

第3章

電力セクターの現状

第3章 電力セクターの現状

3.1 電力セクターの組織

スリランカにおける電力供給事業は灌漑・電力・エネルギー省 (MIPE) の管轄下にある。MIPE の組織図は図3.1-1に示してある。電力法及びセイロン電力庁法に基づいて、CEB、ランカ電気会社 (LECO) 及び地方政府 (LA) が国内の全消費者への電力供給事業を行っている。上記の法律に従って、これらの事業者は一般市民の安全性を考慮に入れながら、全国民へ公平に電力を供給しなければならない。

CEBには全国的に発電及び大部分の配電設備を効率的で、全体として調和がとれていて、最も経済的な方法で設計、建設、運転・保守を行う義務がある。CEBは消費者への直接電力販売以外に、配電事業を行っているLECO及びLAへの電力の卸売りも行っている。卸売り電力量は1994年に全体の17.1%であった。以前は、国内のかなりの地域でLAが配電設備を保有していて、CEBからの供給を受けてそれを消費者へ小売りしていた。しかし、電気供給の質は余り良くなかった。政府の消費者への電力供給の安全性と質を向上させるという政策に従って、地方政府の配電事業は順次CEBとLECOに移管されている。

発・送電系統開発計画の実施に当たって、CEBはMIPEの承認をとる必要がある。開発資金は自己資金又は国内・外から借金して調達している。しかし、最近では国際機関又は二国間の外資の借入れが困難になってきていてCEBは電力開発を外国からの私企業の投資も考慮せざるえなくなっている。CEBは私営の電力供給業者から電力を卸売りベースで購入して、CEBの電力システムを通して消費者へ電力を供給することができるようになった。国際機関又は二国間の国外資金を借りるに当たっては、政府の承認をとる必要がある。その際、政府は借金の保証者になる。

(I) セイロン電力庁 (CEB)

CEBはセイロン電力庁法に従って1969年に発足した法令上の企業体で、それ以前にあった政府系電力事業体 (DGEU) の事業を引き継いだ。CEBの組織図は図3.1-2に示す通りである。CEBの役員は7人で、4人はMIPEから派遣されていて、技術、商業、管理及び会計を担当している。1名は地方政府を、1名は産業界を代表し、最後の1名は大蔵省 (MOF) の人員で財政を担当している。役員会は以上の7人のメンバーとCEBの会長、副会長が参加して開かれる。執行会議は総裁及び7人の総裁代理によって開かれ、CEBの運営方針決定の最高機関である。CEBには、本部、発電、配電及び消費者対策、送電、発電計画、計画、財政担当の7人の総裁代理がいて、CEBの実際の業務を管轄している。この調査を担当している計画部には発電計画、送電計画、代替エネルギー、需要予測と料金、電子的データ処理、需要側対策 (DSM) の6つの課がある。発電計画及び送電計画の2課が水力・火力発電所及び送電系統の拡充計画を作成している。発電及び送電計画の建設は発電計画部と送電部が実施を担当している。

1995年9月時点でのCEBの職員の数人は13,971人で、その構成は表3.1-1に示してある。

上級技術者の総数は508人で、全体の3.6%を占めている。この人数はCEBの技術的作業を全体を行うのに十分とは思えない。技術職員の90%以上は電気技術者で、水力・火力発電所関連の土木及び機械技術の仕事をする技術者の数は十分ではない。これらの計画の技術的業務は原則としてCEBが行っているが、中央技術コンサルタント庁(CECB)の援助を受けることがある。

技術を習得済みの技術者の高賃金を求めての離職が多いことが電力庁にとって頭痛の種である。能力のある人員の不足を満たすために、CEBは第一歩から新人の訓練をやり直さざるを得なくなっている。

(2) ランカ電力(私営)会社(LECO)

LECOは政府及びCEBの支援を受けた私営配電会社として1983年に設立された。LECOは現在独立した組織として運営されているが、過去にCEBから財政的援助を受けていた。その償還はLECOにとって重荷になっている。LECOの役員のお多くはCEBとの兼務者や退職者で占められている。政府が所有している株式を売却してLECOの運営を民営化する考えがある。

現在、LECOはコロンボ周辺の都市化地域(市街地は含まず)及びニゴンボ～ゴール間の海岸線沿いの町や村で配電事業を行っている。この地域は配電事業を行うのに最もやり易い地域である。1994年に、LECOは電力量販売で全国の15%、消費者の数で14.6%を占めた。

(3) 地方政府(LA)

地方政府機関はCEBから卸売りベースで電力を受電して、それを消費者に小売りする形式で長い間配電事業を運営してきた。しかしながら現在では、政府の方針に従って配電設備と事業地域をCEBとLECOへ引き渡すことで、その事業は漸減してきている。近い将来全施設を全部CEB及びLECOに引き渡しその運営を終えることになる予定である。

現在、地方政府の営業地域はラトナブラ地区だけになっている。地方政府による電力量販売は1994年にスリランカ全体の2.1%であった。

(4) 私営電力生産者(IPP)

3.4節に記述してある通り、外国の私企業の投資家が電力開発に関する提案を数件提出していて、現在BOO又はBOTのベースで数件の発電計画の調査・検討を行っている。CEBは発電計画部内に私企業発電計画課を設置して、提案の検討と商談を行っている。しかし、現段階で私企業の発電計画で最終合意に達したものはサブガスカンダ地区のSIMWのKHDディーゼル発電所だけである。他に小水力開発の例が数件ある。

3.2 電力需要と供給

1974年から1995年の22年間のCEB全体の電力需要と供給の記録は表3.2-1に示す通りである。1995年の発電電力量は4,786GWhで最大出力は981MW、負荷率は55.7%であった。販売電力量は3,912GWhで、その年平均伸び率は最近20年間で7.2%、10年間で6.6%、1990年以降の5年間では8.4%であった。1990年以降の高い伸び率が注目される。送配電損失率は17.8%で、所内電力率は水力発電所の所内電力率が小さいので1%以内になっている。

図3.2-1に示す通り、発電設備の据付容量のピーク負荷に対する予備容量は1992年以降次第に少なくなってきた。図3.2-2に示す通り、電力消費と消費者の数との間には強い相関関係がある。国家のGDP及び国家総生産との相関に関しては、電力消費の伸びが経済の伸びよりかなり高いことが図3.2-6及び図3.2-7からわかる。又、GDPと電力消費の弾性値については、4.2.1節に示してある。

コロンボ市はスリランカ最大の電力消費地で、1995年の販売電力量は全国の17.5%であった。工業及びその他の電力多消費型の事業がコロンボを中心とした西部州に集中している。西部州・北及び・南を含む1995年の販売電力量は全国の61.0%を占めた。

1995年の電化地域の総人口は、現在CEB電力系統と接続されていない北部州を除いて約45%であった。もし北部州が接続されれば、電化率は50%近くになると推定されている。1994年の電化率はコロンボ市が最高で79.2%で、コロンボ周辺及び大都市の値が大きくなっている。地方は低く、ジャフナを除く北部州は特に低く5%以下になっている。1994年の消費者総数の各配電会社への割合は、CEBは81.5%、LECOは14.6%、地方政府は3.9%であった。

項目別では、1995年の3,912GWhの電力量販売中の最大項目は産業用で39.0%、第2は家庭用25.9%、次いで卸売り17.4%、商業用16.1%で、街路灯及びホテルの消費は僅かであった。図3.2-3参照。産業需要が多いことは政府の方針によるものである。しかし、項目別の伸び率は最近の地方電化の進捗を反映して家庭用が最高になっている。

1996年3月24日から30日までの日負荷曲線からなる週間負荷曲線及び負荷持続曲線を図3.2-5に示してある。日負荷曲線は典型的な夕方ピーク型で、ピーク負荷の継続時間は短く約3時間である。週間の日による負荷曲線の違いは少ないが、週末、土曜及び日曜にはピーク負荷値が少し下がる。推定された消費項目毎の日間負荷曲線は図3.2-4に示す通りである。この図の強い夕方ピーク特性は家庭用消費に起因している。

年間の温度変動は僅かである。従って季節による負荷変動は少ない。需要は1月から12月に向けて漸増するが雨期には温度が下がるために需要も少し下がる。

3.3 電気料金制度

(1) 料金決定方法

国民に基本的インフラストラクチャーである電力を供給している CEB の電力供給事業は、政府の規則に従って完全独占の形態で運用されている。従って、電力料金は公正な方法で決定する必要がある。各年毎の電力料金は電気事業者の予想される年間出費に世銀、ADB で公正且つ合理的と認められた 8% の利益を上乗せした金額を基本にして決定される。料金決定のための年間経費には設備償却費、運転・保守費、発電・送変電計画の借金に対する元金返済及び利子支払い、配電設備の建設費等が含まれている。料金による必要収入を各料金項目毎の単価と見込み販売電力量で割り振って決定する。この様に、現行の料金は政府の価格決定方針に従って決定されていて、実際の所要経費に見合っていない。実際の経費に従った料金決定の為の検討を ADB が実施中で 1996 年 7 月にスイスのコンサルタントが作業を開始した。

(2) 現行の電気料金制度

1996 年 1 月 1 日から施行されている現行の電気料金制度は表 3.3 - 1 に示す通りである。全体の平均料金は kWh 当たり 4.15 ルピーである。電力消費に対する使用料金は、月毎の固定料金と月間のエネルギー消費に対する電力量料金の和として消費者に請求される。スリランカ全域に対して CEB, LECO, LA 共に同一料金が採用されている。

現行の料金制度についての特記事項は下記である。

- (a) 種目毎の電力料金を各種目の需要家へ電力供給を行う費用に従って決定するのが正常な方法である。しかし、現行料金は政府の価格決定方針に従って CEB の全出費を実際の出費を正確に考慮に入れること無く全種目の電力需要に割り振って決定している。
- (b) 料金決定に当たっては相互補助方式を適用している。家庭用分野は商業・工業分野の補助を受けている。小需要家への料金はかかる費用は高くても大需要への料金より低くなっていて、高圧受電の工業需要家への料金は低圧需要家の料金より、少し高くなっている。この傾向は家庭用の料金に顕著である。家庭用の月 30kWh までの最小需要への電力量料金は月 180kWh を越す最大需要の料金の 21% に過ぎない。
- (c) 多くの国（日本を含む）で農業用需要に対して低い料金を設定しているが、スリランカでは農業優遇の料金体系はとられていない。
- (d) 時間帯別料金体系は工業用需要に対してだけ適用されている。季節別料金体系は採用されていない。但し、乾季には CEB からの供給電力を減らすために自家発電の余剰電力を購入している。
- (e) 新規申し込みに対する引込み線の建設費は全額需要家負担である。この方式は低収入需要家の新規接続を難しくしている。

- (f) 電気料金請求に使用する電力量計は電力事業者が用意し、取り付けるが、その使用に関しては使用料金として需要家負担になっている。

電力使用料金は需要家側の電力量計の読みに従って月毎に請求される。支払いの遅延については2ヶ月迄許容されている。この期間内に支払いが無かった場合は、電力の供給をカットする。盗電などの不正使用に対しては罰金支払いの規則がある。

現存の料金体系改善のためのいくつかの考え方を下記する。

- (a) CEB の出費を切り詰めるような需要家の行為に対する料金低減：

需要家への電力供給の力率を高く保つことは、供給電圧の変動を抑え配電損失を減少させるための重要な方策である。日本では、電力会社の電力供給規程で需要家に力率を高く保つよう要求している。家庭用は90%以上、大需要家用は85%以上と規定している。大需要家は力率改善用の静止キャパシタを取り付けるよう要求される。その見返りとして、ピーク負荷時の力率を85%を超えて改善した場合は報奨金を支払い、85%以下の場合は罰金を課している。需要家の力率の上下に対して異なった基本料金を適用している。

料金の低減は種々の電力供給者の出費を減少させるような需要家の協力に対しても定額ベース又は交渉ベースで適用される。

- (b) 需要家側対策 (DSM) の促進：

将来、発電用燃料の入手が次第に困難になりピーク電力をオフピーク時に移して発電設備の増加を抑制するという観点から、エネルギー節約、電力ピークの移動等の需要家側対策 (DSM) の運動を促進する必要がある。そのためにはピーク移動の方策に対する補助金の支給や時間制電気料金体系の導入などの方策を用意する必要がある。

- (c) 季節別料金制の導入：

日本では、年間のピーク負荷は冷房需要の増加により暑い夏に発生する。大規模需要家に7月1日から9月30日の夏の期間に高い夏季料金が課せられている。同様な考え方で、水力発電主体のスリランカでも輸入化石燃料の消費がふえる乾期に高い料金を、そして雨期に安い料金を適用することが考えられる。

- (d) 大規模需要家への電力供給契約：

日本では、大規模需要家に対しては、各需要家毎に適応した供給条件に合った料金調整項目を含む個別の供給契約が結ばれる。実際電力供給条件は需要家毎に異なっている。全需要家への十分な供給が困難になる時には電力会社は大需要家に種々の協力を要請する。それらには静止キャパシタの接続及び切り離し、系統動揺の際の強制遮断の優先順位を上げること、夏期に於ける夏休みの割り振りへの協力なども含んでいる。

大規模需要家への電力料金は料金制度による固定的なものだけでなく、交渉を通じて個別の条件に従って調整可能なようにした方が良い。

3.4 発電設備

表3.4-2の過去の発電記録に示してある通り、過去20年間に亘って発電電力量の大半、多くの場合90%以上、は水力発電によって供給されていた。スリランカの発電方式は水力を主要電源としていて、火力は利用可能な河川の流量及び貯水池の貯留量が不十分で水力発電だけでは需要を満たすことができない時に不足分を補充するような運転をしてきた。

現在迄、火力発電の役割は水力発電の不足分を捕うということだけだった。しかし、現在予測されている需要の伸びが続くとスリランカの電力系統には火力発電を多量に必要になってくることは確実である。

CEBの電力系統の1995年末の利用可能な総発電容量は下記の通りである。

水力発電	1,125 MW
火力発電	224 MW
合計	1,349 MW

既存の水力及び火力発電所の明細は表3.4-1に示してある。1,135MWは小水力を含んだ水力発電所の総出力で、火力発電の総据付容量は250MWであるがCEBの修復への努力に拘わらず実際の可能出力は224MWになっている。しかし、水力発電所の利用可能な総出力は下記の(1)に説明してあるように1,125MWである。

種々の天候要因下での1996年の水力発電の可能発電電力量は下記の通りである。

非常に多雨の天候	4,370 GWh
多雨の天候	4,259 GWh
例年通りの天候	3,890 GWh
小雨の天候	3,298 GWh
非常に小雨の天候	2,689 GWh

平均的な年間発電電力量は3,773 GWhである。

注：雨量条件の発生確率は非常に多雨が10%、多雨が20%、例年が40%、小雨は20%で非常に小雨は10%である。

火力発電所の中位の条件での1996年の実効出力で、その可能発電電力量は1,186GWhと予測される。ケラニティッサ蒸気は274GWh、ケラニティッサガスターピンは558GWh、そしてサブガスカンダディーゼルは354GWhとなっている。

(1) 水力発電所

今までの水力発電所の開発はマハベリ及びケラニの2主要河川の流域に集中していた。これらの河川の一連の発電所群はマハベリ系及びラクサバナ系と呼ばれている。マハベリ川開発は灌漑用の水供給により高い優先権がある総合開発で、発電は一定の季節的変動様式の下流灌漑用水利用による影響を受ける。それに対して、ラクサバナ系は発電専用で他の水利用により影響を受けることは殆ど無い。貯水池の右岸からの水漏れのためにサマナラウェア発電所は最小限の貯水で運用上、短期調整込みの流れ込み式発電所として運転されている。

既存の発電の総容量は下記の通りである。

マハベリ系発電所群	660 MW
ラクサバナ系発電所群	335 MW
サマナラウェア発電所	120 MW
小水力発電所	20 MW
合 計	1,135 MW

ラクサバナ系のキャニオン発電所の据付容量は2×30MWである。しかし、2台並列運転時の合計出力は水路の容量不十分により50MWに制限されている。従って、ラクサバナ系の可能発電力は325MWである。

(2) 火力発電所

現在運転中の火力発電所の据付容量及び可能発電力は下記の通りである。

	据付容量	可能発電力
ケラニティッサ 気力	2×25 MW	2×22 MW
ケラニティッサ ガスタービン	6×20 MW	6×18 MW
サブガスカンダ ディーゼル	4×20 MW	4×18 MW
合 計	250 MW	224 MW

これらの発電設備は全てコロンボ地区に位置している。ジャフナ半島にある14MWのチュンナカムのディーゼル発電所とカンケサンチュライのガス・タービン発電所は現在運転されていないので、上記の既設設備には入っていない。

(3) 既存発電設備の問題点

スリランカの過去の発電力増強は、唯一の自国産の無公害で、再生可能なエネルギー源である水力資源の開発を中心に行われてきた。その結果として、現在の水力が圧倒的に多い発電システムが形成された。今まで、水力発電所の利用可能な総容量(1,125MW)は、国全体の最大需要(1995年で980MW)より大きかった。雨量が多い年には、殆ど全部の電力需要を水力発電で

賄うことができた。過去 20 年間に 99.8%から 99.9%が水力発電という年が 4 回あった。しかし、1983 年は世界的な異常渇水年で水力発電の比率は 57.6%に下がった。1994 年迄の過去 10 年間の平均で水力発電電力量は全体の 93%を占めた。1996 年の前半は予想以上の小雨のために CEB は深刻な電力不足を経験した。

雨量の非常に少ない年でも需要を満たす十分な電力を供給するには、かなりな量の予備的な火力設備が必要である。年間で短い時間安い費用で火力発電を行うには、建設費が安く起動時間が短いディーゼル及びガスタービン発電機が適している。しかし、電力需要が更に大きくなると基底負荷運転の石炭火力などの大容量火力機が経済的に有利になるはずである。

スリランカの包蔵水力は約 2,000MW であるが、今までにその 57%の 1,135MW が開発済みである。開発段階で経済的に便利な比較的大規模地点を優先的に開発してきたので、開発適地は近い将来枯渇してくるはずである。1989 年にドイツのコンサルタント等が行ったスリランカの電力開発マスタープラン調査でも経済的に優位な水力地点の数は限られている。

大規模開発に伴う環境問題と立ち退き補償は最近深刻化している。150MW のアッパー・コトマレ水力発電計画は環境問題で建設が中断されている。

1992 年以来、新規開発は全く行われておらず発電設備容量は変わっていない。1995 年の最大負荷は水力総設備容量の 86.3%に達した。乾期の発電電力不足は深刻化しており、緊急的な火力施設の整備が急がれているが、1996 年以降もこの年の 4 月から 7 月にかけて経験したように乾期の電力不足は避けられない状態にある。

3.5 送電系統設備

3.5.1 送電系統

既存の CEB の送電系統には 220kV、132kV 及び 66kV の送電線がある。1995 年末現在の総回線亘長は下記の通りである。

220kV 送電線	260 回線-km
132kV 送電線	2,580 回線-km
66kV 送電線	314 回線-km

既存の 220kV 及び 132kV の送電線の詳細は表 3.5.1 - 1 に示してある。

1980 年代の始めまでは、CEB の送電系統は 132kV 及び 66kV の送電線で構成されていた。送電系統は水力発電計画の開発に従って、その電力をコロombo及びその他の地域に送電するために順次整備されてきた。マハベリ系及びラクサパナ系の水力発電所群は中央山地に位置しているので、そこからコロombo地区に向けて多数の送電線が建設された。当初、132kV 送電線は大容量の電力を長距離送電するために建設され、66kV 送電線は地方送電用であった。1984 年には、合計

出力約410MWの新設のビクトリア及びコトマレの主要水力発電所の電力をコロンボに送るためにビクトリア～コトマレ～ビヤガマ(コロンボ郊外)間にACSRゼブラ(400mm²)複導体を有する220kVの送電線が運開した。その後、この220kV系統はビクトリアからランデニガラ経由でランタンベ迄、そしてビヤガマからコツゴダへ延長された。ビヤガマ～ケラニティッサ及びビヤガマ～パニピティヤの2送電線は220kV設計で建設されているが、現在132kVで運転されている。従って、これらの送電線は必要な時220kV運転に転換可能である。他の地域では、132kV系統が需要の伸びに従って延長されてきた。

比較的小規模の配電用変電所は、 π -接続と比較して信頼性が低いけれども建設費を節約するために送電線にT-接続されている。多くの配電用変電所には適切な線路保護装置が設置されていない。このことは、距離継電器を主体とした送電線の保護方式の大きな問題になっている。

132kV系統は現在も全国的な送電系統として機能している。

コロンボ地域を除いて、大部分の132kV送電系統は樹枝状に構成されており、リングを形成していない。従って、一送電線の遮断はその供給地域の全停に連なることが多い。CEBの電力系統にとって最も深刻な問題はコトマレ～ビヤガマ間の220kV送電線の2回線事故で、これはコロンボ地域への電力供給系統の全壊につながる。この送電線は最新の保護方式を採用した2回線構造の線路だが、2回線事故を完全に防止することはできない。過去11年間の運転期間中に2回線事故は平均1年間に1回の割合で発生している。

220kV及び132kVの現存の送電系統図は図3.5.1-1に示してあり、その位置図は図3.5.1-2に示してある。1995年末現在で37ヶ所の配電用変電所が運転中である。変電所のリストは表3.5.1-2に示してある。

