

国際協力事業団

セイロン電力庁  
スリ・ランカ民主社会主義共和国

スリ・ランカ国  
全国送電網整備計画調査

最終報告書

要約

平成9年1月

JICA LIBRARY



J 1136539(2)

日本工営株式会社

鉦 調 資
J R
97-004

RY

国際協力事業団

セイロン電力庁  
スリ・ランカ民主社会主義共和国

スリ・ランカ国

全国送電網整備計画調査

最終報告書

要約

平成9年1月

日本工営株式会社



1136539 (2)

## 序 文

日本国政府は、スリ・ランカ民主社会主義共和国政府の要請に基づき、同国の送電網整備計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成8年1月から平成8年12月までの間、4回にわたり日本工営(株)の塚原澄雄氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、スリ・ランカ民主社会主義共和国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成9年1月

国際協力事業団  
総裁 藤田 公郎

## 要約抜粋

### 1. 背景

CEB（セイロン電力庁）系統の電力需要は近年急速な伸びを示している、1990年以降の販売電力量の伸びは年率で平均8.4%を超えていて、発電設備及び送電網を含む電力系統の拡張が必要になっている。過去に於いて、CEBの電力系統計画は世銀が導入したワスプIIIプログラムを使用し、行う長期計画を含む発電計画だけが毎年行われていて、電力系統解析を含む多くの労力を必要とする系統だった送電系統計画は長い間行われなかった。

CEBの送電網は未だ発展段階にあり、電力供給の量（電力不足）、質（電圧降下過大）及び信頼度（停電）に関して改善すべき点が多い。しかし、開発資金が十分ではないので改善計画の実行は遅れがちである。

### 2. 目的

本調査の目的は下記である。

- (a) CEB作成の長期電力需要予測及びそれに対応する長期発電電力増強計画に基づいて1996年から2015年間のCEBの全国的長期送電系統整備計画を作成し、同時に計画された送電系統設備の予備設計を行ない、マスター・プラン報告書を作成すること。
- (b) 送電系統計画作業の技術をCEBのカウンター・パート技術者に移転して、将来必要となる同様な送電網計画をCEB技術者だけで行なうのに必要な知識を体得させること。

### 3. 調査の対象地域

電気エネルギーは国の全地域に公平に分配する必要がある。従って、送電系統は国の全地域に亘って設置されなければならない。従って、調査対象地域は南北435km、東西225kmのスリランカの全土を包含している。

### 4. 既存の送電系統の問題点

スリランカでは石炭、石油、天然ガス、又は原子力資源の様な火力発電用の化石燃料の埋蔵は確認されていない。従って、過去の電力開発は自国産で再生可能なエネルギーを利用する水力発電に主眼をおいて、そのために、現在の水力主体の発電方式が形成された。CEBの過去10

年間の運転記録によると、発電電力量のうち平均約 93%が水力発電所で賄われてきた。火力発電所は乾季に水力発電の不足分を補うために運転されているだけである。

現存の主要送電線は、中央山地の水力発電所で発電された電力を最大の需要地で全国の約 60%を消費しているコロンボ地区へ送電することを目的として建設された。220kV と 132kV の系統が国の主要送電系統として運転されている。132kV 送電系統は他の需要地へも必要に応じて延長されていて、北端のジャフナから南端のゴールまでをカバーしている。既存の送電系統は図 3 に示す通りである。しかし、コロンボ地区を除いて主として樹枝状系統になつていて電力供給の信頼性に問題がある。北部のジャフナ半島への 132kV 2 回線は動乱中にかなり破壊され、現在アヌラダプラ変電所で切り離されている。

132kV 系統は 1950 年代後半に運転開始されていて、通常の経済的寿命を過ぎた非常に古い設備も運転されている。古い送電線の導体は細くて増大する負荷に対応できず、主要な送電線から T-分岐された配電用変電所には適切な保護リレーが設置されていない。これらの変電所は多発する停電事故の原因になっている。

系統の予備容量の不足のために、送電施設の保守を適切なレベルで行うことができない。予備品の不足と相俟って、変電機器は通常の寿命よりも早く品質が劣化しているようである。

全体的に観て、コロンボ地区の電力系統は供給電圧の維持及び停電頻度の面で他の途上国と比較しても悪くはないが、他地域の地方系統はコロンボ系統と比較してかなり悪い状態にあり、供給電圧の変動が大きく供給信頼度が低い。

## 5. 長期送電系統計画の方針

送電系統は電力系統内では従属的性質を有していて、多くの発電所と需要地を結び、需要に応じた電力を送ると言う使命を有している。送電系統計画に先立って、全国的予測だけでなく変電所毎の需要を予測して、それに対応する将来の発電計画（各発電所の位置と出力を含む）を確定する必要がある。送電系統は発生電力を効率的且つ全体として協調のとれた方法で送電可能な容量を有していて、考える代案の中で最小コストのもので供給の質と信頼度の要求を満たすものでなければならない。

## 6. 需要予測と発電力増強計画

送電系統計画のための電力需要予測は対象となる各配電用変電所について作成しなければならない。CEB が作成した全国規模の予測需要は先づ最初に過去の消費実績を参照して CEB の地域に割り振った。次に地域の需要を CEB 技術者と相談して作成した行列（マトリックス）を使用して各変電所に分配した。

CEBの計画部が作成した長期発電力増強計画、1995-2015、を本調査で発電計画として参照した。

## 7. 送電系統開発計画の形成

この調査は、現在工事中及び資金手当済みの全送電系統計画は計画通り建設されるものと仮定して行った。

先ず最初に2000年、2005年、2010年及び2015年の系統について予備的な送電系統計画を既存の問題点を解決し、必要に応じて供給容量をふやし、供給の質と信頼度を満足させるように順次作成した。現存の220kV及び132kVの系統を必要に応じて拡張を行った。220kVの送電系統は、遠隔地の火力発電所からの大容量送電及びコロombo地区への電力供給について高い信頼度で確保する目的で大幅に拡張された。

次期の高電圧の400kV又は330kVは、1つの送電線当りの電力潮流が、1,000MWを超えず、2015年迄の計画期間内には必要とはならないことが電力系統解析の結果として判明した。

追加される配電用変電所の位置は、CEBの意向を考慮に入れ担当技術者とよく協議して決定した。

上記の予備的送電系統についてCEBが所有しているPSS/Eプログラムを用いて電力潮流計算を行って系統内の電力潮流と電圧分布を検討した。実際の計算作業はJICA調査団が作成したデータに従ってCEBのカウンターパートの技術者が行ったことは注目に値する。供給信頼度は同じPSS/EグループのTPLNANプログラムを使用して検討した。予備的な計画案は必要に応じて修正して、要求事項を満足するまで計算を繰り返した。

計画作業の全体的工程は図4に示してある。

現在工事中又は資金手当済みの計画は表1に、上記の過程を経て確認された1996-2000年、2001-2005年、2006-2010年及び、2011-2015年の各期間の各年の送電系統拡充計画は表2、表3、表4及び表5及び図5から8に示してある。

## 8. 所要資金及び経済・財政的評価

本調査で想定された全計画の概算予算は1995年の物価水準で1,184百万米ドル、外貨分が942百万米ドル、現地貨分は242百万米ドル相当で、詳細は表8に示す通りである。

発電、送電及び配電を包含した1996年から2015年のCEB電力系統開発計画全体の想定される所要資金計画は表9に示す通りである。なお、コストには建設費、運転・保守費及び発電用の燃

料費を含んでいる。消費者の支払い意欲に基づく経済的内部収益率 (EIRR) は 26.3% で長期限界費用 (LRMC) に基づく送電費は 1.4 セント/kWh で、発電・配電を含む全電力費は 10.4 セント/kWh である。将来電力料金の値上げが必要なことは明白である。

## 9. 緊急計画

CEB との協議に基づいて緊急実施案件として決定された 1998 年から 2001 年にかけて完成させる必要がある 14 の緊急送電系統拡充計画を表 6 に示してある。表 6 に示した 14 の各下位計画の概算工事費は表 7 に示してある。全建設費は 117.7 百万米ドルで、外貨分は 93.8 百万米ドル、内貨分は 23.9 百万米ドル相当である。

現状でこれらの計画の資金源を直ちに確定することはできない。従って、この際契約後の計画の遂行を円滑にするために現地調査、環境影響評価、設計及び入札書類作成の作業からなる準備調査をなるべく早い時期に行うよう勧告する。借款申し込みに当たってはこの調査結果を添封する。

## 10. 行政上の手配

スリランカは外貨準備高が不足していて、化石燃料は輸入に頼っている国であるから、自国産のエネルギー源、即ち水力、バイオマス等の有効利用をはかり、輸入燃料への依存率を下げる必要がある。燃料の輸入に当たっては入手の安全性を高めるために資源輸入元の多様化をはかるべきである。エネルギー使用の効率向上と消費の節減はスリランカにとって重要な目標である。

近年、開発途上国が発電計画を実施するのに必要な ODA 資金は充分に入手することができないようになってきていて、多くの国では私企業の投資で電源開発を実施している。

電気と共に熱を利用するコージェネレーション方式は 60 から 80% の高い総合効率を達成することができ、エネルギー使用の効率化に望ましい方式である。その方式は熱を製造過程で使用する製造工場等に適した方法である。工場は CEB 系統と接続して余剰電力を CEB に販売し、また自家発電力が不足する場合には受電する必要がある。このような連係運転を行うためには、制度上の問題と技術的条件を明確にさせる必要がある。

CEB 系統の日負荷曲線は典型的な夕方ピークのものであり、ピーク負荷の継続時間は短く、約 3 時間である。将来の主要発電力の石炭火力発電所は変動出力運転には不向きで、ピーク負荷対応の大量のガスタービン発電機又は水力発電所のピーク出力増強が必要となってくる。その様な事情なので、ピーク時の負荷をオフ・ピーク時に移してピーク出力を減らすような方策の調査をすることを勧告する。ピークの替わりにオフ・ピークの消費を促進する料金方式の検討や資金提供も必要である。



## 11. 将来の送電系統計画作成の実施

送電系統計画作業は配電用変電所毎の需要予測と各発電所の位置と出力を含む発電計画に基づいて行うものである。従って、この送電系統計画は前提条件である需要又は発電が変わる度に見直す必要がある。従って、実際は10年程度の送電系統計画を需要予測及び発電能力増強計画と共に毎年作成して計画を見直すようにすることを勧告する。

実施用の送電線、変電所の整備計画はこの10年計画から約3年分を緊急性又は優先順位に従い将来の系統も考慮して選定すべきである。

このような作業はCEBが実施すべきである。しかし、計画部の有能な技術者の人数は充分とは云えない。若い技術者がPSS/E及びTPLANのプログラムを操作できるように訓練する必要がある。

スリ・ランカ民主社会主義共和国  
全国送電網整備計画調査

最終報告書

要 約

目 次

1.	序.....	1
2.	スリランカ民主社会主義共和国の概況.....	1
3.	電力系統の現状.....	2
4.	電力需要予測及び CEB の開発計画.....	8
5.	送電系統計画.....	9
6.	経済的及び財政的評価.....	11
7.	エネルギー節減と損失低減.....	12
8.	環境保全計画.....	13
9.	将来の資金計画.....	14
10.	緊急計画の実施案.....	14

表1 建設中または計画中の送電システム整備計画

表2 2000年までに実施すべき拡張・整備計画

表3 2005年までに実施すべき拡張・整備計画

表4 2010年までに実施すべき拡張・整備計画

表5 2015年までに実施すべき拡張・整備計画

表6 緊急開発計画

表7 提案された開発計画のコスト

表8 建設資金計画

表9 CEB 電力システム拡張計画の経済評価

図1 発電設備の据付容量とピーク負荷の変遷

図2 電力消費と消費者数の変遷

図3 1995年末送電系統図

図4 送電系統計画の過程

- 図5 2000年時点におけるCEBの送電系統
- 図6 2005年時点におけるCEBの送電系統
- 図7 2010年時点におけるCEBの送電系統
- 図8 2015年時点におけるCEBの送電系統

## 要 約

### 1. 序

スリランカ政府の要請に答えて、日本政府はセイロン電力庁 (CEB) の送電系統拡張に関するマスター・プラン調査に対する技術援助を実施することを決定した。日本政府の技術協力計画の実施機関である日本国際協力事業団 (JICA) は調査の実施方法について CEB と協議し、1995 年 7 月に調査項目に関する同意書に両者が署名した。

この調査の実施機関として日本工営株式会社が JICA により指名され、業務実施のために調査団が派遣された。調査は 1996 年 1 月に開始され、最終報告書提出までに約 13 ヶ月を要した。

調査作業は上記の合意された作業項目に従って行った。

送電系統計画はその性格から、需要予測又は発電力増強計画の変更に従って、種々の機会に見直す必要がある。従って、CEB の技術者による調査技術の習得が絶対必要である。

この調査が JICA 調査団と CEB の計画部及びその他の機関のカウンターパート技術者との緊密な協力関係の下で実施されたことは特筆される。

### 2. スリランカ民主社会主義共和国の概況

スリランカはインドの南東のインド洋に浮かぶ面積 65,600 km<sup>2</sup> の島国で、その 1995 年の推定人口は 18,112,000 人である (人口密度は 276 人/km<sup>2</sup>)。国土は熱帯に位置していて、多雨で平均的な年間降雨量は 1,900 mm を超えている。年間を通じて気温と湿度が高い。中央の山岳地帯は多雨でそこから流れ出る河川にはかなりの包蔵水力がある。

スリランカは多民族国家で、民族構成は人口の 70% を占める多数派で仏教徒のシンハリ人、15% のヒンドゥ教徒のタミール人、7% のイスラム教徒のムーア人、その他 8% となっている。

国土は行政的に 9 つの省に分割されている。しかし、CEB は全国の電力消費の 60% を占めるコロンボ地区の西部省を 3 つの省組織、コロンボ、西部北及び西部南、に分割して合計 11 の省組織で運用している。

過去 4 年間に、スリランカは年率約 5.5% の実質経済成長を記録した。政府の統計資料によると、経済の自由化と構造改革に何がしかの経済効果があった。しかし、これらの効果は国家の大きな年間の赤字で減殺されている。

一般会計の国家歳入への外国援助の流入に拘わらず、国家財政には軍事支出及び難民救済が大きな重荷になっている。近年貿易収支の赤字は急増していて、国家財政は定常的な赤字状態に陥っている。1994年の対外債務の未払い残高は合計4,349億ルピー（87億米ドル）に達している。この数値は政府歳入の約4年分に相当している。

