

スリランカ国
ヴィクトリア水力発電所増設
フィージビリティ調査
プロジェクト形成調査報告書

平成 19 年11月
(2007年)

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

経済
J R
07-111

スリランカ国
ヴィクトリア水力発電所増設
フィージビリティ調査
プロジェクト形成調査報告書

平成 19 年11月
(2007年)

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

略 語 表

B/D	Basic Design	基本設計
CEA	Central Environmental Authority	中央環境局
CEB	Ceylon Electricity Board	セイロン電力庁
ERD	Department of External Resources	海外援助局
DoCS	Department of Census and Statistic	統計局
DoF	Department of Forest	森林局
DoM	Department of Meteorology	気象局
DWLC	Department of Wildlife Conservation	野生生物保護局
DS	Divisional Secretary	郡
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価／環境アセスメント
FAO	Food and Agriculture Organization	国連食糧農業機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
MASL	Mahaweli Authority of Sri Lanka	マハベリ開発庁
MoA	Ministry of Agriculture	農業省
MoENR	Ministry of Environment and Natural Resources	環境天然資源省
MOFP	Ministry of Finance and Planning	財務・計画省
MPE	Ministry of Power and Energy	電力・エネルギー省
NBRO	National Building and Research Organization	国家建設研究所
NEA	National Environmental Act	国家環境法
NPD	Department of National Planning	財務・計画省国家開発計画局
PAA	Project Approving Agency	事業許可官庁
PP	Project Proponent	事業者
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SLS	Sri Lankan Standard	スリランカ標準
TOR	Terms of Reference	業務指示書
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
WMO	World Meteorological Organization	世界気象機関

目 次

略語表

第1章 調査の概要	1
1-1 調査の背景	1
1-2 調査の目的	1
1-3 調査団員構成	1
1-4 調査日程	2
1-5 主要面談者	3
第2章 協議結果の概要	5
2-1 調査結果概要	5
2-2 団長所感	6
第3章 本格調査への提言	9
3-1 提言	9
3-2 本格調査の概要	10
3-3 本格調査の留意事項	11
第4章 電力開発計画	14
4-1 スリランカ国概要	14
4-2 国家開発計画	14
4-3 電力関連法規、政策	17
4-4 電気事業実施体制	17
4-5 電力需給状況	21
4-6 電力設備の現状	21
4-7 電気事業経営	29
4-8 電力開発計画	33
4-9 国際機関の電力セクターへの協力状況	38
4-10 電力開発計画におけるヴィクトリア水力発電所増設計画の位置づけ	41
第5章 水力発電計画	44
5-1 ヴィクトリア水力発電所の概要	44
5-2 ヴィクトリア水力発電所の現況	46
5-3 増設計画の概要	54
5-4 マハベリ川の水運用	55
5-5 マハベリ開発庁	57
5-6 代替案の検討	59

第6章 環境社会配慮	62
6-1 環境社会配慮調査実施の経緯と目的	62
6-2 スリランカ国における環境社会配慮に関する法制度と実施状況	63
6-3 予備的スコーピング	68
6-4 環境社会配慮調査 TOR 案	87

付属資料

1. 要請書	93
2. 署名した M/M	113
3. 現地踏査記録	123
4. サンクチュアリ内の保護種	127
5. 収集資料リスト	143

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

スリランカ国における電力需要の伸びは今後年7～8%程度と予想されており、新規電源及び電力需要地を結ぶ送配電網等の電力設備拡充が緊急課題となっている。新規のベース電源として海外からの輸入燃料による大型火力発電の導入が進められるなか、ピーク電力対応の電源の開発・確保が並行して実施される必要がある。

ヴィクトリア水力発電所(210MW)は国内資源を利用した当国最大の水力発電所であり、既存発電所建設時点から将来のピーク電力対応の電源として増設が想定されており、増設用取水口及び発電所用地が既に確保されている。また、本件は「水力発電最適化計画調査 (JICA、2004年4月)」においてプレフィージビリティスタディ (Pre-F/S) が実施され、増設計画の実施可能性が確認されている。また、「スリランカ国電力セクターマスタープラン調査 (JICA、2006年2月)」においても、エネルギーセキュリティの観点から国内資源である水力を利用した発電設備の開発を行う必要性は高く、開発のための取り組みを継続していくべきと提言されている。またここ数年の燃料価格高騰により、ますます水力発電の重要性が見直されている。

上記背景から、スリランカ国政府は「水力発電最適化計画調査」の結果を踏まえ、我が国に対して「ヴィクトリア水力発電所増設計画」の実施可能性 (フィージビリティ) 調査 (F/S) を要請した。

同要請を受け、JICA は技術面・環境面・資金協力面・経済面の観点から本格調査実施に際しての必要な情報を入手するため、プロジェクト形成調査団を派遣することになった。

1-2 調査の目的

スリランカ国側関係機関との協議及び現地踏査を通して、電力セクター〔セイロン電力庁 (Ceylon Electricity Board : CEB)〕の改革状況、電力開発計画におけるヴィクトリア水力発電所増設計画の位置づけを含むヴィクトリア水力発電所増設計画 F/S の必要性、妥当性を技術面・環境面・経済面から確認する。また想定される本格調査のスコープ (案) をスリランカ国側関係機関と協議することも目的とする。

1-3 調査団員構成

氏名	分野	所属	派遣期間 (到着-出発)
丹羽 顯	団 長	JICA 国際協力総合研修所 国際協力専門員	Aug.05-Aug.18 (Aug.06-Aug.17)
臼井 寛二	環境影響評価	JICA アジア地域支援事務所	Aug.02-Aug.18 (Aug.02-Aug.18)
安嶋 雅典	調査企画	JICA 経済開発部第二グループ 電力・エネルギーチーム	Aug.05-Aug.18 (Aug.06-Aug.17)
松田 康治	電力開発計画	(株)ニュージェック	Aug.05-Aug.18 (Aug.06-Aug.17)
井上 和則	水力発電計画	(株)ニュージェック	Aug.05-Aug.18 (Aug.06-Aug.17)

1-4 調査日程

日 時	行 程			宿 泊
	丹羽 顕 (団長) 安嶋雅典 (調査企画)	松田 康治 (電力開発計画) 井上 和則 (水力発電計画)	白井 寛二 (環境影響評価)	
2 Aug (Thu)	/			Colombo (Dr.USUI)
3 Aug (Fri)				Colombo (Dr.USUI)
4 Aug (Sat)				Colombo (Dr.USUI)
5 Aug (Sun)	【JL719 Narita 11:05 - Singapore 17:15】	【JL721 Kansai 13:10 - Singapore 18:35】	資料整理	Singapore Colombo (Dr.USUI)
6 Aug (Mon)	【SQ466 Singapore 10:25 - Colombo 11:35】 14:30 JICAスリランカ事務所打合せ 16:15 Ministry of Environment and Natural Resources表敬			Colombo ・ DoF(Department of Forest)
7 Aug (Tue)	09:00 Meeting with Ceylon Electricity Board 11:15 Meeting with Department of External Resources, Ministry of Finance and Planning 14:00 Courtesy Call to Ministry of Power and Energy 16:00 Meeting with Department of National Planning, Ministry of Finance and Planning			Colombo
8 Aug (Wed)	10:40 Courtesy call to CEB 12:00 Meeting with World Bank 14:00 Discussing with Central Environment Authority 16:00 Meeting with Mahaweli Authority of Sri Lanka			Colombo
9 Aug (Thu)	09:00 Meeting with Mahaweli Authority of Sri Lanka (白井、井上) 09:30 ODAタスクフォース会議出席 (大使館、JICA、JBIC) (丹羽、安嶋) 10:30 Meeting with MPE (丹羽、白井、安嶋) 11:30 Meeting with ADB (松田) 14:00 Discussing with CEB			Colombo
10 Aug (Fri)	08:30 Discussing with CEB 10:30 Moving Colombo to Kandy 14:30 Meeting with CEB Mahaweli Complex (丹羽、安嶋、松田) 15:00 Meeting with Mahaweli Authority (白井、井上)			Kandy
11 Aug (Sat)	Field visit and discussion(Victoria Hydropower Station, Victoria Dam)			Nuwara Eliya
12 Aug (Sun)	Internal Meeting/Report preparation			Nuwara Eliya
13 Aug (Mon)	Field visit and discussion(Upper Kotmale Hydropower Station) (白井) Moving to Colombo 14:45 Meeting with MPE (丹羽、安嶋、松田、井上) 16:40 Discussing with CEB (丹羽、安嶋、松田、井上)			Colombo
14 Aug (Tue)	09:00 Workshop for environment (丹羽、白井、井上) 10:30 Discussing with CEB System Control Branch (安嶋、松田) 15:00 Discussing with CEB 17:00 Meeting with MPE 17:45 Discussing with CEB			Colombo
15 Aug (Wed)	08:30 Discuss with Minute of Meeting with CEB 16:00 Discuss with Minute of Meeting with ERD			Colombo
16 Aug (Thu)	14:00 Signing Minute of Meeting with MPE and CEB 15:00 Signing Minute of Meeting with ERD 16:30 Report to Embassy of JAPAN and JBIC 18:00 Report to JICA Sri Lanka			Colombo
17 Aug (Fri)	【SQ467 Colombo 12:50 - Singapore 19:20】 【JL710 Singapore 22:40		・ Draft the Report 【JL722 Singapore 23:10	Colombo (Dr.USUI)
18 Aug (Sat)	- Narita 06:40】		- Kansai 06:40】 【UL422 Colombo 09:00 - Bangkok 14:10(Dr. USUI)】	

1-5 主要面談者

〈スリランカ国側〉

(1) 電力エネルギー省 (Ministry of Power and Energy : MPE)

Mr.MMC Ferdinando	Secretary
Mr.Tissa M.Herath	Additional Secretary (Technical)

(2) 財務・計画省国家開発計画局 [Department of National Planning (NPD), Ministry of Finance and Planning]

Mr.B.Abeygunawardena	Director General
Mr.Bandusena	Director

(3) Department of External Resources, Ministry of Finance and Planning

Mr.MPDUK Mapa Pathirana	Director
-------------------------	----------

(4) セイロン電力庁 (Ceylon Electricity Board : CEB)

Mr.Udayasri Kariyawasam	Chairman
Mr.D.R.Pullaperuma	General Manager
Dr.D.R.Herath Samarakoon	Chief Engineer
Mr.K.D.Mularachchi	Chief Engineer
Mr.Rohitha Gunawardhana	Environment Officer

(5) 環境天然資源省 (Ministry of Environment and Natural Resources : MOENR)

Mr.M.A.R.D. Jayatillaka	Secretary
Mr.W.R.M.S. Wickramasinghe	Additional Secretary

(6) 中央環境局 (Central Environment Authority : CEA)

Ms.Ellapola	Deputy Director General
Ms.Kanthi De Silva	Director

(7) マハベリ開発庁 (Mahaweli Authority of Sri Lanka MASL)

Mr.Ivan De Silva	Director General
Mr.S.R.K. Aruppola	Chief Engineer

〈日本側〉

(1) 在スリランカ日本大使館

渡邊 泰浩	二等書記官
-------	-------

(2) JICAスリランカ事務所

植嶋 卓巳	所長
西野 恭子	次長

飯田 学
Mr.L.Indika Praneeth Cabral

所 員
Program Officer

(3) JICA 専門家
久保 治夫

電力政策アドバイザー (CEB)

第2章 協議結果の概要

2-1 調査結果概要

項目	結果概要
要請内容の確認	政府系関係機関からは早期実施を希望していることが確認できた。また、技術的・環境的・経済的にも本格調査実施の妥当性が確認された。
電力セクター改革の状況	調査期間中 CEB では労働争議中であった。 本ヴィクトリア水力発電所増設後の運用は、ピーク電源として高騰する化石燃料使用の節約となり、CEB の財務改善に資する。
ヴィクトリア水力発電所増設計画	CEB が見直し中の電源開発計画は、政治的干渉や原油価格の国際的高騰という経済問題も加わり、計画通りに開発が進むかはなはだ疑問である。ヴィクトリア水力発電所の増設は、技術的・環境的及び経済的に確実に実行可能と思われるため一刻も早く実現すべきと考える。
他ドナーの協力状況	他ドナーによる電力セクターへの協力は、JBIC 及び ADB が中心となっている。ADB は主に送電線拡張及び地方電化、セクター改革を支援中である。 世界銀行の“Dam Safety and Water Resources Planning Project”に他分野への水利用計画についての検討があるが、水利用配分を変えるつもりはないとの回答を得た。
本開発計画の優先順位	ERD によれば、最終的には経済評価を重視し、F/S の結果を基にして、ERD としても本開発計画のプロジェクト実施を推すとのことであった。
治安状況	プロジェクトサイトはセキュリティーゾーンとなっているため、治安上の問題等にはならないと考えられる。
スリランカ国の環境社会配慮の調査	本プロジェクトは、既設発電所の増設でありトンネル及び発電所敷地内の工事が主となるため、地表での土工事は少ない。また増設による1日当たりの発電使用水量も変化しない。このため、本ヴィクトリア水力発電所増設における環境への影響は、導水路建設による地盤・地下水への影響、及び工事車両の稼働や発破による動植物への影響などに限定される。関係機関との協議及びスリランカ国側環境関係機関が参加したワークショップの結果においてもこのことが確認できた。
JICA 環境社会配慮ガイドライン	情報収集、協議及び現地踏査の結果、JICA カテゴリ分類は「B」で進めることが適当であると考えられる。
現地踏査	マハウェリ公社及びヴィクトリア水力発電所における本格調査実施の受入体制は整っていることが確認できた。

<p>本格調査の内容（案）</p>	<p>ヴィクトリア水力発電所増設計画に関する設備や体制の条件がそろっていることが確認できたので、本格調査の内容について MPE 及び CEB と協議を行い、合意事項を S/W 案にまとめて、M/M に添付した。合意した S/W 案の概要は以下のとおり。</p> <p>(1) 目的</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 増設の実施可能性を技術面、経済財務面、環境面から評価し、最適計画を形成する。 ・ 上記調査を通じた技術移転の実施 <p>(2) 内容</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ データ収集及び現地踏査 ・ 各候補（発電所の位置や揚水発電）についての予備検討 ・ 増設計画の最適化 ・ 基本設計 ・ 工事計画策定 ・ 環境社会配慮調査 ・ 経済分析及び財務評価 <p>(3) 調査期間</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 1年間
-------------------	---

2-2 団長所感

(1) スリランカ国の電力事情について

スリランカ国においては年率8%の急激な電力需要の拡大に対応して火力発電を中心とした電源確保を行っていきとしているが、石炭火力発電によるベース電源の増大に伴って効率的な電力供給を行うためにはピーク電源の確保も同時に必要となってくる。発電燃料のすべてを輸入に依存する国としては、既設貯水池式水力発電所（調整池式含む）の運用改善や増設／改造によって新たなピーク電源を作り出すオプションが経済的に最も有利となることは自明である。なお、2005/2006年比で、発電電力量の伸びは7.1%であるのに対して最大電力は夜間（電灯）需要の伸び率が8.8%を示しており、安定的な経済発展が今後とも浸透するようであればピーク供給力確保の重要性が一層増すことに疑いない。