現在、アヌラダプラからキリノチ経由でジャフナ半島のチュナカムに至る132kV、2回線の送電線はアヌラダプラ変電所の引出し口で切り離されている。北部地区の送電系統設備は最近の内戦中にかなりひどく破壊されていて、その復旧及び送電再開にはかなりの期間がかかるものと予想される。北部への132kV線は現在パブニアまで33kV線として運転され、その地域に電力を供給している。電力供給復旧後も、この地域で正常に電力消費が回復する迄にはかなりの期間がかかるものと予想される。遅くとも正常な電力供給は2000年迄には回復するものと想定されている。

132kVのハバラナ～パライチェナイ間の送電線の建設は完了している。しかし、この送電線はパライチェナイ変電所運転開始迄の間東部州へ電力を供給するために33kVで運転されている。

66kV系統は初期は主要送電に、そしてその後は2次送電用に現在迄使用されてきている。しかし、CEBは需要増に対応するために66kVの送電電圧を132kVに格上げすることを決定した。現存の66kV系統はコロナワ～旧ラクサパナ間に限られており、現在建設中のアピサウエラ変電所が完成後に運転を終わらせる予定である。

3.5.2 送電線

CEBの既存の主たる送電線は220kVと132kV送電線である。それらの主な特性について以下に列挙する。

(1) 支持物

全ての送電線は鉄塔構造物により支持され、鉄柱による支持物は66kV及びそれ以上の電圧の送電線には使用されていない。

送電鉄塔の殆どは2回線鉄塔であり、1回線鉄塔はわずかにビクトリア～ランデニガラ～ランテンベの220kV送電線、ランテンベ～パドゥラ～インジニヤガラとハバラナ～バライチェナイの132kV送電線、及び小規模の発電所への132kV送電線に使用されているだけである。

スリランカは熱帯地方に位置しているため、その送電線は頻繁に雷撃を受ける。開発初期に設計された132kV送電線は架空地線1条になっているが、近年設計された主要な送電線は、避雷効果を高めるため架空地線を2条架線する様になっている。

(2) 電線

架空送電線には銅心アルミより線（以下ACSR）のみが使用され、既存の220kVと132kV送電線の電線サイズは以下に示す通りである。

(a) 送電線開発の初期段階において、英国人コンサルタントは電線サイズの基準として英国規格（以下BS）を導入した。その基準は現在まで続いていて、大部分の送電線サイズにBSが適用されている。

(b) 220kV送電線には、ACSR ゼブラ（400mm²）のみが使用されている。ビクトリア～コトマレ～ピヤガマ間の大電力送電線とビクトリア～ランデニガラ～ランテンベ間の延長区間には2導体が、ピヤガマ～コツゴダ間の送電線には単導体を使用されている。

現在は132kV送電線として運用されているピヤガマ～ケラニティッサ間とピヤガマ～パニピティヤ間は220kV送電用に設計されており、それぞれゴート（320mm²）2導体とゼブラ単導体を使用されている。近い将来のコロンボ地区の送電容量の増強のために、これらの送電線を220kVでの運用に変更する予定になっている。

(c) 132kV送電線には、ACSR リンクス（175mm²）が標準電線サイズとして殆どの既設の送電線に使われている。しかし、電力潮流が大きいと予想される箇所には、ゼブラやゴートなどのより太い電線が使用されている。

また、開発初期のコロンボ地区の送電線にはACSR コヨーテ（130mm²）やタイガー

(125mm²) が使用されていた。だが、この地区の将来の電力潮流の増大や、電力需要の増大に合わせて、より太い電線が必要で張替え工事が現在実施中又は近く実施される予定である。

- (d) CEB では電線の防食に関して、ACSR 電線の鋼心にのみグリースを塗布し外殻のアルミ部には塗布しない軽防食を規定している。詳細な調査を行っていないのか、CEB には ACSR 電線の著しい腐食の記録がない。ボラワッタ ~ プタラム線のような老朽化した電線の定期点検の間に、ジャンパー線の何本かを新しい電線に取替えることを提案する。それからその老朽化したジャンパー線を詳細に検査し、もし必要であれば内部腐食の程度を確認するために機械的な試験を行うと良いだろう。ちなみに現在の英国において、全ての ACSR 電線はその腐食問題のために、より高性能で、許容電流が大きく、かつ損失の少ない高力アルミ合金より線 (AAAC) に張替えられている。

(3) 架空地線

既設の殆どの架空地線には、58mm² (7/3.25mm) か 83mm² (19/2.36mm) の亜鉛メッキ銅より線が使用されている。また、220kV 送電線の数カ所で、アルミ被覆銅より線も使用されている。

(4) がいし装置

既設の送電線に使用されている懸垂がいしは磁器製かガラス製のどちらかであり、英国規格 (BS) に基づいた直径 254mm、間隔 140mm のものである。沿面耐圧は、最も高い系統電圧のもとで汚損問題を考慮して 20~24mm/kV と規定されている。がいしは 3 年毎の定期点検の時にいくつかを交換及び洗浄することがあるが、日常的には洗浄されていない。

既設の送電線は海岸線から十分に離れているので、過去に塩じん害への対応策が取られた例は見られない。CEB のエンジニアによれば、がいし表面の塩じん害は海岸線への近接地域 (1~2km) でのみ発生するとのことである。従って、送電系統への塩じん害問題は、高電圧施設を海岸線より十分な離隔を取ることで避けられている。また、配電系統に対して必要な方策は 3.6 節に示す。さらに、新たに設置される全てのがいしディスクには、ピンの腐食を防止するために保護亜鉛スリーブが取り付けられている。

(5) 地中ケーブル

132kV の地中送電ケーブルは 3 回線あり、それらは全てコロombo市内である。それらの電力ケーブルは紙絶縁 OF ケーブルで、原則的に主要道路の中央分離帯に沿って直埋されている。コロナワ ~ コルピティア間のケーブルについては、油圧低下が問題になっている。

3.5.3 送電線保護方式

現在の CEB 送電系統の保護設備は原則的に英国方式の考え方で形成されている。

(1) 距離継電方式

距離継電方式が CEB 送電網の殆ど全ての 220kV 及び 132kV 送電線に適用されている。

(a) 220kV 送電線

主要な 220kV 線には異なったメーカーの2種類の距離リレーを使用したパーミッシブ・アンダーリーチ転送遮断方式 (PUTT) 2系列が使用されていて、単相事故には単相再閉路を、2相事故には3相再閉路を行う自動再閉路機能が付加されている。3相事故は永久事故の場合が多いと云う理由で再閉路は行っていない。単相再閉路の無電圧時間は約0.4秒(高速度)で3相再閉路には無電圧時間数秒の低速度方式を適用している。この方式には半導体を使用した静止型のアナログ・リレーが使用されている。

この方式では、距離リレー、CT 巻線、CB 遮断用コイルが動作の信頼度を向上させるために2重化されている。PLCの回路は2チャンネルが使用されているが物理的には分離されていない。蓄電池と充電器で構成されている直流電源設備は2重化されていない。

(b) 132kV 送電線

いくつかの主要線路には PUTT 継電方式が適用されているが、大多数の線路は単純な3段階の距離継電方式で運転されていて PLC 回路による信号の交換は行っていない。しかし、これらのリレーは殆どがヨーロッパの主要メーカーの商品で、PLC 信号を利用した保護、転送遮断、再閉路等の機能は標準的に装備されている。

距離リレー方式は T 分岐付きの線路にも適用されている。分岐された変電所側には線路保護用のリレーが付いていない、又遮断器が設置されていない変電所もある。このことはリレー方式の協調上の問題点になっていて頻発する系統事故の一因となっている。

(c) 距離整定

現在のところ CEB はリレー整定について決定された方針を持っていない。しかし、距離整定に関して現在下記の原則を採用することを考えている。

- 第1段：保護区間の 85%
- 第2段：保護区間の 100%と第2区間の最短なもの半分
- 第3段：保護区間の 100%と第2区間の最長なもの

(2) 表示線継電方式

表示線継電方式は、ケラニティッサ～フォート～コルピティア～コロナワ間の地下ケーブル線路や、ピヤガマ～サブガスカンダ発電所、ケラニティッサ～コロナワ、ラクサバナ～ヴィマラスレンドラ及びランデニガラ～ランテンベ間の架空の短距離線路に適用されている。CEBが敷設した電話ケーブルがリレー方式の信号通信用に使用されている。公共用の通信線は信頼度が低いので使用していない。パイロット・ケーブルは通信用と共用で原則として埋設しているがケラニティッサ～コロナワ間では架空ケーブルを使用している。

(3) 自動故障点表示

架空送電線の自動故障点表示は多くの国で広く採用されているが、旧来の電磁型のリレーにはその機能は無く、主要送電線には別個の故障点表示器を付けている。最新の主要メーカーのマイクロ・プロセッサ付きのデジタル距離リレーでは故障表示機能が標準的な付属機能となっている。従って、CEBの送電系統でも既設のリレーが最新のデジタル・リレーに置き換えられれば自動故障点表示が一般的になると思われる。

(4) 後備保護

送電線の後備保護用には主に反時限、定時限型の過電流リレーと方向要素付きの地絡リレー（時には方向性の無いものもある）を使用している。

(5) 遮断器故障保護

遮断器不動作対策用のリレー装置は220kV線及び主要132kV線に設置されている。

(6) 低周波数リレー

系統動揺による系統崩壊を防ぐために、強制負荷制限用の低周波数リレーが殆どの配電用変電所に設備されている。このリレーは通常5つの周波数整定値を持っていて、系統周波数が整定値、例えば49, 48.5, 48 Hzを下廻ると特定の33kV線を自動的に切り離すようになっている。

(7) マイクロ・プロセッサ付きデジタル・リレー

旧来の保護リレーは誘導円板型又はカップ型のものである。しかし、最近ではマイクロ・プロセッサ付きのデジタル・リレーを使用するのが一般の世界的傾向である。これらのデジタル・リレーには融通性があり、動作時限は広い範囲で調整可能で、古い誘導円板型のリレーと動作協調をとることができる。今までのところ、デジタル・リレー採用による旧来のリレーとの動作協調問題は発生していない。

最近、主要メーカーは半導体を使用したデジタル・リレーのみを製作し、古い誘導型リレ

一の製造を止める傾向にある。近い将来、旧リレーは予備品が無くなりデジタル・リレーへの転換が進むであろう。

(8) 典型的な動作時間

リレー及び遮断器を含む保護システムの典型的な動作時間は下記の通りである。

	保護システム標準動作時間		
	動作時間 (秒)		
	リレー	遮断器	合計
a) 主保護			
a1) 第1段			
・主要 220 kV 線	0.04	0.05	0.09
・132 kV 線	0.05	0.10	0.15
a2) 第2段			
・主要 220 kV 線	0.25	0.05	0.30
・132 kV 線	0.4	0.1	0.5
b) 後備保護	1.0	-	-

(9) 保護協調

現在の系統には、異なったメーカーからの異なった特性の色々な種類のリレーが線路保護に使用されている。このことは全体的な保護協調を難しくしているだけでなく、一部不可能な個所もある。

1995年の系統制御・運転月報によると、系統事故波及の例が多いのが目に付く。変圧器遮断事故中に線路遮断と同時発生するものが多く、発電機遮断と変圧器、線路遮断が同時発生するケースが多い。保護協調が十分にとれていないものと考えられる。

或る電気設備に事故が発生した場合、遮断器の動作は事故区間用のものに極限されるべきである。しかし、線路からのT分岐された変電所には適切な線路保護リレーが設置されていないかリレー無しが一般的である。従って、このような変電所で線路事故を検出することはできない。主要変電所を除き、遮断器を共用させたり送電端遮断を期待して省略する例もある。これらは保護システムの不釣り合いの原因となっている。

(10) 現行のリレー方式の問題点

- (a) 現在まで、CEBにはリレー保護に関する明確な考え方が無く、リレーの整定はコンサルタントやメーカーの勧告に従って決めてきた。発電部の保護課には4人の保護技術者がいて、各人は約4カ所の発電所及び9カ所の変電所の保護を担当していて、実際の整定

はこれらの技術者によって一定の基準無しに決められてきた。この課では、保護開発及び保護保守の2人の主任技術者が最近任命され、整定の基準的手順を作成する計画である。

- (b) 現状の送電線保護方式は経費の低減に意を用いて形成されたようで、最小限のリレーしか付いていないものが多い。220kV線には最新の設計が採用され、132kV線には距離リレーが装備されているがT分岐の送電系統には保護に必要なリレーが設備されていない。これは、系統制御・運転月報に明らかなように供給支障に至る線路事故多発の原因になっている。

現在 CEB は T 分岐のリレー方式を順次改善する計画を推進していて、ボラワック変電所で工事が進んでいる。

- (c) 保護課は電力系統解析のプログラムがを保有していない。リレーの整定値決定は計画部が行う電力系統解析の結果と補助的な手計算で行っている。
- (d) 現在、最新のデジタル・リレーから古い誘導型迄多くのリレーがお互いの協調への考慮無しに使用されている。古いリレーは順次最新のリレーで取り換えられるであろう。全国に亘って、協調のとれた組織的なリレー方式を作り上げるためには、リレー方式の組織的調査と改善案の作成が必要である。
- (e) 高速度再閉路を広く採用するためには、遮断器の技術的仕様の見直しといくつかの取替えが必要である。

3.5.4 変電設備

(1) 概要

セイロン電力庁の送電網には、3種類の変電所が設置されている。即ち配電網へ電力を供給する為の降圧用の変圧器を備えた配電用変電所、220kV及び132kVの2種類の電圧方式の中間接続用の変電所、発電所にある送電系統相互接続用の屋外変電所である。

既設の CEB の送電網の主要送電系統の電圧は 132kV で、配電用変電所では 132kV の送電網電圧を 33kV の配電電圧に降圧し、配電網へ接続している。ピヤガマとコツゴダの2つの 220/132kV 変電所はビクトリアとコトマレ発電所からコロombo地域へ 220kV の電力で供給する為に建設されたものであり、そこでコロomboの 132kV 送電系統に接続されている。

いくつかの発電所と変電所は多目的に利用されている。ケラニティッサ、ウクウェラ、ランテンベの各発電所は単に発電の為だけでなく 33kV に降圧する配電用変電所の役割も果たしている。又、ラクサバナヤボルピティヤ発電所には多くの送電線が接続されている。33kV 配電線がピヤガマとコツゴダ変電所の 220/132kV 変圧器の 33kV の 3 次巻線に接続されている。これらの 3 次巻線は送電網の電圧調整用の静電キャパシタの接続に適しているが、接続するキャパシタ

の容量は、33kV 配電電圧の変動を大きくしないように制限される。

今回の調査では、既設の 66kV 設備は現在建設中の 132kV のアピサベラ変電所の完成後には運転停止の計画である事から調査対象から外した。又 33/11kV 変電所は送電網の整備に直接関係ない為、調査の対象としなかった。

(2) 変電所の形式

既設の大部分の変電所は屋外式のものであるが、コロombo市の中心にあるフォートとコルピティヤ変電所の2ヶ所だけは、ガス絶縁式開閉機器 (GIS) を備えた屋内式の縮小型である。フォート変電所は半地下式でコルピティヤ変電所は地表面設置型である。

数多くの送電線を接続する重要な変電所には、2重母線方式が採用されており、配電用変電所は通常、2回路の送電線からT分岐で受電し、2ないしそれ以上の変圧器に接続できるような母線接続回路を構成している。ビクトリアとコトマレ発電所の屋外開閉所の母線配列は1.5遮断器方式である。母線導体は殆どがアルミニウム管である。又、銅管もいくつかの古い変電所で使われている。

多くの配電用変電所には標準設計が適用されていて、当初2台の変圧器で建設され、後で合計4台迄変圧器が増設できる用地の余裕を考えている。

(3) 主要設備

現状の主要変電所の設備は次の通りである。

(a) 変圧器

配電用変圧器の現在の標準容量は IEC 規格に基づく 31.5MVA である。以前は小容量の主として 10MVA の変圧器が地方の変電所で多数設置されたが、これらの設備は変電所負荷増加に伴い順次 31.5MVA に置き替えられている。

各配電用変圧器には、負荷時タップ切換器がついていて、33kV 母線電圧を自動的に調整している。タップ切換器の操作時間間隔は、不必要な切換動作を避ける為に 30 秒と長く設定されている。しかし、古い変圧器の中には、自動タップ切換器が損傷してしまい切換え操作ができないものもある。ピヤガマとコツゴタの 220/132/33kV の3巻線変圧器では 132kV 及び 33kV 側のそれぞれの電圧調整用に2つのタップ切換器が設備されている。

最近の変圧器のタップ切換器には電圧降下補償装置用の CT が標準装備されている。現在迄にこのような線路電圧降下補償装置が CEB で使用されたことはないが、近い将来に試運転を行う予定である。

(b) 遮断器

古い遮断器は大油量型又は小油量型のもので、最近のものは世界的な傾向に従って SF6 ガス式のものである。古い大油量遮断器は動作が遅く高速自動再開路用には使用できない。

遮断器の定格電流は殆どが 1,250A であるが、CEB では、実際には最大 3,000A までのものが使われている。古い遮断器の遮断容量は 25kA までであるが、最近のものは 31.5 又は 40kA に定格を上げている。

(c) 断路器

古い断路器は手動操作式であるが、重要な変電所の新しい機器は電動式で給電系統を通して遠隔制御ができるようになっている。断路器の定格電流は上述の遮断器と同様である。

(d) 変流器

古い変流器の定格二次電流は 5A であるが、最近のものは技術的な優位性から 1A となっている。

(e) 静止キャパシタと分路リアクタ

静止キャパシタや分路リアクタは長い送電線の電圧降下（又は上昇）による母線電圧の変動を最小限にする為に必要な装置である。静止キャパシタは現在はコツゴダ、アヌラダプラとゴール変電所の 3ヶ所の 33kV 母線にそれぞれ 20MVA が設置されているだけである。ゴール変電所にはその外に容量が進相・遅相とも 20MVA の静電型無効電力調整器が設置されており、132kV 母線の円滑な電圧調整の為に運転されている。

コロombo電力系統負荷の低い力率はこの地域の 132kV 送電網の電圧の維持を難しくしている。現在休止中のガスタービンで無負荷進相運転を行っているが、その容量は充分ではなく、無効電力の不足は深刻な問題になっている。

(f) 保護リレー

現在、変電所で使用されている殆どの保護リレーは電磁式のものであるが、最近納入されるものにはデジタル・リレーが採用されている。電磁式リレーからデジタル・リレーへの転換はデジタル技術を基盤としている主要メーカーからの新しい納入品で順次行われている。

変圧器は差動リレー及び最小動作／反限時の過電流リレーのバックアップで保護されている（送電線の保護に関しては 3.5.3 節を参照）。配電線回路には、短絡事故保護用に、反限時の過電流リレーを採用し、地絡事故保護用には地絡用過電流リレーを採用している。

1980年以前の変電所には母線保護方式は採用されていなかったが、それ以降に建設された変電所には採用されるようになってきている。

(g) 33kV 開閉装置

以前は 33kV 開閉装置は屋外配置式のものを採用していた。しかし、最近では縮小型ガス絶縁式キュービクル型のものが主流になってきている。GIS 型のものには保守がほとんど不要であるという利点がある。

(h) 直流制御電源

各変電所には、直流制御用電力供給の為に、鉛酸蓄電池 1 組と充電器が設置されている。最近では、小型の変電所にニッケル・カドミウム式の電池も使用されている。

これら蓄電池の標準電圧は比較的古い変電所では 50V、比較的新しい変電所では 110V となっている。いくつかの変電所では直流制御電圧として 220V を採用している。

(4) 既存変電所の現在の問題点

既存変電所の現在の問題点を以下に列挙する。

(a) 系統拡張への配慮

既存の配電用変電所の建設に、運用面よりも建設費の低減を重視した費用節約型の設計が適用されてきたように見受けられる。現状の配電用変電所の標準設計は送電線系統末端の、重要性の低い小さな変電所用ならば問題が無かったかも知れない。しかし、将来の系統拡張に対して配慮されていず、送電回線を後日追加するのが非常に困難になっている。母線構造や母線導体は強度不足で、将来予想される大きな短絡電流に耐える十分な強度を持っていないように見える。

(b) 主要変電所の多目的利用

電力供給の信頼度を向上させる為には主要変電所の多目的利用は避けた方がよい。下位系統の故障が主系統に影響を及ぼす可能性が高い。

ピヤガマヤコツゴダ変電所のように 220/132/33kV の主変圧器の 3 次巻線へ配電線を接続することは推奨できない。これら相互連係変圧器の 3 次巻線は系統電圧調整用の無効電源装置を接続するのに最も適当な点であり、大型の静止キャパシタと分路リアクターを接続した場合 3 次電圧は大きく変動するので、これらの巻線に一般の電力給電線を接続するのは適当でない。

(c) 故障発生頻度

CEB の 1995 年の系統制御及び運転の月間報告書によると特定の変電所での故障の回数

が非常に多く、変圧器の差動リレーが働くような重大な故障もあったと報告されている。変圧器に重大故障が発生した場合は故障原因を究明し、装置の標準寿命を保つ為に、直ちに保守と修理作業を行うべきである。

