

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  
(テクニカルバックグラウンドレポート)

2006年2月

独立行政法人 国際協力機構

経済開発部

経済
JR
06-008



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  
(テクニカルバックグラウンドレポート)

2006年2月

独立行政法人 国際協力機構

経済開発部



## 序 文

日本国政府は、スリランカ国政府の要請に基づき、同国の電力マスタープラン調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成16年12月から平成18年2月までの間、5回にわたり中部電力株式会社の斎藤芳敬氏を団長とし、同社と株式会社野村総合研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、スリランカ国政府およびセイロン電力庁関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成18年2月

独立行政法人 国際協力機構  
理 事 伊 沢 正



平成 18 年 2 月

独立行政法人 国際協力機構  
理事 伊 沢 正 殿

## 伝 達 状

「スリランカ国電力セクターマスタープラン調査」報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社および株式会社野村総合研究所が、平成 16 年 12 月から平成 18 年 2 月まで実施して参りました。

本調査では、スリランカ国において低廉かつ安定的な電力供給を行うため、需要予測、電源開発計画および送電網整備計画から構成される長期電力開発計画を、環境社会配慮を前提として策定しました。また、これらの開発計画実現のための、電力組織・制度面における課題整理と検討および財務面における分析・検討など、広範な分野にわたる包括的なマスタープランを提示し、今後の電力セクター発展のための提言を行いました。

私どもは、これらの提言が実現されることで、スリランカ国における持続可能な電力開発、ひいては、同国の経済発展に大きく貢献できるものと信じております。

スリランカ国政府が、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、本報告書の提言を優先的に実現していくこと強く希望するものであります。

この機会をお借りし、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力、ご支援を頂いたスリランカ国セイロン電力庁、スリランカ国電力エネルギー省、その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

スリランカ国  
電力セクターマスタープラン調査  
総括 齋藤 芳敬



## 目次

### 第1章 序論

1. 1 本件調査に至るまでの経緯 .....	1-1
1. 2 本件調査の目的 .....	1-1
1. 3 調査計画 .....	1-2
1. 3. 1 調査の流れ .....	1-2
1. 3. 2 調査スケジュール .....	1-3
1. 4 調査グループと調査団 .....	1-5

### 第2章 スリランカ国の電力セクターの現状

2. 1 スリランカ国の概要 .....	2-1
2. 2 電力セクターの概要 .....	2-2
2. 2. 1 電力セクターにおける組織 .....	2-2
2. 2. 2 電化率 .....	2-2
2. 2. 3 電力需要 .....	2-3
2. 2. 4 発電設備と発電電力量 .....	2-3
2. 2. 5 送変電・配電設備 .....	2-4
2. 2. 6 電力設備開発計画 .....	2-5
2. 2. 7 電気料金および電力購入価格 .....	2-5
2. 2. 8 電力セクター改革 .....	2-6

### 第3章 スリランカ国の電力開発政策の現状

3. 1 電力部門政策指針 .....	3-1
3. 2 電力構造改革法の成立とその進捗 .....	3-2
3. 2. 1 構造改革の方向 .....	3-2
3. 2. 2 独立規制機関の設置 .....	3-2
3. 2. 3 構造改革の進展の見通し .....	3-3
3. 3 地方電化 .....	3-5
3. 3. 1 ESD プロジェクト .....	3-5
3. 3. 2 RERED プロジェクト .....	3-8
3. 4 民間投資促進のための優遇措置 .....	3-11
3. 4. 1 BOI からの優遇 .....	3-11
3. 4. 2 インフラ投資庁 (BII) による支援 .....	3-12

### 第4章 電力需要想定

4. 1 スリランカの電力需要の推移 .....	4-1
4. 2 CEB の電力需要想定手法のレビュー .....	4-3
4. 2. 1 CEB の電力需要想定手法の概要 .....	4-3
4. 2. 2 CEB の電力需要想定手法の改善のポイント .....	4-5