(2) ピーク電源としてのヴィクトリア水力発電増設の優位性について

既設水力発電所の運用改善については、大規模な貯水池式発電所の多くは発電用取水を灌漑取水による制限を受ける水系に位置しており、また、現行水利権に当面の変更はありえない状況であることから、運用改善による新たなピーク電源創出は現実的な対策として期待できない。

次に、既設発電所増設のオプションについてヴィクトリア水力発電所やサマラナウェア発電所等において計画がある。サマラナウェアの増設は長期間の発電所停止を伴う工事となるため需給に余裕がない現状から当面の実施は困難である。一方、ヴィクトリア水力発電は既設設備と並列に増設するための用地確保や発電停止を回避できる構造であらかじめ建設されている等

増設が容易にかつ迅速に行えることから、ピーク電源を生み出すことが唯一可能な発電所といえる。さらに注目すべき点としては、増設後におけるヴィクトリア水力発電の発電コストは4.3 US¢/kWh（調査団試算）の見込みであり、ピーク電源の代替としてGT発電を投入した場合のコスト（約20セント/kWh）と比較して遥かに経済性が優れていることである。

（3）F/S 実施における我が国支援への強い期待感

MPE、財務・計画省（Ministry of Finance and Planning：MOFP）等政府関係機関においては、スリランカ国における電力需給が近い将来に逼迫することに対して強い危機感を抱いており、その対策として有効かつ迅速に投入可能なヴィクトリア水力発電所増設実施の緊急性について十二分に理解していることを確認できた。

また、2004年8月に我が国へ接到したヴィクトリア水力発電所増設の要請書の内容について現在でも変化がないばかりか、早期実施の必要性がさらに高まった電力事情について説明があり、調査団としても納得できるものである。2005年末に策定されたスリランカ長期電源開発計画（CEB 発電計画部の作成）に基づく開発状況は当初計画から大幅に遅れており、長期計画策定後のわずか1年半で意味のないものとなって早急の開発計画の方針転換が必要とされる。具体的には、石炭火力など新規のベース電源の運開年が概ね1年から数年繰り下がってしまったこと、またGT発電が2009/2010年の両年で合計535MWが計上されるなど、将来のピーク電源としてGT発電が優先されたものの、その後の進展は全くないばかりか今後とも実現の見込みが薄い。このような状況を踏まえ、スリランカ国として迅速にピーク電源の確保が可能なヴィクトリア水力発電所増設に対する期待感が極めて高い。同時に、ヴィクトリア水力発電所増設の早期実施のためのJICAによるF/S実施支援について強い求めが調査団に対してなされた。

（4）本格調査実施の留意事項について

本格調査のカウンターパートとなるCEBはいくつか問題を抱えており、その中で特に本格調査実施に影響が考えられるものとして、労組問題と発電計画能力不足をあげることができる。

CEBの労組問題は現在も進行中であり、本格調査のカウンターパートのキーパーソンとなる発電計画部長は労組の一員として今回プロジェクト形成調査対応においても数々の制限を受けた。調査団との公的なやり取りが禁止されているため打合せや資料配布は計画部長の私的な努力に期待せざるを得ず、またCEB上層部や関係省庁とのコンタクトについて関与し得ない支障があった。幸いに、久保専門家の助力のお陰で調査団としての活動を予定通りこなすことができた。本格調査の実施時において労働問題による影響に十分な配慮を行う必要があり、例えば本格調査団が現地調査に余裕をもって取り組める人月数を充てることが肝要である。

次に、CEBの発電計画能力の不足とは、最適電源計画作成ツール(WASP-IV)を自前で有し、かつJICA電力マスタープラン調査のカウンターパートとしての実績があるはずであるが、電源開発の方針について検討できるレベルには達していないことを指している。具体的には、現下のピーク電源確保の緊急事態において長期間の開発リードタイムが必要となる揚水発電に大きな期待をかける一方で、負荷特性曲線(Load Duration Curve)による現状の電源構成の分析や将来予測を行えない問題があり、ピーク電源確保について適正な対応を打ち出せない点について配慮した技術移転方法を考える必要がある。

CEB は本格調査のカウンターパートになるので、円滑な協同体制を担保する必要がある点に十分配慮して、本格調査の予備検討では CEB 提案の揚水発電オプションについて比較検討を実施することを受け入れた。なお、F/S 設計は要請内容通りの増設計画が対象として残ることは論を待たないが、CEB の揚水発電に対する誤解を丁寧に解きほぐし理解させることは重要であり、本格調査では揚水発電計画団員を配置して慎重な問題処理にあたる必要がある。

(5) その他留意事項について

環境影響評価／環境アセスメント (Environmental Impact Assessment : EIA) ／初期環境調査 (Initial Environmental Examination : IEE) の TOR はプロジェクト形成調査終了後 2 か月以内に関係機関のスコーピング委員会から決定される見込みである。本格調査の TOR 確定のためには、スリランカ国の環境調査スコーピングに基づいて詳細計画を固めることが残っており、このフォローのための調査が不可欠である。

スリランカ国では F/S 調査は、その成果のレベルが基本設計に相当する。既設のヴィクトリア発電所の設計では、F/S 調査において設計の基本部分が終了し、その後に入札図書作成段階を経て建設過程へ移行している。発注方式の違いもあるが、本格調査において基本設計を済ませるために発電計画団員や検討期間において手厚く対応することで臨まない、スリランカ国側の理解を得られまい。

(6) 最後に

本プロジェクト形成調査においては ODA タスクフォースの皆様をはじめ多くの関係者のご指導とご協力をいただきましたことに感謝申し上げます。プロジェクト形成調査において、ヴィクトリア水力発電増設の必要性和妥当性についてスリランカ国政府の意向を十分に確認できましたこと、並びに本格調査の S/W (案) について先方と意見交換ができましたことをここに報告申し上げます。

特に、久保専門家には事前の情報収集に加えて調査期間中において CEB 並びに関係機関との強力なパイプ役としてご助力いただき、情報収集や協議の仲立ちをつとめていただきましたことに深くお礼申し上げます。

第3章 本格調査への提言

3-1 提言

3-1-1 技術面

ヴィクトリア水力発電所の増設工事は、既にそのための取水口が設置されており、その工のために貯水池水位を下げるなどの発電に与える影響はない。また、新たに設ける導水路トンネル、サージタンク、鉄管路、発電所は、既設設備の川側に隣接している。このため新たな用地の取得は不要であろう。さらに、既設設備の工事により、増設計画ルート of 地質状況はほぼ明らかである。また、ヴィクトリア水力発電所は 1984 年から運転を開始しており、水文データの蓄積がある。ダム工事がないので仮排水路計画は不要である。これらの理由により、このヴィクトリア水力発電所の増設計画は、非常にリスクの小さい土木工事プロジェクトであるといえる。

近年、民間による水力発電開発プロジェクトでは、EPC (Engineering, Procurement and Construction) もしくは DB (Design Build) による請負業者との契約が導入されつつある。詳細設計、水車発電機等の機器の購入・据付、施工をすべて請負業者の責任で実施する契約形態である。請負業者による施工を考慮した合理的な設計とその結果としての経済性を狙ったものである。また、民間開発者にとっては、契約段階で工事価格と工期（短くなることも期待できる）がほぼフィックスされる利点がある。請負業者にとっては、新規の水力発電開発であれば、地質・水文リスクは避けられないのでこれらを入札（工事）価格に転化する。しかし、ヴィクトリア水力発電所増設計画ではこれらのリスクはわずかである。

本格調査の結果を使い、EPC もしくは DB のための入札図書を作成すれば、詳細設計ステージを経ずに増設工の着工が可能である。このため増設が完了するまでに 1 年前後の期間短縮が可能と考えられる。

3-1-2 経済面

(1) 調査団試算によればヴィクトリア水力発電所増設計画は増設後の発電コストは約 4.3 US¢/kWh¹ と予想され、CEB のピーク対応火力の燃料発電コストに比べても非常に安く、近年の火力燃料の高騰という状況下で経済的価値は十分にあると思われる。

(2) 他の新規水力開発地点の開発コストが 3,000USD/kW² 以上であるのに対し、ヴィクトリア水力発電所増設の開発コストは約 800USD/kW であり、開発コスト面でも他の水力開発地点より格段の優位性がある。

(3) CEB の電力開発計画が常に後手後手に回っている現状を考慮すると、開発可能な地点から実施するという視点が必要で、ヴィクトリア水力発電所の増設計画はまさに真っ先に実施すべきプロジェクトと思われる。

¹ 210MW 増設時。詳細は第4章「4-10-2 ヴィクトリア水力発電所増設計画」参照のこと。

² 詳細は第4章「4-10-1 他の水力開発計画」参照のこと。

3-2 本格調査の概要

本格調査の内容を以下とし、期間は1年間とする。

(1) 資料情報収集と現地踏査

- ・増設計画に係る各種データ、既刊報告書類、関連文献等の既存資料の収集・分析
- ・ヴィクトリア水力発電所現地踏査による設備状況、周辺環境等の現状把握と発電所の関連資料・情報の収集
- ・MASLのようなスリランカ国関連機関、及び他ドナー、国際金融機関との協議による増設計画に係る関連情報の収集。特に、世銀が進めようとしている水資源開発プロジェクト“Dam Safety and Water Resources Planning Project (DSWRPP)”との関連性を確認し、内容について調整する。

(2) 代替案の予備的検討

増設計画の基本的な考え方は、既に設置されている増設用の取水口から新たに導水路トンネル、サージタンク、鉄管路、発電所を既設発電設備に隣接し建設するものである。ここでは、この基本計画が他の代替案より優位にあることを確認するために予備的な検討を実施する。代替案として考えられるのは、発電所もしくは放水口を下流に移し落差を増加させる案、また、上池をヴィクトリア貯水池、下池をランデネガラ貯水池とする揚水発電案である。各代替案の最適発電規模を決定し、技術・施工・経済・財務・環境の観点により比較検討する。

(3) 最適増設計画の検討

増設計画のレイアウト、及び発電機のユニット数・単機容量を含む最適発電規模を以下の観点から決定する。

- ・マハベリ川水系の水運用
- ・将来の電力需要動向
- ・民間による電源開発を含む国家電力開発計画
- ・送電計画
- ・地形、地質、水文、社会・自然環境、経済・財務

(4) 基本設計

最適増設計画について、各構造物の基本設計を実施する。この基本設計により、以下のアウトプットを求める。基本設計では、既設設備の調査結果及び完成図書から得られる知識を十分取り入れ、かつ、現地踏査結果を反映させる。

- ・増設計画の各構造物の諸元
- ・プロジェクトの一般平面図及び縦断図
- ・各構造物の平面図と断面図
- ・地質平面図と断面図
- ・発電送電制御関係図
- ・施工計画
- ・総事業費
- ・事業工程表

このために以下の解析が最小限必要である。

- ・貯水池運用シミュレーション
- ・主要構造物の最適規模検討
- ・水撃圧解析
- ・サージング解析
- ・不等流計算（TWLの算出）
- ・損失量計算
- ・系統安定解析

（5）環境社会配慮

本格調査では、JICAの社会配慮ガイドラインをベースに、スリランカ国側が実施するEIAもしくはIEEの実施を支援し、また、進捗をモニターする。スリランカ国側は、以下の項目について環境調査を実施する。

- ・地下水位と土壌の安定性に係る影響
- ・動植物に与える影響
- ・社会環境に与える影響
- ・その他必要項目
- ・環境監視計画（Environmental Monitoring Plan）

（6）経済・財務分析

増設計画の経済分析と財務分析を実施し、それぞれについて評価する。財務分析では、予想される融資先の条件を考慮し分析・評価する。

（7）技術移転

本格調査の期間を通じて、CEBの技術者を対象にOJTと技術セミナー、ワークショップ等により以下の項目の技術移転を実施する。

- ・電源開発計画（経済財務的な視点での分析・評価方法を含む）
- ・水力開発計画（揚水計画を含む）
- ・環境調査（調査方法と評価方法を含む）

3-3 本格調査の留意事項

3-3-1 電力開発計画

本格調査を実施するにあたっては、以下の点を留意する必要がある。

- （1）財務・計画省の海外援助局（Department of External Resources : ERD）は本件実現に強い関心を示し、経済分析手法として“With-without”手法を希望している。増設計画の早期実現という観点から、対外援助機関の窓口であるERDとも本格調査開始時から緊密なコミュニケーションをとることが望ましい。

- (2) スリランカ国電力セクターマスタープラン（2006年2月）で策定された電源開発計画は1年有余で既に大幅な狂い（遅れ）を生じており、このまま進めば2013年にも電力供給不足³が懸念される。ヴィクトリア水力発電所増設計画の早期実現は喫緊の課題であり、本格調査完了から増設実現まで、契約形態を含めていかに開発リードタイムを短くできるかの検討が是非とも必要である。
- (3) CEBはヴィクトリア水力発電所を揚水発電所として増設するというオプションも考えており、本格調査の初期段階で得られた揚水開発コストを使って、WASP-IVで揚水が出現するかどうかを検討するつもりである。WASP-IVの計算自体はCEBが実施するが、WASP-IVへの揚水の入力にはCEBにとって初めての経験であり、場合によっては、入力データの検証及び計算結果の妥当性検証を調査団に求める可能性がある。したがって、調査団のメンバーにWASP-IVにある程度精通したメンバーがいることが望ましい。

3-3-2 水力発電計画

- (1) ヴィクトリア水力発電所の増設は、技術・経済・環境面から非常に現実性が高い計画である。また、水力開発としては初期投資が小さく、CEBの財務的な負担が小さく、最大で210MWの発電出力の増加が見込まれる。CEBの電源開発が滞っている現在にあっては、貴重な計画であり、早急に着手されることが望まれる。一方、ヴィクトリア水力発電所の開発では、1979年に完了したF/Sから引き続き1980年半ばに着工した経緯があり、スリランカ国側のF/Sの概念がやや異なる点に留意しなければならない。このため、本格調査では、F/Sの枠を超えB/D（Basic Design：基本設計）まで踏み込む必要がある。また、既設発電設備に隣接し増設することから、過去の調査結果及び工事誌・完成図書の利用により、通常のF/Sより、より踏み込んだ検討が可能と考えられる。
- (2) 本格調査では、地形測量、ボーリング等の現地調査工事を実施しない。現場の改変による修正が必要かもしれないが、基本的に、地形図はAs-built drawingを利用する。地形情報は、現設備建設時の調査結果及び工事誌・完成図書等の資料と地質専門家による地表踏査により得ることが可能と考える。特に、工事誌の中にはトンネル掘削時また発電所開削時に作成された地質展開図がある。この資料と河川両岸に広く分布する岩の路頭を詳細に調査すれば地質状況は明らかになる。
- (3) 本格調査の基本設計により20枚程度の図面が作成されるものとする。図面には、ゲート、バルブ等を含めた主要構造物が主要寸法とともに表されているものとする。
- (4) トンネル掘削による建設時の地下水位変動をモニターする必要がある。このため、本格調査の地質専門家は、環境専門家と共同で、モニターのためのボーリング位置、観測方法等を提言する必要がある。