(d) SF6 ガス遮断器の運転問題

SF6 ガス遮断器からのガス漏れの例が多数あるし、比較的新しい遮断器が通常の運転下で爆発した例もある。購入仕様の検討と厳重な受入れ試験が必要である。

3.5.5 系統制御及び給電システム

(1) 一般事項

CEB 電力系統の系統制御所 (SCC) はコロomboのデマタゴダに位置していて、コロナワ変電所に隣接している。従って、SCC と PLC 通信系統との接続は容易である。

この SCC はスリランカ全土の CEB 電力系統の発電、220kV 及び 132kV の送電系統（現在は 66kV 系統も含む）及び 33kV の 2 次送電系統を管理している。また、その性格上、SCC は運転指令を出す権限を持たなければならないが、その権限は CEB 当局により委任を受けている。

(2) 主要な機能

現在 SCC で行われている主要な機能は下記の通りである。

計画及び管理機能

(a) 発電計画

- 期間 1 年の中期発電計画を作成し、新設を含む利用可能な発電機の有効利用をはかるために毎月見直しを行っている。他に、10 月から 3 月及び 4 月から 9 月の利用可能な水を考慮に入れて年 2 回季節的な運転方式を検討している。貯水池の利用可能な水資源を最大限に活用するための貯水池運用計画は最も重要な項目である。この計画は CEB 理事会に報告される。
- 日間発電計画は前日に予想される翌日の日間負荷曲線に従って作成する。

(b) 送電系統運用計画

新増設及び廃棄を含む送電系統運用計画、運転マニュアルの作成、目標母線電圧の決定などは計画部で行われ、必要な運転指令は SCC から出される。

(c) 保守計画

国内の全発電所の年間保守計画は、利用可能な水力資源、雨季・乾季、新設計画などを

考慮に入れて作成する。

(d) 送電系統保護の管理

送電系統保護リレー整定の決定、整定作業、引渡し及びその後の保守、及び 33kV 系統用リレー整定に関する提案は同じ発電部の保護課が行っていて、SCC の担当外である。

(e) 系統制御所の管理と運転

給電業務

(a) 電力系統運転状況の監視とデータ収集

電力系統の運転状況及び監視項目の監視、運転及び事故記録の収集及び情報の発信。系統運転の記録は SCC の運転員によって 30 分間隔で手書きで記録されている。

(b) 調整指令

SCC が管理している調整項目には発電所出力（有効出力及び無効出力）、及び AVR の設定電圧、及び系統の周波数と発・変電所の母線電圧等を含んでいる。系統周波数の制御はピクトリア又は新ラクサバナ発電所のガバナー・フリー運転の 1 台の水力発電機で行っている。発電所の送電端電圧は発電機の AVR の設定電圧を変えることによって調整する。配電用変電所の 33kV 母線電圧は変圧器の負荷時タップ切替え器の設定電圧を変えることによって調整する。静止キャパシタは系統電圧変動及び無効電力潮流を制御するために投入、切り離しする必要がある。

(c) 主要開閉操作指令

送電系統運用、事故復旧及び保守のための主要開閉装置の操作指令。

(3) 給電設備

既存の給電システムを構成する設備は発電所及び 220kV/132kV 送電系統用、及び 33kV の 2 次送電系統用を含めて、全て BBC 社が納入したものである。系統図は図 3.5.5 - 1 及び図 3.5.5 - 2 に示してある。

主要発電所及び 220/132kV 送電網用の主要設備は遠方表示機能を有していて、コンピュータによるデータ処理を行っている。制御所のコンピュータ系統は DEC 社の PDP 11/34 小型コンピュータ 2 台で構成されていて、1 台は常用で他は予備用になっている。PDP 11/34 のプログラムは ABB 社の遠方制御プロトコル（BECOS 20 方式）を使用して 20 台の RTU と通信している。

PDP 11/34 コンピュータはオンライン・データを表示用に処理し、ブラウン管及び系統盤に表示し、同時に記録装置で一部印字する。しかしながら、ハード、ソフト両面の機能的制限から RTU は選択された主要電気所（20 RTU）に設置されているだけで、他の電気所の情報は電話で

収集している。

33kV 系統用には手動で開閉状態を表示する模擬系統盤が設置されていて、33kV 電気所からの開閉状態情報は PLC、VHF、電話又は他の通信手段で入手している。

CEB は衛星無線による標準時間の受信装置を保有していない。SCC の標準時計から出される時間シグナルにより標準時間を決めている。

系統制御所には 48V、300A 充電器 2 台及び鉛蓄電池からなる直流電源装置が設置されているが、無停電電源装置 (UPS) は無い。低圧の交流電源は隣接のコロンナワ変電所から供給されていて、変電所との共有の 125kVA の予備用ディーゼル発電機もコロンナワ変電所に設置されている。

オフ・ライン計算に関しては、発電の年間計画はパーソナルコンピュータ (PC) を使用して水・火力最適運転プログラムを使用して行っている。日間発電計画は手計算で行っていて、中期発電計画、日間需要予測、貯水池水位及び発電設備の現状を考慮に入れて作成する。

SCC の設備は 1984 年に引き渡されたが、機器の設計は 15 年位前のものである。設備は既に旧式なものになっていて、下記のような主要機能が無い。

- － 遠方操作機能
- － 発・変電所データ、事故記録、操作記録、などの重要なデータの自動記録機能。データ及び記録作成の大半は人力で行っている。
- － RTU を通しての運転データの自動収集は主要電気所に限られていて、電話で不足分を補っている。
- － 電力潮流、故障解析、過渡時安定度などのオフ・ライン計算機能

RTU がある主要電気所の遮断器の開閉記録は自動的にタイプされている。

(4) 既存の系統制御設備の問題点

既存の系統制御所設備は既にハードウェアの機能面で旧式なものになってしまっている上に、遠隔制御、自動データ記録、オフ・ライン計算用ソフトウェア等の必要機能が付属していない。コンピュータの容量は既に飽和状態で機能の追加や、新しい RTU を追加する余地が全く無い。これらの結果、全電力システムを効率的に運用することは難しくなっている。

古い機器である為、予備品は入手困難で、現在の機能も将来に亘って保持することは難しくなっている。この種類の機器のモデルの変更は早く、製造者は既に古い予備品の生産を中止している。

そのような状況にあるので、SCADA 機能を完全に搭載し、今後 10 年程度の系統拡張に対応できる容量を有する給電設備をできる限り早く導入する事を勧告する。

3.5.6 通信設備

(I) 一般事項

現在電力系統の通信システムは PLC と無線で構成されていて、第 3 のマイクロ波システムがまもなく運用に入る予定である。これらシステムの目的は、CEB 本社、SCC、発電コンプレックス事務所と発電所、220kV、132kV、33kV 変電所ならびに各支点の事務所の間の通信ネットワークを構築することにある。

CEB 電力系統においては PLC が主要な通信システムであり、運用のために下記のデータと情報を伝達している。

- － 電話：給電指令と一般通話
- － テレプロテクション：送電線保護信号の交換
- － テレックス：システム・コントロールと業務の連絡
- － データ伝送：発電所と主要変電所の計測と監視情報

400MHz 帯 UHF 無線システムは SCC といくつかのエリア事務所間の通信に使用されている。さらに、通信ケーブルが埋設されているピヤガマとサブガスカンダ (ディーゼル発電所) 間にはケーブル搬送システムが適用されている。ランデニガラ～ランテンベ間では、PLC とケーブル搬送システムの両方が使われている。フォートとコルピイティヤ変電所にはリレーシステムと共用のパイロットワイヤーケーブルを使って、コロナワ変電所の交換機より直接 2 線の内線を延ばしている。

VHF 無線は PLC システムのバックアップと 33kV システムの通信手段として使用している。

新しいデジタルマイクロ波システムは VHF を除いた前述のシステムを補うものとして計画されていて、現在引渡し前のテスト準備段階である。このシステム完了後は、以下の新しいデジタル技術をベースとした CEB の電気供給地域における主要な発電所と殆どのエリア事務所をカバーするネットワークが構築される。

- － デジタル電話
- － 高速ファックス
- － コンピュータ化されたデータ交換

現時点では、CEB はこのマイクロ波システムを送電線保護や系統制御に使用する考えは無い。このシステムの為に、通信コントロール・センター (CCC) がケラニティッサ発電所構内に新

禁された。

本調査では、VHF 無線の詳細調査は行っていない。理由としては VHF 無線は PLC 電話のバックアップと 33kV システム用のみに使われているためである。デジタルマイクロ波システムの問題点は未だ運用状態に入っていない為、見つけられなかった。

(2) PLC システム

機器は特定のメーカー（以前は BBC；現在は ABB）により納入されてきた。主要機器の詳細は以下のとおりである。

(a) ライン・トラップ

古いライントラップの定格電流は 400A であり、最近のものは 800A である。定格短絡電流は 25kA であり、コイル・インダクタンス値は 0.2mH（ミリヘンリー）である。阻止帯域内の最小インピーダンスは 600 Ω（実効抵抗分）で挿入損は 2.6dB 以下であり、両方の数値は IEC 規定値に合致している。

(b) カップリング・コンデンサ (CC) / コンデンサ形電圧変成器 (CVT)

変電所建設契約の一部として購入されている既設 CC/CVT のキャパタンス値は今回の調査では判明しなかった。通常の PLC システム運転には最小 4000pF（ピコファラド）必要であり、また後述する高周波 (HF) カップリング装置の動作を満足するには約 6000pF 必要となる。

(c) HF（高周波）カップリング装置

信号伝送の信頼性向上のため 1 回線架空送電線には金属間結合方式が採用されている。2 回線送電線の場合には、2 回線のそれぞれ 1 線ずつの送電線導体を使用する回線間金属結合方式が採られている。

カップリング・フィルタの搬送周波数は現地にて 70-500 kHz レンジに調整される。

総合減衰量は 1.5dB 以下であり、これは IEC 規程値 (2dB 以下) より優れた数値である。不整合減衰量は 12dB 以上であり IEC 規定値と一致している。

接地スイッチの「開・閉」位置は安全目的の為に明確に目視可能になっている。

(d) PLC 端局装置

PLC 端局装置は 4kHz バンド幅を持った単側波帯 (SSB) で設計され以下の周波数区分で信号を同時に伝送している。

300 - 2000 Hz：音声

2000 - 3600 Hz：テレックス（50 ボー）、データ（200 ボー）とテレプロテクション信号

3600 - 4000 Hz：パイロット信号

搬送周波数は 40-500 kHz の範囲から選択されるが、368-400 と 492-500 kHz の帯域は飛行機のビーコン無線のためその使用は禁止されている。

現状では以下 3 つのモデルの PLC 端局装置がある。

1. 旧式：1チャンネルと2チャンネル装置（15W 出力）
2. 最も多く使われているもの：1チャンネルと2チャンネル装置（20/100*W 出力）
3. 最新：1チャンネルと2チャンネル装置（40/80W 出力）

注(*)：100W の装置は送電線距離が 100km を超える場合に使用される。

PLC システム・ダイアグラムを図 3.5.6 - 1 と 3.5.6 - 2 に示す。

上記 1 及び 2 の古い PLC 端局装置の搬送周波数は水晶発信機のより設定された固定周波数値で使用される。しかし、最近の端局装置の周波数は現場でパーソナル・コンピュータ・プログラムで自由に設定することができる。従って、指定された周波数を容易に変更できる。周波数配列の柔軟性が増し、割り当てられた周波数帯域を有効に利用できる。

局間においてスペース無しで次の搬送周波数を割り当てる現状の方式は機器の周波数選別能力によるものであり、これは漏話防止のために周波数相互の間にスペースをとると云う IEC の規定に従っていない。

(e) テレプロテクション信号装置

テレプロテクション信号装置は PLC 端局装置を使ってある局から対抗局へ遮断器のトリップ又はブロック指令信号を送るものである。このテレプロテクション信号は PLC 端局装置の音声帯域内において機器の全出力で送信される。それ故に、このテレプロテクション信号が送出されている間は音声ならびにその他データ電送は瞬時停止される。

この装置はブロッキング、パーミッシブならびにダイレクト・トリッピング方式のどの方式でもブロック信号またはトリップ信号を送受するように設計されている。

(3) 電話システム

2 種類の電話システムがあり、1 つは一般通信に供される自動電話（交換機）システムであり、もう 1 つは給電指令専用のパーティ・ライン電話（PLTS）システムである。4 桁番号計画（2 桁が局番号、のこり 2 桁が内線番号）が採用されている。

既設交換機はプログラム蓄積制御トランクスイッチ・システムのもので電子式4線スイッチングマトリックスを有している。内線と4線接続はプラグインターフェース回路により合成されるようになっている。転送、照会、通話区分け機能は既設交換機には具備されていない。

PLTSはPLC端局に内蔵できる4方向のブリッジング増幅器とダイヤル信号・多周波数(DTMF)デコーダモジュールならびに10個の押しボタンキーを持った4線DTMF電話から構成されている。

テレックス・システムは、SCCと発電所ならびにキャンディにあるマハベリ・コンプレックス事務所をつないでおり業務連絡に使われている。このテレックスシステムは5方向に延びており、PLC端局装置には50ボーの速度で伝達されている。このシステムは時代遅れになりつつあるので徐々に交換が行われている。

公衆電話システムは都市地域では信頼性が不十分で、地方ではシステムが行き渡っていないのが現状であるため、局間の補助通信手段として使用していない。

(4) 無線通信システム

(a) VHFとUHF無線

移動セットも含め約1,000台のVHF無線があり、40MHzと80MHz周波数帯域が割り当てられている。

配電用変電所の交換機トランクを中継して、SCCとCEB本社、エリア事務所ならびにキャンディのマハベリ事務所の内線電話と接続するUHF無線が合計12リンクある。

(b) デジタル・マイクロ波システム

新しいデジタル・マイクロ波システムはデジタル電話、高速ファックス、コンピュータ化されたデータ交換、デジタル交換機など将来のCEB電力系統に必要と考えられる運用指針に合致するように設計されている。システムは99.7%の信頼性が要求されておりそのシステム・ダイアグラムを図3.5.6-3に示す。データ電送にはCCITT(国際電信電話諮問委員会)で勧告されている3つのデータ速度(9.6、19.2と64kb/s)が具備されている。

東部州のウェイヴェラ(リピータ局)～インギニヤガラ水力発電所～アンバラ県事務所区間では、通信機器類は購入されているが据付工事は治安上の理由で延期されている。

スリランカにおける無線用周波数の割り当ては、全て郵政省内の通信監督総局によって管理されている。軍隊も含めいかなる利用者もこの局に文書による使用許可申請を行う必要がある。1週間から1ヶ月の間で許可される。多くの場合、申請者自身が使用可能な周波数を探す必要がある。

(5) 給電指令用の通信システム

20台のRTUを接続する6個のパートシステムを図3.5.5-1に示す。現状のシステムはCCITT勧告に従ったPLC端局の音声周波数帯域を使う200ボアの速度のものである。

7.2.6節で述べているSCADAシステムの拡張計画及びデジタルマイクロ波システムの完了後は、主要な発電所からの通信はPLCとマイクロ波の二重化されたものになり600ボアの通信速度が実現される。

(6) 直流電源システム

約27局には鉛蓄電池と充電器が、約7局にはニッケル・カドミウム蓄電池と充電器が据付けられている。通信用の電源装置の標準電圧は48Vである。

(7) 現状の問題点

既存通信システムの現状の問題点を以下列挙してある。

(a) 旧モデル (ETB と ETBB) PLC 端局装置

これら旧モデル機器は製作されてから20年以上経過している。真空管を含め予備品が現在では入手できない。

(b) ライントラップのインダクタンス値

既存ライントラップのインダクタンス値は0.2mHでありその阻止帯域幅は狭く限られた帯域しか阻止できない。そのため既設ラインにPLC端局が追加される場合は新しく0.315または0.5mHのライントラップが必要になる。

(c) PLCシステムのチャンネル容量

全ての発電所にRTUを設置する予定のSCADAシステム拡張計画が完了すればトラフィックは増加する。特に、コロナワ～ボルピティヤ～ラクサバナ間のチャンネル容量は増加するトラフィックに対応しなくてはならない。従って、すでに前述ラインには多くのPLC端局がすでに据付けられているため、上述したライントラップの問題や周波数の混信問題が発生するであろう。

(d) T分岐変電所の保護リレーシステム

3.5.3節(送電線保護方式)の(10)(現行のリレーシステムの問題点)ならび3.5.4節(変電設備)の(4)a(系統拡張への考慮)で述べたように、多くの既設132kV変電所はT分岐で主要送電線に接続されている。T分岐システムへのPLCテレプロテクション適用はT分岐地点のミスマッチ(インピーダンス不整合)やT分岐区間での定在波の発

生など技術的問題から困難を伴う。また保護リレーと PLC システム間の技術的調和がとれていないように見受けられる。

(e) 混信と変電所における減衰量

稼働中の PLC 搬送波相互間の漏洩が原因の混信は報告されていないが、以下 T 分岐で多端接続している PLC システムには重大な問題が発生すると考えられる。

- ・コッゴダーボラワッタ (T分岐) - チロウ (T分岐) - プッタラム
- ・コロナワーオルワラ (T分岐) - スルヒリヤ (T分岐) - ボルピティヤ
- ・コロナワーアヴィサウエラ (T分岐) - ボルピティヤ (CFバイパス) - ラクサバナ

さらに、項目(2) d) (PLC 端局装置) で述べたように、現状の周波数配列案 (音声周波帯がスペースなしで隣接している) は混信の原因となることがある。

この混信を防止する為の変電所における減衰データ (一般には 15dB 以上といわれる) は現状では不明である。

3.6 配電系統設備

(1) 一般事項

スリランカの配電系統は CEB, LECO, 地方政府の 3 種類の組織が所有している。1995 年末現在の架空線及び地下ケーブルを含む全国配電線の総延長は約 61,000km で概要は下記の通りである。

	CEB	LECO	地方政府	合計
33 kV 線、 架空	13,000	-	-	13,000
ケーブル	55	-	-	55
11 kV 線、 架空	2,000	1,100	-	3,100
ケーブル	417	-	-	417
3.3kV 線、 ケーブル ^{*1}	18	-	-	18
低圧線、 架空及びケーブル	40,000	4,300	150	44,450
合 計	55,500	5,400	150	61,040

*1 キャンデイ市における限定的な使用

(2) 高圧配電系統

CEB の配電用変電所の変圧器の 2 次側標準電圧は 33kV で (コロボ市内のフォート及びボルピティヤ変電所では 11kV) 、33kV の母線には下記の線路が接続されている。

- (a) ラクーン導体 (75mm²) の配電線： 地方では 33kV から家庭用負荷へ供給する低圧に直接降圧している。
- (b) 11kV 配電用の 33/11kV 変電所へのリンクス導体 (175mm²) を使用した 2 次送電線： コロンボ、キャンディの様な大都市及び沿岸地域では高圧配電電圧は 11kV である。
- (c) 大消費地近傍又は電力分配のための配電用開閉所 (ガントリー) への 1 回線又は 2 回線のリンクス導体 (175mm²) の幹線フィーダー。
- (d) 多くの配電用変電所からの 33kV 幹線は基本的に区分開閉器を通して相互に連係され、平常は分離され樹枝状のフィーダーとして運用されている。従って、区分開閉器の接続替えによって変電所間の負荷分担を変更できる。

高圧架空配電線には ACSR 又はアルミニウム合金線の裸電線が使用されている。

配電用開閉所は通常屋外設置型で、勤務員は置いていない。開閉所は幹線フィーダーを通して配電用変電所から受電して、複数のラクーン導体の 33kV 線で配電を行う。開閉所からの引出し線には、自復性事故が発生した時に電力供給を自動的に復旧させるために、通常低速の自動再閉路装置が付いている。ステップ型電圧調整器や静止キャパシタのような配電系統の電圧制御装置は設置されていない。ある地域では、配電用開閉所相互間が相互連絡されていて、事故又は補修停止時の支援を考慮している。

沿岸地域では、33kV ピンがい子は定格電圧の 33kV で運転した場合、塩じん害のために閃絡することが多い。海岸沿いの地域では、33kV ピンがい子を 11kV 配電線に使用して 33kV 線をそのまま 11kV で運転している。

コロンボ市内では高圧配電線に地下ケーブルを使用している。他の地域は全て架空線を設置している。

計画上の高圧配電線の最大亘長は下記の通りである。

- | | |
|---------------------|---------|
| (a) 33kV 線 | |
| ・ 幹線フィーダー | 40km |
| ・ 配電用ラクーン線 | 20~25km |
| (b) 11kV 線 (ラクーン導体) | 20~25km |

33/11kV の変圧器の標準的容量は市部では 5, 10MVA で、地方では 2, 5MVA である。

(3) 低圧配電系統

スリランカの低圧配電方式は 230/400V、3 相 4 線式である。配電用変圧器の 2 次側電圧は 240/415V である。

低圧配電線にも裸アルミニウム線が広く使用されている。しかし、樹木が多い地域で供給信頼度を改善するために、そして市部では不正使用を防ぐために絶縁電線も使用されている。また、絶縁束線も広く使用されている。

低圧線の通常の最大長は需要家への供給電圧の降下を防ぐために地域の負荷密度によって左右される。市部では短く地方では長くなる。

(4) 配電電圧調整

33kV及び11kVの高圧配電電圧は一定の変動範囲の中に収める必要がある。しかし、33kV路線の末端、特に遠隔地では、かなりの電圧降下が報告されている。CEBの解析によると電圧が90%以下になる個所が多数有り、特に北部、東部地域では80%以下になる地点が多数ある。高圧系統電圧の変動を抑制するために、下記の手段がとられている。