### 3. 電力系統の現状

- (1) 組織： スリランカに於ける電力供給業務は灌漑、電力、エネルギー省（MIPE）の管轄下にある。CEBはスリランカ全土に亘って発電、送電及び大部分の配電設備を効果的で協調がとれ、且つ経済的に設計、建設、運転、保守を行なう義務がある。CEB自身による需要家への直接の電力販売以外に、CEBは或る割合の電力（1995年で全消費の17.4%）を電力供給事業を行っているLECO及び地方政府へ卸売りしている。この電力はこの2者を通して消費者に小売りされている。
- (2) 需要と供給： 1995年の発電電力量は4,786GWh、最大電力は981MWで年間負荷率は55.7%であった。販売電力量は3,912GWhで、平均年間伸び率は最近20年間で7.2%、10年間で6.6%そして1990年以降では8.4%であった。1990年以降最近の高い伸びは注目に値する。現在、中央の送電網と接続されていない北部地域を除く地域の1995年の電化人口は全国の人口の約45%であった。北部系統が接続されたとした場合の電化率は50%近いと考えられる。需要家分類別では、CEBの1995年の電力販売中最大のもは産業用の39.0%で、次が家庭用の25.9%、更に卸売り販売の17.4%と商業用の16.1%と続いている。最近の分類別の伸び率は地方電化の伸展により、家庭用が一番高くなっている。

1972年から1995年間の据付発電容量と最大発電電力の関係を図1に、需要家の数と全販売電力量の関係を図2に示してある。

- (3) 発電： 現在のCEBの発電実績は大部分が水力で、火力発電所は河川流量が不足し水力だけでは需要を満たすに充分でない時にだけ運転されている。最近20年の間、大部分の電力（殆どの年で90%以上）が水力発電所から供給されている。

CEB系統の利用可能な1995年の全発電所容量は1,349MWで、水力が1,125MW、火力が224MWであった。非常に雨の少ない年でも十分な電力供給を確保するには、火力発電に相当量の予備的容量を持たせる必要がある。1996年に、スリランカは異常渇水のためにながりの電力不足を経験した。経済的に開発可能な水力開発時点が枯渇してきているので、スリランカは将来火力開発を大幅に実施せざるをえなくなっている。火力発電力を短い年間運転時間で比較的安く確保するためには、比較的建設費が安くて起動時間が短いガス

タービンやディーゼル発電機が適している。しかし、需要が更に大きくなると大容量のベース負荷用の石炭火力発電所が必要になってくるはずである。

- (4) 送電系統： CEBの現在の送電系統には220kV、132kV及び66kVの送電線がある。それらの1995年末現在総延長は回線・km表示で下記の通りである。

220 kV 線	260 回線・km
132 kV 線	2,580 回線・km
66 kV 線	314 回線・km

既存の220kV線及び132kV線の詳細は図3に示してある。66kV系統は近い将来運用を終える予定になっている。

CEBの送電線の当初の目的は中央山地の水力発電所の発生電力をコロンボ地区へ送電することであった。そのようなわけで、220kV及び132kVの多数の送電線が水力発電所とコロンボの間に建設された。現在のコロンボ系統にとって最も深刻な故障は1年に約1回の割合で発生しているコトマレ～ピヤガマ間の220kV送電線の2回線遮断で、これはコロンボ地区への電力供給の崩壊につながる。

コロンボ系統を除いて、大部分の132kVの送電系統は樹枝状になっていて、リングは形成していない。従って、送電線が脱落するとその供給地域の停電は避けられない。

北部のジャフナに至る送電系統設備は最近の内戦中にかなり損傷を受けていて、ジャフナへの送電線は現在アヌラダプラの引き出し点で切離されている。これらの復旧と電力供給の再開は2000年迄には実現するものと期待されている。

多くの配電用変電所は主要送電線にT一分岐で接続されている。この方式の重大な問題点は、これらの配電用変電所に適切な送電線保護リレーが設置されていないと云うことである。このことは距離リレーを設置した主要送電線に保護問題を発生させ、系統故障解消の支障になっている。

静止キャパシタの設置が系統電圧制御には不十分で、送電線の大きな電圧降下を招いている。

- (5) 送電線： 66kV又はそれを越える全ての送電線は鉄塔構造のもので国内にポール送電線は無い。主要送電線は、全て2回線構造で、1回線送電線は地方送電用及び余り大きな

い発電所の接続用に建設されている。スリランカは熱帯に位置しているので雷が多く、主要送電線には2本の架空地線が架設されている。

既存の送電線及び変電所は海岸線から離して建設されているので、塩害問題は発生していない。

コロンボの市街地には3区間の132kV地下ケーブルが設置されている。地下ケーブルは油入のOFケーブルで、主として主要道路の中央分離帯に直埋されている。

- (6) 送電線保護： 既存の220kV及び132kVの架空送電線には距離継電方式が適用されている。主要な220kV線には、異なったメーカーの2種類の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（PUTT）方式2系列を設置して、1プラス3自動再閉路を適用している。132kV線のPUTTは主要線路に使用されているだけで、殆どの線路ではPLC回線を通じた信号交換を行わずに単純な3段の距離リレーで保護している。

地下ケーブル線路及び数キロ迄の4つの短距離の架空送電線にはパイロット・ワイヤ継電方式が適用されている。

系統動乱時でも電力系統の全壊を防ぐために、系統周波数低下（例えば49、48.5及び48Hz）を検出して指定された33kV線を強制遮断するための周波数低下リレーが殆どの配電用変電所に設置されている。

過去の保護リレーは主として誘導円板又はカップ型のものである。しかし、最近の製品はマイクロプロセッサ付きのデジタル・リレーが一般的である。これらのデジタル・リレーの特性は融通性があり、その動作時間は旧式の誘導リレーと協調をとることができる。

- (7) 変電所： CEB系統には色々な種類の変電所がある。配電用変電所では送電電圧の132kVを配電電圧の33kV（コロンボでは11kV）に降圧している。220/132kV変電所では220kV、132kVの2つの送電電圧が関係されていて、この変電所では関係変圧器3次側の33kV巻線に配電系統を接続している。発電所構内に33kVの配電設備を設置する場合もある。或る発電所の屋外開閉所には多数の送電線が接続されている。

大半の変電所は屋外開放型のもので、コロンボ市内のフォート及びコルピティアの2変電所はGISを設置した縮小型の屋内型変電所である。

主要変電所は2重母線設計で多数の高圧回路が接続されている。一方、配電用変電所は標準設計のものは引込み線は2回線で相互接続回路を有している。主要変圧器の最初の据付け台数は通常2台で、最終4台迄増設可能な用地を用意している。現在の変圧器の標準容量は31.5MVAだが、古い地方変電所では16、10、5MVAのものが多数使用されていた。これらの多くは需要増に応ずるために標準容量の変圧器と変換ずみ又は交換が計画されている。更に大容量の60MVAの変圧器も重負荷地域で使用されている。

各配電用変圧器には33kVの母線電圧を自動的に制御するための負荷時タップ切替え器が付属している。実際には、タップ切替え器が既に損傷してしまっていてタップ切替え無しに運転している変圧器が多数ある。線路電圧降下補償装置用の変流器が標準付属品として多くの変圧器に付属している。しかし、この装置は今迄に使用されたことは無い。

線路電圧降下を補償するための静止キャパシタは数カ所の変電所に設置されているだけで総容量は十分でない。無効電力の不足はコロンボの発電休止中のガスタービン発電機をコンデンサ運転することで補っている。

種々の古い機器は通常の寿命を超える長期間の使用で既に劣化してしまっていて、早急な交換を必要としている。

- (8) 給電システム： CEBの系統制御所(SCC)は全国の水力及び火力発電所、220/132kV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。

第1のシステムは発電所と220/132kV送電網用で、データ処理、ディスプレイ及び遠方表示機能用に2台のコンピュータを有している。しかし、遠方端局装置(RTU)が設置してあるのは20電気所だけで他の電気所からの運転情報は電話で収集している。コンピュータは既に全負荷状態で機能の追加は不可能である。表示装置としてはVDUと模擬系統盤が設置されている。合計20台のRTUはPLCの通信系統を通して200ボ-の速度でSCCと接続されている。

第2のシステムは33kV系統用で、系統の開閉機器の状態を手動で表示する系統盤が装備されている。33kVの電気所からの回路の開閉情報はPLC、VHF、電話又は他の通信手段で収集している。

これら系統制御用機器は1984年に使用開始されたが、機器の設計は約15年前のものである。これらの機器は日進月歩で変化していて変化が早い。従って、システムは既に陳腐化していて、且つ遠方操作、自動データ作表、オフライン電力系統解析などの重要機能が付いていない。旧式になってしまった機器の予備品が入手不可能なことも問題である。



CEBはこれらの設備の更新を決定し、完全な遠方監視制御 (SCADA) 機能を有する新しい機器を購入するための入札を行った。しかし、未だ契約には至っていない。

- (9) 通信系統： 現在の電力系統運転用の基幹通信系統は電力線搬送 (PLC) システムで、電話、テレックス、搬送保護、データ伝送等に使用されている。超短波 (VHF) 無線システムは PLC 電話の補助及び保守用に使用している。

新しいデジタル・マイクロウェーブ系統が建設され、近く受入試験を行うことになっている。この系統は業務用通信のためにコロンボの CEB 本部と発電コンプレックス事務所、主要発電所及び大部分の省及び地域の事務所を接続することになっている。現在のところ、CEBはこのマイクロ・ウェーブ系統を送電線保護及び電力系統制御用のデータ伝送に使う考えは無いようである。

現在の PLC を主体とする通信システムで将来の電力系統の要求に応ずるには多くの技術的問題がある。それらは、T 分岐変電所への PLC 技術の適用、予備品の不足、通信回線容量不足、最近のデジタル技術適用の困難さ、高度な系統制御の要求に応ずる能力の無さ等である。

送電線保護や系統制御に最新の技術を適用するためには、デジタル・マイクロウェーブや光通信のような最新の通信網の構築が必要不可欠である。

- (10) 配電系統： 配電用変電所の変圧器の標準的な 2 次電圧は 33kV で、主要高圧配電電圧は 33kV である。CEB の配電系統では開閉ガントリー (機能は配電用開閉所) を大きな消費地の近く又は系統の重要地点に建設して、それにいくつかの配電線を接続している。コロンボなどの主要な都市では中間電圧の 11kV を高圧配電電圧としている。海岸線に近い地域でも、塩害を避けるために高圧配電電圧を 11kV としている。

配電電圧が 33kV と高いので、長距離電力伝送が可能である。或る地方では、線路総長が非常に長く 100km を超える箇所もある。そのうえ、適切な電圧制御措置がとられていないので電圧変動が大きくなっている。

遠隔地の大きな配電電圧降下は CEB 系統にとって重大な問題である。需要家への供給電圧を減らすためには、種々の方策が考えられる、即ち、送端の配電用変電所の変圧器の負荷時タップ切替器の設定電圧を上げること、線路電圧降下補償装置を使用して送端電圧を自動的に制御すること、長距離線路に線路用電圧調整器を設置すること、線路端に CEB 及び需要家が静止型キャパシタを設置すること、及び開閉ガントリーで電圧制御をすることな

どが考えられる。CEBは最も有効且つ経済的な方法を探り出すために系統的な調査を行う必要がある。

- (11) 運転・保守： CEBの努力により、スリランカの電力系統は全体としてよく保守されている。電力系統は系統制御所で管理しているが、供給電圧の更なる安定化と供給信頼度の改善のためには既設設備の有効利用と保守作業の改善が必要である。

コロombo地区の電力系統は、消費者の供給電圧の変動は比較的少なく、年間停電時間も短く、全体として良好に保たれている。但し、地方系統の状態は余り良くない。

CEBの運転記録によると、既設の送電線、変電所には故障が頻発しているものがある。送電線では、雷害と樹木の導体への接触が故障の主要な要因になっている。古い劣化した変電機器は事故多発の原因になっている。T分岐変電所は適切なリレーが設置されていないのと相俟って支障の原因になっている。運転記録によると特定の送電線、変電所に故障が集中する傾向がある。

保守班は比較的良く組織されている。しかし、保守業務は主に過去の経験に従って行われていて、良く整備された保守マニュアルは作成されていない。

CEBの保守業務の問題点としては必要なマニュアル、図面及びデータ類の保管の適切な手段の欠如、SF6ガス遮断器、GIS、デジタル・リレー等の新技術の機器に関する保守技術の未確立、保守業務に従事する資格のある要員の不足などがある。

- (12) 料金体系： 他の開発途上国と同様で、現状の料金収入では将来の開発に必要な資金を生み出すのに十分ではない。各項目の料金は所要総コストを各消費項目へ分配して適正利潤を付加することによって、政府の価格付け政策に従って決められていて、実際の費用に準拠した料金ではない。

相互補助の考え方がとり入れられている。住宅部門は工業及び商業部門の補助を受けており、小規模需要は大規模需要の補助を受けている。最小規模の住宅需要の料金は最大需要の料金21%にしかならず、このことは地方電化の実施を難しくしている。

時間別料金方式は工業需要だけに適用されているが、季節別料金は通用されていない。

#### 4. 電力需要予測及び CEB の開発計画

- (1) 電力需要予測： 送電系統計画に当たっては、既存及びその時点迄に計画されている各変電所の負荷を予測して、変電所の位置、即ち負荷地点を決めなければならない。この目的で、CEBの全国的な予測需要は CEBの 40 の地域に分割し、更にそれを需要分割のための供給マトリックスを使用して各変電所に割り振った。

1982年から1994年間のGDPの平均伸び率は年率4.08%であった。一方、同じ期間の販売電力量の伸び率は6.44%で、弾性率は1.58であった。公式な統計及び計画によるとGDPの伸び率は1994年及び1995年が6.0%、1996年が6.5%、そして1997年及びそれ以降計画期間中は7.0%と想定されている。本調査の送電系統計画はCEBの1994年度長期需要予測、1994-2014、に基づいていてその概要は下記である。

電力量及び最大需要予測（基本ケース）

	必要電力量 (GWh)			最大電力 (MW)		
	基本	高予測	低予測	基本	高予測	低予測
1994	4,364	4,364	4,364	910	910	910
1999	6,805	7,119	6,501	1,365	1,428	1,304
2004	10,194	11,162	9,300	2,010	2,201	1,834
2009	15,684	17,977	13,655	3,087	3,538	2,690
2014	24,132	28,952	20,079	4,757	5,698	4,268

