

第2章 ベースライン調査

2.1 電力行政

電力セクターの現状運営

灌漑電力省 Ministry of Irrigation and Power (MIP) は政策作成を、その傘下の政府機関であるセイロン電力局 Ceylon Electricity Board (CEB) はその実行を所管している。

CEB は全土のほぼ 100%の発電と送電を実施し、配電は全土の 84%をカバーしている。CEB はその局長の下に 7つの部が置かれ、それぞれの部長が発電・送電・配電建設保全・コマーシャル・配電運営・人材育成および経理財務を担当している。配電はコロンボ市および 10 州に区分されて運営されている。(図 2.1.1 の CEB 組織参照)

機構改革に対する CEB 各部長の受け止め方は、発電部は静観、送電部は極めて積極的、配電部は前向き姿勢であり、Engineer 労組においても組織改革には賛成との態度をとっている。

電力セクターの主要機関である MIP と CEB は、プロジェクト実行途中で発生する問題(例えば環境問題等での反対運動)に対するプロジェクト管理を適切に行う必要がある。

全国の 16%に相当する配電はランカ配電会社 Lanka Electricity Company (Pvt.) Ltd. (LECO) が実施している。LECO の配電対象は図 2.1.2 に示したプロジェクト 1 とプロジェクト 2 の地域範囲に限定されている。

LECO の財務状況は、事業対象地域がコロンボ周辺部に限定されている一方、電力料金設定が CEB の料金設定に準じたものとなっていることもあり、良好である模様である。また、停電事故に対する対応も早急な対応が心掛けられていること、停電事故の発生率そのものが低減していることから見て、配電事業運営の姿勢も良好である。LECO は CEB の配電部門とともにリストラクチャリングされる予定である。

現行の関連法制度

1951 年に制定された後改定を経て現在に至る電気事業法 (Electricity Act) が、発電・送電・配電・電力供給および電力利用など全般に適用される基本法となっている。

セイロン電力局 Ceylon Electricity Board (CEB)の運営には、1969 年に制定され都度改定されてきたセイロン電力局法 (Ceylon Electricity Act) が適用されている。

LECOの運営には 1982 年に制定され都度改定が加えられて現在に至るランカ配電会社法 The Companies Act, No. 17 of 1982 Company Limited By Shares “Memorandum of Association of LANKA ELECTRICITY COMPANY (PRIVATE) LIMITED” が適用されている。

CEB および LECO の運営は上記の法律だけでなく、1980 年に制定されその都度改定が加えられ

ている国家環境法（National Environmental Act）や海岸保存法（Coast Conservation Act）などの遵守が必要である。

IPP プロジェクトに関して、IPP 法といった特定のものは制定されておらず、IPP 事業には電気事業法とセイロン電力局法および政府指導要綱 Government Policy Direction published in August 1997（未入手）が適用されている。

機構改革を目的とした電力改革法案ドラフトが目下作成作業中であり、それに伴って関連法案が改定或いは新制定されるものと思われるが、現時点ではその内容は明らかになっていない。

環境対策

コロンボ市およびその周辺における大気汚染の主な原因は、道路交通と火力発電所であり、交通量の増加と電力需要のここ数年平均約 10%の伸びが環境悪化へ拍車をかけているとして、環境改善対策を求める動きが強くなっている。

一方大気モニタリング設備は、環境庁（CEA）が所有し、国立建物研究所（NBRD）がデータの管理をする 2 箇所の定点観測と 1 台の移動測定のみで、発電所周辺にモニタリング設備がないため大気汚染の現況をデータとして把握することが不十分であり、CEA の環境規制に関する指導の不適切さや CEB 等による環境対策の遅れをもたらしている。

このため、コロンボ市における大気汚染改善が進まないことに加え、環境に関するパブリックリレーションズの（PR）不足により地域住民への信頼が得られず、発電所などの新規プロジェクト推進の障害をもたらしている。

例えば、Puttalam 石炭火力発電所は環境評価書（EIA）が承認されているにも拘わらず、教会の牧師等の反対により、大統領が本プロジェクトを凍結するという事態となっている。

CEB ではこうした環境対策の一環として、環境認可が下りた後プロジェクトをスムーズに実現化させるために Environmental Management Unit が既に設立されており、送電部門と発電計画部門の下で運営されているものの、人員の配置も少なく、未だ弱体である。

また、CEA の環境認可書に記載され義務付けられている項目の実行が遵守されているかどうかを確認するため Environmental Monitoring Unit の設立が予定されている。なお、EIA の実行には Guide Line for Implementing the Environmental Impact Assessment Process（No.1,2&3 を入手）を CEA が発行している。

今後は、住民意識の高まりとともに、環境に配慮する傾向が高まるものと思われるので、関係機関の啓蒙と監視体制への住民の信頼の醸成が必要と認識される。

特に石炭火力については、電力需要地に近いセイロン島西部と南部の沿岸には天然の良港がなく人口の港湾やジェティの建設が必要となる。大規模な貯炭場を設置し季節風時に大型船入航を避ける計画のようではあるが、海水冷却水の取排水や揚炭施設また貯炭石炭の粉塵公害などの配慮が必要になると見られる。

民間資金導入

電力セクターで民間資金が既に導入されているのは発電分野での IPP のみで、送電および配電部門への実績はない。ランカ配電公社 LECO はその会社名に「PRIVATE」とあるが、100%の株式を政府等公的機関が保有しており、社長他、役員についても CEB の元職員が派遣されるなど、実体は政府直営の公社といってもよい。

IPP については電源開発に民間資金を活用すべく 1992 年以来導入が試みられ、現在稼働中の IPP 総設備容量 143MW が 5 基、総設備容量 190MW の買電契約(PPA)締結済みが 3 プロジェクトという状態にある。

IPP 導入の環境は電力料金が経済水準の似た他国に比して高めに設定されており、この面からは比較的良好であるが大規模な IPP 導入には至っていない。民間資金を受け入れるための IPP 法を含めた国内法が整備され、石炭または LNG を輸入する港湾インフラ整備が進めば、民間資金の動きがスムーズになると思われる。現在 IPP 事業には電気事業法とセイロン電力局法および Government Policy Direction published in August 1997 (未入手) が適用されている。

機構改革と新法制度

2000 年 8 月 10 日に JBIC 主催で開催された “Power Sector Work Shop “ で使われた資料から、電力セクター改革の過程を以下に抜粋記述した。

(1996 年から現在までのスタディ経過)

- ・ 1996.08 Price Water House (PW) Study
- ・ 1996.12 OECF Study
- ・ 1997.01 JICA Transmission Network M/P
- ・ 1997.08 Sri Lanka Government Policy 電力セクター政策方針として発表
(based on Model 7 prepared by PW study)
- ・ 1998.11 ADB Energy Sector Team Strategic Study
- ・ 2000. Technical Assistance by WB and ADB

(OECF Study の要旨)

- ・ スリランカ電力セクターの運営成果
 - 電力施策：関係機関の役割分担が不明確であり電源開発計画が不確実。
 - 電力料金：他のアジア諸国に比べ設定値が高い。政治的に統制している。
 - 関連設備：送電と配電のロスが少ない。火力発電所の熱効率が低い。
 - ファイナンス：燃料確保が重要。CEB の財務体質が不安定。
- ・ スリランカ電力セクターへ民間資本の参画
 - 現状課題：法規制体系の面から、IPP 開発計画の位置付けが不明確。
 - PPA の交渉が難しい。CEB 従業員の反対。

想定課題：火力 I P P の燃料供給の制限。

・地方電化

想定課題：低所得需要者へ C E B が補助金負担。地方電化推進のため多額の建設費と O&M コスト必要。

(構造改革モデル)

- ・ Price Water 提案の Model 7 が基本。
- ・ 図 2.1.3 はスリランカ政府が目下進めている構造改革の絵。

スリランカ政府が目下進めている電力セクター改革における機構改革の案は図 2.1.3 に示される通りであり、現在独占されている発電・送電・配電の 3 部門分社化が計画されている。現在のスリランカ政府の政策では、民営化はしないとされている。但し、分割後は、各社の経営陣及び株主（政府）の判断に委ねられる。

MIP は、Power Sector Reform Office を開設しその責任者として Reform Manager (CEB Addl. General Manager of Transmission を兼務) を任命した。

