 予備設計

選択された送電線の経過地図は図上及び現地調査のうえ、土地問題を考慮に入れて作成した。そのうち主要線路について、ルート図を付録A7.1に示してある。

40ヶ所の計画された変電所及び開閉所について、位置図及び主回路の単線結線図を作成して付録A7.2に示してある。

### 8.3 実施計画及び必要経費

2015年迄に予測される需要を満たすためには、8.1節に示された計画リストにある送電線と変電所を建設する必要がある。

計画要素（送電線、変電所及び通信設備）の所要数量は上記の第8.2節の予備設計の結果から求めた。各下位計画の概略建設費は所要数量と第9章の概略単価、即ち送電線は9.2.1節、変電所は9.2.2節、通信設備は9.2.3節を基に算定している。資金計画作成のための種々の想定は下記の通りである。

1. 建設進行中及び資金手当済みの計画についても、全計画を同じベースで評価するために上記の第9章で想定した単価を想定した。
2. 2011年から2015年の期間については、その必要性は明確になっているが建設時期が確定していない配電用変電所及び付随した送電線の仮計画が多数あり、これらの計画については総コストを5年間に均等に分配した。
3. 全計画について建設期間は2年間と想定した。建設費の割り振りは外貨分は1年め40%、2年め60%とし、現地貨分は2年共に50%と想定した。

5ヶ年毎の所要資金の概要は下記の通りである。

期 間	外貨分	現地貨分	合 計
1995 - 2000	214.2	54.7	268.9
2001 - 2005	186.8	50.9	237.7
2006 - 2010	369.0	96.5	465.5
2011 - 2015	279.8	67.2	347.0
合 計	1,048.5	269.0	1,319.1

計算された総計画コストは1,319.1百万米ドル相当で、各年の資金は表8.3-1に示す通りである。

#### 8.4 送電系統計画実施の将来計画

送電計画はその役割上従属的で、発電計画と需要によって左右される。従って、送電計画は発電計画（発電所地点及び出力）、又は負荷予測（地点及び負荷値）が変わった場合は変更しなければならない。送電系統整備計画は系統計画の前提条件、即ち発電又は負荷の計画、が変わった場合はその都度再検討する必要がある。これらの前提条件は比較的頻繁に変更される。そのような事情なので、送電系統計画も需要予測及び発電電力増強計画と共に毎年の計画として検討するのが一般的である。送電系統の計画期間は20年と云うように長期間とはせず10年程度の中期計画とする。実施のための計画は期間約3年程度としてその時の実情に基づいて直前に作成すべきである。

このような送電系統計画は、電力潮流解析を主としてCEBで行うよう勧告する。このような調査をCEBで行う場合、担当の計画部の能力のある技術者の人数は十分でない。PSS/E及びTPLANのプログラムを操作することができる技術者を養成する必要がある。

表 8.3 - 1 建設資金計画

(Unit : Mil. \$)

Year	Foreign Component			Local Component			Total
	Ongoing	Planned	Total	Ongoing	Planned	Total	FC + LC
1995	7.9		7.9	2.4		2.4	10.3
1996	19.6		19.6	5.0		5	24.6
1997	30.3	16.6	46.9	8.5	5.6	14.1	61
1998	36.9	24.8	61.7	8.7	5.6	14.3	76
1999	13.6	21.3	34.9	2.7	6.0	8.7	43.6
2000		43.2	43.2		10.2	10.2	53.4
Subtotal	108.3	105.9	214.2	27.3	27.4	54.7	268.9
2001		44.7	44.7		13.2	13.2	57.9
2002		55.9	55.9		12.7	12.7	68.6
2003		22.4	22.4		5.3	5.3	27.7
2004		26.6	26.6		8.8	8.8	35.4
2005		37.2	37.2		10.9	10.9	48.1
Subtotal	0	186.8	186.8	0	50.9	50.9	237.7
2006		103.8	103.8		33.7	33.7	137.5
2007		146.3	146.3		34.1	34.1	180.4
2008		47.4	47.4		12.2	12.2	59.6
2009		50.4	50.4		11.4	11.4	61.8
2010		21.1	21.1		5.1	5.1	26.2
Subtotal	0	369	369	0	96.5	96.5	465.5
2011		43.2	43.2		10.7	10.7	53.9
2012		76.1	76.1		20.9	20.9	97.0
2013		91.6	91.6		19.9	19.9	111.5
2014		36.1	36.1		8.1	8.1	44.2
2015		32.8	32.8		7.6	7.6	40.4
Subtotal	0	279.8	279.8	0	67.2	67.2	347.0
Total	108.3	941.5	1049.8	27.3	242	269.3	1319.1

## 第9章

### 経済的及び財政的評価

## 第9章 経済的及び財政的評価

### 9.1 経済的評価基準

電力供給システムの便益は電気を売ることによって始めて発生する。送電システムは発電から送・配電を含む電力システムの一部を構成しているが、送電システムだけで便益を発生しているわけではない。電力システムコストの全体の約65%を占める発電計画の経済評価では、発電計画のコストに送・配電システムの想定コストを加えて電力システムの総コストの見当をつけるのが一般的である。予想される電力販売による便益とこの総コストに基づいて内部収益率（IRR）を計算する。送電システムは全電力システムのコストの10から15%を占めているだけであり、発電計画と同様な考え方でIRRを計算するのは適当な方法ではない。

従って、送電システム開発計画に発電計画と同様に便益－コスト分析を行うの現実的ではなく、送電計画の実施は下記の2つの過程により正当化することができる。

- (1) 計画の技術的必要性の正当化
- (2) 技術的に可能性のある代案の中から最少費用の案の選定

通常の架空送電線は電力を長距離に亘って送電するに当たって、現状の技術では最も経済的な方法であるということは一般に認められている。高価な地下ケーブル線は市街地などの特殊な場合にのみ採用が正当化される。将来開発の計画を確定するに当たって、各種の代案の中から最少費用のものを選定しなければならない。この選択過程は第6章の送電システム計画でとられている。この章では、選定された計画について経済的及び財政的評価が行われている。

経済的及び財政的評価のための物価指数にはCEBの資産再評価指数を使用している。

### 9.2 開発計画コスト見積り用の単価

多くの国では、電力企業が用意した概略計画コスト算定用の送電システム設備の標準単価が利用可能である。しかし、CEBシステムについてはそのような標準単価は未だ作成されていない。従って、本調査団はスリランカにおける最近の契約金額及び同様な条件の開発途上国の情報に基づいて標準単価を作成した。計画の契約金額は実施中に工事中の契約変更や追加工事等によって増える傾向にあるので、予算としては少し余裕を見込んでおく必要がある。

CEBの電力システムでは、開発計画は一般的に外国業者によってターン・キイ形式で施工される。外国業者は一般的に現地賃が余ることを望まず、一方外賃は現地賃に交換可能である。従って入札及び契約に当たって総額は必要額にしておいて、外賃分を必要額より増して現地賃を減らすことが一般的に行われている。即ち、意識的に現地賃のコストを外賃分に移転している。この調査の概算見積り用の標準コスト作成に当たっては、現状の施工方式は計画期間中は継続すると考え

られるので外貨、内貨の多少の不均衡はあっても実際の契約金額を参照した。

### 9.2.1 送電線

1995 年末の建設費用を積算するために、最も新しい2つの送電線プロジェクトを検討した。

その1つはラクサバナ～バドゥラ線で、それは距離74km、電圧132kVの2回線であり、電線はリンクス(175mm<sup>2</sup>)単導体、地線には7/3.25mmの亜鉛メッキ銅より線が使われている。この送電線は丘陵地域においても主に通常の鉄塔基礎で、タイ国の業者により建設されている。その入札価格は送電線1km当たりUS\$ 64,000に相当するUS\$ 4,750,000である。

もう一つの例は巨長81kmのアヌラダブラ～プタラム線と巨長61kmのマータラ～エンピリピティヤ線の2つの132kV送電線の建設契約であり、韓国の業者と交わされたものである。送電線の仕様は上記と同様である。その2つの送電線の入札価格はそれぞれUS\$3,830,000とUS\$2,940,000であり、送電線1km当たりUS\$ 47,000に相当する。

後者の1km当たりの価格は非常に低すぎるように思われる。従って、本調査団は1995年末の送電線建設コストを積算するのに、ラクサバナ～バドゥラ線は1991年に入札されたという事実を考慮に入れて、その契約価格を少し増やしてそれを基準にした。

丘陵地域において巨長約50～100km、樹木の伐採や10%の杭基礎を含み、25mm/kVの絶縁レベルに基づく1995年末の送電線建設コストを1kmあたりの米ドル価格で表9.2.1-1に示す。これらの価格には用地費や賠償金、コンサルタントおよびCEB職員によるエンジニアリング費用や管理費用等が含まれている。

用地費や賠償金は、賠償価格が低い低地の水田地帯から賠償価格のより高い高地の紅茶畑や用材林までかなり異なっている。CEBは鉄塔用地の土地を買い取ったり土地使用料を払ったりすることはせず、建設期間中の作物の被害や樹木の伐採等に関してのみ賠償金を支払っている。その賠償金は地方当局により一定の金額に定められている。また、用地費は送電電圧や電線の太さなどに関係なく、送電線1km当たりの価格に固定される傾向にあるようである。その典型的な平均値は1kmあたりUS\$3,000である。

コンサルタントおよびCEB職員によるエンジニアリング費用や管理費用は、送電電圧や電線の太さなどに関係なく、一般にそのプロジェクトの期間に関係している。これらの費用は、2年間の工期で完成した巨長150kmの典型的な送電線プロジェクトを仮定することにより、送電線1km当たりについて積算されている。これによると、コンサルタントの費用は送電線1kmあたりおよそUS\$2,500であり、CEBの費用は送電線1kmあたりおよそUS\$3,500である。

表9.2.1-1に架空送電線の種別による建設費用を示す。

一般に、電圧や電線サイズが等しいとき1回線送電線の建設費用は2回線送電線の67%であるとされている。もし2回線鉄塔に1回線しか架線せず使用されるならば、その建設費用は2回線

送電線建設費用のおよそ85%であろう。しかしながら、その鉄塔にもう1回線架線するときの費用は2回線送電線建設費用のおよそ25%となり、最初から2回線架線する費用より総計で10%高くなる。

送電線建設費用の内訳は一般に以下に示す項目により構成される：

地線	3%
電線	32%
がいし装置	9%
鉄塔	36%
基礎	20%

資材費用と建設費用の典型的な比率は65対35である。しかしながら、CEBの最近の2つの契約において、おそらく主要な建設業者がタイや韓国からの業者であったため、国外と国内の比率は85対15であった。

### 9.2.2 変電所

今回の変電所の調査業務は新変電所の建設についてだけでなく、既存変電所の主回路の増設、改善やその他の種々の作業項目を包含している。

変電所工事の概略見積費用を算出する為に、各工事項目を分類すると次のようになる。

1. 変電所の一般設備（又は施設）
2. 主変圧器
3. 220 / 132kV 送電線用回路
4. 220 / 132kV 変圧器用回路
5. 220 / 132kV 母線連絡用回路
6. 変圧器2次回路、給電線及び母線連絡の33kV回路
7. 33kV 静止型キャパシタ
8. 電力線搬送及び遠方監視制御装置
9. コンサルタント費用を含む間接費

上記主要項目に以下のような費用項目が含まれている。

- 項目1には、整地、周囲の外柵、制御室建物、網状接地、低電圧交・直流電力供給設備、補助設備、SCADA機器等が含まれる。
- 項目2には、変圧器と関連の基礎工事が含まれる。
- 項目3には開閉装置だけでなく継電器、制御盤、屋外鉄構、導体・絶縁がいし一式、関連の基礎工事、配線用ダクト等が含まれる。

- 項目4と5には、上記3項と同種の費用項目が含まれる。
- 項目6には上記項目3、4と5と同種の費用項目が含まれている。詳細には、いくらかの違いはあるが、変圧器の2次側給電線や母線連結回路は、よく同じ費用が用いられる。
- 項目7には静止型キャパシタだけでなく、必要な開閉装置、制御や保護装置、種々の材料、基礎工事等が含まれる。
- 項目8に関しては、遠方監視制御設備は項目1に含まれており、電力線搬送設備は9.2.3節に記載されている項目を含む。
- 項目9には雑費用、即ち概算として建設費の約8%のコンサルタント費用や、土地代、補償費、間接費等のCEBの経費を含む。

スリランカの変電所は標準的な考え方を基準にして設計されており、この概念は将来の建設に適用されるよう想定されている。132kVと33kV開閉装置の上記費用は現在進行中の送変電増強計画の契約金額を元に見積もったものである。220kV設備用にはCEBの資料は入手できなかったため東南アジアの国々で費用見積りに使ったものを国際価格として利用した。

この変電所設備の標準見積価格は表9.2.2-1に記載の通りである。

### 9.2.3 給電及び通信設備

SCADAシステムのコストは調査していない。その理由は既設システムの拡張計画はすでに準備された世銀融資による入札が行われたからである。

給電システムの経済寿命は約10年とされる。その為現在システムの更新はすでに計画されており、次回の更新は2005 - 2010年の期間に必要である。33kVの地域システムの更新も同時期に必要となるだろう。

1995年度末の標準建設コストを決定するために、2つの通信プロジェクトの実勢価格を調査した。第1の計画は送電網増強計画(TSADP)下のPLCとSCADAシステムである。このプロジェクトは132kV電力系統のPLCとSCADAシステム拡張であり、タイ国の業者が実施している。

1993年のPLCシステム(2チャンネル、40W出力で2局を結ぶ1対向分)の入札価格は305,456米ドルである。この価格は他のアジア諸国と比べ20~30%高いと考えられる。しかしながらPLC端局装置のような施設は既設のものと同様に運転・保守方法を一致させる必要があることや予備品供給の観点から既設施設と同一であることも理解する必要はある。