³ 詳細は第4章「4-8-2 電源開発計画」参照のこと。

- (5) 増設規模の最適化検討では、ユニット数もそのパラメータの一つとするべきである。経済的には単機容量を上げ、ユニット数を3基から2基にしたほうが経済的になるものと考えられるからである。しかし、ヴィクトリア水力発電所(70MW×3基)はコタマレ(67×3)、サマラナウェア(60×2)、ニューラクサパナ(50×2)の3水力発電所とともにシステムの周波数調整機能を有している。したがって、単機容量の増大が周波数調整に与える影響及びシステムの安定性に与える影響を考慮し、単機容量(ユニット数)を決めなければならない。
- (6) 1984年の運転開始以来、ヴィクトリア貯水池の水位は満水位に達した年は少ない。水車発電機の最大効率水位を過去の運転実績から見直す必要がある。
- (7) 増設設備の施工に際し、運転している既設設備への影響を最小限に抑えるためコントロールブラスティング等の特殊施工技術が必要である。施工計画では、これらの最新技術を紹介し確実に影響を抑えられることを示さなければならない。また、施工中のモニタリングの方法について提言する必要がある。

3-3-3 環境社会配慮

- (1) CEBはEIA手続きを2007年8～9月から開始しており、2007年中には環境社会調査のためのTORが作成される予定である。本格調査の開始以降先方EIA手続きと同時並行で進行し、本格調査期間中に先方EIA制度の承認手続きが終了することを想定しているため、調査期間中適宜必要な支援を実施する必要がある。
- (2) 詳細は第6章参照のこと。

第4章 電力開発計画

4-1 スリランカ国概要

4-1-1 スリランカ国概要⁴

スリランカ国は、北緯5度55分から同9度50分、東経79度42分から同81度53分に位置し、南北432 km、東西224 km、総面積65,610 km²の島国である。国土はNuwara Eliyaを中心とする標高2,000mほどの高原地域と海岸沿いの低位地域の2つに大きく分かれ、高原地域の年間気温は17℃から26℃、低位地域は24℃から32℃で、2006年の年間降雨量は2,024 mmである。

人口は2005年半ばで19,668千人で人口増加率は2000年以降1.5%から1.1%の範囲で推移している。

国内総生産(GDP)の伸び率は2003年から2005年にかけて5.4%から6.0%で推移しており、2006年度は7.0%と予想されている。また、一人当たりの国内総生産は2003年が948 USD、2004年が1,030 USD、2005年が1,197 USD、2006年が1,355 USD(暫定値)と、国内経済は着実に伸びている。その一方で、1日1 USD以下で生活する極貧困層は、1990~2004年で全国民の5.6%を占めている。

国内経済の伸びに伴い、輸入は2003年から2006年(暫定値)にかけて平均年率7.5%増加しているのに対し、輸出は5.5%の伸びにとどまり、2005年の貿易収支は2516百万USDの輸入超過であった。なお、2006年現在の対外債務残高の対GDP比率は52.8%(暫定値)である。

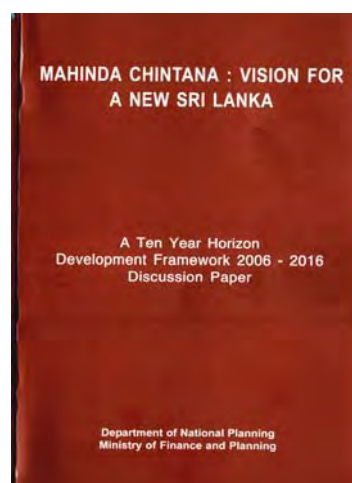
電力関連では所帯電化率は2006年で78.1%、一人当たりの年間電力消費量は同2006年で394kWhである。

4-2 国家開発計画

4-2-1 全体概要

国家開発計画はMahinda大統領が2005年の大統領選挙時の選挙公約に基づいて作成されたMahinda Chintana : Vision for a New Sri Lanka(2006-2016)がある。この国家開発計画は最初の6年間のGDPの年成長率を8%、その後は同10%と想定して農業、灌漑、経済社会資本整備などの開発計画を謳ったものである。

2007年から2016年までの経済社会資本整備に必要な投資額(国際援助機関からの融資、民間投資を含む)は表4-1に示す。



⁴ 出典：スリランカ中央銀行公表の Key Economic Indicators 及び Key Social Indicators より。

表 4 - 1 2007 年から 2016 年までの必要投資額

部門	投資額 (Million Rs.)
電力・エネルギー	818,090
上水道・衛生	135,980
道路	795,566
輸送	373,409

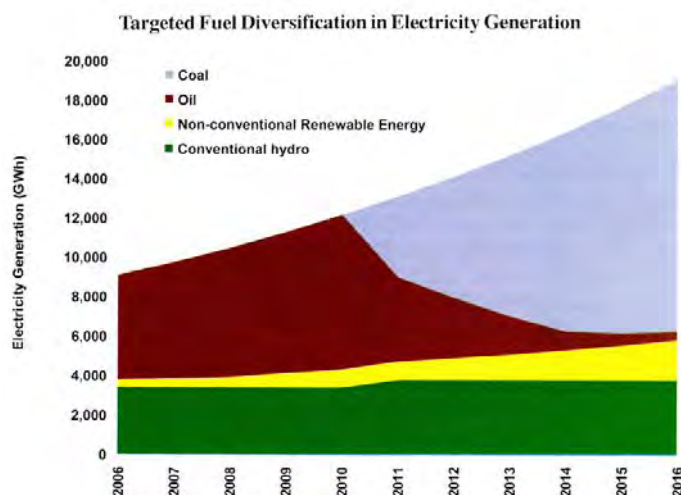
出典：Mahinda Chintana (2006 - 2016)

表 4 - 1 から読み取れるように、2007 年から 2016 年までの必要投資額は電力・エネルギー部門が最大で道路部門がそれに続き、スリランカ国政府が経済社会資本整備の中で電力・エネルギー部門を最重要視していることがうかがわれる。

4 - 2 - 2 電力・エネルギー部門

国家開発計画では電力・エネルギー部門の重要課題として以下の 9 項目を掲げている。

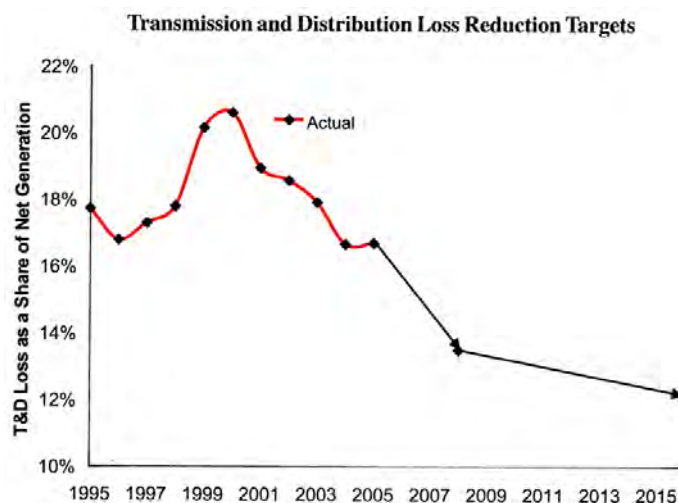
- (1) 電力利用 (電化)
- (2) 発電燃料の多様化とエネルギー安全保障
- (3) 再生可能エネルギーの発電利用
- (4) 送配電系統拡張
- (5) 適正電気料金、債務の再編と目標補助金
- (6) 供給サイドのエネルギー効率化
- (7) 需要サイドのエネルギー効率化
- (8) エネルギー部門の計画・資金調達への知識管理
- (9) 改革・規制機関の推進



出典：Mahinda Chintana :Vision for New Sri Lanka

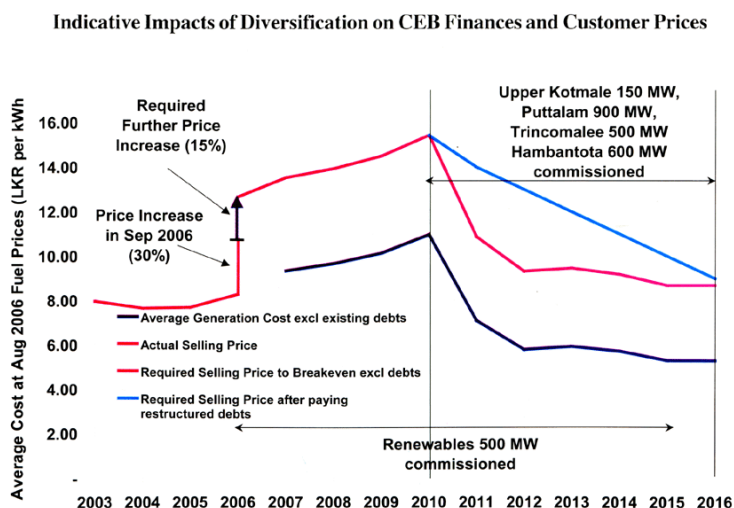
図 4 - 1 発電燃料の多様化目標

電化では2006年時点の電化率78.1%を2016年までに95%にする計画である。発電燃料の多様化は図4-1に見られるように、油焚きの発電所を徐々に削減し、代わって石炭火力を大幅に投入して将来の電力需要を賄う計画となっている。送配電の拡張と平行して、送配電の損失削減も計画しており、現在約17%の損失率を2016年までに12%に低減する計画である(図4-2)。電気料金の適正化では発電燃料コストを反映させた電気料金⁵の導入を、また2010年以降は主に石炭火力の投入による電気料金の引き下げを計画している(図4-3)。



出典：Mahinda Chintana: Vision for New Sri Lanka

図4-2 送変電損失削減目標



出典：Mahinda Chintana: Vision for New Sri Lanka

図4-3 電気料金の適正化目標

⁵ 電気料金は2006年の2月及び9月に値上げされている。(CEB Statistical Digest 2006より)

4-3 電力関連法規、政策

4-3-1 電力関連法規

電力関連法規としては、1997年に当時の Ministry of Irrigation and Power により発行された Power Policy Direction があり、その後 2002年の「電力セクター改革法(Electricity Reform Act, No.28 of 2002)」及び「スリランカ公益事業委員会法 (Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL) Act, No.35 of 2002)」がある。

4-3-2 CEBの改革

現地 ADB 事務所の話によれば、「当初から国際援助機関は CEB の民営化は要求しておらず、分社化による CEB の経営効率の改善を要求してきた。分社化は発電会社(GENCO)、送電会社 (TRANSCO)、配電会社(DISCO)を計画していたが、現在は独立事業部制(Functional Business Unit)を目指しており、会社を意味する“CO”を外している。分社化した場合、発電会社、送電会社、配電会社の各社はスリランカ企業法 (Company Act of Sri Lanka) を遵守することになるが、CEB は企業法の遵守を固辞したため、分社化と企業法遵守を融資条件としていた ADB と JBIC の共同融資であった Power Development Program は支援中止となった経緯がある。」とのことであった。

4-4 電気事業実施体制

4-4-1 Ministry of Finance and Planning (財務・計画省)

財務・計画省の組織図を図 4-4 に示す。この組織図の中の ERD と財務・計画省国家開発計画局 (Department of National Planning : NPD) は国家プロジェクトの選定及び対外援助機関の窓口の役割を担っている。上記の Mahinda Chintana : Vision for a New Sri Lanka が NPD で策定されているように、NPD は国家開発計画の策定及び国家プロジェクトの選定を行っている。ERD は国際援助

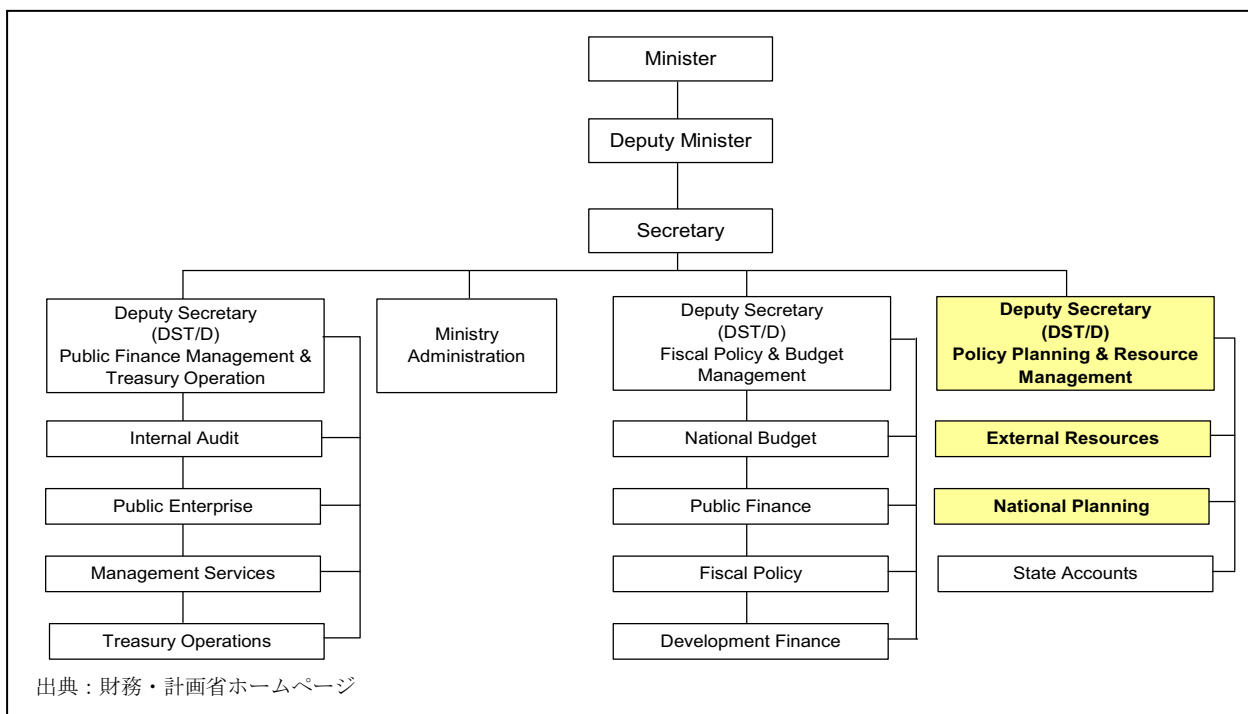


図 4-4 財務・計画省 組織図

機関との交渉・調印及び外貨プロジェクトのモニターを担当している。財務・計画省とは別に計画実施省 (Ministry of Plan Implementation) があるが、この省は外貨・内貨を含むすべての国家プロジェクトのモニター・評価を行っている。

4-4-2 Ministry of Power and Energy (電力・エネルギー省)

MPE は CEB の監督官庁でその主な機能は以下のとおり。

- (1) 電力・エネルギーに係る政策、計画及びプログラムの実施
- (2) エネルギー関連事項の調査、計画、実施及び協力
- (3) 水力、火力、ミニ水力及び石炭火力などの発電設備の調査、計画及び開発
- (4) 地方電化
- (5) 再生可能エネルギーの開発
- (6) 国家電力資源の活用、管理及び規制に対する健全、適切、かつ公平な電力政策の整備
- (7) エネルギーの効率化、需要管理等