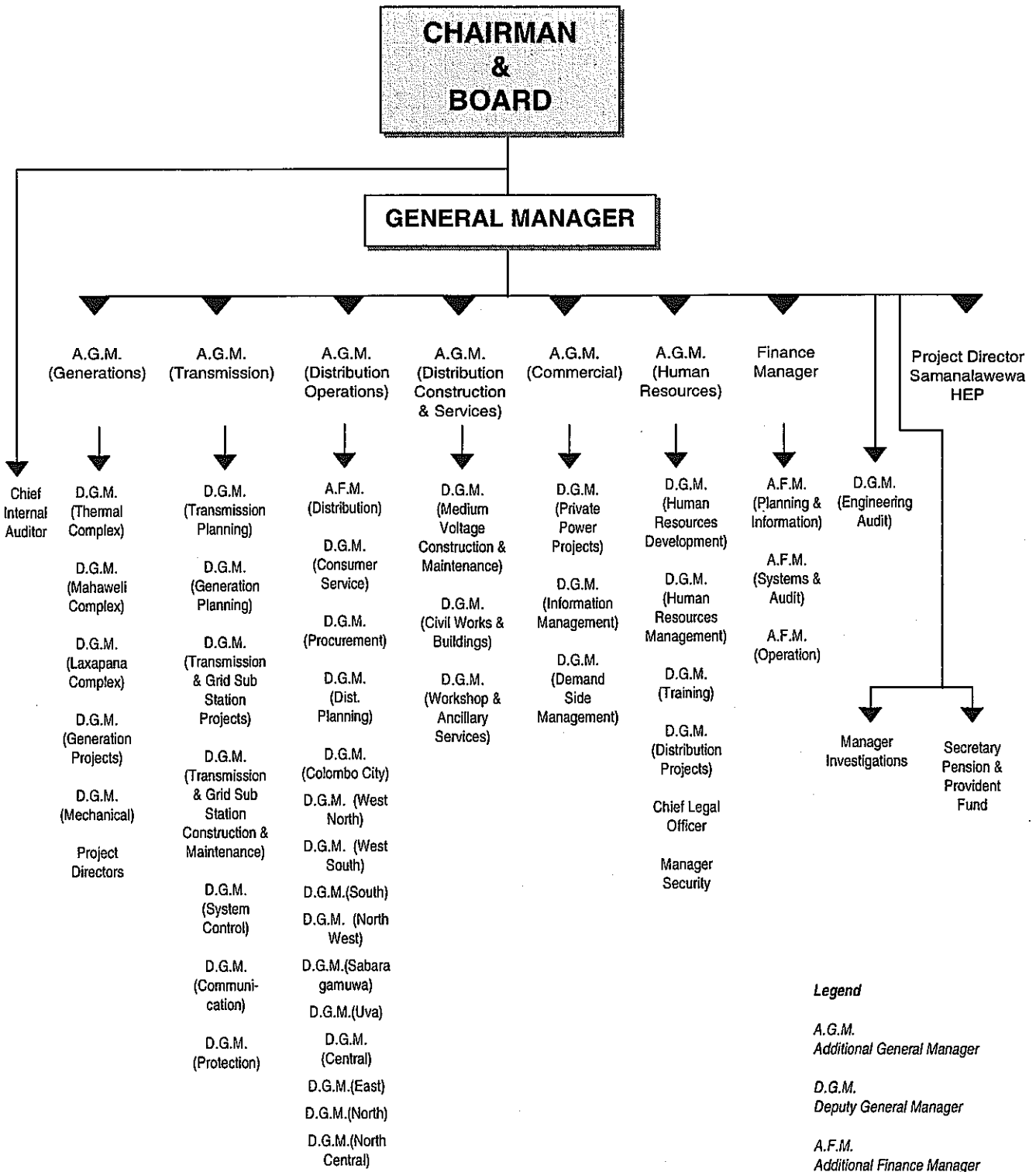
機構改革の今後のタイムフレームは以下の通り予定されている。

- ・ 電力改革法案の骨子作成：2000 年末
- ・ 電力改革の法案を成文化と国会審議
- ・ 電力改革法案の国会承認：2001 年末
- ・ CEB 分割と新会社設立：2003 年末

MIP へ技術支援する世銀と ADB のスタッフは本年 6 月頃より着任し、世銀は Legal Regulatory Work を ADB は Management と Engineering をそれぞれ担当している。

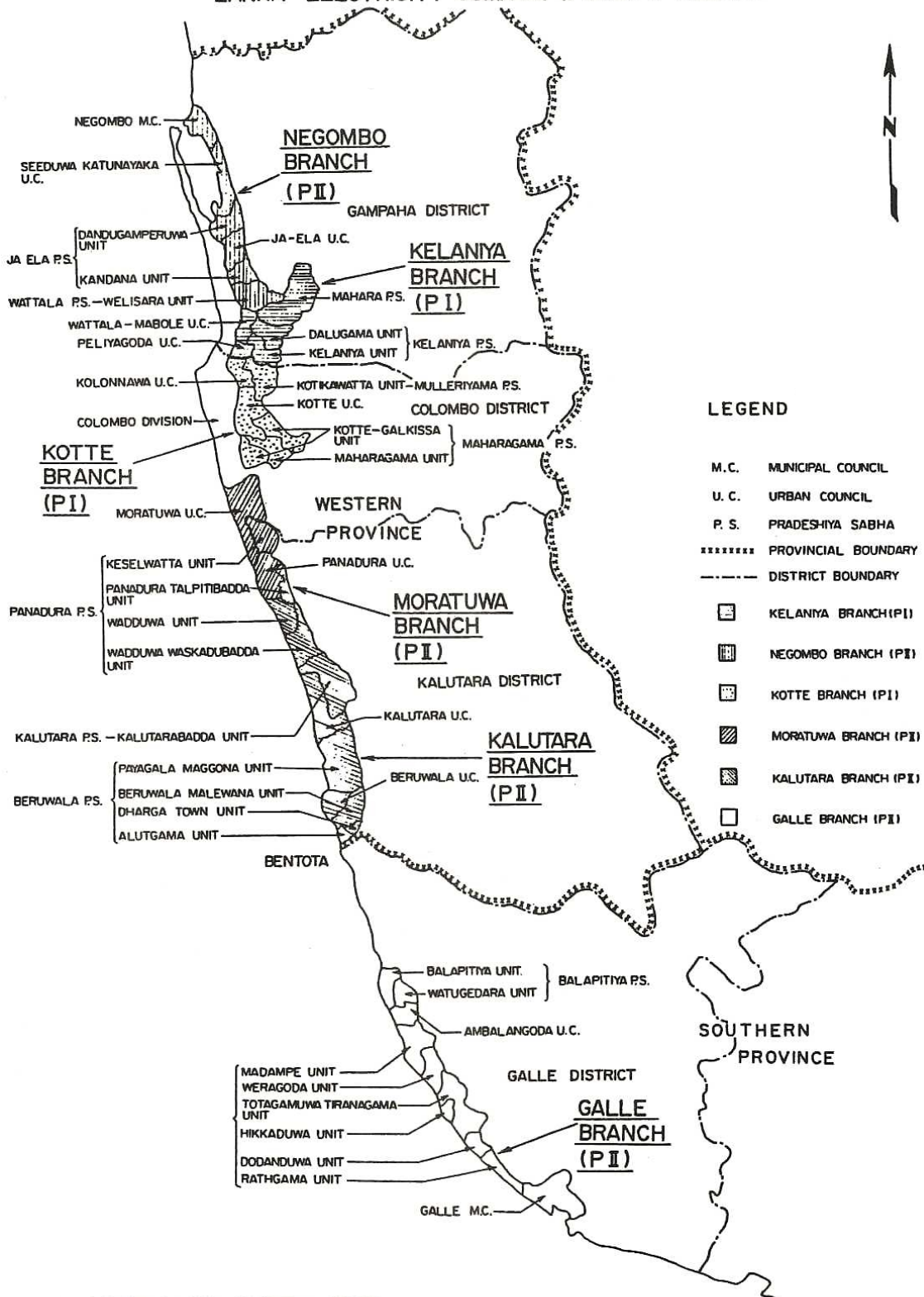
なお、MIP 次官との面談で聴取したところ、地方電化の民営化インセンティブは少ないため、今後も政府が運営する発電会社（GENCOs）が扱うことになるとのことだった。

図 2.1.1 セイロン電力局の組織
 CEYLON ELECTRICITY BOARD (CEB)



2.1.2

LANKA ELECTRICITY COMPANY (PRIVATE) LIMITED



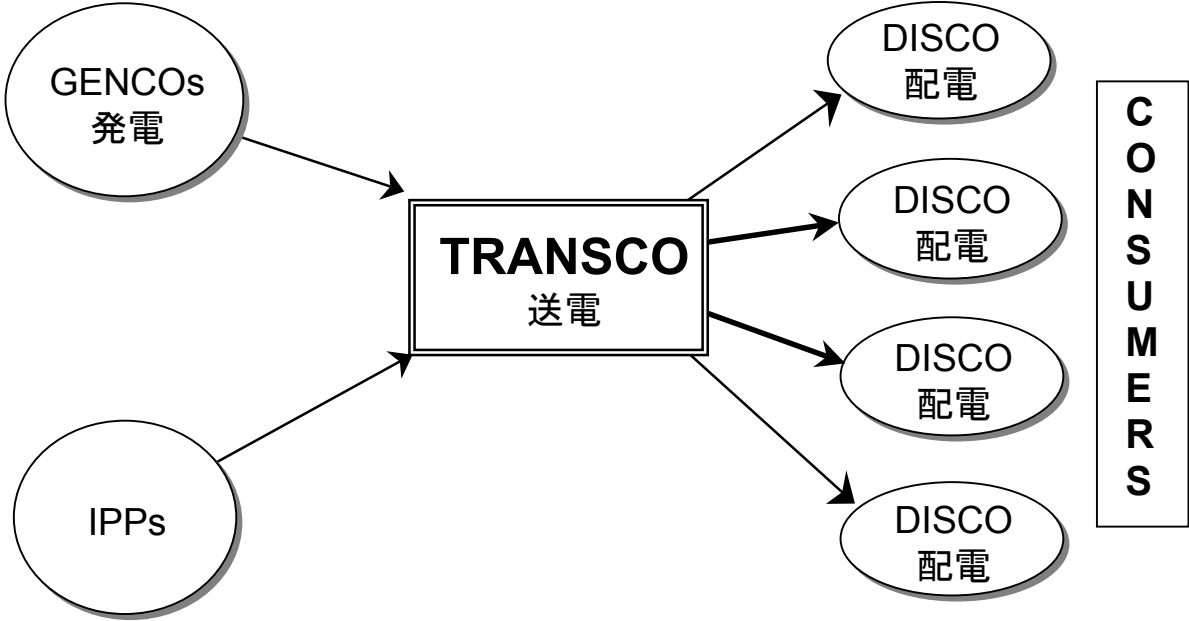
MAP SHOWING LECO OPERATION AREAS

DRG. No. LEC/Pr. 111/96/347

出所) LECO

SCALE - N.T.S.
01-04-1996

図 2.1.3 電力セクター機構改革の概念



2.2 電力事業経営

2.2.1 経営状況

電力供給状況

本調査団がコロンボ滞在時の電力供給は安定しており、ホテルで瞬断は何回かあったものの停電はなかった。JICA の久保 CEB 駐在員によれば、年当初から渇水が気づかれていたが、6月に雨がかなり降り持ち直している由。