- (a) 変電所の1次側母線電圧の変動範囲は定格電圧の上下5%とし、需要家端の電圧変動は上下6%と規則で決まっている。
- (b) 負荷時タップ切換器が132/33kVの変圧器に取付けられ、自動的に電圧調整がなされている。負荷時タップ切換器は33/11kVの主要変圧器にも取り付けられている。但し、小型の変圧器には無負荷時タップ切換器が取り付けられている。
- (c) 長い配電線の電圧降下を補償するための電圧降下補償装置は、変圧器の負荷時タップ切換器に標準付属品として装備されている。しかし、この装置はCEB系統では使用されていない。近い将来、デニヤヤ変電所で第1号セットの試験運転を始めることになっている。
- (d) 大規模需要家による静止キャパシタ設置は奨励されている。その様なキャパシタの設置に対して、CEBは市場の20%より低い12%の金利で資金を提供している。kVA契約に基づく月額の基本料金は力率改善によるkVAの減少により減額になる。
- (e) 配電用開閉所及び高圧配電端での静止キャパシタ設置の必要性は、CEBの配電系統解析プログラムによるコンピュータ計算の結果からも確認されている。配電用開閉所及びコロノボ系統にはキャパシタは設置されていないが、地方系統では過大な電圧降下を減らすためにキャパシタを設置している例が多い。
- (f) 長い配電線の電圧降下を補償するための線路用電圧調整器が33kV系統に設置されていない。極端に長い33kV線が多く、高い電圧降下に悩んでいるCEB系統にとってこの装置は非常に効果的である。線路用電圧調整器はタップ切換付きのオートトランスで、タップ切換え方式には手動と自動がある。

(5) 供給信頼度の改善

CEB 系統内の平均的な年間停電時間はコロンボで7時間と云われている。スリランカの経済の現状を考慮に入れた時、この値は妥当なレベルにあると考えられる。この数値は他のアジアの開発途上国と比較してかなり良いものである。

個々の高圧配電線には、自復性事故発生遮断後自動的に電力供給を再開するために低速度自動再閉路装置が装備されている。変電所からの引出し点の遮断器の他に開閉所からの引出し箇所や、幹線からの分岐点にも、過電流リレーと接地リレーを有する自動再閉路機能付きの遮断器を設置してある。反限時・定時限の過電流リレーによる時差式保護方式を採用していて、線路事故時は線路終端に近い遮断器は供給側の遮断器より先に動作するように整定されている。

CEB は電力系統、特にコロンボ市の供給信頼度を向上させることを強く望んでいる。

(6) 配電系統解析

33kV 以下の電圧の配電系統の計画は、配電及び需要家サービス部の配電開発課が担当している。配電系統解析及び損失低減調査は、米国で開発されたスコット・アンド・スコット配電系統解析プログラムを使用している。全国の各省毎の高圧配電系統の系統だった調査は配電開発課が1995年に実施して報告書“中間電圧配電開発計画、1995-2005”としてまとめた。

(7) 需要家計量装置

通常の誘導円板型の電力量計が各需要家への供給点に設備されている。しかし、電力量計の数量不足のためメーターの設置前でも見積請求方式で、新需要家への電力供給を開始している。大口需要家の計量用の精密級のメーターには電子式のものを使用している。

電力量計の精度の管理の現状は正常とは云えない。CEB はメーター検定設備（移動型）を2組所有しているが、これらは主に新規購入及び修理済みのメーターの検定に使用されている。使用中のメーターの検定はメーターの設置場所で行っている。既存の検定装置の取扱い容量は十分ではなく、使用中の全メーターの定期的検定を行うには設備の増加が必要である。一定期間使用後のメーターの検定及び検定済みのメーターとの交換は実施されていない。メーターの交換は、メーターを読む人間又は需要家がメーターの不正確さを訴えた場合にのみ行われている。

電力量計の組立て工場はスリランカには無く、使用中のメーターは全量輸入されたものである。

(8) 地方電化

通常、地方電化によって少量の電力を低い単価（3.3節参照）で売るのに長い配電線が必要になるので、電力企業にとって採算のとれるものではない。他の開発途上国と同様に、地方の配電

系統延長の資金は政府が調達している。

(9) 改善への勧告

既設の配電系統改善のための方策について下記のように勧告する。

- (a) 現在配電用変電所の33kV母線電圧は定格の33kVに設定されている。配電線の送端電圧は、特に重負荷時、線路電圧降下補償装置又はタップ切換器で約5%程度高めに設定することを勧告する。
- (b) 配電用開閉所の電圧はタップ式電圧調整器又は静止型キャパシタで電圧を制御するよう勧告する。
- (c) 配電系統の電圧分布を改善するために、大需要家によるキャパシタの設置を促進するよう勧告する。日本では供給契約で強制的に設置させている。
- (d) 移設された10MVA及び16MVAの132/33kVの変圧器を使用した低費用の配電用変電所建設案は、利用可能な資産の有効利用と云う点で評価できる。この案には地方の33kV線の長さを短くすると云う点で効果がある。

実際、移設された10MVAの変圧器を使用した5ヶ所の低費用変電所の建設計画が配電及び消費者サービス部によって提案されている（高圧配電開発計画、1995～2005）。

3.7 送電系統の運転・保守

3.7.1 一般事項

(1) 基本原則

電気設備の運転・保守の基本的目標は、既存設備の運転及び保守を効果的且つ調和のとれた方法で行い、全国民に公平に良質の電力（供給電圧及び周波数の変動が少ない）を安定的に供給するように努めることにある。

SCCは送電系統の最も効率的な運用のために有効に機能しなければならない。使用中の設備の保守は送電系統が有効に機能するように行う必要がある。

(2) 運転・保守の組織

送電線と変電所の運転・保守はCEBの送電部の管轄下にある。一方、リレー設備、SCC施設と通信設備は発電部の管轄下にある。

(3) 需要家への電力供給の質

CEB 電力システムの需要家への電力供給の質の目標値は下記の通りである。

・電圧	:	220/132kV 変電所母線	±5%
		需要家端	±6%
・周波数	:	±1% (50±0.5Hz)	

1995 年の送電網に関する電力潮流解析の結果によると、母線電圧が平常運転時でも上記の制限値を超えて降下することがある。

コロンボの高圧配電システムの電圧は、線路が短いので比較的良好に保たれている。しかし、CEB の配電システムのコンピュータ解析の結果によると配電電圧は遠隔地への長い 33kV 線でかなり降下する。変電所の 2 次側電圧を定格値とした場合、配電用開閉所の電圧は各地の 40 ヶ所の地点で 6%以上降下している。極端な例としては、東海岸のパティカロアと他の 1 ヶ所では電圧降下が 30%近くなっている。現在 CEB の配電用変電所では、2 次側電圧が定格値の 33kV に設定されている。需要家への実際の供給電圧は上記の高圧配電電圧よりも更に下がるはずである。

CEB 系統に自動周波数制御装置 (AFC) は設置されておらず、周波数調整はビクトリア又は新ラクサバナ発電所で、水車ガバナーの整定値を手動で調整することにより行っている。1995 年の CEB の系統制御と運転に関する月報によると、周波数が上記の制限値を守れないケースは毎月 50 から 200 回で、平均は 120 回 (1 日 4 回) である。この回数は雨季には低くなり、乾季には高くなる。周波数が 49Hz 以下に下がり、低周波数の強制負荷遮断リレーが働くことが月に 2、3 回ある。運転周波数は注意深く監視していなければならない。

(4) 停電

CEB によると、コロンボの全需要家に対する電力供給の停止時間は年間 7 時間程度である。コロンボ系統の全停事故は、平均年 1 回の割合で発生している。コトマレ ~ ビヤガマ間の 220kV 線に 2 回線事故が発生すると全停事故につながる。1995 年にコロンボ電力系統に影響を与える重大事故は平均月 1 回の割合で発生している。132kV のコロナワ ~ ボルビティア線で故障が多いことが注目される。

ボルビティア ~ アヌラダブラ、アヌラダブラ ~ トリンコマレ、バドゥラ ~ インジニヤガラ放射状の 132kV 線は、3.7.2 節に記述してある通り、事故が非常に多い。T 分岐区間の事故が多いのは注目すべきである。上記の運転月報によると上記区間で停電事故が多発している。

事故の記録によると、短絡及び接地の事故による供給障害は回数が多くその継続時間が長い。その原因としては老朽施設使用、導体接続不良、頻繁な雷撃、樹木接触、保守不全、ピーク時の過負荷、系統構成不良、運転・保守員の技能不足等が考えられる。

(5) 発電設備の事故

月平均24回の発電機の遮断が記録されているが、記録を調べると、その内の約半数は変圧器、送電線と他の設備の事故と同時発生していることがわかる。この中で、旧ラクサバナとインジニヤガラの2発電所の事故率が異常に高いのが注目される。

(6) 注目すべき問題点

改善すべき問題点として下記がある。

- (a) 系統内の電圧分布を改善させ、同時にビクトリア～コトマレ～ビヤガマ間の無効電力の流れを減少させるために、コロンボ系統の静止キャパシタの据付容量を大幅に増加させるべきである。
- (b) 配電用変電所の33 kV母線電圧は、重負荷時には定格電圧より高めにした方が良い。更に長い線路には線路電圧降下補償装置と線路用電圧調整器の使用を検討すべきである。
- (c) 全系統の電圧管理方法、特に配電系統については下記の項目を含む全体的な調査・検討が必要である。
 - i) 配電用開閉所の電圧を変電所からのフィーダーの受電点に線路用電圧調整器及び静止キャパシタを設置して開閉所の電圧を制御する。
 - ii) 長い配電線への線路用電圧調整器の設置
 - iii) 配電線の端部への静止キャパシタの取付け
 - iv) 大需要家による静止キャパシタ設置の促進全改善策について、費用と便益の関係を明確にして経済的利便の大きい対策から順次実施するようにすべきである。
- (d) 系統周波数の安定のためには、自動周波数調整装置（AFC）を1又は2ヶ所の水力発電所に設置する必要がある。候補地としては容量が大きく比較的新しいビクトリア、コトマレ、新ラクサバナ、サマナラウェア水力発電所が考えられる。
- (e) 系統動揺時の動的安定性を向上させるためには大容量発電機に系統安定装置（PSS）付きの高速励磁装置を設置する必要がある。
- (f) 線路保護及びPLC通信についてT分岐接続系統の改良が必要である。
- (g) 無保護区間を無くし、各区間の保護の協調をとるための保護方式の総点検が必要である。
- (h) 既存の送電施設の効率的運用を測るためには、給電設備の改善が必要である。

(i) 全項目について保守マニュアル又はチェック・リストを作成すべきである。

3.7.2 送電線

(1) 一般事項

1994年1月から1995年11月までのCEBの系統制御・運転月報によると、既設送電線の緊急停止回数の年間統計値は以下に示す通りである。

	220kV送電線	132kV送電線
1994年次 緊急停止回数	3	154
1995年次 緊急停止回数	8	184
総回路亘長 (km)	260	2,187
停止回数/100km/年	2.1	7.7

132kV送電線の1年間の100kmあたりの送電停止回数は、他のアジア諸国の値と比較してかなり高いが、220kV送電線の値は許容範囲内にある。しかし、これらの統計値には、自動再閉路が成功した場合は事故として記録されていない。また、ある送電線は頻繁に事故を起こしているのに対して、反面、事故が比較的少ない送電線もある。さらに、原因がはっきりしない異常な事故が、故障データ記録中に多く見受けられる。

記録されている事故の殆どは、雷撃や樹木の接触などによる瞬時的なものであり、短時間の内に自動再閉路によって復旧されている。永久事故や修復を必要とする故障の回数は比較的少なく、1994年は3回、1995年は5回であった。

系統運用上多くの問題を引き起こすと思われるT分岐箇所のある送電線を以下に示す。

- ・コロナワ ~ サブガスカンダ ~ コツゴダ線
- ・コツゴダ ~ ボラワッタ ~ チラウ ~ プタラム線
- ・コロナワ ~ オルワラ ~ スルヒリヤ ~ ボルピティヤ線、1・2号線
- ・コロナワ ~ (アヴィサウエラ) ~ ボルピティヤ線、3・4号線

ボルピティヤ ~ アヌラダプラ間の2回線132kV送電線は重負荷で運用されていて、たびたび過負荷の結果として波及的なトリップをひき起こす。その他に、132kVのバドゥラ ~ インジニヤガラ線は極端に故障回数が多い。

(2) 組織

CEBの組織内で送電線の保守を担当している部門は、送電部の送電線・変電所保守課である。また、全国に亘る全ての送電線の保守活動は、コロンボ市内に事務所のある5つの保守班が行っている。これらの保守班は、必要とされる地域ならどこでも仕事を行っている。保守要員の総

数は55人である。

(3) 保守手順

新設の送電線の最初の保守は、引渡し後の送電開始から5年以内に行われる。その後は、2.5年から3年毎に保守を行なうのが望ましいとされている。その保守の内容は、地上よりの巡視や全鉄塔での塔上点検である。がいし装置や付属品等の点検は塔上にて行われる。どんな欠陥でも記録・報告され、その点検期間中に出来る限り早い機会に補修を行う。単導体送電線のがいし交換は通電中でも行われる。しかしながら、その通電中の作業に用いられる器材は、複導体での交換作業には使用できない。現実には、懸垂がいし連がいし交換が可能であるが、耐張がいし連では腕金の設計や保守用具の不足でがいしを交換できない、そのうえ2連耐張がいし連に単接続を使用しているのがいし連が転回し易い。

CEBのスタッフは132kV送電線の活線作業には訓練され熟練しているが、220kV送電線での作業では充分訓練されておらず経験も乏しい。

保守班が樹木の伐採が必要な箇所を見付けて報告しても、この班は伐採を行わない。実際の伐採はCEBの用地担当者と連携して、エリア・エンジニアによって行なわれる。用地担当者は地主との伐採許可に関する交渉を行う必要がある。事故回数が多い理由の一つは、巡視時から伐採まで時間が長くなり、効果的に伐採が行われていないという事と思われる。エリア・エンジニアは、保守課から独立して通常の規則に基づいて定期的な伐採を行うことになっている。しかし、その定期伐採は確実には行われず、故障が多く起こり問題になった場合にのみ行われている。

架空送電線の保守手順に関する明確なマニュアルは存在しない。各送電線の点検の開始時に、保守班は“送電線情報シート”を渡される。それにはまず送電線名、回線数が記され、さらにそれぞれの鉄塔番号、鉄塔型、径間長、偏向角、電線サイズ、地線サイズや1条架線か2条架線か、各相ごとの懸垂がいしの数、形式や各回線ごとの構成、振動防止ダンバの数、接地テープの有無等が記されている。その情報シートにはまた、鉄塔の位置、CEBの倉庫名さらにエリア・エンジニアの責任者名が記されている。保守班はその他に、“点検報告書”フォームを渡される。それにはそれぞれの鉄塔番号を記し、鉄塔基礎、鉄塔、接地、がいし連やがいし本体、電線、地線、ダンバ、アーキング・ホーン等の状態を記録するようになっている。

保守班は欠陥部分を全て記録し、もし可能ならばその検査期間内にそれらの補修を行う。例えば、保守班が鉄塔に錆があると記録したときには、鉄塔の塗装が行われる。それぞれの鉄塔で行われた保守作業記録は、保守事務所内に保管されている。

(4) 勧告

送電線の故障の大半は瞬時的なものであり、雷撃や樹木の接触が主な原因である。通常、最小時間で線路の自動再開路が行われ、点検や必要な修理を行われない。しかしながら、これらの故障回数は極端に多すぎるので、停電回数を減らすための方策を試みなければならないだろう。

雷撃によって起こる停電回数を減らそうとする場合、先ず第一になされるべき改善処置は鉄塔の接地抵抗を減らすことであろう。132kV送電鉄塔の接地抵抗に要求される数値は、一般に10Ω以下である。特に故障回数の多い下記の送電線から、鉄塔の接地抵抗をチェックする計画を実施すべきであろう：

- コロンナワ ~ ボルビティヤ線、1・2号線
- コロンナワ ~ ボルビティヤ線、3・4号線
- コロンナワ ~ コツゴダ線
- コトマレ ~ キリバスクンブラ線

とりわけ、丘の頂等に立つ鉄塔には特に注意を払う必要がある。鉄塔の接地抵抗が大きいと判明した場所には、第一に7/4.0mm 亜鉛メッキ鋼ワイヤ4x30mを使って追加の接地線を設置すべきである。それでも接地抵抗が下がらない場合には、ベントナイトと炭酸ナトリウム溶液で満たした直径150mm、深さ25m穴を穿ち、その中に直径25mmの接地棒を設置すると良いと思われる。

各年の雷鳴日数、記録計による雷撃電流の測定及び雷撃被害の位置と被害の程度等、雷撃現象の組織的収集を開始する必要がある。

樹木の伐採に関しては、明らかに、現在よりも頻繁な巡視により厳しく樹木の伐採を行うべきである。また、電線が最も低く、電線の横振れの最も大きい径間中央部には、特別の注意を払う必要がある。

3.7.3 送電系統保護システム

(1) 組織

発電部の保護課が発電所、送電線、変電所、高圧配電システムを含む電力システムの保護問題を担当している。この課には、副総裁（課長）の下に保護開発及び保護保守の2人の主任技術者がいる。前者は系統設計及びリレー整定値決定を担当し、後者はリレーの整定及び保守を担当している。リレー保守用には、4人の試験技術者がいて、各技術者に割り当てられた発電所及び変電所の保守を行っている。各試験班は、試験技術者1名、監督官1名及び労働者数名で構成されている。

(2) 保守手順

一般試験、目視検査、整定値検査は3.7.4節に記述してある変電所の定期検査の際に行う。動作試験はリレーが誤動作した場合又はリレーの性能に疑問が生じた場合に行っている。それらの試験は利用可能な可搬式機器を使用して現地で行っている。

CEBは日本製の総合リレー試験盤を所有しているが、現場への輸送が困難なので使用されていない。全試験を現場で行っているので可搬式の試験機器だけを使用している。通常、リレー試験は試験プラグをリレーに差し込んで通電状態で行っている。試験の為に部分停電又は全停電が

必要な場合は停電時間を最小にするようにしなければならない。

3.7.4 変電所設備

(1) 概要

CEBの1995年の系統制御及び運転の月間報告書によると電力系統故障の数(大部分が変電所で検出された)は月間平均約70件にもなり非常に多い。

これらの故障の原因は次のように分類される。

- ・変圧器：月間10～80件、平均36件/月
- ・送電線：
 - 220kV線：月間0～3件、平均1件/月
 - 132kV線：月間8～50件、平均22件/月
 - 66kV線：月間4～50件、平均16件/月

この事故記録から特筆すべき事項には次のものがある。

- (a) 220kV系統の故障の割合は高くないが、132kVと66kVの系統の割合は高い。それは220kVの系統の設備が比較的新しく、且つ保護系統がしっかりしているのに比べ、132kVと66kVの系統は設備が古く、品質も劣っているという事がある。66kVの系統は、非常に古く、設備も既に経年劣化している。
- (b) 多くの故障(月間5～10回)が同じ変電所で同じ継電器の作動によって発生するというのが一般的傾向で、修理後ある程度経過すると再び故障の発生率が元に戻ってしまう。132kVの系統ではボルビティヤ～アヌラダプラ間、アヌラダプラ～トリンコマリ間の故障の割合が非常に高く記録されており、66kV系統ではコロナワ～ボルビティヤ間の故障率が非常に高かった。
- (c) 変圧器のトリップの多くは送電線故障による過電流継電器の作動によるもので、変圧器そのものの故障ではない。しかしながら変圧器故障記録には比率差動継電器作動のような重大事故も含まれている。
- (d) 変圧器の過電流継電器の作動が多いことに気が付く。それらの多くは、変圧器の容量が需要に比較して充分でない為、過負荷になる為と思われる。

(2) 運転と保守の体制

(a) 運転の体制

配電用変電所は省の配電と需要家サービス部門の副総裁の管理下にあり、変電所の運転

はエリアの電気技師の指導下で行われている。

運転体制は3交代制である。各班は2～3人で構成され、日中のみ電気監督官が責任者として1人ついている。運転班員の主な任務は、SCCからの指令による機器の操作、30分毎に運転記録の作成、定期巡回による運転状態の点検及び結果報告、制御室内における簡単な保守作業等である。SCCとの緊急事項直接連絡用に専用電話が設置されている。

発電所の中の配電用変電所は発電部の発電コンプレックスの副総裁の管理下において運転は発電所運転員によって発電所の機器と共に行われている。

(b) 保守体制

送電線・変電所保守課が送電部の副総裁（課長）の管理の下で保守業務を行っている。保守業務は上記保守課長の管理下の重機器保守担当及び、計測及び制御担当の主任技術者の管理下にある。重機器保守、計測及び制御共に各4班ずつ組織されていて電気技師が全体を統括している。実施班の長は電気監督官で保守要員の総数は監督官を含めて57人である。

