

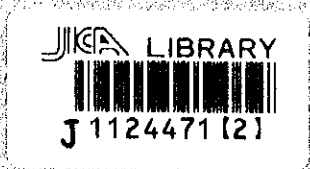
No. 012

# 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

### 事前調査報告書

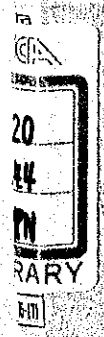
平成7年8月



### 国際協力事業団

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 事前調査報告書

平成7年8月



鉦調資
JR
95-171







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

事前調査報告書

平成7年8月

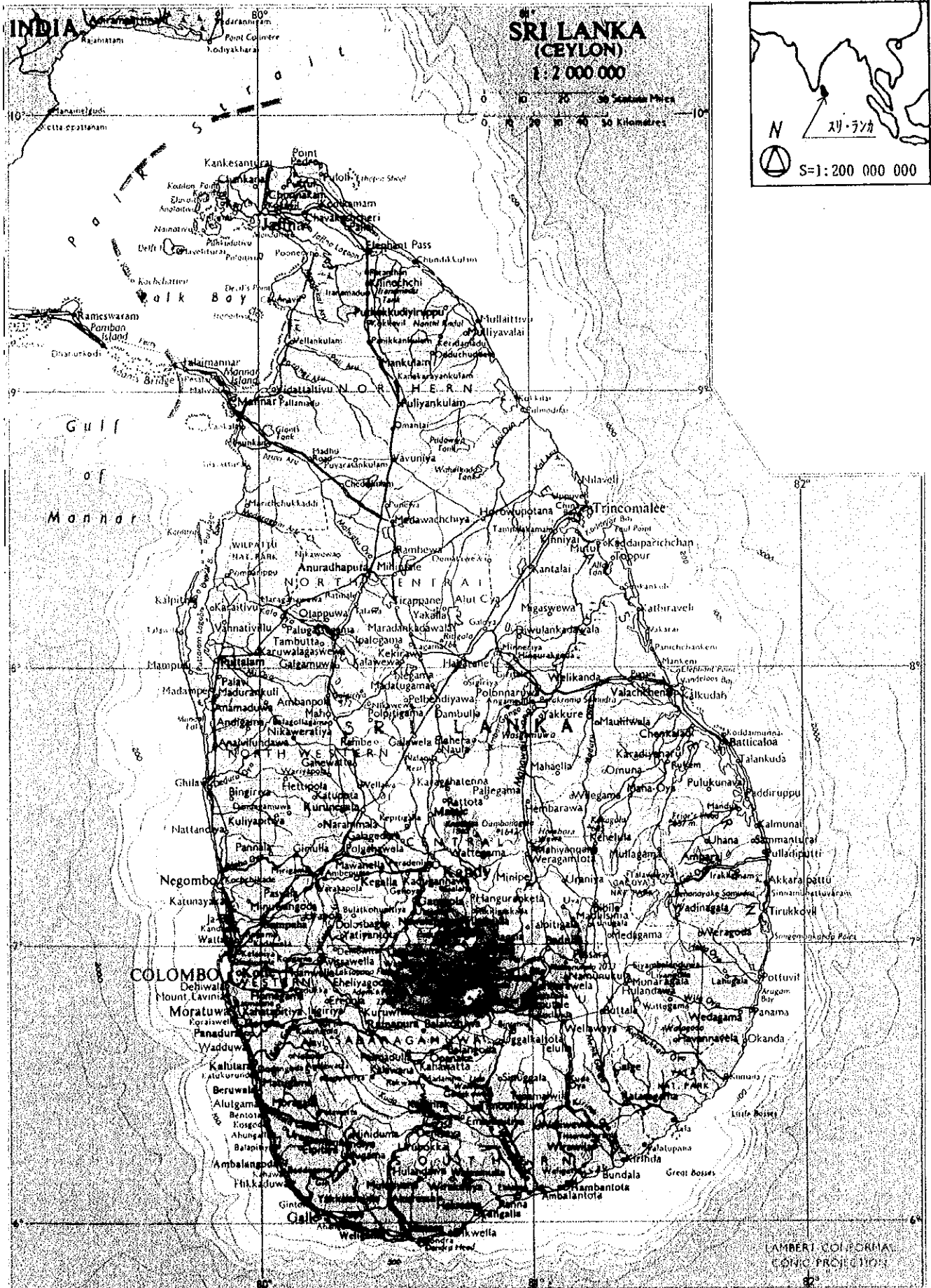
国際協力事業団



1124471 [2]

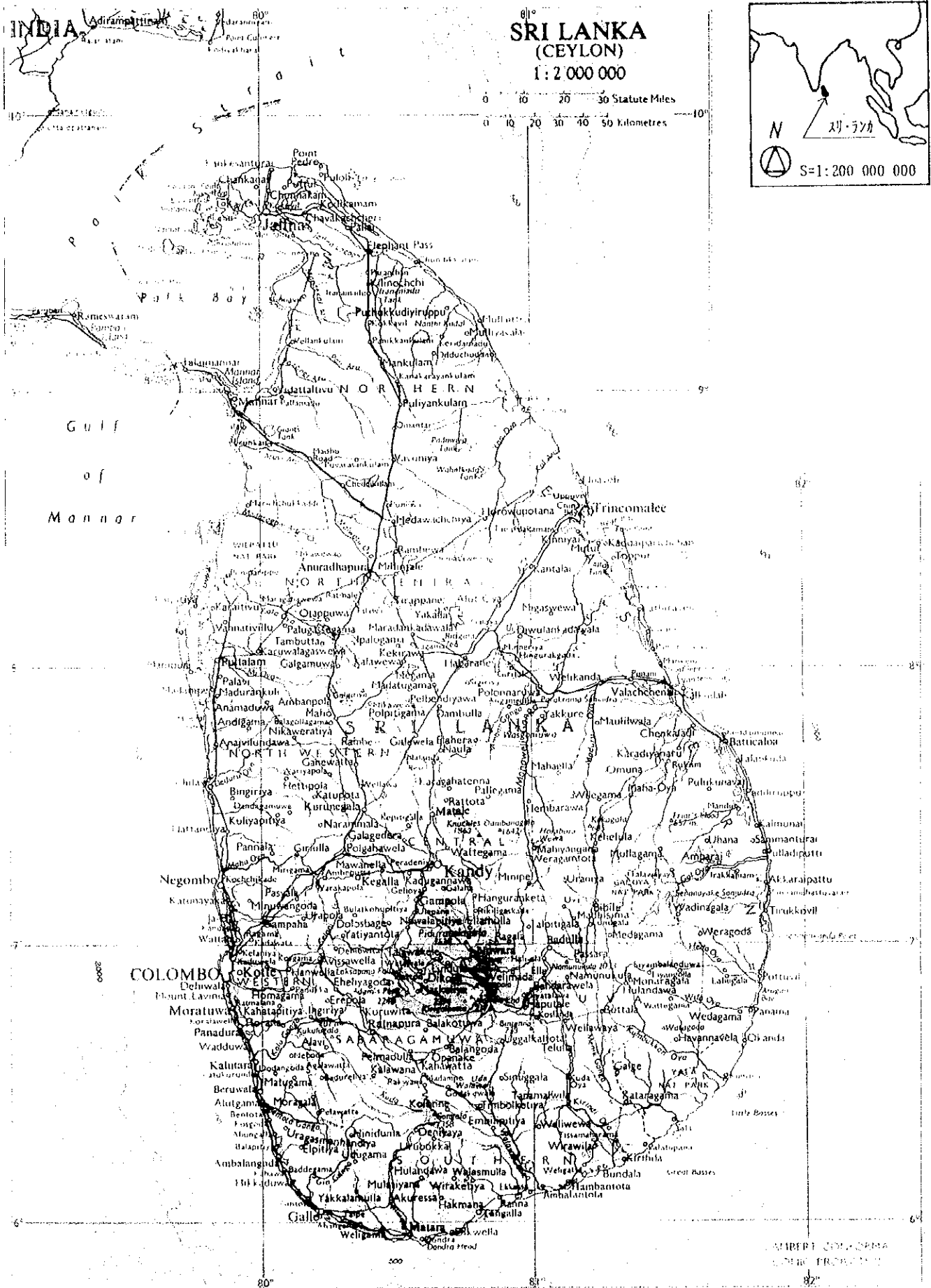
# SRI LANKA

## KEY PLAN



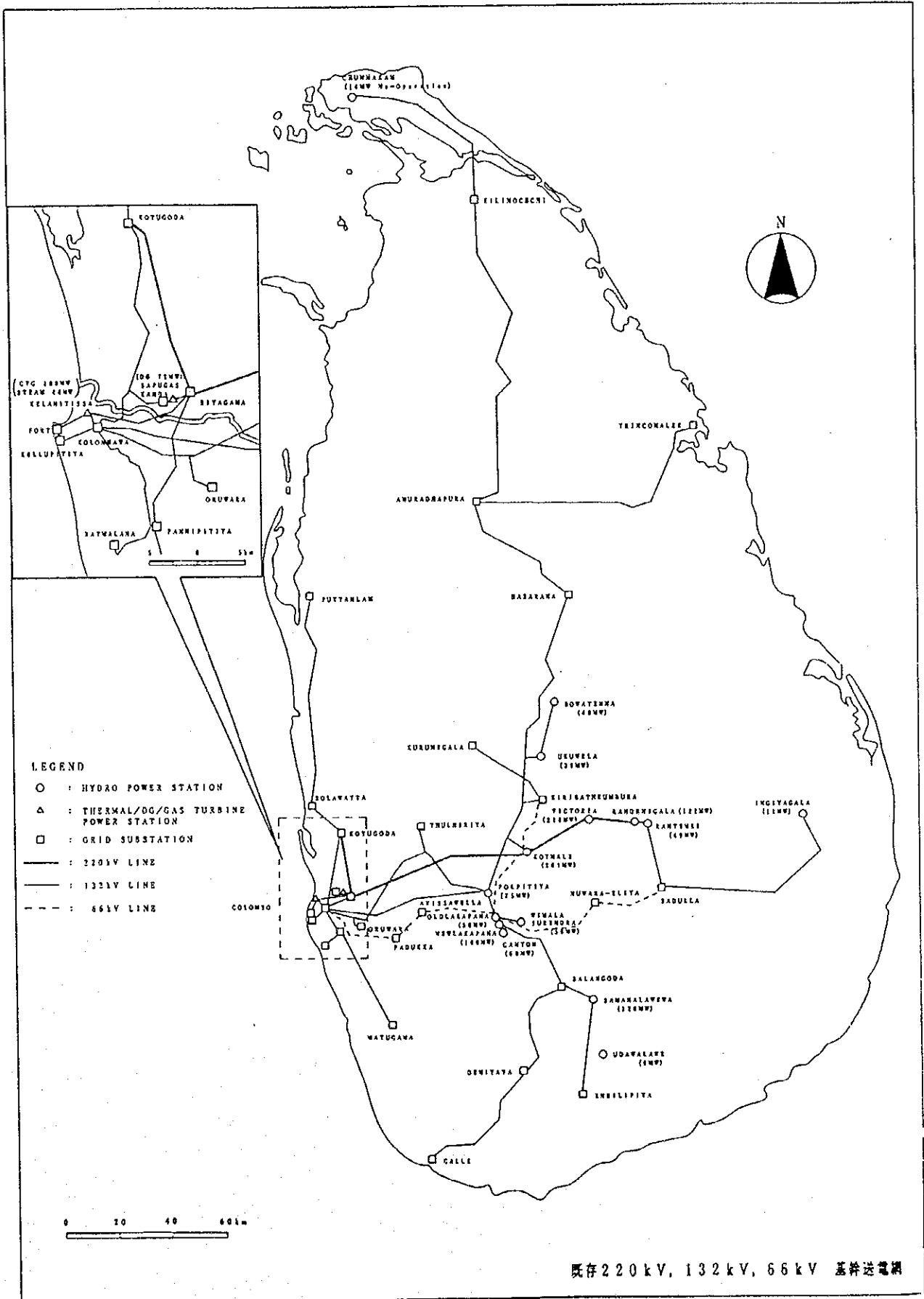
# SRI LANKA

## KEY PLAN









既存220kV, 132kV, 66kV 基幹送電網



写真-1 S/W、M/M署名



写真-2 S/W、M/M交換



写真-3 灌漑・電力・エネルギー省表敬



写真-4 コロンナワ変電所 屋外機器

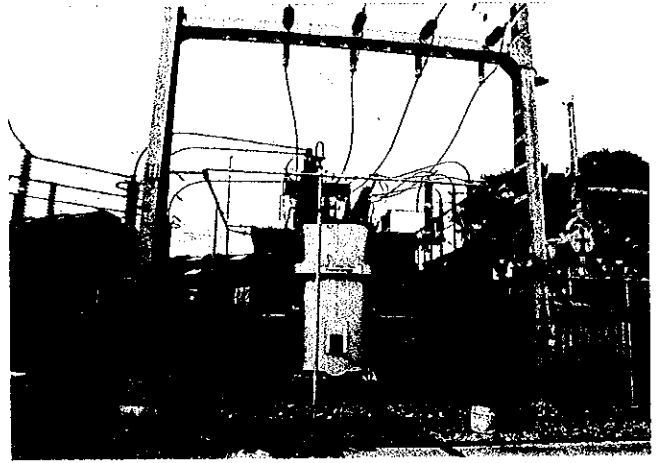


写真-5 コロンナワ変電所 変圧器



写真-6 コロンナワ変電所 制御室

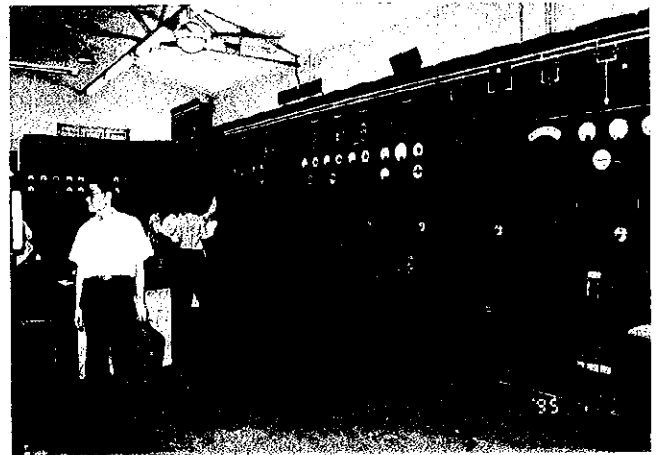


写真-7 コロンナワ変電所 系統監視盤

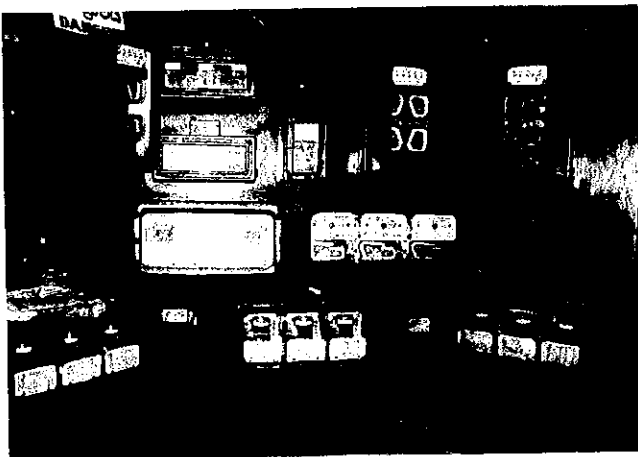


写真-8 コロンナワ変電所 保護継電器 (1)

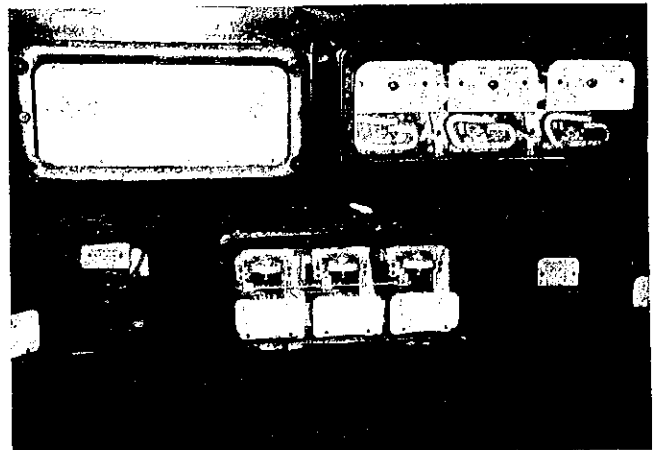


写真-9 コロンナワ変電所 保護継電器 (2)

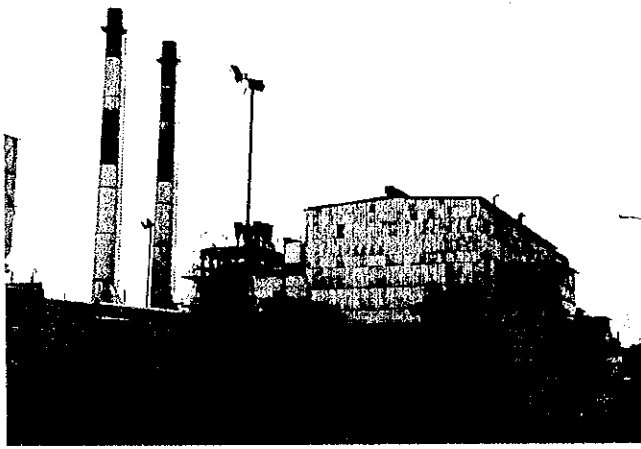


写真-10 ケラニティッサ火力発電所  
スチームタービン建屋全景



写真-11 ケラニティッサ火力発電所  
屋外機器



写真-12 ケラニティッサ火力発電所  
ガスタービン (20MW×6台)

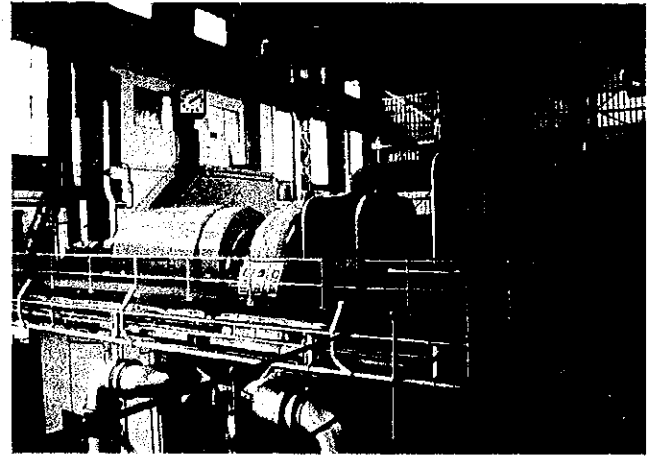


写真-13 ケラニティッサ火力発電所  
スチームタービン (25MW)

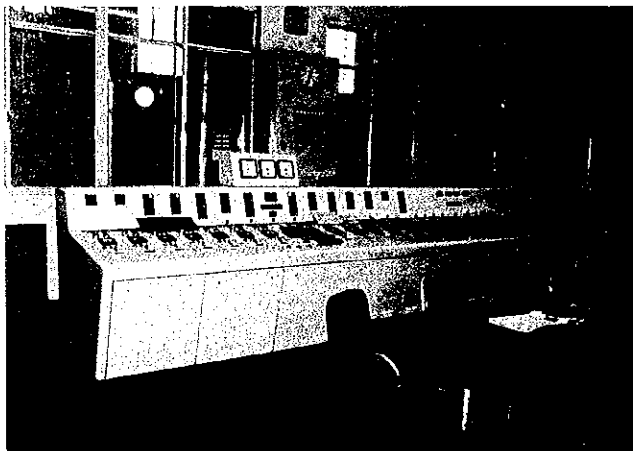


写真-14 ケラニティッサ火力発電所  
スチームタービン制御室 (1)

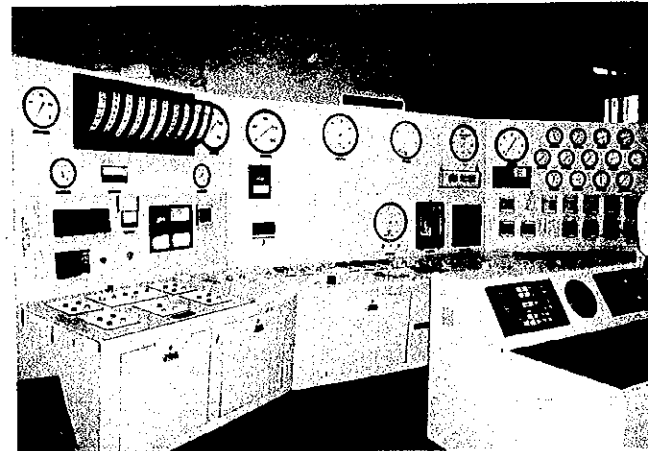


写真-15 ケラニティッサ火力発電所  
スチームタービン制御室 (2)