スリランカの電力供給は、現在、水力7割、火力3割の水主火従の構造となっているが、過去4～5年ごとに渇水となっており、前回1996年には設備不具合と電力セクター機構改革の反対ストライキも重なり、長期輪番停電に至った。以後は雨量も平常に戻り、ディーゼル発電所の設置もあり、安定供給を続けてきている。

収支・財務状況

セイロン電力庁(CEB)は発電と送電の全部と配電の84%を運営している。

コロンボを除く西海岸沿岸の人口密度の高い地域を対象に配電の残り16%についてはLECOが運営しており、財政は健全であり運営状況も着実と見受けた。

CEBは政府直轄と言うより公社の形で独立採算の運営をしている。LECOは会社名にPrivateを冠して民間会社であることを強調しているが、その株主はCEB54%、政府大蔵省44%で、残りの2%も公的2機関が株式を保有している。

CEBは、国に税金を納めた上、且つ設備投資の相当額を自己の内部留保(再評価積立金が特に多い)より充当している由である。また、LECOは、高額の法人税を払った上で25%の配当を実施している。

CEBでは、こうした財政状況となっている理由として、物価上昇に対応し料金値上げがほぼ毎年実施されたこと 資産再評価が毎年実施されてきたこと、が掲げられている。

これらは、世界銀行(WB)及びアジア開発銀行(ADB)が資本回収率8%(但し再評価した資産ベース)等々の条件を借款に付し、スリランカ政府がほぼ忠実にこれを履行してきたこともその一因と考えられる。

IPP対応

CEB 会長との面談時、IPP 契約は Take or Pay 方式で CEB 側としても発電価格高騰のリスクを負っているため、料金や石油価格変動を踏まえた IPP 契約についての知的支援を得たいとの発言があった。

2.2.2 電力料金

スリランカの電気料金は、家庭用（種別：Domestic）の料金が低く、反面、産業用（種別：Industry）の料金が高く、種別間での内部補填（Cross Subsidiary）がされている。また、原価を反映した料金体系とはなっていない。このため 海外企業の国内進出が阻害される 電化推進が阻害される、等が懸念されてきた。

今回調査の結果、現行の料金設定（2000年1月1日以降適用）は数年前に比べ大幅に改善されていることが判明した。これは、物価上昇に伴い実施された料金改定の際に、家庭用と産業用の差（小需要家向けが安く、大需要家向けが高い逆転）を逐次補正してきたことによるものである。（図 2.2.1 参照）

今後の課題として、発電源が水力から火力に主体をシフトして行くため、発電コスト全体に占める燃料費の比重が高まり、燃料単価の変動が経営収支に与える影響が大きくなることが挙げられる。輸入燃料単価の変動を、速やかに料金単価に反映する「燃料費調整」を導入することが望まれている。

近年の経緯

スリランカの電気料金は結果的に全国一律料金とされている。1996年 CEB は ADB 資金を受けて電気料金の検討をスイスのコンサルタント Electrowatt Engineering 社に委託し、同社は1997年1月の最終報告書で改善案を提示した。

その骨子は、家庭用と産業用電力料金間の隔差が大きすぎる 種別間での費用補填は国の社会政策上全廃することは困難だが改善が必要、との指摘だった。これらの2点を除けば電気料金体系・料率とも合理的で且つ簡明でよいとのことであった。

1997年3月、CEB、LECO、ADB の会合もたれ、一度に全面的な改定は実現の見通しがないので、約4年間にわたって逐次一歩ずつ改定して行く方針が立てられた。

以後の推移は図 2.2.1 が示すように、この方針に添って着実に改善されてきている。

この図 2.2.1 から、現時点で格差はプラスマイナス 10%以下となっている。次回の料金改定でプラスマイナス 4%以下、そして次々回の料金改定で格差解消を期待している。

現行の料金体系と料率

現行の料金体系と料率を表 2.2.1 に示す。月額料金制度であり、まず種別が小口と大口に二分され、その中で用途別にまた供給電圧別に区分される。

家庭用は従量制であり、30、90、180kWh/月を境とする4段階料金制である。30kWh までが単価（Rs/kWh）2.4、これを超え 31-90kWh までが 2.9、91-180kWh までが 5.5、181kWh 以上が 7.20 で、使用量が増すにつれ単価が高くなる方式となっている。最初の2段階は国の社会政策を配慮したものの。最低料金 30Rs である。

宗教団体（慈善事業、老人ホームなどを含む）は家庭用と同じ段階制だが単価は約 20%安くしている。家庭用（宗教を含む）を除く他の種別は 2 部料金制度で、契約容量（kVA）により定まる固定費と使用量（kWh）に比例する従量費の合計値を料金としている。

産業用では、スリランカのピーク時間に対応する午後 7 時より午後 10 時までの間をピーク料金とし単価 8.7-9.2、それ以外の時間帯をオフピーク料金とし単価 3.7-4.15 を適用している。

以上の体系・料率は電気の浪費を防ぎ、またピーク最大電力をおさえて電力設備投資の軽減を図るためのインセンティブを目指したものと見られる。

なお、電気料金には一律 12.5%の税金が課せられる。ただし月 90kWh までの分については除外される。

その他

（ 1 ）燃料費調整

現行の料金では考慮されていない。今後輸入燃料単価変動に備える必要があることは前述の Electrowatt 報告書でも指摘されている事項で、CEB の料金担当部門はその必要性を認識しており、制度改定の時期を狙っているものと見うけられる。

（ 2 ）電化時に需要家が負担する資金

未点灯の需要家が新たに電気を使う場合、屋内の配線工事や、照明器具・電球などの購入に金が必要となる。その他に、屋外配電線、引込み線、電力計器、試験費用などの負担を求められる。途上国の場合この負担が現金収入に比べて過大なため、電化が進まないケースもある。家庭用 230V、15A の需要家の場合（日本で最も一般的な電灯需要家 100V-30A に相当）は以下であった。

- ・ CEB に納付する額 $1,800Rs + \text{引込み線長さ(m)} \times 75Rs$
- ・ 上記 1,800Rs の中には、配電線、電力計器、試験費用等の一切を含む。
- ・ 新規需要家が一度にこの金額を負担できないときは、CEB が保証人となり人民銀行より融資を受ける道がある（返済利息は 17%）。電気料金といっしょに月賦返済する。

CEB 担当部門では、1,800Rs（約 2,500 円）は収入と比べてそれほど高い金額ではないと。

ちなみに、CEB 送電部門での屋外労働者委託単価は時間当たり 50Rs であった。

（ 3 ）電気料金回収率等

請求書を発行したが料金を得られなかった率は、数値の明言は避けたが非常に低いとの返事であった。

不正使用（ノンテクニカルロス）の比率は数%未満と推定され、近隣のインドやバングラデシュに比べ著しく低い値となっている。

CEB の 1999 年報によれば 1999 年度に 4,000 回以上の点検を実施し、また、電力計器の較正も強化している由である。

(4) 料金計算業務の地域分散

CEB は、全国の検針データを中央の計算機で処理しその結果を各地域の支店に送っていたが、これでは時間がかかるので地域毎に計算業務を行うよう分散化を実施中であった。ただし、大口需要家は本社扱いのままにしている由である。