第2の計画は上記送電網増強計画のロット2、で新しく建築されるデジタルマイクロ波システムであり、業者は日本の業者である。現地調査、機器納入、据付、トレーニング、保守機材および予備品供給を含めた入札価格の総計は、11.44百万米ドル(1992年)である。子側局の代表

的な入札価格は以下の通りである。

1. 19.2 kB/s データ通信と電話 (12局)

ネゴンボ地域局のコストは 79,161 米ドルであるが、12局のうち最低は 74,982 米ドルから最高は 205,613 米ドルである。コストは局地点の地理的条件により大きく左右される。

2. 64 kB/s データ通信と電話 (19局)

ランテンベ発電所局のコストは 82,961 米ドルであるが、19局のうち最低は 72,514 米ドルから最高は 98,544 米ドルである。

3. 1.5 G 中継局 (9局)

アヴィサウエラ局のコストは 96,839 米ドルであるが、最低は 88,482 米ドルと最高は 100,539 米ドルである

1995 年度末の PLC (2 チャンネル、40 W 出力の 1 対向分) 標準コストは以下項目により 340,000 米ドルと想定した。

1.	線路結合装置	米ドル	43,000
2.	PLC 端局装置		148,000
3.	電話装置		108,000
4.	直流電源装置		41,000

計 米ドル 340,000

現地貨分は 3% でありその他は外貨である。80W 出力のコストは 4% アップと想定した。

デジタルマイクロ波システムのコストは、アンテナの種類と高さ、アクセスの困難さなどが地形によりまちまちである為標準的なコストを決めるのは困難である。

#### 9.2.4 配電設備

配電系統増設の将来の投資額は、電力量販売の伸び及び 1GW<sub>h</sub> の電力を販売するための配電設備の総コストから算定した。1GW<sub>h</sub> の電力販売を増加するための配電設備の総量は 1995 年の全設備の数量から推定し、設備の価格としては CEB の 1996 年初頭の標準コストを使用した。

#### 9.2.5 運転・保守費

送電線及び変電所を含む送電系統施設の年間運転・保守費は、CEB の実績から当該設備の建設費の 1.5% と仮定した。配電設備についてはこの率を 2.0% と推定した。

### 9.3 容量価値及び電力量価値

この調査で送・配電損失の経済評価を行う目的で、CEB の発電力開発長期計画、1996 年 3 月

の火力発電計画検討調査の最終報告書 (Draft)、及びこの報告書のコスト資料を参照して 2015 年時点の平均的な火力発電コストをベースにして火力計画の容量価値及び電力量価値を計算した。利用可能な火力発電所の平均的な年間固定費は資本費と運転・保守固定経費の和で求め、電力量変動費は燃料費と運転・保守変動費の和で求めた。その結果は下記の通りである。

容量 (kW) 価値 (固定費)	US\$ 131 / kW
電力量 (kWh) 価値	US\$ 2.392 / kWh

これらの数値を送電線損失の経済評価に使用した。

#### 9.4 長期限界送電コスト

2015 年までの期間中に計画されている CEB 電力システムの送電コストは長期マージナルコストベースで計算された。ここでは、それは販売電力量 kWh あたり 1.4 セントと算定された。これは資本コストと運転・保守コストの流れの 1996 年始めにおける現在価値を販売電力量の現在価値で除して求めた。割引率は 10%、価格ベースは 1995 年 12 月末の市場価格である。

#### 9.5 経済評価

送電システムはそれ自身では便益を発生しないので単独では経済財務評価を行うことは困難である。CEB の電力システムの一部としてシステム全体を評価しなければならない。それ故、CEB の全体投資計画の経済評価を 1996 年から 2015 年の 20 年間の追加的電力供給について行った (表 9.5 - 2)。第 4 章 4.5.2 節で述べたように表 4.5 - 1 に示された発電計画がこの分析のベースになっている。資本コストは、発電は表 9.5 - 1 に、送・変電は表 8.3 - 1 に、配電は表 9.5 - 2 に、燃料及び運転・保守の増分コストとともに示されている。ここで、送・変電と配電の運転・保守コストは累積投資額 (完成分) のそれぞれ 1.5% 及び 2% と仮定した。なお、送電部門の価格ベースは発電及び配電に対する CEB の最新の長期拡張計画で採用された価格ベース (1995 年 1 月) に合わせるため調整した。これらの経済価格表示の増分コストは電力消費の増分経済便益と比較された。ここで経済便益は現行電気料金を超過して消費者にもたらされる経済便益、即ち、消費者余剰を考慮して算定された。この算定は ADB の第 2 次電力系統拡張計画の審査で行われており、次のような値となっている。

消費部門	販売シェア	平均経済便益
家庭	26%	12.60 比\$/kWh
商業	17%	8.90 比\$/kWh
産業	40%	5.20 比\$/kWh
LECO	17%	5.52 比\$/kWh
平均		7.81 比\$/kWh
		(0.156 \$/kWh)

分析結果は表9.5 - 2の脚注に示すとおりである。全体計画の消費者の支払意欲に対する経済内部収益率は26.3%、便益費用比率は1.50（割引率10%）となった。本調査対象である送電部門を含むCEBの長期全体電力開発計画の経済性は高く評価されよう。

## 9.6 財務評価

CEBの財務内部収益率は8%前後と推定される。これは、世銀及びアジ銀から電気事業全体としての投資収益率8%が確保されるように電気料金を設定することを借款供与条件として義務づけられているからである。ちなみに1995年の収益率は7.6%であった。

---

注：

1. 経済評価に当たって、全てのコストは経済コストに採用された発電計画と整合をとるために確定の1995年価格に表されている。従って表8.3-1に示された送電系統の投資コストは表9.5-2への入力に当たって調整した。
2. 1995年11月のADBの第2回電力系統拡張計画の報告と勧告。

表 9.2.1 - 1 架空送電線の建設費用

Voltage (kV)	No. of Circuit	Conductor	Circuit Rating (MVA/circuit)	Const. Cost (US\$/km)
132	2	1 x Lynx	145	90,000
	2	1 x Bear	185	100,000
	2	1 x Zebra	236	117,000
	2	1 x Grackle	295	134,000
	2	1 x Pheasant	308	138,000
	4	1 x Zebra	236	250,000
220/132	4	2 x Zebra	786/472	388,000
220	2	1 x Zebra	393	130,000
	2	2 x Zebra	786	199,000
	2	2 x Pheasant	1029	242,000
	2	2 x Parrot	1153	266,000
	2	3 x Zebra	1180	260,000
	2	4 x Zebra	1573	311,000
	4	2 x Zebra	786	445,000
330	2	2 x Zebra	1180	232,000
	2	2 x Pheasant	1543	282,000
	2	2 x Parrot	1730	310,000
	2	3 x Zebra	1770	302,000
400	2	2 x Zebra	1430	254,000
	2	2 x Pheasant	1870	308,000
	2	2 x Parrot	2096	340,000
	2	3 x Zebra	2145	330,000
	2	4 x Zebra	2860	396,000

Note: 1. Circuit rating is based on conductor temperature of 80°C under the evening condition.

表 9.2.2 - 1 変電所設備の標準見積価格

(Unit: 1000 US\$)

1. 220 / 132 kV Substations

		<u>FC Portion</u>	<u>LC Portion</u>
(a)	Substation common facilities (open type) About 30,000 m <sup>2</sup> land space is assumed.	1,751	785
	(GIS type)	796	838
(b)	Transformers: 150 MVA	1,955	125
	250 MVA	3,005	185
Price is 10% higher in case that special design is applied to GIS substation.			
(c)	220 kV switchgear and circuit components		
		<u>Open Type</u>	<u>GIS Type</u>
		<u>FC</u>	<u>LC</u>
	1. Line circuit	498	60
	2. Transformer primary circuit	410	51
	3. Bus coupler circuit	449	52

2. 132 kV Grid Substations

		<u>FC Portion</u>	<u>LC Portion</u>
(a)	Substation common facilities (open type) Normal grid substation design is taken into account.	727	348
	(GIS type)	522	422
(b)	Transformers: 31.5 MVA	555	38
	63 MVA	1,055	65
10% higher prices are to be used if special design is applied to GIS substation.			
(c)	132 kV switchgear and circuit components		
		<u>Open Type</u>	<u>GIS Type</u>
		<u>FC</u>	<u>LC</u>
	1. Line circuit	294	36
	2. Transformer primary circuit	253	32
	3. Bus coupler circuit	296	33
(d)	33 kV facilities		
	1. 33 kV switchgear and others	104	12
	2. Static capacitor (US\$/kVA)		
	20 MVA unit	10	1
	5 MVA unit	12	1.2



表 9.5 - 2 CEB電力システム拡張計画の経済評価

No Item	Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total	
<b>1 Load Forecast</b>																								
Generation Required (GWh)		4,806	5,242	5,718	6,238	6,805	7,407	8,017	8,659	9,373	10,194	11,111	12,111	13,201	14,389	15,684	17,096	18,635	20,312	22,140	24,132	26,304		
Sales (GWh)		3,946	4,341	4,775	5,252	5,777	6,355	6,927	7,550	8,220	8,971	9,778	10,658	11,617	12,663	13,802	15,044	16,398	17,874	19,483	21,226	23,148		
Peak Load (MW)		996	1,071	1,161	1,256	1,365	1,481	1,597	1,719	1,854	2,010	2,187	2,384	2,598	2,832	3,087	3,365	3,668	3,998	4,358	4,750	5,177		
<b>2 Expansion Program</b>																								
Net Capacity Commissioned (MW)		0	26	40	266	150	150	26	166	156	324	300	0	300	264	300	300	300	600	300	300	335	475	4,716
Total CEB Generation Capacity (MW)		1,339	1,363	1,403	1,609	1,759	1,909	1,935	2,105	2,257	2,581	2,881	2,881	3,181	3,445	3,745	4,085	4,345	4,945	5,245	5,500	5,900	6,055	
Reserve Margin (% of Peak Load)		25.6%	17.8%	13.6%	21.9%	22.4%	22.4%	17.5%	15.4%	15.2%	20.0%	22.2%	15.2%	16.5%	16.1%	16.0%	15.3%	16.2%	18.0%	18.9%	18.9%	18.9%	18.9%	
Capital Costs (Million \$)		144.7	183.5	343.0	270.0	247.3	324.7	351.7	398.7	394.5	256.2	312.7	486.9	549.9	410.4	470.2	546.9	545.4	491.3	512.5	386.7	284.8	284.8	7,849.0
CEB Power Plant		85.4	109.8	231.5	139.0	139.5	201.2	225.1	245.5	211.2	128.1	164.5	248.5	261.6	220.6	246.2	381.9	317.7	211.8	202.3	119.0	0.0	0.0	4,110.4
Transmission		9.3	22.4	55.2	69.1	39.7	48.5	52.3	62.4	25.1	31.9	43.5	124.2	163.9	54.1	56.2	23.8	49.0	87.9	101.4	40.2	36.7	36.7	1,196.8
Distribution		50.0	51.3	56.3	61.9	68.1	75.0	74.3	80.8	88.2	96.2	104.7	114.2	124.4	135.7	147.8	161.2	175.7	191.6	208.8	227.5	248.1	248.1	7,541.8
Fuel and O&M Costs (Million \$)		29.0	56.0	68.8	98.5	114.1	131.5	160.5	157.0	172.3	180.5	194.2	227.0	248.3	266.7	313.4	345.8	394.7	435.1	479.8	529.9	603.0	603.0	5,226.2
Fuel Costs		17.8	44.4	52.9	70.3	81.0	93.7	118.3	109.5	117.9	119.3	125.6	151.8	163.3	193.5	209.8	231.6	270.9	296.1	329.2	364.2	424.3	424.3	3,587.4
O&M Costs (Thermal)		4.1	3.4	6.3	16.6	19.3	22.0	24.1	26.9	31.3	35.9	40.9	44.8	50.4	53.7	60.6	67.4	73.4	82.3	90.8	100.2	108.0	108.0	962.4
O&M Costs (Hydro)		4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	94.5
O&M Costs (Transmission)		0.8	0.9	1.3	2.1	3.1	3.7	4.5	5.2	6.2	6.6	7.0	7.7	9.6	12.0	12.8	13.7	14.0	14.8	16.1	17.6	18.2	18.2	177.9
O&M Costs (Distribution)		2.0	3.0	4.0	5.2	6.4	7.8	9.3	10.7	12.4	14.1	16.0	18.1	20.4	22.6	25.6	28.6	31.8	35.3	39.1	43.3	47.9	47.9	406.0
<b>5 Incremental Fuel and O&amp;M Costs (1995 base) (M\$)</b>																								
Generation		0.0	27.0	39.8	69.5	85.1	102.5	131.5	128.0	143.3	151.5	165.2	198.0	219.3	257.7	284.4	316.8	365.7	406.1	450.8	500.9	574.0	574.0	4,617.2
Transmission		0.0	29.9	37.3	65.0	78.4	93.8	120.5	114.8	127.6	133.6	144.9	175.0	192.1	225.6	248.8	272.4	322.7	358.8	398.4	442.8	510.7	510.7	4,094.1
Distribution		0.0	0.1	0.5	1.3	2.1	2.9	3.7	4.4	5.4	5.8	6.2	6.9	8.8	11.2	12.0	12.9	13.2	14.0	15.3	16.8	17.4	16.1	
Total of 3 and 5 (Million \$)		0.0	27.0	39.8	69.5	85.1	102.5	131.5	128.0	143.3	151.5	165.2	198.0	219.3	257.7	284.4	316.8	365.7	406.1	450.8	500.9	574.0	574.0	8,711.3
Generation		85.4	135.7	268.8	204.0	217.9	295.0	345.6	340.3	338.8	261.7	309.4	423.5	453.7	446.2	515.0	659.3	640.4	570.6	600.7	641.8	510.7	510.7	8,204.5
Transmission		9.3	22.5	55.7	70.4	42.0	51.4	56.0	66.8	30.5	37.7	49.7	131.1	172.7	65.3	68.2	36.7	62.2	101.9	116.7	57.0	54.1	54.1	1,357.9
Distribution		50.0	52.3	58.3	65.1	72.5	80.8	81.6	89.5	98.6	108.3	118.7	130.3	142.8	156.6	171.4	187.8	205.3	224.9	245.9	268.8	294.0	294.0	2,903.8
Total Incremental Energy Sales (1995 base) (GWh)		0	395	829	1,306	1,831	2,409	2,981	3,604	4,284	5,025	5,832	6,712	7,671	8,717	9,856	11,098	12,452	13,928	15,537	17,290	19,202	19,202	150,959.0
Economic Benefit due to Incremental Energy Sales (M\$)		0.0	61.6	129.3	203.7	285.6	375.8	465.0	562.2	668.3	783.9	909.8	1,047.1	1,196.7	1,359.9	1,537.5	1,731.3	1,942.5	2,172.8	2,423.8	2,697.2	2,998.5	2,998.5	23,649.4
Net Incremental Benefits - Costs (Million \$)		0.0	-145.9	-253.5	-135.7	-46.8	-51.4	-18.1	-45.5	-200.5	-376.2	-431.0	-362.1	-273.9	-189.2	-104.4	-27.4	1,054.4	1,275.4	1,460.4	1,609.6	2,136.7	11,228.1	

Note: Costs are economic costs expressed in constant January 1995 US\$. Exchange rate is US\$=Rs. 50.