発電所内の変電所の保守作業は、発電所の保守計画の中で行なわれる。

リレーや保護機器の保守は発電部の保護課によって行われている。

本格的な保守作業を行うには変電所を全面的に停止する必要がある。従ってこの保守作業予定は送電部、系統制御課と支店の3つの関係部門の話し合いで決定される。

(3) 保守手順

殆どの初期故障は機器が納入されてから1年間の保証期間内に発生している。不具合個所の探索は計画を担当した所長の参加の下で行われ、時にはメーカーの技師が手助けする。この過程を通して重機器、計測・制御の各保守班員は機器の構造と保守手順の知識を習得する。

配電用変電所の定期総合点検や保守は原則として6ヶ月毎に行われる。通常点検と保守は年間計画に従って1ヶ月に4変電所の割合で行われている。これらの作業は日中、午前8時から午後4時の間変電所を停止して行っており、従って電力需要の最も多い夕刻は電力供給が確保される。

作業の内容は目視点検、機器の清掃、締付部の増し締め、補修塗装、全般検査、補機の点検等であり、1日あたりの仕事量は日中で終わる程度の仕事量である。以前から計画されている損傷部品の修理や、交換も又この時に行われる。

変圧器の点検項目は絶縁油の分析、絶縁抵抗測定器による巻線の絶縁抵抗測定、外観目視点検、締付ボルトのゆるみ点検、絶縁材料の状況（例えばキズ）点検等である。主要変電所は油の分析器具を備えている。

保守作業に当てられている時間が限られている為、例えば検査で絶縁油の汚染や劣化が見つかったとしても濾過（浄化）したり油の交換をしたりする事はできない。油温を監視したり、電圧変動に注意したりしながら運転は継続されている。何回か故障が発生した時に限り、電力供給を停め分解、全面保守、細部点検等が実施される。

遮断器は簡単な作業、例えば接点部の分解、点検、何らかの修理、部品の交換等の作業のみ行われている。

配電盤の点検、保守はSCCの中のものも含まれる。リレー、保護装置、計量器、小型遮断器等については清掃、作動点検、部品及び装置の交換等が行われている。

6ヶ月定期保守点検作業には作業マニュアルや点検リストは無く、保守作業は過去の経験に基づいて行われている。各保守作業が終了した後で、点検事項、さまざまな測定結果、交換した部品、発見された問題点、残件、予備品の必要性等についての作業報告書が作成される。

(4) 保守の問題点

(a) 図面の管理

変電所の完成図面の原因は計画部の送電計画課の図面係が保管を担当している。一方で、既設変電所の改造後の図面、新設の変電所や発電所の図面は現地で保管されている。今回の調査で既設の変電所の単線結線図と配置図の収集を試みた。しかし管理が不十分な為、図面自体と最新日付のものを見付け出すのに数多くの困難に遭遇した。

(b) 資料、運転、保守マニュアルの管理

送電計画課には図書室があり、新設変電所や発電所の資料や運転保守マニュアルはここに必ず保管されていなければならない。しかし、保管されている資料は限られており、例えば変圧器や遮断器の最も必要な情報が入手できなかった。変電所や発電所等の必要な資料や情報を採る場合は、支店へ問い合わせするしかなかった。本調査に必要なデータ・情報で見付け出すことができないものもあった。

(c) 試験と保守用の器材

変電所の一般的な保守の為に必要な手工具は変電所に備えられている。主要機器保守を担当している送電線・変電所保守課では一般的手工具に加えて、トルクレンチ、油圧ジャッキ、チェンブロック、油濾過装置等特殊な道具を備え、それらを管理している。

検査に必要な絶縁抵抗測定器（直流5kV）、一次電流印加試験装置、耐圧試験装置、油試験器、接地試験器（抵抗値と比抵抗値）等の計測と試験機器は送電線・変電所保守課に備えられ管理されている。この課はメーター較正装置は持っていない。これらの多くの器材はもう古く、又長い間較正無しに使用されており、それらの精度は信頼できない。

(d) 予備品

新設時の予備品を使い果たした場合、国内で製作又は修理できないので供給したメーカーへ注文しなくてはならない。しかし、このような外国からの補充は多くなく、殆どの場合国内の工場で修理したり、製作されたりしている。時には、撤去された機器の構成部品を予備品として使用する場合もある。

プリント配線板の予備品の補充は非常に困難である。損傷板はできる限り修理し、場合によっては他の変電所の類似品を転用したりする事がある。スリランカで製造、修理ができない場合は供給元へ発注する。しかしながら、必要な部品が型式変更やその他の理由で製造元から入手できない場合も多々見られる。

(e) 最新式設備の保守技術の欠如

CEB の中ではまだ、SF6 ガス遮断器や GIS のような最近の設備の保守技術は確立されておらず、実際の保守には困難がある。

技術者や技能者達に製造工場で新技術の習得をさせる事や、保守に必要な工具類の調達もこれらの機器の使用が最近増えているので緊急課題となっている。

プリント配線板については短期間で型式が変更され、部品の補充が困難な為、詳細図面の取得も含む、修理技能の習得等修理技術の確立が重要な課題である。

(f) 保守技術者の不足

多くの変電所の老朽化と、近年の変電所数量の著しい増加によって総保守作業量は大幅に増加してきている。保守作業の為の技術者、現場監督共に不足しており、6ヶ月毎の点検、保守の間隔が延びたり、作業期間が延びたりする場合が生じている。

保守要員の補充及び教育・訓練は電力系統の拡張に合わせて系統的に行う事が必要である。

(g) 品質保証

CEB の設備の中で、いくつかの古い変圧器は大きな故障も無く運転されているが、一方では比較的新しい変圧器でも故障が多いものがある。ただ単に設備の信頼性の問題だけで無く、予備品の不足、更正・修理時間の不足などが発生することが考えられる。

設備を調達する際には建設事務所の品質管理担当官によって品質検査がなされている。しかしながら、既存の設備の日常検査の立ち会い、確認、必要資料の収集等は体系的に行われていない。さまざまな組織が関係部署間の調整無しに勝手に動いている。

新技術の紹介や、設備拡張の際には品質保証部門の設立が必要で、その事によって品質管理は組織的な手法で着実に遂行される事ができる。

3.7.5 給電と通信設備

(1) 組織

発電部の系統制御課が系統制御所（SCC）の運転に従事している。SCCの主要な機能は常時電力需要と供給バランスを適切に保つことである。

送電網の運用は送電部の送電・変電プロジェクト課によって助勢されており、また送電線保護システムは発電部の保護課によって運用されている。

(2) 運転

運転に当たる班は1人のエンジニア（発電運用の専門家）と2人の電気監督官で構成されている。電気監督官の主な業務は30分毎の運転記録の作成である。

CEBは故障が少ないので現状のPLC主体の通信システムの運転状況に満足している。しかし、雷の誘導電流による電話交換機のプリント基板破損に伴う取り替え作業がしばしば発生している。

(3) 保守業務

給電システムと通信システム両方の保守業務は発電部の通信課によって実施されている。

保守業務は全国をコロンボ地域（2グループ）、ラクサバナ地域（1グループ）、キャンディ地域（1グループ）、サマナラウエア地域（1グループ）、アヌラダプラ地域（1グループ）の5地域6グループに分割して1ヶ月に1度行われている。

各グループは1人のエンジニア、1人の電気監督官、1人の運転手と数人の労働者から構成されている。この保守実施グループはマニュアル一式を持っていて、通信装置全般に精通している。例として、10年以上経過したコンデンサは彼らの判断で取り替えられている。エンジニア数人はメーカーの工場での4ヶ月間のトレーニングの経験がある。

1996年度の保守予算は535,000ルピー（蓄電池と充電器用）と4,300,000ルピー（部品取替用）、その他が計上されている。

全ての保守業務はスリランカのスタッフのみで実施されており、給電システム装置を含めメーカーとの特別な保守契約は結んでいない。

CEBの全国の発電と送電システム運用の実態は、系統制御と運用の月報の形でSCCによってまとめられている。

(4) 保守手順

蓄電池の電圧チェックは毎時間毎に変電所保守の1項目として実施されている。保守業務における検査項目は以下列挙される。

- ・蓄電池と充電器
 - －比重と電圧チェック
 - －完全放電と完全再充電（1年に1回）
- ・PLC端局装置
 - －清掃
 - －出力測定
 - －稼働電圧チェック
 - －変復調チェック

さらに年1回の割合でメーカーのマニュアルに規程されている下記の項目が点検される。

- ・PLC端局装置
 - －周波数テスト（2年に1回）
 - －安定化直流補助電圧の測定
 - －音声波と高周波レベルの特性
 - －自動利得特性（AGC）
- ・テレプロテクション信号装置
 - －運転時におけるループ点検試験機能を使ったチェック
 - －受信状態での機器切り直し
 - －接続全体リンクのチェック

(5) 保守作業の問題点

CEBはシステムダイアグラムに係わるいくつかの図面は持っているが、既設装置に係わる下記のデータの蓄積に不十分がある。

- －ライントラップの阻止帯域
- －カップリング装置の有効周波数帯域
- －PLC接続先情報

ーテレプロテクション信号装置のチャンネル占有状況

ー運転開始年

ー機器の負荷

特に下記事項に注意を要する

- (a) ライントラップの銘板は地上からは双眼鏡を使っても識別できないので、据付前に阻止帯域を記録しておく必要がある。
 - (b) 接続先局名、搬送周波数などを明示した銘板がPLC 端局据置には付いていないため、現地でPLCの接続先を特定するのは非常に困難である。
- (6) 提言
- (a) 旧型のPLC 端局装置 (ETB と ETBB モデル) の早期の更新
 - (b) 装置に係わる前述データ・図面の補強と図面台帳に代表される機器リスト・表の整備

表 3.1 - 1 CEB の職員構成

1995年9月現在のCEB職員の人数は13,971人でその構成は下記の通りである。

Work Category	Number of Person	Percentage (%)
Additional general managers	6	-
Finance manager	1	-
Engineering executives	508	3.6
Accountants	38	0.3
Clerical executives	143	1.0
Middle level technical grades	777	5.6
Clerical and allied grades	2,253	16.1
Skilled technical services	3,043	21.8
Office employee services	430	3.1
Technical services	5,641	40.4
Other skilled grades	1,061	7.6
Other unskilled grades	70	0.5
Total	13,971	100.0

表 3.2 - 1 電力需要と供給

Year	Generation			Sales		System Loss (%)	Load Factor (%)	Aux. Use(%)
	GWh	Inc. %	MW	GWh	Inc. %			
1974	1012	--	216	892	--	11.8	53.6	0.6
1975	1079	6.6219	965	8.2	10.5	56.3	0.5	
1976	1133	5.0240	997	3.3	12.0	53.7	0.6	
1977	1217	7.4261	1041	4.4	14.5	53.2	0.5	
1978	1385	13.9	291	1162	11.6	16.1	54.3	0.7
1979	1536	10.1	329	1298	11.8	14.9	53.0	0.6
1980	1686	9.4369	1392	7.2	16.6	51.5	1.0	
1981	1872	12.2	413	1503	8.0	19.7	51.7	0.9
1982	2066	10.4	431	1686	12.2	18.4	54.7	0.8
1983	2114	2.4437	1792	6.3	15.2	55.2	1.0	
1984	2261	6.9487	1877	4.7	17.0	52.9	0.5	
1985	2464	9.0515	2061	9.8	16.4	54.6	0.5	
1986	2652	7.6540	2232	8.3	15.8	56.0	0.4	
1987	2708	2.1570	2253	0.9	16.8	54.2	0.6	
1988	2799	3.4594	2371	5.2	15.3	53.7	0.5	
1989	2858	2.1618	2353	-0.8	17.7	52.8	0.5	
1990	3150	10.2	640	2608	10.8	17.2	56.2	0.5
1991	3377	7.2685	2742	5.2	18.8	56.3	0.7	
1992	3540	4.8742	2916	6.3	17.6	54.3	0.9	
1993	3979	12.4	812	3270	12.1	17.8	55.9	0.7
1994	4365	9.7911	3565	9.0	17.6	54.7	0.7	
1995	4786	9.6981	3912	9.7	17.8	55.7	0.5	

表 3.3 - 1 電気料金制度 (1996年1月より施行)

Domestic			
Block 1 :	First 30 kWh	Rs 1.20 per kWh	
Block 2 :	31 - 90 kWh	Rs 2.40 per kWh	
Block 3 :	91 - 180 kWh	Rs 4.50 per kWh	
Block 4 :	Above 180 kWh	Rs 5.60 per kWh	
Monthly fixed charge :		Rs 15.00 per month	
Religious Purpose			
Block 1 :	First 90 kWh	Rs 1.20 per kWh	
Block 2 :	91 - 150 kWh	Rs 2.40 per kWh	
Block 3 :	Above 140 kWh	Rs 4.50 per kWh	
Monthly fixed charge :		Rs 15.00 per month	
	General Purpose	Industrial	Industrial (Time of Day)
1) Supply at 400/230V (Contract Demand < 50 kVA)			
Energy Charge (Rs/kWh)	5.60	4.30	8.90 (peak) 3.20 (off peak)
Fixed charge (Rs/month)			
Up to 10 kVA	15.00	15.00	15.00
Above 10 kVA	205.00	205.00	205.00
2) Supply at 400/230V (Contract Demand >=50 kVA)			
Energy charge (Rs/kWh)	5.50	4.10	9.00 (peak) 3.80 (off peak)
Demand charge (Rs/kVA)	270.00	235.00	110.00
Fixed charge (Rs/month)	435.00	435.00	435.00
3) Supply at 11/33/132 kV			
Energy charge (Rs/kWh)	5.40	3.90	8.60 (peak) 3.60 (off peak)
Demand charge (Rs/kVA)	250.00	210.00	100.00
Fixed charge (Rs/month)	435.00	435.00	435.00
Bulk Supply to LECO/LA			
		Energy charge (Rs/kWh)	Demand charge (Rs/kVA)
L1 :	Supply at 400/230V	2.60	65.00
L2 :	Supply at 11 kV and above	2.25	47.50
Street Lighting		4.30 per kWh	

Note: 1) Adoption of fixed energy charge or time differential energy charge for industrial consumers is consumer's choice.

2) Peak time is 18 to 21 o'clock and off peak time is the rest of the day.

表 3.4 - 1 既存の水力及び火力発電所

A. Hydropower Stations

No.	Power Station	River	Output Capa. N x MW		Voltage kV / kV	Operation Start Year	Fund Source
<u>Laxapana Complex</u>							
11	Canyon	Kelani	2 x 30	60.0	12.5 / 132	1983/88	ADB
15	Wimalasurendra	Kelani	2 x 25	50.0	11 / 132	1965	WB
6	New Laxapana	Kelani	2 x 50	100.0	12.5 / 132	1974	WB
2	Laxapana Stage 1	Kelani	3 x 8.33	25.0	11 / 66	1950	CEB
2	Laxapana Stage 2	Kelani	2 x 12.5	25.0	11 / 132	1958	WB
4	Polpitiya	Kelani	2 x 37.5	75.0	12.5 / 1132	1969	CEB
Laxapana Complex			335.0				
<u>Mahaweli Complex</u>							
8	Victoria	Mahaweli	3 x 70	210.0	12.5 / 220	2 - 1984 1 - 1985	UK UK
7	Kotmale	Mahaweli	3 x 67	201.0	13.8/132/220 13.8 / 220	1 - 1985 2 - 1988	Sweden Sweden
13	Randenigala	Mahaweli	2 x 61	122.0	12.5 / 220	1986	W German
10	Bowatenna	Mahaweli	1 x 40	40.0	12.5 / 132	1981	ADB
9	Ukuwela	Mahaweli	2 x 19	38.0	12.5 / 132	1976	WB
17	Rantembe	Mahaweli	2 x 24.5	49.0	12.5 / 132	1990	W German
Mahaweli Complex			660.0				
18	Samanarawewa	Walawe	2 x 60	120.0	10.5 / 132	1993	Japan, UK
<u>Small Hydros</u>							
14	Inginiyagala	Gal Oya	2 x 2.5 2 x 3.15	5.0 6.3	6.9 / 33	1963	CEB
15	Uda Walawe	Walawe	3 x 2	6.0	6.9 / 33	1969	CEB
16	Nilambe	Mahaweli	2 x 1.6	3.2	6.9 / 33	1988	China
Small Hydros			20.5				
Hydro Total (Not including small hydros)			1,115.0				
Hydro Total (Including small hydro)			1,135.5				

Source: Long Term Generation Expansion Planning Studies, 1995 - 2009 Supply and Demand of Power Up to 2009, Strategy to Meet Expected Demand

B. Thermal Power Stations

No.	Power Station	Output Capacity (MW)			Voltage kV/kV	Start Year
		Installed	Available			
3	Kelanitissa					
	Steam	2 x 25	2 x 22	44	11 / 132	1962, 3
	Gas Turbine	1 x 20	1 x 18	18	11.5 / 132	1980
		3 x 20	3 x 18	54	11/33/132	1981
		2 x 20	2 x 18	36	11/33/132	1982
12	Sapugaskanda					
	Diesel	4 x 20	4 x 18	72	11 / 132	1984
1	Chunnakam *1					
	Diesel	5 x 2, 4 x 1	--	--	11 / 132	Stopped
	Kankesanturai *1	7	--	--		Stopped
Thermal Total *2		250.4	224			

Note: *1 Not operative at present.

*2 Excluding units not operative at present.

Source: Long Term Generation Expansion Planning Study, 1995 - 2009

表 3.4 -2 水力及び火力発電の記録

Year	Hydro Generation		Thermal Generation		Gross Generation	
	GWh	Share (%)	GWh	Share (%)	GWh	Inc. (%)
1974	997.4	98.6	14.3	1.4	1011.7	-
1975	1077.5	99.9	1.3	0.1	1078.8	6.6
1976	1108.5	97.9	24.3	2.1	1132.8	5.0
1977	1214.4	99.8	2.1	0.2	1216.6	7.4
1978	1365.8	98.6	19.3	1.4	1385.1	13.9
1979	1461.2	95.8	64.3	4.2	1525.6	10.1
1980	1479.4	88.7	188.9	11.3	1668.3	9.4
1981	1571.3	84.0	300.3	16.0	1871.6	12.2
1982	1608.1	77.8	457.6	22.2	2065.8	10.4
1983	1217.2	57.6	897.2	42.4	2114.4	2.4
1984	2090.7	92.5	170.0	7.5	2260.7	7.5
1985	2394.6	97.2	69.4	2.8	2394.6	9.0
1986	2645.3	99.8	6.5	0.2	2651.9	7.6
1987	2177.4	80.4	530.1	19.6	2707.5	2.1
1988	2597.0	92.8	201.7	7.2	2798.8	3.4
1989	2801.5	98.0	56.6	2.0	2858.1	2.1
1990	3144.6	99.8	5.1	0.2	3149.7	10.2
1991	3116.2	92.3	260.4	7.7	3376.7	7.2
1992	2900.1	81.9	639.8	18.1	3539.8	4.8
1993	3795.9	95.4	182.7	4.6	3978.6	12.4
1994	4089.2	93.7	275.4	6.3	4364.6	9.7

表 3.5.1 - 1 既設送電線 (1995年12月現在)

Ref.	Section	Voltage (kV)	No. of cct.	Conductors	Length (km)	Circuit-km (km)
2L1.	Biyagama - Kotugoda	220	2	Zebra	19.6	39.2
2L2.	Biyagama - Kotmale	220	2	2 x Zebra	70.5	141.0
2L3.	Kotmale - Victoria	220	2	2 x Zebra	30.1	60.2
2L4.	Victoria - Randenigala	220	1	2 x Zebra	16.4	16.4
2L5.	Randenigala - Rantembe	220	1	2 x Zebra	3.1	3.1
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)	5.4	5.4
1L1.	Biyagama - Pannipitiya *1	132	2	Zebra	15.5	31.0
1L2.	Biyagama - Kelanitissa *1	132	2	2 x Goat	12.5	25.0
1L3.	Biyagama - Sapugaskanda PS	132	2	Lynx	2.1	4.2
1L4.	Kolonnawa - Kelanitissa	132	2	Zebra	2.2	4.4
1L5.	Kolonnawa - Pannipitiya	132	2	Lynx	12.9	25.8
1L6.	Kolonnawa -Sapugaskanda(T)	132	2	Coyote	6.6	13.2
1L7.	Sapugaskanda (T) - Kotugoda	132	2	Coyote	16.7	33.4
1L8.	Sapugaskanda (T) - SS	132	2	Lynx	4.6	9.2
1L9.	Kotugoda - Bolawatta (T)	132	2	Coyote	21.0	42.0
1L10.	Bolawatta (T) - Chilaw (T)	132	2	Lynx	22.6	45.2
1L11.	Chilaw (T) - Puttalam	132	2	Lynx	61.4	122.8
1L12.	Chilaw (T) - SS	132	2	Lynx	6.8	13.6
1L13.	Kolonnawa - Oruwala (T)	132	2	Lynx	14.0	28.0
1L14.	Oruwala (T) - SS	132	2	Lynx	3.4	6.8
1L15.	Oruwala (T) - Thulhiriya (T)	132	2	Lynx	36.0	72.0
1L16.	Thulhiriya (T) - SS	132	2	Lynx	23.9	47.8
1L17.	Thulhiriya (T) - Polpitiya	132	2	Lynx	28.0	56.0
1L18.	Kolonnawa - Avissawella (T)	132	2	Lynx	31.9	63.8
1L19.	Avissawella (T) - SS	132	2	Lynx	0.5	1.0
1L20.	Avissawella (T) - Polpitiya	132	2	Lynx	34.4	68.8
1L21.	Pannipitiya - Ratmalana	132	2	Lynx	6.9	13.8
1L22.	Pannipitiya - Panadura (T)	132	2	Goat	12.3	24.6
1L23.	Panadura (T) - Matugama	132	2	Goat	29.1	58.2
1L24.	Panadura (T) - SS	132	2	Lynx	4.7	9.4
1L25.	Polpitiya - Laxapana	132	2	Lynx	8.3	16.6
1L26.	Laxapana - Wimalasurendra	132	2	Lynx	5.1	10.2
1L27.	Laxapana - New Laxapana	132	2	Lynx	0.6	1.2
1L28.	New Laxapana - Polpitiya	132	2	Lynx	8.0	16.0
1L29.	New Laxapana - Canyon	132	1	Lynx	10.0	10.0
1L30.	Polpitiya - Kotmale	132	1	Lynx	29.5	29.5
1L31.	Kotmale - Kiribatkumbura	132	1	Lynx	22.5	22.5
1L32.	Kiribatkumbura - Anuradhapura	132	1	Lynx	143.9	143.9

1L33.	Polpitiya - Ukuwela	132	1	Lynx	59.3	59.3
1L34.	Ukuwela - Habarana	132	1	Lynx	82.3	82.3
1L35.	Habarana - Anuradhapura	132	1	Lynx	48.9	48.9
1L36.	Ukuwela - Bowatenna	132	1	Lynx	30.0	30.0
1L37.	Kiribatkumbra - Kurunegala	132	2	Lynx	34.6	69.2
1L38.	Habarana - Valaichchenai	132	1	Lynx	99.7	99.7
1L39.	Anuradhapura - Trincomalee	132	2	Lynx	103.3	206.6
1L40.	New Laxapana - Balangoda	132	2	Lynx	43.9	87.8
1L41.	Balangoda - Samanalawewa	132	2	Zebra	19.0	38.0
1L42.	Samanalawewa - Embilipitiya	132	2	Lynx	38.0	76.0
1L43.	Balangoda - Deniyaya (T)	132	2	Tiger	44.2	88.4
1L44.	Deniyaya (T) - Galle	132	2	Tiger	57.3	114.6
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	128.8	257.6
1L48.	Kilinochchi (T) - Chunnakam	132	2	Lynx	67.2	134.4
Total		220 kV OH lines			139.7	259.9
		132 kV OH lines			1,611.3	2,579.6
		132 kV UG lines			13.0	13.0

Note: ACSR conductor sizes for overhead lines are in BS and their sectional areas are as follows:

Zebra:	400 mm ²
Goat:	320 mm ²
Lynx:	175 mm ²
Oriole:	170 mm ² (ASTM size)
Coyote:	130 mm ²
Tiger:	130 mm ²

*1 220 kV design currently operated at 132 kV.