(5) 料金の納入

CEB 電気料金の払込は、本社・各地域の支店・その下の派出所（デポ）に需要家が持参する他に、郵便局と銀行でも振込できる。

なお、LECO の年報によれば、同社はデポの名称をサービスセンターに変更し、お客様へのサービスをモットーに事業を行い始めている。

Fig 2.2.1.1 Average Electricity Prices in percent of overall av. Price

Scenario-2

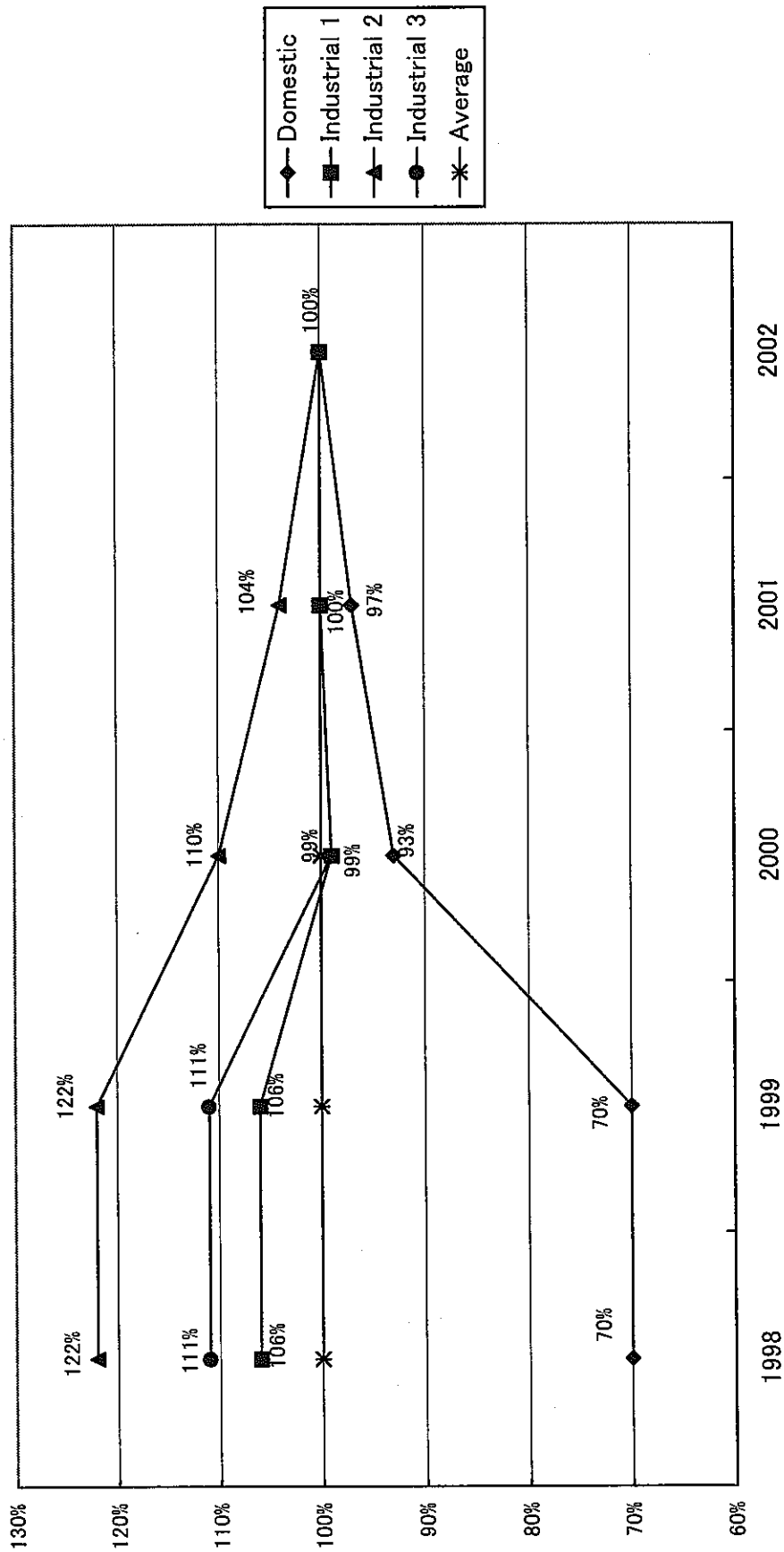


表 2.2.1 CEYLON ELECTRICITY BOARD

Consumer Service Branch

TARIFF EFFECTIVE FROM 1ST JUNE 2000

12.5% GST will be applicable to all charges except for the 1st 90 units consumption per month
w.e.f. 01.04.1998

RETAIL CONSUMERS

					DOMESTIC purpose		RELIGIOUS purpose	
					Tariff Code 1-1		Tariff Code 5-1	
Block 1	01	-	30	Units @	Rs. 2.40	Per unit	Rs. 2.00	Per unit
Block 2	31	-	90	Units @	Rs. 2.90	Per unit	Rs. 2.10	Per unit
Block 3	91	-	180	Units @	Rs. 5.50	Per unit	Rs. 3.20	Per unit
Block 4			above 180	Units @	Rs. 7.20	Per unit	Rs. 5.75	Per unit
Monthly Minimum Charge					Rs. 30.00		Rs. 30.00	

	General Purpose		Industrial Purpose		Industrial Time of Day			
	Tariff Code		Tariff Code		Tariff Code			
	5-1	3-2	2-1	2-2	2-1D		2-2D	
Supply at 400/230V Contract Demand <42kVA					Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Unit Charge Rs/unit	6.80	6.80	4.75	4.75	9.20	4.15	9.20	4.15
Fixed Charge Rs/month :					30.00		230.00	
1. CD upto 10 kVA	30.00		50.00					
2. CD > 10 kVA		230.00		230.00			230.00	

BULK CONSUMERS

	General Purpose	Industrial Purpose	Industrial Time of Day		Industrial Stand by	
	Tariff Code	Tariff Code	Tariff Code		Tariff Code	
Supply at 400/230V Contract Demand 42kVA & above	G2	J2	D2		S2	
			Peak	Off Peak		
Unit Charge : Rs/unit		6.40	4.40	9.10	3.90	4.40
Demand Charge : Rs/kVA		350.00	270.00	260.00		CDx70.00
Fixed Charge : Rs/month		550.00	550.00	550.00		550.00

	General Purpose	Industrial Purpose	Industrial Time of Day		Industrial Stand by	
	Tariff Code	Tariff Code	Tariff Code		Tariff Code	
Supply at 11,000V & above Contract Demand 42kVA & above	G3	J3	D3		S3	
			Peak	Off Peak		
Unit Charge : Rs/unit		6.30	4.35	8.70	3.70	4.35
Demand Charge : Rs/kVA		330.00	260.00	240.00		CDx60.00
Fixed Charge : Rs/month		550.00	550.00	550.00		550.00

Public Street Lighting Tariff - RS. 4.70 per unit

Miscellaneous Charges

Installation Testing Charge		Retail Meter Testing on Consumers Request	Rs. 450.00
New Installation & Extension – First Testing	Free	(if the error exceeds + or –2.5%, fee will be refunded)	
Each Additional Testing if 1 st testing unsatisfactory		Charge for Delays in Payment	
Single Phase	Rs. 250.00	i Surcharge on arrears	10% &
Three Phase	Rs. 600.00	ii Processing Charge	Rs. 500.00
		Reconnection fee-(after disconnection on consumer's request)	Rs. 500.00

2.3 開発計画

概要

電力の長期計画は「Long Term Generation Expansion Plan」を毎年見直すことにより行われており、最新版は1999年1月発行の「1999年より2013年」までの計画がある。これを本年に改定する予定であったが、西海岸石炭火力発電事業（3x300MW）に対し大統領がプロジェクト凍結を発表したことにより、今後の見通しが立たなくなり、発行が中止となった。この計画中止により2004年に以降に電力不足が発生することが懸念されている。

現在は水主（69%）・火従（31%）であり、経済性の観点から水力をベースロード、火力をピークロードとして運用している。今後電源開発が量的に火力に移るため2010年には水力50%・火力50%となり、水力を本来の特性にマッチしたピーク対応とした運用が目指されている。

1999年1月発行の「Long Term Generation Expansion Plan」に記載された電源開発の長期計画を表2.3.1に示す。（注：2000年分は未入手）

IPPを含むすでにコミットされた電源計画を「Long Term Generation Expansion Plan」から引用して表2.3.2として示す。（なお、この表中のWest Coast Coal Plantは前記のとおり大統領より中止命令が出されている）

電力セクターの1999年度の概要をCENTRAL BANK OF SRI LANKAのANNUAL REPORTより引用し表2.3.3として示す。

最近の動きと現状

以下に電力の長期計画に関わる最近の動きと現状を列挙する

- (1) 1999年は渇水の影響で水力が十分に出力を出すことができず、Thermal generationの発電量が11%増加した。この結果水力の発電に占める割合は67%までに低下した。（表2.3.3参照）
- (2) 1999年の発電量は9%前年より増加したが、一方需要は前年比7%増に留まりこれは前年の10%より低い伸びである。需要の低い伸び率はIndustrialの伸びがゼロであったことによるが、Domesticの伸びは13%と前年の14%とほぼ同じである。発電量の伸び率の割合はCEB Thermal: 12%, CEB Hydro: 6%, IPP Thermal 30%であった。（表2.3.3参照）
- (3) 1999年のCEBとIPPの発電設備容量は1691MWで水力1143MW(67%)、火力545MW(32%)、風力3MW(0.2%)の構成である。（表2.3.3参照）
- (4) 1999年のIPPの全発電に占める割合は8%である。（表2.3.3参照）
- (5) CEBのThermal IPPよりの電力購入コストは1997年のRs.6.00より1999年のRs.6.28に上昇している。またPrivate Hydroよりの1999年の購入価格は乾季：Rs.3.22、雨季：Rs.2.74である。平均のCEBのIPPよりの電力購入コストは1998年のRs.3.60より1999年のRs.4.05に上昇している。

- (6) 環境上の問題を理由とした NGO や住民の反対で、いくつかの電源開発プロジェクトに遅延が発生しており、2004 年時点での供給力不足が懸念されている。最も大きな問題は西海岸石炭火力発電事業である。反対派は、4.2 キロに及ぶ揚炭棧橋がゲリラの攻撃に対して防備が困難であること・棧橋建設により教会付近の海岸侵食・大気汚染を理由として挙げている。同発電所建設では、環境審査を含めた手続きは完了し着工できる状態にあったものの、地元の教会牧師を中心とした反対運動受け、選挙を直前に控えた大統領が国民との摩擦を避けるため突然にプロジェクトの凍結を発表したと目されている。
- (7) Upper Kotmale 水力発電所に関しても反対運動が展開されていたが、法廷上での和解が成立して着工への目処がついたとのことだった。
- (8) 国内の発電需要量と必要になる投資がつりあわず現実的でないことを理由に、CEB は当面 LNG の導入は考えていない。
- (9) 2012 年以降の計画としての Trincomalee の石炭火力発電所計画（東海岸）があるが、先行き不透明であるとの CEB 見解であった。（表 2.3.1 参照）

今後の方向性と課題

- (1) 本調査団との意見交換において Reform Manager より、「ピーク運用に適した水力がまだ 300 MW 程度は開発可能である。この水力開発、及び、電源運用形態の変更（水力をベース運用からミドルまたはピーク運用に変更）に関わるシステム作りへの支援を期待する」趣旨の表明がなされた。なお、JICA は水力発電システムの運用、設備設計の見直し、既設水力発電所増強の可能性につき 2000 年 11 月ごろの調査を予定している。
- (2) WB (World Bank) の方針は CEB のリフォームのフレームワーク作りに専念することである。逆に現状においては、下記の項目に WB が支援することはないとの方針である。

新規水力発電案件	新規火力発電案件
新規送電・配電案件	電力セクターへの投資。
- (3) 上記 (2) の状況にあって、CEB 及び MIP では、日本の資金に期待が寄せられている。WB 及び ADB の動きと協調を取りながら、長期的な電源開発策定とその実現に向けた事業管理能力育成に協力してゆく必要があると思われる。

表 2.3.1

Generation Expansion Plant Sequence – Base Demand Forecast

YEAR	HYDRO ADDITIONS	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS	LOLP
1999	-	-	-	4.750
2000	-	<i>40MW Diesel Engine Extention to Sapuguskunda (Kfw Fundad) 60MW Barge BOO Plant</i>	-	3.695
2001	-	<i>100MW GT part of 150MW Combined Cycle at Kelanitissa 150MW BOOT Combined Cycle Plant</i>	-	.005
2002	-	<i>50MW Completion of 150MW Combined Cycle at Kelanitissa OECF</i>	-	.031
2003	<i>70MW Kukule Ganga run-of-river</i>	<i>150MW Combined Cycle at Kerawalapitiya</i>	2 x 22 MW Kelanitissa Oil Steam Plant	.015
2004	-	<i>300MW Coal Steam West Coast</i>	-	.005
2005	-	-	-	.030
2006	150MW Kotmale	Upper	-	.021
2007	-	-	-	.123
2008	-	300MW Coal Steam West Coast	-	.033
2009	-	105MW Gas Turbine	4 x 18 MW Sapugaskanda Diesel Plant	.036
2010	-	300MW Coal Steam West Coast	-	.048
2011	-	-	-	.273
2012	-	300MW Coal Steam Trincomalee	-	.123
2013	-	105MW Gas Turbine 10MW Diesel Engine-Residual Oil	23.5MW Lakdanavi Diesel Plant	.322
Total PV Cost up to year 2018, US\$ 1,981.9million (Rs. 121.549.6 Million)				

Notes : Discount rate 10%. Exchange Rate as at 01st January 1998 – US\$1 = SL Rs.61.33.
All Additions / Retirements are carried out at the beginning of each year.
Shown in *Italic* are committed plants.