**Basic Results**

1. Average economic benefit of electricity sales: 0.156 \$/kWh (refer to the right)
2. Average incremental cost of electricity sales: 0.104 \$/kWh
3. Long term average incremental generation cost: 0.069 \$/kWh
4. Long term average incremental transmission cost: 0.012 \$/kWh
5. Long term average incremental distribution cost: 0.022 \$/kWh
6. Economic internal rate of return system as a whole: 26.3%
7. Benefit/cost ratio for expansion program, 1996-2015: 1.502

**Consumer**

Category	Share of Sales	Average Economic Benefit (Rs/kWh)
Residential	26%	12.40
Commercial	17%	8.90
Industrial	40%	5.20
LECO Bulk Supply	17%	5.52
Weighted Average		7.81 Rs/kWh

or 0.156 \$/kWh

## 第 10 章

### 緊急計画実施案

## 第 10 章 緊急計画実施案

### 10.1 一般事項

4.6 節で述べた通り、現在 4 つの計画を含む 1995 - 1997 送電系統拡張計画が種々の資金を利用して実施中である。資金源は日本の OECF 及び世界銀行で、1996 年月中旬現在でいくつかの送電線・変電所が完成済みである。その上、次期計画に対する開発資金に対して ADB、IDA、韓国、ノルウェーからの融資が決定していて、1998 年及び 1999 年の完成を目指して準備作業が既に開始されている。

この調査の結果、上記の資金手当が終了した計画以外にも 2000 年迄にいくつかの計画を完成させる必要があることが明確になった。更に、次の期間の始めの 2001 迄に建設が必要な計画が CEB により緊急案件として提示された。これらの計画がこの調査で緊急案件として取り上げられた。

過去において、送電系統開発計画（典型的なのは OECF 融資の送・変電開発計画 (TGDP)）は建設前の準備が不十分な為に大幅に工事が遅延した。建設工事開始後の大きな支障を避けるために、送電線路及び変電所敷地の選定、予想される土地問題の確認、現地調査、環境影響評価及び政府からの建設許可取得を建設開始前に実施しておく必要がある。

### 10.2 緊急送電系統計画のリスト

緊急実施が必要と確認された下位計画の概要は下記の通りである。

#### (I) 送電線

##### (a) 新設分

220kV 送電線： 全長 8km (16 回線・km)

—	パニピティヤ ~ デヒワラ	2 回線	2 x 400mm <sup>2</sup>	8km
---	---------------	------	------------------------	-----

この線路は当面、132kV で運転するよう計画されている。

132kV 送電線： 全長 152km (276 回線・km)

—	バラゴダ ~ ラトナプラ	2 回線	400mm <sup>2</sup>	40km
—	マツガマ ~ 新ゴール	2 回線	400mm <sup>2</sup>	64km
—	分岐点 ~ クリヤピティヤ	2 回線	400mm <sup>2</sup>	18km
—	エンピリピティヤ ~ ハンバントタ	1 回線	250mm <sup>2</sup>	28km

(2 回線片側架線)

(b) 132kV から 220kV への昇圧： 全長 15.5km (31 回線・km)

— ビヤガマ ~ パニビティヤ 2 回線 400mm<sup>2</sup> 15.5km

この線路は当初から 220kV 設計で建設されている。しかし、がいしの増設が必要な箇所がある。

(c) 132kV 線の電線張り替え： 全長 13km (26 回線・km)

— コロナワ ~ パニビティヤ 2 回線 175mm<sup>2</sup>→400mm<sup>2</sup> 13km

## (2) 変電所

(a) 132/33kV 配電用変電所の新設： 11ヶ所 (合計 756MVA)

— ラトナブラ	2 x 31.5 MVA
— アニヤカンダ	2 x 31.5 MVA
— アスルギリヤ	2 x 31.5 MVA
— スリジャヤブラ	2 x 31.5 MVA
— 新ゴール	2 x 31.5 MVA
— ケラニヤ	2 x 63 MVA
— デヒワラ	2 x 63 MVA
— クリヤビティヤ	2 x 31.5 MVA
— ボロナルワ	2 x 16 MVA <sup>*1</sup>
— アンバランゴダ	2 x 31.5 MVA
— ハンバントタ	2 x 10 MVA <sup>*1</sup>

\*1：他の変電所で撤去した変圧器を据付ける予定である。

(b) 既設変電所の拡張： 5 変電所

ビヤガマ、パニビティヤ、バランゴダ、マツガマ、エンビリビティヤ

パニビティヤ変電所の拡張は 220/132kV、2 x 250 MVA の変圧器を含んでいるが、他の変電所は線路用開閉機器の増設だけである。

緊急実施が必要な下位計画の詳細なリストは表 10.2 - 1 に、そしてその位置図は図 10.2 - 1 に示してある。

緊急計画の実施コストは概算で 1995 年末の物価水準で合計 116.8 百万米ドルと見積もられていて、外貨分は 93.2 百万米ドル、現地貨分は 23.6 百万米ドル相当となっている。詳細は表 10.2 - 2 に示してある。

## 10.3 期待される資金源及び緊急行動計画

CEB の自己資金だけでは上記の全計画を実施するのに十分ではない。予定されている計画に

対して資金援助を期待できる金融機関としては日本の OECF、世界銀行、ADB、その他が考えられる。現状に於いて、緊急計画実施のための資金源を直ぐに決めることは難しい。

そのような事情なので、計画に対する資金がついた時に建設工事が問題無く実施できるように準備作業として必要な調査をできるだけ早い時期に実施することを勧告する。その様な調査は例えば下記の様な項目を含む。

- (a) 設計の基本的基準を決定するための各下位計画の基本設計及び変電所敷地と送電線路の選定。送電線路については中心線測量と土質試験を含み、変電所については地形測量及び土質調査を含む。
- (b) 詳細設計及び国際競争入札用の入札書類の作成。
- (c) 下位計画の環境影響評価調査。

これらの調査は計画実施のための借款申し込みの前に行うべきである。特に環境影響調査は借款供与の前提条件となる場合がある。

#### 10.4 コンサルタント業務の調査項目

緊急実施を必要とする開発計画に対する準備調査のコンサルタント業務に対する提案される調査項目は下記の通りである。

二国間又は国際的な金融機関に資金援助の申し込みには調査の結果を添付する。

## 準備調査の作業項目 送電系統拡張緊急実施計画

### 1. 一般事項

CEB の送電系統の拡張及び増強への緊急計画準備のための調査に対するコンサルティング業務は下記の2項目を含むよう提案される。

A 部門： 送電系統設備の予備設計及び詳細設計

B 部門： 環境影響評価調査

そして下記の2段階で実施する。

第1段階： 基本設計段階（A 部門）

第2段階： 詳細設計段階（A 部門及びB 部門）

### 2. 基本設計

基本設計段階で、コンサルタントは下記の業務を実施すること。

- (1) CEB が実施する変電所地点及び送電線路選定への手助け。
- (2) 必要とされる拡張に関する既設送電系統設備の調査。
- (3) 送電線及び結線方式、機器配置を含む変電所の基本設計。
- (4) CEB が行う変電所の地形測量及び土壌特性調査（ボーリング、地耐力、比抵抗）の手助け。
- (5) 設計図（トレースは CEB）及び基本設計報告書（印刷は CEB）の作成。

### 3. 詳細設計

詳細設計段階で、コンサルタントは下記の業務を実施すること。

A 部門： 送電設備の詳細設計と国際競争入札用の入札書類の作成

- (1) 送電線
  - (a) 線路の中心線測量と土質試験の手助け。
  - (b) 送電線設備の詳細設計
  - (c) 入札書用図面作成の手助け（トレースは CEB）
  - (d) 入札書類の作成（印刷は CEB）

(2) 変電所

- (a) PLC 通信設備及び線路保護システムを含む変電設備の詳細設計。
- (b) 制御用建屋の設計
- (c) 入札書用図面作成の手助け（トレースは CEB）
- (d) 入札書類の作成（印刷は CEB）