なお、MPE が所管する法定機関は以下の 4 機関である。

- ・ CEB
- ・ Energy Conservation Fund
- ・ Lanka Electricity Company (Pvt) Ltd
- ・ Lanka Transformers Ltd

4-4-3 Ceylon Electricity Board (CEB)

CEB は 1969 年の Ceylon Electricity Board Act No.17 of 1969 で設立された電力供給事業者である。

図 4-2 に現在の CEB の組織図を示すが、大きくは発電部門、送電部門、配電部門、プロジェクト部門、及び財務部門から構成されている。

発電計画及び送電計画は送電部門の中の“Transmission & Generation Planning”が担当している。配電部門は全国を 4 つの地域に分割し、Division 1 から Division 4 がそれぞれの地域を担当している。また、Upper Kotamale など現在工事中のプロジェクトはプロジェクト部門で統合管理されている。

CEB が株式所有を通じて直接もしくは間接に経営参加を行っている子会社を表 4-2 に示す。

表 4 - 2 CEB の子会社

企業名	CEB グループの 持ち株比率(%)	営業内容
Lanka Electricity Company (Pvt) Ltd. (LECO)	55.2	電力販売
Lanka Transformers Limited (LTL)	63	変圧器の製造・販売
Lakdhanavi (Pvt) Limited	52	系統接続の発電
Nividhu (Pvt) Limited	53	独立電源としての水力発電
LT Energy (Pvt) Ltd	63	エネルギー効率改善サービス
Lanka Industrial Products Engineering	63	エンジニアリングサービス
Heladhanavi (Pvt) Ltd	63	系統接続の発電

出典：CEB Annual Report and Accounts 2005

4 - 4 - 4 Public Utility Commission (公益事業委員会)

公益事業委員会はスリランカ公益事業委員会法〔Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL) Act, No.35 of 2002〕の施行に伴って設立された特定の公益事業の規制機関である。活動は2003年から開始し、当初の対象公益事業は電気事業と水道事業の2事業であったが、2006年3月に石油事業も対象となった。

委員会は5名の委員から構成され、委員は政策開発にかかわる大臣が指名し、委員の任期は5年である。なお、委員会の専属スタッフは委員長以下8名である。

電気事業での活動は主に以下のガイドラインの作成、電気事業（発送配電）免許書式の作成、及び電力・エネルギー大臣への電力・エネルギー政策に関する助言等である。

- (1) 電気料金ガイドライン
- (2) 電力市場及びシステム運用のガイドライン
- (3) 業績基準ガイドライン

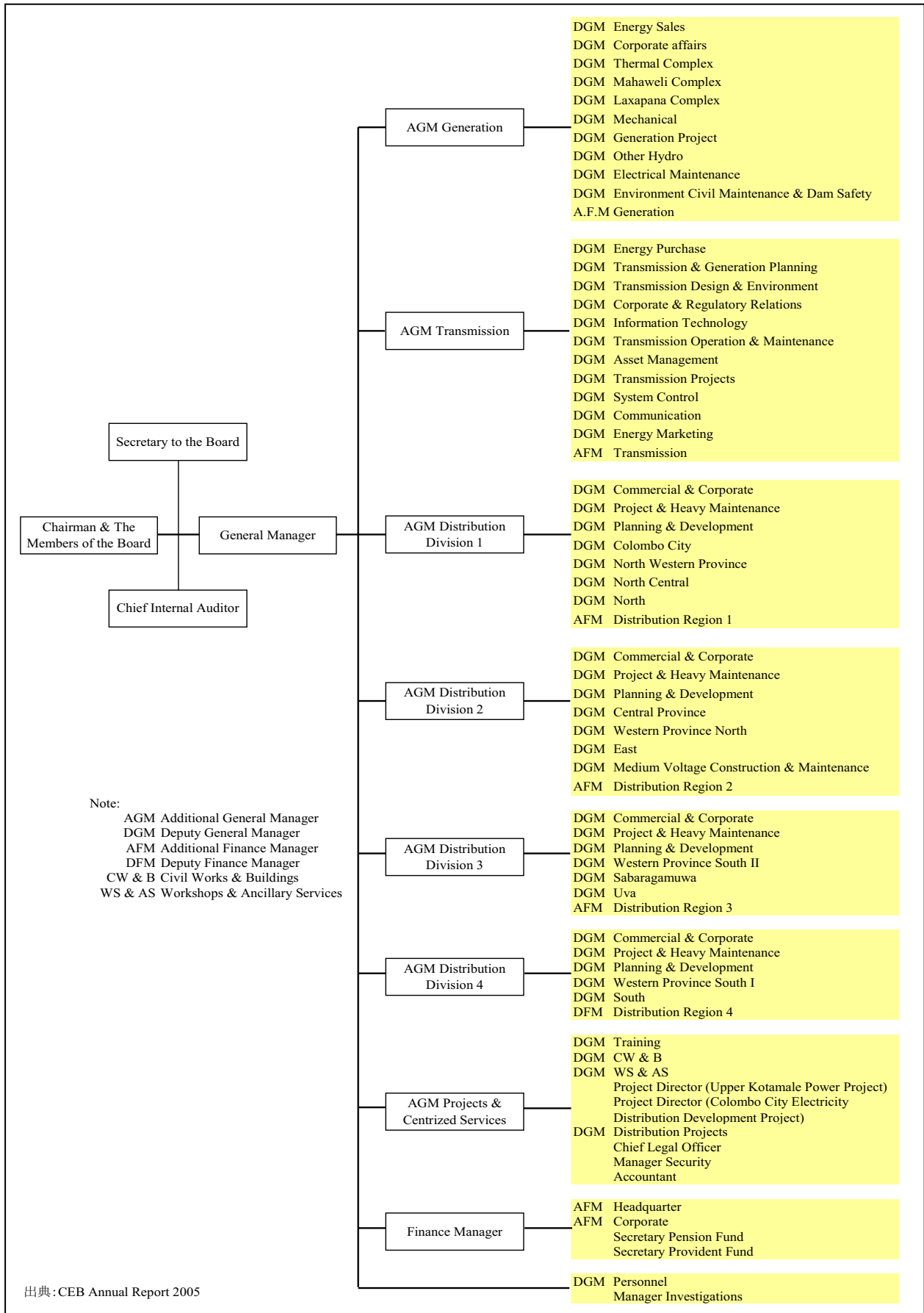
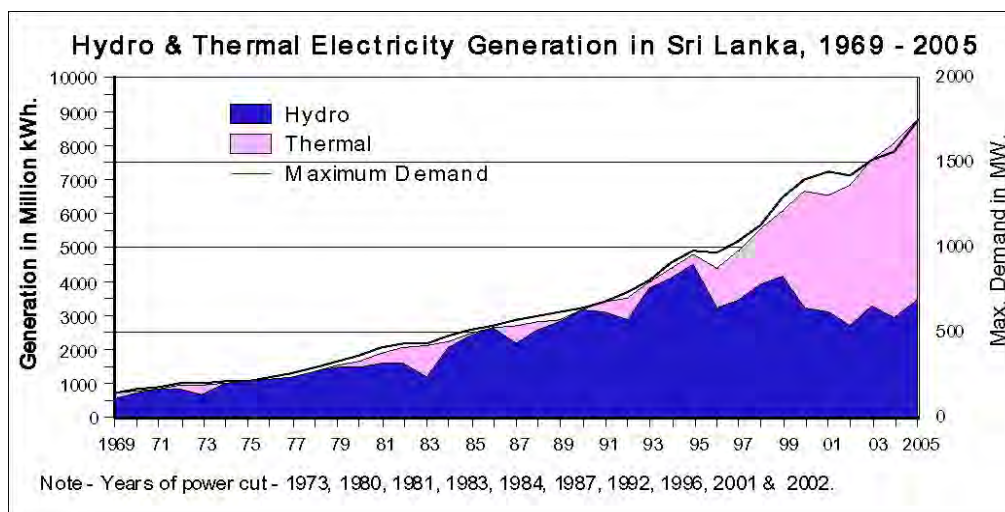


図 4 - 5 CEB 組織図

4-5 電力需給状況

スリランカ国系統の電力需給状況を図4-6及び表4-3に示す。最大需要は2005年から2006年にかけて年平均約10%伸びているにもかかわらず、設備容量（IPP、Hiredを含む）はほとんど増加していない。この状態が続けば、近い将来電力供給不足がまた発生するのではと懸念される。



出典：CEB Statistical Digest 2005

図4-6 電力需給状況（発電端）

表4-3 電力需給状況（2004～2006年）

年	2004	2005	2006
最大需要 (MW)	1,563	1,748	1,893
最大需要伸び率 (%)	-	11.8	8.3
設備容量 (MW) ^{a)}	2,499	2,411	2,415
設備容量の伸び率 (%)	-	-3.5	0.2
システム負荷率 (%)	58.6	57.3	56.6
発電量 (GWh)	8,043	8,769	9,389
販売電力量 (MWh)	6,667	7,255	7,832
系統ロス率 (%) ^{b)}	17.1	17.3	16.6

注：a) CEB Statistical Digest では2006年の設備出力は2,434 MWになっているが、今回の調査では2,415 MW との情報を得た。

b) 系統ロス率 (%) には送配電損失及び所内用電力を含む。

出典：CEB Statistical Digest 2005 及び2006

4-6 電力設備の現状

4-6-1 発電設備

(1) 設備容量

表4-4にスリランカ国の系統接続の発電設備容量を示す。2006年末現在で総設備容量は2,415MWで、うち独立系発電事業者（Independent Power Producer：IPP）の設備容量が659MW

と全体の 27%を占める。発電タイプでは火力が 1,098MW で全体の 45%を占め、残りの 55%が水力という構成になっている。

表 4-4 スリランカ国の発電設備容量 (2006 年末現在)

発電タイプ	設備容量 (MW)
CEB 火力	548
CEB 水力	1,205
CEB 風力	3
IPP 水力及び小水力	109
IPP 火力	550
総計	2,415

出典：JICA 質問票に対する CEB からの回答

(2) 発電量

表 4-5 に発電タイプ別の発電量を示す。2006 年は豊水年であったため、水力発電量が 2005 年に比べて約 35%増加し、その分 CEB の火力発電量が減少している。2006 年の IPP 火力発電量がほとんど変わらないのは PPA (Power Purchase Agreement：電力買取契約) の契約条件が Take or Pay のためと思われる。2006 年の IPP 発電量が全体発電量に占める比率は 37%である。

表 4-5 発電タイプ別は発電量

発電タイプ	発電量 (GWh)	発電量 (GWh)
	2005	2006
CEB 火力	2,162	1,669
CEB 水力	3,173	4,290
CEB 風力	2	2
IPP 水力及び小水力	280	346
IPP 火力	3,152	3,082
総計	8,769	9,389

出典：CEB Statistical Digest 2006

(3) 発電設備内訳

表 4-6⁶ 及び表 4-7 に CEB 及び IPP⁷ の発電設備内訳を示す。2003 年から 2005 年にかけて建設された CEB の発電設備は Kukule 水力の 70MW (2003 年) であるのに対し、IPP では同期間中 363MW⁸ の発電設備が建設されている。図 4-6 の図中の注では、2002 年以降は停電

⁶ 表中の CEB 火力 2006 年各発電所の発生電力量は最初 CEB から回答を貰ったが、火力発電量の合計が 3,390GWhとなり、表 4-5 の発電量と大きく違うので、JICA 調査団で推定したものである。

⁷ 表 4-6 では IPP の設備容量は 549MW となり、CEB の回答 550MW と 1 MW の違いがある。

⁸ AES Kelanitissa 163MW (2003)、Heladhanavi 100 MW (2004)、ACE Power Embilipitiya 100 MW (2005)

が発生していないことになっているが、2003年以降の需要増に対して、CEBは主にIPP発電所の建設で凌いできたことが読み取れる。

表4-6 CEB 発電設備状況 (2006年12月末現在)

1. Thermal Power Stations

P/S Name	Type of Generation	Installed Capacity			Location	Available Output MW	Genration Energy in 2006 GWh/year	Service Hours Hr/day	Start of Operation yyyy.mm	Fuel Type	Thermal Eff. in 2006 %
		MW/unit	units	MW							
1 Kelanitissa (Old)	Gas Turbine	20.000	x 5	100.0	Kelanitissa	85.0	6		1981.12	Lanka Auto Diesel	18.0%
2 Kelanitissa (New)	Gas Turbine	115.000	x 1	115.0		115.0	68		1997.08	Lanka Auto Diesel	27.4%
3 Kelanitissa	Comb.Cycle	165.000	x 1	165.0		165.0	724		2002.08	Lanka Auto Diesel Naptha	41.6% 45.8%
4 Sapugasukanda	Diesel	20.000	x 4	80.0	Sapugasukanda	72.0	349		1984.05	Residual Oil	36.4%
5 Sapugasukanda (ext.)	Diesel	10.000	x 8	80.0		72.0	503		1997.09	Residual Oil	39.5%
6 Chunnakam	Diesel	1.000	x 8	8.0	Others	8.0	0		1958.xx		
Thermal P/S Total & Average				548.0		517.0	1,650				

出典：黄色枠はCEBへの質問票に添付した表に対するCEBからの回答・修正（空欄は回答無し）、その他はスリランカ国電力セクターマスタープラン調査 ファイナルレポート（メインレポート）付属資料-4（2006年2月）及び青枠はCEB Statistical Digest 2006 の燃料コストから調査団が推定。

2. Hydro Power Stations

P/S Name	Storage Capacity MCM	Installed Capacity			Location	Available Output MW	Ave. Genration GWh/year	Service Hours Hr/day	Start of Operation yyyy.mm	Fuel Type	Generation Cost in 2006 Rs./kWh
		MW/unit	units	MW							
1 Canyon	123.4	30.000	x 2	60.0	Laxapana	60.0	160	7.3	1983.03		1.91
2 Wilmalasurendra	44.8	25.000	x 2	50.0		50.0	112	6.1	1965.01		1.36
3 Old Laxapana	0.4	8.330	x 3	25.0		50.0	286	15.7	1950.12		0.89
		12.500	x 2	25.0					1958.12		
4 New Laxapana	1.2	50.000	x 2	100.0		100.0	552	15.1	1974.02		0.89
5 Polpitiya	0.4	37.500	x 2	75.0	75.0	453	16.5	1969.04		0.56	
Laxapana Complex Total		170.2		335.0	335.0	1,563	12.8				
6 Victoria	721.2	70.000	x 3	210.0	Mahaweli	210.0	865	11.3	1981.01		0.64
7 Kotmale	172.6	67.000	x 3	201.0		201.0	498	6.8	1985.04		1.73
8 Randenigala	875.0	61.000	x 2	122.0		122.0	454	10.2	1986.07		1.25
9 Ukuwela	1.2	19.000	x 2	38.0		38.0	154	11.1	1976.07		1.33
10 Bowatenna	49.9	40.000	x 1	40.0		40.0	48	3.3	1981.06		3.28
11 Rantambe	21.0	24.500	x 2	49.0		49.0	239	13.4	1990.01		1.25
Mahaweli Complex Total		1840.9		660.0	660.0	2,258	9.4				
12 Samanalawewa	278.0	60.000	x 2	120.0	Others	120.0	344	7.9	1992.10		2.76
13 Kukule	1.7	35.000	x 2	70.0		70.0	300	11.7	2003.07		11.58
Other Complex Total		279.7		190.0	190.0	644.0	19.6				
Small & Mini Hydro Total				20.0	20.0						
Hydro P/S Total & Average				1205.0	1205.0	4465.0	10.2				