表 2.3.2

Commercial Power Plant Additions

HYDRO PLANTS	Ins.Cap. (MW)	Annual Average Energy (GWh)
Kukule Power Plant (Commissioning-2003)	70	306
Upper Kotmale Power Plant (Commissioning-2006)	150	535
THERMAL PLANTS		Max. Energy Capability (GWh)
Sapugaskanda Diesel Power Plant (Commissioning-2000)	40	273
Kelanitisa Combined Cycle Power Plant (Commissioning-2002)	150	1110
Kerawalapitiya Combined Cycle Power Plant (Commissioning-2003)	150	960
West Coast Coal Power Plant (Commissioning-2004)	300	1970
INDEPENDENT POWER PRODUCERS		Min.Guaranteed Energy (GWh)
Colombo Harbour Barge Mounted Power Plant (Commissioning-Mid 2000)	60	420
Kelanitissa Combined Cycle Power Plant (Commissioning-2001)	150	1209
Total Committed Capacity	1070	-

表 2.3.3

Performance of the Power Sector

Item	Unit	1997	1998	1999(a)	Percentage Change	
					1998	1999(a)
Available Capacity	MW	1,595	1,636	1,651	3	3
Installed Capacity	-	1,575	1,636	1,691	4	3
CEB - Hydro	-	1,137	1,137	1,137	0	0
Thermal	-	405	405	453	0	12
Wind	-	-	-	3	-	-
Private - Hydro	-	2.0	3.0	6.0	0	200
Thermal	-	31.0	32.0	92.0	197	0
Hired Private Power	-	20	-	-	-	-
Units Generated	GWh	5,145	5,638	6,134	10	9
CEB - Hydro	-	3,443	3,509	4,152	14	8
Thermal	-	1,032	1,246	1,396	18	12
Wind	-	-	-	3	-	-
Private - Hydro	-	4	6	18	56	184
Thermal	-	13	390	507	2,902	30
Hired Private Power	-	358	18	-	-95	-
Self Generation	-	235	114	109	-51	5
Total Sales	-	4,039	4,521	4,809	12	6
Domestic	-	1,213	1,578	1,535	14	13
Industrial (D)	-	1,430	1,614	1,613	13	0
Commercial	-	699	758	829	10	0
Local Authorities / LECO	-	657	722	762	10	6
Street Lighting	-	50	49	50	-1	1
System Loss (Excluding Staff Generation)	%	17.7	16.8	20.7	6	10

Source : Central Bank of Sri Lanka

(a) Provisional

(b) Excluding Self Generation

2.4 火力発電

概要

今後の電源開発は火力を中心として行なわれることは 2.3 に記した通りである。電力需給計画は毎年改定される「Long Term Generation Expansion Plan」で明確に定められているが、政治的思惑で計画変更が余儀なくされている。特に火力発電は、環境問題による影響を受けやすく、次項で示すとおり、プロジェクトの実現に大きな影響を与えている。今後環境問題への対応が重要なポイントとなる。

最近の動きと現状

以下に火力発電に関する最近の動きと現状を列挙する。

- (1) 1999 年、Kelanitissa 150MW コンバインドサイクル発電所建設を着工した。投資額は US\$154million の円借款事業である。
- (2) 2004 年完成予定の西海岸石炭火力発電事業のエンジニアリング・サービス・レポートが完了した。投資額 US\$658million。この計画地点は、需要の中心であるコロombo市より北方へ約 150km、遠浅の海岸で、砂州上にある。
しかし前記のとおり、大統領が国民との摩擦を避けるため突然にプロジェクトの凍結を発表した。建設現場を南部または南東部に移すべく FS を開始することの決定があった。
- (3) IPP 火力として現在次のものが進行中である。
 - 60MW パージマウント発電設備 を Colombo Power (Pvt) Ltd が US\$72million を投じて建設中であり 2000 年中には完成予定。
 - 8MW ディーゼル発電設備を Kool Air (Pvt.)が 2000 年中に着工予定
 - Anuradhapura と Matara にそれぞれ 20MW のディーゼル発電設備を設ける総額 US\$41million のプロジェクトが予定されている。
 - Kelanitissa に 165MW コンバインドサイクル発電設備を建設する Memorandum of Understanding (MOU)が調印された。 (表 2.3.1 と表 2.3.2 参照)
- (4) 1999 年 Sapugaskanda の 40MW ディーゼル発電設備が運開した。(表 2.3.2 参照)
- (5) Colombo 周辺の大気汚染の具体的数値はつかんでいないが市内を車で通行するさいに窓をあけて走るとあまり良い状況でないことがわかる。この主な原因は車であると思われるがこれが Colombo 周辺の火力発電所計画にも影響を及ぼしている。一方コロombo周辺には固定式 2 台と可動式 1 台のモニタリング装置があるが、台数に不足がある。これら 3 台のモニタリング装置からデータが送られてくるが、それらのデータを解析するプログラムがないのが問題である。これに関わる改善の提案を JICA より CEB に派遣されている専門家が行うこととなっている。

今後の方向性と課題

火力発電の開発は環境問題と調和をとって行う必要がある。これは単に発電設備の性能の問題ではなく、

- 1) 環境モニタリング
- 2) モニタリングしたデータを解析するソフトと技術
- 3) 環境問題の正しい認識をを与える公衆に対する教育
- 4) 環境アセスメントの過程の透明性
- 5) 環境行政マネジメント

の問題でもある。急速に伸びる必要がある火力発電と並行していかに環境問題を解決して行くかが重要となる。

2.5 水力発電

概要

スリランカは、島の中央部に 2,000m 級の山々があり、年間雨量は 3,000mm といわれる水の宝庫である。1980 年代以降計画経済のもと精力的にダム建設が行われてきた。建設されたダムは大きくはあるが次年度に繰り越すほどの貯水量はないので、数年おきの渇水時には補給火力が運転されてきた。

水力の主な地点は既にほぼ開発し尽くされて、CEB は小水力の開発に力を入れている。一方、既設の水力発電設備の出力向上、または不具合により低出力を強いられているか、または老朽化した水力発電所のリハビリも、重要な項目として上がってきている。また、今後水力をベース負荷対応よりミドルまたはピーク対応に変更する必要があるが出てくるが、これに対応した運用システムの構築も必要となってくる。

最近の動きと現状

以下に水力発電に関わる最近の動きをと現状を列挙する。

- (1) 小水力は private sector の参入が許されており、1999 年には 4MW 増加し 6MW となっている。
(表 2.3.3 参照)
- (2) ククレ水力発電所(70MW ・ 円借款事業)の本格工事が 1999 年に着工した。投資額 Rs.17,732million。工事の進捗は水路・発電所が 5%、堰の工事が 15%と遅れ気味である。ここでも貯水池予定地の薬草に被害があるとして、NGO よりクレームが来ている。
- (3) アッパーコトマレ水力発電所 (150MW) 案件の E/S が円借で実施され、着工が 2001 年に予定されている (円借款検討中)。滝の景勝悪化を理由とした反対運動が起きたが、環境保護団体との法廷和解が成立した。新聞紙上では NGO 所属の個人(1 名)が反対記事を投稿している。

- (4) 5 つの IPP トータル 10MW の小水力発電設備が現在進行中であり、2000 年中に運開予定である。また、CEB は 27 の小水力プロジェクトに対して Letter of Intent (LOI) を発行しており、これらのトータル発電能力は 67MW に上る。
- (5) JICA は水力発電システムの運用・設備設計の見直しと、既設水力発電所増強の可能性につき 2000 年 11 月ごろの調査を予定している。
- (6) Wimalasurendra 及び New Laxapana 水力発電所のリハビリテーションに関する調査が 1999 年に行われ、故障による度重なる停止により十分な出力を出せない状況にあることを示した上で、機械、電気、制御に関するリハビリテーション項目の提案を行っている。
- (7) Old Laxapana 水力発電所能力増強のためのスタディーが 1999 年年に行われ、能力増強の可能性が示されている。

今後の方向性と課題

今回のミッションでは、各水力発電所の詳細調査は行っていない。JICA の行う 2000 年 11 月ごろの水力発電システムの運用、設備設計の見直し、既設水力発電所増強の可能性に関する調査の結果に注目する。

2.6 送電と配電

概要

送電の長期計画は「Transmission Development Plan 2000-2010」に基づいており、最新版は 2000 年 2 月発行である。この長期計画は 2 年ごとに見直しが行われている。配電に関する長期計画はない模様である。