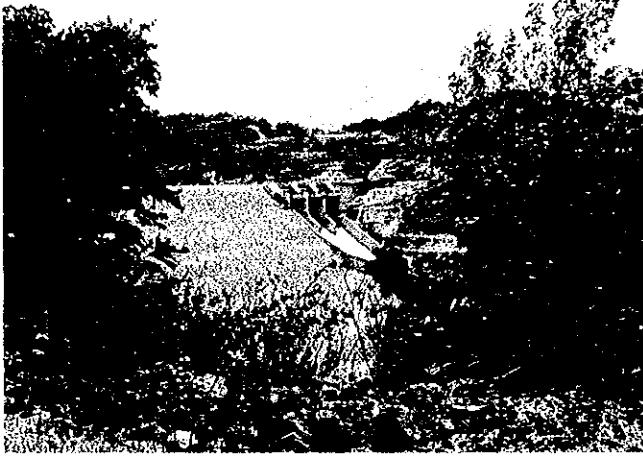


写真-16 サマナラウェアダム

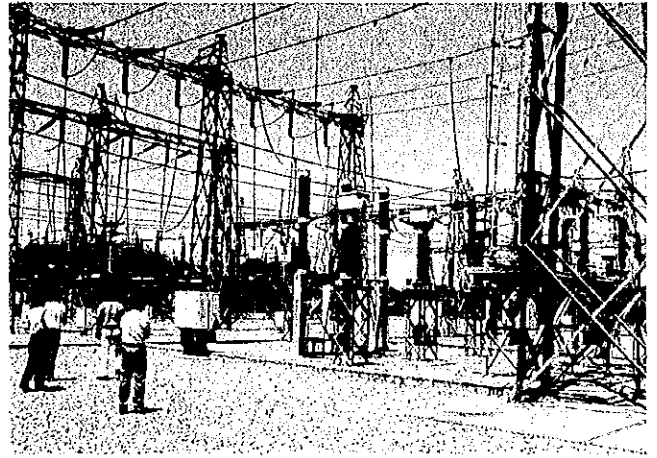


写真-17 サマナラウェア水力発電所  
スイッチヤード

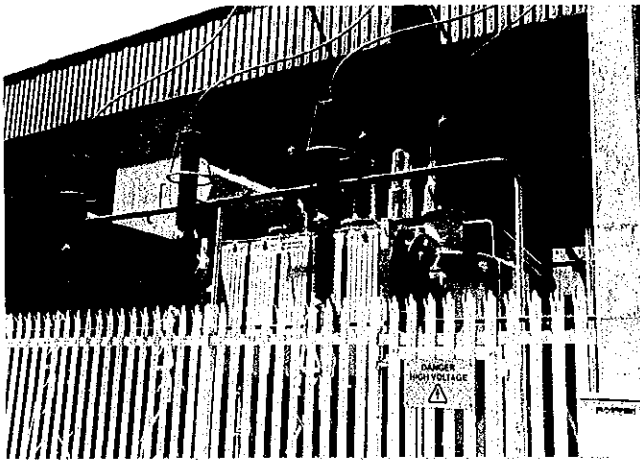


写真-18 サマナラウェア水力発電所  
変圧器

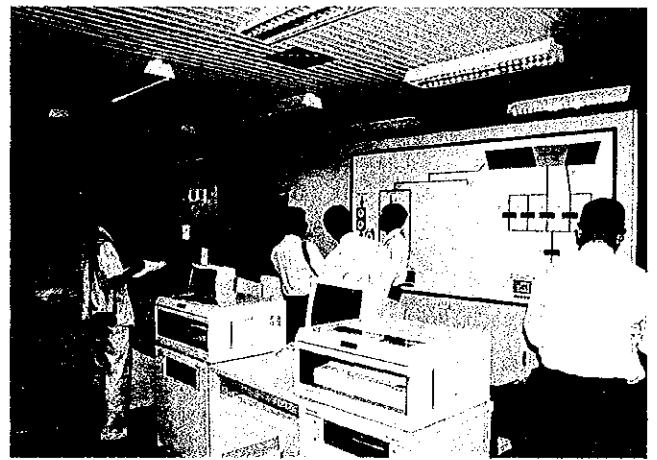


写真-19 サマナラウェア水力発電所  
制御室

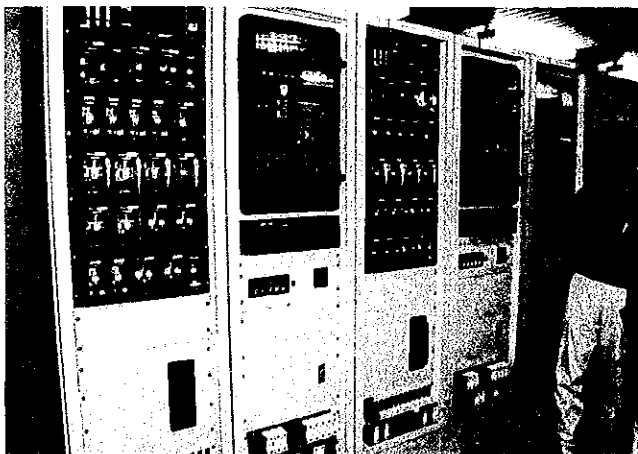


写真-20 サマナラウェア水力発電所  
保護継電器室



写真-21 サマナラウェア水力発電所  
発電機 (60MW×2台)

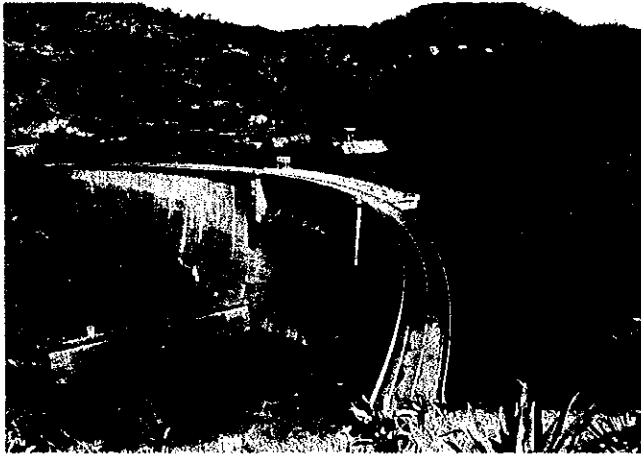


写真-22 ビクトリアダム

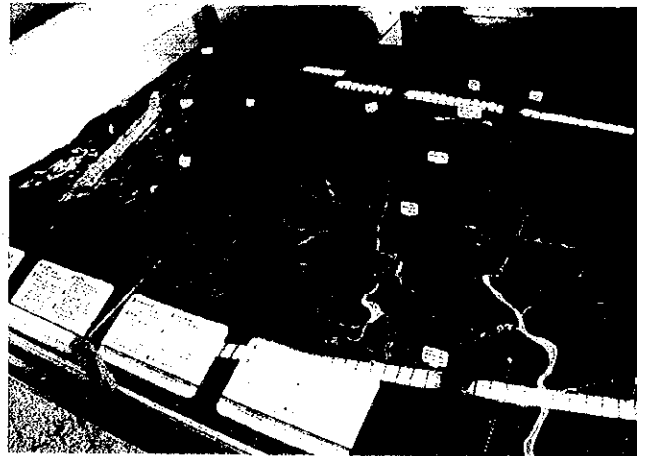


写真-23 ビクトリアダム全景 (模型)

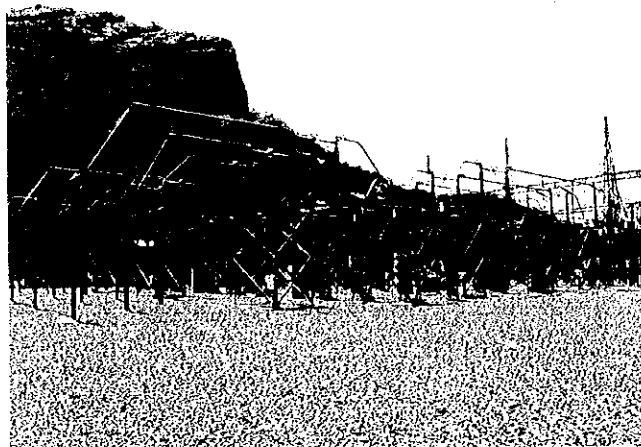


写真-24 ビクトリア水力発電所  
スイッチヤード

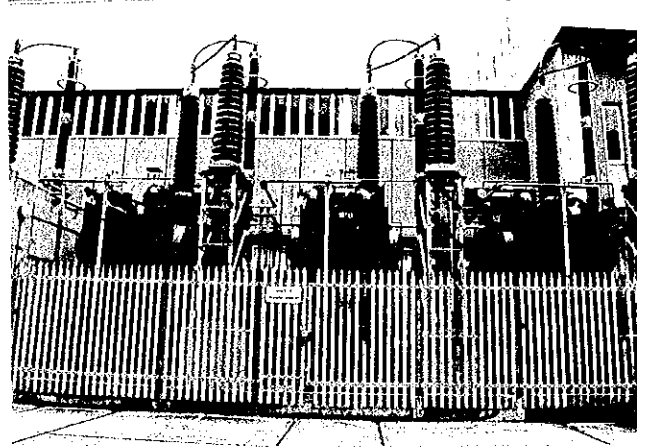


写真-25 ビクトリア水力発電所  
変圧器

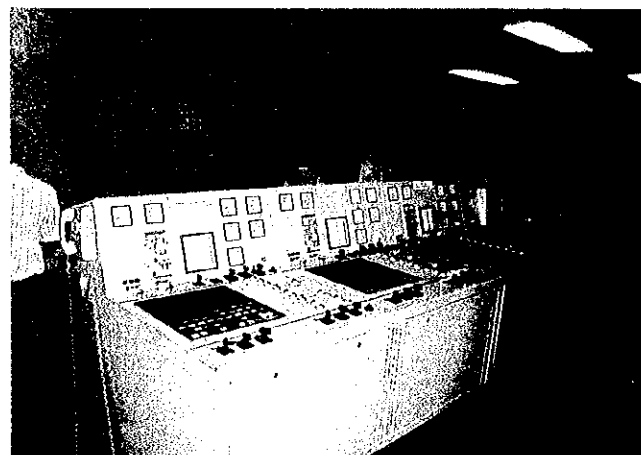


写真-26 ビクトリア水力発電所  
制御室

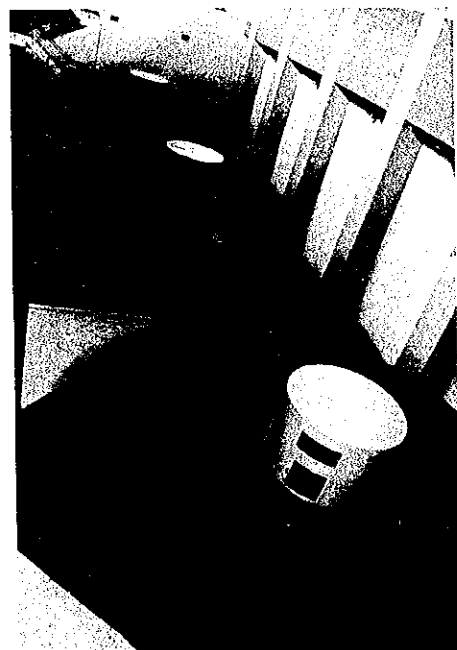


写真-27 ビクトリア水力発電所  
発電機 (70MW×3台)

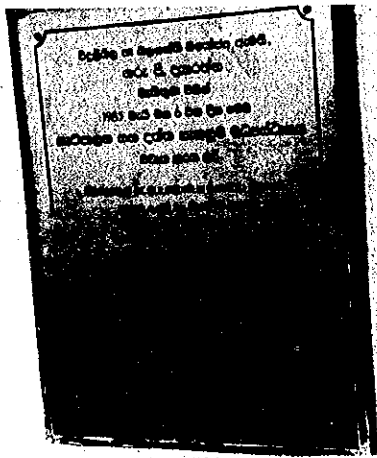


写真-28 システムコントロールセンター

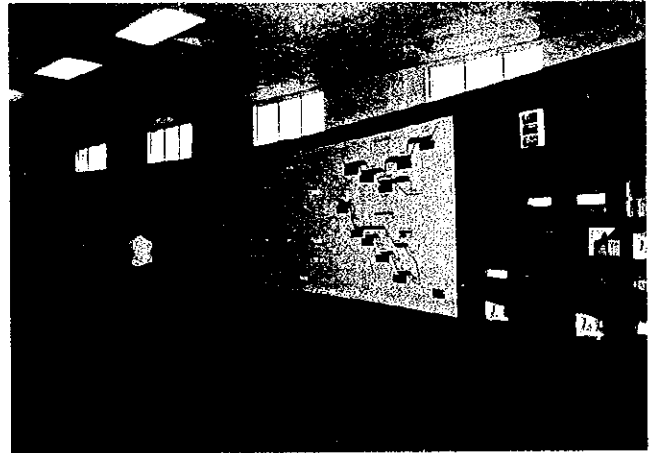


写真-29 システムコントロールセンター  
系統監視盤(220KV、132KV、66KV系)

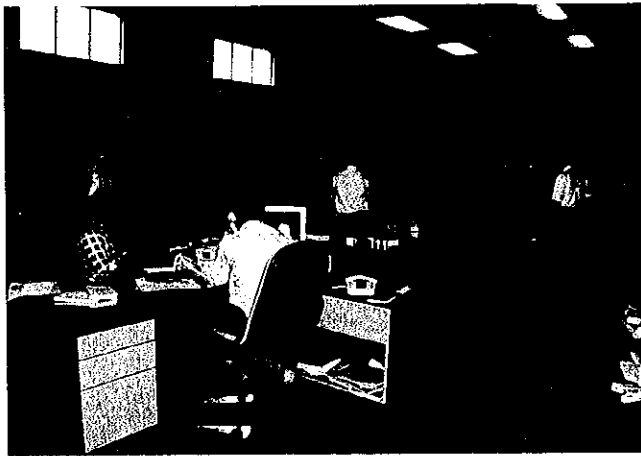


写真-30 システムコントロールセンター  
執務状況

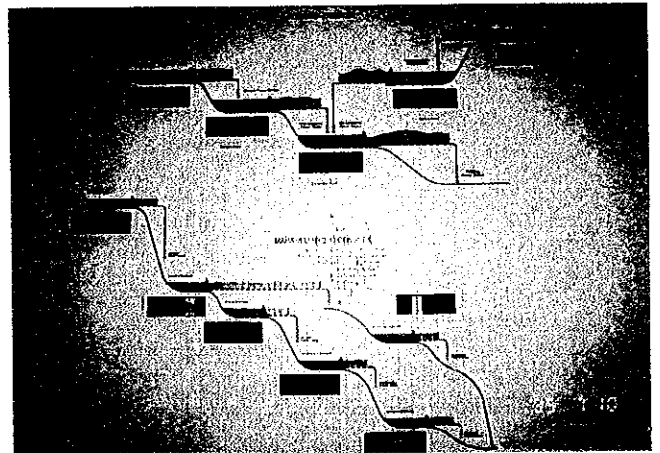


写真-31 システムコントロールセンター  
マハヴェリ、ラクサパナ水系  
水位表示

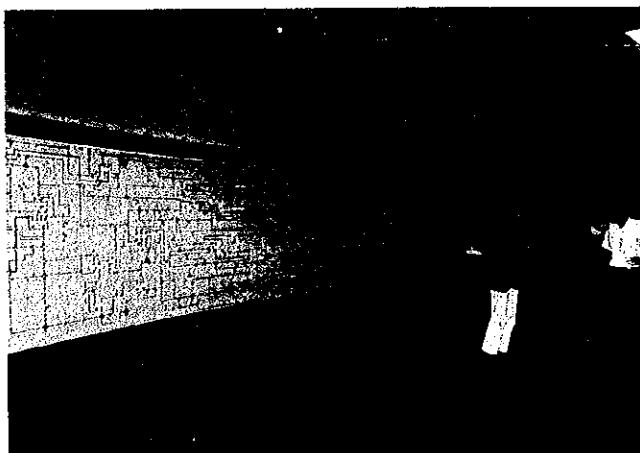


写真-32 システムコントロールセンター  
系統監視盤(33KV系統)

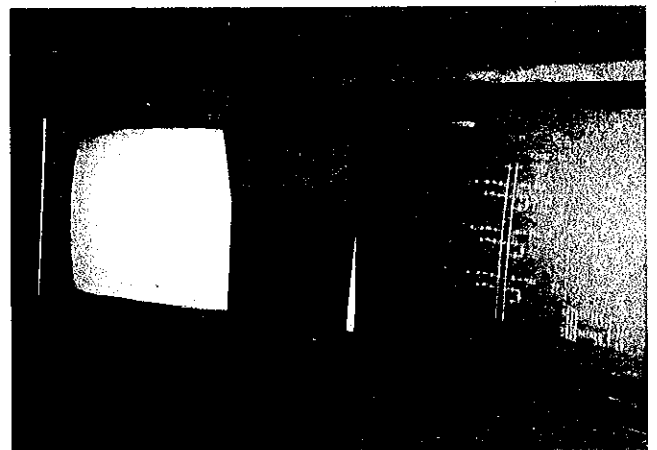


写真-33 システムコントロールセンター  
監視モニター





## 目 次

スリ・ランカ民主社会主義共和国全図  
スリ・ランカ民主社会主義共和国電力系統図  
写真

### 第1章 事前調査の概要

1. 調査の目的 ..... 1
2. 調査団の構成 ..... 1
3. 事前調査の日程 ..... 1

### 第2章 事前調査の概要

1. 要請の背景・経緯 ..... 2
2. 協議内容 ..... 2

### 第3章 スリ・ランカ国の概要

1. 一般事情 ..... 4
2. 経済概要 ..... 6
3. 政治・外交 ..... 8
4. 最近の援助動向とエネルギー分野案件 ..... 9

### 第4章 電力事情

1. 電気事業の形態 ..... 12
  - 1-1 CEB ..... 12
  - 1-2 LECO ..... 13
2. 電力設備の概要 ..... 13
  - 2-1 水力発電所 ..... 14
  - 2-2 火力発電所 ..... 15
  - 2-3 送電設備 ..... 15
  - 2-4 変電所 ..... 16
3. 需給状況 ..... 17
  - 3-1 需給 ..... 17
  - 3-2 電気料金、電化率と損失 ..... 18
4. 需要想定 ..... 19
5. 開発計画 ..... 20

## 第5章 現地調査概要

1. 現地調査対象電力設備 .....	50
2. 調査結果 .....	51
2-1 送電系統.....	52
2-2 通信、給電指令システム.....	52
2-3 各発電所の運転パターン.....	53
2-4 負荷パターン.....	53
2-5 送電線保護システムと系統解析 .....	54
2-6 系統電圧及びオーバーロード.....	55
2-7 系統事故.....	55
2-8 保守.....	56
2-9 基幹送電網拡張計画.....	56

## 第6章 本格調査及び本格調査時に留意すべき点

1. 調査の目的 .....	92
2. 調査の範囲及び内容 .....	92
2-1 調査の種類.....	92
2-2 調査期間.....	92
2-3 調査内容.....	92
3. 本格調査時に留意すべき点 .....	94
3-1 安全対策.....	94
3-2 現行プロジェクトの状況把握.....	95
3-3 OECFとの連携.....	95
3-4 カウンターパートへの技術移転について.....	95
3-5 セミナーについて.....	96
3-6 資料の出典と整理.....	96
3-7 供給予備力.....	96
3-8 系統運用.....	97
3-9 カウンターパートの配置、事務所、 車輛、その他必要な機材等について.....	97
3-10機材供与.....	97

## 付属資料

1. Terms of Reference
2. Scope of Work
3. Minutes of Meeting
4. Questionnaires
5. 主要面会者リスト
6. 収集資料リスト

## 第1章 事前調査の概要

### 1. 調査の目的

本調査は、スリ・ランカ国政府の要請に基づき、セイロン電力庁（CEB）所管の送電系統（33kV系統を除く）を対象に、送電系統の整備・拡充計画策定に係るマスタープランを策定するものであり、今回は実施調査のS/W協議・署名を目的とした事前調査団を派遣するものである。

### 2. 調査団の構成

氏名	担当分野	所 属
(1) 山浦 信幸	団長・総括	国際協力事業団鉱工業開発調査部資源開発調査課長
(2) 吉田 功	電力行政	通商産業省資源エネルギー庁公益事業部技術課
(3) 小泉 英雄	電力系統計画	(株) エー・エス・エンジニアリング 代表取締役
(4) 北市 浩	送変電設備	(株) エー・エス・エンジニアリング 技術部長
(5) 歌丸 恒之	調査企画	国際協力事業団鉱工業開発調査部資源開発調査課

### 3. 事前調査の日程

日順	月 日	曜日	行 程
1	7月 3日	月	移動（成田ーコロンボ）
2	7月 4日	火	表敬・打合せ ①大蔵・企画・民族問題・国家統合省対外援助局 ②灌漑・電力・エネルギー省 ③セイロン電力庁（CEB） ④日本大使館 ⑤JICA事務所
3	7月 5日	水	表敬・打合せ ①大蔵・企画・民族問題・国家統合省国家計画局 ②OECD事務所 現地調査（コロンナワ変電所）
4	7月 6日	木	S/W協議（於：CEB） 現地調査（ケラニティッサ火力発電所）
5	7月 7日	金	S/W協議（於：CEB） 移動（コロンボーサマナラウエア）
6	7月 8日	土	現地調査（サマナラウエア水力発電所） 移動（サマナラウエアーキャンデイ）
7	7月 9日	日	現地調査（ビクトリア水力発電所）、移動（キャンディーーコロンボ）
8	7月10日	月	S/W、M/M協議（於：CEB） 現地調査（システムコントロールセンター）
9	7月11日	火	S/W、M/M署名（於：CEB） 大使館及びJICA事務所報告
10	7月12日	水	資料収集・整理、移動（コロンボー）
11	7月13日	木	移動（ー成田）、帰国