表 3.5.1 - 2 既設變電所

No.	Name	Voltage Class (kV)	Transformer Capacity (MVA)
Grid Substations			
1.	Biyagama	220/132/33	2 x 250/60
2.	Kotugoda	220/132/33	2 x 250/60
3.	Rantembe *1	220/132/33	1 x 105
		138/34.5/12.5	2 x 10
4.	Kotmale *2	220/132/13.8	1 x 90
5.	Bolawatta	132/33	2 x 31.5
6.	Sapugaskanda	132/33	3 x 30
7.	Chilaw	132/33	2 x 31.5
8.	Puttalam	132/33	2 x 31.5
9.	Anuradhapura	132/33	2 x 10
10.	Trincomalee	132/33	2 x 10
11.	Chunnakam *1	132/33	2 x 30, 1 x 10
12.	Kilinochchi	132/33	1 x 10
13.	Habarana	132/33	3 x 10
14.	Valaichchenai	132/33	2 x 10
15.	Kiribatkumbura	132/33	2 x 31.5
16.	Kurunegala	132/33	2 x 16
17.	Ukuwela *1	132/33	2 x 15
18.	Thulhiriya	132/33	2 x 31.5
19.	Kelanitissa *1	132/33	2 x 60
20.	Fort	132/33	2 x 30
21.	Kollupitiya	132/11	2 x 30
22.	Kolonnawa	132/33, 132/66/33	3 x 30, 1 x 30
23.	Ratmalana	132/33	2 x 30 + 31.5
24.	Oruwala	132/33	1 x 6.3
25.	Pannipitiya	132/33	2 x 30 + 31.5
26.	Panadura	132/33	2 x 31.5
27.	Matugama	132/33	2 x 31.5
28.	Galle	132/33	2 x 30, 1 x 20 *3
29.	Wimalasurendra *1	132/33	2 x 31.5
30.	Balangoda	132/33	2 x 10
31.	Deniyaya	132/33	3 x 10
32.	Embilipitiya	132/33	2 x 10
33.	Badulla	132/33, 66/33	2 x 31.5, 4 x 3
34.	Inginiyagala *1	132/33	2 x 15
35.	Norton Bridge	66/33	2 x 5
36.	Nuwara Eliya	66/33	4 x 3
37.	Avissawella	66/33	2 x 6
38.	Padukka	66/33	4 x 3

Power Station Switchyards

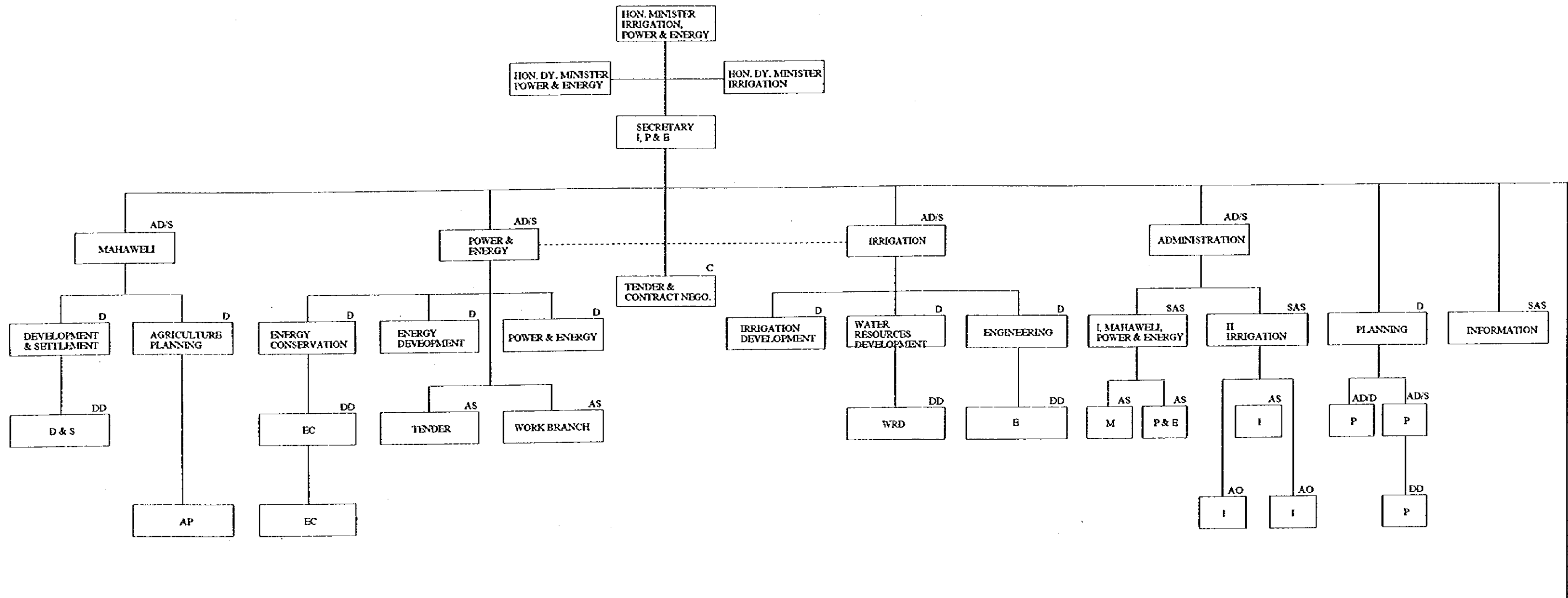
1.	Victoria	220
2.	Kotmale	220/132
3.	Rantembe	220/132
4.	Polpitiya	132
5.	Laxapana	132
6.	New Laxapana	132

Note:

*1 These are power stations have function of grid substation.

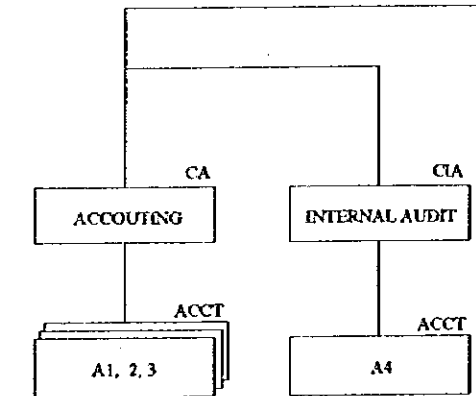
*2 Kotmale power station is provided with a 3-winding transformer for power feeding to either of 220 kV or 132 kV system.

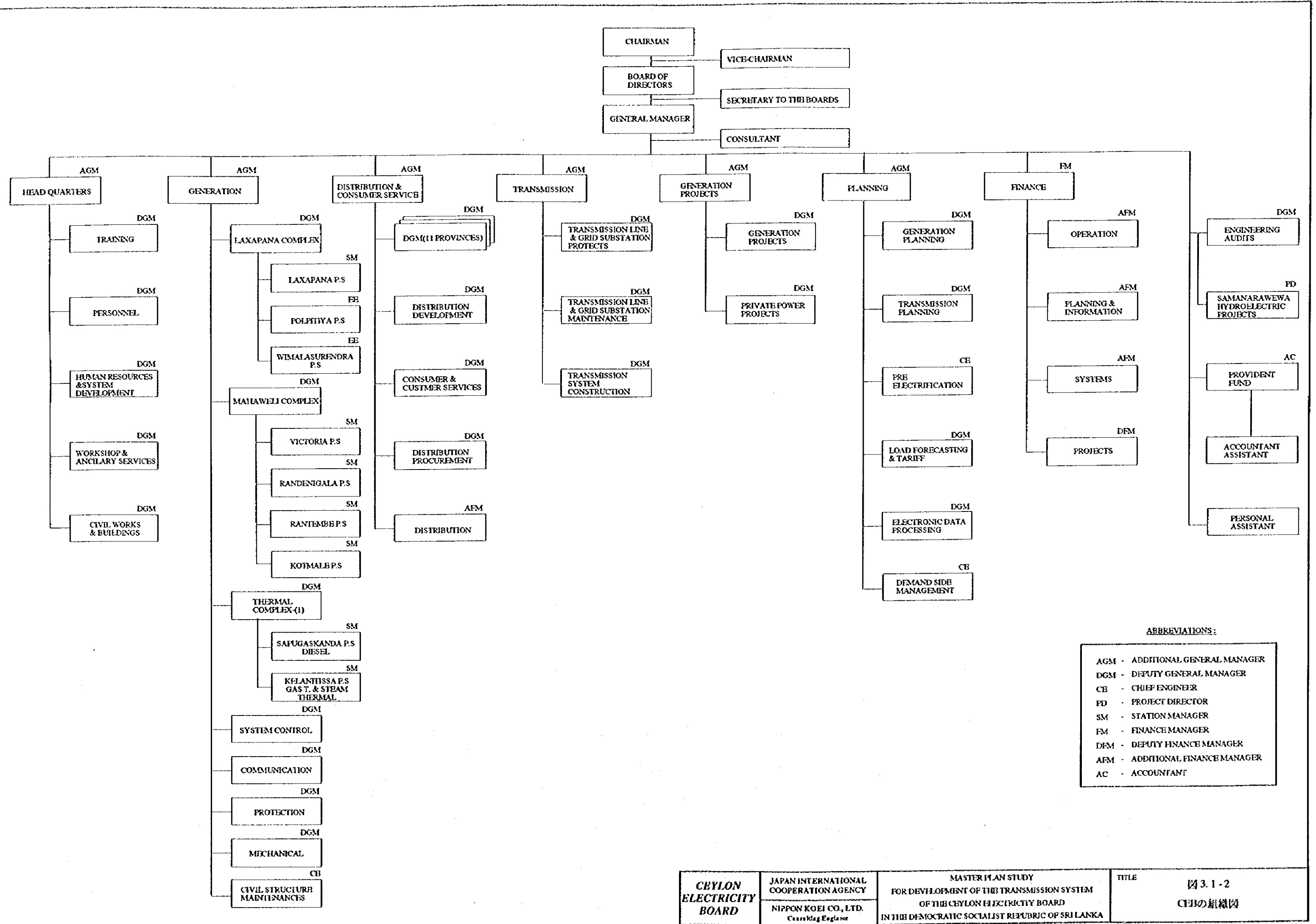
*3 1 x 20 MVA is for a SVC.



ABBREVIATIONS:

AD/S	: ADDITIONAL SECRETARY
D	: DIRECTOR
DD	: DEPUTY DIRECTOR
AD	: ASSISTANT DIRECTOR
AD/D	: ADDITIONAL DIRECTOR
SAS	: SENIOR ASSISTANT SECRETARY
AS	: ASSISTANT SECRETARY
AO	: ADMINISTRATIVE OFFICER
CA	: CHIEF ACCOUNTANT
CIA	: CHIEF INTERNAL AUDITOR
ACCT	: ACCOUNTANT
C	: CONSULTANT





ABBREVIATIONS:

AGM	-	ADDITIONAL GENERAL MANAGER
DGM	-	DEPUTY GENERAL MANAGER
CE	-	CHIEF ENGINEER
PD	-	PROJECT DIRECTOR
SM	-	STATION MANAGER
FM	-	FINANCE MANAGER
DFM	-	DEPUTY FINANCE MANAGER
AFM	-	ADDITIONAL FINANCE MANAGER
AC	-	ACCOUNTANT

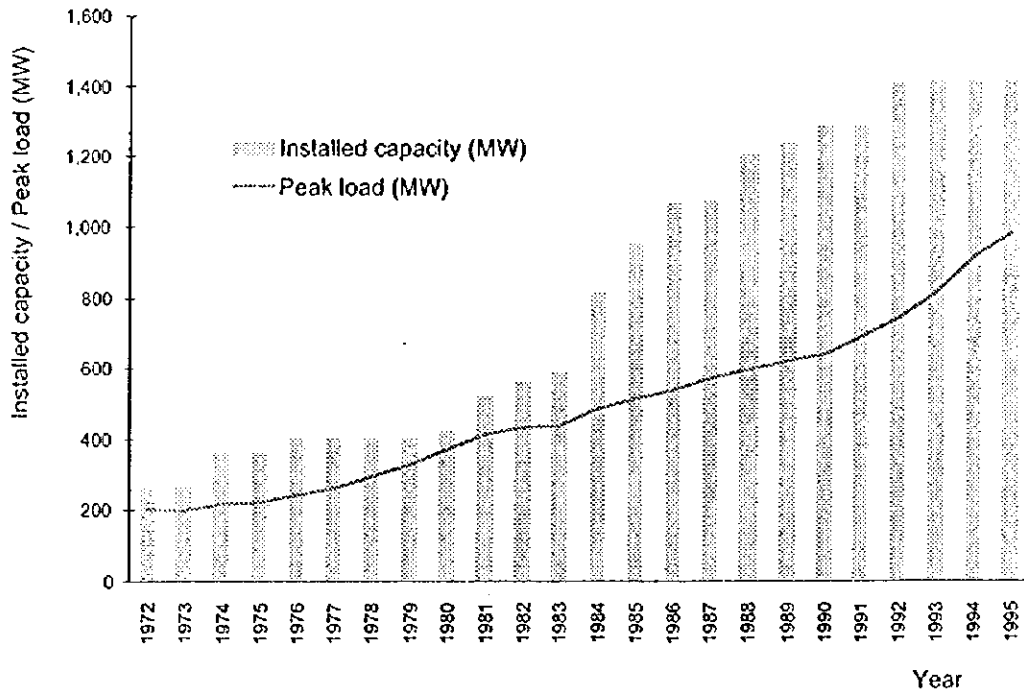


図 3.2 - 1 発電設備の据付容量とピーク負荷の変遷

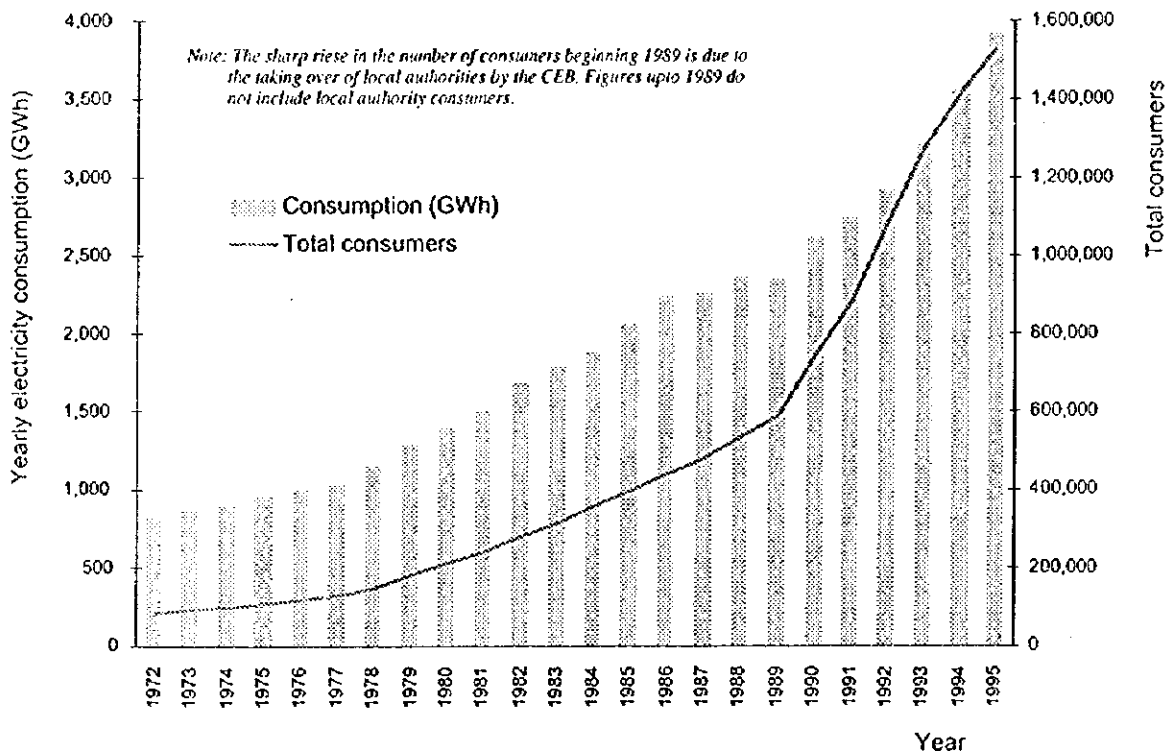


図 3.2 - 2 電力消費と消費者数の変遷

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
	NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer		

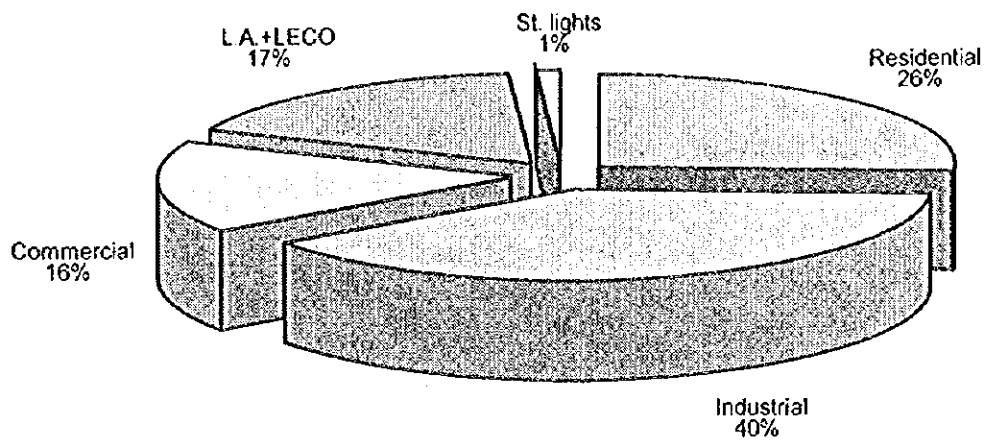


図 3.2 - 3 1995年 項目別電力消費

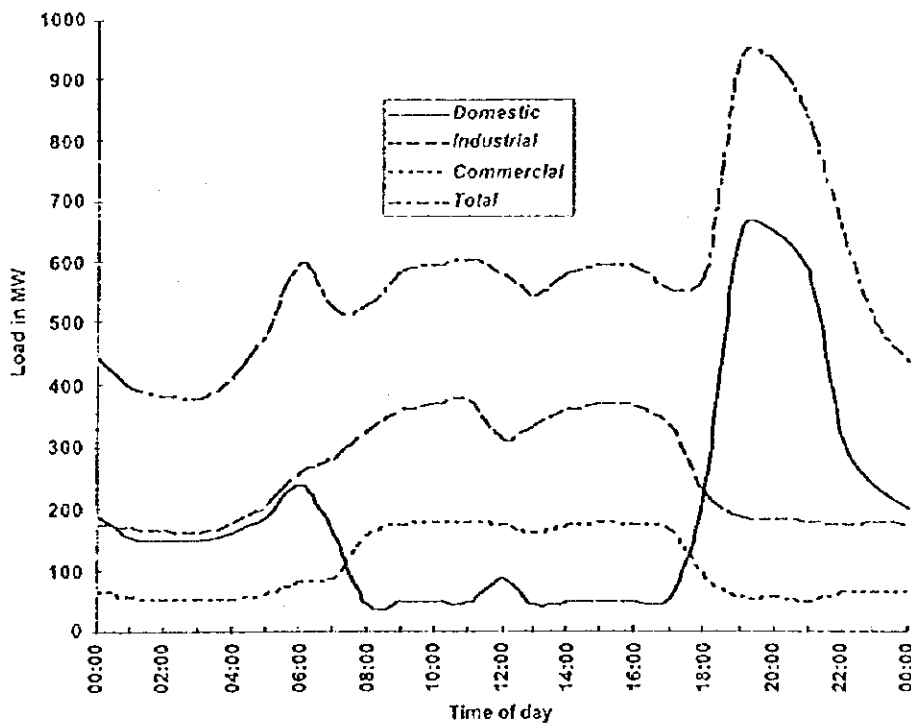


図 3.2 - 4 平日の日負荷曲線

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
	NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer		