送電も配電も着実な進展がはかられており、特に需要家口数の伸び率実績は 10% 台と非常に大きい。この中には、資金と手間が大幅に必要な電化促進分も含まれていることを考慮すると特筆に価する。

このような着実な進展は、

設備拡充計画策定の手法をほぼ完全に取得したこと

担当部門の熱意

資金手当がなされたこと

により達成できたものと考えられる。

担当部門の現在の関心は、長い停電時間の短縮に移ってきており、この面での日本からの支援が期待されている。反面、系統運用（給電）ならびに事業運営全般を下支えする通信部門の体制はまだ弱体であり、通信部門の重要性認識はこれからとの感がある。

電化率は未だ 50% を越えたばかりの所であり、完全電化の早期達成はスリランカ国民の強い期待

がある。配電担当部門はこれに応じて自力で、外注工事業者の育成・規格統一・設計マニュアルの整備等を進めてきている。

送電と配電の区分

CEB の業務区分では

基幹系統 : 具体的には 220、132kV 送電線とこれにつながる系統開閉所・変電所 (Grid Substation 220/132/33kV、132/33(11)kV) を送電部門

配電系統 : 具体的には 33kV 配電線以降需要家迄を配電部門
となっている。また、配電部門は検針・料金計算等の業務も担当している。

なお、LECO との区分は 11kV 配電線以降を LECO とし、計量は CEB 変電所の変圧器 2 次側 11kV 出口となっている。

送電

(方式)

送電線・変電所とも、2 回線鉄塔で、変電所内は母線で構成される方式等、日本と類似した方式を採用している。なお中性点接地方式は 220kV から低圧に至る全ての電圧段階で直接接地方式であった。

(計画手法)

設備拡充計画の策定手法は、1997 年 1 月 JICA 支援で実施した「マスタープラン」を踏襲している。この結果をもとに 1998 年 11 月送電拡充計画 1998 - 2008 を策定。現行の計画はこれを見直した 2000 - 2010 年計画であり、その特徴は

- (1) 目下切断されている北部区域への線路は 2005 年に再接続
- (2) 需要想定は系統変電所ごとの最大需要 (kVA) を想定
- (3) 信頼度クライテリア (基準) を忠実に履行

が挙げられ、(2) (3) により、想定を上回る需要の急増にある程度対処できるとみられる。

(担当部長との面談)

CEB の担当部長 (AGM) との面談では Puttalam 石炭火力の動向について話題が集中した。万一別のサイトに変更となれば、この発電所の送電配電用に 2004 年運転開始予定の 220kV 送電線整備とそれに関連する計画は見直しが必要となる。

(CEB 総裁との面談)

CEB 総裁 (Chairman) より、インドとの系統連系につき「昨年インドに話をもちかけたところ、インド側の回答は Yes との話があった。

インドとの系統連系は、経済性のすぐれた大容量発電ユニットの採用を可能とすることにはじまり、季節～時間帯の電力融通非常時の緊急融通等々、両国の電源設備計画に多大のメリットをもたらす

ものである。日本はこれに必要な全ての技術的ノウハウ、機器製造、工事施行の能力を有している。また、CEB では電路線に併設する光ファイバーケーブルの活用にも関心を抱いており、CEB 総裁から今後、送・配電線路に光ファイバーケーブルの併設が進められると考えられるが、その通信能力は膨大で、かつ信頼度が高く、CEB の所要通信需要に加え、一般家庭の TV や IT 等々の用途に活用できる。信頼度は非常に高いとの期待が表明された。上部機関に意見具申を行っているものの、政府の方針がない。CEB の収益にも貢献できるとともに、方針形成の知的支援を日本に期待すると希望が示された。

スリランカで送配電線への光ファイバー併設はこれからの状況であり、送配電の担当部門も検討を開始していない。

配電

(配電方式)

スリランカの配電方式は世界（欧州）標準に沿ったもので、どちらかと言えば米国標準に類似している。日本の配電方式とは、かなり相違している。

(計画手法)

配電設備の計画手法については、1997 年にコロombo市内のみを対象として実施された “Development Plan for Electricity Network in Colombo City” の Study が大きな影響を与えている。

この Study は AusAID の協力によるもので、CEB とニュージーランドのオークランドにあるコンサルタント Worley International 社が実施にあつたている。双方より数人のエンジニアが専任で作業が行われた結果、コロombo市供給について凡そ 20 年先（需要 5 倍強）を展望して、適切なフィーダー方式等々のスタディが行われている。その成果は中期的な基本計画立案に際しての方向性と指針を与えるものである。長期的観点からは合理的・最経済的な拡充計画を策定するには、上位電圧担当部門（送電部門）との密接・円滑な意志疎通が必須のものとなることを明かにしている。例えば 220kV 系統の都心導入について、この点の重要性が再三にわたり力説されている。なお、この Study プロジェクトは、当初 SCADA（Supervisory Control and Data Acquisition 遠方監視制御システム）専門家の欠如を懸念した CEB の要請によりスタートしたが、当初の調査の結果、もっとファンダメンタルな設備関係資料の整備等が欠けていることが判明したため、これを目的として実施されたものである。

最新の CEB 年報 1999 によれば、設備諸元データの精度向上に取り組むとしている。設備の位置・線路長の確認のために非常に有効な方法と考えられる。

(業務の地域分散、権限委譲、マニュアル整備)

従来は CEB 本社で実施していた業務を、逐次各地域のセンターに委譲している。同時に規準、マニュアルの整備も進めている。一例として“Standard Construction Cost-2000 Jan.2000”が挙げられる。12 頁の小冊子であるが、表題・目次の各項ともコスト(単価)の一覧ではあるが、選定できる線種・変圧器、新設と増設の基準も規定され配電設計業務の大半がこれ一冊で間に合う簡明なものである。膨大な量となる機材の標準化も自動的に行え、予算積上げもこれ一冊ですむ。当面は地域ごとの差異を無視し、全国一律の基準で合理化し、スピード化をはかることが意図されていると見られる。

(ロス低減)

システムロスの低減に関しては、努力が払われているものの 1998 年のテクニカル及びノンテクニカルを含めたシステムロスが前年より 1.1%増えて 18.81%、1999 年は 20.7%となっている。この理由に関し、CEB では需要量増大に伴い配電線長さが延長されたことと、料金メーター設置の遅れとの説明を行っている。

これらの説明は共に事実であると認識はするが、それ以前にシステムロスの定義に問題があるとも考えられる。すなわち、スリランカはかつては圧倒的に水力発電国であった。水力発電所の所内率(発電所内の照明や潤滑油ポンプ等を運転するため必要な電気)は 0.1%程度であるのでその発電所内で消費する電力も System Energy Loss に含めていた。一方、火力発電所の所内率は大型のポンプ・ファンが必要なため数%のオーダーとなり、この所内消費をロスとみると、火力発電比率の増大に伴い System Energy Loss は増大する。

世界的には、送電端電力量(発電端電力量 kWh から所内消費電力量 kWh を差引いた値)と販売電力量と比較し送配電ロスとしている。

送配電ロスは低減しているのに、システムロスの数字が増え、送配電部門の担当者が苦しい言い訳を作っているのは気の毒である。

(工事の外注)

新規建設工事の外注比率は 75%に達したが、保守工事は未だ 5%にしか達していない。CEB は約 80 人の要員で全国の保守を実施していることを考えれば少数である。33kV 配電線の長さは 1 配電線で 100km を越えるものもある。

(日本からの支援要望)