## 第2章 事前調査結果の概要

### 1. 要請の背景・経緯

(1) スリ・ランカ全体の電力系統の現状について考えた場合、以下の様な問題が散見される。

- ① 電源開発にあたって、安定度や潮流制御等の系統上の諸問題がほとんど考慮されていない。
- ② 送配電システムを整備拡充するための十分な予算がない。
- ③ 継ぎ接ぎだらけの拡充を続けた結果、CEB自体に系統全体をトータルで運用するという観点が欠如している。特に、電圧維持および潮流調整に不可欠な電圧・無効電力調整がほとんど行われておらず、送電ロスの増大、安定度の低下の一因となっている。また、供給信頼度面でも危惧が指摘されている。

(2) 以上の様な現状を踏まえ、1994年10月31日、ス国政府はわが国に対し本件開発調査の実施を要請したものである。その目的はCEB送電線拡張計画の長期マスタープランを策定すること及びCEB技術者への技術移転であり、具体的な調査項目として、日本大使館作成の案件調書には以下の内容が列挙されている。

- ① 現在の送電線の評価
- ② 需給目標による整備水準の設定
- ③ 設備容量の検討
- ④ 中長期整備計画の策定
- ⑤ 上に係る資金計画の策定

### 2. 協議内容

(1) 調査目的はS/W記載のとおり、CEBの送電システム拡張計画を作成すること、及びCEB独自の送電システム拡張計画作成能力を高めることである。

(2) 全体調査期間は約13ヶ月とし、現在のところ96年10月終了の見込みであることを説明し、双方合意した。

(3) 調査範囲はスリ・ランカ国全土とするが、安全上問題がある地域については、現地調査は行わず、既存の資料により調査を行うこととすることを双方確認した。

(4) C E Bはカウンターパート研修を要望した。

また調査全般を通し、スリ・ランカ国内でのオン・ザ・ジョブ・トレーニングを重視することを双方確認した。

(5) C E Bは送電線、変電所新設に係る日本あるいは諸外国におけるE I Aの事例を紹介してほしい旨要望した。

(6) カウンターパートの人数、車輛、必要な設備等については、調査開始の1ヶ月前までにC E Bへ連絡するものとする。

## 第3章 スリ・ランカ国の概要

### 1. 一般事情

#### [地理・気候]

「光輝く島」を意味するスリ・ランカは、インドの南端の東、わずか29 kmのインド洋上に位置する西洋梨に似た形の島国で、国土面積は北海道の8割ぐらいの大きさである。島の南部の中央にピドルタラーガラ山（標高2,524 m）を中心とした山岳地帯があり、これを取り巻く平野部と、北部の平地から成っている。この山岳地帯に源を發し流出する多数の河川は水量豊富であり、最大河川はマハヴェリ川で、トリンコマレーでベンガル湾に注ぐまで全長300 kmをこえる。

気候は高温多湿の熱帯性で、コロンボ首都圏の年平均気温は27度である。またスリ・ランカにはモンスーンシーズンが2回あり、島の南西部の平地と高地に多量の降雨をもたらす南西モンスーン期（5～9月）、主として島の北東部に降雨をもたらす北東モンスーン期（12～2月）と呼ばれている。なお年間を通じ島の南西部は多量の降雨があるため湿潤帯（ウェットゾーン）と呼ばれ、一方その他の地域は、北東モンスーン期を除き、わずかな降雨しかないため、乾燥帯（ドライゾーン）と呼ばれている。

このような気候のもと、南西部の山岳地では紅茶、中腹部ではゴム、海岸部ではココナッツが多く生産されている。

#### [略 史]

BC544年、アーリアのピジャヤ王が侵入し、先住民ベダ族を制圧し、シンハラ王朝を築いたといわれている。

BC307年、仏教が伝えられ、アヌラダプラを首都とし、仏教文化、米作農業を中心に栄えた。

紀元前3世紀頃から南インドのタミール人が侵入しはじめ、11世紀にはシンハラ人は南部に遷都し、北部にはタミール王国が成立した。

16世紀初頭のポルトガルの侵入を受け西部海岸が占領された他、17世紀以降オランダの植民地支配を受け、18世紀には英国の直轄植民地となった。英国は、プランテーション農業を進め、紅茶、ゴム、ココナッツの栽培が産業の中心となってきた。

1931年に憲法が制定され、立法、行政が近代的形態となり、また、第2次世界大戦後、独立の機運が高まってきた。

1946年、内政に関する完全自治を規定した憲法が施行され、1947年には防衛、外交協定が英国との間で締結した。

1948年、セイロン独立法が施行され、英連邦内の自治領セイロンとして独立した。独立後は、スリ・ランカ自由党（SLFP）及び統一国民党（UNP）がほぼ交互に政権を担当してきた。

1972年、自治領を離脱し、憲法を制定して、スリ・ランカ共和国となった。

1977年、憲法を改正し、大統領内閣制に移行した。

1978年、ジャヤワルダナ首相が初代大統領に就任し、自由主義政策を打ち出した。また、新憲法が公布され、国名をスリ・ランカ民主社会主義共和国と改めた。

70年代後半から、北東部に居住するタミール人の分離独立運動が高まり、1983年、北部ジャフナ、首都コロンボ等で暴動が起きた。

1987年、インド、スリ・ランカ和平協定が締結され、政府と過激派間で停戦に向かうが、協定に反対するタミール過激派LTTE（タミル・イーラム解放のトラ）とシンハラ過激派JPV（人民解放戦線）のテロ活動でコロンボを含め中南部で治安が悪化した。

1989年、政府はLTTEと和平交渉を行い停戦にこぎつけ、またJPVを掃討した。

1990年、駐留インド軍が撤退、また、LTTEとの和平が決裂した。1991年、爆弾テロ、1993年、野党党首暗殺、大統領暗殺が起こった。

1994年8月の総選挙によりクマラトゥンガ政権が発足した。続く大統領選挙において、爆弾テロによる対立候補の暗殺が起こったが、クマラトゥンガ氏が圧勝し、11月大統領に就任した。クマラトゥンガ政権はLTTE融和策をとり、95年1月、4年半ぶりに暫定停戦までこぎつけたが、4月19日にLTTEが政府の海軍基地を攻撃したのを機に停戦は崩れ、市民を巻き込んだ無差別な戦闘が再び起こっており、95年7月現在、和平の見通しは立っていない。



[主要データ]

主要な一般データは、次のとおりである。

表 3-1: スリ・ランカ国の主要データ

正式名称	(和文) スリ・ランカ民主社会主義共和国 (英文) Democratic Socialist Republic of Sri Lanka
独立年月日、 旧宗主国	1948年2月4日 英国
政体、大統領	共和制 チャンドリカ・バンダラナイケ・クマラトゥンガ大統領 (1994年11月就任、任期6年) (Mrs.) Chandrika Bandaranaike Kumaratunga
位置、面積	北緯 5.5度~9.5度、東経79.8度~81.5度 65,610 km <sup>2</sup>
首都	スリ・ジャヤワルダナプラコッテ Sri Jayewardenepura Kotte (立法・司法府) コロンボ Colombo (行政府)
人口	17,865千人(1994年中央) ※1、人口密度287人/km <sup>2</sup> 人口増加率 1.4%(1994年) ※1
民族構成	シンハラ人(74.0%)、スリ・ランカ・タミール人(12.7%)、 インド・タミール人(5.5%)、スリ・ランカ・ムーア人(7.0%)、 その他(0.8%)、1981年国勢調査
宗教別人口構成	仏教(69.3%)、ヒンドゥー教(15.4%)、イスラム教(7.6%)、 キリスト教(7.6%)、その他(0.1%)
言語	シンハラ語、タミール語。また、Link Languageとして英語も使用する。
通貨	スリ・ランカ・ルピー (Rupee, 単位Rs.) 1ルピー≒0.02ドル≒2円(1995年)
主要産物	紅茶、ゴム、ココナッツ、米、黒鉛、雲母、黄石、半貴石

※1 CENTRAL BANK OF SRI LANKA, ANNUAL RREPORT 1994

2. 経済概要

自由解放経済を推進し、自由貿易地帯の設置、国営企業の民営化、インフラ投資、農業促進、食糧自給等の政策を実施している。1995年5月に発表された公共投資5カ年計画(1995-1999)では今後5年間の投資合計は、4,525億ルピーとなっている。

スリ・ランカの主要産業は農業・水産業であり、GNPの24%を占めている(1994年)。主要農産物は紅茶、ゴム、ココナッツで3大農産物となっている。工業は、この3大農産物の加工の他、食品、煙草、セメント、紡績、紙、家具、皮革等の

関係工業、少しであるが非鉄金属、輸送設備等の工業も開発されている。天然資源では、貴石、半貴石、黒鉛、雲母、チタン鉱、鉄鉱等がある。

貿易については、輸出は、世界一の輸出量を誇る紅茶を含め3大農産物、繊維・縫製品が大半を占めるが、最近では宝石が著しい伸びを見せている。輸入は、繊維製品、小麦・砂糖等の食品関係、石油製品、機械製品等である。主な相手国は、輸出で米国35%、英国9%、ドイツ7%、ベルギー6%、日本5%、輸入で日本11%、インド9%、韓国7%、香港7%、米国6%等（1994年）となっている。

主な経済指標等は、次のとおりである。

表 3-2 経 済 指 標

	1993	1994
人 口 (百 万 人)	17.6	17.9
人 口 増 加 率 ※1	1.2	1.4
G D P (百万ルピー) ※1	453,092	523,300
一人当たりGNP (市場価格) ※1 (ドル)	588	652
消費者物価上昇率 (%) ※1	11.7	8.4
貿易収支 (百万SDR) ※1	-824	-1,093
輸 出 額	2,046	2,235
輸 入 額	2,870	3,328
経常収支 (百万SDR) ※1	-281	-531
対外債務残高 (百万SDR) ※1	5,585.5	6,089.2
債務返済比率 (%) ※1	11.8	11.1
失 業 率 (%) ※2	13.6	13.0
為 替 レ ー ト ※1	Rs./US\$ 48.25 Rs./SDR 67.39	Rs./US\$ 49.42 Rs./SDR 70.75
会 計 年 度	1月1日～12月31日	

※1 CENTRAL BANK OF SRI LANKA, ANNUAL RREPORT 1994

※2 PUBLIC INVESTMENT PROGRAMME 1995-1999, National Planning Department, April 1995

表 3-3 : GNP の分野別内訳 ※1

単位：百万ルピー

分 野	1993	1994	構成比 (%)
農業、林業、漁業	111,659	124,370	24.2
鉱業、石業	8,446	10,473	2.0
製造業	68,881	80,482	15.6
建設	32,615	38,323	7.5
電気、ガス、水道、衛生業務	6,065	7,727	1.5
運輸、倉庫、通信	45,533	52,591	10.2
卸売、小売業	99,736	115,021	22.3
金融、保険、不動産	27,804	35,617	6.9
住居	10,344	11,513	2.2
行政、防衛	22,622	25,314	4.9
サービス	19,387	21,869	4.3
G. D. P	453,092	523,300	101.6
外国からの収入	-5,979	-8,028	-1.6
G. N. P.	447,113	515,272	100.0
間接税 (補助金、交付金を除く)	52,509	60,583	
G. N. P. (市場価格)	499,622	575,810	

※1 CENTRAL BANK OF SRI LANKA, ANNUAL RREPORT 1994

### 3. 政治・外交

スリ・ランカ国の政体は共和制であり、直接選挙で選出される大統領は行政権、議会解散権、軍統帥権を持ち、実権を掌握している。

内閣は大統領が任免し、また、議会は比例代表制による直接選挙による。1994年8月16日に実施された、スリ・ランカ総選挙でチャンドリカ・クマラトゥンガ氏率いる人民連合(PA)が、旧与党統一国民党(UNP)を破り、政権交代が行われた。クマラトゥンガ政権は、①前政権の経済政策の継続、②外国投資の歓迎、③LTTEとの対話再開、④すべての宗教、民族が平等の市民権を与えられる社会の建設、などの意向を表明し、11月の大統領選挙においても対立候補を破って大統領に就任した。

略史にあるように、民族抗争が解決しておらず、現在でも最大の政治課題となっている。

外交は、「非同盟中立」を基本方針とし、国連憲法にそって主権、独立、自由を標榜し、現在、国連安保非常任理事国入りを申請している。自由・開放経済の立場から

西側諸国との関係を強化する一方、社会主義諸国とも交流を進め、特に中国とは従来から経済、人事交流がさかんである。また石油供給国、援助国として中近東諸国との友好関係に努力しており、クウェイト、サウディ・アラビアをはじめとする中東諸国に数万人の出稼ぎ労働者が行っており、その仕送りはスリ・ランカ国際収支上重要な役割を果たしている。

日本との外交関係は、1952年に国交樹立以降、援助供与、貿易を通じて友好関係にある。

#### 4. 最近の援助動向とエネルギー分野案件

スリ・ランカに対する援助については1965年以来、年一回スリ・ランカ援助国会議が開催され、世銀を議長として、IMF等国际援助機関と日本、米国、イギリス等、援助参加国のもと各年度の援助額が決定されている。92年度援助実績は644.2百万ドルである。各国および国際機関の援助については、二国間援助（1992年純額 248.8百万ドル）が多く、主な供与国は日本（92年シェア 38.6%）、米国（同 20.9%）、英国（同 6.6%）等である。国際機関からの援助は1992年純額 398.3百万ドルあり、主にIMFおよびADBからである。

1994年実施のエネルギー分野の主な案件は、送電網整備関連事業（送電網拡充事業、送電網拡充事業（Ⅱ）、第10次電力整備事業）（OECF：11.32億ルピー）、配電網拡張整備事業（IDA：8.1億ルピー）である。その他、配電及び送電プロジェクト（5.38億ルピー）、アッパーコトマレプロジェクト（3.85億ルピー）、新地方電化スキームフェーズⅡ（3.29億ルピー）、第二配電及び送電プロジェクト（2.20億ルピー）、ランタンベ電力プロジェクト（1.36億ルピー）等CEB全体で37億ルピーに達する。

また現在OECFで西海岸火力発電所建設事業およびククレ水力発電所建設事業への融資が決定している。

将来的にはアッパーコトマレ水力、ブロードランド水力、石炭火力、コンバインド火力、ディーゼル、送電線・系統変電所の新設・整備、配電網等の新設・整備の他、太陽光、風力などの新エネルギー開発の計画を立てている。

OECF実施中の送電網整備関連事業の概要は、次のとおりである。

表 3-4 : O E C F 実施中の送電網整備関連事業の概要 (1)

案件名	送電網拡充事業 SL-P17	送電網拡充事業Ⅱ SL-P34
L/A	1988年11月22日	1993年 8月12日
L/A発効	1989年 1月17日	1993年12月 6日
L/A承諾額	4,360百万円	918百万円
着工	93年7月	94年4月
完成見込	96年7月	
コンサルタント	日本工営	日本工営
契約者	伊藤忠商事、SRI U-THONG CO.,LTD グループ (送電)、丸紅 (通信)	SRI U-THONG CO.,LTD、伊藤忠商事
(事業内容)		
(A) 送電線サブ・プロジェクト (LOT-I)		
(1) LOT-I、PART-I		
①送電線		
- ラクサパナ発電所-バド-ラ変電所間、7.5 km、132KV 2回線の新設		
- 既存線からバナドラ変電所間、5.5 km、132KV 2回線の新設		
- 既存線からアビッサベラ変電所間、0.5 km、132KV 2回線の新設		
②グリッド変電所		
- パナドラ変電所(132/33KV,2×31.5MVA)、アビッサベラ変電所(132/33KV,2×31.5MVA)の新設		
- バド-ラ(132KV,33KVスイッチア)、コロナワ(132/33KV,2×31.5MVA)、 プッタラム(132/33KV,2×31.5MVA)変電所の増設、保護システム改修		
- ゴール変電所33KV線の増設		
- PLCシステムの導入 (パナドラ、アビッサベラ、ハンビ-テイ、マツガマ、コロナワ、SCC、ホルビ-テイ、 バド-ラ、ラクサパナP/S、プッタラム、ボラッタ、コゴダ火力)		
(2) LOT-I、PART-II		
- ヌワラエリヤ変電所(132/33KV,2×31.5MVA)の新設		
- ボラッタ、マツガマ変電所の改修		
- 33KV線の増設 (ウクベラ 2回線、コトゴダ 3回線、ピヤガマ 2回線)		
- 保護システムの増設、拡張 (コゴダ、ボラッタ、ハンビ-テイ、マツガマ、ホルビ-テイ)		
(B) 通信サブ・サブプロジェクト (LOT-II)		
(1) デジタルマイクロウェブシステムの建設		
- コロンボコミュニケーションコントロールセンター (CCC) - カンテラマ-ハンタネ-ハラ-スガラ-コロンボCCC		
- コロンボCCC-コロンボHQ		
- コロンボCCC-コロンボSCC		
- ハンタネ-キャンディ		
- バラベヌガラ-ラクサパナ水力		
- コロンボCCC-ト-ウッド-ゴンガラ-ゴール		
(2) デジタル変換設備の導入 (コロンボCCC、コロンボHQ、キャンディ、水力発電所、ゴール)		
(3) サブラジオシステムの導入 (発電所、地方事務所)		
(4) 自動車ラジオシステムの拡張		
(5) コミュニケーションシステム保守機材の調達		

OE C F実施中の送電網整備関連事業の概要 (2)

案件名	第10次電力整備事業 SL-P21
L/A	1990年 3月28日
L/A発効	1990年 6月22日
L/A承諾額	3,855百万円
着工	1995年中(予定)
完成見込	1997年11月
コンサルタント	日本工営、LAHMEYER
契約者	未定
(事業内容)	
<p>LOT-I</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・送電線の新設(132KV、2回線) <ul style="list-style-type: none"> <li>－アヌラダプーラーブッタラム間 81km (LYNX)</li> <li>－マタラーエンビリピティヤ間 62km (LYNX)</li> <li>－ボルピティヤウクベラーアヌラダプーラー間 11km (LYNX)</li> <li>－コツゴダーボラワッタ間 22km (ZEBRA→COYOTEにリプレース)</li> </ul> </li> </ul> <p>LOT-II</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・マタラ変電所(132/33KV,2×31.5MVA)の新設</li> <li>・エンビリピティヤ変電所132KVフィーダー線(2回線)の増設</li> <li>・ブッタラム変電所132KVフィーダー線(2回線)の増設</li> <li>・ウクベラ変電所(2×31.5MVA)の増設</li> <li>・PLCシステムの導入 <ul style="list-style-type: none"> <li>－アヌラダプーラーブッタラム間</li> <li>－アヌラダプーラーウクベラ間</li> <li>－ウクベラーゴトマレ間</li> <li>－エンビリピティヤマタラ間</li> </ul> </li> </ul>	

## 第4章 電力事情

### 1. 電気事業の形態

スリ・ランカの電気事業は国営企業であるセイロン電力庁 (Ceylon Electricity Board, CEB) が主体的に運営しており、電力事業の開始は 1902年の Pettah ディーゼル発電所の運開からとされている。CEBは電源開発を含む発電、送電、変電を担当しており、系統の電圧区分としては、220kV、132kV、66kV、33kVで 11kV 以下は配電部門であり、1983年民間会社として設立されたランカ配電会社 (Lanka Electricity Company, LECO) 及び地方政府 (Local Electricity Distribution Authority)、それにCEB自体と言った三者により運営されている。

CEBは電源開発或は送変電網の開発に当たっては所轄部門である灌漑・電力・エネルギー省 (Ministry of Irrigation, Power and Energy) に申請許可を得ることになっている。

#### 1-1 CEB

CEBは 1969年に設立され前記の灌漑・電力・エネルギー省の管轄の下、220kV、132kV、66kVの幹線系統に対し、総発電設備 1,380MW、220/132kV 送電線総延長 2,787 km (1994) グリッド変電所 34ヶ所 (1995) を有し、実質的なスリ・ランカの電力運営を行っている。その組織図を図4-1に示す。ボードメンバーは灌漑・電力・エネルギー省に指名された技術、経理、総務関係の4名、地方政府から1名、産業界から1名、大蔵省から指名された1名、計7名でこれによりボード・ミーティングが行われる。計画局 (Planning Department) は発電、送変電並びに需要予測、電気料金を担当し、発電所管理局 (Generation) は各地域別に水力、火力を管理すると共に、通信、系統制御、系統保護、補修を所管している。建設部門 (Project) は建設、施工を分担する。組織上 A・G・M (Assistat General Manager) は各部門の長であるが、CEBの運営面でもかなりの力量を有しているように見受けられる。これは電源開発、送変電建設等、海外コンサルタント或いはミッションとの接触が多いことからくるものであろう。1991年現在での職員数は地方も含めて 14,297名でその内訳は表4-1 CEB職員構成表に示す。