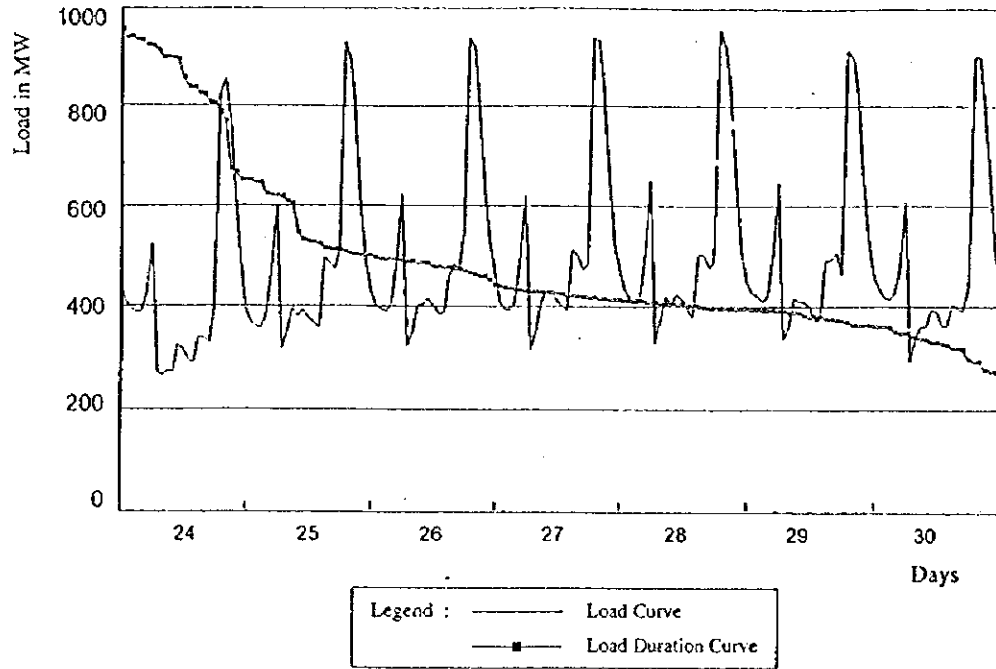


図 3.2 - 5 週間負荷曲線と負荷持続曲線
(1996年3月24日～30日)

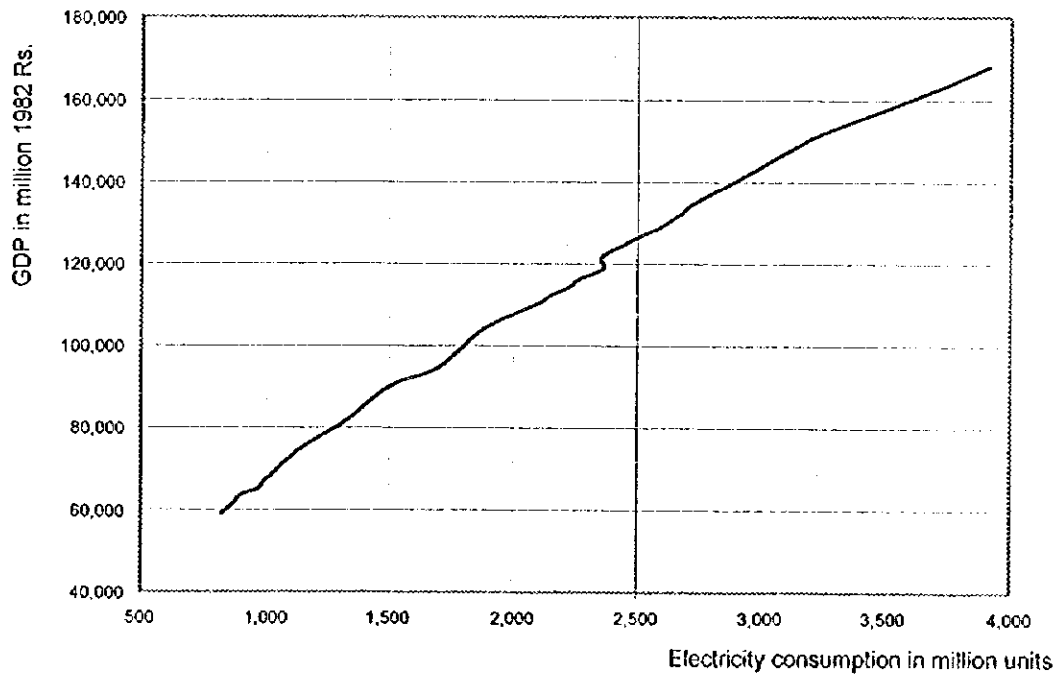


図 3.2 - 6 スリランカにおけるGDPと電力消費量との関係

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
	NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer		

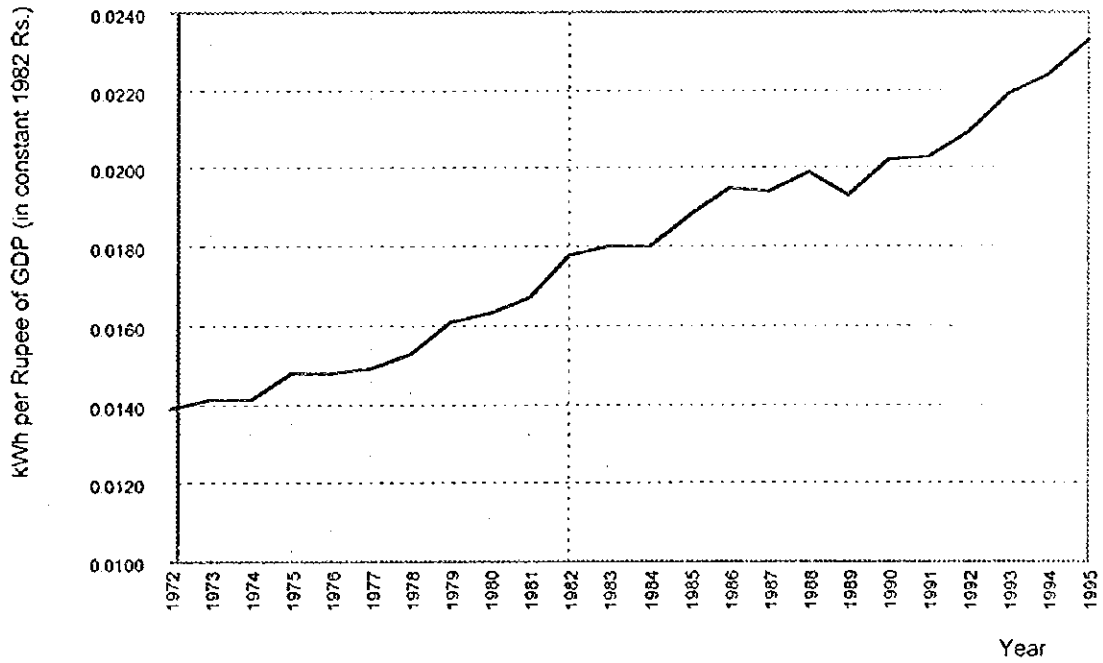
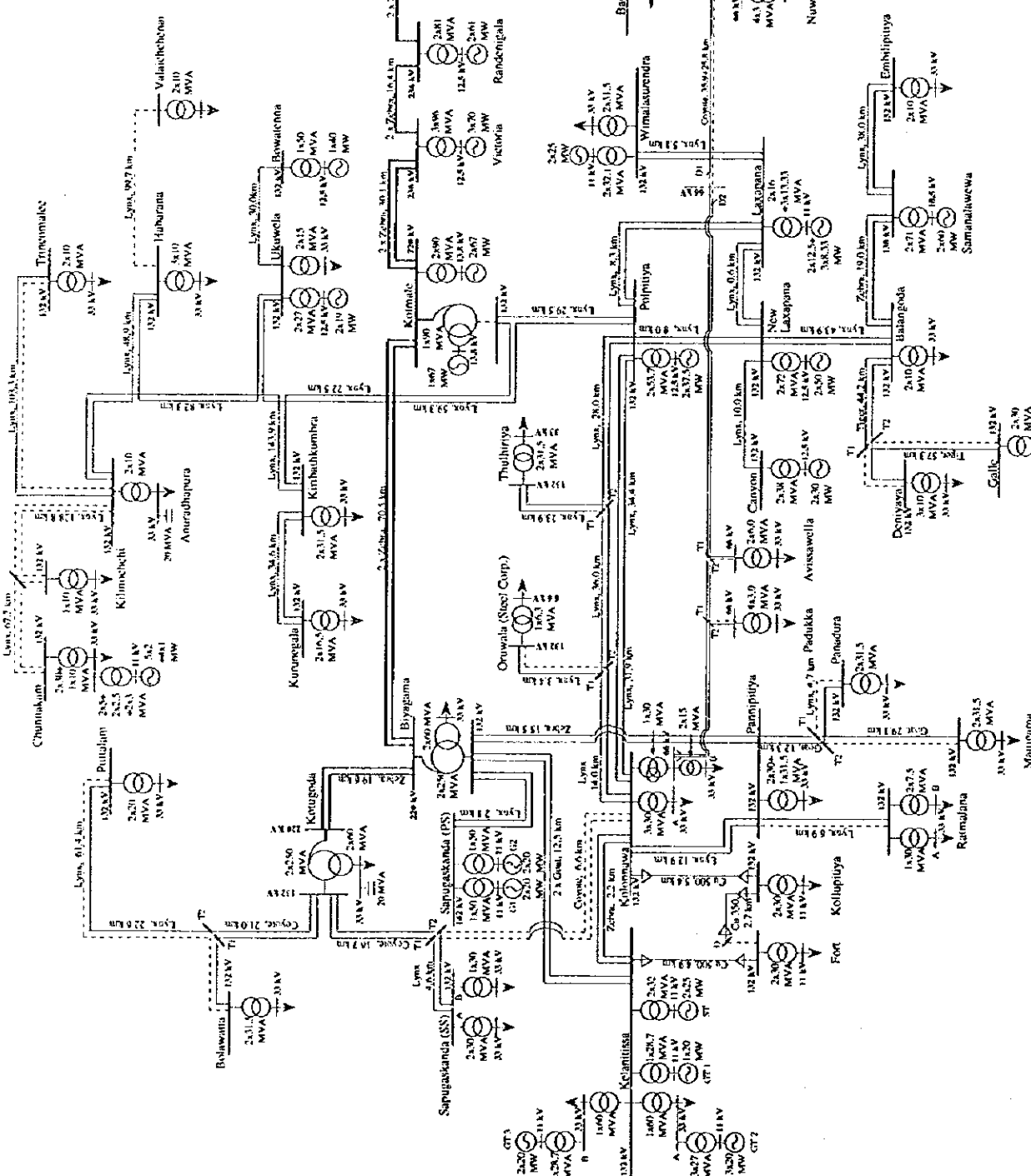
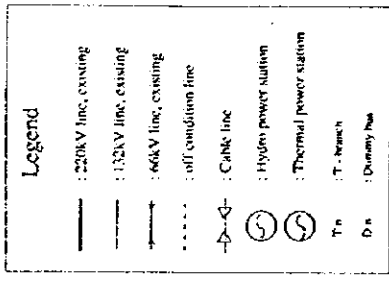
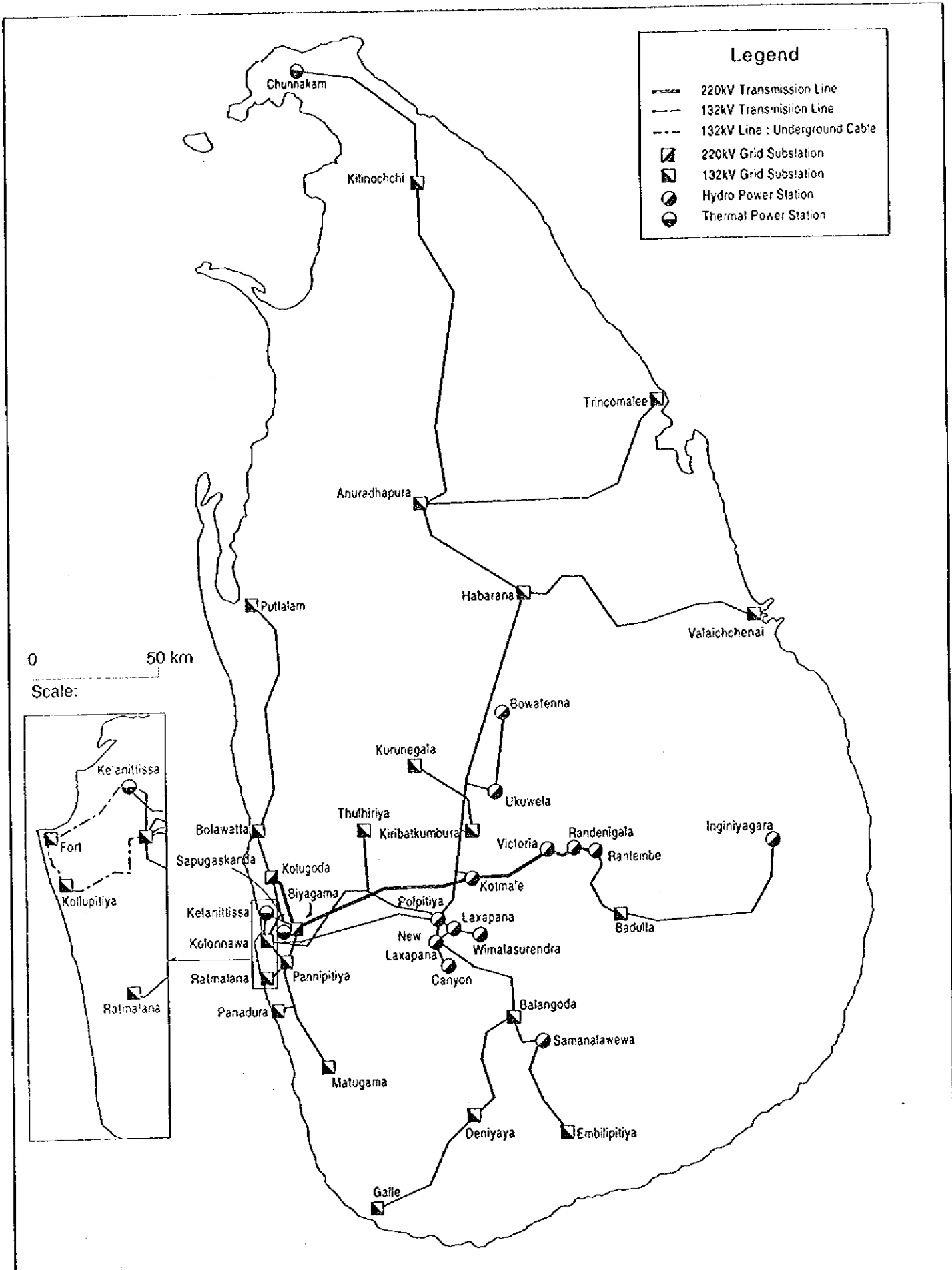


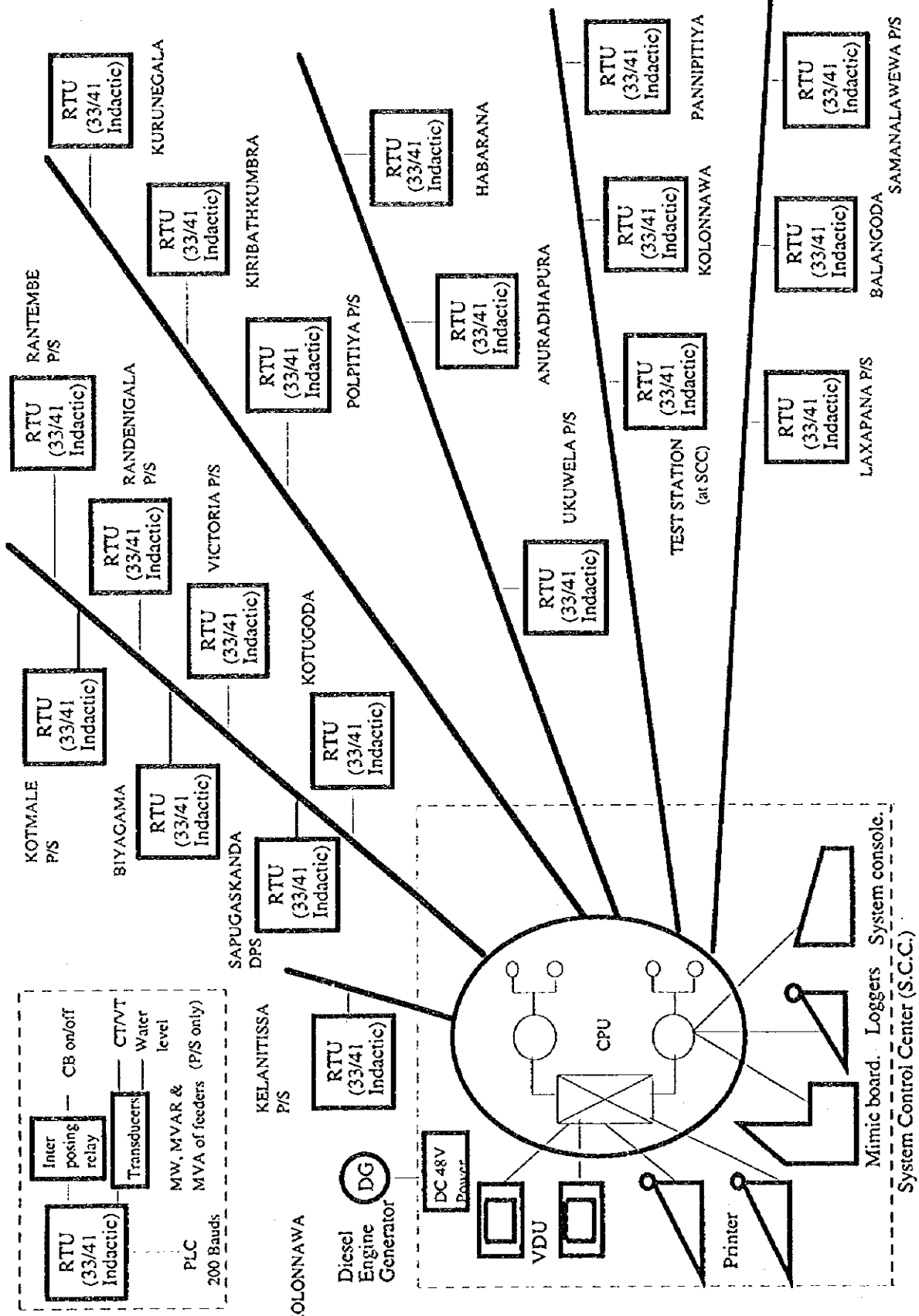
図 3.2 - 7 GDPに対する電力消費の割合

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
	NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer		