地域配電コントロールセンター設置への技術支援

保守の運営管理マネジメントへの技術支援

配電系統保護システムマニュアル作成への技術支援

220kV 活線作業など高度技術への支援

最近の動きと現状

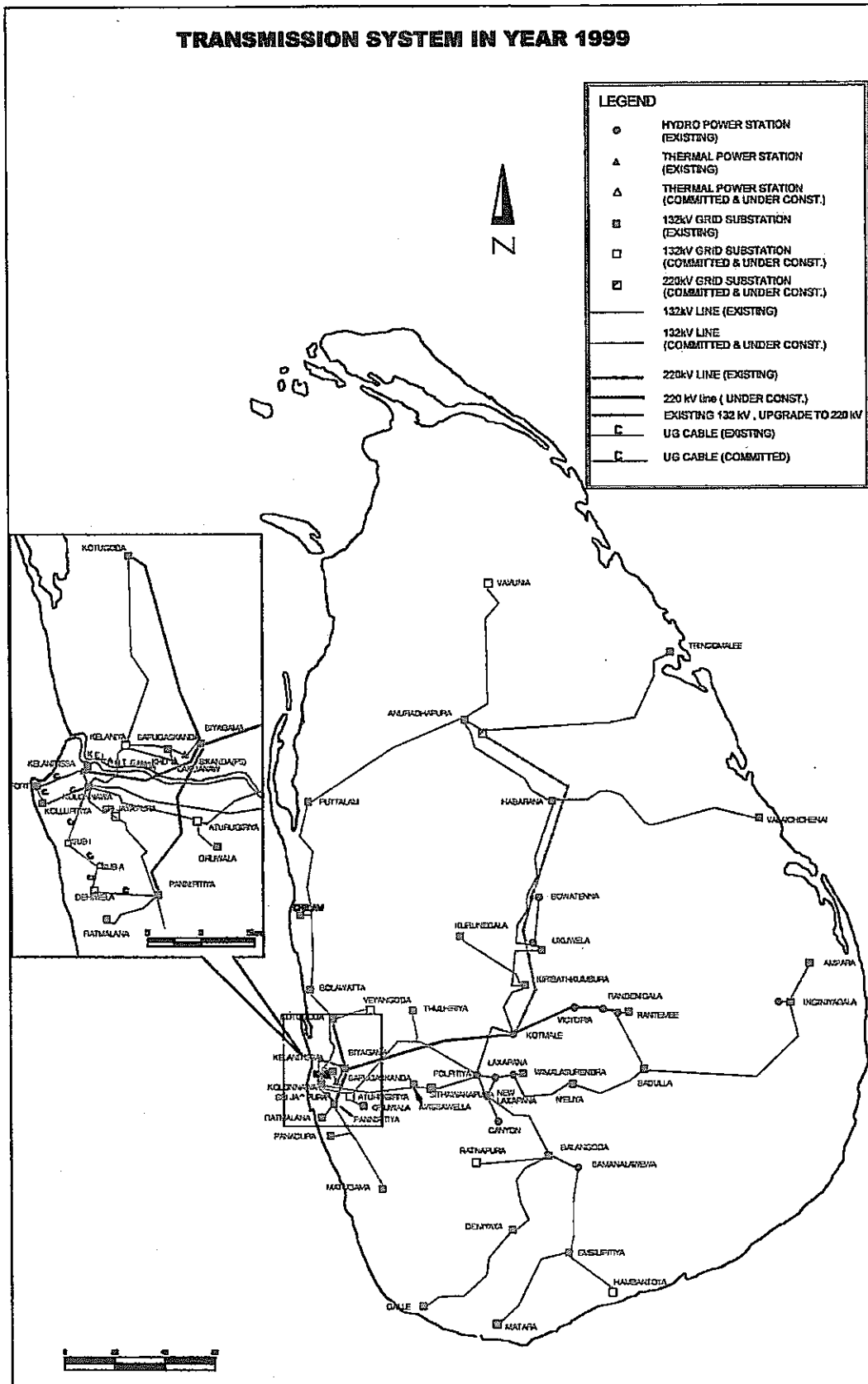
以下に送電と配電に関わる最近の動きと現状を列挙する。

- (1) CEB は送電網整備の 3 つのプロジェクトを 1999 年に着工した JBIC の Rs.1,956million 資金提供による送電網整備事業 II (LA 金額 4,030 百万円)
KfW(Germany)の Rs.547million 資金提供による Kelaniya-Ratmalana Grid Sub-station Project NORAD(Norway)の Rs.248million 資金提供による Vavuniya Substation Project.
- (2) 現在の SYSTEM CONTROL CENTER は PLC (Power Line Carrier 電力線搬送) によるモニタリングのみを行っており、系統のコントロールは行っていない。これを 5 から 6 年の間に近代化したい意向を持っていることが本調査団に対して説明された。
- (3) CEB の通信関連設備は Power Line Carrier SCADA Distribution security(by UHF and VHF mobile) Microwave、より構成され、各発電所及び変電所からデータの「System Control Center」への伝送は Power Line Carrier と SCADA システムを使用して行っている。「System Control Center」よりの指令は電話等を使用して口頭で行われている。現在の方法では伝送容量に限界があるため Microwave 施設を設けて近代化を行う計画であり、計画より 10 年、着工より 6 年程度経過しているが未だコミッシングが完了せず、問題となっている (面談記録を参照)。Distribution security(by UHF and VHF mobile) は配電線の事故処理に使用されている。架空地線に光ケーブルを入れたいいわゆる OPGW (Optical Ground Wire 光ファイバー複合架空地線) はほとんど採用されていない。一部に実例があるのみ。
- (4) ランカ配電会社 LECO の配電ロス は 1984 年 = 28.2% 1988 年 = 19.7% 1992 年 = 14.0% 1996 年 = 11.0% 2000 年 = 8.5% と着実に低下し、盗電もゼロに近くかつ料金回収率は 100% に近い。これはコロンボ周辺の比較的条件的の良いエリアが営業エリアであることによる。
- (5) LECO の日本側への要望として 設備改善に必要な資金の提供と 配電制御に関わる Technical Training が本調査団に対して伝えられた。
- (6) CEB の配電システムのシステムロス は 11.5% 程度との説明が本調査団に対してあった。これは LECO に比べ悪い値であるが、CEB の場合は配電線が長い農村部をカバーするためやむを得ない側面も考えられる。

今後の方向性と課題

- (1) 地方電化を推し進めるための送配電線の拡充
- (2) SYSTEM CONTROL CENTER の近代化
- (3) SYSTEM CONTROL CENTER の近代化に必要な通信設備の充実

图 2.6.1 送電系統図



2.7 地方電化

概要

1999年現在の電化率は57%であり、2005年までに80%の電化を達成することを目標として国際機関の協力のもと、地方電化を進めている。80%の電化は経済性も考慮したうえでの開発計画であるが、80%を達成した後の20%は採算をとるのに困難な地域と考えられる。この部分の電化をどのように進めてゆくかについては今だ明確なプランは作成されていない。また、Reform後の発電部門、配電部門または他のどの機関により開発・維持が行われるのかも各方面で意見が異なり明確ではない。

最近の動きと現状

以下に地方電化に関する最近の動きと現状を列挙する。

- (1) ADBのRs.3,200million 資金提供により地方の110,000 需要家に電気を供給する Rural Electrification Project 3 (RE3)が1995年より進められており、現在その最終段階にある。この成功を受け、ADBはRE4を2000年に開始する予定。
- (2) RE4,5,6の具体的計画が進められ、資金の提供先も決定済みである。CEB ANNUAL REPOT 1998より引用したRE4,5,6の詳細を表2.7.1として示す。今後は、RE7,8の計画も進められていく。
- (3) CEBより入手した1999年時点の各地方ごとの地方電化率を図2.7.1として添付する。

今後の方向性と課題

80%の電化を達成した後の地方電化を、どのセクター（発電、送電、配電、PRIVATE、他の機関）が推し進めるかというビジョンが確立されていない。経済性を優先するのかそれとも公共の福祉をとるのかという基本的判断も必要である。また、この最後の部分の地方電化の経済性を考慮して太陽光発電等の新エネルギーで行うことも考えられるが、この場合、グリッドに連携した配電線の方が利便性に優れている事実と、比較的小さな島国であるスリランカでは当初の経済性を無視すれば配電線を敷設すること不可能ではないという事実により、せっかく投資した新エネルギー電源が後に敷設される配電線により無駄となってしまうという危惧もある。

80%を超える部分の電化に関するマスタープラン作りが必要であるが、これはReform後のセクタ構成にもよることとなり困難な課題である。

参考に、Achievement in Human Development を図2.7.2に、地域別人口分布を表2.7.2示した。

表 2.7.1 Future Rural Electricity (RE) Project Proposals

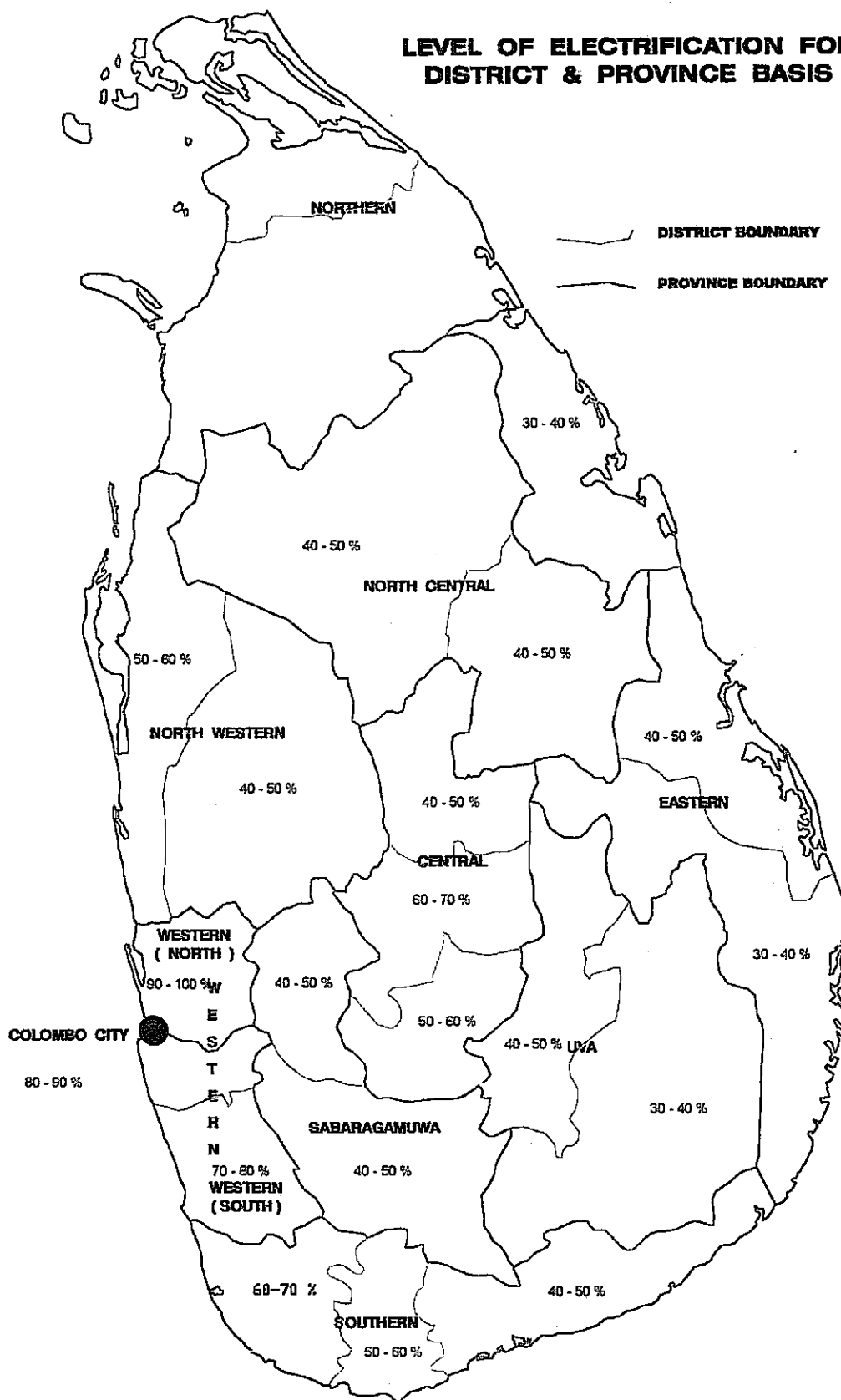
Project	Funded by	Scope of the Project
RE Project 4	Swedish International Development Cooperation Agency Rs. 1,900 Million	400 Schemes in 600 villages 400 Substations 600 km MV Lines 2170 km LV Lines No. of Consumers 65,000
RE Projects 5	ADB Assistance Rs. 4,331 Million	600 Schemes in 1,200 villages 600 Substations 1600 km MV Lines 4,500 km LV Lines No. of Consumers 150,000
RE Project 6	Kuwait Funds for Arab Economic Development Rs. 1,115 Million	200 Schemes in 300 villages 200 Substations 400 km MV Lines 1100 km LV Lines No. of Consumers 40,000