技術職員は 770名と 5%強で、これがエンジニアのトータルであるとするは少ない。仮に高級職員 (683名) を含めても 10%に過ぎない。技術者は電気部門が多く、水力、火力の電源開発に必要な土木、機械部門の技術者は比較的少ないと言われ、土木技術は別の公企業である中央技術コンサルタント協会 (Central Engineering Consultancy Bureau, CECB) に委任され、CECB 自体でトータルの取りまとめは出来ていないと考えられる。CECB が要望している技術移転についての問題の一つと言える。

## 1-2 LECO

LECO は 1983年 9月に配電民間会社として設立され、1992年時点で 34の地方政府 (Local Authority) とコロombo周辺の都市、ネゴンボ (Negombo)、ゴール (Galle) 間の海岸線、コロomboの一部等に配電しており、配電系統は、11kV 及び 400/230V である。これらをコッテ (Kotte)、ケラニア (Kelania)、モラトワ (Molatuwa) 及びゴール (Galle) の 4支社並びに 21営業所で運営している。

出資比率は 1983年の時点で CECB (65%)、都市開発局 (Urban Development Authority) (3%) 大蔵省 (32%) である。ボードは総裁 1名、役員 8名、計 9名により構成されており、役員は CECB の上層幹部の兼務又は OB が多い。電力販売量は CECB の総販売電力量 (GWh) の 13.2% (1992年) を LECO を通して販売し、需要家数は CECB と LECO の総計に対して LECO は 15.2% (1994年) となっている。LECO は供給範囲がコロombo周辺の電力消費地帯が主力であることを考えると単なるパーセント以上に重要な要素を持っていると考えられる。

表 4-2 に LECO 営業推移表、図 4-2 に LECO 需要家数推移、図 4-3 に損失低減率を示す。図 4-3 によれば、1983年 LECO が設立されてから約 12% 損失が低減されており、技術、経営面での努力、即ち配電線の改善、計量器の整備等が行われていると考えられる。

## 2. 電力設備の概要

電力の需要は全国土 1.0% のコロombo市が全販売量の 18.4% (1993年度) を占めることより解るようにコロombo市と、西北部 (Western-North)、西南部 (Western-South)、南部 (Southern) の 4地方区で全電力量の 67% (1993年度) を消費し、従って中央山間



部を中心とする発電所からの 220kV、132kV 幹線もこの消費地帯への電力輸送を眼目としている。この傾向は北部地方の経済が発展しない限り当分続くと考えられる。発電容量は合計 1,380MW に対して水力 1,135MW、火力 245MW で水力設備が 82.3% (1994年) を占めており、発生正味電力量は総計 3,952.684GWh に対し、水力 95.6%と水主火従というよりは水力オンリーと言っても良い状態である。

表 4-3 に過去 22年の電力発生量とピーク・デマンド、表 4-4 に過去 13年間の水力、火力の発生電力量を示す。

スリ・ランカは年間降雨量が多く (1949~1984年の全国平均は 1,915mm/年、全国の降雨量分布図を図 4-4 に示す)、また、中央山間部は水力発電所建設に適した地形が多く、一方、火力の場合、燃料を輸入に依存し、外貨の支払を招くこともあって自然に水力に傾注していったものである。しかし、近年の電力需要の増大に伴って、新規水力発電開発地点の減少、大型水力発電開発に伴う環境、補償の問題、何年に一度の大洪水期への対応等から火力発電所の建設が急速に見直されており、ベース・ロード対策、系統構成の検討と共に今後のスリ・ランカの電力政策を左右する重要問題であると考えられる。

## 2-1 水力発電所

小水力を除いて、12発電所設備容量出力ベースで 1,115MW、小水力を含めると 15発電所 1,135MWである。図 4-5 及び表 4-5、表 4-6 に火力を含めた既存発電所名及び設備を示す。

最大級水力発電所はマハヴェリ河のビクトリア発電所 210MW で次いで同じマハヴェリのコトマレ 201MW、ランデニガラ 126MWでありこの3ヶ所は 220kVで送電している。最近運転を開始したサマラナウエア 120MWは 132kV送電である。100MW 以上はこの他にニュー・ラクサパナ 100MW (132kV) があり、この5ヶ所で水力合計 1,135MW の 66.7%を分担している。

各水力発電所の特性を表 4-7 に示す。表 4-4 の発生電力量の変遷をみても解るように水力の比率は大きく 1982年の 77.8%から 1990年には 99.8%を水力が受け持っている。1983年は異常洪水で 57.6%と落ち込み、ベース・ロードを水力か火力かとの問題とは別にこの異常洪水対策も今後の課題の一つである。

## 2-2 火力発電所

火力発電所はケラニティッサの 152MW (132kV)、サブガスカンダの 72MW (132kV) 北部ジャフナ地区のチュンナカム 14MW (132kV) それにカンカサンチュライの 7MW (132kV) の 4ヶ所であるがチュンナカムとカンカサンチュライは現在運転を行って居らず、実質 2ヶ所である。ケラニティッサは重油によるスチームタービン 22MW 2基とガスタービン 18MW 6基の計 152MW であるがガスタービンは構内で重油をガス化し、運転している。運転迄の所要時間は各スタート状態に応じて下表に示す。ケラニティッサの全出力は全水力 1,135MW の 13.4%あることから、デイリーのピーク対応として運転は可能であるが、その場合スチームタービンは常にホットスタート或いはウォームスタートの状態にして置かねばならず、実際にはピーク対応というよりは水力の補助として常時負荷に対して使用されていると考えられる。石炭火力は現在はない。

コールドスタート	ウォームスタート	ホットスタート
1日目 50psi ホイール	3時間 600psi ホイール	15分
2日目 200psi ホイール	スタート	スタート
3日目 600psi ホイール スタート		

## 2-3 送電設備

基幹送電線は 220kV、132kV、66kV であるが、66kV の新設計画はなく将来的には 66kV は 132kV 系に換えるようである。

220kV はランテンベ発電所 (49MW) よりビクトリア発電所 (210MW) を経てコロンボ近郊のピヤガマ発電所経由コツゴダ変電所迄で総延長 270km、132kV 系は総延長 2,517 km である。表 4-8 に送電線経路、表 4-9 に CEB の架空線導体仕様を示す。

220kV 系は殆どが 2 回線複導体であり、132kV 系は 1 導体、回線は 1 回線と 2 回線で半々である。66kV 以上は全て鉄塔で木柱はない。区間最長は 132kV 系キリバトクンプラ～アヌラダプーラの 145km である。北部方面への 132kV 系は南端のゴール変電所よりポルピティア発電所 (75MW) を経て途中、中部のウクベラ発電所 (36MW)、ボアテナ発

電所（40MW）と係し、スリ・ランカを縦断、北端チュンナカムの発電所（推定14MW）まで達しておりウクベラ発電所から約 350kmの間、発電所との係はない。チュンナカムの発電所は休止しており北部の送配電の実情は不明である。現状の 220kV、132kV 基幹送電線のループ化はまだされていないが適当な中継地を設ければ可能で、今後の開発計画で検討されるべき課題である。

送電線の分岐方式は「T分岐」が多い。分岐方式には「 $\pi$ 分岐」と「T分岐」の方式があるが、これらは点在負荷と系統遮断、経済性等から決められるべきもので特に基準はない。但し、系統の分岐が多岐に渡る場合は系統の保護遮断の観点から「 $\pi$ 分岐」が推奨され、一般的には連系端子数が4点以上は「 $\pi$ 分岐」が多い。これらは系統の保護システムと関連があり、ケース・バイ・ケースで決定されるべきものではなく、母線方式と共に長期計画に基づく拡張計画と併せて検討されるべきである。

一般に電力計画は需要に応じて開発されてゆくもので、現在の送電設備には現状需要に不適な導線数、導線サイズもあり、現にサイズ変更のため取替え作業も行われており、既存送電線に関しても調査、改善の必要があると考えられる。

#### 2-4 変電所

表4-10に既設発変電所変圧器一覧を示す。既設変電所は220kV系コツゴダ、ランテンベ、ピヤガマの3ヶ所で132kV系が26ヶ所、66kV系の3ヶ所、さらにNo.12 エリヤガマ（66kV）、No.16 ノートン・ブリッジ（66kV）を入れ計34ヶ所をグリッド変電所と称している。主変電所はLRT（自動電圧タップ切替器付変圧器）が設置されており、220kV及び132kV系統は中性点直接接地である。単相3台1バンクと3相1バンクがあるが詳細は不明である。遮断器は小油量型とGCB、断路器は1点切りが多い。潮流調整、電圧維持及び安定度向上に不可欠なキャパシター、分路リアクトルについては資料が乏しい。分路リアクトルはまだその段階ではないと考えられるがキャパシターは設備不足のため設置が計画されており、CEBのTransmission Planning Studies（1994 - 2002）によれば次表の様なキャパシター設置計画が記されている。

変電所名	設置予定年度	電圧 (kV)	容量 (MVAR)
ヴァライクチャナイ (VALAICHCHANAI)	1995 - 1996	33	10
トリンコマリ- (TRINCOMALEE)	1995 - 1996	33	4
キリノチ (KILINOCHCHI)	1995 - 1996	33	2
チュンカム (CHUNNAKAM)	1995 - 1996	33	25 - 30
ハバラナ (HABARANA)	1995 - 1996	33	8
キリバトクンブラ (KIRIBATHKUMBURA)	1995 - 1996	33	10
クルネガラ (KURUNEGALA)	1995 - 1996	33	6
サプガスカンダ G.S. (SAPUGASKANDA)	1997 - 1998	-	40
コロンナワ (KOLONNAWA)	1997 - 1998	-	10
ヴァライクチャナイ (VALAICHCHANAI)	1997 - 1998	-	10
アンパラ (AMPARA)	1997 - 1998	-	10
マタラ (MATARA)	1997 - 1998	-	10

### 3. 需給状況

#### 3-1 需給

CEBの1993年度販売電力量は3,270GWhで、1972年度より1993年度迄の発生電力量、セクター別販売実績を表4-11に示す。1992年と1993年のセクター別、地域別販売電力料金を表4-12及び表4-13に示す。表4-12を20年単位で見ると発生電力量と販売電力量の平均伸び率は夫々7.3%と6.95%であり、1974年度を100%とした時の1993年の発生電力量、販売電力量は夫々3.94倍、3.6倍となっているが、10年単位で見ると、1974年～1983年が夫々2.1倍、2倍に対し、1984年～1993年は夫々1.76倍、1.73倍と若干下がっている。

販売電力量と発生電力量の比率は1974年度の89.7%から1993年度の82.2%迄若干下降気味でこれを損失と考えると損失対策は余り改善されていない。収入の方は1992年度と1993年度では販売電力量に比べ26.81%と2倍以上の伸び率があり、配電網の整備と共に料金計量設備の改善を物語るものと思われる。特に、絶対値は小さいが北部地区での販売電力量伸び率は79.4%、収入伸び率は95.69%となっている。

1989年から1993年までの収入を図4-6に示す。1989年に比し1993年の伸び率は2.33倍であり表4-11の販売電力量の伸び率1.4倍に比べ収入の伸び率は大きい。

図4-7にGDPと販売電力、及びGDP弾性率曲線を示す。図4-8に示す様にGDPと販売電力量の関係は此処10年来コンスタントと考えられる。

現状の設備出力(表4-5)とピーク・デマンド(表4-11)を比し、現状直ちに問題ありとは言えないものの電力量の20年平均伸び率7.3%、近5年の伸び率39.2%を考えると決して余裕ある数値ではなく、電源開発の急がれる理由である。

### 3-2 電気料金、電化率と損失

表4-14に料金表、表4-15に地域別電化率表を示す。電化率は国民1,790万人に対し738万人と41.1%である。表4-16は代表地区の人口、電化率、kWh/人・年を示す。スリ・ランカの大消費地帯は前段で記した如くコロンボを中心として、西北、西南、南部に集中しており、かかる大消費地帯と北部地域の如く人口密度が少なく一人当り年間消費量も低い地域の電化率の向上を同一に論ずる問題ではなく、前者は電源開発を含めて考えられるべき問題であり、後者は配電網の整備、場合によっては小水力等の対策も有力と考えられる。

損失はCEBによれば

220kV,	132kV系	-----	3.21%
33kV,	11kV系	-----	7.51%
11kV,	400/230V系	-----	10~12%
合	計	-----	20.72 ~ 22.72%

で配電、特に400/230V回路が多いとのことである。

図4-8に過去5年間の販売電力量と損失グラフを示すが、損失はここでは16.7%~18.1%となっている。

一方1994年のCEBの長期計画では1991年~1993年の実績は夫々18.8%、17.6%、17.8%であり、全体として17%~18%程度と考えられる。損失低減については、スリ・ランカでは末端の電力量計器が不備で、各ブロック毎にある割合で計器を設置、その平均値で全体を推定しているとのことであり、全体の送電システムの導体サイズ、無効電力調整と共に末端計量器の整備状況の検討も必要と考えられる。

表4-16に示す様に、コロンボ市の一人当たり年間電力消費量は100万人以上の他地区と比較すると次の様に2.2倍～7倍となっている。

100万人以上の地域	人口	電化率	一人当たり年間電力消費量
コロンボ	206万人	79.2%	369.32 kWh/人・年
ガンバハ	158万人	71.6%	52.63 kWh/人・年
キャンディ	129万人	44.4%	165.56 kWh/人・年
クルネガラ	149万人	24.7%	138.00 kWh/人・年

#### 4. 需要想定

CEBでは外国コンサルタントと共同してかなり詳細な電力需要予測とこれに対する電源開発計画を作成している。表4-17, 18, 19に電力需要予測の「ベース・ケース」「ロー・ケース」「ハイ・ケース」を示す。これは1994年10月にCEBが作成した8%, 10%, 12%成長率シナリオ (Long Term Generation Expansion Planning Studies 1995-2009) を修正したものである。

需要予測と現有設備との比較データを下表に示す。一般に最大デマンドと設備容量の比率は92%程度 (供給予備率 8%) と言われているが、これはその国の供給信頼度要求水準及び発電設備形態などから判断されるものである。現状(1994年)の総売電量及び最大デマンドを夫々100%とした場合、2000年では最大デマンドに対してかなりの供給不足を生ずることになる。従い、発電所の建設期間を考慮すると早急な対策が必要である。

年度	総売電量(%)	最大デマンド(%)	最大デマンド/設備容量(%)
1994	100	100	67.5
2000	177	163	110
2005	273	240	162
2010	419	370	250
2015	645	569	384

備考：表4-17の「ベース・ケース」を基準に作成したもので、設備容量は表4-5の現存設備 1,381.5MWを使用した。

## 5. 開発計画

需要予測に基づく開発計画は前記の如く外国コンサルタントの協力により、プログラムWASP-3 (Wien Automatic System Planning Package)にかなりの条件を組み込んでシュミレートしている。その代表的な計画を表4-20に示す。本計画は、前記表4-17「電力需要予測ベースケース」と基本的に同一であり、これを下表に示す様に現状と比較すると、従来の水主・火従を逆転するものでベース・ロードを火力としピーク対応を水力とする考え方である。

区 分	水 力		火 力		合計
	MW	%	MW	%	MW
現有設備 (表4-5)	1,136	82.3	245	17.7	1,381
開発計画設備 (表4-20)	286	11.6	2,176	88.4	2,462
合 計	1,422	37.0	2,421	63.0	3,843

問題は、火力の開発計画合計 2,198MW中トリンコマリー石炭火力が合計 1,800MWであり火力開発計画全体の 82%を占めている事である。しかも 2001年から 2003年迄に 600MWを完成させる計画になっている。これは開発スケジュールから考えても、また現在同地区が調査困難である事も考慮に入れると実現に大きな支障があると思われる。この点を考慮してか、CEBでは南部ゴール地区、西北部プッタラム地区で火力発電所の建設調査を進めていると聞いているが詳細は不明である。一方、アッパー・コトマレの 150MW水力は環境問題で目下着工未定であり、当面は 1997から 1999年に計画されているガス・タービン、コンバインド・サイクルに傾注すると共に、無効電力の調整（キャパシター）による回路損失の低減を図ることが必要である。