販売電力量の伸びは当初北部の負荷の接続を考慮に入れて年率10%とし、2000年以降は年率9%と想定した。これは、発電電力量では計画期間中約年率9%になる。

- (2) 発電力増強計画： CEB系統の長期発電力増強計画はワスプⅢコンピュータ・プログラムを使用して作成される。最新の作成は1996年作成のもので、上記の需要予測に基づいている。本調査はこの計画に従った。

スリランカはCEBの発電系統が水力主体なので、1996年に雨量不足のためにひどい電力不足を経験した。現状の発電容量が1997年及びそれ以降の電力需要を満たすに十分で無いことは明白である。発電力増強に対する短期の要請に答えるために、CEBは納期及び工事期間が短いディーゼル・エンジン、ガス・タービン、コンバインド・サイクルの発電機をコロombo地区に据付ける計画である。2000年迄の計画に含まれるのはサブガスカングの131MWのディーゼル・エンジン、ケラニティッサの115MWガス・タービン、ケラニティ

ツサ及びムスラガウエラに1台ずつの150MWのコンバインド・サイクルの発電設備である。

スリランカでは今迄、水力発電が重点的に開発されてきていて、現在残っている経済的に開発可能な地点は合計約400MWと見積られている。基底負荷で運転した場合、石炭火力発電所は火力計画中でエネルギー発電コストが一番安いと見積もられていて、その建設が多量に計画されている。現時点で北西部のプタラム(900MW)、北東部のトリンコマレ(1,200MW)及び南部のマウエラ(600MW)の3発電所が計画されている。トリンコマレ地点は深海港が建設可能で最適地点と云われている。しかし、治安上の問題からプタラム地点が第一の開発地点として計画されている。

スリランカの日負荷曲線は典型的に夕方ピークでピーク時間は約3時間である。従って、将来多量のピーク負荷供給用のガス・タービン及びコンバインドサイクルの発電設備及び水力発電所のピーク容量の増強が必要である。

- (3) 送電系統拡張計画：現時点で、1995-97送電系統拡張計画が進行中で、1996年中旬迄にそのいくつかは完成済みである。上記の計画の次の計画についても資金手当は既に終わっている計画がいくつかある。これらは表1に示してある。

この調査では上記の進行中及び資金手当が終わった計画は計画通りに完成すると云う前提で検討を行った。

## 5. 送電系統計画

- (1) 計画の基準：電力供給事業は、需要に応ずる量、供給電圧及び周波数で表される品質、及び一定期間の停電時間で示される安定度の3基準を達成するように行う必要がある。これらの基準のうち送電系統計画で考慮するのは系統電圧の保持と電力供給の信頼度である。

本調査の送電系統計画の基準の概要は下記である。

1. 単一設備故障(送電回路の1区間、変圧器又は発電機1台等電力系統構成要素1つの脱落)の際に原則として電力不足を含む重大な支障が発生しないこと。
2. 送電系統内の電圧変動は正常運転時は+5%から-5%の範囲、単一設備故障時は+5%から-10%の範囲に入ること。

3. 系統内の最も苛酷な個所で3相故障が発生して、それに続いて再閉路を行いそれが失敗した場合に系統の動的安定度が保てること。

(2) 計画作業の流れ：送電系統計画は考えられる発電所と需要地の変電所を送電線で結び、発電地点から需要地へ予測される電力の送電を行い、同時に現状の系統の問題点を解決できるように作成する。

送電系統計画を着手する前に、発電所の位置と出力及び配電用変電所の位置と負荷の大きさを明確にする必要がある。同時に系統の現状の問題点もはっきりさせる必要がある。

この調査で適用した作業の流れ図は図4に示してある。

(3) 予備的送電系統計画の作成：2000年の予備的送電系統計画は下記のように種々の条件を考慮に入れて作成した。

1. 既存の送電系統構成及び系統運転状態と信頼度に関する問題点。現状の問題点の改善に努力すること。
2. 2000年の電力需要予測及び新変電所の選定。
3. 発電力増強計画
4. 想定される電力潮流と線路、変電所等の送電容量。
5. 系統電圧及び供給信頼度の基準。

2005年、2010年及び2015年の予備計画は前の期の送電計画に基づいて作成した。2005年の系統は2000年の系統を基盤にして、供給能力を増加させ同時に電力供給の品質及び信頼度問題を改善するように計画を作成する。

新変電所の位置決定に当たっては、調査団は詳細な地域の状況についての知識は無いが、CEBの配電様開発課及び省の配電技術者は彼等の計画を持っている。従って、最終決定に当たってCEB関係者とよく協議した。

(4) 最小費用計画：ACSR 導体を使用した架空送電線は大電力の長距離伝送の最小費用の手段であることは一般に認められている。導体寸法は建設費、運転・保守費及び損失評価を含む年経費を基準にして決定した。

- (5) 電力系統解析及び信頼度評価： 最初に予備的送電系統案について CEB が所有している PTI の PSS/E プログラムで電力潮流解析を行って、正常運転状態での系統の特性を検討した。この計算は JICA 調査団が作成した資料を使用して CEB の技術者が行ったことは特筆に値する。

電力潮流解析で通常の基準を満足したら、電力供給の信頼度を“N-1”基準（1つの設備の故障を多数のケースで検討）で PSS/E の TPLAN プログラムによって検討した。単一設備故障時に重大な電圧問題、供給支障又は系統要素に過大な潮流が発生しないように計画した。

予備的送電系統計画は以上の全ての基準を満足するまで変更を行った。この様にして送電系統計画を決定した。

その後を選択された系統の 3 相故障電流を計算して遮断器の遮断容量を検討した。更に、系統の動的安定度を検討した。両方の系統解析に PSS/E プログラムを使用した。

- (6) 選定された計画： 上記の過程を経て選定された 2000 年、2005 年、2010 年及び 2015 年迄の送電系統拡張計画は図 5、6、7、8 に示してある。各年別の計画のリストは表 2、3、4、5 に示してある。

## 6. 経済的及び財政的評価

- (1) 実施計画及び所要資金： 各下位計画の名称と実施の必要な時期は上記の計画リストに示してある。各年に分配されて所要資金の流れは表 8 に示す通りで、5 年間毎に資金の概要は下記の通りである。

計画コストの概要

期間	単位：百万米ドル		
	外貨分	現地貨分	合計
1995 - 2000	105.9	27.4	133.3
2001 - 2005	186.8	50.4	237.7
2006 - 2010	369.0	96.5	465.5
2011 - 2015	279.8	67.2	347.0
合計	941.5	242.0	1,183.6

総コストは 1995 年の物価水準で約 1,184 百万米ドル相当である。

- (2) 経済及び財政的評価： 送電系統拡張でなく、発電力増強及び配電系統も含む CEB の 1996 年から 2015 年の開発計画に必要な資金の流れは表 9 に示す通りである。

消費者の支払意志に基づいて決定された便益を使用した 2015 年迄の開発計画全体の経済的內部収益率 (EIRR) は 26.3% と高い数字になっている。

長期限界費用に基づく送電費は 1.4 セント/kWh で発電及び配電を含む電力単価は 10.4 セント/kWh になった。将来かなりの電気料金値上げが必要なことは明白である。

## 7. エネルギー節減と損失低減

- (1) 省エネルギー活動： スリランカは化石燃料の輸入国であり、全国的な省エネルギーは電力用輸入燃料に支出する外貨を削減するために必要である。CEB 内には需要側電力管理課が設けられていて、需要側の電力管理活動の CEB 内部および需要家への啓蒙を担当している。この部門の担当業務には例えば、白熱電球に代るコンパクト型蛍光灯の使用などの効率的な電力利用、需要家啓蒙、エネルギー監査への援助、需要家のコンデンサ設備への資金手配、需要家の自家発電の促進などの業務が含まれている。送配電設備に発生する電力損失の削減もまたエネルギー節減に非常に重要な項目である。
- (2) 送配電設備の電力損失の実態： CEB、LECO および地方の行政機関を含むスリランカの電力系統で、1995 年の送配電設備中の総電力損失は発電電力量の約 20% にのぼっている。これは、日本の場合の 5.5% またはその他の先進国の損失率に比し相当に高い数値である。損失率は設備投資をして損失低減策をとれば低減することは可能である。スリランカの損失は、同じような経済状態にある他の国の損失と比較すれば決して高いものでもない。

CEB 系統内の電力量計の精度は良い状態に保たれているとは云えず、実際の送電線、高・低圧配電系統の夫々の損失量は明確にはなっていない。コンピュータ計算によれば、送電線と高圧配電系統の電力損失の合計は 7.5% 程度であり、非技術的損失も含めた低圧系統の電力損失は 12% を超えていると推定されている。不法に使用されている電力、計量の精度、料金徴収の損失の合計即ち非技術的損失は、少なくとも 6% に上るものと推定されている。

- (3) 損失低減対策： CEB の送電線と高圧配電系統の電力損失は、現在の電線をサイズ・アップするか力率改善をすることによって低減可能である。しかしながらこれらの損失低減対策は経費の割りには、効果は大きくない。電線サイズ決定に際しては電流容量や建設費の他にそれによる損失値評価をも含めて経済比較を行うべきである。

電力損失を大幅に低減するには、低圧配電系統の改善と非技術的な損失の削減に配慮せざるを得ない。低圧配電系統の損失低減の最良の対策としては、配電用変圧器の数を増やし低圧配電線の区間距離を短くすることである。絶縁電線の使用は大サイズの電線が必要になり抵抗損は減少する。絶縁電線の使用は盗電防止や樹木等の接触による事故の防止にも効果的である。一方、実損失以外の非技術的な損失の削減には幾つかの対策が考えられる。不法使用防止のための需要家設備の改善、不法使用をなくするためのキャンペーン、CEBの担当職員を含めた人々の意識改革、不法使用に対する罰則強化などがある。

- (4) 実施方法： 電力損失低減の効果的な方法を探求するために徹底した調査を行うべきである。この調査では損失原因の追求、各種対策案の費用・便益解析を同時に実施すべきである。

いかなる損失低減対策にも、何らかの投資が必要である。損失低減策の検討を通じて効果的な投資策、すなわち少ない投資による大きな便益をもたらす解決策を見付け出すべきである。需要家用設備の改善及び電力不法使用の削減が一般的には、最も投資効果があるとされており、通常の損失低減計画もこの点に重点をおいている。低減対策として選定された方法は、経済的な優先順位に基づいて順次実施されるべきである。

## 8. 環境保全計画

- (1) 送電系統の環境問題： 環境保全への関心の高まりは世界的な動向であり、スリランカにおいてもこの環境問題は深刻な問題になりつつある。
- (2) 制度上の規制： 50kV、10km以上の送電線に対する環境影響評価（EIA）調査がスリランカにおいても求められている。したがって、本プロジェクトにおいてもEIA報告書を作成してプロジェクト承認委員会の検討に供しなければならない。
- (3) 送電系統の特殊な環境問題： 日本においては、大気汚染、水質汚染、土壌汚染、騒音、振動、地盤沈下と臭気の7項目が環境保護の重要項目と認識されている。それに加えて、自然公園、自然景観、歴史及び文化的遺産、動植物への影響についても調査しなければならない。

送電線には、ルート選定、鉄塔敷地造成、通信線への電磁誘導、静電誘導、ラジオ障害などの特殊問題がある。変電所には大地電圧の上昇、油火災などの問題がある。

計画の建設前、建設中および完成後の環境を比較して影響を評価しなければならない。



## 9. 将来の資金計画

- (1) 自己資金の活用： 電力事業の場合、本来開発資金は電力販売による収入から調達すべきであり、CEB はできる限り自己資金を活用すべきである。しかし、CEB の自己資金だけでは全計画を実施するのに十分ではない。
- (2) 二国間又は国際的援助資金： 二国間資金又は国際機関の資金で低い優遇金利の資金はスリランカ政府によって非常に有益である。
- (3) 供給者信用資金： 上記の様な資金が利用できない場合、供給者側の信用に頼って入札を行うことが考えられる。

## 10. 緊急計画の実施案

- (1) 緊急実施プロジェクト： 現在 1995-97 年送電系統拡張計画が実施中である。1998 年と 99 年中に完成予定の次期計画の資金も既に手当て済みである。本調査で 2001 年までに必要であると確認されていて CEB の計画にも盛り込まれている 14 の送電系統開発計画は、緊急プロジェクトとして認識されている。これらのプロジェクトのリストは表 6 に記載しておりその建設費は表 7 に示してある。

これら 14 プロジェクトに要する資金は、1995 年末の物価レベルで外貨分 US\$ 93,246,000 と現地貨分 US\$ 23,557,000 相当と積算されている。

- (2) 事前調査の必要性： これまでの送電系統開発プロジェクトは送電線ルート、変電所地点の選定、用地調査、用地問題が予想される地点の認定などの確たる調査なしに実施されてきた。その結果、工事開始後に種々の問題が発生し工事の遅れの原因となっている。

したがって、プロジェクトが円滑に遂行できるように、この種の調査、特に用地に関わる問題の調査は設計段階から実施することを提言するものである。

- (3) 選定されたプロジェクトの事前調査： 上記事情を踏まえて、事前調査では、既設施設の調査、送電線ルート・変電所位置の選定、変電所用地の調査、送変電設備の基本設計、送電線ルートの中心測量の支援、送変電設備の詳細設計、国際競争用入札書類の作成、送電設備の EIA 調査を実施することを調査団は提言するものである。