**B 部門：** 環境影響評価調査

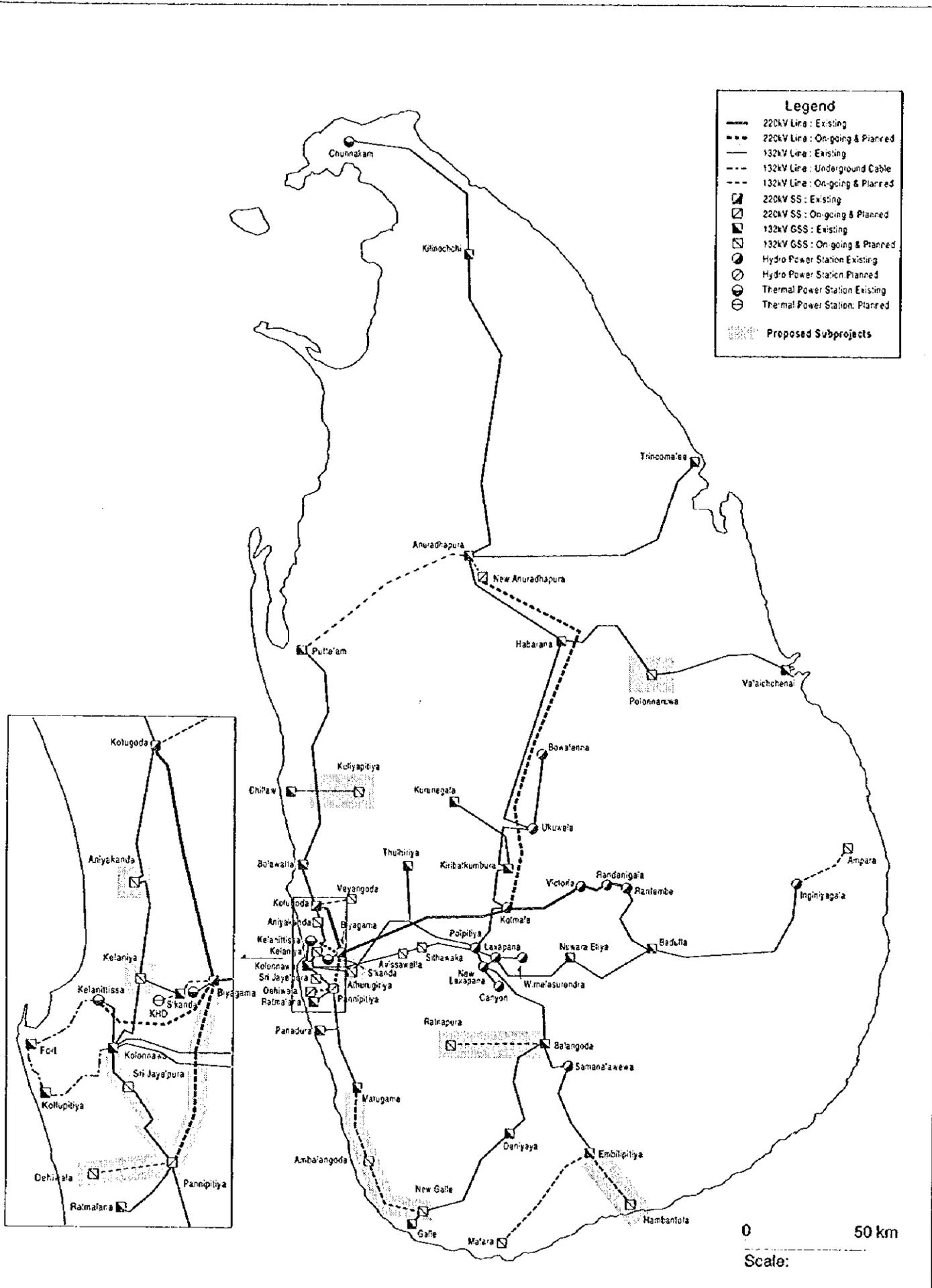
- (a) で計画された送電施設の環境影響評価調査。

表 10.2 - 1 提案された緊急開発計画

Augmentation and Extension of Substations	Proposed Commiss. Year
(1) Upgrading of 132kV Biyagama - Panipitiya Line to 220kV a) Upgrading of Biyagama - Panipitiya 132kV line to 220kV (220kV construction) b) Biyagama (two 220kV T/L bays for Panipitiya line) c) Panipitiya (2x250MVA, two 220kV T/L bays for Biyagama line)	2000
(2) Reconductoring of Kolonnawa - Panipitiya 132kV Line a) Kolonnawa - Panipitiya 132kV line (2cct, 13km, Lynx to Zebra)	2000
(3) Construction of Ratnapura 132 kV Substation a) Ratnapura (2x31.5MVA) b) Balangoda - Ratnapura 132kV line (2cct, 40km, Zebra) c) Balangoda (two 132kV T/L bays for Ratnapura line)	1998
(4) Construction of Aniyakanda 132 kV Grid Substation a) Aniyakanda (2x31.5MVA) b) Double pi-connection for Aniyakanda (2x2cct, 0.2km, Zebra)	1998
(5) Construction of Athurugiriya 132 kV Grid Substation a) Athurugiriya (2x31.5MVA) b) Triple pi-connection for Athurugiriya (3x2cct, 0.1km, Lynx)	1998
(6) Construction of Sri Jayawardenapura 132 kV Grid Substation a) Sri Jaya'pura (2x63MVA) b) Double pi-connection for Sri Jaya'pura (2x2cct, 0.1km, Zebra)	1998
(7) Construction of New Galle 132 kV Grid Substation a) New Galle (2x31.5MVA) b) Double pi-connection of New Galle (2x2cct, 0.1km, Tiger)	2000
(8) Construction of Matugama - New Galle 132kV Line a) Matugama - New Galle 132kV line (2cct, 64km, Zebra) b) Matugama (two 132kV T/L bays for New Galle line) c) New Galle (two 132kV T/L bays for Matugama line)	2000
(9) Construction of Kelaniya 132kV GIS Grid Substation a) Kelaniya (2x63MVA) b) Triple pi-connection for Kelaniya (3x2cct, 0.1km, Zebra)	2000
(10) Construction of 132kV Dehiwala Grid Substation a) Panipitiya - Dehiwala 132kV line (220kV construction, 2cct, 8km, 2xZebra) b) Dehiwala (132/33kV:2x63MVA) c) Panipitiya (two 132kV T/L bays : existing bus for Biyagama line are available)	2000
(11) Construction of Kuliya'pitiya 132 kV Grid Substation a) Double T-connection for Kuliya'pitiya (2cct, 18km, Zebra) b) Kuliya'pitiya (2 x 31.5MVA)	2001
(12) Construction of Polonnaruwa 132 kV Grid Substation a) Polonnaruwa (2 x 16MVA) : (replaced transformer) b) Single pi-connection for Polonnaruwa (2cct, 0.5km, Lynx)	2001
(13) Construction of Ambalangoda 132 kV Grid Substation a) Ambalangoda (2 x 31.5MVA) b) Single pi-connection for Ambalangoda (2x2cct, 0.1km, Zebra)	2001
(14) Construction of Hambantota 132 kV Grid Substation a) Embilipitiya - Hambantota 132kV line (1cct on 2cct towers, 28km, Bear) b) Hambantota (2 x 10MVA) : (replaced transformer) c) Embilipitiya (one 132kV T/L bays for Hambantota line)	2001

表 10.2 - 2 提案された開発計画のコスト

Augmentation and Extension of Substations	Cost (1,000 US\$)		Proposed Commiss. Year
	FC	LC	
(1) Upgrading of 132kV Biyagama - Pannipitiya Line to 220kV	11,597	2,370	2000
(2) Reconductoring of Kolonnawa - Pannipitiya 132kV Line	1,338	471	2000
(3) Construction of Ratnapura 132 kV Substation	8,907	2,316	1998
(4) Construction of Aniyakanda 132 kV Grid Substation	5,748	1,453	1998
(5) Construction of Athurugiriya 132 kV Grid Substation	6,549	1,629	1998
(6) Construction of Sri Jayawardenapura 132 kV Grid Substation	5,727	1,448	1998
(7) Construction of New Galle 132 kV Grid Substation	5,858	1,482	2000
(8) Construction of Matugama - New Galle 132kV Line	6,886	1,783	2000
(9) Construction of Kelaniya 132kV GIS Grid Substation	11,528	2,336	2000
(10) Construction of 132kV Dehiwala Grid Substation	8,551	2,053	2000
(11) Construction of Kuliyaipitiya 132 kV Grid Substation	6,368	1,687	2001
(12) Construction of Polonnaruwa 132 kV Grid Substation	3,352	1,143	2001
(13) Construction of Ambalangoda 132 kV Grid Substation	4,882	1,275	2001
(14) Construction of Hambantota 132 kV Grid Substation	6,458	2,475	2001
Total	93,749	23,921	



**CEYLON  
ELECTRICITY  
BOARD**

**JAPAN INTERNATIONAL  
COOPERATION AGENCY**  
**NIPPON KOEI CO., LTD.**  
Consulting Engineer

**MASTER PLAN STUDY  
FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM  
OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD  
IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA**

**TITLE** 図 10.2 - 1  
**緊急実施案件位置図**

## 第 11 章

### データベース作成



## 第 11 章 データベース作成

### 11.1 データベース作成の目的

最近の電力需要の伸びと生産技術の進歩により、電力系統設備の総容量は大きく伸びて、精巧な最新式の機器が導入されている。電力企業が電力供給事業を最も効率的且つ経済的な方法で行うために、健全な管理体制及び設備の効果的な運用、及び保守業務の合理化及び近代化の重要性は益々認識されてきている。系統設備の効果的な計画と設計及び効果的な運転・保守を推進するためにはハードウェアだけでなくソフトウェアも確立しなければならない。データベースは電力企業の活動の効果的な達成をソフトウェアの観点から支援する手段である。

日本では、水力発電所、火力発電所、架空送電線、地下ケーブル、変電所、配電系統等の主要設備（主設備のみでなく補助機器や消費者情報も含む）を包括するデータベースシステムの系統的な構築の重要性は認識され、現在検討及び作業が進行中である。

日本で考えられているデータベースシステムは広い範囲の情報を含んでいて、データ取り扱いに大型のコンピュータシステムが必要である。

この調査では CEB のデータベースシステム構築の第一歩として下記のデータベースの基本項目の整理が考えられた。

- (a) 電力系統解析に必要なデータベース
- (b) 主要送電系統設備のデータベース

### 11.2 電力系統解析に必要な変数

電力系統解析に必要な既存電力系統の各種の変数は種々の機会を利用して、既に CEB の電力解析用の主プログラムの PSS/E ソフトウェアに蓄積されている。

#### 11.2.1 送電線

電力系統解析に必要な送電線の情報はインピーダンス（抵抗とリアクタンス）と静電容量である。これらの数値を計算するには、導体の型とサイズ、1 相の導体数、線路長及び鉄塔の姿図が必要である。完全なものではないが、CEB は既に電力系統解析に必要な既存の電力系統の変数のデータベースを所有している。しかし、この調査で第 11.3.1 節参照に述べたように既存設備の実態調査の結果に従って一部修正した。

実際の数値は現場測定で確認できるが、正相の特性値は鉄塔姿図及び導体地上高から理論的

に計算した値で十分な精度がある。

定常時及び3相故障の解析には、正相の数値を使用する。しかし、接地故障状態での系統解析には逆相及び零相の数値も必要である。送電線の逆相の数値には正相と同じ値を使用できる。しかし、零相の値は線路沿いの大地の固有抵抗によって左右され、現場測定の結果で確認することができる。全ての詳細データが入手可能なら理論的解析は可能である。CEBの系統については系統的な測定データは無いので想定値を使用している。零相の数値を正確に推定する為にはインピーダンス、静電容量及び大地固有抵抗についての測定値を蓄積する必要がある。日本では新設線路の零相の数値はルートが確定すればその地域の過去のデータ及び理論的計算でかなりの精度で推定できるようになっている。

### 11.2.2 変電所設備

変電所機器の変数で電力系統解析に必要なのは変圧器データで、主にリアクタンス値(1-2次巻線間、3巻線の場合は1-3次間及び2-3次間を含む)及びタップ比の調整幅などである。

### 11.2.3 発電機器

過渡現象を含めて電力系統内の発電機器の挙動を解析するためには、数多くの変数が必要である。

故障解析を含む3相平衡回路の解析には正相値だけが必要である。ただし、接地故障、線間短絡等の不平衡回路の解析には逆相及び零相の数値も必要である。定常状態での作用リアクタンスは同期リアクタンスであるが、この値は固定的なものではなくて回路動揺時は変動する。回路故障時及び過渡時の解析には過渡値(1秒以内)、次過渡値(0.3秒位迄)が必要である。

コンピュータを使用して電力系統の動態解析を行うためにはタービン・カバナー及びAVRを含む発電機励磁系統の動的な挙動を表す種々の変数が必要となる。

最近の機器の場合、コンピュータ解析用の情報は要求すれば入手可能だが、古い機器の場合その様なデータは作成されていない。古い機器は最新の解析方法が確立されていず、設計・製作にはとり入れられていない。その様な場合、本調査では系統解析に必要な変数には統計的な記録を基に推定して標準的数値を使用した。

## 11.3 計画、設計及び運転・保守に必要な情報

主要な電力系統構成要素のデータベースの作成は技術情報として、又電力企業体の資産リストとして必要である。これらがデータベースの主要項目となる。これらのデータベースは定期的に変更され、更新される必要がある。

将来は、データベース利用技術の進歩により、設備データが巡回及び検査のデータ、環境デ

ータなどと共に検索、処理及び編集して時期を得た情報を提供できるようにする必要がある。

### 11.3.1 送電線

架空送電線データベースの意図は、主に架空送電線のインピーダンスやキャパシタンスを計算するのに必要なデータを全て探し出し、確認することにあつた。それらのデータは送電線亘長、番号、電線および地線の型・サイズ・1相の条数、電線や地線の地上よりの幾何学的な離隔等である。電線の平均地上高 ( $Y_{av}$ ) は、懸垂鉄塔高より懸垂がいし長と基本径間における最高運用温度での電線弛度の3分の2を引いた長さに基づいている。インピーダンスやキャパシタンス値の計算に関係ない付加的なデータもまたいくつか記録されていた。また将来的にそのデータベースは、計画・設計・保守・架空送電線事故の統計の評価に有用なものになるだろう。

CEBから提供された既設の送電システムに関する当初のデータベースは、CEB 主送電系統図 (TD/95/7706、1995年7月6日) に示されてあつた。しかし、この図面にあるデータに多数の誤りがあることが判明した。それについては表11.3.1-1を参照されたい。

データの全てを確認するために、架空送電線のオリジナルの記録を見つけ出す必要があつた。それらの主な情報源は CEB の図面室と図書室であつた。送電線の台帳には鉄塔型と送電線の全亘長が記入してあつた。基本的な懸垂鉄塔型を送電線台帳から確認して、鉄塔図面から電線や地線の正確な位置を求めることができた。契約書や技術仕様書には、電線や地線の型、サイズや1相の条数、がいし装置の型、懸垂がいしの個数や材質、基本径間長、弛度、最高運用温度等が記されていた。

多くの架空送電線、とりわけその T 分岐箇所は、異なる時期に種々の業者により種々の鉄塔設計により建設された。それらはそれぞれ個々について確認された。

データベースの情報を全て確認するのは不可能であつた、とりわけ懸垂がいし連の長さを確認するのは困難であつた。表11.3.1-1において、線路長が確認ができなかった線路には\*印を記してある。このデータベースが CEB に引き渡される時、このデータを保守課によりチェックし保持されることが望ましい。そして架空送電線の変更や新設がなされる時、そのデータベースもそれに応じて可能な限り正確に更新し続けることが望ましい。

既設送電線各々に関するデータベースは殆ど完成している。しかしそれは完璧なものでなく、取得可能なデータに基づくものである。それらの収集したデータは付録A11.1に入っている。

### 11.3.2 変電所設備

新設変電所の計画と設計、及び既存変電所の保守にあたっては既存設備の詳細情報を参照する必要がある。

基本資料の準備の為に必要な資料と情報は本社の図面室と図書室及び発電コンプレックス事

務所と地方支社の協力の元に、主として計画部の送電計画課から収集された。現在迄に殆どの資料が収集されたが、これらの中には多くの疑問点があるものを含んでいる。

未収集の資料はCEBの職員によってひき続いて収集される見通しである。疑問点のあるものに関しては再調査と訂正を計画部に要請してある。基本資料の最初の項目として選んだ設備は変圧器と遮断器である。

入手済みのデータで作成したデータベースは付録A11.2に入っている。

### 11.3.3 故障記録

消費者に対する電力供給の信頼性を改善するためには、電力系統の故障を極力減らさなければならない。そのためには、故障のデータを系統的な方法で集積して故障の原因を分析し、故障発生を減らす方策を見付け出す必要がある。

各故障発生時に作成すべき故障記録の項目には例えば下記の様なものがある。

#### (a) 電気故障の報告（緊急及び最終報告書）

報告書は全ての故障に対して必要である。

#### (b) 指定故障報告書（緊急報告書）

消費者への電力供給に重大な影響を与える深刻な故障の場合、緊急報告書を作成して当局に提出しなければならない。日本では最初の報告書は事故後約5分で提出し、第2回は約25分後、第3回は約60分後としてその後も必要に応じて作成する。第1回の報告書は給電所で作成する。

#### (c) 保護リレー誤動作報告書

電気故障に対してリレーが誤動作した場合は各ケースについて報告書を提出する。

報告項目の例は表11.3.3-1, 2及び3に記入上の注意事項と共に示してある。

### 11.3.4 リレーの整定

リレーの整定のデータは電力系統保護の協調を確認する上で絶対必要なものである。しかしながら、CEB系統についての総体的なリレー整定表は作成されたことはない。リレー整定は変電所毎又は区間毎に全体的調和を十分考慮しないで決定されている。1つの電力系統にリレーの種類、動作原理、古い物・新しい物、特性等が異なっている雑多なものが混在していて、整定表の標準形式の作成を難しくしている。

発電部の保護課はコンサルタント及び製造者の勧告書をまとめてCEB電力系統の全てのリレ

ーに適用する全体的リレー整定規準を作り上げることを計画している。

### 11.3.5 通信設備

運転と保守点検に必要なデータと情報は表 11.3.5. - 1 と - 2 に示す通りである。このデータベースの目的は既設 PLC システムの確認と認識の為であり、また保守点検を含め計画や設計に反映させる為でもある。このリストを活用すれば、既設のライントラップの阻止帯域幅やカップリング装置の有効周波数が一目瞭然であるので拡張計画に役立つ。また取替更新時期もこのリストより推測できる。