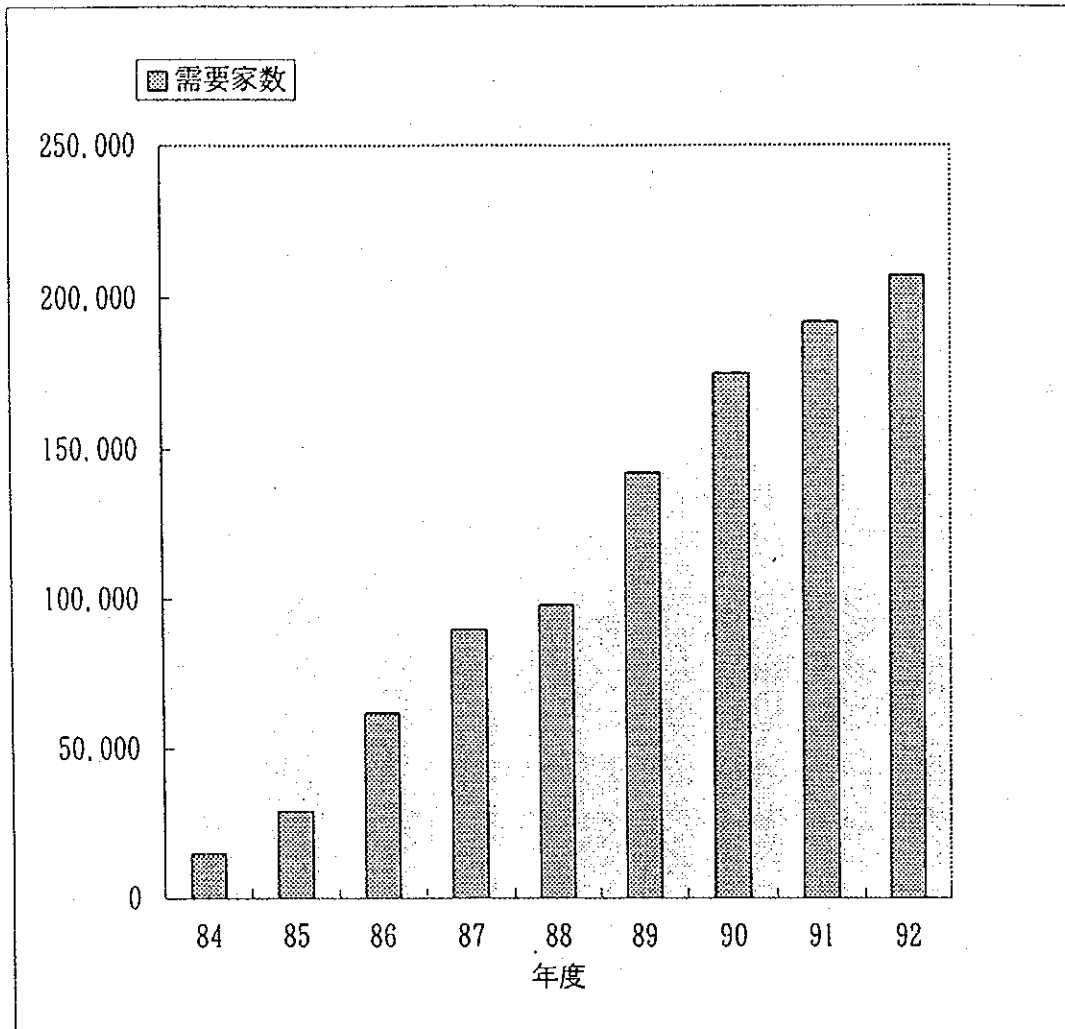


図 4-2 LECO 需要家数 推移

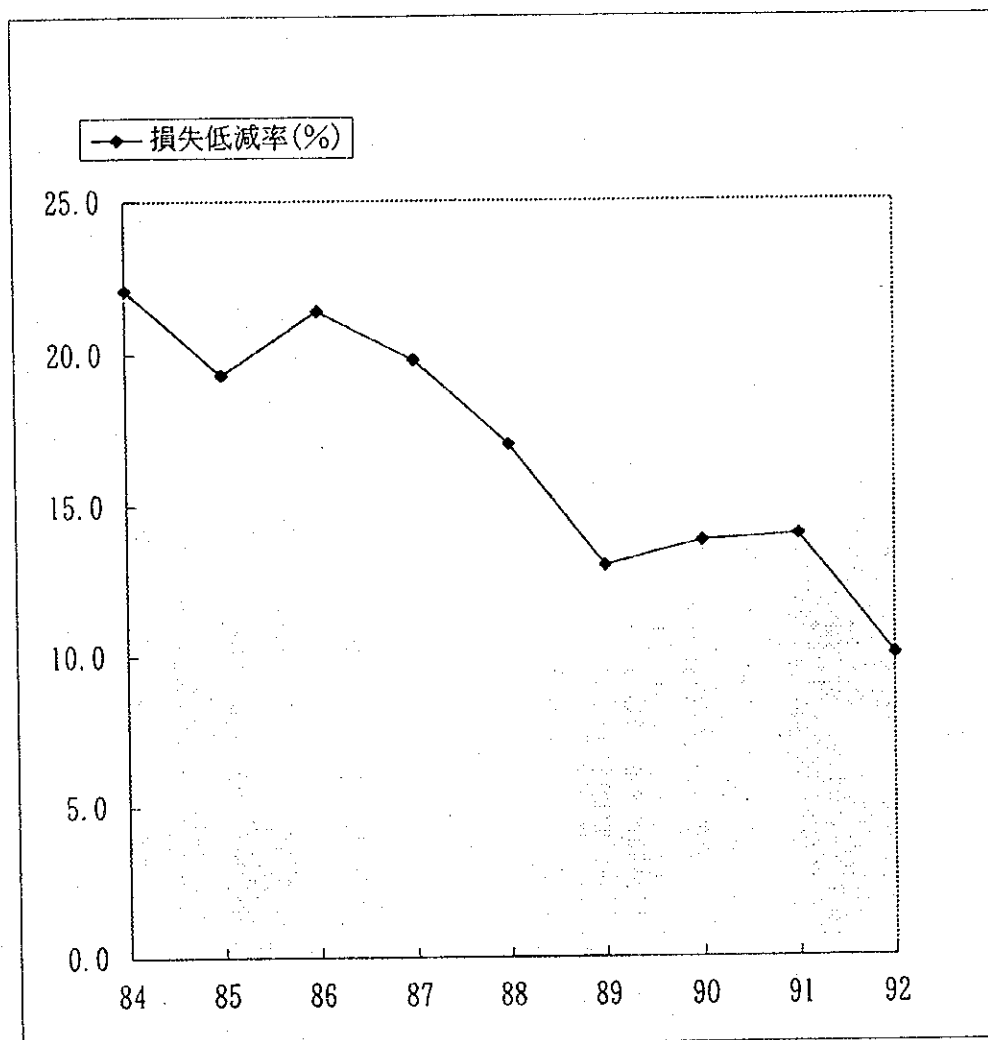


图 4-3 LECO 損失低減率

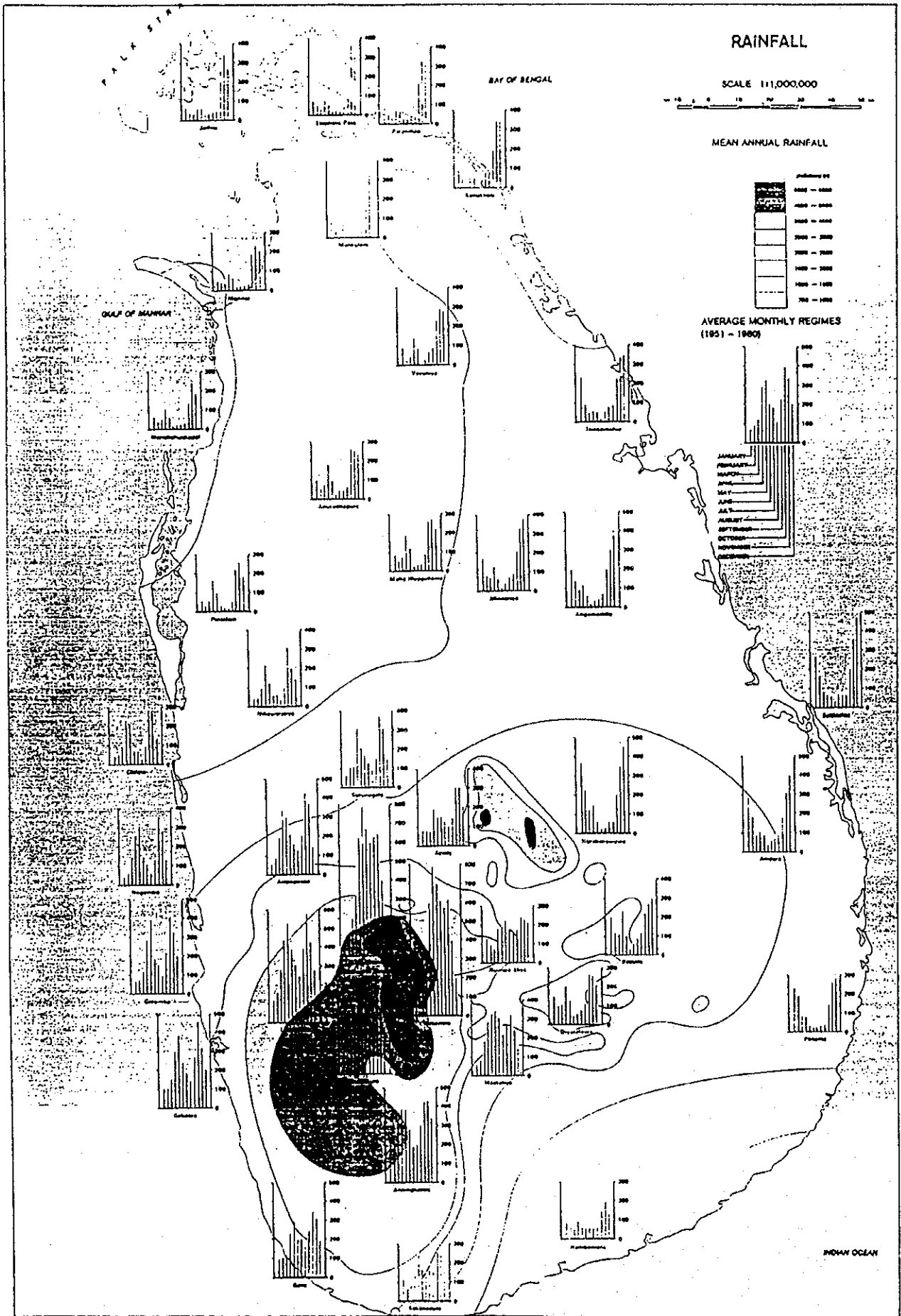


图 4-4 全国降雨量分布图

発電所一覧

番号	名称	容量 (MW)	発電量 (GWh)/年
2	OLD LAXAPANA	60	261
4	POLPITIYA	76	367
6	UDA WALAVE	8	3
6	NEW LAXAPANA	100	463
7	KOTHALE	201	408
8	VICTORIA	210	604
8	UKUVELA	38	165
10	BOVATENNA	40	55
11	CANYON	60	135
13	RANDEHIGALA	122	274
14	JININIYAGALA	11	27
16	VIMALASURENDRA	60	122
16	NILAMBE	3.2	12
17	RAHTEHBE	49	145
18	SAMMALAVEYA	120	361

番号	名称	容量 (MW)	発電量 (GWh)/年
1	CHUNNAXAM	14	71-76 (24.4)
3	KELANITISSA	44	27.4
3	KELANITISSA	108	67.5 (21.7)
12	BAPUGASKANDA	72	71-76

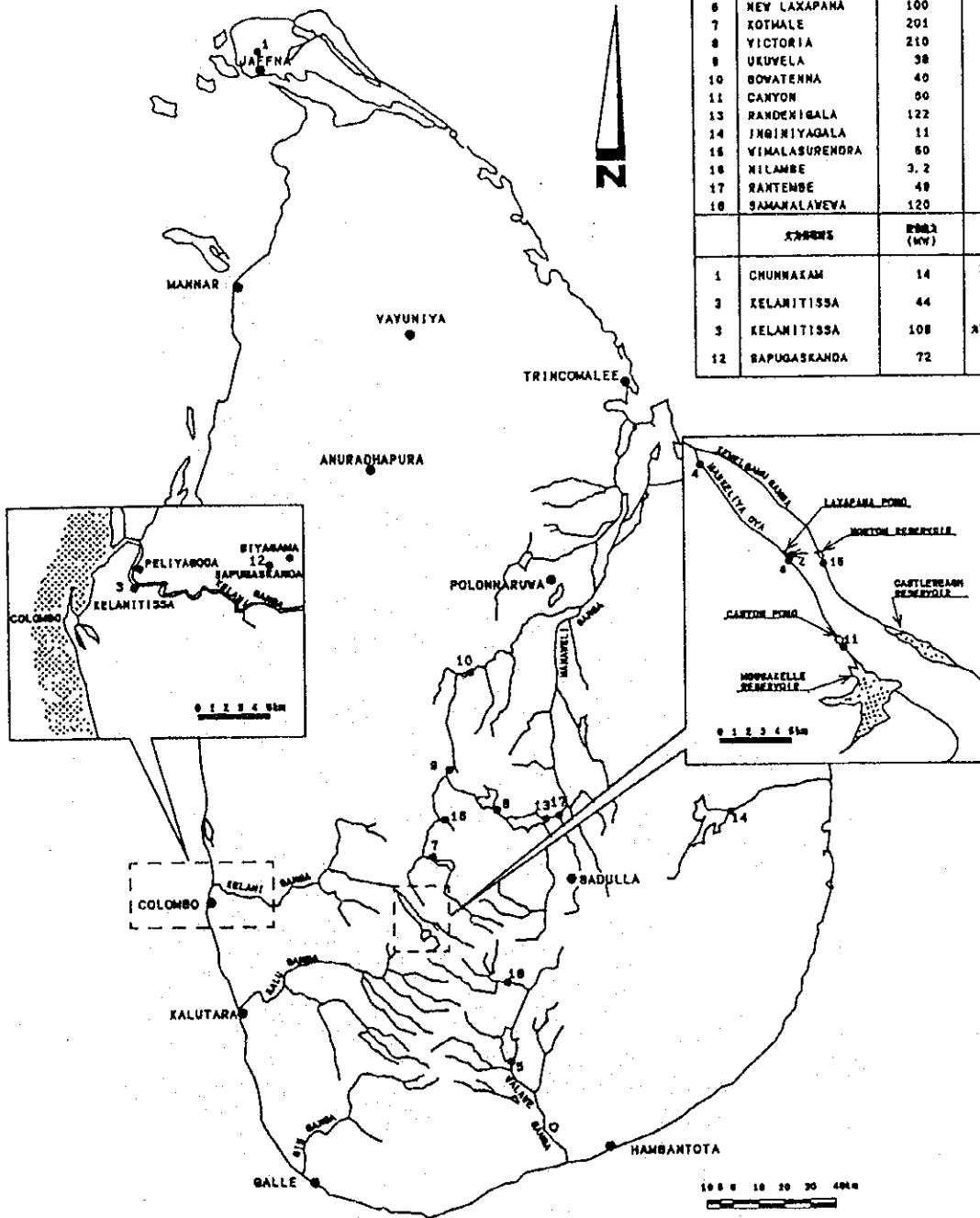


図4-5 既存発電所位置

SALES BY PROVINCES

REVENUE

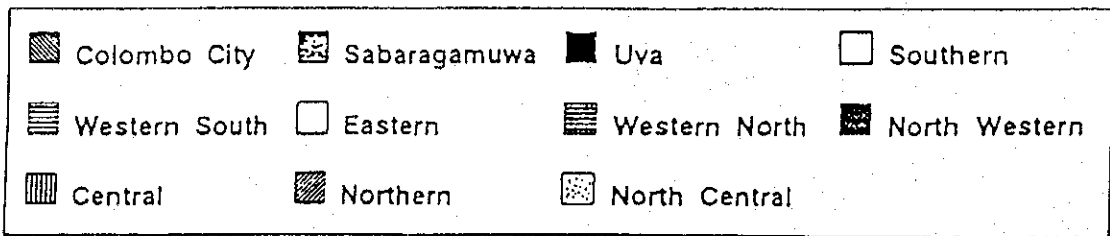
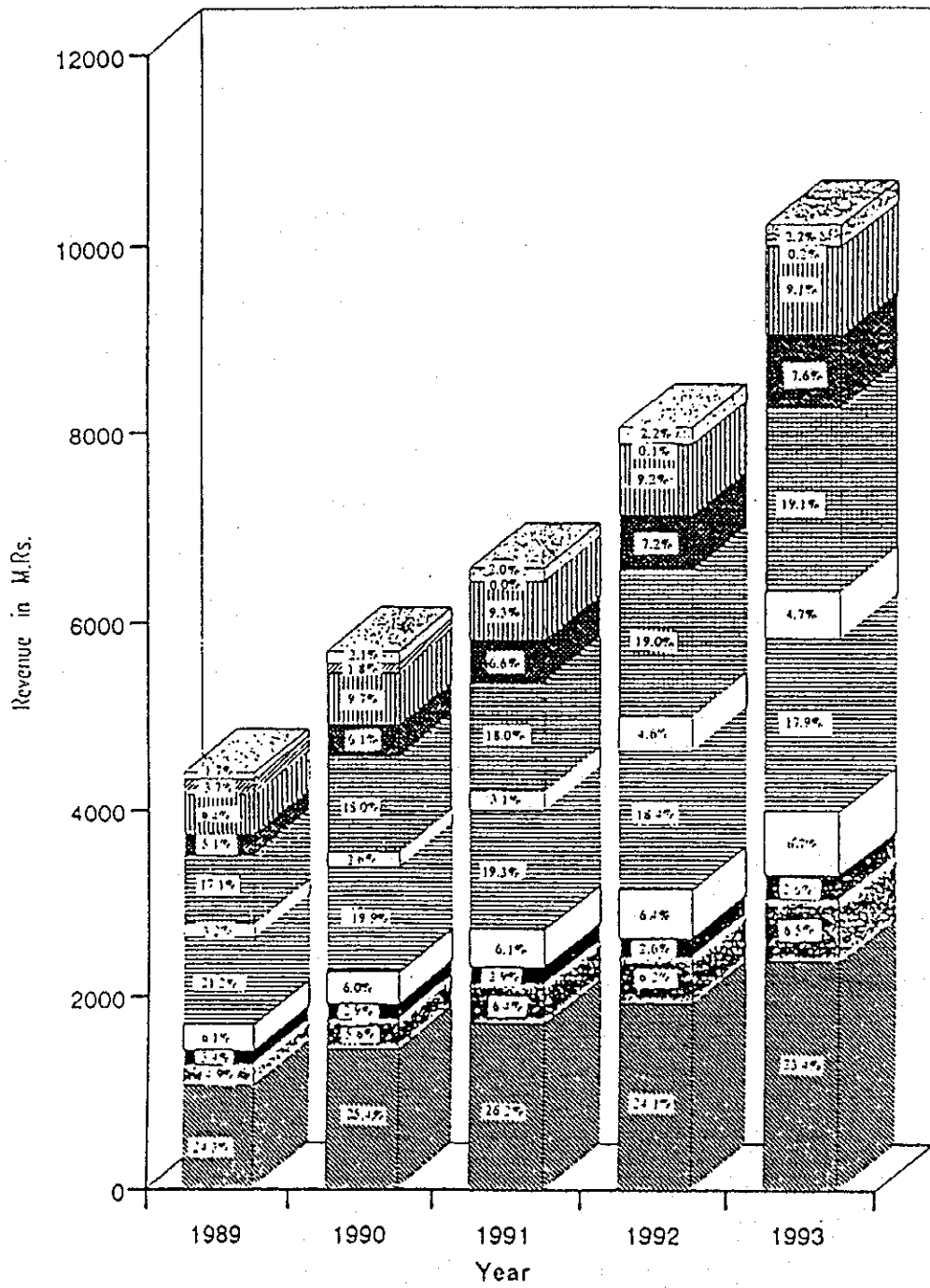
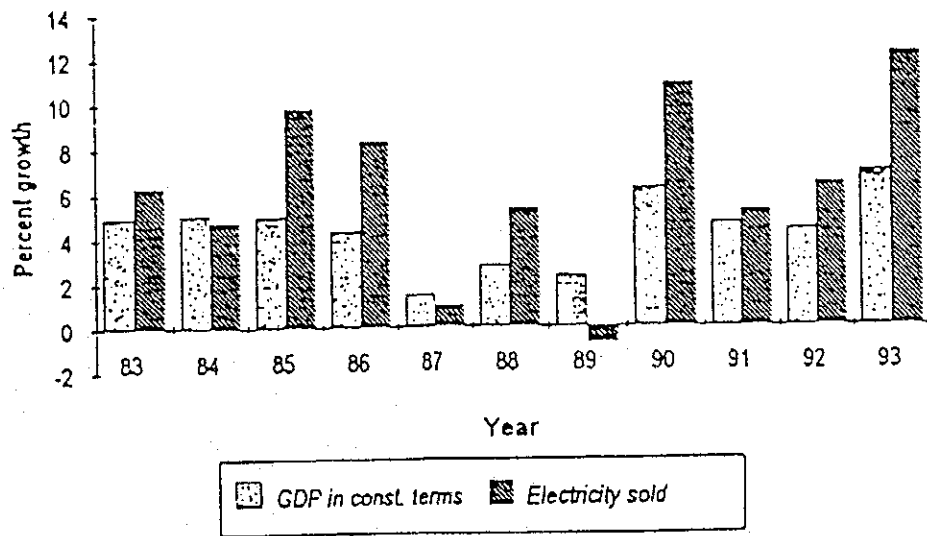
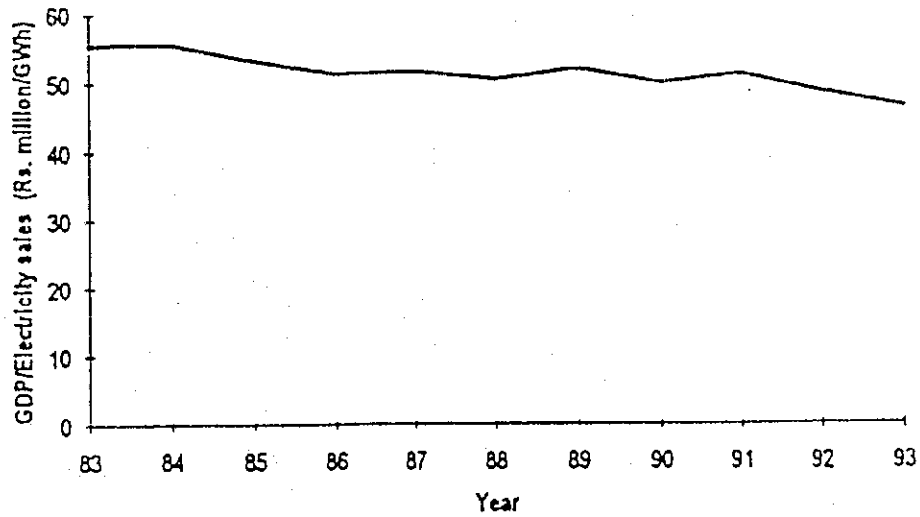


図 4-6 1989~1993年度の電力量収入



GDPと販売電力量の伸び率



弾性値 = GDP伸び率 / 販売電力量伸び率

GDP弾性率曲線

図 4-7 GDP/販売電力量伸び率、弾性率曲線

DISTRIBUTION - SALES AND LOSSES OF UNITS

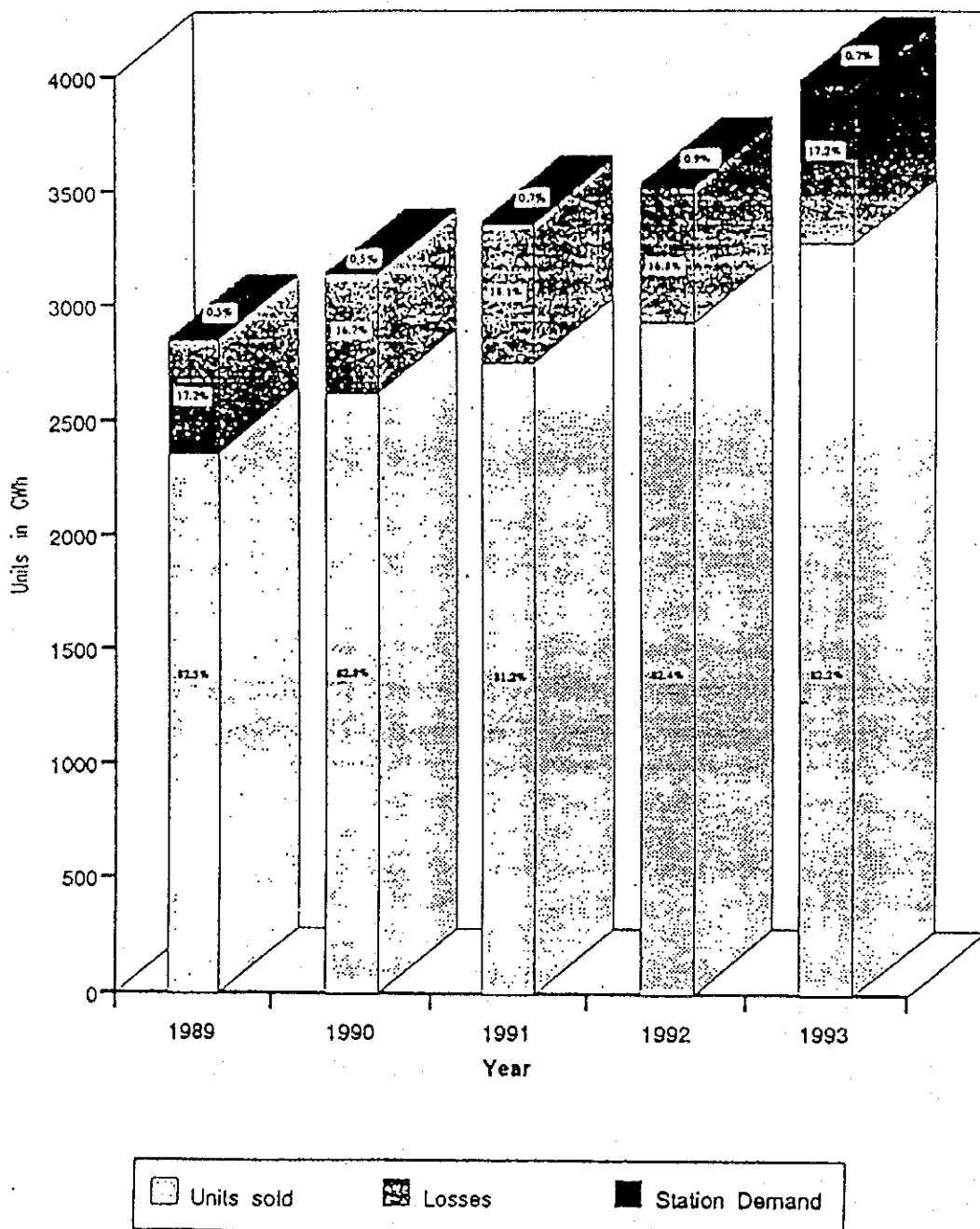


図 4-8 販売電力量と損失

職名	人員(人)	比率(%)
高級職員	683	4.8
技術職員	770	5.4
事務職員	1,723	12.0
保安職員	525	3.7
運転手	971	6.8
下級職員	717	5.0
熟練操作員	2,718	19.0
一般操作員	6,190	43.3
合計	14,297	100.0