# 表

表1 建設中または計画中の送電システム整備計画

Augmentation and Extension of Transmission System	Re- marks	Fund Source	Project Name	Commiss. Year
(1) Construction of Chilaw Substation a) T-connection line for Chilaw (2cct, 6.8km, Lynx) b) Chilaw (2x31.5MVA)		IDA IDA	PDTP PDTP	Completed Completed
(2) Construction of Badulla - Laxapana 132kV Transmission Line a) Laxapana - Badulla 132kV line (2cct, 74.2km, Lynx) b) Badulla (two T/L bays for Laxapana line) c) Badulla (1x31.5MVA addition)	a	OECF OECF OECF	TSADP TSADP TSADP	Jul. 96 Jul. 96 Jul. 96
(3) Construction of Nuwara Eliya Substation a) Nuwala Eliya (2x31.5MVA) b) T-connection line for Nuwala Eliya (2cct, _km, Lynx)		OECF OECF	TSADP TSADP	Jun. 96 Jun. 96
(4) Construction of Avissawella Substation a) Avissawella (2x31.5MVA) b) T-connection line for Avissawella (2cct, 0.5km, Lynx)		OECF OECF	TSADP TSADP	Dec.96 Dec.96
(5) 2nd Pi-connection for Kiribatumbura Substation a) 2nd pi-connection line for Kiribatumbura (2cct, 3.9km, Lynx) b) Kiribatumbura (two T/L bays for pi-connection arrangement)		CEB Korean		Completed 1999
(6) Construction of Matara Substation a) Matara (2x31.5MVA) b) Embilipitiya - Matara 132kV line (2cct, 52km, Lynx) c) Embilipitiya (two T/L bays for Matara line)		OECF OECF OECF	TGDP TGDP TGDP	Nov.97 Nov.97 Nov.97
(7) 2nd Pi-connection for Ukuwela Substation a) 2nd pi-connection for Ukuwela (2cct, 11km, Lynx) b) Ukuwela (two T/L bays for pi-connection arrangement)		OECF OECF	TGDP TGDP	Nov.97 Nov.97
(8) Constuction of 132kV Puttalam - Anuradhapura Line a) Puttalam - Anuradhapura (2cct, 75km, Lynx) b) Puttalam (two T/L bays for Anuradhapura line) c) Anuradhapura (two T/L bays for Puttalam line)	b	OECF OECF OECF	TGDP TGDP TGDP	Nov.97 Nov.97 Nov.97
(9) Reconductoring of 132kV Kotugoda - Bolawatta Line and Double Pi-Connection Arrangement for Bolawatta a) Kotugoda - Bolawatta 132kV line (2cct, 22km, Coyote to Zebra) b) Bolawatta (two T/L bays for pi-connection arrangement)	c	OECF OECF	TGDP TGDP	Nov.97 Nov.97
(10) 2nd Pi-connection of Kotmale Power station a) T-off of Kotmale (2cct, 6.8km, Lynx) b) Kotmale (two T/L bays for pi-connection arrangement)		IDA IDA	SPDTP SPDTP	Completed Dec.96

表1 建設中または計画中の送電システム整備計画

Augmentation and Extension of Transmission System	Re- marks	Fund Source	Project Name	Commiss. Year
(11) 2nd Circuit of Rantembe - Badulla Line				
a) Rantembe - Badulla 132kV 2nd cct line (1cct(2cct const.), 33km, Lynx)		IDA	SPDTP	Jan.98
b) Rantembe (a T/L bay for Badulla line)		IDA	SPDTP	Dec.96
c) Badulla (a T/L bay for Rantembe line)		IDA	SPDTP	Dec.96
(12) Construction of Veyangoda Substation				
a) Veyangoda (2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
b) Kotugoda - Veyangoda 132kV line (220kV design, 2cct, 20km, 2xZebra)	d	ADB	SPSEP	Dec.98
c) Kotugoda (two T/L bays for Veyangoda line)		ADB	SPSEP	Dec.98
(13) Reconductoring of 132kV Saggaskanda - Biyagama Line				
a) Saggaskanda - Biyagama 132kV line (2cct, 2.1km, Lynx to Zebra)		ADB	SPSEP	Dec.96
(14) Construction of 220kV New Anuradhapura Substation				
a) Kotmale - New Anuradhapura 220kV line (2cct,163km, Zebra)		IDA	SPDTP	Jan.99
b) New Anuradhapura (2x150MVA transformers)		NORAD	SPDTP	Jan.99
c) Kotmale (two T/L bays for New Anuradhapura line)		NORAD	SPDTP	Jan.99
d) Double pi-connection of Anuradhapura - Trinkomalee line	e	CEB	SPDTP	Jan.99
(15) Upgrading of 132kV Switchgear to 220kV of Kelanitissa Power Station				
a) Biyagama - Kelanitissa 220kV line ( 2cct, 2xGoat, 12.5km)	f	IDA	K-B220	Jun.98
b) Kelanitissa (GIS with 2x150MVA trans.)	g	IDA	K-B220	Jun.98
c) Biyagama (two 220kV T/L bays for Kelanitissa line)		IDA	K-B220	Jun.98
(16) Construction of Ampara Substation				
a) Inginiyagala - Ampara 132kV line (1cct, 25km, Lynx)	i	NORAD	SPDTP	Jan.98
b) Ampara (2x31.5MVA)		NORAD	SPDTP	Jan.98
c) Inginiyagala (a T/L bay for Ampara line)		NORAD	SPDTP	Jan.98
(17) Upgrading of 132kV Kolonnawa - Saggaskanda - Kotugoda Line				
a) Kolonnawa - Kotugoda 132kV line (2cct, 28km, Coyote to Zebra)		ADB	SPSEP	Dec.98
b) Junction - Saggaskanda line (2cct, 4.6km, Lynx to Zebra.)		ADB	SPSEP	Dec.98
(18) Construction of Sithawaka Substation				
a) Sithawaka (2x31.5MVA)		OECP		Mar.98
b) Single pi-connection for Sithawaka (deadend towers)		OECP		Mar.98
(19) Addition of Transformers				
19-1) Panipitiya (1x31.5MVA, Total 91.5MVA)		IDA	PDTP	Completed
19-2) Ratmalana (1x31.5MVA, Total 91.5MVA )		IDA	PDTP	Completed
19-3) ODSS Kolonnawa (2x31.5MVA, Total 123MVA)		OECP	TSADP	Sep.96
19-4) Saggaskanda (1x31.5MVA, Total 121.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
19-5) Kiribatkumbura (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
19-6) Matugama (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
19-7) Bolawatta (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98

表1 建設中または計画中の送電システム整備計画

Augmentation and Extension of Transmission System	Re- marks	Fund Source	Project Name	Commiss. Year
19-8) Fort (1x30MVA, Total 3x30MVA)		CEB		
19-9) Kollipitiya (1x30MVA, Total 3x30MVA)		KfW		Dec.97
19-10) Thulhiliya (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		KfW		Dec.97
(20) Replacement of Transformers				
20-1) Puttalam (2x10MVA to 2x31.5MVA)		OECF	TSADP	Completed
20-2) Anuradhapura (2x10MVA to 2x31.5MVA)		CEB		Dec.96
20-3) Habarana (2x10MVA to 2x31.5MVA)		Korean	PSDP	Dec.98
20-4) Balangoda (2x10MVA to 2x31.5MVA)		Korean	PSDP	1999
20-5) Trincomalee (2x10MVA to 2x31.5MVA)		Korean	PSDP	1999
20-6) Embilipitiya (2x10MVA to 2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
20-7) Kurunegara (2x16MVA to 2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
20-8) Valaichchenai (2x10MVA to 2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
(21) Var Compensator				
21-1) Kotugoda (20MVA)		NORAD	Norad	Dec.98
(22) Static Capacitor				
22-1) Kiribatkumbura (10MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
22-2) Kurunegara (10MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
22-3) Habarana (10MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
22-4) Kelanitissa(45MVA)	h	ADB	SPSEP	Dec.98

Remarks:

- 1) Project Name
  - TSADP : Transmission System Augmentation and Development Project (OECF)
  - TGSDP : Transmission and Grid Substation Development Project (OECF)
  - PDTP : Power Distribution and Transmission Project (IDA)
  - SPDTP : Second Power Distribution and Transmission Project (IDA)
  - SPSEP : (ADB)
  - K-B220 : (IDA)
- 2) (a) Two T/L bays of Laxapana power station for Badulla line had been constructed under other project prior to the TSADP.
- (b) For Puttalam-Anuradhapura line, the existing Chunnakam line bays were scheduled to be used. However, two new T/L bays for the line are decided to be additionally constructed under the TGSDP.
- (c) A new line is planned to be constructed along the existing 132 kV line and the existing one is moved after the completion.
- (d) Kotugoda-Veyangoda line is proposed to be 220kV design, 2-cct with 2xZebra for future reinforcement and extension of the system, instead of original 132kV line with Lynx.
- (e) New Anuradhapura-Anuradhapura line is proposed to be newly constructed instead of originally planned double pi-connection of the existing Anuradhapura-Trincomalee line for transmitting bulk power to the 132kV system.
- (f) The existing towers are designed as 220kV ones, but number of discs of suspension insulators only will be increased.
- (g) Two T/L bays for extension 220kV system to Kolonnawa shall be provided for future easy arrangement.
- (h) Static capacitor of 60MVA is needed instead of presently planned 45MVA under ADB finance.
- (i) Site of Ampara GSS should be slightly shifted towards Kalmunai.

表2 2000年までに実施すべき拡張・整備計画

Subprojects for Augmentation and Extension	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(1) Upgrading of 132kV Biyagama - Pannipitiya Line to 220kV a) Upgrading of Biyagama - Panipitiya 132kV line to 220kV (2cct, 15.5km, 2xZebra) b) Biyagama (two 220kV T/L bays for Pannipitiya line) c) Pannipitiya (2x250MVA, two 220kV T/L bays for Biyagama line)	a	2000
(2) Reconductoring of Kolonnawa - Pannipitiya 132kV Line a) Kolonnawa - Panipitiya 132kV line (2cct, 13km, Lynx to Zebra)		2000
(3) Construction of Sapugaskanda GSS - KHD 132kV Line a) Sapugaskanda GSS - KHD 132kV line (2cct, 1.0km, Lynx) b) Sapugaskanda GSS (two 132kV T/L bays for KHD line)		1998
(4) Upgrading of Sapugaskanda P/S - Sapugaskanda GSS 132kV Line a) Removal of the existing 132kV line (1cct, 1.5km, Lynx) b) Construction of 132kV line (2cct, 1.5km, Zebra) c) Sapugaskanda P/S (one 132kV T/L bay for Sapugaskanda GSS line) d) Sapugaskanda GSS (one 132kV T/L bay for Sapugaskanda P/S line)		1998
(5) 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)	g	1998
(6) Construction of Aniyakanda 132 kV Substation a) Aniyakanda (2x31.5MVA) b) Double pi-connection for Aniyakanda (2x2cct, 0.2km, Zebra)		1998
(7) Construction of Athurugiriya 132 kV Substation a) Athurugiriya (2x31.5MVA) b) Triple pi-connection for Athurugiriya (3x2cct, 0.1km, Lynx)		1998
(8) Construction of Sri Jaya'pura 132 kV Substation a) Sri Jaya'pura (2x31.5MVA) b) Double pi-connection for Sri Jaya'pura (2x2cct, 0.1km, Zebra)		1998
(9) Construction of New Galle 132 kV Substation a) New Galle (2x31.5MVA) b) Double pi-connection of New Galle (2x2cct, 0.1km, Lynx)	b c	2000
(10) 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)	b	2000
(11) Construction of Kelaniya 132kV GIS a) Kelaniya (2x63MVA) b) Triple pi-connection for Kelaniya (3x2cct, 0.1km, Zebra)	d	2000
(12) Construction of 132kV Dehiwala Substation a) Pannipitiya - Dehiwala 132kV line (220kV construction, 2cct, 8km, 2xZebra) b) Dehiwala (132/33kV:2x63MVA) c) Pannipitiya (two 132kV T/L bays for Dehiwala line)	e	2000

表2 2000年までに実施すべき拡張・整備計画

Subprojects for Augmentation and Extension	Re- marks	Proposed Commiss. Year
<p>(13) Power Transmission Facilities Related to Muthuragawella Combined Cycle Power Plants</p> <p>13-1) Construction of Muthuragawella - Kotugoda 220kV Line</p> <p>a) Muthuragawella - Kotugoda 220kV line (2cct, 18.0km, 2xZebra)</p> <p>b) Kotugoda (two 220kV T/L bays for Muthuragawella line)</p> <p>13-2) Rearrangement of Kotugoda 220kV Switchgear</p>		<p>2000</p> <p>f 2000</p>
<p>(14) Rehabilitation of Kolonnawa Substation</p> <p>a) Replacement of transformers (3x30MVA to 1x31.5MVA)</p> <p>b) Renovation of 132kV switchgears (except for CB)</p> <p>c) Renovation of 33kV switchgears</p> <p>d) Renovation of control and relay panels for 132kV and 33kV systems</p> <p>e) Removal of 66kV and 11kV equipment</p>		1998
<p>(15) Construction of Valaichchenai - Ampara 132kV Line</p> <p>a) Valaichchenai - Ampara 132kV line (1cct, 75km, Lynx)</p> <p>b) Valaichchenai (one 132kV T/L bay for Ampara line)</p> <p>c) Ampara (one 132kV T/L bay for Valaichchenai line)</p>		1998
<p>(16) Replacement of Transformers</p> <p>16-1) Ukuwela (2x15MVA to 2x31.5MVA)</p>		1998
New Subprojects Proposed by Power System Analysis		
<p>(17) Static Capacitor</p> <p>17-1) Pannipitiya (100MVA)</p> <p>17-2) Kelanittissa (total 60MVA)</p>		<p>2000</p> <p>1998</p>
<p>(18) Replacement of 132kV Circuit Breakers</p> <p>18-1) Kolonnawa (20kA to 40kA, 2 sets)</p> <p>18-2) Saggaskanda GSS (15.3kA and 11kA to 40kA, 6 sets)</p>		<p>1998</p> <p>1998</p>

Remarks:

- (a) The existing 132kV line has been designed for 220kV.
- (b) The existing Galle GSS has no space for the further extension of the 132kV switchyard (but addition of transformers is possible).
- (c) Two units of gas turbine of 35MW is planned to be constructed in future for supplying peak power in Southern Area.
- (d) The site is proposed to be near the junction point of Kolonnawa - Kotugoda - Saggaskanda lines in order to dissolve the existing T-connection.
- (e) In future 132kV system extension from this substation is needed to supply bulk power to Colombo city area. Therefore, conventional type of substation is preferable for easy arrangement in future.
- (f) Kotugoda - Veyangoda 132kV line is planned to be upgraded to 220kV in future.
- (g) Bus arrangement is proposed to be reconsidered after detail topographic survey.