全てのデータと情報は発電部通信課より入手した。その他収集データと情報は付録 A11.3 に示してある。表の中には多くの空白箇所があるが、それは後日 CEB により記入されるべきものである。

さらに CEB の図面（番号 CEMKMN/PLC 001）に加えて、将来計画と設計作業に参照する為に、全ての PLC 回線の結合方式を示した図面を用意すべきである。搬送周波数割当に関しては、周波数の活用化のために CEB 手持ちの図面を更新することを提唱する。

表 11.3.1 - 1 実際の高線データと既存データとの比較

(from CEB Primary Power System Diagram TD / 95 / 7706 dated 6 / 7 / 95)

Ref.	Section	Voltage (kV)	Circuits	Conductors	Original Length (km)	Actual Length (km)	Note
2L1.	Biyagama - Kotugoda	220	2	Zebra	23.0	19.6	-15 %
2L2.	Biyagama - Kotmale	220	2	2 x Zebra	71.0	70.5	
2L3.	Kotmale - Victoria	220	2	2 x Zebra	32.0	30.1	- 6 %
2L4.	Victoria - Randenigala	220	1	2 x Zebra	16.0	16.4	
2L5.	Randenigala - Rantembe	220	1	2 x Zebra	2.4	3.1	+ 29 %
1U1.	Kelanitissa - Fort	132	1	UG, (Cu 500)	4.9	4.9	
1U2.	Fort - Kollupitiya	132	1	UG, (Cu 350)	2.7	2.7	
1U3.	Kollupitiya - Kolonnawa	132	1	UG, (Cu 500)	5.8	5.4	- 7 %
1L1.	Biyagama - Pannipitiya	132	2	Zebra	17.0	15.5	- 9 % (1)
1L2.	Biyagama - Kelanitissa	132	2	2 x Goat	16.0	12.5	-22 %
1L3.	Biyagama - Sapugaskanda PS	132	2	Lynx	2.1	2.1	
1L4.	Kolonnawa - Kelanitissa	132	2	Zebra	2.2	2.2	*
1L5.	Kolonnawa - Pannipitiya	132	2	Lynx	13.0	12.9	
1L6.	Kolonnawa - Sapugaskanda(T)	132	2	Coyote	6.6	6.6	*
1L7.	Sapugaskanda (T) - Kotugoda	132	2	Coyote	16.7	16.7	*
1L8.	Sapugaskanda (T) - SS	132	2	Coyote	7.3	4.6	-37 %
1L9.	Kotugoda - Bolawatta	132	2	Coyote	21.0	21.0	*
1L10.	Bolawatta - Chilaw (T)	132	2	Lynx	42.0	22.6	- 46 %
1L11.	Chilaw (T) - Pottalam	132	2	Lynx	42.0	61.4	+ 46 %
1L12.	Chilaw (T) - SS	132	2	Lynx	8.0	6.8	- 15 %
1L13.	Kolonnawa - Oruwala	132	2	Lynx	14.0	14.0	*
1L14.	Oruwala (T) - SS	132	2	Lynx	0.1	3.4	*
1L15.	Oruwala (T) - Thulhiriya (T)	132	2	Lynx	36.0	36.0	*
1L16.	Thulhiriya (T) - SS	132	2	Lynx	24.0	23.9	
1L17.	Thulhiriya (T) - Polpitiya	132	2	Lynx	28.0	28.0	*
1L18.	Kolonnawa - Avissawella (T)	132	2	Lynx	33.1	31.9	
1L19.	Avissawella (T) - SS	132	2	Lynx	0.5	0.5	*
1L20.	Avissawella (T) - Polpitiya	132	2	Lynx	33.0	34.4	
1L21.	Pannipitiya - Ratmalana	132	2	Lynx	6.0	6.9	+ 15 %
1L22.	Pannipitiya - Panadura (T)	132	2	Goat	12.0	12.3	(2)
1L23.	Panadura (T) - Matugama	132	2	Goat	36.0	29.1	- 19 % (2)
1L24.	Panadura (T) - SS	132	2	Lynx	7.0	4.7	- 33 %
1L25.	Polpitiya - Laxapana	132	2	Lynx	8.1	8.3	
1L26.	Laxapana - Wimalasurendra	132	2	Lynx	5.1	5.1	
1L27.	Laxapana - New Laxapana	132	2	Lynx	0.6	0.6	*
1L28.	New Laxapana - Polpitiya	132	2	Lynx	8.0	8.0	*
1L29.	New Laxapana - Canyon	132	1	Lynx	10.0	10.0	*
1L30.	Polpitiya - Kotmale	132	1	Lynx	35.0	29.5	- 16 %
1L31.	Kotmale - Kiribatkumbura	132	1	Lynx	27.0	22.5	- 17 %
1L32.	Kiribatkumbura - Anuradhapura	132	1	Lynx	159.0	143.9	- 9 %
1L33.	Polpitiya - Ukuwela	132	1	Lynx	69.0	59.3	- 14 %
1L34.	Ukuwela - Habarana	132	1	Lynx	89.0	82.3	- 7 %
1L35.	Habarana - Anuradhapura	132	1	Lynx	51.0	48.9	
1L36.	Ukuwela - Bowatenna	132	1	Lynx	32.0	30.0	- 6 %
1L37.	Kiribatkumbura - Korunegala	132	2	Lynx	34.6	34.6	*
1L38.	Habarana - Valaichchenai	132	1	Lynx	96.0	99.7	*
1L39.	Anuradhapura - Trincomalee	132	2	Lynx	110.0	103.3	- 6 %
1L40.	New Laxapana - Balangoda	132	2	Lynx	44.0	43.9	
1L41.	Balangoda - Samanalawewa	132	2	Zebra	19.0	19.0	
1L42.	Samanalawewa - Embilipitiya	132	2	Lynx	38.0	38.0	
1L43.	Balangoda - Deniyaya (T)	132	2	Tiger	44.0	44.2	
1L44.	Deniyaya (T) - Galle	132	2	Tiger	55.0	57.3	
1L45.	Rantembe - Badulla	132	1	Lynx	37.0	37.0	*
1L46.	Badulla - Inginiyagala	132	1	Oriole	79.9	79.9	*
1L47.	Anuradhapura - Kilinochchi(T)	132	2	Lynx	131.0	128.8	
1L48.	Kilinochchi (T) - Chunnakam	132	2	Lynx	67.0	67.2	

\* Length not confirmed.

(1) Original Conductor 2 x Zebra

(2) Original Conductor Lynx

表 11.3.3-1 電気事故報告

- (1) 事故番号
- (2) 事故の日・時、天候
- (3) 事故の詳細、結線図、スケッチ等
- (4) 事故の原因
- (5) 保護動作
- (6) 復旧の日時
  - 最初の復旧
  - 完全復旧
- (7) 停電電力 (MW)
- (8) 自動装置による救済分 (MW)
- (9) 発電支障電力 (MW)
- (10) 発電抑制電力 (MW)
- (11) 支障期間
  - 最小時間 (時間、分)
  - 最大時間 (時間、分)
- (12) 供給支障箇所・電力
  - 配電用変電所 \_\_\_\_\_、\_\_\_\_\_ MW
  - 高圧需要家 \_\_\_\_\_、\_\_\_\_\_ MW
- (13) 停電箇所・電力
  - 配電用変電所 \_\_\_\_\_、\_\_\_\_\_ MW
  - 高圧需要家 \_\_\_\_\_、\_\_\_\_\_ MW
- (14) 停電した需要家の検査書
- (15) 復旧過程
- (16) 他の情報

表 11.3.3 - 1 記入注意事項

各項目記入上の注意事項は下記の通りである。

- (1) 事故番号： 1年間の全事故について通し番号をつける。1つの原因から多数の事故が発生した場合（例えば同じ雷撃、樹木接触等）は1つの事故として取扱う。
- (2) 事故の日時： 事故発生又は検出の日時。事故時の天候、晴、曇、雨（強風下かどうか）、雷（雨を伴っているかどうか）、強風、その他、周囲の状況込み。

- (3) 事故の詳細： 細かい記述必要

位置：

線路： 区間（第1又は第2回路）、相（赤、黄、青）

変電所： 名称、電圧レベル、線路、ブス、主変回路

再閉路： 単相、3相、高速度、低速度

保護リレー： 正常、異常

人体感電： あったかどうか、原因、障害状況

- (4) 事故の原因：できるだけ具体的に

- 1. 未詳
- 2. 機器障害
- 3. 雷撃を含む気象
- 4. 外部干渉
- 5. 保守のエラー、例えば樹木、竹の接触
- 6. 人的要因
- 7. 保護誤動作
- 8. 事故波及

- (5) 保護動作

- 1. 1線地絡
- 2. 線間短絡
- 3. 2線地絡
- 4. 3相短絡
- 5. 過負荷

6. 遮断動作不良、開、閉

7. リレー誤動作

8. 人間の操作

9. 発電機又は変圧器保護動作

- (6) 復旧日時： 電力供給状況が正常に戻った時。供給の一部復旧及び全面復旧。緊急報告の場合は予測時間。
- (7) 停電電力： 事故によって支障のあった電力のMW標示（自動再閉路または自動制御機器による復帰分は含まない）これは事故の前後の電力平衡状態から確認すること。
- (8) 自動装置による救済分： 自動再開閉路、自動制御機器等によって供給支障から救った電力値。
- (9) 発電支障電力： 発電所の事故によって支障のあった発電電力で、事故直前後の発電電力の差から求める。
- (10) 発電抑制電力： 発電電力の遮断又は制限が発電所外の事故、発電所に接続された送電線、線路又は変圧器の過負荷、系統周波数の上昇又は降下、系統分離などによって発生した場合は事故直前後の発電電力の差から求める。
- (11) 支障期間： 供給支障又は発電制限の期間。最初の復旧までの最小期間と最後の復旧までの最大期間を記入しなければならない。
- (12) 供給支障の個所・電力： 供給障害の影響を受けた配電用変電所及び高圧需要家の名称と個別のMW標示の支障電力
- (13) 停電個所・電力： 停電の影響を受けた配電用変電所と高圧需要家の名称と個別のMW標示の停電電力。
- (14) 停電した需要家の数： 停電の被害を受けた需要家の概数。
- (15) 復旧の過程： 各過程の時間と動作を表示すること。
- (16) 他の情報： 事故及びその復旧に関する種々の情報
- 例えば：
- － 障害機器の状態
  - － 地域社会及び重要需要家への影響
  - － 復旧に関する系統制御所の指令
  - － 復旧行動への考慮

表 11.3.3-2 指定事故の第一報

- (1) 指定事故についての事故の概要
- (2) 事故発生位置
- (3) 停電個所
- (4) 事故発生又は発見の日時
- (5) MW 表示の停電電力と停電戸数
- (6) 停電地域
- (7) 地域社会への影響
- (8) 復旧事故と復旧見通し：復旧の詳細、例えば線路名、復旧地域、復旧電力、復旧戸数等。
- (9) 事故の場所と施設
- (10) 事故原因
- (11) 特記事項

概略結線、復旧過程、天候条件等

注：重要性に従って、事故は A, B に分類される。

表 11.3.3-3 リレー誤動作報告

(1) 誤動作の詳細

リレー誤動作の内容を簡潔に記入。

(2) 日・時及び天候

リレー誤動作の時間。天候には雷、強風その他特記する項を明確にすること。

(3) 位置

(4) 誤動作の分類

1次原因

1. リレー自体の誤動作、機構又は動作特性
2. 整定不良
3. 系統不適切
4. 設計不良、シーケンス又はリレー選定
5. 据付不良、配線、極性、技量
6. 機器故障、CB, CT, VT, 他の機器
7. 保守不良
8. 操作不良
9. 振動
10. 特定不能

2次原因

1. 技術的限界
2. 機器の偶然の事故
3. 経済的に不可避
4. 計画不適切、製造、据付、整定、運転、保守、点検等
5. 特定不能

(5) リレーの種類

(6) 系統電圧

(7) リレー誤動作時の動作状況。系統結線、リレー動作等を明確にすること。

(8) 調査の内容

(9) 不動作の想定された原因

(10) 提案される対策

(11) リレー不適切の詳細、製造者、型、製造年等

(12) 誤動作の影響、リレー誤動作に起因する供給支障



表11.3.5-2 データベース・データ (PLCシステム直流電源)

No.	Name of station	Battery		Battery charger		Distribution board/circuits		Load data		Required capacity					
		Type	Capacity	Operation year	Type	Capacity	Operation year	Used circuits	Rating [A/AF]	Equipped circuits	Rating [A/AF]	Existing [A]	Additional [A]	Battery	Charger
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

## 第 12 章

### 送・配電系統損失調査

## 第 12 章 送・配電系統損失調査

### 12.1 送・配電系統損失

#### (1) CEB 電力系統の送・配電損失

CEB 電力系統の 1994 年の送・配電損失率は 17.8%であった。損失率は 1970 年代以降上昇基調にある。平均損失率は 1970 年代には 13.5%、1980 年代には 16.9%、そして 1990 年以降は 17.9%であった。これらの損失値は CEB 系統だけの値で、LECO 及び地方政府の配電系統の損失は含んでいない。CEB 以外の系統も含んだ送・配電損失率は約 20%と予測されている。

CEB の情報によると、送・配電損失全体の内訳の正確な数値は詳細な調査をしないと分からないが、概略下記のように推定される。

220/132 kV 系統	3.5%
33/11 kV 系統	4.5%
230/400 V 系統	12.0%
合 計	20.0%

送電及び高圧配電系統に関する上記の見積り値は CEB によるコンピュータ計算の結果による。全負荷条件下で、送電系統の場合 PSS/E プログラムの電力潮流計算を参照し、配電系統ではスコット・アンド・スコットプログラムによる解析を参照した。実際の変動する運転条件下での系統の電力量損失を正確に見積もることは難しい。