表 4-1 CEB 職員構成表

項目\年度	1991	1992	伸び率(%)
総需要家数	191,729	205,125	6.99
総従業員数	1,216	1,255	3.21
従業員一人当りの需要家数	158	163	3.16
需要家一人当りの平均計画停電時間	5.80	9.45	62.93
需要家一人当りの平均事故停電時間	6.85	4.58	-33.14
総電力販売量 (GWh)	342.24	385.13	12.53
総売電量 (GWh)	397.67	428.00	7.63
エネルギーロス (%)	13.94	10.06	-27.83
総電力販売量 (百万ルピー)	828.90	1,086.30	31.05
総売電量 (百万ルピー)	552.90	693.80	25.48
経常利益 (百万ルピー)	30.70	108.70	254.07
純利益 (百万ルピー)	30.70	108.70	254.07
固定資産 (百万ルピー)	1,308.80	1,749.70	33.69

表 4-2 LECO 営業推移表



年	実発電量		ピークデマンド	
	(GWh)	伸び率(%)	(MW)	伸び率(%)
1972	945	11.3	200	8.1
1973	980	3.7	200	0.0
1974	1011	3.2	216	8.0
1975	1079	6.7	219	1.4
1976	1133	5.0	240	9.6
1977	1216	7.3	261	8.8
1978	1385	13.9	291	11.5
1979	1525	10.1	329	13.1
1980	1669	9.4	369	12.2
1981	1871	12.1	413	11.9
1982	2066	10.4	431	4.4
1983	2114	2.3	437	1.4
1984	2261	7.0	487	11.4
1985	2465	9.0	515	5.7
1986	2652	7.6	540	4.9
1987	2707	2.1	570	5.6
1988	2800	3.4	594	4.2
1989	2858	2.1	618	4.0
1990	3149	10.2	640	3.6
1991	3376	7.2	685	7.0
1992	3540	4.9	742	8.3
1993	3979	12.4	812	9.4
20年間平均成長率		7.3		6.9

資料：CEB "Long Term Generation Expansion Planning Studies 1995-2009"

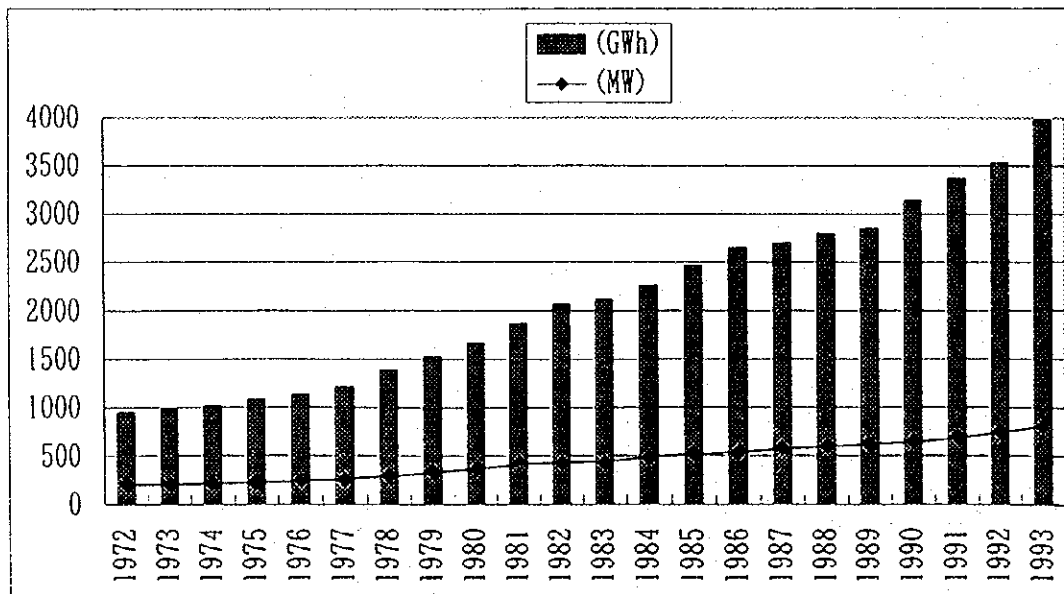


表 4-3 過去 22年間の CEB 発電電力実績

年度	水力発電		火力発電		合計 GWh
	GWh	%	GWh	%	
1981	1,572	84.0	300	16.0	1,872
1982	1,608	77.8	458	22.2	2,066
1983	1,217	57.6	897	42.4	2,114
1984	2,091	92.5	170	7.5	2,261
1985	2,395	97.2	69	2.8	2,464
1986	2,645	99.7	7	0.3	2,652
1987	2,177	80.4	530	19.6	2,707
1988	2,597	92.8	202	7.2	2,799
1989	2,801	98.0	57	2.0	2,858
1990	3,144	99.8	5	0.2	3,149
1991	3,116	92.3	260	7.7	3,376
1992	2,900	81.9	640	18.1	3,540
1993	3,796	95.4	183	4.6	3,979

資料：CEB "Long Term Generation Expansion Planning Studies 1995-2009"

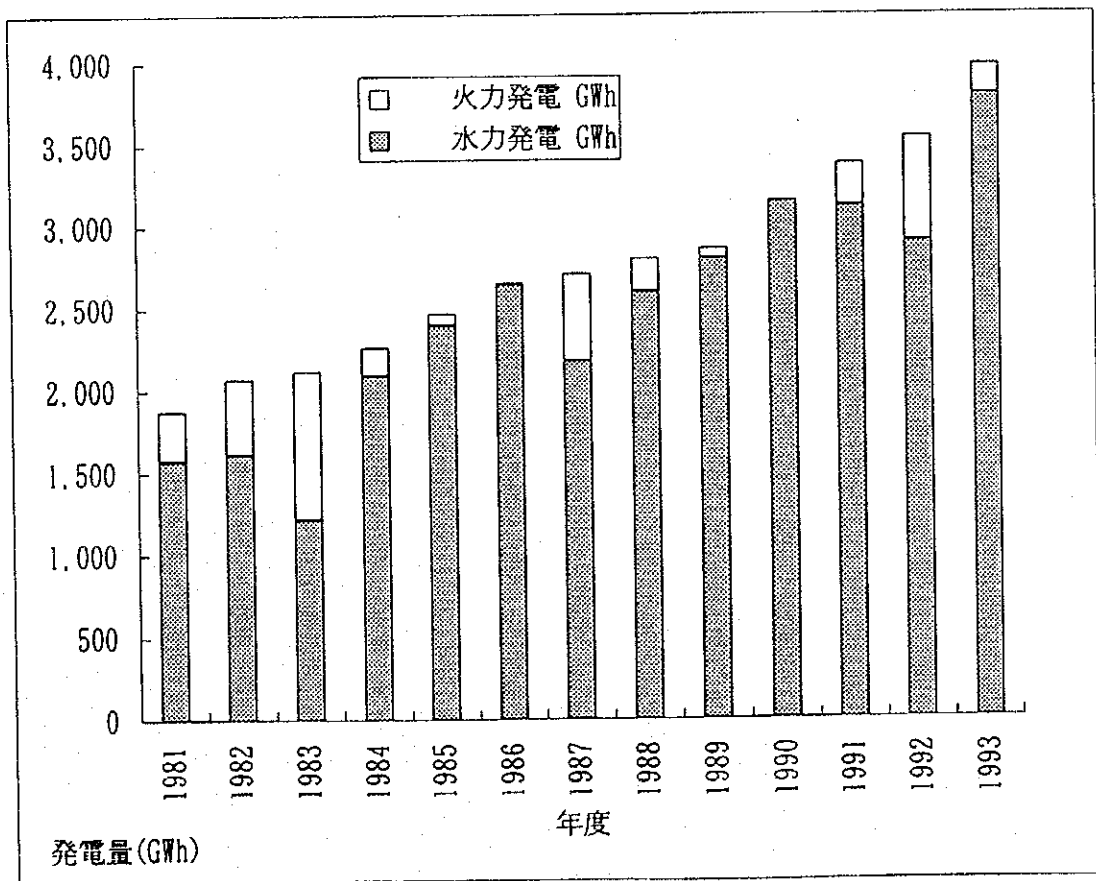


表 4-4 水力・火力発生電力量 [1981-1993]

番号	発電所	幹線電圧 KV	発電所数	出力計 MW	
1	水力発電所	220	3	533.0	
		132	9	557.0	
		66	1	25.0	
	小計		13	1,115.0	
2	小水力発電所	33	3	20.5	
3	火力発電所	ガスタービン	132	1	108.0
		スチームタービン	132	1	44.0
		ディーゼル	132	1	72.0
	小計		3	224.0	
4	小火力発電所	ガスタービン	132	1	14.0
		ディーゼル		1	7.0
	小計		2	21.0	
合計			21	1,380.5	

表 4-5 既設発電所合計出力表

A 水力発電設備一覧

番号	発電所名	河川	(基数) x MW	出力計 MW	KV/KV	運開年	資金
ラクサパナ コンプレックス							
11	キャニオン	ラクサパナ (ケラニ)	2x30	60.0	12.5/132	1983/88	ADB
15	ウィマラスレンドラ	ラクサパナ (ケラニ)	2x25	50.0	11/132	1965	世銀
6	ニューラクサパナ	ラクサパナ (ケラニ)	2x50	100.0	12.5/132	1974	世銀
2	ラクサパナ ステージ1	ラクサパナ (ケラニ)	3x8.33	25.0	11/66	1950	CEB
2	ラクサパナ ステージ2	ラクサパナ (ケラニ)	2x12.5	25.0	11/132	1958	世銀
4	ポルピティヤ	ラクサパナ (ケラニ)	2x37.5	75.0	12.5/132	1969	CEB
	ラクサパナ コンプレックス 計			335.0			
マハヴェリ コンプレックス							
8	ヴィクトリア	マハヴェリ	3x70	210.0	12.5/220	2x1984 1x1985	英国 英国
7	コトマレ	マハヴェリ	3x67	201.0	13.8/220	1x1985 2x1988	スウェーデン スウェーデン
13	ランデニガラ	マハヴェリ	2x61	122.0	12.5/220	1986	西独
10	ボワテンナ	マハヴェリ	1x40	40.0	12.5/132	1981	ADB
9	ウクウェラ	マハヴェリ	2x19	38.0	12.5/132	1976	世銀
17	ランタンベ	マハヴェリ	2x24.5	49.0	12.5/132	1990	西独
	マハヴェリ コンプレックス 計			660.0			
小水力							
14	インジニヤガラ	ガロヤ	2x2.475 2x3.15	5.0 6.3	6.9/33	1963	CEB
5	ウダ ワラウェ	バラベ	3x2	6.0	6.9/33	1969	CEB
16	ニランベ	マハヴェリ	2x1.6	3.2	6.9/33	1988	中国
	小水力 計			20.5			
18	サマナラウエワ	バラベ	2x60	120.0	10.5/132	1993	日本・英国
	水力合計 (除小水力)			1,115.0			
	水力合計 (含小水力)			1,135.5			

注) 発電所番号は図4-5「既設発電所位置図」と同一

資料: "Long Term Generation Expansion Planning Studies 1995 - 2009" CEB発電計画課

表 4-6 既設発電所一覧 -A- (1995)

B 火力発電設備一覧

番号	発電所名	タイプ	(基数) x MW	出力計 MW	KV/KV	運開年	資金
3	ケラニティッサ	ガスタービン	1x18	18	11.5/132	1980	
		ガスタービン	3x18	54	11/33/132	1981	
		ガスタービン	2x18	36	11/33/132	1982	
		スチームタービン	1x22	22	11/132	1962	
		スチームタービン	1x22	22	11/132	1963	
		小計			152		
12 1	サブガスカンダ	ディーゼル	4x18	72	11/132	1984	
	チュンナカム	ディーゼル	9x1.5	14	11/132	休止中	
	カンカサンチュライ	ガスタービン		7		休止中	
	小計			93			
火力合計(除休止分)				224			
火力合計(含休止分)				245			

注) 発電所番号は図4-5「既設発電所位置図」と同一

資料: "Long Term Generation Expansion Planning Studies 1995 - 2009" CEB発電計画課

表 4-6 既設発電所一覧 -B- (1995)

発電所名 (水系名)	設備容量 (MW)	流入量 (m3/sec)	年間発生電力量 (GWh/a) 注1)	設備利用率 (%)	貯水池容量 (MCM) 注2)	調整率 注3)
(KM-Complex)						
キャニオン (Canyon)	60.0	12.7	129.0	24.5	123.4	30.8
ウィマラスレンドラ (Wimalasurendra)	50.0	7.6	122.0	27.9	44.8	18.7
ラクサパナ (Old Laxapana)	50.0	9.1	269.0	61.6	0.4	0.1
ニューラクサパナ (New Laxapana)	100.0	16.2	458.0	52.4	1.2	0.2
ポルピティヤ (Polpitiya)	75.0	9.1	367.0	56.0	0.4	0.1
KM-Complex 小計	335.0	—	1,345.0	45.9	—	—
(Mahaweli)						
ヴィクトリア (Victoria)	210.0	57.3	605.0	33.0	721.2	39.9
コトマレ (Kotmale)	201.0	30.3	397.0	22.6	172.6	17.6
ランデニガラ (Randenigala)	122.0	75.3	273.0	25.6	875.0	36.9
ウクウェラ (Ukuwela)	38.0	34.1	158.0	47.6	1.2	0.4
ボワテンナ (Bowatenna)	40.0	48.2	55.0	15.7	49.9	3.3
ランタンベ (Rantanbe)	49.0	94.1	98.0	22.9	21.0	0.7
Mahaweli 小計	660.0	—	1,586.0	27.5	—	—
(小水力)						
インジニヤガラ (Inginiyagala)	11.3	—	27.0	28.1	—	—
ウダワラウェ (Uda Walawe)	6.0	n.a	—	—	—	—
ニランベ (Nilanbe)	3.2	—	8.0	30.5	—	—
小水力 小計	20.5	—	35.0	20.0	—	—
サマナラウェワ (Samanalawewa)	120.0	17.3	357.0	34.0	278.0	51.0
水力合計 (1992)	1,135.5	—	3,323.0	33.5	—	—

資料：CEB

- 注：1) 原則として1984-90年平均。但し運開時期によってはこれより短いデータにより算出した平均。  
2) 総貯水量。有効貯水量はこの値からダム低水位以下の死水分を除いた量。たとえばヴィクトリアダムの場合には有効貯水容量(688MCM)は総貯水量の95%。(1MCM=10,000,000m3)  
3) 通常有効貯水容量を用いて算出するが、ここでは総貯水量を使用している。  
(調整率) = (貯水池容量) / [(流入量) x 3,600sec x 24h x 365日] x 100(%)

表 4-7 スリ・ランカ 水力発電所の特性 (1991年現在)  
(OECF調査レポートによる)

表 4-8

No.	送電線区間		電圧 (kV)	直長 (km)	回線数	導体サイズ Xsqmm
	起点	終点				
1	ビヤガマ	コトゴダ	220	23.0	2	1x400 ACSR
2	ビヤガマ	コトマレ	220	71.0	2	2x400 ACSR
3	コトマレ	ヴィクトリア	220	32.0	2	2x400 ACSR
4	ヴィクトリア	ランデニガラ	220	16.0	1	2x400 ACSR
5	ランデニガラ	ランタンベ	220	2.4	1	2x400 ACSR
6	ビヤガマ	パニピティヤ	132	17.0	2	1x400 ACSR
7	ビヤガマ	ケラニティッサ	132	16.0	2	2x300 ACSR
8	ビヤガマ	サブガスカンダ P.S	132	2.1	2	1x175 ACSR
9	ケラニティッサ	コロナワ	132	2.2	2	1x400 ACSR
10	ケラニティッサ	フォート	132	4.9	1	1x500 Cuケーブル
11	フォート	コルピティヤ	132	2.7	1	1x350 Cuケーブル
12	コルピティヤ	コロナワ	132	5.8	1	1x500 Cuケーブル
13	コロナワ	パニピティヤ	132	13.0	2	1x175 ACSR
14	コロナワ	サブガスカンダ T1	132	6.6	1	1x125 ACSR
15	コロナワ	サブガスカンダ T2	132	6.6	1	1x125 ACSR
16	サブガスカンダ T1	サブガスカンダ S1	132	7.3	1	1x125 ACSR
17	サブガスカンダ T2	サブガスカンダ S2	132	7.3	1	1x125 ACSR
18	サブガスカンダ T1,2	コトゴダ	132	16.7	2	1x125 ACSR
19	コロナワ	オルワラ T1	132	14.0	1	1x175 ACSR
20	コロナワ	オルワラ T2	132	14.0	1	1x175 ACSR
21	オルワラ T1,2	オルワラ A1, A2	132	0.1	2	1x175 ACSR
22	オルワラ T1,2	チュルヒリヤ T1,2	132	36.0	2	1x175 ACSR
23	チュルヒリヤ T1,2	チュルヒリヤ R1,2	132	24.0	2	1x175 ACSR
24	チュルヒリヤ T1,2	ポルピティヤ	132	28.0	2	1x175 ACSR
25	コロナワ	アヴィサヴェラ	132	33.1	2	1x175 ACSR
26	アヴィサヴェラ	ポルピティヤ	132	33.0	2	1x175 ACSR
27	パニピティヤ	ラトマラナ	132	6.0	2	1x175 ACSR
28	パニピティヤ	パナドゥラ	132	12.0	2	1x175 ACSR
29	パナドゥラ	マトガマ	132	36.0	2	1x175 ACSR
30	ポルピティヤ	ラクサパナ ST-2	132	8.0	2	1x175 ACSR
31	ラクサパナ ST-2	ウィマラスレンドラ	132	5.1	2	1x175 ACSR
32	ラクサパナ ST-2	ニュー ラクサパナ	132	0.6	2	1x175 ACSR
33	ニュー ラクサパナ	ポルピティヤ	132	8.0	2	1x175 ACSR
34	ニュー ラクサパナ	キャニオン	132	10.0	1	1x175 ACSR
35	ポルピティヤ	コトマレ	132	35.0	1	1x175 ACSR
36	ポルピティヤ	ウクウェラ	132	61.0	1	1x175 ACSR
37	コトマレ	キリバトクンブラ	132	27.0	1	1x175 ACSR
38	キリバトクンブラ	アヌラダプーラ	132	145.0	1	1x175 ACSR
39	キリバトクンブラ	クルネガラ	132	34.6	2	1x175 ACSR
40	ウクウェラ	ボワテナ	132	32.0	1	1x175 ACSR
41	ウクウェラ	ハバラナ	132	81.0	1	1x175 ACSR
42	ハバラナ	アヌラダプーラ	132	49.0	1	1x175 ACSR
43	ニュー ラクサパナ	バランゴダ	132	44.0	2	1x175 ACSR
44	バランゴダ	サマナラウエワ	132	19.0	2	1x400 ACSR
45	サマナラウエワ	エンビリピティヤ	132	38.0	2	1x175 ACSR
46	バランゴダ	デニヤヤ	132	44.0	2	1x125 ACSR
47	デニヤヤ	ゴール	132	55.0	2	1x125 ACSR