表3 2005年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of T/L and GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(1) Power Transmission Facilities Related to Puttalam Coal-Fired Thermal Plant		
(1-1) Upgrading Kotugoda - Veyangoda Line & Veyangoda Substation to 220 kV a) Upgrading of Veyangoda substation to 220kV (2 x 150MVA (220/132kV)) b) Kotugoda (two 220kV T/L bays for Veyangoda line)	a	2002
(1-2) Construction of Puttalam P/S - Veyangoda 220 kV Line a) Puttalam P/S - New Chilaw 220kV line (2cct, 43km, 3 x Zebra) b) New Chilaw - Veyangoda 220kV line (2cct, 42km, 3 x Zebra) c) Veyangoda (two T/L bays for Puttalam line)		2002
(1-3) Construction of Puttalam P/S 220/132 kV Substation a) Puttalam P/S (2 x 150MVA (220/132kV))		2002
(1-4) Construction of Puttalam P/S - Puttalam 132 kV Line a) Puttalam P/S - Puttalam 132kV line (2cct, 22km, 2 x Zebra) b) Puttalam (two T/L bays for Puttalam P/S line)		2002
(2) Construction of New Chilaw 220/132 kV Substation a) New Chilaw (2 x 150MVA (220/132)) b) Connection of Puttalam - Veyangoda 220kV line (2x2cct, 0.1km, 3xZebra) c) Double pi-connection of Bolawatta - Puttalam 132kV line (2x2cct, 0.5km, Lynx) d) Connection of Chilaw 132kV line (2cct,0.5km, Lynx) e) Connection of Kuliypitiya 132kV line (2cct, 0.5km, Zebra)		2002
(3) Construction of Kuliypitiya 132 kV Substation a) Double T-connection for Kuliypitiya (2cct, 18km, Zebra) b) Kuliypitiya (2 x 31.5MVA)		2001
(4) Construction of Katana 132 kV Substation a) Katana (2 x 31.5MVA) b) Double pi-connection for Katana (2 x 2cct, 0.5km, Lynx)		2005
(5) Construction of Gonawala Substation a) Gonawala (2 x 31.5MVA) b) Double pi-connection for Gonawala (2 x 2cct, 0.2km, Zebra)		2004
(6) Construction of Veyangoda - Thulhiliya 132 kV Line a) Veyangoda - Thulhiliya 132kV line (2cct, 25km, Zebra) b) Veyangoda (two 132kV T/L bays for Thulhiliya line) c) Thulhiliya (two 132kV T/L bays for Veyangoda line)		2003
(7) Construction of Kegalle 132 kV Substation a) Thulhiliya - Kegalle 132kV line (2cct, 19km, Zebra) b) Kegalle (2 x 31.5MVA) c) Thulhiliya (two T/L bays for Kegalle Line)		2004
(8) Construction of Palekelle 132 kV Substation a) Ukuwela - Palekelle 132kV line (2cct, 17km, Zebra) b) Ukuwela (two T/L bays for Palekelle line) c) Palekelle (2 x 31.5MVA)		2005



表3 2005年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of T/L and GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(9) Construction of Polonnaruwa 132 kV Substation a) Polonnaruwa (2 x 16MVA) b) Single pi-connection for Polonnaruwa (2cct, 0.5km, Lynx)	b	2001
(10) Construction of Vavunia 132 kV Substation a) Vavunia (1 x 10MVA) b) Double pi-connection for Vavunia (2cct, 0.5km, Lynx)	c d	2001
(11) Construction of Horana 132 kV Substation a) Horana (2 x 31.5MVA) b) Single pi-connection for Horana (2cct, 11.0km, Bear)	e	2003
(12) Power Transmission Facilities Related to Kukule Hydropower Plant (12-1) Construction of Kukule - Matugama 132 kV Line a) Kukule - Matugama 132kV line (2cct, 27km, Zebra) b) Matugama (two 132kV T/L bays for Kukule line)	f	2002
(12-1) Construction of Kukule - Ratnapura 132 kV Line a) Kukule - Ratnapura 132kV line (2cct, 25km, Zebra) b) Ratnapura (two 132kV T/L bays for Kukule line)		2002
(13) Double pi-connection for Panadura 132 kV Substation a) Panadura - Junction Point line (2cct, 5km, Lynx) b) Panadura (two 132kV bays for pi-connection)		2003
(14) Construction of Ambalangoda 132 kV Substation a) Ambalangoda (2 x 31.5MVA) b) Single pi-connection for Ambalangoda (2cct, 0.1km, Zebra)		2001
(15) Construction of Hambantota 132 kV Substation a) Embilipitiya - Hambantota 132kV line (1st cct of 2cct construction, 24km, Bear) b) Hambantota (2 x 10MVA) c) Embilipitiya (one 132kV T/L bays for Hambantota line)	g	2001
(16) Construction of New Galle - Matara 132 kV Line a) New Galle - Matara 132kV line (2cct, 34.0km, Bear) b) New Galle (two 132kV T/L bays for Matara line) c) Matara (two 132kV T/L bays for New Galle line)		2003
(17) Construction of Medagama 132 kV Substation a) Medagama (1 x 10MVA) b) Single pi-connection for Medagama (2cct, 0.5km, Oriole)	c,h	2002
(18) Construction of Paddiruppu 132 kV Substation a) Paddiruppu (1 x 10MVA) b) Single pi-connection for Paddiruppu (2cct, 5.0km, Lynx)	c,h	2003

表3 2005年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of T/L and GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
<p>(19) Construction of Town Hall 132 kV Substation (GIS)</p> <p>a) Kolonnawa - Town Hall 132kV underground cable line (1cct, 4.2km, Cu 800sq mm, CV cable)</p> <p>b) Single pi-connection of Kolonnawa - Kollupitiya UGC (2x1cct, 0.2km, Cu 500sq.mm, OF cable)</p> <p>c) Kolonnawa (one 132kV T/L bay for Town Hall line)</p> <p>d) Town Hall (2 x 63MVA (Final : 3 x 63MVA))</p>		2005
<p>(20) Upgrading 132kV Kelanittissa - Kolonnawa Line to 220 kV</p> <p>a) Kelanittissa - Kolonnawa 220kV line (2cct, 2.2km, 2 x Goat)</p> <p>b) Construction of 220kV GIS at Kolonnawa (2 x 250MVA Transformers)</p> <p>c) Kelanittissa (two 220kV T/L bays for Kolonnawa line)</p>	i j	2003
<p>(21) Addition of Transformers</p>		
<p>(21-1) Kilinochchi (132/33kV, 1 x 10MVA, total 2 x 10MVA)</p>		2003
<p>(21-2) Galle (132/33kV, 1 x 31.5MVA, total 91.5MVA)</p>		2005
<p>(21-3) New Galle (132/33kV, 1 x 31.5MVA, total 3 x 31.5MVA)</p>		2005
<p>(21-4) Sri Jaya'pura</p>		
<p>a) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)</p>		2002
<p>b) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)</p>		2005
<p>(21-5) Kolonnawa</p>		
<p>a) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)</p>		2004
<p>b) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 5x31.5MVA)</p>		2005
<p>(21-6) Gonawala (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)</p>		2005
<p>(21-7) Ratmalana (132/33kV, 1x31.5MVA, total 123MVA)</p>		2005
<p>(21-8) Pannipitiya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 123MVA)</p>		2005
<p>(21-9) Muthurgawella (220/33kV, 2x63MVA, total 2x63MVA)</p>	k	2002
<p>(21-10) Bowatenna (132/33kV, 1x15MVA, total 1x15MVA)</p>	k,l	2002
<p>New Subprojects Proposed by Power System Analysis</p> <p>(22) Static Capacitor</p> <p>(22-1) Chunnakam (20MVA)</p>		2004

Remarks :

- (a) Kotugoda - Veyangoda line is planned to be designed as 220 kV construction.
- (b) Transformers of 16MVA presently used in Kurunegara substation are available for Polonnaruwa.
- (c) Transformers of 10MVA presently used are available.
- (d) Double pi-connection is needed for reliable and stable operation of the 132kV system in northern area.
- (e) In order to meet energy requirement such as planned water supply project, additional reinforcement like double pi-connection may be needed.
- (f) Necessary 132kV switching equipment is proposed to be provided under the Kukule project.
- (g) One circuit line is proposed to be initially constructed from the economical point of view.
- (h) One unit only will be initially provided for cost saving, since no high demand is expected.
- (i) Right of way and tower sites of the existing 132kV line is usable.
- (j) Two 220kV T/L bays for upgrading Kolonnawa substation to 220 kV are proposed to be provided under the project for upgrading of Kelanittissa substation to 220kV.
- (k) Transformers are newly installed for area supply.
- (l) Transformers of 15MVA presently used in Ukuwela substation are available for Bowatenna.

表4 2010年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(1) Power Transmission Facilities Related to Trincomalee Coal-Fired Thermal Plant		
(1-1) Construction of Trincomalee - Veyangoda 220kV Line a) Trincomalee P/S - Habarana 220kV line (2cct, 95km, 4xZebra) b) Habarana - Wariyapola 220kV line (2cct, 80km, 4xZebra) c) Wariyapola - Veyangoda 220kV line (2cct, 65km, 4xZebra) d) Veyangoda (two 220kV T/L bays for Wariyapola line)		2007
(1-2) Construction of 220kV Habarana Switching Substation a) Habarana 220kV Switching Station b) Double pi-connection of Kotmale - New Anuradhapura 220kV line (2x2cct, 0.5km, Zebra)	a	2007
(1-3) Construction of 220kV Wariyapola Switching Station a) Wariyapola 220kV Switching Station	a	2007
(1-4) Construction of 220kV Matale Substation a) Matale ( 2x150MVA (220/132kV)) b) Double pi-connection of Kotmale - Habarana 220kV line (2x2cct, 0.5km, Zebra) c) Double pi-connection of Ukuwela - Habarana 132kV line (2x2cct, 2.0km, Lynx)	b	2009
(1-5) Construction of Trincomalee P/S Substation a) Trincomalee P/S (2x150MVA (220/132kV)) b) Trincomalee P/S - Trincomalee 132kV line (2cct, 10km, 2xZebra) c) Trincomalee (two 132kV T/L bays for Trincomalee P/S line)		2007
(1-6) Construction of Victoria - Padukka 220kV Line a) Victoria - New Polpitiya 220kV line (2cct, 40km, 2xZebra) b) New Polpitiya - Padukka 220kV line (2cct, 60km, 2xZebra) c) Victoria power station (two T/L bays for Padukka line)	c	2009
(1-7) Construction of 220kV Padukka Switching Substation a) Padukka switching station	a	2007
(1-8) Construction of 220kV New Polpitiya Substation a) New Polpitiya (2x150MVA (220/132kV)) b) Double pi-connection of Polpitiya - Avissawella 132kV line (2x2cct, 2.0km, Lynx & 2xZebra) c) Reconductoring of Polpitiya - New Polpitiya section (2cct, 4.0km, 2xZebra)		2009
(1-9) Construction of Veyangoda - Padukka 220kV Line a) Veyangoda - Padukka line (2cct, 37km, 4xZebra) b) Veyangoda (two 220kV T/L bays for Padukka line)		2007
(1-10) Construction of Padukka - Pannipitiya 220kV Line a) Padukka - Pannipitiya line (2cct, 18km, 4xZebra) b) Pannipitiya (two T/L bays for 220kV Padukka line)		2007
(2) Construction of Pannala Substation a) Veyangoda - Pannala 132kV line (2cct, 20km, Zebra) b) Pannala (2 x 31.5MVA)		2010

表4 2010年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
<p>(3) Construction of Eheliyagoda 132kV Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Avissawella - Eheliyagoda 132kV line (2cct, 17km, Bear)</li> <li>b) Eheliyagoda - Ratnapura 132kV line (2cct, 25km, Bear)</li> <li>c) Eheliyagoda (2 x 31.5MVA)</li> <li>d) Avissawella (four 132kV T/L bays for Eheliyagoda line &amp; double pi arrangement)</li> <li>e) Ratunapura (two 132kV T/L bays for Eheliyagoda line)</li> <li>f) Double pi-connection for Avisawella (2cct, 0.3km, Lynx)</li> </ul>		2010
<p>(4) Construction of Imbulgoda 132kV Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Biyagama - Imbulgoda 132kV line ( 2cct, 12km, Zebra)</li> <li>b) Imbulgoda (3x31.5MVA)</li> <li>c) Biyagama (two 132kV T/L bays for Imbulgoda line)</li> </ul>		2008
<p>(5) Construction of Angoda 132kV Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Angoda (3 x 31.5MVA)</li> <li>b) Double pi-connection for Angoda ( 2x2cct, 0.1km, Lynx)</li> </ul>		2009
<p>(6) Construction of Aguruwella 132kV Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Aguruwella (2 x 31.5MVA)</li> <li>b) Connection of Polpitiya 132kV line ( 1x2cct, 0.2km, Lynx)</li> <li>c) Connection of Thulhiriya 132kV line ( 1x2cct, 0.2km, Lynx)</li> <li>d) Connection of Kolonnawa 132kV line ( 1x2cct, 0.2km, Lynx)</li> </ul>		2007
<p>(7) Construction of Kesbewa 132kV Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Kesbewa (2 x 31.5MVA)</li> <li>b) Double pi-connection for Kesbewa (2x2cct, 1.0km, Lynx)</li> </ul>		2006
<p>(8) Construction of Sub-B 132kV Substation (GIS)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Kelanittissa - Sub-B underground cables (1cct, 3.5km, Cu800sq.mm,CV Cables)</li> <li>b) Sub-B (2 x 63MVA (Final : 3 x 63MVA))</li> <li>c) Single pi-connection of Kelanittissa - Fort UGC (2x1cct, 0.2km, Cu500, OF Cables)</li> <li>d) Kelanittissa (one 132kV T/L bay for Sub-B line)</li> </ul>		2007
<p>(9) Power Transmission Facilities Related to Boossa Thermal Plant</p> <p>(9-1) Construction of Boossa - Pannipitiya 220kV Line</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Boossa - Matugama 220kV line (2cct, 54km, 2xZebra)</li> <li>b) Matugama - Pannipitiya 220kV line (2cct, 45km, 2xZebra)</li> <li>c) Pannipitiya (two 220kV T/L bays for Boossa line)</li> </ul>		2008
<p>(9-2) Construction of Boossa Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Boossa (2x150MVA (220/132kV), 2x31.5MVA (132/33kV))</li> </ul>		2008
<p>(9-3) Construction of Boossa - New Galle 132kV Line</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Boossa - New Galle 132kV line (2cct, 12km, 2xZebra)</li> <li>b) New Galle (two 132kV T/L bays for Boossa line)</li> </ul>		2008
<p>(9-4) Construction of Matugama 220kV Substation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Matugama (2x150MVA (220/132kV))</li> <li>b) Connection to existing 132kV Matugama substayion</li> </ul>	d	2008