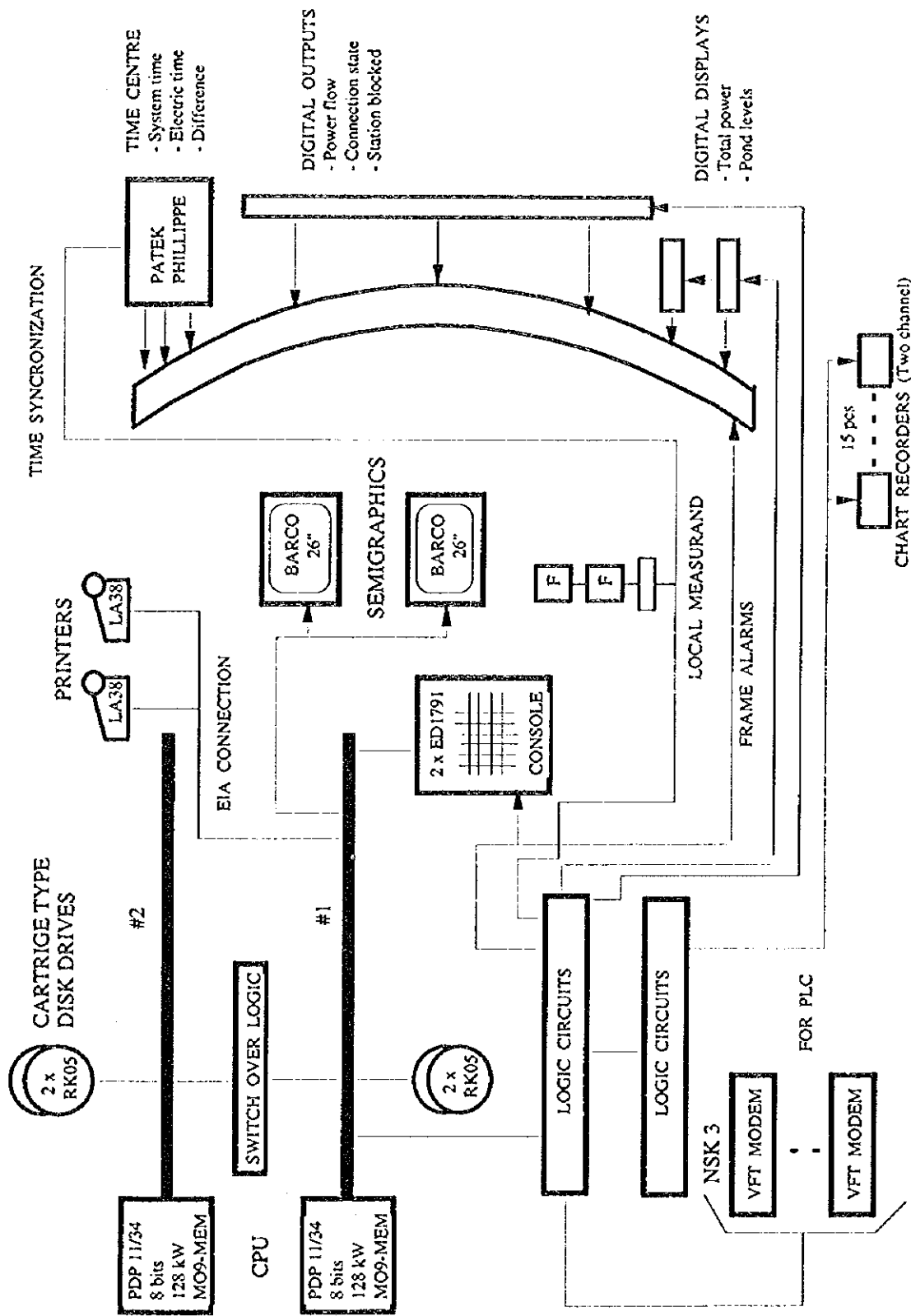


CEYLON ELECTRICITY BOARD
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 NIPPON KOGI CO., LTD.
 MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA
 TITLE 03.5.1-1
 1995 FEBRUARY





CEYLON ELECTRICITY BOARD	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY NIPPON KOSEI CO., LTD. <small>Consulting Engineer, TOKYO, JAPAN</small>	MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA	TITLE 3. 5. 5 - 1 SCADA システム設計図
---------------------------------	--	--	---------------------------------------

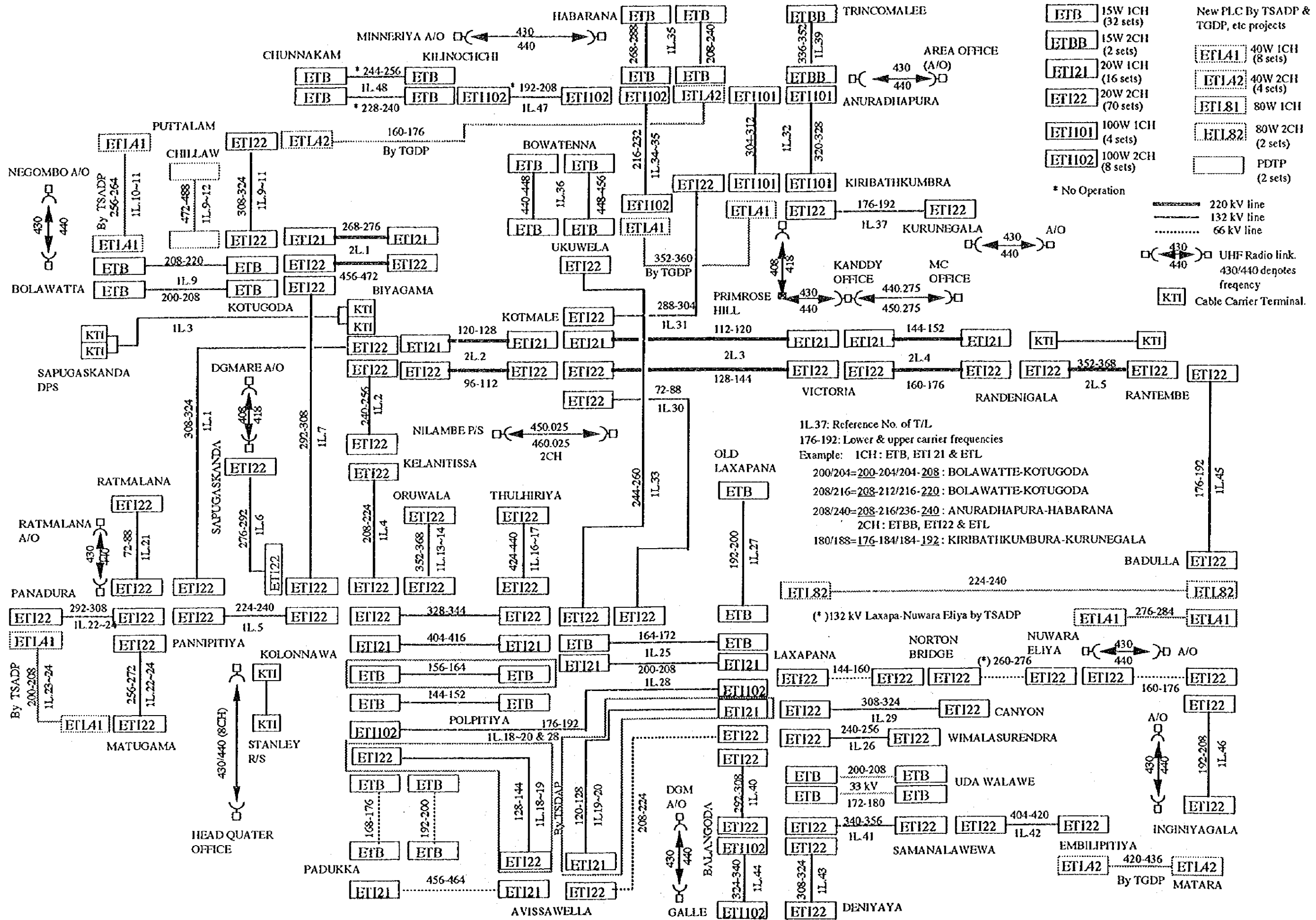


CEYLON
ELECTRICITY
BOARD

JAPAN INTERNATIONAL
COOPERATION AGENCY
NIPPON KOEI CO., LTD.
Consulting Engineers, TOKYO, JAPAN

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

TITLE 図 3. 5. 5 - 2
システムコントロールセンター
シイアグラム

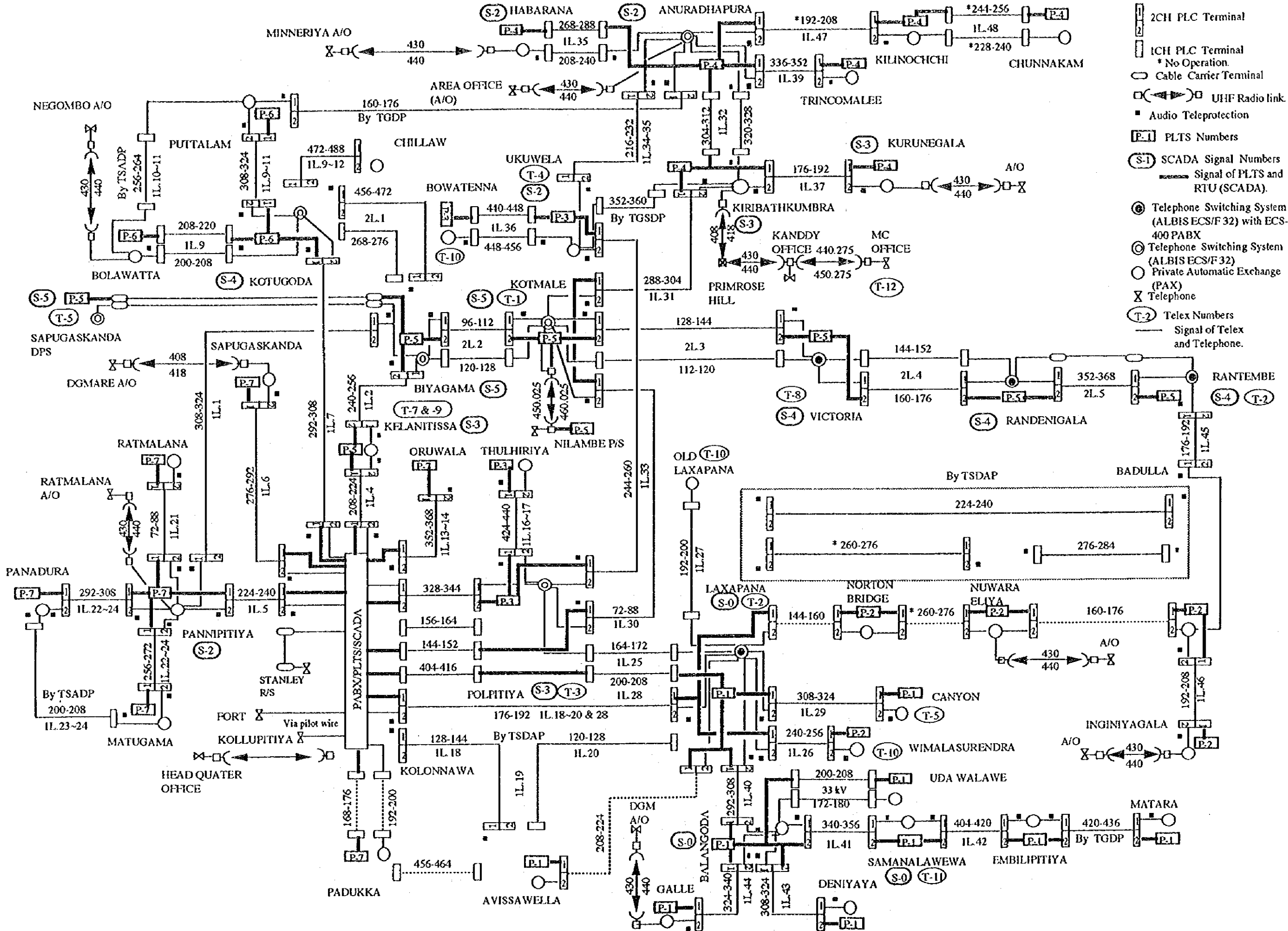


- ETB** 15W ICH (32 sets)
 - ETBB** 15W 2CH (2 sets)
 - ETI21** 20W ICH (16 sets)
 - ETI22** 20W 2CH (70 sets)
 - ETI101** 100W ICH (4 sets)
 - ETI102** 100W 2CH (8 sets)
 - EFL41** 40W ICH (8 sets)
 - EFL42** 40W 2CH (4 sets)
 - EFL81** 80W ICH
 - EFL82** 80W 2CH (2 sets)
 - PDTP** (2 sets)
- * No Operation

- 220 kV line
- 132 kV line
- 66 kV line
- UHF Radio link. 430/440 denotes frequency
- Cable Carrier Terminal.

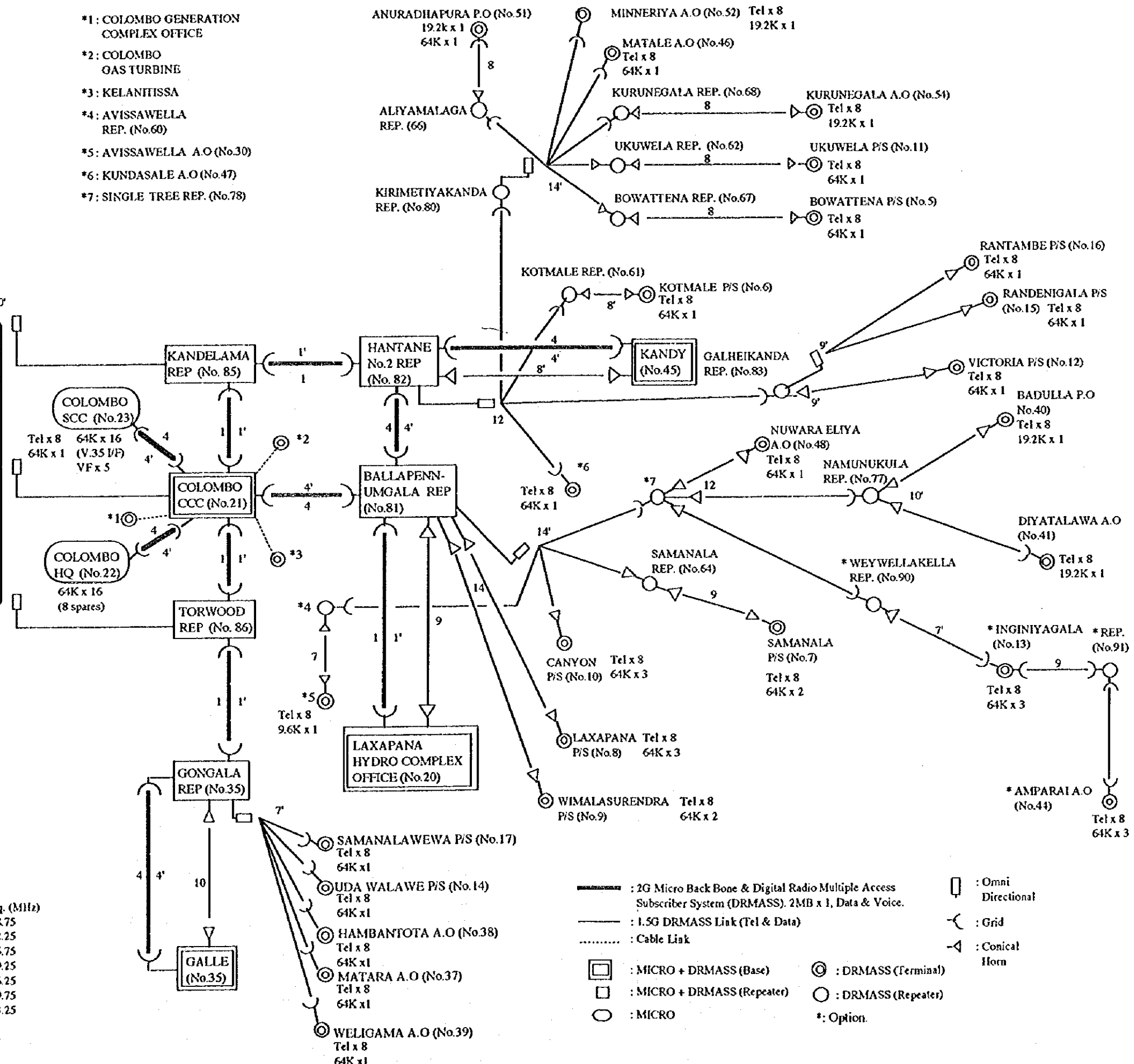
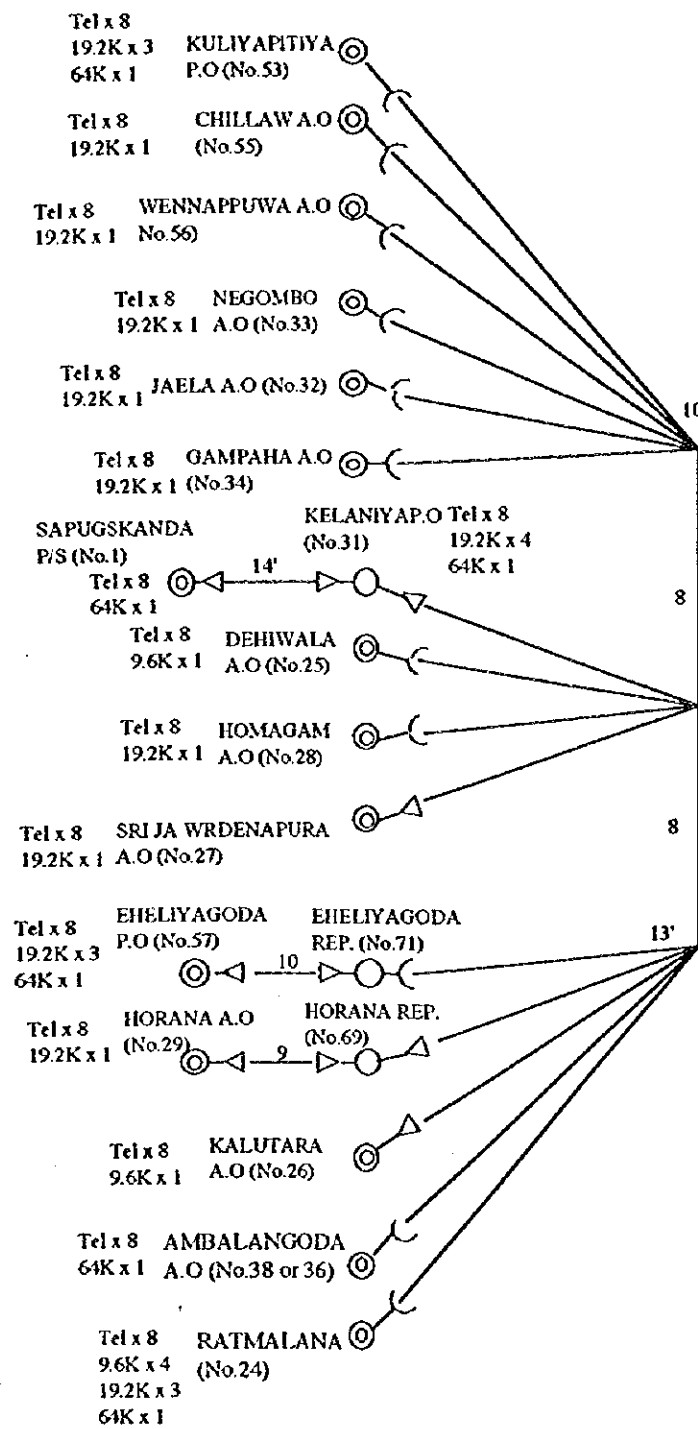
IL.37: Reference No. of T/L
 176-192: Lower & upper carrier frequencies
 Example: ICH: ETB, ETI 21 & ETL
 200/204=200-204/204-208 : BOLAWATTE-KOTUGODA
 208/216=208-212/216-220 : BOLAWATTE-KOTUGODA
 208/240=208-216/236-240 : ANURADHAPURA-HABARANA
 2CH: ETBB, ETI22 & ETL
 180/188=176-184/184-192 : KIRIBATHIKUMBURA-KURUNEGALA

(*) 132 kV Laxapa-Nuwara Eliya by TSADP



- 1 2CH PLC Terminal
- 2 1CH PLC Terminal
- * No Operation.
- Cable Carrier Terminal
- UHF Radio link
- Audio Teleprotection
- P-1 PLTS Numbers
- S-1 SCADA Signal Numbers
- Signal of PLTS and RTU (SCADA)
- ⊙ Telephone Switching System (ALBIS ECS/F 32) with ECS-400 PABX
- ⊙ Telephone Switching System (ALBIS ECS/F 32)
- Private Automatic Exchange (PAX)
- ⊗ Telephone
- T-2 Telex Numbers
- Signal of Telex and Telephone.

- *1: COLOMBO GENERATION COMPLEX OFFICE
- *2: COLOMBO GAS TURBINE
- *3: KELANISSA
- *4: AVISSAWELLA REP. (No.60)
- *5: AVISSAWELLA A.O.(No.30)
- *6: KUNDASALE A.O.(No.47)
- *7: SINGLE TREE REP. (No.78)



Frequency of Backbone		Frequency of DRMASS			
CH No.	RF freq. (MHz)	CH No.	RF freq. (MHz)	CH No.	RF freq. (MHz)
1	1727.5	7	1449.75	7'	1498.75
4	1919.5	8	1453.25	8'	1502.25
1'	1816.5	9	1456.75	9'	1505.75
4'	2038.5	10	1460.25	10'	1509.25
		12	1467.25	12'	1516.25
		13	1470.75	13'	1519.75
		14	1474.25	14'	1523.25

- : 2G Micro Back Bone & Digital Radio Multiple Access Subscriber System (DRMASS). 2MB x 1, Data & Voice.
- : 1.5G DRMASS Link (Tel & Data)
- : Cable Link
- : MICRO + DRMASS (Base)
- : MICRO + DRMASS (Repeater)
- : MICRO
- ⊙ : DRMASS (Terminal)
- : DRMASS (Repeater)
- *: Option.
- : Omni Directional
- ⊖ : Grid
- ◁ : Conical Horn