表 4-8

No.	送電線区間		電圧 (kV)	亘長 (km)	回線数	導体サイズ x sqmm
	起点	終点				
48	ランタンベ	バドゥーラ	132	37.0	1	1x175 ACSR
49	バドゥーラ	インジニヤガラ	132	79.9	1	1x166 ACSR
50	コトゴダ	ボラワッタ	132	22.0	2	1x125 ACSR
51	ボラワッタ	チロー	132	42.0	2	1x175 ACSR
52	チロー	プッタラム	132	42.0	2	1x175 ACSR
53	アヌラダプーラ	トリンコマリー	132	110.0	2	1x175 ACSR
54	アヌラダプーラ	キリノクチ	132	131.0	2	1x175 ACSR
55	キリノクチ	チュンナカム	132	67.0	2	1x175 ACSR
220kV 回路延長計 :			270.4			
132kV 回路延長計 :			2,517.1			
総合計 :			2,787.5			

資料：CEB

表 4-8 既設送電線経路

## 導体特性

導体タイプ	サイズ (sqmm)	抵抗 mohm/Km	リアクタンス mohm/Km	キャパシタンス nF/km	定格電流 (A)
ZEBRA 1条	1 X 400 ACSR	76.0	387.0	9.50	722
ZEBRA 2条	2 X 400 ACSR	38.0	306.0	12.84	1,444
GOAT 2条	2 X 300 ACSR	52.0	296.0	12.42	1,210
LYNX 1条	1 X 175 ACSR	178.0	401.0	8.90	408
COYOTE 1条	1 X 125 ACSR	247.0	421.0	8.56	321
TIGER 1条	1 X 125 ACSR	247.0	415.0	8.65	324
ORIOLE 1条	1 X 166 ACSR	191.0	436.0	8.84	416
CABLE (Cu)	Cu 350	60.0	99.0	360.00	262
CABLE (Cu)	Cu 500	50.1	94.8	410.00	525

資料：CEB

表 4-9 CEB架空線導体標準仕様



表 4-10

発電所名	台数	定格電圧 (kV) HV / MV / LV	定格容量 (MVA)			% インピーダンス(%)		
			HV	MV	LV	HV-MV	MV-LV	HV-LV
ピヤガマ G.S	2	220/132/33	250	250	60	13.8	37.2	21.6
コトゴダ G.S	2	220/132/33	250	250	60	13.8	37.2	21.6
ランタンベ P.S	1	220/132/33	105	105	12	9.9	-	-
ランタンベ P.S	2	138/34.5/12.5	34.5	10	34.5	12.5	8.4	12.5
コトマレ P.S	2	220/13.8	90	-	90	-	-	10
コトマレ P.S	1	220/132/13.8	90	90	90	10.2	13.7	10
ヴィクトリア P.S	3	236/12.5	96	-	96	-	-	15
ランデニガラ P.S	2	236/12.5	81	-	81	-	-	12.5
ボラワッタ G.S	2	132/33	30	-	30	-	-	11
サブガスカンダ G.S	3	132/33	30	-	30	-	-	9.9
サブガスカンダ P.S	2	142/11	50	-	50	-	-	17.8
プッタラム G.S	2	132/33	10	-	10	-	-	-
アヌラダプーラ G.S	2	132/33	10	-	10	-	-	10.6
クルネガラ G.S	2	132/33	16.5	-	16.5	-	-	10.8
キリバトクンプラ G.S	2	132/33	31.5	-	31.5	-	-	10.9
ハバラナ G.S	2	132/33	10	-	10	-	-	10.6
チュルヒリヤ G.S	2	132/33	31.5	-	31.5	-	-	10.3
ウクウェラ P.S	2	132/12.5	27	-	27	-	-	12.5
ウクウェラ P.S	2	132/33	15	-	15	-	-	11
ボワテナ P.S	1	132/12.5	50	-	50	-	-	10
ケラニティッサ P.S	2	132/11	32	-	32	-	-	11
ケラニティッサ P.S	1	132/11.5	28.7	-	28.7	-	-	14.7
ケラニティッサ P.S	2	132/33	60	-	60	-	-	15.1
ケラニティッサ P.S	2	33/11	28.7	-	28.7	-	-	14.7
ケラニティッサ P.S	3	33/11	27	-	27	-	-	15
フォート G.S	2	132/11	30	-	30	-	-	-
コルピティヤ G.S	2	132/11	30	-	30	-	-	-
コロナワ G.S	1	132/66/33	30	30	30	-	-	17.9
コロナワ G.S	1	132/33	30	-	30	-	-	-
コロナワ G.S	2	132/33	30	-	30	-	-	12.1
ラトマラナ G.S	2	132/33	30	-	30	-	-	9
オルワラ G.S	4	132/33	-	-	-	-	-	-
ポリピティヤ P.S	2	132/12	53.9	-	53.9	-	-	12.1
キャニオン P.S	2	132/12.5	38	-	38	-	-	10.8
パニピティヤ G.S	2	132/33	30	-	30	-	-	9.9

表 4-10

発電所名	台数	定格電圧 (kV) HV / MV / LV	定格容量 (MVA)			% インピーダンス (%)		
			HV	MV	LV	HV-MV	MV-LV	HV-LV
マトガマ G.S	2	132/33	31.5	-	31.5	-	-	9.98
ゴール G.S	3	132/33	30	-	30	-	-	12.1
ラクサパナ ST-1 P.S	2	66/11	15	-	15	-	-	10
ラクサパナ ST-2 P.S	2	132/11	16	-	16	-	-	10
ニューラクサパナ P.S	2	132/12.5	72	-	72	-	-	13.5
ウィマラスレンドラ P.S	2	132/33	31.5	-	31.5	-	-	10.3
ウィマラスレンドラ P.S	2	132/11	32	-	32	-	-	12.5
デニヤヤ G.S	3	132/33	10	-	10	-	-	10.6
ウダワラウェ P.S	2	33/6.3	5	-	5	-	-	6.27
バラゴダ G.S	2	132/33	10	-	10	-	-	10.6
サマナラウェワ P.S	2	138/10.5	71	-	71	-	-	11
エンピリピティヤ G.S	2	132/33	10	-	10	-	-	10.6
バドゥーラ G.S	2	132/66/33	31.5	-	31.5	-	-	11
バドゥーラ G.S	4	66/33	3	-	3	-	-	-
インジニヤガラ G.S	2	132/33	15	-	15	-	-	10
インジニヤガラ P.S	1	33/6.9	5	-	5	-	-	8.8
インジニヤガラ P.S	1	33/6.9	10	-	10	-	-	6
トリンコマリー G.S	2	132/33	10	-	10	-	-	10
キリノクチ G.S	1	132/33	-	-	-	-	-	-
チュンナカム G.S	3	132/33	-	-	-	-	-	-
バドゥッカ G.S	4	66/33	3	-	3	-	-	-
アヴィサヴェラ G.S	2	66/33	6	-	6	-	-	-
ヌワラ エリヤ G.S	4	66/33	3	-	3	-	-	9.2

資料：CEB

表 4-10 既設発電所変圧器一覧

年	実発電量		総販売電力量		売電/発電 比率 (%)	電力料金での売電比率 (%)			
	(GWh)	伸び率 (%)	(GWh)	伸び率 (%)		一般家庭	工場	商業	その他
1972	945	11.3	823	14.0	87.1	8.7	54.4	12.0	24.9
1973	980	3.7	867	5.3	88.5	9.5	53.8	12.4	24.3
1974	1011	3.2	907	4.6	89.7	9.1	54.2	13.0	23.7
1975	1079	6.7	965	6.4	89.4	9.0	54.3	12.4	24.3
1976	1133	5.0	997	3.3	88.0	9.5	51.8	13.5	25.2
1977	1216	7.3	1041	4.4	85.6	10.2	49.9	14.2	25.7
1978	1385	13.9	1166	12.0	84.2	10.2	50.9	13.9	25.0
1979	1525	10.1	1298	11.3	85.1	11.8	48.7	15.5	24.0
1980	1669	9.4	1392	7.2	83.4	13.7	45.0	16.0	25.3
1981	1871	12.1	1510	8.5	80.7	14.3	44.9	14.6	26.2
1982	2066	10.4	1694	12.2	82.0	15.3	43.6	15.5	25.6
1983	2114	2.3	1797	6.1	85.0	17.0	41.8	16.2	25.0
1984	2261	7.0	1886	5.0	83.4	16.8	41.3	17.0	24.9
1985	2465	9.0	2060	9.2	83.6	16.8	41.3	17.0	24.9
1986	2652	7.6	2232	8.3	84.2	16.5	41.5	17.1	24.9
1987	2707	2.1	2253	0.9	83.2	16.9	38.5	18.6	26.0
1988	2800	3.4	2371	5.2	84.7	16.5	38.1	19.5	25.9
1989	2858	2.1	2353	-0.8	82.3	17.3	36.1	19.1	27.5
1990	3149	10.2	2608	10.8	82.8	19.0	34.9	16.2	29.9
1991	3376	7.2	2742	5.1	81.2	23.5	34.9	19.9	21.7
1992	3540	4.9	2916	6.3	82.4	23.1	36.7	19.6	20.6
1993	3979	12.4	3270	12.1	82.2	24.6	37.4	19.6	18.4
20年間平均伸び率		7.3		6.9					

資料：CEB

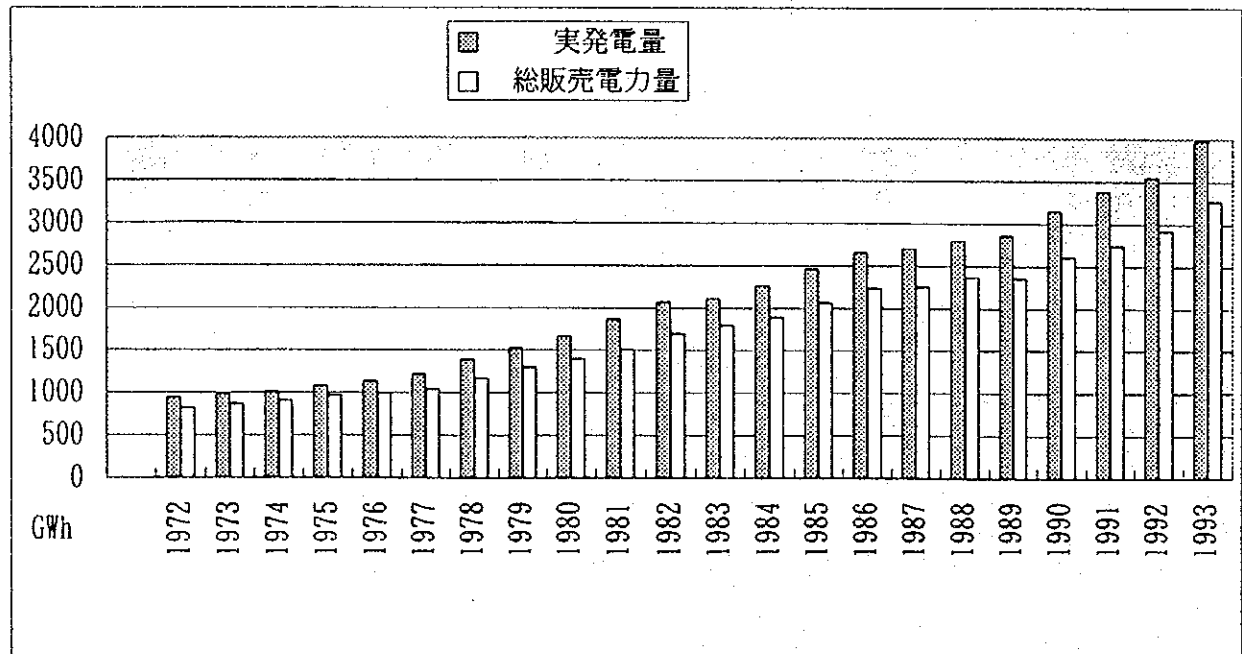


表 4-11 1972~1993年 発生電力・セクター別販売実績

TARIFF	販売電力量 (Gwh)		増加率 (%)		収入 (百万ルピー)		増加率 (%)		消費者数		増加率 (%)	
	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993
DOMESTIC	681.232	803.206	17.90		1,487.996	1,861.285	25.09		917,319	1,089,287	18.75	
RELIGIOUS PURPOSES	23.179	22.798	-1.64		46.414	46.540	0.27		9,898	11,001	11.14	
TOTAL	704.411	826.004	17.26		1,534.410	1,907.825	24.34		927,217	1,100,288	18.67	
INDUSTRIAL - SMALL	76.038	84.860	11.60		221.649	285.244	28.69		13,836	15,377	11.14	
SMALL T. D.	0.065	0.607	833.85		0.157	1.654	953.50		13	10	-23.08	
MEDIUM	314.079	439.043	39.79		1,033.732	1,653.976	60.00		1,673	1,998	19.43	
MEDIUM T. D.	193.453	175.405	-9.33		619.941	632.942	2.10		586	493	-15.87	
LARGE	320.431	366.417	14.35		917.617	1,190.196	29.71		63	68	7.94	
LARGE T. D.	153.006	157.083	2.66		451.491	531.941	17.82		27	24	-11.11	
TOTAL	1,057.072	1,223.415	15.74		3,244.587	4,295.953	32.40		16,198	17,970	10.94	
COMMERCIAL - SMALL	276.525	302.362	9.34		1,055.075	1,342.261	27.22		128,452	144,973	12.86	
MEDIUM	151.373	166.644	10.09		670.041	845.896	26.25		958	1,002	4.59	
LARGE	70.751	82.472	16.57		283.396	376.664	32.91		24	24	0.00	
TOTAL	498.649	551.478	10.59		2,008.512	2,564.821	27.70		129,434	145,999	12.80	
HOTEL - SMALL	3.446	4.145	20.28		13.444	18.365	36.60		1,867	1,735	-7.07	
MEDIUM	7.539	8.273	9.74		32.404	40.792	25.89		44	45	2.27	
MEDIUM T. D.	24.159	26.263	8.71		78.435	98.867	26.05		31	35	12.90	
LARGE T. D.	47.660	50.899	6.80		143.033	178.021	24.46		6	6	0.00	
TOTAL	82.804	89.580	8.18		267.316	336.045	25.71		1,948	1,821	-6.52	
LOCAL AUTHORITY	544.580	536.422	-1.50		907.186	1,007.041	11.01		200	171	-14.50	
STREET LIGHTING	28.792	43.204	50.06		97.873	109.291	11.67		794	1	-99.87	
TOTAL	2,916.308	3,270.103	12.13		8,059.884	10,220.976	26.81		1,075,791	1,266,250	17.70	

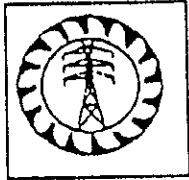
資料: C.E.B "Data on Sales and Generation - 1993"

表 4-12 1992 ~ 1993年度セクター別販売内訳

PROVINCE	販売電力量 (GWh)		増加率 (%)		収入 (百万ルピー)		増加率 (%)		消費者数		
	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	
NORTH CENTRAL	57.528	68.641	19.32		178.157	221.561	24.36		42,234	61,812	46.36
NORTHERN	2.762	4.955	79.40		8.494	16.622	95.69		2,393	3,383	41.37
CENTRAL	289.017	314.093	8.68		745.032	926.014	24.29		153,272	175,474	14.49
NORTH WESTERN	212.711	246.268	15.78		582.266	777.691	33.56		113,561	139,834	23.14
WESTERN - NORTH	589.346	662.418	12.40		1,531.356	1,956.224	27.74		170,784	194,733	14.02
EASTERN	126.724	150.405	18.69		367.288	480.156	30.73		63,449	76,258	20.19
WESTERN - SOUTH	630.928	687.689	9.00		1,482.452	1,833.536	23.68		173,764	192,857	10.99
SOUTHERN	204.463	239.549	17.16		516.473	681.953	32.04		137,840	169,348	22.86
UVA	71.475	83.100	16.26		209.645	262.521	25.22		55,112	67,028	21.62
SABARAGAMUWA	178.992	211.066	17.92		500.166	668.863	33.73		78,055	95,844	22.79
COLOMBO CITY	552.363	601.918	8.97		1,938.546	2,395.833	23.59		85,327	89,678	5.10
TOTAL	2,916.309	3,270.102	12.13		8,059.875	10,220.974	26.81		1,075,791	1,266,249	17.70

資料: C.E.B. "Data on Sales and Generation - 1993"

表 4-13 1992 ~ 1993年度地域別販売内訳



## CEYLON ELECTRICITY BOARD

### ELECTRICITY TARIFF

With effect, from 01-05-1994.

#### Domestic:-

First 10 units (first block)	@ Rs. 0.60 per unit
11 - 50 units (second block)	@ Rs. 1.20 per unit
51 - 100 units (third block)	@ Rs. 2.40 per unit
101 - 180 units (fourth block)	@ Rs. 4.40 per unit
Above 180 units (fifth block)	@ Rs. 5.25 per unit

Monthly Fixed Charge - Rs. 6.50 for consumption upto 10 units per month  
 Rs. 13.00 for consumption over 10 units upto 100 units per month  
 Rs. 17.00 for consumption over 100 units per month

#### Religious & Charitable Institutions:-

First 100 units	@ Rs. 1.05 per unit
101 - 150 units	@ Rs. 1.35 per unit
Above 150 units	@ Rs. 5.00 per unit

Monthly Fixed Charge - Rs. 13.00 for consumption upto 100 units per month  
 Rs. 17.00 for consumption over 100 units per month

Other Categories: Monthly	General Purpose	Industrial	Industrial (Time of Day)
Supply at 400/230V Contract demand less than 50 kVA Unit Charge (Rs./Unit)	5.30 +	4.00 +	3.00 (off peak) + 8.35 (peak 6 p.m. to 9 p.m.) +
Fixed Charge (upto 10 kVA) Rs.	43.00	43.00	43.00
Fixed Charge (above 10 kVA) Rs.	or 205.00	or 205.00	or 205.00
Supply at 400/230V Contract demand 50 kVA and above Demand Charge (Rs./kVA)	256.00 +	222.00 +	102.00 +
Unit Charge (Rs./Unit)	5.20 +	3.80 +	3.60 (off peak) + 8.40 (peak 6 p.m. to 9 p.m.) +
Fixed Charge (Rs.)	408.00	408.00	408.00
HT Supply at 11 kV 33kV and 132 kV Demand Charge (Rs./kVA)	239.00 +	196.00 +	94.00 +
Unit Charge (Rs./Unit)	5.00 +	3.65 +	3.40 (off peak) + 8.00 (peak 6 p.m. to 9 p.m.) +
Fixed Charge (Rs.)	408.00	408.00	408.00

表 4-14 電気料金表

地域	人口	世帯数	電化世帯数			電化率 (%)	面積 sq. km	人口密度 人/sq. km	無電化世帯	一世帯の人数	世帯密度 戸/sq. km
			CEB	LECO	LA						
Colombo	2,059,000	346,634	210,312	64,063		79.2	657	72,259	5.94	528	
Campaha	1,580,000	371,488	199,740	66,241		71.6	1,387	105,507	4.25	268	
Jaffna	893,000	178,600	20,928		30,000	28.5	984	127,672	5.00	182	
Kalutara	976,000	222,706	61,996	73,246		60.7	1,589	87,464	4.38	140	
Matara	810,000	175,443	76,720			43.7	1,283	98,723	4.62	137	
Kandy	1,289,000	253,899	87,772		25,000	44.4	1,906	141,127	5.08	133	
Galle	986,000	211,417	68,797	31,386		47.4	1,636	111,234	4.66	129	
Kegalle	770,000	176,969	47,503			26.8	1,693	129,466	4.35	105	
Nuwareliya	543,000	136,783	57,316			41.9	1,721	79,467	3.97	79	
Kurunegala	1,485,000	332,220	81,953			24.7	4,813	250,267	4.47	69	
Ratnapura	975,000	200,897	51,172		7,144	29.0	3,255	142,581	4.85	62	
Badulla	735,000	173,763	58,361			33.6	2,803	115,402	4.23	62	
Matala	436,000	104,475	32,815			31.4	1,993	71,660	4.17	52	
Puttalam	627,000	145,748	60,803			41.7	3,013	84,945	4.30	48	
Hambantota	539,000	121,543	28,594			23.5	2,579	92,949	4.43	47	
Batticaloa	440,000	110,770	44,249			39.9	2,686	66,521	3.97	41	
Ampara	509,000	125,143	19,069			15.2	4,318	106,074	4.07	29	
Trincomalee	328,000	70,560	15,224			21.6	2,631	55,336	4.65	27	
Polonnaruwa	334,000	76,535	22,781			29.8	3,224	53,754	4.36	24	
Anuradhapura	753,000	167,442	49,089			29.3	7,034	118,353	4.50	24	
Monaragala	367,000	82,057	10,200			12.4	5,546	71,857	4.47	15	
Other Dist. in North*	465,000	93,000	3,497			3.8	7,704	89,503	5.00	12	
合計	17,899,000	3,878,092	1,308,891	234,936	62,144	41.4	64,455	2,272,121	4.62	60	