表4 2010年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(10) Construction of Trincomalee - Kilinochchi 132kV Line a) Trincomalee - Kilinochchi Line (2cct, 140km, Lynx) b) Trincomalee (two 132kV T/L bays for Kilinochchi line) c) Kilinochchi (two 132kV T/L bays for Trincomalee line)		2007
(11) Construction of Pulmoddai 132kV Substation a) Pulmoddai (1 x 10MVA) b) Single pi-connection line for Pulmoddai (2cct, 8km, Lynx)	e	2007
(12) Construction of Mannar 132kV Substation a) Vavuniya - Mannar 132kV line (1st cct of 2cct construction, 80km, Lynx) b) Mannar (1 x 10MVA) c) Vavunia (one 132kV T/L bays for Mannar line)	e,f	2006
(13) Construction of Galenbindunuwewa 132kV Substation a) Galenbindunuwewa (1x10MVA) b) Single pi-connection line for Galenbindunuwewa (2cct, 1.0km, Lynx)	e	2006
(14) Construction of Daladagama 132kV Substation a) Kuliypitiya - Daladagama 132kV line (1st cct of 2cct construction, 50km, Bear) b) Daladagama (1 x 10MVA) c) Kuliypitiya (one 132kV T/L bays for Daladagama line)	e,f	2006
(15) Construction of Batticaloa 132kV Substation a) Batticaloa (1 x 10MVA) b) Single pi-connection line for Batticaloa (2cct, 5km, Lynx)	e	2008
(16) Construction of Girandurukotre 132kV Substation a) Rantembe - Girandurukotre 132kV line (1st cct of 2cct construction, 40km, Lynx) b) Girandurukotre (1 x 10MVA) c) Rantembe (one 132kV T/L bays for Girandurukotre line)	e,f	2008
(17) Construction of Wellawaya 132kV Substation a) Badulla - Wellawaya 132kV line (1st cct of 2cct construction,40km, Lynx) b) Wellawaya (1 x 10MVA) c) Badulla (one T/L bays for 132kV Wellawaya line)	e,f	2008
(18) Construction of Tissamaharama 132kV Substation a) Hambantota - Tissamaharama 132kV line (1st cct of 2cct construction, 30km, Lynx) b) Embilipitiya - Hambantota 132kV line (2nd cct of 2cct construction, 24.0km, Bear) c) Tissamaharama (1 x 10MVA) d) Embilipitiya (one 132kV T/L bay for Hambantota line) e) Hambantota (two 132kV T/L bays for Embilipitiya & Tissamaharama line)	e,f	2006
(19) Addition of Transformers (19-1) Chilaw (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA) (19-2) Kuliypitiya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA) (19-3) Aniyakanda (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA) (19-4) Kelaniya (132/33kV, 1x63MVA, total 3x63MVA)		2007 2007 2010 2009

表4 2010年までに実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(19-5) Gonawala (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)		2010
(19-6) Katana (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2009
(19-7) Panadura (1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2007
(19-8) Dehiwala (132/33kV, 1x63MVA, total 3x63MVA)		2009
(19-9) Matara (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2008
(19-10) Ratnapura (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2009
(19-11) Kegalle (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2009
(19-12) Athurugiriya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2007
(19-13) Vavunia (132/33kV, 1x10MVA, total 2x10MVA)		2007
(19-14) Kesbewa (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)		2009
(19-15) Imbulgoda (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)		2009
(20) Replace of Transformers		
(21-1) Chunnakam (only 1x10MVA to 1x31.5MVA, total 91.5MVA)		2007
(21-2) Deniyaya (only 1x15MVA to 1x31.5MVA, total 46.5MVA)		2010
New Subprojects Proposed by Power System Analysis		
(21) Addition of 220/132kV Tie Transformers		
(21-1) Pannipitiya (1x250MVA, total 3x250MVA)		2007
(21-2) Veyangoda (1x150MVA, total 3x150MVA)		2007
(21-3) Kotugoda (1x250MVA, total 3x250MVA)		2008
(21-4) New Chilaw (1x150MVA, total 3x150MVA)		2008
(21-5) Biyagama (1x250MVA, total 3x250MVA)		2008
(22) Static Capacitor		
(22-1) Ampara (10MVA)		2009
(22-2) Biyagama (60MVA)		2008
(22-3) Chunnakam (20MVA, total 40MVA)		2007
(22-4) Dehiwala (60MVA)		2009
(22-5) Inginiyagara (10MVA)		2008
(22-6) Kegalle (20MVA)		2009
(22-7) Kelaniya (60MVA)		2009
(22-8) Kolonnawa (120MVA)		2007
(22-9) Kotugoda (30MVA, total 60MVA)		2008
(22-10) Matugama (80MVA)		2008
(22-11) Thulhiriya (40MVA)		2008
(22-12) Valaichchenai (10MVA)		2009
(23) Replacement of 132kV Circuit Breakers		
(23-1) Anuradhapura (11kA to 31.5kA, 6sets)		2007
(23-2) Kollupitiya (25kA to 40kA, 6sets)		2007
(23-3) Trincomalee (12.5kA to 31.5kA, 2sets)		2007

Remarks :

- (a) Land space for future extension of 132kV switchgear shall be considered.
- (b) Space for installation of distribution transformer(s) in future shall be considered.
- (c) Right of way of the abolished 66kV line may be used for the proposed 220kV line.
- (d) Land space adjoining to the existing 132kV Matugama substation is available for the 220kV substation.
- (e) One unit only is proposed to be provided for cost saving, since no high demand is expected.
- (f) A circuit breaker is proposed not to be provided for cost saving.

表5 2015年までに実施すべき拡張・整備計画

Sub-projects for Augmentation and Extension	Re- marks	Proposed Commiss. Year
<p>(1) Power Transmission Facilities Related to Mawella Coal-fired Thermal Plant</p> <p>(1-1) Construction of Mawella - Padukka 220kV Line</p> <p>a) Mawella - Kahawatta Line (2cct, 100km, 4xZebra)</p> <p>b) Kahawatta - Padukka Line (2cct, 90km, 4xZebra)</p> <p>c) Padukka (two T/L bays for Kahawatta line)</p> <p>(1-2) Construction of Khawatta Switching Station</p> <p>(1-3) Construction of Mawella - Boossa Line</p> <p>a) Mawella - Boossa line (2cct, 70km, 2xZebra)</p> <p>b) Boossa (two T/L bays for Kahawatta line)</p>		<p>2013</p> <p>2013</p> <p>2013</p>
<p>(2) Construction of Mullaitivu 132kV Substation</p> <p>a) Single pi-connection of Trincomalee - Kilinochchi line (2cct, 3km, Lynx)</p> <p>b) Mullaitivu (1x10MVA)</p>		2012
<p>(3) Construction of Palattadichchenai 132kV Substation</p> <p>a) Trincomalee P/S - Palattadichchenai line (1st cct on 2cct, 35km, Lynx)</p> <p>b) Palattadichchenai (1x10MVA)</p> <p>c) Trincomalee (one T/L bay for Palattadichchenai line)</p>		2011
<p>(4) Construction of Maha Oya 132kV Substation</p> <p>a) Rantembe - Maha Oya line (1st cct on 2cct, 70km, Lynx)</p> <p>b) Maha Oya (1x10MVA)</p> <p>c) Rantembe (one T/L bay for Maha Oya line)</p>		2012
<p>(5) Construction of Pottuvil 132 kV Substation</p> <p>a) Single T-branch line for Pottuvil (1st cct on 2cct, 40km, Lynx)</p> <p>b) Pottuvil (1x10MVA)</p>		2011
<p>(6) Construction of Substations</p> <p>(6-1) North - A (2x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Bear)</p> <p>(6-2) North Western - A (2x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Bear)</p> <p>(6-3) North Western - B (2x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Bear)</p> <p>(6-4) Western North - A (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-5) Western North - B (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-6) Western North - C (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-7) Western North - D (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-8) Western North - E (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-9) Western North - F (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-10) Western South - A (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-11) Western South - B (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-12) Western South - C (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-13) Western South - D (3x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Zebra)</p> <p>(6-14) Sabaragamuwa - A (2x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Bear)</p> <p>(6-15) Sabaragamuwa - B (2x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Bear)</p> <p>(6-16) South - A (2x31.5MVA, TL 1x2cct, 10km, Bear)</p>		
<p>(7) Addition of Transformers</p> <p>(7-1) Anuradhapura (132/33kV, 2x31.5MVA, total 4x31.5MVA)</p> <p>(7-2) Kilinochchi (132/33kV, 1x10MVA, total 3x10MVA)</p> <p>(7-3) Ukuwela (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)</p>		

表5 2015年までに実施すべき拡張・整備計画

Sub-projects for Augmentation and Extension	Re- marks	Proposed Commiss. Year
<p>(7-4) Kurunegara (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)                      (7-5) Putallam (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)                      (7-6) Bolawatta (132/33kV, 1x31.5MVA, total 123MVA)                      (7-7) Chilaw (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-8) Kuliypitiya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-9) Pannala (132/33kV, 2x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-10) Veyangoda (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)                      (7-11) Aniyakanda (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-12) Muthuragawella (220/33kV, 1x63MVA, total 3x63MVA)                      (7-13) Katana (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-14) Avissawella (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)                      (7-15) Panadura (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-16) Athurugiriya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-17) Kesbawa (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-18) Angoda (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-19) Hambantota (132/33kV, 1x10MVA, total 3x10MVA)                      (7-20) Boossa (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)                      (7-21) Thulhiriya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-22) Ratnapura (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-23) Kegalle (132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA)                      (7-24) Aguruwella (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)                      (7-25) Eheliyagoda (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA)</p>		
<p>(8) Replacement of Transformers                      (8-1) Polonnaruwa (132/33kV, 2x16MVA to 2x31.5MVA)</p>		
New Subprojects Proposed by Power System Analysis		
<p>(9) Addition of 220/132kV Tie Transformers                      (9-1) Boossa (1x150MVA, total 3x150MVA)                      (9-2) Kolonnawa (1x250MVA, total 3x250MVA)                      (9-3) Matale (1x150MVA, total 3x150MVA)                      (9-4) Trincomalee (1x150MVA, total 3x150MVA)                      (9-5) Biyagama (1x250MVA, total 4x250MVA)                      (9-6) Pannipitiya (1x250MVA, total 4x250MVA)                      (9-7) New Chilaw (1x150MVA, total 4x150MVA)                      (9-8) Veyangoda (1x150MVA, total 4x150MVA)</p>		<p>2011 2013 2013 2013 2013 2013 2014 2014</p>
<p>(10) Static Capacitor                      Addition 700MVA in total in the system</p>		



表6 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7 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	

表8 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

表9 CEB電カシ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		
1	Local Expend																								
	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	26,394			
	Sales (GWh)	3,946	4,341	4,775	5,252	5,772	6,335	6,927	7,550	8,230	8,971	9,776	10,636	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	1,266	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			
2	Expansion Program																								
	Net Capacity Commissioned (MW)	0	36	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	1,303	1,343	1,609	1,759	1,909	1,935	2,105	2,227	2,551	2,851	2,881	3,181	3,445	3,745	4,045	4,345	4,645	4,945	5,245	5,580	6,055		
	Reserve Margin (% of Peak Load)	25.6%	17.8%	13.6%	21.9%	22.4%	22.4%	17.5%	15.4%	15.7%	20.0%	22.2%	15.2%	16.5%	16.1%	16.0%	15.3%	14.2%	14.0%	13.8%	13.8%	13.8%	13.5%		
3	Capital Costs (Million \$)	144.7	183.5	243.0	270.0	247.3	324.7	351.7	388.7	324.5	264.2	312.7	403.9	549.9	410.4	470.2	565.9	542.4	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	230.6	266.2	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	43.3	124.2	163.9	54.1	56.2	23.8	49.0	87.9	101.4	40.2	36.2	36.2	1,296.8	
	Distribution	50.0	51.3	56.3	61.9	68.1	75.0	76.3	80.8	88.2	96.2	104.7	104.2	114.2	124.4	135.7	147.8	161.2	175.7	191.6	208.8	227.5	248.1	2,541.8	
4	Fuel and O&M Costs (Million \$)	29.0	46.0	68.8	98.5	114.1	131.5	160.5	157.0	122.3	180.3	194.2	227.0	249.3	286.7	313.4	343.8	394.7	455.1	479.8	529.9	579.9	629.9	679.9	5,262.2
	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	298.1	309.2	344.2	364.2	404.3	424.3	3,587.4
	O&M Costs (Thermal)	4.1	3.6	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	902.4	
	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	19.2	17.9	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	22.9	25.6	28.6	31.8	35.3	39.1	43.3	47.9	49.0	404.0	
5	Incremental Fuel and O&M Costs (1995 base) (M\$)	0.0	27.0	39.8	69.5	85.1	102.5	131.5	128.0	143.3	151.5	165.2	196.0	219.3	237.7	264.4	316.8	365.7	406.1	450.8	500.9	574.0	631.2	681.2	4,617.2
	Generation	0.0	25.9	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	277.4	322.7	358.8	398.4	442.8	510.7	574.0	4,094.1	
	Transmission	0.0	0.1	0.5	1.3	2.3	2.9	3.2	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	16.1	
	Distribution	0.0	1.0	2.0	3.2	4.4	5.8	7.3	8.7	10.4	12.1	14.0	16.1	18.4	20.9	23.6	26.6	29.8	33.3	37.1	41.3	45.9	50.0	362.0	
6	Total of 3 and 5 (Million \$)	0.0	210.3	302.9	339.5	332.4	427.2	483.2	516.7	467.9	467.7	477.9	604.9	668.1	754.6	883.7	908.1	897.4	906.3	897.6	897.6	898.8	898.8	12,321.9	
	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	446.2	515.0	659.3	640.4	640.4	570.6	600.7	561.8	510.7	510.7	8,304.5	
	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	205.5	224.9	245.9	268.8	294.0	294.0	2,903.8	
7	Total Incremental Energy Sales (1995 base) (GWh)	0	995	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	21,260	150,960.0	
8	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	2,995.5	3,349.6		
9	Net Incremental Benefits - Costs (Million \$)	0.0	148.9	253.5	133.7	46.8	-51.4	-18.1	45.5	200.5	376.2	431.9	362.1	427.5	691.7	782.9	847.5	1,034.4	1,275.4	1,460.4	1,609.6	2,136.7	2,136.7	11,278.1	

Note: Costs are economic costs expressed in constant January 1995 US\$. Exchange rate is 1 US\$=R150.