CEB の系統制御と運転に関する月報によると、現地測定に基づく送電損失率は 7%近くで、上記の計算に基づく数字よりもかなり大きい。測定値には矛盾点も多く、古いメーターの精度に問題があるように思われる。

低圧配電系統の損失には、不正使用や計量及び請求損失を含んだ非技術的損失を含んでいる。損失値は送電系統及び高圧配電系統の数値よりかなり高い。

配電及び消費者サービス部は 1995 年の配電系統の技術的損失の見積り推定値を下記の様に提示した。

33/11 kV 線路	2.5%
配電用変圧器	1.5%
低圧線路	6.0%
合 計	10.0%

注：上記の数値は全て計算に基づいた推定値で測定結果ではない。

発電端と需要端の電力量計の読みに約 20%の差があることは事実である。しかし、電力量計特に比較的古い物にはかなりの誤差があると思われるので上記の内訳を確認することはできな

い。約6%の差異は非技術的損失、即ち不正使用と計量及び請求損失と推定することができる。

送・配電システムの損失率の低減は価格の高い発電所の建設と等価なので、損失の低減はスリランカ政府とCEBにとって大きな関心事である。

## (2) 他国の実情との比較

CEBの電力系統の送・配電損失率を先進国、発展途上国を含む他のアジア諸国の数値と比較すると下記の通りである。

国名	送・配電損失率 (%)
スリランカ (1994)	20.0
日本 (1994)	5.5
韓国 (1991)	5.6
中国 (1991)	8.2
タイ (1993)	9.2
インドネシア (1991/92)	14.8
ベトナム (1993)	19.9
インド (1993)	22.0
ネパール (1993/94)	24.9

日本の電力会社の1994年の送・配電損失率は5.5%であった。損失率は一般的に東南アジアの発展途上国で高い。1991年から1993年の実績によると、中国、タイは10%以内、インドネシアは約15%、ベトナムが約20%で、インドとネパールでは20%を超えている。損失率が30%を超える国もある。損失率は比較的豊裕な国で一般的に低くなっている。損失を下げるためには、かなりの投資が必要である。スリランカの損失率はかなり高いが、この国の現在の経済情勢を考慮に入れると国際比較で特に悪いとは云えない。

日本では1951年から1960年の間に8電力会社平均の送・配電損失率が25.3%から11.4%と半分以下に下がった。原因としては、高圧配電電圧が3.3kVから6.6kVに上がったこと、高・低圧配電線への絶縁線の使用とそれに伴う電線断面積の増加、盗電の減少、その他の系統改善策などが上げられる。

## 12.2 送・配電損失の実態

CEB電力系統の送・配電系統損失電力量は通常発電電力量から販売電力量及び発・変電所の所内電力量を差し引いて求めている。発電電力量は発電機端の電力量計で計測されるが、販売電力量はメーター無しの需要家の推定値を含む多数の種類計測値の積算値として求められている。配電用変電所の送出電力量は配電用変圧器2次側の電力量計で計測されている。

コンピュータ計算と現地での計測値の間で損失値にかなりの差異があるが、これについて下記のことが云える。

- (a) 計器の読みの差で損失を正確に知るためには計器の精度が不十分である。CEB の電力系統では給電システムを含めてかなりの計量の差異が報告されている。
- (b) 基本的に、送電特性は理論的計算とよく合うものであり、それは現地での実測で確認されている。コンピュータ計算は理論的に正しいはずで、CEB 推定損失率の 3.5% は他国の実例と比較して妥当と考えられる。
- (c) 発・変電所の所内電力、メーター無しの需要の取り扱い等について確認をとる必要がある。
- (d) 電力量計は特に古いものでは摩擦抵抗増加のために軽負荷時に誤差が特に大きくなる傾向がある。従ってメーターの読みによる損失率は高めになる。

送・配電損失の特徴は下記の通りである。

- (a) 送電系統損失は、線路導体中の抵抗損と発電所で送電電圧に昇圧し変電所で 33kV に降下する変圧器の損失を含んでいる。送電系統の損失は 3.5% と見積もられており、3 つの損失発生要因の中で最低である。
- (b) 高圧配電系統損失は、33kV 及び 11kV の線路導体中の抵抗損と 33/11kV、33kV/240 - 415V 及び 11kV/240 - 415V の降圧用変圧器の損失を含んでいる。
- (c) 低圧配電系統の損失は計量装置が無いので正確に把握することはできない。送・配電系統の全損失から、予測される送電系統及び高圧配電系統の損失を差し引いたものを低圧配電系統損失としている。

3.6 節によると、低圧配電線の全長は高圧配電線の 2.7 倍である。実際線路損失は線路の負荷状況により左右されるが、低圧系統の抵抗損失は高圧配電系統の損失よりかなり高いと推定される。

低圧配電系統の損失は技術的損失と非技術的損失を含んでいる。前者は実損失で配電線導体中の抵抗損が主なものである。後者には、盗電などの不正使用、メーター誤差、請求損失、などを含んでいる。

長い期間をかけて現状調査を細かく行わなければ、損失の定量的分析は不可能である。

## 12.3 損失低減法

### 12.3.1 送電系統

送電系統の線路導体の抵抗損及び変圧器損失の両者とも機器及び据え付けの費用を増すことによりある程度減らすことは可能である。下記のような対策から投資効果が最も良い方法を見付け出す必要がある。

#### (I) 送電線

線路導体中の抵抗損失は下記の2つの方法で低減させることができる。

##### (a) 送電電圧の昇圧

一定の電力を同じ距離送電する場合、線路の抵抗損は送電電圧の2乗に反比例して減少する。しかしながら、変電設備の費用及び送電線の建設費は線路電圧が上がると大きく上昇する。実際は経済的効果が最大になるように、標準電圧から適当な電圧を選ぶ必要がある。CEBの現在の220kVと132kVの組合せによる送電系統はこの国の需要の現状では適当な電圧レベルにあると云える。

送電系統電圧を高めに保てば線路の電流が減少して線路の抵抗損も低減する。原則として、実際の運転電圧は規格の範囲内で高めに設定すべきである。IECでは220kV系統で最高240kV、132kV系統で145kVである。

線路電圧を上げることは系統の電圧分布の改善にも有効である。この原則は多くの国で適用されている。CEB系統の場合、ブス電圧上限をプラス5%としているが、現実はそのより低めの電圧で運用されている。

##### (b) 導体断面積の増加

同一電圧の場合、抵抗損失は線路導体の断面積に反比例して減少する。しかし、線路の建設費は導体断面積の増大に従って上昇する。送電線を計画する場合、最大電力及び電力量を含む予想送電電力の予想を先ず最初に作成する。次に全経済的運転期間に亘って、建設費、運転経費、kW及びkWh損の評価値を含む全体的な経費の一覧表を考えられる導体サイズについて作成する。そして、全経費の評価額が最低になる導体サイズを選定する。

電力潮流計算のコンピュータ・プログラムは通常接続された全送電線の抵抗損の合計を計算して、計算結果に表示する機能を有している。高圧配電系統についても系統損失を計算するプログラムがある。

## (2) 変圧器

入札ベースで変圧器を購入する場合、変圧器の負荷損及び無負荷損に対する評価額を含めて最低価格を提示した入札書と契約するのが広く採用されている方法である。

## (3) 正確な電力量測定

発電、発電所からの送出、配電用変電所での受電及び送出分を含む電力エネルギーの記録は、常に集計して適当な方法で編集しておく必要がある。電力系統の種々の部分での実際の損失を知るためには、これらの記録を分析する必要がある。現代の技術では、この機能はコンピューターを使用して給電指令所で行っている。損失値を正確に定量化するには測定用計器は精度の高いものでなければならない。測定値の誤差は余り大きくなくても2つの測定値の差で表される損失値の誤差は大きくなっていく。

高精度の計器を使用できない場合、指示値の差の測定された損失値は概略値としてしか使えない。損失値はコンピュータによる計算値で求めた方が正確である。

### 12.3.2 高圧及び低圧配電系統

配電系統の損失を低減するために広く行われている方法を下記する。

- (a) 一般的に高い電圧を採用することで配電損失を低減することができる。CEBの高圧系統については、11kVでなく33kVを出来るだけ余計に使うと損失は減る。但し、33kVより高い電圧を使用することは実用的でない。低圧系統についても現在の230/400Vより高い電圧を使用することは現実的でない。
- (b) 配電用変電所及び配電用変圧器(100から250kVA)を正常に配置することが重要である。配電用変電所の追加により高圧配電線の長さを短くすることができる。変圧器は負荷の中心地又はその近傍に配置して、変圧器容量及び取付け間隔は負荷密度に従って決定する。配電損失と電圧変動の両者を注意深く監視する必要がある。低圧幹線の電圧降下を検討する必要がある。
- (c) 最も経済的な電線サイズを選択する必要がある。ある一定の電力を送るための最適電線サイズを示す関係を求めて、将来の需要増も考慮に入れて電線サイズを決定する。
- (d) 絶縁電線の配電線への適用は大口径の電線の選択につながり、結果として抵抗損失が減少させる。絶縁電線の使用は樹木その他の接触による事故を減少させ、又盗電を減少させる。
- (e) 多数の配電線間の不平衡負荷を避け、負荷が平等になるようにすることにより配電損失を全体として減らすことができる。
- (f) 需要家端での力率改善は損失低減に非常に有効である。力率の改善は配電線に流れる無効

電流を減少させ、結果として配電線の電力損失と電圧降下を大幅に減少させることができる。電力供給規程で明確にしてそれに従って、大口需要家に静止キャパシターを設置させることは非常に有効である。力率改善に対して電力料金を低減させることも考えられる。この方法は日本で行われている。

- (g) 静止キャパシタは 33kV の開閉用ガントリー及び 33kV 及び 11kV 配電線に必要な応じて設置するように計画すべきである。この設置は需要端での電圧変動を減少させ、同時に配電損失を減少させる。このことは、CEB によりスコット・アンド・スコット配電用プログラムを使用して確認されている。
- (h) 電力潮流の相間平衡も配電損失の低減に貢献する。測定された不平衡が 15 から 20% になるようなら修正作業を行う必要がある。

### 12.3.3 需要家サービス設備

需要家端での盗電又は不正使用は、需要家サービス施設設置箇所又はその近傍で行われる。つまり、引込線の終端と電力量計の間又はその近傍である。需給家サービス設備は盗電の試みをさせないように設計する必要がある。配線材料と電力量計、及びそれらの設置位置と方法の選択に当たっては慎重な考慮が必要である。

日本では、架空配電線は道路沿いに配置され、需要家への引込み線は家屋の軒又は側壁の道路からよく見える所に引き留められる。定期的に検定され封印された電力量計は、家屋の引込み点及び家の入口の近くで、屋外に取付けて毎月の検針に便利なようにする。また、設備の安全性に留意する必要がある。引留点と計器間の接続線には頑丈なケーブルを使用し、外部から見易いように取付ける。これらの全設備は不正使用の有無を含めて通常道路からよく見えるように配置する。

多くの開発途上国では、電力量計及び機器類を鋼板又はプラスチック製の錠前付きの箱に収納している。この方法によって電力の不正使用を減らすことができる。

電力量計の検針と料金請求方式の改善は CEB の料金収入の増加につながるだろう。

消費電力計量用の電力量計は電力企業の所有物で、所要の精度を保つためには一定の時間間隔で（日本では一般用が 10 年で精密級が 5 年から 7 年）公共の試験機関で検定する必要がある。電力量計を余り長期間使用すると、計器の回転速度が遅くなり計測損失が増大する。

逆転防止型の電力量計を使用することにより、逆方向の回転を防止して不正使用の被害を減少させることもある。

#### 12.3.4 電圧保持対策との関係

スリランカでは、制度上需要家への供給電圧は定格値±6%の範囲に保つ必要がある。変電所の変圧器には負荷時タップ切換器が装備されているので33kV側の母線電圧は原則として希望値に保つことができる。しかし、配電系統には多くの場合静止キャパシタの取付け量が充分でないため、受電端電圧は長い高圧及び低圧配電線の中でかなり降下する。下記の様な電圧降下を低減するための方策は線路損失の低減の方策と一致する。

- (a) 線路電圧の上昇
- (b) 大きいサイズの導体の使用
- (c) 力率の改善

需要家への供給電圧の変動を制限するための方策は全て線路損失の低減につながる。日本の場合、電力の質の保持(供給電圧と周波数の維持)と供給信頼度保持(供給障害即ち停電の減少)のための方策は損失の減少につながることが多い。導体のサイズは建設費、運転・保守費、損失評価を含んで最も経済的なものを選定する。

#### 12.3.5 非技術的損失軽減策

非技術的損失軽減策として下記の様なことが考えられる。

- (a) 損失低減と不正使用防止への広報活動は CEB の意志や、盗電した場合の罰則を一般需要家に熟知させることは盗電防止に効果的である。
- (b) 電力企業体の技能者の道徳心の向上も不正使用の減少に効果的である。
- (c) 不正使用に対する電力の供給遮断や罰金支払いを含む罰則の適用は盗電の防止に効果的である。そのような条項は電力の供給規程に含めると良い。
- (d) 料金請求及び徴収方式の改善は、電力料金収入増加に貢献する。
- (e) 定期的に消費者用計器の検定と交換を行うための第3者による検定用試験機関の設置は計器の精度を保つために必要不可欠なものである。

#### 12.4 結論

##### (I) 損失の測定

実際の損失の様相を分析するためには下記のような種々の電力送出点、受電点で電力量の流れを正確に把握しなければならない。

- 発電機端子での発生電力量
- 発電所出口での送出電力量
- 変電所での受電エネルギー
- 配電線引出し口での送出エネルギー
- 販売電力量

原則的に測定された損失値は理論的な計算値と一致するはずである。しかし、CEB の送電系統ではコンピューター計算値と計測値の間にはかなりの差異がある。全ての計器類の精度を検証し指示値の差異の原因をつきとめる必要がある。