\* Yavuniya, Mannar, Kilinochchi & Mulathivu

表 4-15 地域別電化率表

地域	人口 (人)	電化率		kWh/人・年 (総合) 注1	kWh/人・年 (ト・ヌティック) 注2	非電化率		不足GWh 注3
		(%)	人口			(%)	人口	
Colombo	2,059,000	79.2	1,629,790	369.32	91.1	20.8	429,210	158.52
Gampaha	1,580,000	71.5	1,130,420	52.63	22.8	28.5	449,580	23.66
Jaffna	893,000	28.5	254,640	0.0079	0.0	71.5	638,360	0.05
Kalutara	976,000	60.7	592,360	48.70	22.1	39.3	383,640	18.68
Matara	810,000	43.8	354,450	127.00	66.9	56.2	455,550	57.85
Kandy	1,289,000	44.4	572,880	165.56	32.0	55.6	716,120	118.56
Galle	986,000	47.3	466,850	198.87	33.4	52.7	519,150	103.24
Nuwaraeliya	543,000	41.9	227,540	318.55	65.0	58.1	315,460	100.49
Kurunegala	1,485,000	24.7	366,330	138.00	64.7	75.3	1,118,670	154.38
Ratnapura	975,000	29.0	282,830	152.00	37.8	71.0	692,170	105.21
Badulla	735,000	33.6	246,870	182.40	54.8	66.4	488,130	89.03
Hambantota	539,000	23.5	126,670	235.10	94.8	76.5	412,330	96.94
Trincomalee	328,000	21.6	70,800	1,064.24	109.3	78.4	257,200	273.72
Anuradhapura	753,000	29.3	220,900	172.85	74.5	70.7	532,100	91.97

注：本表は「表4-15」を基に編纂したものである。

各地域の年間電力量(GWh)はCEB作成の“Data on Sales and Generation 1993”の値である。

—注1 電化率人口の一人当り年間電力消費量

—注2 ト・ヌティック一人当りの年間電力消費量

—注3 (全人口-電化人口)×電化率人口のkWh/人・年

表 4-16 人口、電化率、kWh/人・年



年	総売電量 (GWh)	システムロス (%)	総発電量 (GWh)	負荷率 (%)	最大デマンド (MW)	売電伸び率 (%)	発電伸び率 (%)
1994	3587	18.3	4364	54.7	910		
1995	3946	17.9	4806	55.1	996	10.0	10.1
1996	4341	17.2	5242	55.9	1071	10.0	9.1
1997	4775	16.5	5718	56.2	1161	10.0	9.1
1998	5252	15.8	6238	56.7	1256	10.0	9.1
1999	5777	15.1	6805	56.9	1365	10.0	9.1
2000	6355	14.2	7407	57.1	1481	10.0	8.8
2001	6927	13.6	8017	57.3	1597	9.0	8.2
2002	7550	12.8	8659	57.5	1719	9.0	8.0
2003	8230	12.2	9373	57.7	1854	9.0	8.3
2004	8971	12.0	10194	57.9	2010	9.0	8.8
2005	9778	12.0	11111	58.0	2187	9.0	9.0
2006	10658	12.0	12111	58.0	2384	9.0	9.0
2007	11617	12.0	13201	58.0	2598	9.0	9.0
2008	12663	12.0	14389	58.0	2832	9.0	9.0
2009	13802	12.0	15684	58.0	3087	9.0	9.0
2010	15044	12.0	17096	58.0	3365	9.0	9.0
2011	16398	12.0	18635	58.0	3668	9.0	9.0
2012	17874	12.0	20312	58.0	3998	9.0	9.0
2013	19483	12.0	22140	58.0	4358	9.0	9.0
2014	21236	12.0	24132	58.0	4750	9.0	9.0
2015	23148	12.0	26304	58.0	5177	9.0	9.0

注 : 1994年の売電量には、民間発電分(22.2GWh)を含む。  
: 資料 CEB計画局

表 4-17 電力需要予測 [ ベースケース ]

(当初5年間10%伸び率、以降9%伸び率)

1994年 6月 20日付

年	総売電量 (GWh)	システムロス (%)	総発電量 (GWh)	負荷率 (%)	最大デマンド (MW)	売電伸び率 (%)	発電伸び率 (%)
1994	3587	18.3	4364	54.7	910		
1995	3910	17.9	4762	55.1	987	9.0	9.1
1996	4262	17.2	5147	55.9	1051	9.0	8.1
1997	4645	16.5	5563	56.2	1130	9.0	8.1
1998	5063	15.8	6013	56.7	1211	9.0	8.1
1999	5519	15.1	6501	56.9	1304	9.0	8.1
2000	6016	14.2	7011	57.1	1402	9.0	7.9
2001	6497	13.6	7520	57.3	1498	8.0	7.3
2002	7017	12.8	8047	57.5	1598	8.0	7.0
2003	7578	12.2	8631	57.7	1708	8.0	7.3
2004	8184	12.0	9300	57.9	1834	8.0	7.8
2005	8839	12.0	10044	58.0	1977	8.0	8.0
2006	9546	12.0	10848	58.0	2135	8.0	8.0
2007	10310	12.0	11716	58.0	2306	8.0	8.0
2008	11135	12.0	12653	58.0	2490	8.0	8.0
2009	12026	12.0	13665	58.0	2690	8.0	8.0
2010	12988	12.0	14759	58.0	2905	8.0	8.0
2011	14027	12.0	15939	58.0	3137	8.0	8.0
2012	15149	12.0	17214	58.0	3388	8.0	8.0
2013	16361	12.0	18592	58.0	3659	8.0	8.0
2014	17669	12.0	20079	58.0	3952	8.0	8.0
2015	19083	12.0	21685	58.0	4267	8.0	8.0

注 : 1994年の売電量には、民間発電分(22.2GWh)を含む。  
 : 資料 CEB計画局

表 4-18 電力需要予測 [ローケース]

(当初5年間9%伸び率、以降8%伸び率)

1994年 6月 20日付

年	総売電量 (GWh)	システムロス (%)	総発電量 (GWh)	負荷率 (%)	最大デマンド (MW)	売電伸び率 (%)	発電伸び率 (%)
1994	3587	18.3	4364	54.7	910		
1995	3982	17.9	4850	55.1	1005	11.0	11.1
1996	4420	17.2	5338	55.9	1090	11.0	10.1
1997	4906	16.5	5875	56.2	1193	11.0	10.1
1998	5445	15.8	6467	56.7	1302	11.0	10.1
1999	6044	15.1	7119	56.9	1428	11.0	10.1
2000	6709	14.2	7820	57.1	1563	11.0	9.8
2001	7380	13.6	8542	57.3	1702	10.0	9.2
2002	8118	12.8	9310	57.5	1848	10.0	9.0
2003	8930	12.2	10171	57.7	2012	10.0	9.2
2004	9823	12.0	11162	57.9	2201	10.0	9.7
2005	10805	12.0	12279	58.0	2417	10.0	10.0
2006	11886	12.0	13506	58.0	2658	10.0	10.0
2007	13074	12.0	14857	58.0	2924	10.0	10.0
2008	14382	12.0	16343	58.0	3217	10.0	10.0
2009	15820	12.0	17977	58.0	3538	10.0	10.0
2010	17402	12.0	19775	58.0	3892	10.0	10.0
2011	19142	12.0	21752	58.0	4281	10.0	10.0
2012	21056	12.0	23928	58.0	4709	10.0	10.0
2013	23162	12.0	26320	58.0	5180	10.0	10.0
2014	25478	12.0	28952	58.0	5698	10.0	10.0
2015	28026	12.0	31848	58.0	6268	10.0	10.0

注 : 1994年の売電量には、民間発電分(22.2GWh)を含む。  
: 資料 CEB計画局

表 4-19 電力需要予測 [ハイケース]

(当初5年間1.1%伸び率、以降1.0%伸び率)

1994年 6月 20日付

年度	水力発電設備 増設	火力発電設備		合計 (MW)	LOLP (%)
		増設	廃棄		
1995	-	-	-		17.070
1996	-	-	-		25.540
1997	-	ガスタービン 88MW ディーゼル 190MW	-	278	0.908
1998	-	コンバインド サイクル 68MW	-	68	1.184
1999	-	コンバインド サイクル 68MW	-	68	2.004
2000	ククレ 70MW	-	-	70	3.197
2001	アッパ - コトマレ 150MW	トリコマリ-石炭火力 150MW (サイト1, エニット1)	kPS オイル 火力 2x22MW	256	1.079
2002	-	トリコマリ-石炭火力 150MW (サイト1, エニット2)	ガスタービン 3x18MW (改修)	96	1.963
2003	-	トリコマリ-石炭火力 300MW (サイト1, エニット3) ガスタービン改修 3x20MW	ガスタービン 3x18MW (改修)	306	0.226
2004	-	ガスタービン改修 3x20MW	サブガスカンタ ディーゼル 2x18MW	24	1.962
2005	-	トリコマリ-石炭火力 300MW (サイト1, エニット4)	-	300	1.286
2006	ハリフーヤ 17MW シンカソカ 49MW	ガスタービン 66MW	-	132	2.780
2007	-	トリコマリ-石炭火力 300MW (サイト2, エニット1)	-	300	2.715
2008	-	トリコマリ-石炭火力 300MW (サイト2, エニット2)	サブガスカンタ ディーゼル 2x18MW	264	3.892
2009	-	トリコマリ-石炭火力 300MW (サイト2, エニット3) ガスタービン 22MW	-	322	4.547
合計 (MW)	286	2,422	224	2,484	
2014年までの現状レート					
での建設コスト		2,934.3 百万US\$	(146,740.9百万 Rs.)		
平均発電コスト		5.74USCts/kWh	(2.87 Rs./kWh)		

注： LOLP - LOSS OF LOAD PROBABILITY

資料： C E B 計画局

表 4-20 発電設備計画  
(10%負荷増加予想ベース)

1994年 10月作成

## 第5章 現地調査概要

### 1. 現地調査対象電力設備

1995年 7月 5日(水)、6日(木)の午後にコロombo市内のCEB変電所、火力発電所、7月 8日(土)、9日(日)にスリ・ランカ南部及び中央部のCEB水力発電所の現地調査を各々実施した。

#### - KOLONNAWA 変電所

所在地	コロombo市内
設置主変圧器	132/33kV 30MVA x 3台 132/66/33kV 30MVA x 1台
完成年度	1957年 (1962年増設)

現在、132/33kV 31.5MVA x 2台の変圧器ヤード、33kVスイッチギヤ(オープンタイプ、10フィーダー)、11kVスイッチギヤ(オープンタイプ、9フィーダ)及び33/11kV 2MVA x 2台の変圧器ヤードを各々建設中である(1996年完成予定)。

#### - KELANITISA 火力発電所

所在地	コロombo市内
総設備容量	170MW (実出力 152MW)
スチームタービン	25MW (実出力 22MW) x 2台
ガスタービン	20MW (実出力 18MW) x 6台
発電電力量	177.42GWh (1995年1月~4月の4ヶ月間)
完成年度	スチームタービン 1962年6月 (1号) 1963年9月 (2号) (1991年にリハビリ済み)
ガスタービン	1980年11月~1982年4月

#### - SAMANALAWEWA 水力発電所

ロックファイルダム式	有効落差 320m
設備出力	120MW (60MW x 2台)
水車型式	フランシス 台数 2台
発電電力量	99.52GWh (1995年1月~4月の4ヶ月間)
完成年度	1992年10月

#### - VICTORIA 水力発電所

コンクリートアーチダム式	有効落差 190m
設備出力	210MW (70MW x 3台)
水車型式	フランシス 台数 3台
発電電力量	312.65GWh (1995年1月~4月の4ヶ月間)

完成年度 1984年(2号)～1986年(3号)

- システムコントロールセンター

所在地 コロンボ市郊外 DEMATAGODA  
システム 220kV/132kV/66kV基幹送電システム及び各発電  
所の給電指令  
通信 33kV配電システムの管理  
PLC(電力搬送)、VHF、公共電話回線  
完成年度 1985年5月

## 2. 調査結果

スリ・ランカの発電設備は設備出力ベース(1994年現在)で水力が1,135MW(82.3%)、火力が245MW(17.7%)を占め、1993年度の水力発電所の発電電力量は3,796GWh(95.4%)、火力発電所の発電電力量は183GWh(4.6%)となっており典型的な水主火従となっている。

図5-1 スリ・ランカ全土電力ルート図及び図5-2 電力系統図にみられる様に水力発電所は主にマハヴェリ水系及びラクサパナ(K-M)水系に立地し、ケラニティッサ及びサブガスカンダ等の火力発電所は首都コロンボ市周辺に配置され、これらの発電所を220kV、132kV及び66kVの基幹送電線で関係したものが基軸となっている。

国内の電力需要は表5-1に示す様に1991年/1992年比で6.34%、1992年/1993年比で12.13%と堅調な伸びを示しており下記に示す発電の開発計画が進められている。

- コロンボジーゼル(190MW)
- コロンボガスタービン(88MW)
- コロンボコンバインドサイクル(136MW)
- トリンコマリー石炭火力(1,800MW)
- マウェラ石炭火力(300MW)
- プッタラム石炭火力(スタデイー中)
- アッパーコトマレ水力(150MW)
- ブロードランド水力(40MW)
- ククレ水力(70MW)
- ジンガンガ水力(49.6MW)
- ベリフローヤ水力(17MW)
- モラゴラ水力(28.4MW)
- ウマオヤ水力(150MW)

現状の電力系統全体については、需要の増加や電源開発計画に見合った送電システムの拡充が成されていなく、継ぎ接ぎ的な拡充を続けてきた結果として電圧維持及び潮流

調整に不可欠な電圧/無効電力調整設備が殆ど無く送電ロス増大、安定度低下の一因になっている。

現在系統電圧のコントロールは中央給電指令所の指令に基づき一部のガスタービンをロータリーコンデンサー代わりに運転したり、水力発電所でのVAR運転（ピクトリア水力発電所の場合で1994年の年間発電電力量820GWhに対し年間VAR量は369GVARh）でしのいでいる現状である。

## 2-1 送電系統

現行の送電設備の最大電圧は220kV（総延長270Km）であり基幹送電系統として132kV（総延長2,517Km）、66kV（亘長229Km/但し1993年現在）と続いている。マハヴェリ河水系及びラクサパナ河水系に位置する各水力発電所の電源は首都圏コロombo市とこれをはさんだ西北（ウエスタンノース）地区、西南（ウエスタンサウス）地区及び南部（サウザン）地区へ全国の負荷需要の67%を送電しているが、系統運用上送電設備のループ化が急がれている。

## 2-2 通信、給電指令システム

現在、CEBの中央給電指令所（システムコントロールセンター）はコロombo市郊外のデマタゴダに設置されている。

この給電指令所と各発電所及び各220kV、132kV、66kV基幹変電所間の通信媒体として図5-3に示すPLC（電力搬送）回線、各33kV配電変電所については公共電話及び図5-4に示すVHF回線を使用している。

現在、図5-5に示す様に220kV変電所、中央及び南部の各発電所、132kV各変電所との間にマイクロ回線を建設中である。

現状の給電指令システムは、系統盤上に220kV、132kV、66kV基幹送電系統及び各発電所のロードフロー、発電機側CB及び送電線CBのON/OFF状態、及びマハヴェリ水系、ラクサパナ（K-M）水系の水位を表示しており、各発電所からのMW、MVAR、kV、Hz情報はPLC回線を介しレコーダーに記録している。

各発電所からのその他の情報はPLC回線を使用したTELEXシステムにて情報を収集

しているが、一部の132kV変電所の情報及び66kV変電所情報はPLC電話にて直接オペレーターから収集されている。

33kV配電系統盤はモザイク盤に模擬母線を張り付けたものでCBの状態表示は公共電話及びVHFにて直接オペレーターから収集し手動で表示する簡単なものである。

### 2-3 各発電所の運転パターン

水力発電所、火力発電所の運転パターンは雨期と乾期により異なるが典型的な水主火従であり火力発電所は水力の補助及び事故時のバックアップ電源として運転される事が多い。従って現行の火力発電所は現状のところ系統の中で安定的なベースロードに対する供給の役割を果たして来たわけではない。

しかしながら需要の年々の増加や現行の系統が水力中心であり降雨量に発電が左右されることによる供給力の不確かさは、産業や社会の高度化にとって重大な障害となるため安定電源の確保のため上記に示すように比較的大出力で石炭を燃料とする火力発電所の建設が計画されている。

### 2-4 負荷パターン

図5-6及び図5-7に示す日負荷曲線(1993年11月23日)及び週負荷曲線(1993年11月22日~28日)を見ると平日、土曜及び日曜とも19時近くに明瞭な点灯ピークが現れ、これが最大負荷となっておりこの山は19時~22時にわたるピークタイムとなっている。

それ以外の時間帯では午前6時前後の調理ヒーター等による負荷及び昼間を除く9~17時のワーキング時間帯に高い負荷が見られる。

最大ピークは夜間最低負荷の約250%またワーキング時間帯では同様に170%(11時)となっている。

表5-1 1991年~1993年の年負荷需要増加率、表5-2 1993年月別発電電力量及び表5-3 1993年月別ピークデマンド表を見ると季節的には負荷の変化は比較的小さいといえ年間のピークの変化は需要の成長に応じてほぼ右上がりに増加している。

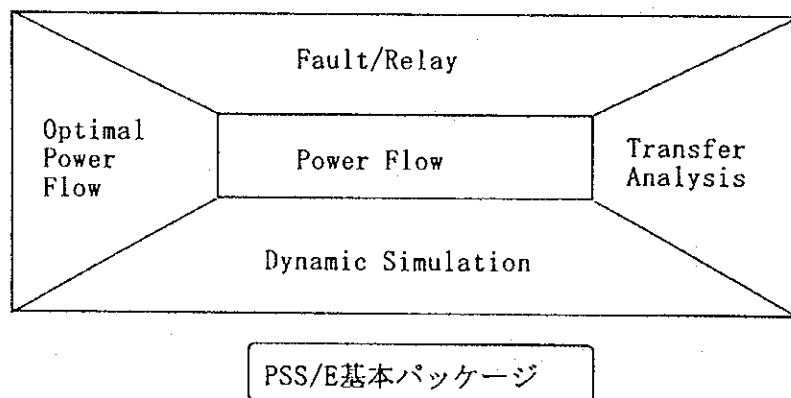


## 2-5 送電線保護システムと系統解析

220kV送電線保護システムは方向距離継電器等によるキャリアリレー方式により単相、三相再閉路を実施している、132kV送電線保護システムも同様であるが送電線からのT引込変電所についてはその限りではない。

1995年6月に220kV送電線への雷撃により220kV送電系統、132kV送電系統を含めスリ・ランカ全土が全停（ビクトリア発電所のCEBオペレーターの説明によれば各発電所が脱調したとのこと）しており、早急に送電系統解析の上対応策を考慮する必要がある。

系統解析についてはCEBと外国コンサルタントとの共同作業により、プログラムPSS/Eを使用し、現在下図の[PSS/E基本パッケージ]の縦ライン、即ちFault/Relay, Power Flow, Dynamic Simulation について解析を行っており、今後については横ラインの Optimal Power Flow, Transfer Analysisを行いたいとの意向であった。



しかしながら、この内容については不明の点が多く、またCEB側の意図を十分に把握されておらず、この点につきCEB側と十分に打ち合わせを行い、取り扱いを決定する必要がある。

## 2-6 系統電圧及びオーバーロード

C E Bの1995年4月マンスリーレポートによると、系統電圧はピーク負荷時に維持されておらずガスタービンをコンデンサー運転する事により発電機から無効電力を供給しても、220kV系では首都圏コロombo市の受電変電所であるピヤガマグリッド変電所で毎日夜間ピーク負荷時に205kV（デイピーク負荷時209kV）まで、特に4月5日には夜間ピーク負荷時に193kVまで電圧が低下、132kV系ではバドゥーラ及びプッタラム両グリッド変電所で毎日デイピーク負荷時に各々125kVまで、特にクルナガラグリッド変電所では4月25日の夜間ピーク負荷時に118kVまで電圧が低下している状況である。

図5-8に示す1995年2月23日夜間ピーク負荷時（19時30分）のロードフロー図でも上記220kVピヤガマグリッド変電所の母線電圧は92.1%（203kV）、コロombo圏西北地区（ガンパハディストリクト）に位置している220kVコツゴダグリッド変電所の母線電圧では90.6%（199kV）まで電圧低下している現状を示している。

系統の周波数変動も多く1993年11月のマンスリーレポートによると50Hz $\pm$ 0.5Hzを越えた回数が158回、1995年4月のマンスリーレポートでは121回、またアンダーフリケンシーリレー動作回数も1993年11月で9回、1995年4月では8回となっている。

尚、夜間ピーク負荷時に132kVアヌラドハプラ、パニピティヤ及びプッタラム各グリッド変電所では約10%のオーバーロード、また66kVヌワラエリヤグリッド変電所では10%以上のオーバーロードとなっている。現在C E Bでは既存送電設備の導体サイズのグレードアップ等改善計画をたてており、一部の送電線は導体架け変え工事中である。

## 2-7 系統事故

表5-4～表5-9に示す1991年C E Bアニュアルレポート、1993年11月マンスリーレポート及び1995年4月マンスリーレポートに記録されている事故概要を見ると、地絡及び短絡事故含め系統事故による停電回数がかなり多く、また復旧にも時間を要している。

これらは送変電設備の老朽化、電線の接続不良、樹木等の電線接触、保安設備の未設置、ピーク負荷時のオーバーロード、系統の不備及びオペレーターやメンテナンス要員の技量などに起因するものと考えられる。