- 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: 0.669 \$/kWh (Economic cost at Jan. 1995 price, 10% discount rate)
  4. Long term average incremental transmission cost: 0.012 \$/kWh (Economic cost at Jan. 1995 price, 10% discount rate)
  5. Long term average incremental distribution cost: 0.022 \$/kWh (Economic cost at Jan. 1995 price, 10% discount rate)
  6. Economic internal rate of return system as a whole: 26.3%
  7. Benefit/cost ratio for expansion program, 1996-2015: 1.502 (at 10% discount rate)
- Consumer**
- |                  |     |                                   |       |
|------------------|-----|-----------------------------------|-------|
| Residential      | 26% | Average Economic Benefit (\$/kWh) | 12.60 |
| Commercial       | 17% |                                   | 8.90  |
| Industrial       | 47% |                                   | 5.20  |
| Weighted Average |     |                                   | 5.52  |
- or
- |                  |     |                                   |              |
|------------------|-----|-----------------------------------|--------------|
| LECO Bulk Supply | 17% | Average Economic Benefit (\$/kWh) | 7.81 \$/kWh  |
| Weighted Average |     |                                   | 4.156 \$/kWh |



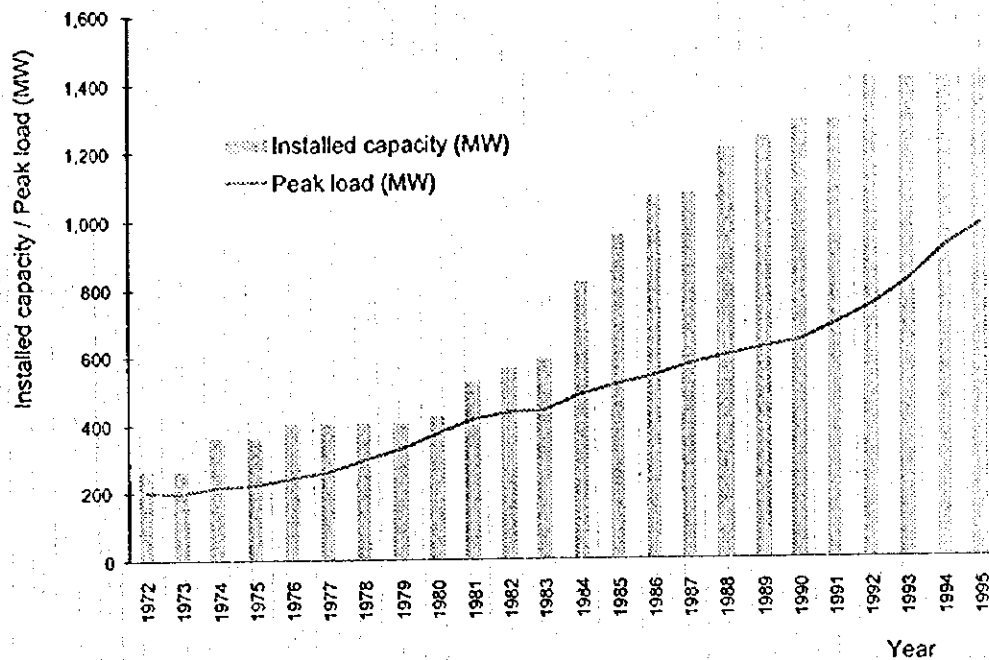


図1 発電設備の据付容量とピーク負荷の変遷

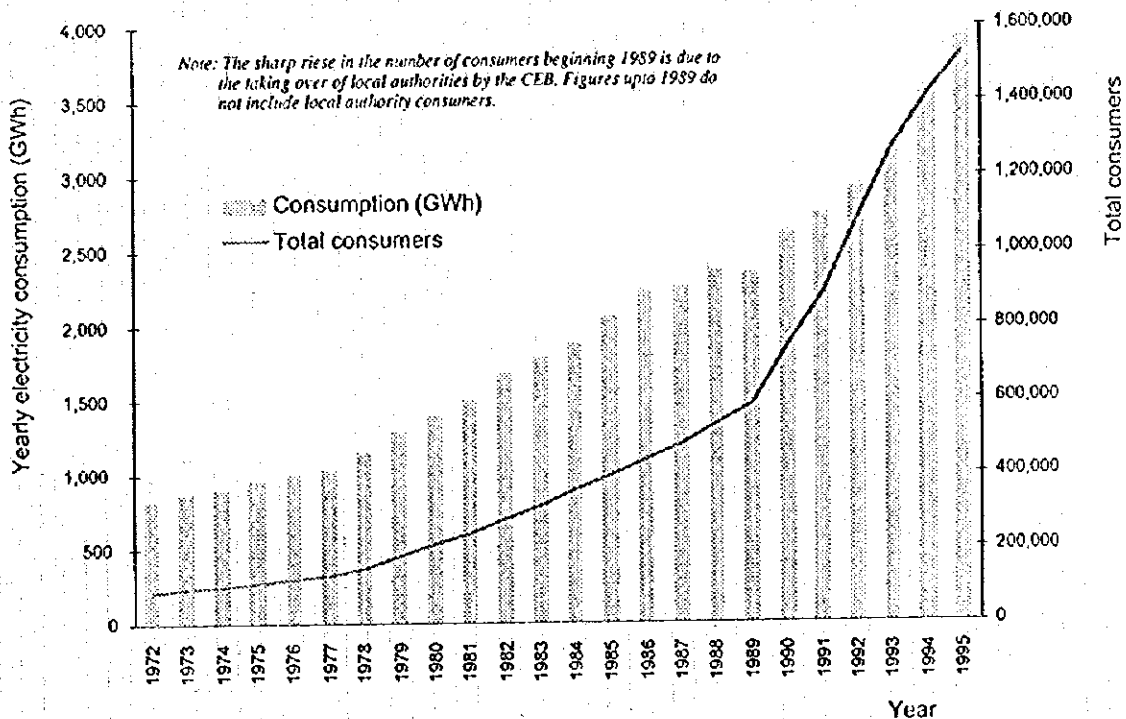


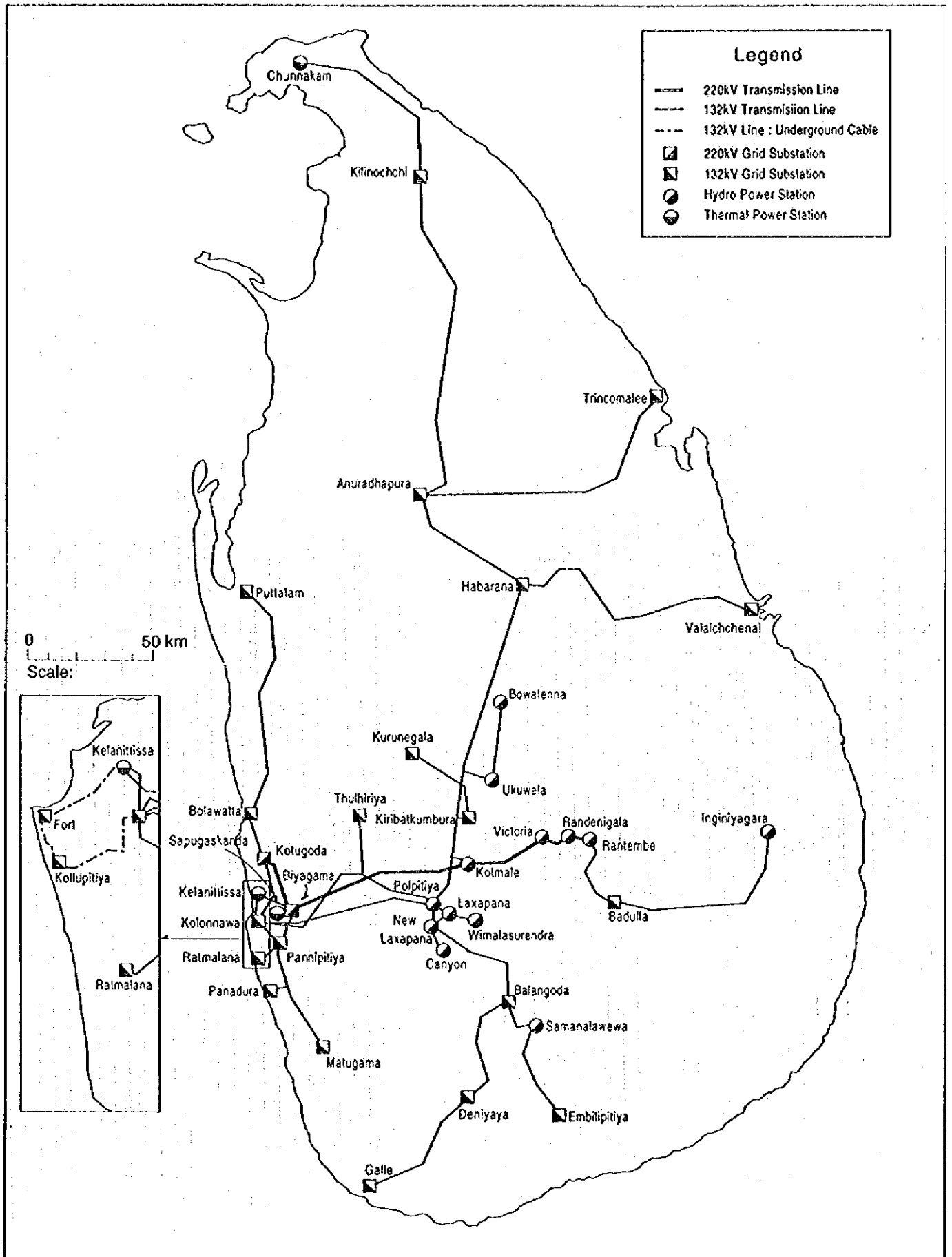
図2 電力消費と消費者数の変遷

CEYLON  
ELECTRICITY  
BOARD

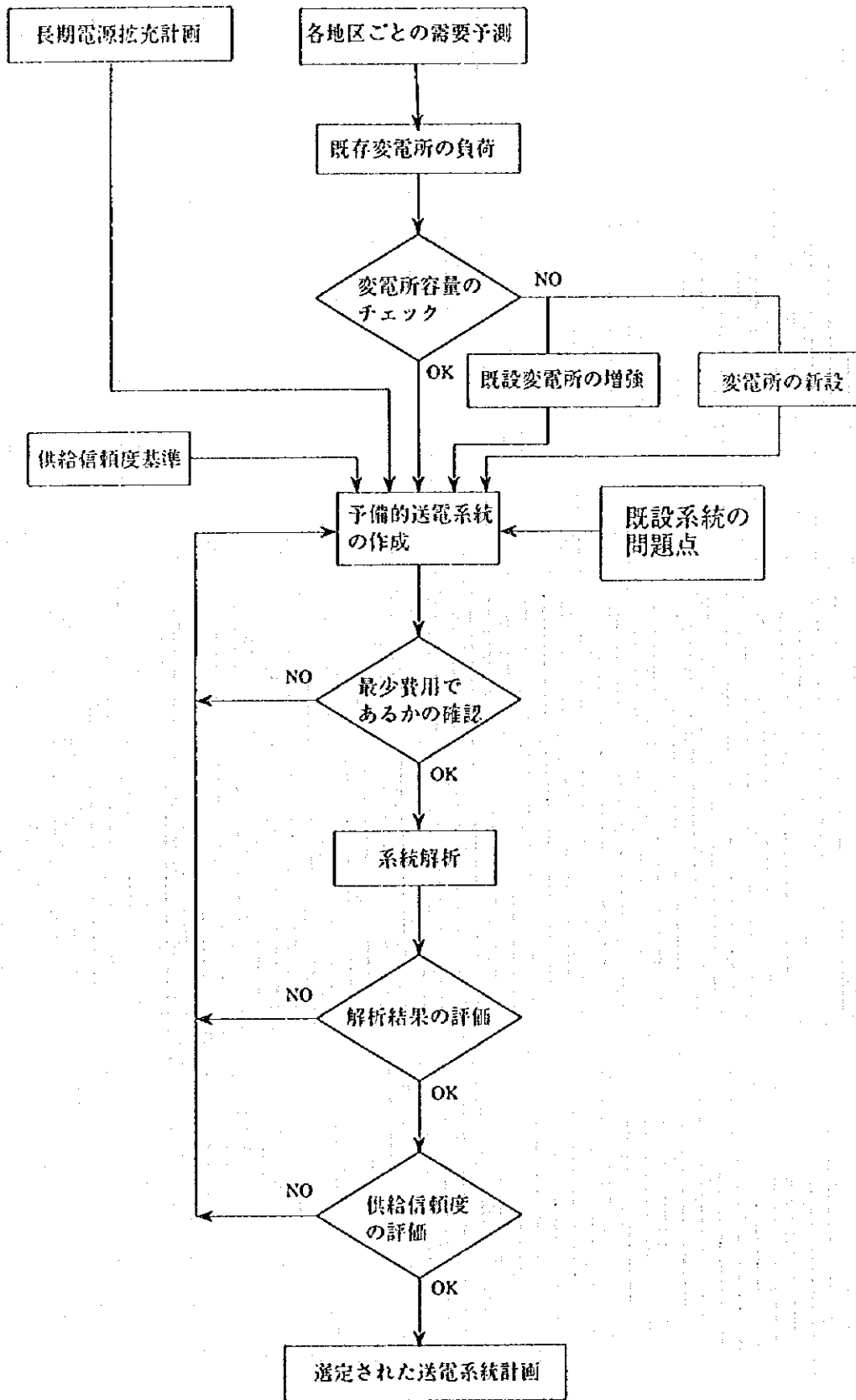
JAPAN INTERNATIONAL  
COOPERATION AGENCY  
NIPPON KOEI CO., LTD.  
Consulting Engineer

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

TITLE



<b>CEYLON ELECTRICITY BOARD</b>	<b>JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY</b> <b>NIPPON KOEI CO., LTD.</b> <small>Consulting Engineer</small>	<b>MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA</b>	<b>TITLE</b> <b>図 3</b> <b>1995年末送電系統図</b>
---	---	---	--