實際上、損失値を実用上の精度で測定するには測定計器にかなりの費用がかかる。又、その精度を保つことは CEB の現状では技術的に困難である。従って、計算値及び実測値を如何に取り扱うかを決定する必要がある。

## (2) 最適導体サイズの決定

220kV と 132kV の送電線及び 33kV と 11kV の高圧配電線について、最適な導体サイズと送出電力との関係を経済計算に基づいて求める必要がある。経済的に最適な導体サイズとは建設費、運転・保守費、損失評価を含めて最低の経済費用を示すものである。

## (3) 系統運転電圧の制御

CEB 系統の送電電圧の上限値はプラス 5%程度である。一方機器は IEC 規格のプラス 10%程度の上限の電圧に耐えるように設計されている。従って多くの国で損失を減らす目的で運転電圧を高く設定している。CEB もこの点につきよく検討するよう勧告する。

配電用変電所の 2 次側電圧を定格値の 33kV に設定している。送端電圧を 5%程度上げるとは、配電損失の低減と同時に電圧分布の改善に役立つだろう。

## (4) 損失低減のための徹底的調査

先ず最初に、220kV と 132kV の送電系統、33kV と 11kV の高圧配電、240-415V の低圧配電を網羅して、下記の項目を含む全般的の損失の調査が必要である。

- ・ 送電、高圧配電、低圧配電系統の現状の損失原因の分析
- ・ CEB の送・配電系統の計量機器の検討、評価
- ・ 損失評価を考慮に入れた導体サイズ選定手順の確立
- ・ 配電用変電所の増設、種々の力率改善措置、配電線路長を適当な長さに制限すること、配電用変圧器の適正配置、需要家サービス設備の改善、電力量計の検定等を含めて各種

## の損失低減対策に対する経済評価

### ・ 不正使用減少策の実施計画の提言

送電及び高圧配電系統については、現存の変圧器の損失を変えることはできない。線路の抵抗損を減らすための有効な手段は大サイズの導体の使用と力率の改善である。既存の導体を張り替えることは電流容量不足の場合を除き経済的に妥当とは云えない。新設の線路については経済的に最適な導体サイズを選定すべきである。CEBの電力系統の力率は高くない。変電所の2次側ブスで85から90%の場合が多いが、工場負荷が多い変電所では一般的に力率が低めである。静止キャパシタを適正に配置することにより抵抗損失を低減できる。5%の力率改善は10%の抵抗損失の低減につながる。

送電系統と高圧配電系統の改善では送・変電損失の大幅な低減を望むことはできない。大幅な改善は送・配電損失の最大の発生源である需要家サービス設備を含む低圧配電系統の改善を行うことによって初めて達成することができる。通常の損失低減調査は低圧系統、特に不正使用の防止に焦点を当てている。何故なら、不正使用の防止が少額の投資で比較的大きな効果を上げる経済的に有利な方策であると考えられているからである。

技術的損失は新変電所の追加、配電用変圧器の適正配置、適正サイズの導体の選定、需要家及びCEBにより静止キャパシタ設置による力率改善、その他の方策により減少させることができる。

不正使用又は盗電の防止には最大限の努力をすべきである。

計量システムの改善にもCEBは努力すべきである。これは、メーターの検定・交換、料金請求及び徴収システム、需要家設備改善実行班の組織化、需要家啓蒙の広報活動、等を含む。

どの損失低減の方策を行うにもある金額の資金が必要である。従って、各方策の経済効果を参照して優先順位を決定して、それに従って1つずつ実現させていく以外に良い方策は無い。損失低減策をコンサルタントの調査に従って地域毎に実施する場合もある。

たとえ小さい事でも、損失低減のための方策をある程度資本を投下して1つずつ着実に進めていくべきである。

## 第 13 章

### 送電系統設備建設に伴う環境問題

## 第 13 章 送電系統設備建設に伴う環境問題

### 13.1 一般事項

送電線は種々の地目の土地を通して建設され、経過地は平地と山地、森林、耕地と草原、住居地帯と荒地等を含む。そして配電用変電所は需要地に位置し、都市や工業地帯に近接している。送電設備の計画、送電線路及び変電所敷地の選定、設計、建設及び運転保守に当たっては、自然環境の保全、地域社会への悪影響の回避、自然的又は現在の資源及び生態系の保全に注意を払わなければならない。

#### (1) 環境との調和

送電系統設備、即ち送電線及び変電所についても自然環境との調和に留意する必要がある。人間生活、動物相及び生物相、野生生物への影響は最小限に留めなければならない。そして、自然環境及び公共資産への障害を避けるべきである。

#### (2) 公共への障害の防止

送電系統設備は運転期間中の公共の事故は絶対に避けるように計画する必要がある。工事期間中も一般人への障害を避けるような対策をとる必要がある。

### 13.2 環境保全への制度上の措置

産業、商業その他を含む経済活動は環境的雰囲気を変化させ、快適な社会生活に障害になり易い。経済活動における環境保全の方策を行うには一定の資本投下が必要である。環境を保全し、快適な社会生活を保つことができるように環境条件について一定の基準を作成し、環境保全のための法律や規則を制定する必要がある。

日本及びスリランカにおける開発計画に関連した環境保全の制度上の措置は概要下記の通りである。

#### 日本の場合

環境保全に関する法律、政令等で環境汚染は空気汚染、水質汚染、土壌汚染、騒音、振動、地盤沈下及び悪臭の7項目に分類されている。空気、水質、騒音及び振動の4項目については必要な環境基準が規定されていて、個別の政府の法律がある。環境保全問題を担当している政府の実施機関は環境庁である。中央政府及び地方自治体が種々の法律及び規則を施行している。それらには環境保全法、自然保護法、災害予防治法、空気汚染防止法、水質保全法、騒音規制法、振動規制法等がある。更に、特殊な規制、基準、指針等を種々団体

が規定している。

開発計画の実施に先立って、環境調査報告書を政府の指針に沿って作成し、本書を通産省に写しを地方自治体に提出しなければならない。上記の公害7項目について現状を調査して完成後及び工事中に予想される影響について評価する必要がある。報告書は自然景観、歴史的及び文化的資産、動物相及び植物相、電波障害等についても評価結果を記述する必要がある。

報告書は関係省庁の合同会議で審議され、必要に応じて環境保全対策の変更を命令されることがある。重要計画については一般公聴会を開き、一般市民に情報を公開する必要がある。

計画、設計、建設、運転・保守の種々段階で関連法律及び規則を満足させるような環境保全対策をとらなければならない。

### スリランカの場合

環境影響評価（EIA）の目的は、考慮されている開発案が環境の観点から健全で持続性があることを確認することであり、環境評価の結論は広く認識されるように計画の設計に採り入れられなければならない。

政策事項の責任官庁は中央環境庁（CEA）である。国家環境法は1980年に公布され、1988年に修正された。1993年6月の官報に従って、架空送電線では電圧50kV、亘長10kmを超えるもの、変電所では環境的配慮が必要なものについて環境評価を行い、報告書を計画承認委員会に提出しなければならない。計画された環境保全対策の承認はCEAによって開かれる関係機関の委員会を通過し、公衆の同意が得られてからなされる。

## 13.3 送電線建設に関する問題

### 13.3.1 送電線ルートを選定

送電線ルートは自然環境中、そして社会活動が行われている地域に設定しなければならない。ルート選定にあたって考慮に入れなければならない主要な環境問題は下記である。

#### (a) 自然環境に関連した事項

- 自然公園及び自然林を避けること。
- 寺院（宗教的建造物）、歴史的建造物、文化遺産等に影響を与えない。
- 鉱産物地域及び重要埋設物がある地域を避けること。
- 自然の景観と調和をとるという観点から、線路は山の尾根や広い平野部をできるだけ

り避けて送電線が自然景観の中で余り目立たなくする必要がある。線路はなるべく山腹に沿うようにした方が良い。このことは同時に落雷事故を減らすことにもなる。

- － 鉄塔が自然の色彩の中に溶け込むように褐色又は緑色に塗装する場合がある。碍子は褐色又は空色の物を選ぶ例が多い。表色の輝きを無くすために艶消し電線を使用する事がある。これらの方策は特に自然公園地域又は都市郊外で適用することが多い。
- － 美的観点から都市内又はその郊外で特殊設計の支持物を使用することがある。

送電線の自然景観との調和に最大限の注意を払うのは最近の先進国の傾向である。

#### (b) 人間生活への妨げ

- － まず最初に予定線路沿いの土地の利用状況を調査しなければならない。送電線建設による土地の利用価値の変化には注意を要する。
- － 人口密集地帯を避けること。線路用地を狭めるために、郊外の広い道路沿いにポール状の特殊支持物を設計したり、碍子のアームを採用することがある。
- － 住民の移転及び再植民について検討すること。
- － 送電線ルートが耕地、果樹園等の人間の活動地帯を通ることは可能な限り避けること。
- － 交通障害及び仮設道路の封鎖。
- － 航空路への影響及び航空法による禁止地域。
- － バイプライン及びガス設備等の地下埋設物。
- － 無線ルート、テレビジョン等への影響。

#### (c) 動物相・生物相への影響

- － 完成後及び工事中の動物の行動及び植物への悪影響を最小限にしなければならない。
- － 動物及び植物の生態の現状を調査し、特に貴重な種については注意が必要で、建設工事による影響について評価する。
- － 樹木の伐採は最小限にして、果樹、コーヒー、茶等の価値のある作物とは十分な隔離がとれるように電線を高く架線して伐採は可能な限り避けるべきである。

### 13.3.2 土地問題と補償

日本では送電線用地は外側の電線の線から3mに限られている。用地を更に減らす為に（日本では土地の価格が非常に高い）、下記のような特殊設計が広く行われている。

- (a) 4回線鉄塔の建設。東京及びその周辺地域では、275kVまでの殆どの送電線は4回線構造のものである。東南アジア諸国でもこの方法が採用され始めている。

- (b) 500kV 及び 275kV の送電線で懸垂がい子連に V 吊りを適用して、電線の横振れを防ぎ 2 相の間隔を狭くしている。
- (c) 全鉄塔を耐張型にして 2 相の間隔を狭くし、鉄塔個所ではジャンパー廻しを行っている。

500kV 及び 275kV の超高圧送電線の線下に人間が居住する家屋を建設することは禁止されているが、154kV 迄の送電線では線下に家屋を建てることができる。都市郊外及びその周辺で将来住宅建設が予想される地域では電線地上高を 12m から 21m 程度にして、2 階から 4 階建ての住宅を建てても十分な離隔がとれるようにしている。

### 13.3.3 鉄塔敷地の仕上げと土壌問題

土地所有者及び一般住民との争いを避けるために、建設中に踏み荒らした鉄塔敷地は原則として建設前の状態に復帰させる。基礎埋戻しした後の残土は鉄塔敷地に散らすか又は残土捨て場へ運んで原地盤を乱さないようにする。自生の植物の再生に時間がかかり、土地の浸蝕が予想される場合は芝貼りを行う。

敷地の仕上げは、土地の浸蝕、土地の排水障害等を防止するために適切なものでなければならない。

### 13.3.4 電磁誘導

#### (1) 電磁誘導現象

送電線に不平衡電流が流れると電磁誘導現象によって線路と並行している通信線にある一定の電圧が誘起される。誘起電圧が一定の限度を超えると人体及び接続された通信機器に障害を及ぼすようになる。

電磁界の人体への直接的影響については確論はない。

平常運転時及び接地事故時の誘導電圧の制限値については CCITT の勧告に下記のように記載されている。

#### (a) 平常運転時

- 商用周波数、危険電圧 60V
- ケーブル線への高周波騒音電圧 1mV
- 裸電線への高周波騒音電圧 2.5mV

#### (b) 接地事故時

- 通常の設計で建設された通常の線路では 430V。

- 非常に安定した線路で、接地電流の流れる時間が短く、通常2秒以内で5秒を超えることがない場合は650V。

## (2) 電磁誘導電圧の計算

接地事故時の通信線への電磁誘導電圧は送電線の零相電流と送電線と通信線の相対位置により計算する。通信線への電磁誘導電圧を計算する算式は付録A13に示してある。

電磁誘導電圧を計算する為には、送電線と通信線の地理的相対位置を地図及び補足測量によって確認する必要がある。測量項目については付録A13を参照の事。

## (3) 電磁誘導問題に対する対策

いくつかの考えられる対策の中から、通信線への電磁誘導電圧を制限する方策は監督官庁及び他の関連の役所とも協議の上、最も経済的に有利なものを選択すべきである。通常適用される方策には下記のようなものがある。

### (a) 接地故障電流を減らす方法

日本では66kV及び154kVの送電系統に中性点抵抗接地方式を採用して接地故障電流を制限している。接地抵抗器は接地電流は100A以内になるような抵抗値にしている。一方、500kV及び275kV系統の中性点は、この様な超高压では変圧器の段絶縁の効果が大きいので、直接接地されている。

### (b) 電磁誘導電圧の抑制方法

#### (b-1) 送電線側の対策

- 送電系統の接地事故電流の低減。
- 電力線と通信線の隔離を大きくする事。
- 電力線と通信線の間には遮蔽線を張る事。
- 遮蔽線の接地抵抗を下げる事。
- 通常の鋼線の代わりにアルミ被鋼線を使用するなど架空地線、遮蔽線に導電率の高いものを使用する事。
- 地下ケーブルを遮蔽する事。
- 3本の地下ケーブルの配置を検討する事。

#### (b-2) 通信系統側の対策

- 通信線を光ファイバーのような金属性でないもので置き換える事。
- 通信線路の移設。

- 通信線に遮蔽ケーブルを使用する事。
- 誘導電圧を減少させる為に通信線の中間点に中継線輪を設置する事、さらに通信端子の所に避雷器を設置して通信機器を保護する事。