出典：黄色枠はCEBへの質問票に添付した表に対するCEBからの回答・修正（空欄は回答無し）、その他はスリランカ国電力セクターマスタープラン調査 ファイナルレポート（メインレポート）付属資料-4及び同ファイナルレポート（テクニカルバックグラウンドレポート）表5.2.1（2006年2月）

3. Wind Power

Wind Power Total & Average			3.0		3.0	2	1.8			18.53
---------------------------------------	--	--	------------	--	------------	----------	------------	--	--	--------------

出典：黄色枠はCEBへの質問票に添付した表に対するCEBからの回答・修正（空欄は回答無し）、その他はCEB Statistical Digest 2006

4. CEB Power Stations Total

CEB Total & Average			1756.0		1725.0	6117.0	9.7			
--------------------------------	--	--	---------------	--	---------------	---------------	------------	--	--	--

表 4 - 7 IPP 発電設備状況 (2006 年 12 月末現在)

1. Thermal Power Stations

P/S Name	Type of Generation	Installed Capacity			IPP Company	Available Output MW	Energy Sale in 06 GWh/year	Service Hours Hr/day	Start of Operation yyyy.mm	PPA Contract years	Purchase Cost in 06 Rs./kWh
		MW/unit	units	MW							
1 Lakdhanavi	Diesel	5.630	x 4	22.52	Lakdhanavi (Pvt) Ltd.	22.5	104.0	12.7	1997.11	15	13.07
2 Asia Power	Diesel	6.375	x 8	51.00	Asia Power (Pvt) Ltd.	49.0	334.0	18.7	1998.06	20	13.00
3 Colombo Power Barge	Diesel	15.681	x 4	62.72	Colombo Power (Pvt) Ltd.	60.0	452.0	20.6	2000.07	15	11.91
4 ACE Power Matara	Diesel	6.200	x 4	24.80	ACE Power Matara Ltd.	20.0	130.0	17.8	2002.03	10	13.60
5 ACE Power Horana	Diesel	6.200	x 4	24.80	ACE Power Horana Ltd.	20.0	132.0	18.1	2002.12	10	13.07
6 AES Kelanitissa	Comb.Cycle	163.000	x 1	163.00	AES Kelanitissa (Pvt) Ltd.	163.0	620.0	10.4	GT: 03.03 ST: 03.10	20	15.78
7 Heladhanavi	Diesel	16.660	x 6	99.96	Heladhanavi Ltd.	100.0	619.0	17.0	2004.10	10	10.60
8 ACE Power Embilipitiya	Diesel	7.140	x 14	99.96	ACE Power Embilipitiya Ltd.	100.0	593.0	16.2	2005.04	10	11.62
9 Kool Ail (Jaffna)	Diesel	20.000	x 1	20.00	Kool Air (Pvt) Ltd.	15.0	42.0	7.7	不明	緊急時	21.31
10 Chunnakam (Hired) (Jaffna)	Diesel	20.000	x 1	20.00	Aggreko (Pvt) Ltd.	20.0	55.0	7.5	2003.10	緊急時	22.31
Total & Average (10 Stations)				548.76	注: Jaffnaを除く	534.50	3,082	15.8			12.96

注: Kool Ail と Chunnakam (Hired) は系統に接続しておらず、且つ緊急用ということで、CEBのIPP火力発電設備容量には参入されてない。

出典: 電力セクターマスタープラン調査ファイナルレポート (メインレポート) 付属資料-4 (2006年2月)、CEB Statistical Digest 2006及びCEBからの回答を基にJICA調査団作成

2. Hydro Power Stations

P/S Name	Type of Generation	Installed Capacity			IPP Company	Available Output MW	Energy Sale in 06 GWh/year	Service Hours Hr/day	Start of Operation yyyy.mm	PPA Contract years	Purchase Cost in 06 Rs./kWh
		MW/unit	units	MW							
Total & Average (60 Stations)				109.00		109.00	346	8.7			5.97

出典: 電力セクターマスタープラン調査ファイナルレポート (メインレポート) 付属資料-4 (2006年2月)、CEB Statistical Digest 2006及びCEBからの回答を基にJICA調査団作成

3. IPP and Hired Total

Total & Average (70 Stations)				657.76		643.50	3,428	14.6			12.26
--	--	--	--	---------------	--	---------------	--------------	-------------	--	--	--------------

(4) 火力発電燃料

表 4 - 8 は CEB 火力発電所の 2003 年から 2006 年にかけての燃料消費量と燃料価格及び kWh 当たりの燃料コストを示している。平均燃料価格 (Rs./Liter) は 2003 年価格 (20.35Rs./Liter) を 100 とすると 2006 年は 200 とちょうど倍になっている。2006 年の発電所別発電原価 (燃料費のみ) (Rs./kWh) を見ると、7 Rs./kWh から 30 Rs./kWh と燃料種別及び発電形式で大きな開きがある。2006 年の平均発電原価 (燃料費のみ) は 9.76 Rs./kWh⁹ で同年の平均電気料金が 8.99 Rs./kWh¹⁰ であるので、発電すればするほど CEB の持ち出しが増えることになる。

⁹ 16,306 Million Rs./1,669 GWh (表 4 - 5) = 9.76 Rs./kWh

¹⁰ 表 4 - 11 参照のこと。

表 4 - 8 CEB 火力発電所燃料費及び発電コスト (燃料費)

Name of Power Station	Type of Fuel	2006			2005			2004			2003		
		Fuel Cost	Fuel Used	Fuel Price	Fuel Cost	Fuel Used	Fuel Price	Fuel Cost	Fuel Used	Fuel Price	Fuel Cost	Fuel Used	Fuel Price
		Million Rs.	Million Liter	Rs. / Liter	Million Rs.	Million Liter	Rs. / Liter	Million Rs.	Million Liter	Rs. / Liter	Million Rs.	Million Liter	Rs. / Liter
K.P.S. (Steam)	L.F.O.	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
K.P.S. (Small GT)	L.A.D.	174	3	58.00	489	12	40.75	2,000	70	28.57	416	20	20.80
K.P.S. (new GT)	L.A.D.	1,283	23	55.78	4,094	94	43.55	4,384	145	30.23	2,130	101	21.09
K.P.S. (C.Cy)	L.A.D.	4,972	89	55.87	3,231	75	43.08	3,989	129	30.92	1,755	79	22.22
	Naphtha	3,665	91	40.27	5,617	180	31.21	3,478	138	25.20	2,834	145	19.54
SP.P.S. (Diesel) - A	L.H.F.	2,498	79	31.62	1,718	75	22.91	1,290	69	18.70	2,069	113	18.31
	L.A.D.	102	2	51.00	54	2	27.00	39	1	39.00	48	2	24.00
SP.P.S. (Diesel) - B	L.H.F.	3,511	110	31.92	2,574	114	22.58	2,043	110	18.57	2,002	110	18.20
	L.A.D.	69	1	69.00	37	1	37.00	26	1	26.00	14	1	14.00
Hired Plant	L.A.D.	0	0	-	0	0	-	4,105	134	30.63	2,486	105	23.68
C.P.S. (generators)	L.A.D.	32	0.5	64.00	13	0	65.00	0	0	-	0	0	-
Small Diesel Generators	L.A.D.	0	0	-	0	0	-	36	1	36.00	0	0	-
Total		16,306	399	40.92	17,827	553	32.23	21,390	798	26.80	13,754	676	20.35

注: Rs./liter は JICA 調査団で算出。

出典: CEB Statistical Digest 2003, 2005 and 2006

凡例

K.P.S.- Kelanitissa Power Station L.A.D.- Lanka Auto Diesel C.Cy- Combined Cycle
 SP.P.S.- Sapugaskande Power Station L.H.F.- Lanka Heavy Fuel GT- Gas Turbine
 C.P.S. - Chunnakam Power Station L.F.O.- Lanka Furnace Fuel

Name of Power Station	Type of Fuel	2006			2005			2004			2003		
		1 USD = Rs. 103.96			1 USD = Rs. 100.55			1 USD = Rs. 101.19			1 USD = Rs. 96.71		
		Fuel Rate	Fuel Cost	Fuel Cost	Fuel Rate	Fuel Cost	Fuel Cost	Fuel Rate	Fuel Cost	Fuel Cost	Fuel Rate	Fuel Cost	Fuel Cost
	Liters/kWh	Rs./kWh	Usc/kWh	Liters/kWh	Rs./kWh	Usc/kWh	Liters/kWh	Rs./kWh	Usc/kWh	Liters/kWh	Rs./kWh	Usc/kWh	
K.P.S. (Steam)	L.F.O.	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-
K.P.S. (Small GT)	L.A.D.	0.52	30.16	29.01	0.53	21.60	21.48	0.50	14.29	14.12	0.52	10.82	11.19
K.P.S. (new GT)	L.A.D.	0.34	18.97	18.25	0.34	14.81	14.73	0.33	9.98	9.86	0.34	7.17	7.41
K.P.S. (C.Cy)	L.A.D.	0.23	12.85	12.36	0.22	9.48	9.43	0.22	6.80	6.72	0.25	5.56	5.75
	Naphtha	0.27	10.87	10.46	0.27	8.43	8.38	0.26	6.55	6.47	0.27	5.28	5.46
SP.P.S. (Diesel) - A	L.H.F.	0.23	7.27	6.99	0.23	5.27	5.24	0.23	4.30	4.25	0.23	4.21	4.35
	L.A.D.	0.36	18.36	17.66	0.50	13.50	13.43	0.43	16.77	16.57	0.46	11.04	11.42
SP.P.S. (Diesel) - B	L.H.F.	0.22	7.02	6.75	0.22	4.97	4.94	0.21	3.90	3.85	0.21	3.82	3.95
	L.A.D.	0.31	21.39	20.58	0.37	13.69	13.62	0.32	8.32	8.22	0.39	5.46	5.65

注: Fuel Cost (Rs./kWh and Usc/kWh) は JICA 調査団で算出。

出典: CEB Statistical Digest 2003, 2005 and 2006

4-6-2 送配電設備

表4-9に2003年から2006年の送電線及び配電線の延伸距離を、また、図4-7及び図4-8にスリランカ国系統と系統ダイアグラムを示す。

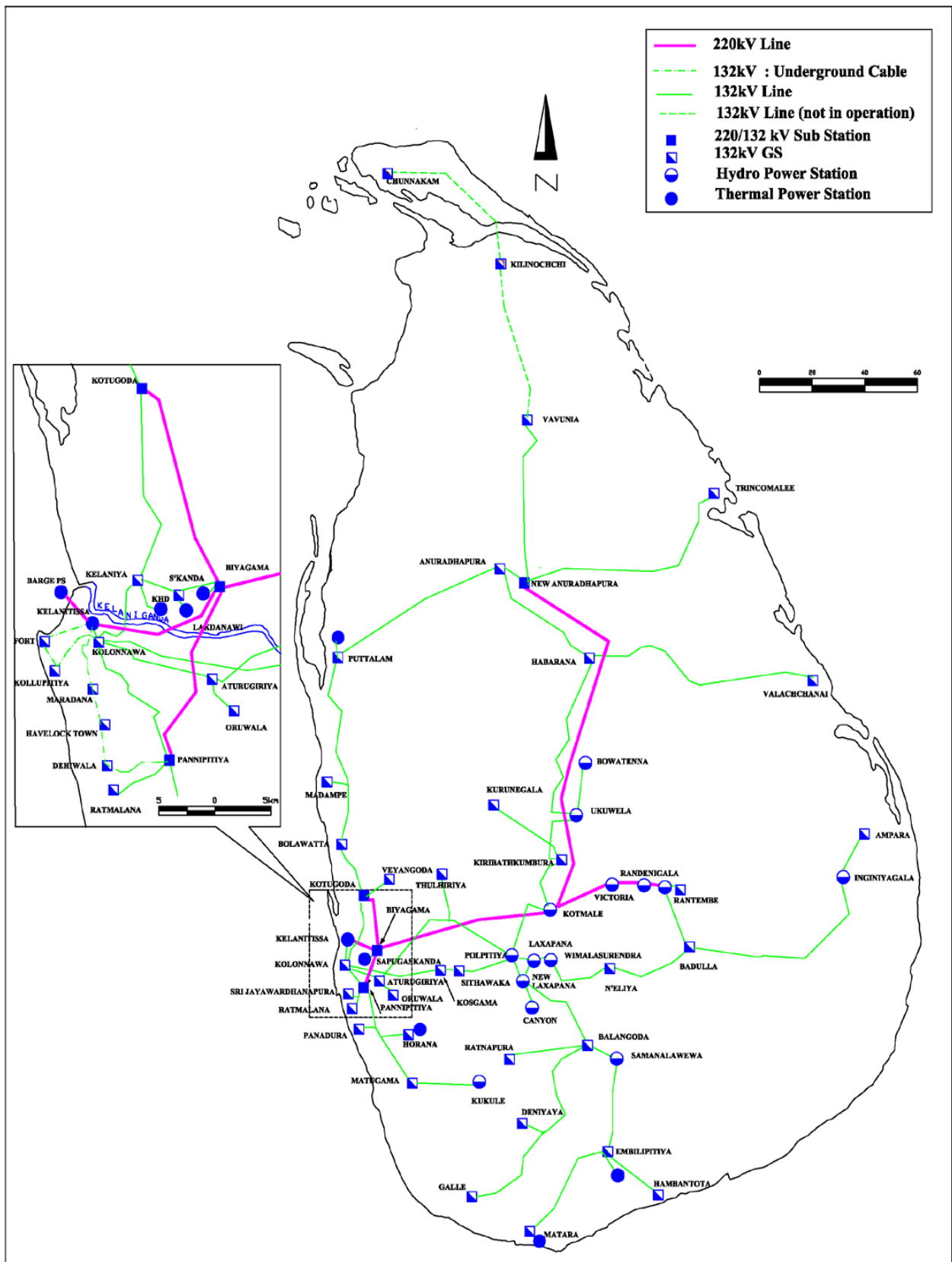
表4-9の伸び率を見る限り、CEBが配電延伸に力を入れていることがうかがわれる。

表4-9 送配電延伸距離 (km)

	2006	2005	2004	2003	伸び率 (%) (2006/2003)
架空 220 kV ルート	331	331	331	331	0
架空 132 kV ルート	1,675	1,675	1,651	1,484	12.8
地下 132 kV ルート	41	13	13	13	215.4
架空 33 kV ルート	20,701	19,661	18,507	18,545	11.6
地下 33 kV ルート	121	103	103	94	28.7
架空 11 kV ルート	1,662	1,655	1,430	1,597	4.1
地下 11 kV ルート	834	821	810	796	4.8
低圧線架空・地下合計	85,886	82,037	77,198	72,112	19.1
単相架空・地下	37,434	36,235	35,020	34,481	8.6
2相架空・地下	4,771	4,814	4,844	5,207	-8.4
3相架空・地下	43,681	40,988	37,334	32,424	34.7