表 2.7.2 地域別の人口分布 (千人)

District	1998	1999
Colombo	2,199	2,234
Gampaha	1,621	1,637
Kalutara	1,008	1,018
Galle	1,030	1,043
Matara	852	863
Hambantota	558	563
Badulla	780	800
Moneragala	389	394
Kandy	1,359	1,389
Matale	457	465
Nuwara Eliya	568	584
Kegalle	784	791
Ratnapura	1,017	1,033
Kurunegala	1,541	1,553
Puttalam	664	674
Ampara	550	558
Batticaloa	480	490
Trincomalee	349	356
Anuradhapura	793	803
Polonnaruwa	351	355
Jaffna	550	630
Kilinochchi	120	122
Mannar	146	148
Mulativu	109	112
Vavuniya	128	130
Total	18,403	18,745

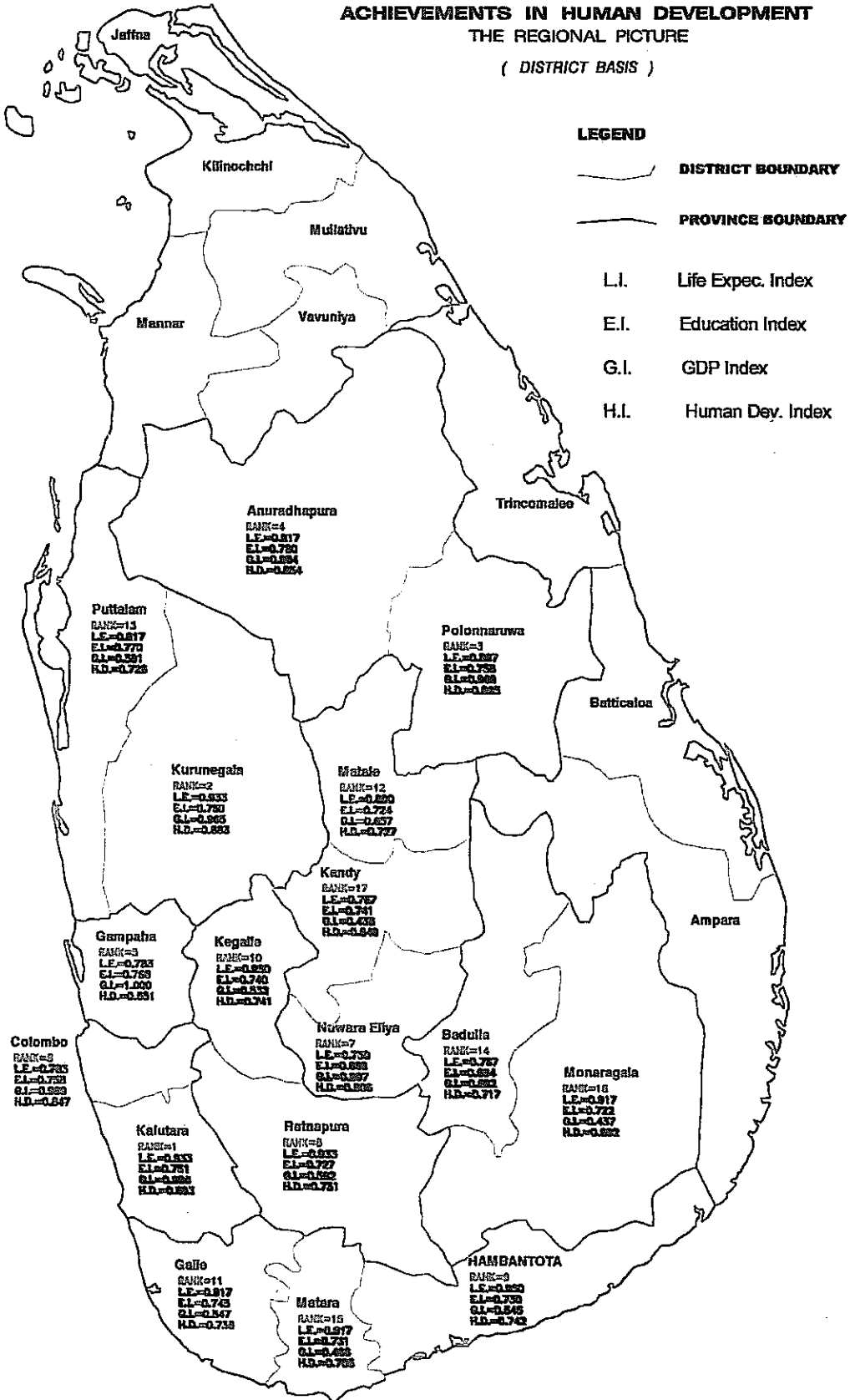
2.7.1

LEVEL OF ELECTRIFICATION FOR DISTRICT & PROVINCE BASIS



2.7.2

ACHIEVEMENTS IN HUMAN DEVELOPMENT
THE REGIONAL PICTURE
 (DISTRICT BASIS)



2.8 新エネルギー

概要

風力発電に関する FS がすでに実施されており、その結果南東部沿岸地帯では合計 200MW の発電可能性があることが確認されている。またスリランカ中央部と北西部における風況調査を行っている。太陽光についても一部で導入されているが、本格的取り組みではない。

最近の動きと現状

以下に新エネルギーに関する最近の動きと現状を列挙する

- (1) 1999 年 3MW 風力発電パイロットプラントが運開した。
- (2) 本ミッションの MIP 次官との意見交換において、MIP としては火力の 5%程度を風力、太陽光等の Renewable Energy でまかなうことを考えていると表明した。

今後の方向性と課題

風力発電に関しては調査等が進んでおり、今後有望なエネルギー源である。対岸のインドタミールナドール州も風力の有望な州とされており、スリランカも期待できそうである。風力は風の息による出力変動が懸念されるが、当地の風は季節風が主体で細かな変動は少ないように感じられた。またスリランカはダム式水力の比率が高いので、風力の出力変動をダム式水力で吸収できる。ダム式水力は、高水位運転により、同一の水量でも水力発電量を増やせるというメリットもある。

太陽光は地方電化と結びつけて考えられるが、地方電化の項で記したマスタープランを作成した上で今後の方向性を検討する必要がある。

2.9 人材育成

概要

テクニシャンレベルを養成する教育施設と教育システムは確立しているが Technical College または University を卒業したエンジニアまたはマネージメントのレベルアップを図るためのシステムと施設はない。

その他の人材教育の機会としては、新しい機器の調達時のメーカーへの派遣と特殊技能である高圧の活線作業についてインドの電力会社併設の訓練研修所に費用を払い派遣してトレーニングを受けさせる等がある。

今後の電力セクターリフォームによりいくつかの独立した会社組織が誕生しそれぞれ独立した会社組織として活動するに際し、マネージメントレベルの教育も必要となってくる。

なお、College や University を卒業していない職員でも入社 5 年以降社内試験合格などにより資

格を得てトップに昇進する道も開かれている由であった。

現状

- (1) Piliyandra (コロンボ郊外) 及び Cast Lereagh (中央の山間部) の 2 箇所に Training School がある。両校とも多くが配電に関するものである。Piliyandra は配電に関する十分な施設を有しているが、発電・送電のトレーニングに関しては近年適用されている電子技術に適応した設備が整っておらず、本ミッションに対して、これが問題であるとの発言あった。Cast Lereagh は施設が古く、CEB は近代化を行う必要と考えており、完成すれば、CEB 以外の配電会社にも開放したいとのこと。これらの施設でトレーニングを受けるのは 11 年の普通教育を受けた者 (技術的バックグラウンドはない) の採用時に行っている (Billing 等の事務職は 2 週間、電気・機械関係に関しては 1 年)。教育完了後に試験を行いこれに合格すれば正式採用になる。Technical College 及び University を卒業したものはトレーニングの対象ではない。より高い技術を身に付けさせるための従業員の教育を目的にはしていない。

今後の方向性と課題

- (1) エンジニア・テクニシャンレベルの人材教育の今後に関しては、各マネジメントレベルにおける考え方に差があり、何が実際に有効な人材教育かについては明確になっていない。例を挙げれば、部署レベルのマネージャーの認識は「配電関係の人材教育システムは十分に整っており、改善の必要は今のところない」。一方、より高い Manager レベルの認識は「配電を含む電気設備は急速に拡大しており、これらの設備の品質を維持するための技術者及び老朽化した設備のリハビリテーションを進めるための人材育成に支援が必要」であった。このニーズの把握にはより突っ込んだ調査が必要である。
- (2) WB と ADB の支援のもと、電力セクターの Reform が進められており、今後いくつかの独立した会社組織に分割される計画である。本ミッションに対して MIP 及び CEB 各組織より要望が高かったのは Corporate Management に関わる人材教育である。日本よりの支援に大きな期待が表明された。具体的には cash flow management cost calculation cost balancing QA/QC システム Policy deployment (決定の末端までの浸透) 企業文化の健全な育成等であり、リフォームの進行に合わせた支援が有効となる。