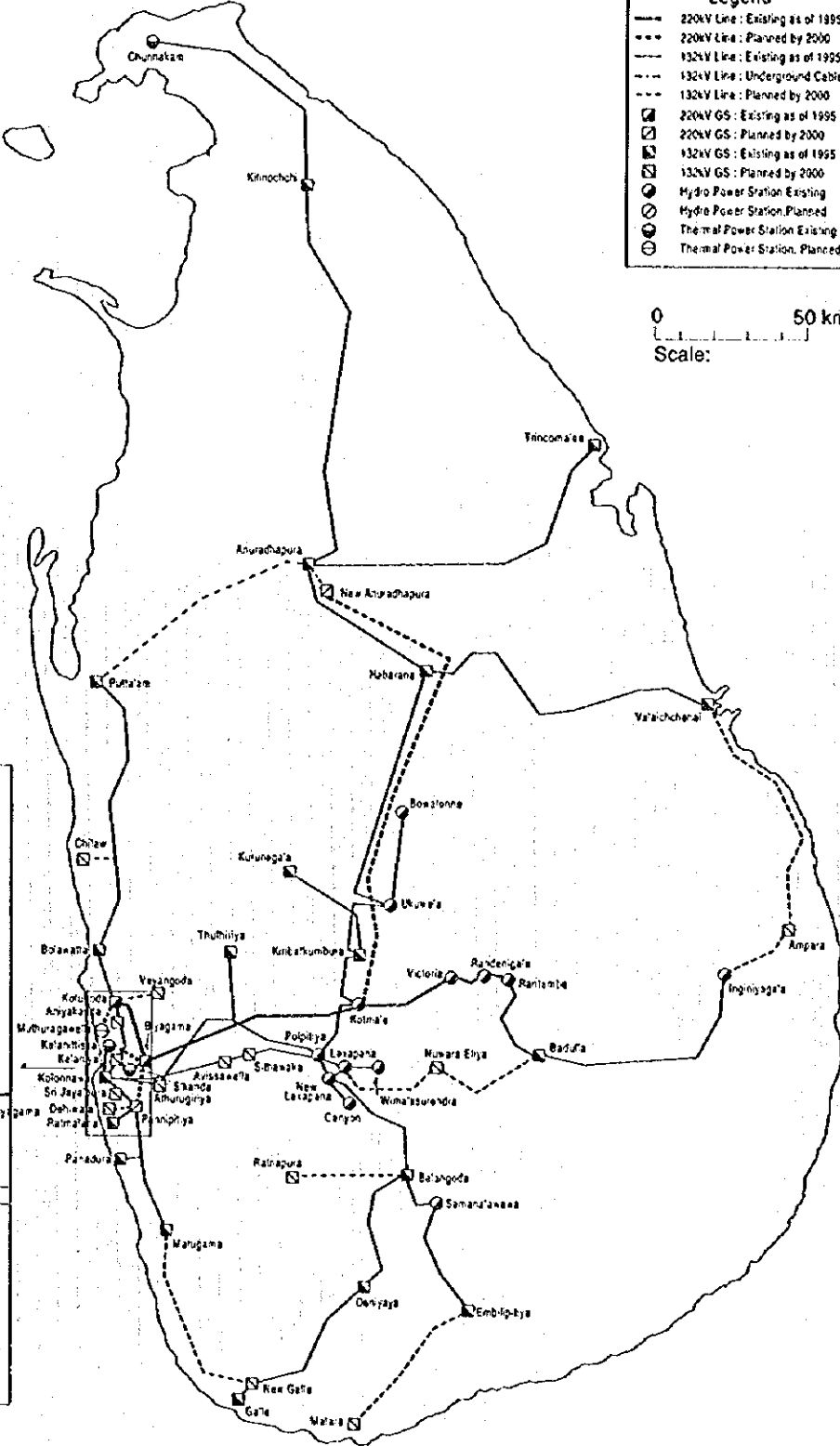
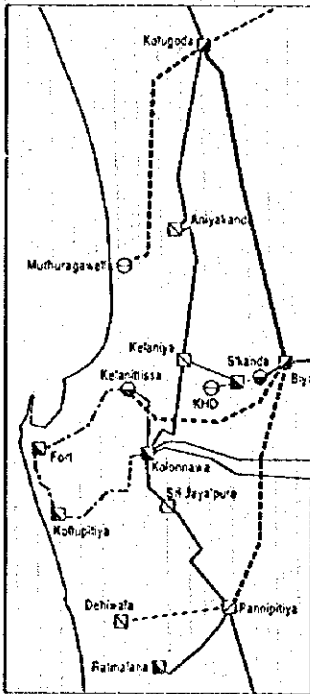




**Legend**

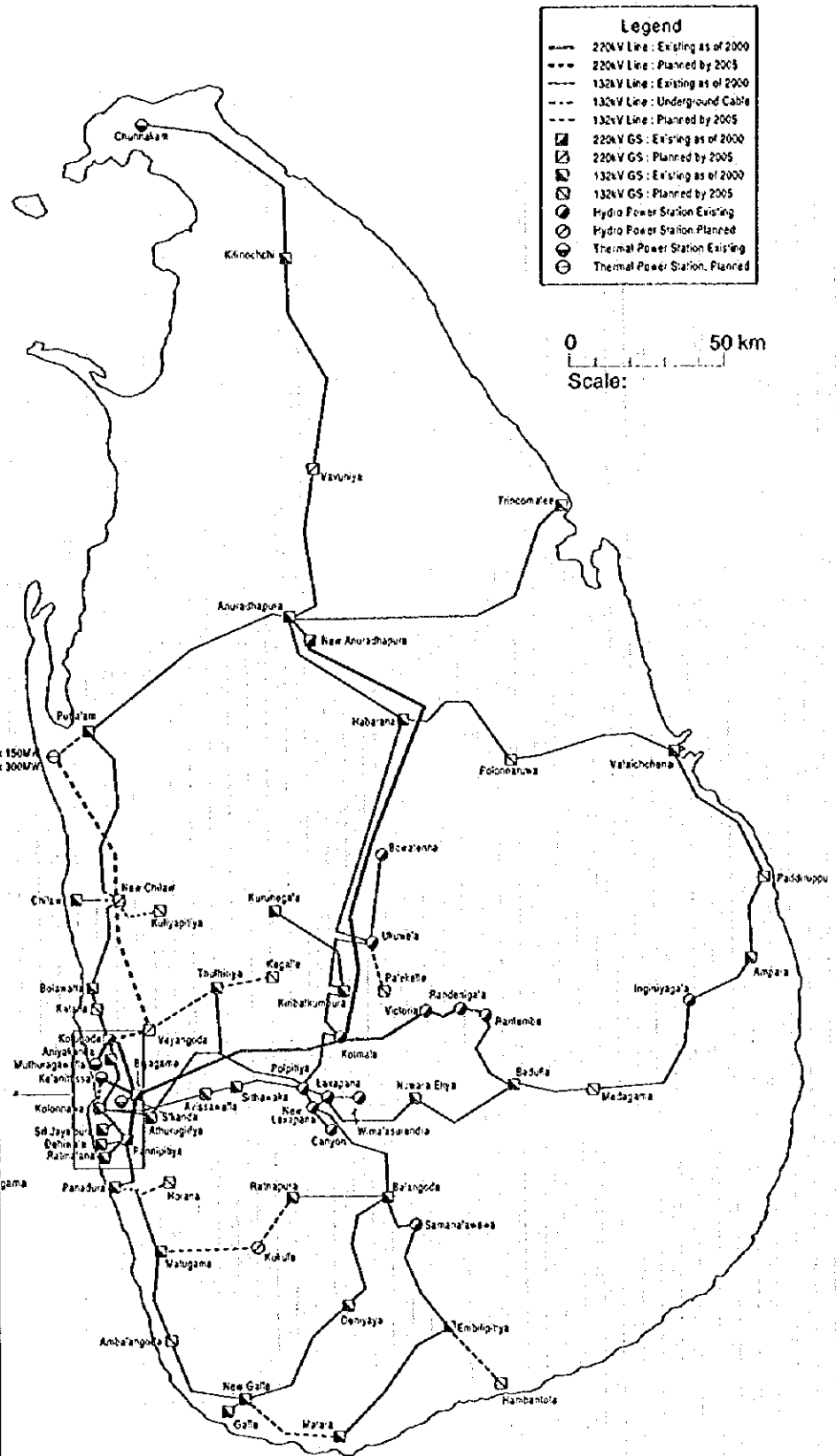
- 220kV Line: Existing as of 1995
- - - 220kV Line: Planned by 2000
- 132kV Line: Existing as of 1995
- - - 132kV Line: Underground Cable
- - - 132kV Line: Planned by 2000
- ⊠ 220kV GS: Existing as of 1995
- ⊠ 220kV GS: Planned by 2000
- ⊠ 132kV GS: Existing as of 1995
- ⊠ 132kV GS: Planned by 2000
- ⊙ Hydro Power Station Existing
- ⊙ Hydro Power Station Planned
- ⊙ Thermal Power Station Existing
- ⊙ Thermal Power Station Planned

0 \_\_\_\_\_ 50 km  
Scale:



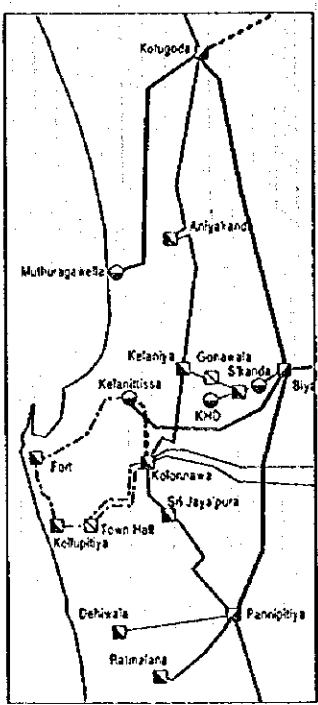
CEYLON ELECTRICITY BOARD  
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY  
 NIPPON KOEI CO., LTD.  
 MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA

FIG. 5  
 2000年時点におけるCEBの送電系統



- Legend**
- 220kV Line : Existing as of 2000
  - - - 220kV Line : Planned by 2005
  - - - 132kV Line : Existing as of 2000
  - - - 132kV Line : Underground Cable
  - - - 132kV Line : Planned by 2005
  - 220kV GS : Existing as of 2000
  - 220kV GS : Planned by 2005
  - 132kV GS : Existing as of 2000
  - 132kV GS : Planned by 2005
  - ⊙ Hydro Power Station Existing
  - ⊙ Hydro Power Station Planned
  - ⊙ Thermal Power Station Existing
  - ⊙ Thermal Power Station Planned

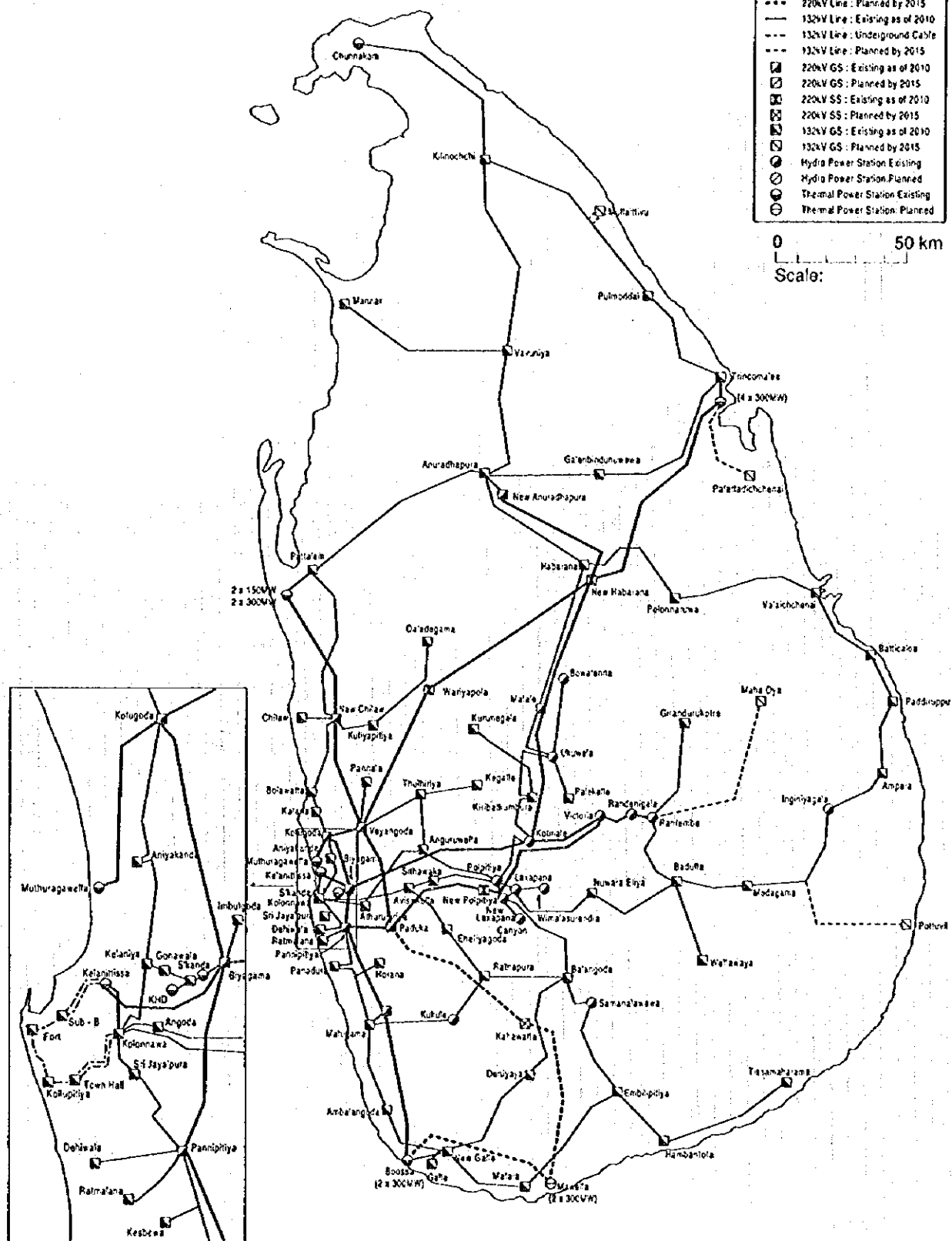
0 50 km  
Scale:





- Legend**
- 220kV Line : Existing as of 2010
  - - - 220kV Line : Planned by 2015
  - 132kV Line : Existing as of 2010
  - - - 132kV Line : Planned by 2015
  - - - 132kV Line : Underground Cable
  - 220kV GS : Existing as of 2010
  - 220kV GS : Planned by 2015
  - 132kV GS : Existing as of 2010
  - 132kV GS : Planned by 2015
  - Hydro Power Station Existing
  - Hydro Power Station Planned
  - Thermal Power Station Existing
  - Thermal Power Station Planned

0 50 km  
Scale:



<b>CEYLON ELECTRICITY BOARD</b>	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	図 8
	NIPPON KOEI CO., LTD. <small>Consulting Engineer</small>	2015年時点におけるCEB送電系統	

JICA