注：北部の132 kV送電線141ルートは詳細が把握できないため、除外（CEB）

出典：CEB Statistical Digest 2004, 2005 及び 2006



出典：CEB

図 4-7 スリランカ国系統図 (2006 年現在)

4-7 電気事業経営

2006 年末の CEB の総職員数は 14,277 名であり、2004 年と 2005 年¹¹の CEB 損益計算書と経営指標を表 4-10 及び表 4-11 に示す。

表 4-10 の Cost of Sales が電力販売に伴う売上原価（燃料費、IPP への支払い費用、発電所職員の給与、発電所の修繕・維持管理費、減価償却費など）を示している。年次報告書の冒頭で CEB 議長（Chairman）が燃料高騰により 2005 年度も引き続き深刻な財務損失が発生したと述べているにもかかわらず、売上原価の内訳が記載されていないのには正直驚いた。財務報告書の監査人の CEB へのコメントにもこの点には全く触れていない。CEB 改革の目標である経営効率の改善のためにはまず財務報告書の透明性の確保が不可欠と思われる。

2005 年の最終損失額は 2004 年に比べて一見半分以下に縮小しているが、これは 2005 年度に政府から補助金が出たため、この補助金がなければ 2005 年の最終損失額は 2004 年の最終損失額を上回ることになる。

経営指標では発電設備（固定資産）がどれだけ営業利益（Profit from Operating Activities）に寄与しているかを示す資産収益率（Rate of Return）は、通常プラスになるべきであるが、CEB ではこれがマイナスになっており、問題外である。

発展途上国では売電料金の確実な回収が事業経営の課題の一つになっており、売掛金（Customers Receivable）が売り上げ収入の何日分に相当するかがその指標である。CEB の場合 2004 年の 97 日から 2005 年の 71 日¹²と改善されている。労働生産性の指標として、職員一人当たりの顧客数や電力販売量を見ると、2006 年には改善の兆しが認められる。

表 4-12 は 1998 年から 2005 年までの損益計算書の税引き前利益を示している。表からわかるとおり、CEB の税引き前利益は 2000 年以降常に赤字で、赤字額も 2003 年を除いて大幅に増加している。2000 年以降の赤字の要因は IPP からの電力購入（2006 年時点で平均 12.26 Rs/kWh、表 4-7 参照）と 2003 年以降の世界的な燃料価格の高騰と推測される。また、図 4-9 は 1991 年から 2006 年までのスリランカルピー（Rs.）の対 USD の為替レートの変遷を示しているが、2005 年に若干 Rs. が強くなったものの一貫して Rs. 安で推移している。Rs. の下落は対外債務への Rs. 貨幣での支払い増という形で CEB の経営を圧迫し、Rs. 安も赤字拡大の要因と思われる。

結論として、CEB の経営改善の努力は認められるものの、火力燃料の高騰もあって経営自体は成り立たない状況であるといえる。

¹¹ 2007 年 8 月の現地調査の時点ではまだ、2006 年の年次報告書（Annual Report and Accounts 2006）が出来上がっていなかった。

¹² 参考までに関西電力の 2005 年度では 17 日であった。

表4-10 CEB 損益計算書

	Note	Board	
		2005	2004
		Rs.'000	Rs. '000
Revenue		55,977,540	51,119,181
Cost of Sales		(71,025,856)	(61,563,742)
Gross Loss		(15,048,316)	(10,444,561)
Other Operating Income	1)	16,348,063	2,016,551
Administrative Expenses		(2,518,199)	(634,269)
Profit/(Loss) from Operating Activities		(1,218,452)	(9,062,279)
Finance Cost		(5,633,616)	(6,444,429)
Loss Before Tax		(6,852,068)	(15,506,708)
Profit on Disposal of Subsidiary		-	-
Amortization of Goodwill		-	-
Income Tax Expenses		-	-
Loss After Tax		(6,852,068)	(15,506,708)
Minority Interest		-	-
Loss for the Year		(6,852,068)	(15,506,708)

注：1) 2005年は国から11,305,693,000 Rs. の補助金を受けている（2004年は無し）。

出典：Annual Report and Accounts 2005, CEB

表4-11 CEB 経営指標

		Board		
		2006	2005	2004
Salable Energy	Gwh	7,832	7,255	6,667
Average Tariff	Rs./kWh	8.99	7.72	7.67
Average Exchange Rate	RS/USD	103.96	100.55	101.19
Average Tariff	Use/kWh	8.6	7.7	7.6
Non-Current Assets Property, Plant & Equip.	Rs. '000	不明	281,844,098	260,454,772
Rate of Return	%	不明	(0.4)	(3.5)
Trade and Other Receivable	Rs. '000	不明	10,936,182	13,594,812
Revenue	Rs. '000	不明	55,977,540	51,119,181
Customers Receivable	days	不明	71	97
Total Employed	No.	14,277	14,568	13,418
Consumer Accounts	No.	3,636,242	3,396,047	3,206,892
Power Sales per employee	MWh/cap	549	498	497
No. of Customers per employee	No/cap	255	233	239

出典：CEB Annual Report and Accounts 2005 及び Statistical Digest 2005, 2006

表4-12 CEB の税引き前利益の推移（1998-2005）

（単位：百万Rs.）

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005-a	2005-b
売上げ	19,787	21,304	24,086	29,029	40,544	47,719	51,119	55,978	55,978
直接経費	(14,793)	(15,423)	(29,659)	(34,540)	(44,801)	(48,363)	(61,564)	(71,026)	(71,026)
粗利益（損失）	4,994	5,881	(5,573)	(5,511)	(4,257)	(644)	(10,445)	(15,048)	(15,048)
販売管理費	(1,366)	(1,001)	(934)	(601)	(454)	(2,347)	(634)	(2,518)	(2,518)
営業利益	3,628	4,880	(6,507)	(6,112)	(4,711)	(2,991)	(11,079)	(17,566)	(17,566)
その他収入（支出）	1,020	1,260	2,209	1,734	3,837	5,440	2,017	16,348	5,042
利子支払い	(2,495)	(1,905)	(2,425)	(4,822)	(6,552)	(6,199)	(6,645)	(5,634)	(5,634)
税引き前利益（損失）	2,153	4,235	(6,723)	(9,200)	(7,426)	(3,750)	(15,707)	(6,852)	(18,158)

注：2005-aは2005年度の損益計算書通りで、2005-bはその他収入から政府補助金11,306百万Rs. を除外した場合を示す。

出典：2002年までは「鉱工業プロジェクト形成基礎調査スリランカ国電力セクターマスタープラン調査現地調査報告書（2004年3月）の表5.1 及び2003年以降はCEB Annual Report and Accounts 2005より。

Year	Rs./USD
1991	40.23
1992	42.51
1993	46.15
1994	49.5
1995	49.99
1996	54.04
1997	56.69
1998	61.21
1999	68.36
2000	72.02
2001	82.55
2002	93.05
2003	96.71
2004	101.19
2005	100.55
2006	103.96

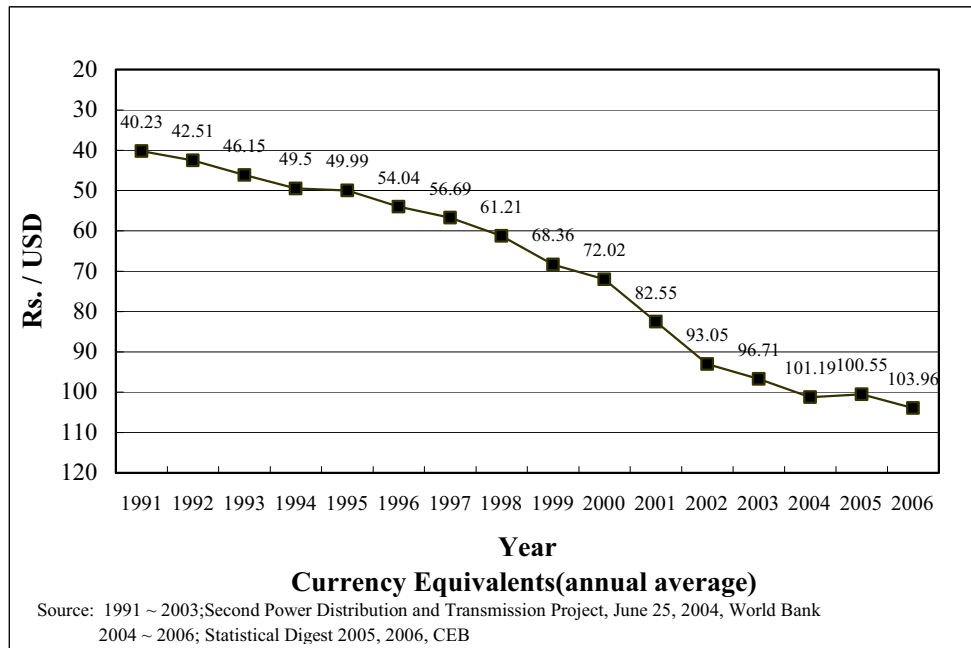


図 4 - 9 為替レート履歴

表 4 - 13 に 2007 年 2 月から導入された新電気料金システムを示し、表中の 1 ユニットは 1 kWh である。電気料金は全国一律料金体系となっている。

表 4 - 13 CEB 電気料金表

TARIFF – 2007

Applicable from 01/02/2007

Domestic					Fixed Charge
Block 1	-	First 30 units	RS.	3.00 per unit	Rs: 60
Block 2	-	31 – 60 units	RS.	4.70 per unit	Rs: 90
Block 3	-	61 – 90 units	RS.	7.50 per unit	Rs: 120
Block 4	-	91 – 180 units	RS.	14.00 per unit	Rs: 180
Block 5	-	Above 180 units	RS.	19.80 per unit	Rs: 240
Fixed Charge -					
Religious Purpose					Fixed Charge
Block 1	-	First 30 units	RS.	2.50 per unit	Rs: 60
Block 2	-	31 – 90 units	RS.	3.70 per unit	Rs: 90
Block 3	-	91 – 180 units	RS.	6.50 per unit	Rs: 180
Block 4	-	Above 180 units	RS.	10.20 per unit	Rs: 240
Fixed Charge -					

	General Purpose	Industrial	Industrial	Hotel (GP)	Hotel (Industry)	Hotel (1) (Time of Day)
Supply at 400/230 V						
Contract Demand < 42 kVA						
Unit Charge (Rs/unit)	11.90	8.50	16.00 (peak) 7.90 (off peak)	11.90		
Fixed Charge (Rs/month)						
Up to 10 kVA	240.00	240.00	240.00	240.00		
Above 10 kVA	500.00	500.00	500.00	500.00		
Supply at 400/230 V						
Contract Demand >= 42 kVA						
Unit Charge (Rs/unit)	11.80	8.10	22.00 (peak) 7.50 (off peak)	11.80	8.10	22.00 (peak) 7.50 (off peak)
Demand Charge (Rs/kVA)	480.00	400.00	380.00	480.00	480.00	380.00
Fixed Charge (Rs/month)	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00	3000.00
Supply at 11/33/132 kV						
Unit Charge (Rs/unit)	11.70	8.00	20.00 7.10		8.00	20.00 (peak) 7.10 (off peak)
Demand Charge (Rs/kVA)	460.00	380.00	360.00		380.00	360.00
Fixed Charge (Rs/month)	3000.00	3000.00	3000.00		3000.00	3000.00
Bulk Supplies to LECO/LA						
		Unit	Demand			
		Rs/unit	Rs/kVA			
L1 – Supply at 400/230 V		10.80	240.00			
L2 – Supply at 11 kV & above		7.50	220.00			
Street Lighting				Rs. 10.00	per unit	
Peak Period	from 6.30 pm to 9.30 pm each day					
Off peak period	from 9.30 pm to 6.30 pm the following day					
Fuel Adjustment	Charge – 20 %					
	Fuel Adjustment charge 20 % will be charged on all units consumed by all electricity except for Domestic & Religious Purpose consumers who consume less than 90 units per month and all industrial consumers					

4-8 電力開発計画

4-8-1 需要予測

図4-10は「スリランカ国電力セクターマスタープラン調査 ファイナルレポート（2006年2月）」及び「スリランカ国水力発電最適化計画調査 ファイナル・レポート（2004年2月）」に記載の電力需要予測を互いに比較したものである。2020年以降については両者の需要予測に若干の差は認められるが、2015年までは両者はほぼ一致している。また、実績は2005年と2006年の2年間だけであるが、これも予測値とよく一致している。

この両者とは別に、CEBのTransmission and Generation Planning部門でも2005年に2006年から2020年までの電力需要予測¹³を行っているが、需要予測は電力セクターマスタープラン調査の予測値と全く同一であった。

したがって、現時点では電力セクターマスタープラン調査の需要予測が最新版と見做し得る。これによれば、2015年までの電力需要の年間伸び率は概ね7%台後半と予想されている。

1. Demand (GWh) for Base Case

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Power Sector Master Plan in 2006 by JICA	7,113	7,614	8,191	8,827	9,548	10,327	11,166	12,070	13,040	14,079	15,190	16,378	17,654	19,019	20,480	22,040	23,708	25,497	27,412	29,459	31,648
Hydropower Optimization in 2004 by JICA	7,147	7,582	8,192	8,842	9,534	10,270	11,055	11,891	12,781	13,729	14,738	15,813	16,958	18,178	19,476	20,860	22,333	23,901			
Gross Unit Sold by CEB Statistical Digest 2005 & 2006	7,255	7,832																			

2. Peak (MW) for Base Case

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Power Sector Master Plan in 2006 by JICA	1,768	1,884	2,019	2,168	2,336	2,517	2,712	2,921	3,146	3,389	3,657	3,943	4,250	4,579	4,931	5,306	5,708	6,138	6,599	7,092	7,619
Hydropower Optimization in 2004 by JICA	1,805	1,896	2,036	2,193	2,358	2,535	2,722	2,921	3,132	3,356	3,595	3,848	4,117	4,402	4,700	5,034	5,390	5,768			
Maximum Demand by CEB Statistical Digest 2005 & 2006	1,748	1,893																			

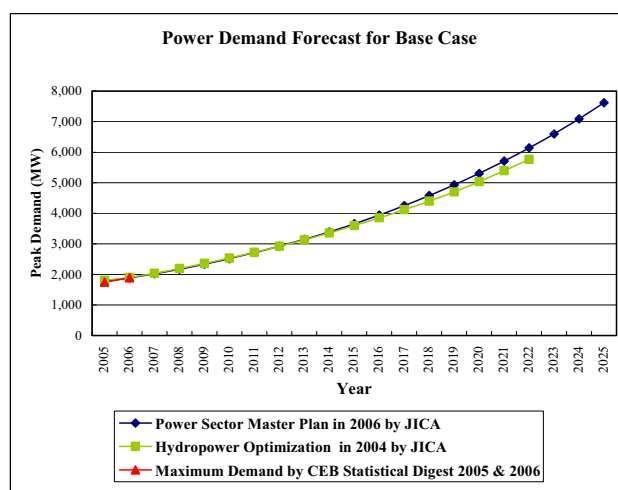
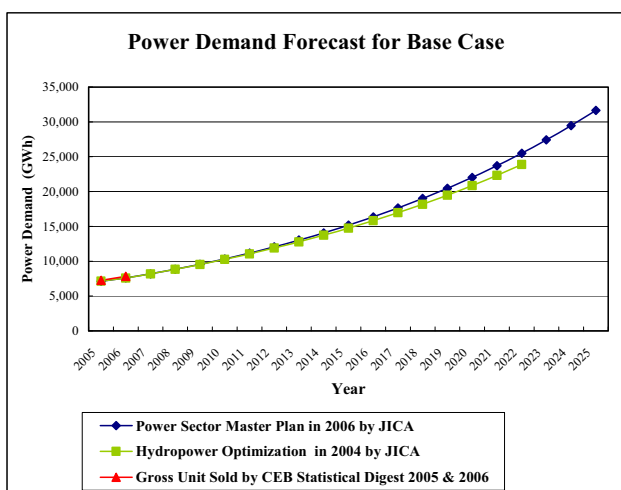