### 13.3.5 静電誘導

導体と大地間の電位差に起因する電界によって空中に電位の傾きがあり、これによって空間の任意の点と大地との間に電位差が発生する。日本では一般人民が影響を受け易い地上1mの電界の強さは、人体への電気ショックを受けないと云う配慮から政府の規制で30V/cmと規定されている。それより高い数値も人体の健康に影響を与えないという条件で許容される場合がある。米国、ロシア等のような国土が広く、人口希薄な地帯を送電線が通っているような場所では、送電線の建設単価を切り詰める為により高い電界強度制限値を適用している。

スリランカにおける現在の最高送電電圧は220kVである。従って、線路導体が8m程度以上の高さに架設してある限り、深刻な静電誘導電圧問題は発生しない。この問題は更に高い電圧である400kVの電圧を導入する際に検討すれば良い。

日本では、送電電圧が66kV以上で通信線の長さが40kmの場合、通信線の静電誘導電流は政府の規制で3 $\mu$ A以下と規定されている。

通信線への静電誘導の問題は空気絶縁の通信線の替わりに遮蔽ケーブルを使用することによって完全に排除することができる。また、2回線鉄塔の2回線を逆相配列にすることにより静電誘導電圧をかなり減らすことができる。

電界の人体への影響については医学的に完全には確認はされていない。

### 13.3.6 無線、テレビジョン等への障害

広い平地の高い建造物は無線電波の伝播に影響を及ぼしテレビジョンに障害を与える。

電波障害問題は相対位置を適切に選定することによって防止することができる。従って、送電線ルートを適切に選定して電線のサイズと形式の決定にあつては注意が必要である。

一般市民のテレビジョンとラジオには、如何なる障害も発生しないような対策を考慮した設計をしなければならない。テレビジョンに関しては、電波障害問題が完全に解決できない場合は、CATV（ケーブルテレビジョン）にして共同アンテナ方式を適用する。

送電線ルートの選定にあつては、既存及び計画中のマイクロウェーブ通信路、レーダー施設の位置及びその他の重要電波通信路に注意を払う必要がある。

### 13.3.7 騒音問題

一般的に完成後の送電線については騒音に関する深刻な問題はない。しかし、コロナ騒音と電線風音問題は騒音防止の2つの主要課題である。

雨を伴わない強い季節風によって碍子表面が塩分で汚損された場合には普通運転時にかなり大きな放電音が発生する。スリランカでも送電線を海岸線に近く選定すると同様の問題が発生すると思われる。

毎秒20から25mを超える強い風が導体に当たるとフルートの様な風音が発生する。日本では、その様な電線風音は強い風が吹き抜ける特殊な地形の個所で問題になっている。その様な強風が予想される場合、線路を強風地帯を避けて選定する。強い風音を避ける導体の特殊設計も考慮に入れる。その様な風音は通常の平滑な電線の代わりに突起のある電線を架設することにより弱めることができる。

この問題はスリランカでは風が余り強くないので問題にならないと考えられる。

## 13.4 変電所建設に関する問題

### 13.4.1 土地問題

大型の屋外式の変電所を建設する為には、かなりの広さの土地が必要である。人口の多い先進国では、特に超高圧大型変電所の用地を確保することは困難になってきている。日本では、電力需要の着実な伸びの為に特に都市地域や工業地帯で変電所総容量増への要請が強い。都市地域周辺に大変電所を配備するのに必要な広さの土地を取得することは益々難しくなっていて、屋内型又は地下式変電所だけでなく、屋外変電所でも所要面積を減らすためにGISを使用する例が多い。GISは露出部分がなくて運転・保守が安全なので、運転面で好ましいものである。

開発途上国でも、市街地に屋内式又は地下式のGIS変電所を建設して主要変電所と地下ケーブルで結ぶのは最近の傾向である。コロンボの電力需要は急速に伸びていてフォートとコルピティアに屋内式のGIS変電所が建設されている。この調査でもコロンボ地区にGIS変電所を計画している。

### 13.4.2 騒音と振動

日本では、土地の区分及び1日の時間帯別に騒音レベルを規制する政府の規則がある。

各種地域での許容騒音レベル

土地区分	日中	朝・夕	夜間
特殊住宅地区	40 - 50 dB	40 - 45 dB	40 - 45 dB
住宅地区	50 - 60 dB	45 - 50 dB	40 - 50 dB
商・住地区	60 - 65 dB	55 - 65 dB	50 - 55 dB
工業地区	65 - 70 dB	60 - 70 dB	55 - 65 dB

このレベルは変電所の周辺の境界で守らなければならない。

自治体によっては地域的に独特な制限もある。これらの規制に従って、変電所は所要の基準を満足させるように設計されなければならない。

運転中の変電所からの連続的騒音の最大の発信源は主要変圧器である。コンプレッサー、大型遮断器等の発生源からの騒音は通常短期間のものである。

騒音問題に対する対策の例を下記する。

- (a) 騒音発生源と変電所外周との間の距離を可能な限り大きくとる。
- (b) 変電所を高い壁又は立木で取り囲む。
- (c) 変圧器に下記のような防音工事を施行する。
  - － 変圧器を消音剤を詰めた鋼板又はコンクリートで覆う
  - － 空気吹付式の油冷却器に特殊設計を施す

変電所には通常大きな動く機器はないので深刻な振動問題はない。

### 13.4.3 油による土壤汚染

変電所には変圧器、油入遮断器、変流器等油入の機器が多数ある。そして、これらの機器からの油漏れは土壤を汚染させ、最終的には油が地下水に浸入することになる。

変電所で最大の油入機器は主要変圧器で、変圧器の油漏れは環境保全の観点から深刻な問題である。そこで各主要変圧器に本体から漏れた油と消火用の水を一緒に貯めることのできる水貯めを建設するのが一般的である。日本ではこの水貯めはコンクリート製にして通常変圧器基礎と一体構造にして中に玉石で詰めておく。その容量は変圧器の油量の半分と30分間の消火放水の量とするのが一般的である。

水貯めには貯まった水と油を抜くために排水穴及び排水用ポンプ（自然排出が困難な場合に必要）を設備する必要がある。

#### 13.4.4 防火

変電所には油入機器が数種類あり、その最大の物は主要変圧器である。その様な油入機器の火災は重大な傷害を招く。

日本では、屋外変電所には放水式の消火器を、屋内に油入の変圧器がある変電所では炭酸ガス等の化学式消火器を使用するのが一般的である。

##### (1) 放水式消火設備

放水式の消火設備は通常1台の大型水タンク、1台が消火活動に十分な容量を有する2台の水ポンプ、埋設又はダクト内設置の水パイプ、主要変圧器周辺の固定式ノズル、移動式ノズル用の蛇口、移動式手動ノズル等で構成されている。

水は手動操作又は保護リレーによる変圧器の重故障の検出、又は煙か異常高温（上昇率の場合もある）の検出により自動的に放出される。

この様な防火システムの容量は公共の消防隊到着前の火災の拡散防止に十分な様に設計しており、通常変圧器火災を消火させる能力はない。最終鎮火は公共消防隊によってなされる。しかし、初期における消火活動は火災の拡散防止に非常に重要である。

この様な防火系統は、多くの場合碍子表面の塩害防止用の洗浄用と共用させている。

##### (2) 変圧器の間の分離壁

複数の主要変圧器がお互いに隣接して配置されている場合、中間に適當の大きさのコンクリート壁を建設して隣接変圧器を類焼から守る必要がある。

##### (3) 屋内変電所の消火

屋内変電所の場合、燃えやすい油入の機器はできる限り避けるべきである。主変圧器はできる限り屋外設置とし、所内用などの小型変圧器には乾式のものを採用する。最近では、屋内据付け用の主変圧器にはSF<sub>6</sub>ガス封入の物を使用する傾向にある。屋内の消火には炭酸ガスなどの化学式消火器を装備する。油入の変圧器又は遮断器を屋内に設置する場合、分離壁と防火扉を設置して他の機器から分離できるようにして、炭酸ガス、ハロゲン化合物又は化学的粉末を放出して消化する。

#### (4) 油入開閉機器の使用の回避

可燃性の油を絶縁に使用している限り、開閉機器の爆発と火災は発生確率は低い完全に防止することは不可能である。如何なる油入機器の火災も変電所に重大な障害をもたらす。柱上の配電用開閉器の火災は一般住民に危害を与えることがある。日本の電力会社は、小型の所内用変圧器や遮断器、負荷開閉器等の開閉機器に油入機器は使用はしない事になっている。

#### 13.4.5 接地事故時の大地電圧の上昇

大型の屋外変電所の接地系統は全変電所敷地にわたる埋設接地網で構成されている。変電所又はその周辺地域に接地事故が発生すると大きな接地電流が流れ、接地網の電位が周辺の大地に対して大幅に上昇する。地表面に電位差があると歩幅電圧（人間の歩幅の2つの足の間の電位差）及び接触電圧（人間が金属に触れた時の手と足の間の電位差）が発生する。変電所の外側を歩いている歩行人が外柵に触れると電氣的ショックを受ける。これらの異常電圧が発生するのは故障継続中のごく短時間である。

現時点においてはCEB電力系統の短絡容量は比較的小さい。従って接地事故電流は小さくなく、接地抵抗が高くなければ変電所の接地網電圧は余り高くない。この問題は電力系統が大きくなるにつれて詳細に検討する必要がある。

外柵と外側の地面の間の電位差及び外部の歩幅電圧は下記の方法で減らすことができる。

- 変電所の接地網の接地抵抗を下げる。
- 外柵を変電所接地網から切り離して接地する。
- 変電所接地網の最外周を他の部分より深く埋める。

#### 13.5 工事期間中の環境問題

送電線及び変電所の建設工事は周辺の社会生活及び住民との間でもめ事を起こさないように施工し、作業者の健康と安全に最大限の注意を払って進めなければならない。環境の保全と事故防止のための種々の対策につき下記する。

##### (I) 仮設道路と輸送

- (a) 送電線ルート及び鉄塔敷地への仮設道路が必要なのは一時的で、仮設道路は工事期間中だけ確保し、工事完了後は使用しない。工事用には公共道路をできる限り利用するが、私有地又は住民が専有している土地の通行も必要になる。その様な仮設道路を建設・使用するには、使用条件の交渉と補償金の支払いが必要になると思われる。そのため必要の無い仮設道路又は不必要に広い道路は避けるべきである。周辺の土地を損傷しないように注意を

払い、工事中に損傷した箇所は工事終了後工事前の状態に復帰させなければならない。該当した土地の他の使用を阻害することは可能な限り避ける必要がある。

- (b) 公共交通への干渉、公共的仮設道路、野生動物等への侵害は何としても避けなければならない。
- (c) 工事目的の重量物の運搬及び公共道路の短期間の封鎖については、当該機関から許可を取り、実施にあたっては一般社会への障害を最小限に止め、一般住民の安全を守るために最大限の注意を払わなければならない。

## (2) 実際の工事中の環境保護

- (a) 日本では、送電線ルート全線に亘って仮設道路を確保したり、また樹木の伐採を行うのは非常に困難である。通常、電線下の深い谷底の樹木、高価な果樹等は架線のために伐採することはない。電線架線のためには通常まず最初に軽量のナイロン・ロープを延線する。ナイロン・ロープは張力状態で強度の強い細いワイヤロープ又はより太いナイロン・ロープに引き替え、更に導体延線用のワイヤロープと引き替える。導体は張力をかけた状態で、大地と離隔を保ちながら延線を実施する。
- (b) 架線、基礎工事等の作業スペースを確保するにあたって、土地の広さ及び樹木の伐採の数量は最小限とし、伐採する木の幹は残して工事後の木の再生を容易にする。
- (c) 杭打ち等の基礎工事の実施に当って、騒音や振動の発生に注意が必要である。市部では衝撃式の杭打ち機の使用は制限されていて、場所打ち杭又は反動式の杭打ち機を使用しなければならない。送電線工事には、場所打ち杭だけが使用されている。この場合、シルト及びベントナイトの流出を防ぎ、地下水の汚染を避ける必要がある。
- (d) 地下水の汲み上げは地盤沈下問題を避けるために最小限にすべきである。
- (e) 建設工事の施工による一般社会への影響を避ける為に、騒音や種々の振動の発生、及び有害物質の散乱又は溶液の流出を最小限にするよう注意を払う必要がある。
- (f) 建設工事が完了したら、工事中に荒らされた地表はきれいに仕上げをして、残土捨て場は適切に処理しなければならない。さらに、自然の排水を阻害してはならない。そして溢流は避けるべきである。

## (3) 一般市民の安全

- (a) 工事継続期間中、一般市民の安全は安全検査員によって常に監視し、危険表示付きの建設工事進行中を示す表示板を設置しなければならない。
- (b) 一般市民の接近を避ける為に工事現場の周囲に適当な緩衝地帯を設けなければならない。

(c) 建設が中断している間は、外柵を設置して一般市民の立入りを防ぎ、掘削穴等危険が考えられるものは防護しなければならない。

(4) 作業者の安全

(a) 鉄塔組立てや架線工事等の作業の作業者の安全を確保する為に、全作業者はヘルメットを着用し、適切な安全用具を使用しなければならない。地上の作業者の安全を守る為に落下物の直撃を避けるための落下物防止ネットを設置しなければならない。

(b) 作業現場又は作業者の宿舎での火災又は爆発を防ぐ為に適切な対策を講ずる必要がある。

(c) 住居、水供給、衛生設備等には注意を払い、作業員の健康を保つ為の設備が必要である。伝染性の病気、熱帯地域ではマラリアを制御するために適切な設備が必要である。

### 13.6 完成後の環境監視

環境保全の状態及び作業者の健康と安全は送電系統の建設中及び運転・保守の期間を通じて政府の規則及び適当なガイドラインに従って監視を続けなければならない。

作業者の技能を維持させる為に彼らの生活条件に注意を払わなければならない。







JICA