図4-10 需要予測と実績値

¹³ “Long Term Generation Expansion Plan 2006 – 2020, Transmission and Generation Planning Branch”, CEB, December 2005

4-8-2 電源開発計画

表4-14の上段の表は前述の電力セクターマスタープラン調査（以下、「MP」と記す）のベースケースの電源開発計画¹⁴を示している。表中の電力供給(Power Supply)は2006年の全設備容量を2,415 MW(表4-4参照)としてJICA調査団が計算したものである。また、供給予備率(Reserve Margin)は{(供給-需要)/需要}から同様にJICA調査団で作成したものである。供給予備率に着目すると、2018年以降供給予備率は10%台に落ち込むがそれまでは20%以上確保され、特に2011年から2013年にかけては約40%以上の供給予備率があり、電源開発が計画通り進めば、短・中期的(2015年頃まで)には電力供給不足の心配がない計画となっている。

今回、現地関係機関へ電源開発の現状のヒヤリングを行った結果、以下の点が明らかになった。

- ・MPに記載されているGT(ガスタービン)の投入計画(2009年245 MW、2010年290 MW、計535 MW)が火力燃料の高騰等で中止になった。
- ・2011年に投入予定の西海岸Puttalam石炭火力(600 MW)はNorochcholai石炭火力1号機(300 MW)で、投入年度は早くも2012年であること。また、2~3号機(各300 MW)の建設に対する中国政府(輸出入銀行)との契約調印がまだ行われていない。
- ・現時点で投入が確実な電源は、Kerawalapitiya C.C.(GT Open Cycle 170 MW, Sep. 2008, ST 100 MW, Sep. 2009)、Upper Kotamale水力(150 MW, 2011)、及び上記のNorochcholai石炭火力(300 MW, 2012)の計720 MWである。
- ・政府は2009~2011年に予測される供給不足を既設IPPの出力増強(総容量で約200 MW、重油焚きディーゼルの発電設備増強)で対応しようとしている。既に、IPP各社からプロポーザルが政府に提出され、現在審査中で近々結論が出る。

表4-14の下段の表は上記の確認を基に、JICA調査団で2015年までの電源開発計画を修正(以下、「修正版」と記す)したものである。例示的にヴィクトリア水力発電所増設(最大210 MW)を2013年に投入している。この修正版によれば、供給予備率は2011年以降一桁に落ち込み、2015年には電力供給不足¹⁵となる。

MPEは短・中期的な電力供給不足を回避するため、Trincomalee石炭火力(250 MW×4 units、インド)やKerawalapitiyaコンバインドサイクル(II)(300 MW、日本)の開発交渉や、南部石炭火力(300 MW×4 units)の関心表明を募っているが、なかなか伸展しない現状である。

新規電源開発、特に石炭火力の導入が遅れれば、2013年及び2015年に予定している契約満了に伴うIPP発電所の停止も契約更新や延長の見直しが必要になる可能性が高い。

MPの電源開発計画策定から1年有余で電源開発計画に大幅な狂いが発生している。MPEによれば、燃料高騰等の経済情勢の変化を踏まえ、CEBを中心に現在電源開発計画の見直しを行っているとのことであった。

¹⁴ CEBの“Long Term Generation Expansion Plan 2006-2020”とも一致していることを確認済み。

¹⁵ ヴィクトリア水力発電所増設の投入がなければ、2013年に供給不足に陥る。

表4-14 電源開発計画 (Base Case) と JICA 調査団作成の修正電源開発計画 (Base Case)

Year	Power Demand (MW)	Power Supply (MW)	Reserve Margin (%)	Coal-fired Thermal Power (MW) (Candidate Site)	Gas Turbine (MW)	Combined Cycle (MW)	Hydropower (MW)	Retirement or Expiration of PPA (MW)
2009	2,336	2,960	26.7%		Kerawalapitiya 105 Galle 105 Trincomalee 35	Kerawalapitiya 300		
2010	2,517	3,150	25.1%		Kerawalapitiya 105 Paddirippu 75 Ampara 75 Jaffna 35			Kelanitissa (Old) 1-5 -100.0
2011	2,712	3,900	43.8%	West coast Puttalam 600			Upper Kotmale 150	
2012	2,921	4,175	42.9%	West coast Puttalam 300				IPP ACE Power Matara 1-4 -24.8
2013	3,146	4,348	38.2%	South coast Hambantota 300				Sapugaskabda Diesel 1-4 -80.0
								IPP Lakdhanavi Limited 1-4 -22.5
								IPP ACE Power Horana 1-4 -24.8
2014	3,389	4,648	37.1%	South coast Hambantota 300				
2015	3,657	4,685	28.1%	South coast Hambantota 300				IPP Colombo Power Ltd. 1-4 -62.7
								IPP Heladanavi Ltd. 1-6 -100.0
								IPP ACE Power Embilipitiya Ltd. 1-14 -100.0
2016	3,943	4,985	26.4%	South coast Hambantota 300				
2017	4,250	5,285	24.4%	East coast Trincomalee 300				
2018	4,579	5,419	18.3%	East coast Trincomalee 300				Kelanitissa GT (New) -115.0 IPP Asia Power Ltd. 1-8 -51.0
2019	4,931	5,719	16.0%	East coast Trincomalee 300				
2020	5,306	6,159	16.1%	West coast 300	Puttalam 105 Jaffna 35			
2021	5,708	6,564	15.0%	West coast 300	Galle 105			
2022	6,138	7,074	15.3%	West coast 300	Kerawalapitiya 105 Puttalam 105			
2023	6,599	7,504	13.7%	West coast 300	Panipitiya 210			Sapugaskanda Diesel (Extension) 1-8 -80.0
				South coast 300	Sapugasukanda 105 Sapugasukanda 105 Panipitiya 105 Matara 105			IPP AES Kelanitissa Ltd. -163.0
2025	7,619	8,661	13.7%	South coast 600				
Total (MW)				5,100	1,620	300	150	-923.8

注: Power Supply と Reserve Margin は JICA 調査団で算出

出典: 電力セクターマスタープラン調査ファイナルレポート(メインレポート)、2006年2月 (Retirement 発電所の容量は JICA 調査団で一部修正)

Year	Power Demand (MW)	Power Supply (MW)	Reserve Margin (%)	Coal-fired Thermal Power (MW) (Candidate Site)	Gas Turbine /IPP Diesel (MW)	Combined Cycle (MW)	Hydropower (MW)	Retirement or Expiration of PPA (MW)
2008	2,168	2,585	19.2%			Kerawalapitiya (I) GT open cycle (Sep.) 170 Kerawalapitiya (I) ST (Sep.) 100		
2009	2,336	2,685	14.9%					
2010	2,517	2,785	10.6%		IPP Diesel (Heavy Fuel-fired) 200			Kelanitissa (Old) 1-5 -100.0
2011	2,712	2,935	8.2%				Upper Kotmale 150	
2012	2,921	3,210	9.9%	Norochcholai #1 300				IPP ACE Power Matara 1-4 -24.8
2013	3,146	3,293	4.7%				Expansion of Victoria 210	Sapugaskabda Diesel 1-4 -80.0
								IPP Lakdhanavi Limited 1-4 -22.5
								IPP ACE Power Horana 1-4 -24.8
2014	3,389	3,593	6.0%	Norochcholai #2 300				
2015	3,657	3,630	-0.7%	Norochcholai #3 300				IPP Colombo Power Ltd. 1-4 -62.7
								IPP Heladanavi Ltd. 1-6 -100.0 IPP ACE Power Embilipitiya -100.0
2016	3,943	3,930	-0.3%	South coast Hambantota 300				
2017	4,250	4,230	-0.5%	East coast Trincomalee 300				
2018	4,579	4,364	-4.7%	East coast Trincomalee 300				Kelanitissa GT (New) -115.0 IPP Asia Power Ltd. 1-8 -51.0
2019	4,931	4,664	-5.4%	East coast Trincomalee 300				
2020	5,306	5,104	-3.8%	West coast 300	Puttalam 105 Jaffna 35			
2021	5,708	5,509	-3.5%	West coast 300	Galle 105			
2022	6,138	6,019	-1.9%	West coast 300	Kerawalapitiya 105 Puttalam 105			
2023	6,599	6,449	-2.3%	West coast 300	Panipitiya 210			Sapugaskanda Diesel (Extension) 1-8 -80.0
				South coast 300	Sapugasukanda 105 Sapugasukanda 105 Panipitiya 105 Matara 105			IPP AES Kelanitissa Ltd. -163.0
2025	7,619	7,606	-0.2%	South coast 600				
Total (MW)				4,200	1,285	270	360	-923.8

注: Power Supply と Reserve Margin は JICA 調査団で算出

青字枠の発電所は投入が確実視される発電所。ピンク枠の発電所は現在具体的動きがある発電所。その他の発電所は2006年2月電力セクターマスタープランの計画発電所。(Retirement 発電所容量は JICA 調査団で一部修正)

4-8-3 送電線拡張計画

CEB の長期電源開発計画を踏まえ、CEB の Transmission Planning Section は長期送電線拡張計画¹⁶ を2006年12月に作成（ドラフト）しているが、前述の電源開発計画の大幅な狂いから送電線拡張計画も修正を余儀なくされる可能性が高い。表4-15に同拡張計画に記載されている2006年末時点で建設中もしくはコミット済みの送電線プロジェクトを示す。

表4-15 建設中・コミット済みの送電線プロジェクト（2006年12月末現在）

Description	Status	Investment/ Loan amount	Commiss. Year
<p>1 Power Sector Development Transmission Project (PSDTP) – ADB</p> <p><u>LOT A (PSDTP)</u></p> <p>1.1. Construction of Ambalangoda 132/33kV grid substation a) Ambalangoda GS (2x31.5MVA, two 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays)</p> <p>1.2. Construction of Aniyakanda 132/33kV grid substation a) Aniyakanda GS (2x 31.5 MVA, two 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Replacement of Biyagama-Sapugaskanda protection scheme (four protection cubicles, optical fibre cable)</p> <p>1.3. Augmentation of Deniyaya 132/ 33kV grid substation a). Deniyaya GS (3x10MVA to 2x31.5 MVA; two 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays)</p> <p>1.4. Construction of Pannala 132/33kV grid substation a) Pannala GS (2x 31.5 MVA, two 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Replacement of existing switchgear at Bolawatte GS</p> <p>1.5. Installation of Power Factor Controlled Breaker Switched capacitors a). Ambalangoda GS (2x5 Mvar) b). Aniyakanda GS (2x5 Mvar)</p> <p><u>LOT B (PSDTP)</u></p> <p>1.6. Construction of Matugama – Ambalangoda 132 kV transmission line. a) Matugama – Ambalangoda 132kV tr. line (2cct, 28km, Zebra)</p> <p>1.7. Single in-out connection from Kotugoda-Kelaniya 132kV tr. line to Aniyakanda GS (2cct, 5km, Zebra)</p> <p>1.8. Single in-out connection from Kotugoda-Puttalam 132kV tr. Line, to Pannala GS (2cct, 14km, Zebra)</p>	Committed	FC: 2127 MLKR LC: 410 MLKR Tax: 490 MLKR	2008
<p>2. Kilinochchi Transmission Project (KTP) – JBIC</p> <p>2.1. Construction of Kilinochchi 132/33kV grid substation a) Kilinochchi GS (1x31.5MVA, two 132kV S/B T/L bays, four 33kV feeder bays)</p> <p>2.2. Reconstruction of Vavunia – Kilinochchi 132 kV transmission line. a) Vavunia – Kilinochchi 132kV tr. line (2cct, 66km, Lynx)</p>	Committed	FC: 2781 MJ¥ LC: 883 MLKR	2009 2009

¹⁶ “Long Term Transmission Development Plan 2006 – 2015, Transmission Planning Section, Transmission and Generation Planning Branch”, CEB, December 2006

Description	Status	Investment/ Loan amount	Commiss. Year
3. Rehabilitation/reconstruction of Kotugoda GS 3.1 Construction of 2x31.5 MVA, 132/33 kV grid substation at Kotugoda, with two 132kV single bus bar transformer bays including civil works 3.2 Construction of two 33kV GIS transformer bays, one 33kV GIS bus section bay and ten 33 kV GIS feeder bays including civil works	Committed	FC:519 MLKR LC:137 MLKR Taxes:124.6 MLKR	2009
4. Re-construction of Galle 132/33 kV grid substation 4.1. Construction of Galle 132/33kV grid substation a). Construction of new 3x31.5 MVA, 132/33 kV double busbar grid substation with 6 No. of 132 kV line bays, 1 No. 132 kV Static VAR Compensator bay, 3 No. 132kV double busbar transformer bays, 1 No. 132kV bus coupler bay, 3 No. 33kV transformer bays, 1 No. 33kV bus section bay and 12 No. of 33 kV feeder bays 4.2 Construction of Ambalangoda-Galle 132 kV transmission line a). Construction of 36km, 132kV double circuit Zebra transmission line from Ambalangoda GS to Galle GS b). Construction of two 132kV single busbar bays at Ambalangoda GS	Committed	FC:1364.4 MLKR LC:171.4 MLKR Taxes:311.9 MLKR	2009
5. Augmentation of Kelaniya grid substation a). Kelaniya GS (1x31.5 MVA to 2x31.5 MVA, one 132kV D/B Tf bay, one 33kV Tf bay, one 33kV section bay, 4x33 kV feeder bays)	Committed	FC:174 MLKR LC:19.9 MLKR Taxes:41.8 MLKR	2009
6. Colombo City Distribution Development project (Transmission Part) (CCDDP) –JBIC, Japan 6.1. Construction of Kotahena (Colombo C) 132/11kV GIS grid substation a) Colombo C GS (2x31.5 MVA, two 132kV cable bays, 18x 11kV feeder bays) b) Kelanitissa PS-Colombo C 132kV UG Cable (1cct, 1.6km, 500mm ² XLPE) c) Kolonnawa-Colombo C 132kV UG cable (1cct, 6.2km, 500 mm ² , XLPE) d) Kelanitissa GIS switchyard developments (ten 132kV D/B/T/L bays) e) Kolonnawa GS (one D/B/T/L bay for Colombo C UG cable)	Committed	FC: 2175.0 M J# LC: 413.0 MLKR Tax: 398.0 MLKR	2009

Description	Status	Investment/ Loan amount	Commiss. Year
7. Kilinochchi- Chunnakam Transmission Project (KCTP) – KfW 7.1. Construction of Chunnakam 132/33kV grid substation a) Chunnakam GS (2x31.5MVA, two 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) 7.2. Reconstruction of Kilinochchi – Chunnakam 132 kV transmission line. a) Kilinochchi – Chunnakam 132kV tr. line (2cct, 67.2 km, Lynx)	Committed	14.06 M EUR +888 MLKR	2010

4-9 国際機関の電力セクターへの協力状況

4-9-1 国際協力プロジェクトの現状

表4-16 に最近の国際機関による電力セクター支援プロジェクトを示す。電力セクターへの支援機関・国は JBIC、ADB が中心であり、その他、世銀（WB）、ドイツ（KfW）、中国、スウェーデン（SIDA）なども支援を行っている。

世銀は再生可能エネルギーによる地方電化を、ADB は電力セクター改革、送電線拡張・増強を、KfW は同じく送電線拡張・増強を、中国は電源開発、地方電化をそれぞれ推進している。

日本（JBIC）は送電線拡張・増強、コロンボ市配電拡張、水力開発など多岐にわたって電力セクターを支援している。

電力セクター関連の支援として、世銀は“Dam Safety and Water Resources Planning (DSWRPP)”を2007年10月頃に着手する予定である。このプロジェクトは以下の3要素から構成され、特に3番目の要素はマハベリ水系の水利用計画策定¹⁷を含んでいる。

- (1) Dam Safety and Operation Efficiency (USD 52 million)
- (2) Hydro-meteorological Information System (USD 8 million)
- (3) Multi-sectoral Water Resources Planning (USD 6.5 million)

4-9-2 今後の支援案件（ADB）

現地 ADB 事務所によれば、ADB としての以下の支援案件を予定している。

- (1) Grid Substations and Transmission Line and Load Dispatching Center
- (2) Technical Assistance for Public Utilities Commission
- (3) Distribution Franchising

(1) はまだ、案件の具体名は決まっていないが、この分野に着目してプロジェクト規模で実施する。(2) と (3) は Technical Assistance で、(2) は規制機関（PUCSL）の組織強化を目的としている。(3) は CEB の独立事業部制移行に伴い、各地区の配電事業の採算性が成り立つ営業区域割を検討するもので、ADB はインドで実績があり、インドと似たような検討内容となる。(以上、ADB との面談より)

¹⁷ Mahaweli Authority の面談で、電力用の河川水量配分は変更がないことを確認した。

表 4-16 国際協力機関プロジェクト一覧表 (1/2)

No.	Project Name	Project Component	Financed by	Total Project Cost	Project Completion	Current Situation	Sources
1	Greater Colombo Grid Substation Project	(1) Four (4) new GIS grid substations at Maradana, Havelock Town, Dehiwala and Sri Jayawardanapura (2) One GIS feeder bay at Kolonnawa and one 132 kV Outdoor Bay at Pannipitiya	KfW			Under construction	CEB Annual Report and Accounts 2005, page 21
2	Power Sector Development Transmission Project	(1) New 63 MVA grid substations at Ambalangoda, Pannala and Aniyekanda (Lot A) (2) Augment Deniyaya grid substation to 63 MVA (Lot A) (3) Rehabilitation of Bolawatta grid substation (Lot A) (4) Construction of 47.5 km of 132 kV double circuit Zebra Conductor Transmission Line (Lot B) (5) Rural Electrification Program (REP-6)	ADB	Rs. 2,981 Million	2007 (Original)	現在進行中、但し、調達の遅れからプロジェクト期限を2007年から2009年へと2年間延長。	2007年8月9日ADBとの会議で確認。
3	Kerawalapitiya - Kotugoda 220 kV Transmission Line Project	(1) Construction of 220 kV Gas Insulated indoor substation at Kerawalapitiya and 220 kV outdoor substation at Kotugoda (2) Construction of 20km/220 kV twin Zebra conductor transmission line from Kerawalapitiya power station to Kotugoda grid substation	JBIC	Total Rs. 3,100 million JY 2,938 million (JBIC) and Rs.874 million (CEB)	中止	CEBの分社化を融資条件としていたが分社化されないまま期限が過ぎ、中止。	JBIC本店との会議(2007年7月27日)で確認
4	Kilinochchi Transmission Line Project	(1) Construction of 132/33 kV grid substation at Kilinochchi (2) ReConstruction of 67 km/132 kV transmission line from Vavuniya to Kilinochchi	JBIC	Total Rs. 1,686 million JY 1,157 million (JBIC) and Rs.585 million (CEB)	2009	(1) Tenders for main works were invited in November 2005. (2) Identification of way leave of the existing line route up to Omanthar check point was 80 % completed.	CEB Annual Report and Accounts 2005, page 22
5	Construction of 2 x 10,000 MT Diesel Storage Tanks	(1) Construction of two 10,000 MT capacity diesel tanks at Kelanitissa Power Station premises	EXIM Bank of China	Rs. 592 million		86 % of work has been completed.	CEB Annual Report and Accounts 2005, page 17
6	Rehabilitation Study of Power Stations in Laxapana Complex	(1) Study on the rehabilitation of hydropower stations along the Kelani River basin (Laxapana Complex Power) stations	(JICA)			Completed	CEB Annual Report and Accounts 2005, page 17
7	Colombo City Electricity Distribution Development Project	(1) Reinforcement and rehabilitation of the electricity distribution network in the Colombo City (2) Extension at 132 kV feeder bays at Kolonnawa & Kelanitissa grid stations and upgrade of Sub C to 132/11 kV 2 x 31.5 MVA, , so on	JBIC	Yen 2,175 million Rs. 413 million	2009	CATB approval for pre-qualification of tenders for Package A, B and C was obtained in December 2005	CEB Annual Report and Accounts 2005, page 38

表 4 - 16 国際協力機関プロジェクト一覧表 (2/2)

No.	Project Name	Project Component	Financed by	Total Project Cost	Project Completion	Current Situation	Sources
8	Rural Electrification Project 4 & 5 (REP-4 & 5)		REP-4: SIDA REP-5: Kuwait Development Fund			(1) REP-5 was completed in 2005 (2) REP-4 has commence in 2005	CEB Annual Report and Accounts 2005, page 24
9	Chinese Funded Rural Electrification Project (REP-7)	(1) Turn-key project (2) Construction of 426 distribution substations, 700 km of Medium Voltage lines and 2,200 km of Low Voltage distribution lines	The Chinese Government	Rs. 2,828 million			CEB Annual Report and Accounts 2005, page 28
10	Norochoilai Coal Power Project	(1) Construction of a 3 x 300 MW coal-fired thermal power station	The Chinese Government		2012 (予想)	2007年8月にフェーズ1 (300MW) の起工式を実施	Daily News August 07, 2007
11	Upper Kotmale Hydropower Project	(1) Construction of a 150 MW hydropower station with annual generation of 405 GWh	JBIC	Yen 23,329 million Rs. 12,828 million	2011	建設中 (基礎掘削工事中)	2007年8月13日に建設現場を目視にて確認。
12	Renewable Energy for Rural Economic Development	(1) Grid-connected renewable energy power generation (2) Solar photovoltaic (PV) investment (3) Independent grid system (4) TA, and limited credit support to prod private sector development in the provision of energy efficiency services, and demand side management	WB	USD 125.7 million	2008	建設中	WB Website (Sri Lanka)
13	Power Sector Development Program	(1) To finance Ministry of Finance and Planning for allocation to business settlement fund and sum of money owing to CEB	JBIC	Yen 2,938 million	中止	CEBの分社化を融資条件としていたが分社化されないまま期限が過ぎ、中止。	JBIC本店との会議 (2007年7月27日) で確認
14	Kilinochchi - Chunnakam Transmission Project (KCCTP)	(1) Construction on Chunnakam 132/33 kV grid substation (2) Reconstruction of Kilinochchi - Chunnakam 132 kV transmission line	KfW	EUR 14.06 millin Rs. 888 millin	2010		CEB "Long Term Transmission Development Plan 2006 - 2015", Dec. 2006

4-10 電力開発計画におけるヴィクトリア水力発電所増設計画の位置づけ

4-10-1 他の水力開発計画

2005年の大統領選挙時の選挙公約として現 Mahinda 大統領は、Moragolla、Uma Oya、Gin Ganga、及び Broadlands の4水力発電所を向こう4年間に開発すると謳っていた。これを受ける形で MP では上記の4水力発電所を将来の電源開発候補として取り上げ、その仕様を表4-17に示す。

表4-17 水力発電開発候補とその仕様

発電所名	Gin Ganga	Moragolla	Broadlands	Uma Oya
定格出力 (MW)	49	27	35	150
開発コスト(USD/kW)	3,368	3,689	3,083	3,251
耐用年数(年)	50	50	50	50
建設年数 (年)	5.0	4.0	4.0	5.0
最早運転開始年	2014	2013	2011	2014

出典：「スリランカ国電力セクターマスタープラン調査ファイナルレポート(表2.3)」(2006年2月)

表4-17の仕様を使って、最適電源開発計画プログラムである WASP (Version IV) を使って投入年度を検討したが、結果は表4-14の上段の表に見られるように、ベースケースでは水力発電所の開発は建設中の Upper Kotamale 以外には出てきていない。この理由は2005年時点の火力燃料価格を使っても、開発コスト(USD/kW)が高く長期限界費用を最小にするという観点からいずれの水力発電所も投入が棄却されたものである。

スリランカ国で経済的に見合う水力開発は既に開発されており、残る開発候補地点は開発コストが高く¹⁸ならざるを得ない状況にあると考えられる。

4-10-2 ヴィクトリア水力発電所増設計画

(1) 増設計画概要

増設計画の詳細は第5章に譲り、その概要を表4-18に示す。

表4-18 増設計画概要

既設定格容量	70 MW×3 基	
最終号機運転開始年	1985 年	
平均発電量	618 GWh	1986-2006 平均
平均年間稼働率	89.77%	事故・計画停止を除く稼働率
最大増設容量	210 MW	
増設建設コスト	約 800 USD/kW	210MW 増設時

出典：CEB ヴィクトリア水力発電所からの入手資料、及び JICA 専門家からの入手資料

¹⁸ 個人的経験では、一般水力の開発コストは1,300 USD/kW から高くても2,500 USD/kW までではと思われる。

増設建設コストの約 800 USD/kW は本格調査で再度見直しが必要と思われるが、増設工事が主に水路トンネル、発電所、開閉所に限られているため、開発コストは上記の 4 水力発電所に比べて圧倒的に安い。

(2) 年均等化発電原価

表 4-19 はヴィクトリア水力発電所の増設を実施した場合の年均等化発電原価を資本回収係数を使って、JICA 調査団で試算した結果である。この試算によると発電原価は 4.26 USc/kWh と予想され、表 4-7 の IPP 発電所からの電力買取価格や表 4-8 の CEB 火力発電所の燃料発電コストより格段と安く、増設計画が将来のピーク対応だけでなく、CEB の発電原価低減にも寄与するものと期待される。

表 4-19 ヴィクトリア水力発電所増設計画の年均等化発電原価

	Expansion MW	Unit Construction USD/kW	Ave. Generation Energy 1986-2006 GWh/year	Additional Energy GWh/year	Total Energy aft. Expansion GWh/year	Investment Cost Million USD
Expansion of Victoria Hydropower Station	210	800	618	0	618	168

	Life Time years	Discount rate %	Annualized Recovery Cost Million USD/year
Expansion of Victoria Hydropower Station	30	12.0%	20.9

	Total Cost M. USD/year	Incremental kWh Cost US cent/kWh	Existing Ave. Generation Cost Rs./kWh	Exchange Rate in 2006 Rs./USD	Existing Generation Cost in US cent/kWh	Total Generation US cent/kWh
Expansion of Victoria Hydropower Station	20.9	3.38	0.91	103.96	0.88	4.26

注: Incremental kWh Cost is calculated from Total Cost /Total Energy after Expansion.

Average Expenditure for 2005 & 2006 is 563.48 Million Rs. including depreciation.

(3) ピーク対応運用と石炭火力開発

図 4-11 はヴィクトリア水力発電所の増設前と増設後の運用パターンを模式化したものである。ヴィクトリア水力発電所を完全なピーク対応に運用した場合、現在ピーク対応の CEB 火力の焚き減らしに貢献する一方、これまでのベース運用分 (942 MWh/day) を他の火力や水力で補給されなければならない。この火力が CEB のピーク対応火力で補給されるなら、ヴィクトリア水力発電所の増設後のピーク対応の財務的 (燃料費削減) 便益はプラスマイナス零となる。現時点では 2012 年には Norochcholai 石炭火力 (300 MW) が投入予定であり、発電コストが油焚きより安いと予想されるこの石炭火力がヴィクトリア水力発電所のベース運用分を補給できるなら、ヴィクトリア水力発電所の増設後のピーク対応の財務的便益は期待¹⁹できる。表 4-14 の下段の表でヴィクトリア水力発電所増設の投入年度を例示的に 2013 年にしているのも、最早な実施工程を考慮したほかに上記の石炭火力の投入も考慮した結果である。

¹⁹ このためには石炭火力の順当な開発が前提となる。

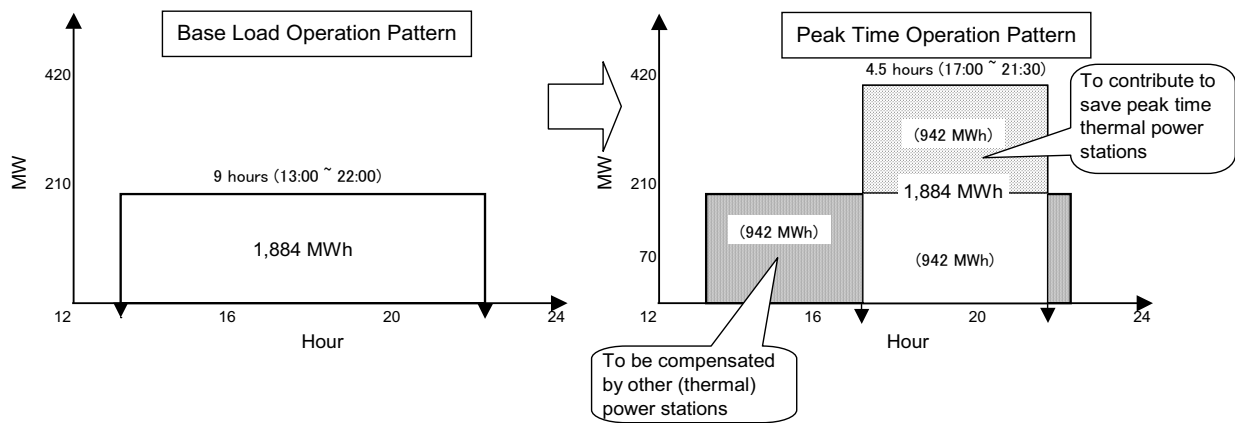


図 4-11 ヴィクトリア水力発電所の増設前と増設後の運用パターン