4. 3	電力需要想定手法	4-10
4. 3. 1	電力需要想定手法（国レベルアプローチ）	4-10
4. 3. 2	電力需要想定手法（州レベルアプローチ）	4-13
4. 4	電力需要想定結果	4-16
4. 4. 1	電力需要想定結果（国レベルアプローチ）	4-16
4. 4. 2	電力需要想定結果（州レベルアプローチ）	4-19
4. 5	電気料金が電力需要に与える影響	4-35

## 第5章 電力供給の変遷と現状

5. 1	電力供給の変遷と現状	5-1
5. 1. 1	発電設備容量の推移	5-1
5. 1. 2	年間発電電力量の推移	5-2
5. 1. 3	発電設備稼働率の推移	5-3
5. 1. 4	発電設備（2005年11月時点）	5-3
5. 1. 5	供給支障	5-5
5. 2	既設発電設備の現状	5-8
5. 2. 1	水力発電設備の現状	5-8
5. 2. 2	火力発電設備の現状	5-16
5. 2. 3	再生可能エネルギー発電設備の現状	5-21
5. 3	開発プロジェクト	5-30
5. 3. 1	水力開発プロジェクト	5-30
5. 3. 2	火力開発プロジェクト	5-36
5. 3. 3	再生可能エネルギー発電プロジェクト	5-39

## 第6章 電源開発計画

6. 1	電源開発計画の策定方法	6-1
6. 1. 1	調査対象系統	6-1
6. 1. 2	電源開発計画策定のフロー	6-2
6. 2	長期電源開発計画（LTGEP）のレビューと本調査における修正事項	6-3
6. 2. 1	CEBが策定する長期電源開発計画（LTGEP）	6-3
6. 2. 2	計画対象期間	6-4
6. 2. 3	電源開発計画に用いる電力需要	6-4
6. 2. 4	既設火力発電設備関連データ	6-9
6. 2. 5	既設水力発電設備関連データ	6-17
6. 2. 6	開発固定設備	6-25
6. 2. 7	廃止およびIPP契約満了設備	6-26
6. 2. 8	開発候補設備データ	6-27
6. 3	スクリーニング曲線による予備的検討	6-55
6. 3. 1	スクリーニング曲線分析	6-55
6. 4	電源開発シミュレーション	6-57

6. 4. 1	開発シナリオの設定	6-57
6. 4. 2	WASP シミュレーション	6-59
6. 4. 3	シミュレーション結果	6-60
6. 5	開発計画の評価	6-88
6. 6	感度分析	6-91
6. 7	開発地点選定	6-94
6. 7. 1	需給バランスエリアの設定	6-94
6. 7. 2	火力発電設備開発候補地域	6-95
6. 8	電源開発計画（ベースケース）	6-96
6. 9	短期需給バランスの検討	6-97
6. 9. 1	2008年までの需給バランス	6-97
6. 9. 2	目標供給信頼度を満足するために必要な追加供給力	6-98
6. 9. 3	供給力不足解消のための対策	6-99
6. 10	電源開発に関する提言	6-103

## 第7章 送電網整備計画

7. 1	最適な送電網整備計画を目指した調査および検討内容	7-1
7. 2	電力系統の現状と将来構想の把握	7-3
7. 2. 1	拡充基準・要因の確認と、従来長期計画の全体像	7-3
7. 2. 2	送変電設備構築、および系統運用に関する問題点の把握	7-7
7. 2. 3	送変電設備データ、および系統運用情報の収集と分析	7-9
7. 3	主要プロジェクトの検討内容	7-11
7. 3. 1	大規模石炭火力電源開発に伴う送電対策検討	7-11
7. 3. 2	北部地域への電力供給比較検討	7-12
7. 3. 3	首都圏への電力供給対策検討	7-13
7. 4	需要想定、電源開発計画を踏まえた、最適系統構築検討	7-14
7. 4. 1	最適系統構築の概要	7-14
7. 5	システムコーディネーション手法の適用準備	7-15
7. 5. 1	主要変電所負荷配分の見直し	7-15
7. 5. 2	過負荷パターン設定のための送変電設備仕様の調査	7-16
7. 5. 3	無効電力補償対策	7-17
7. 5. 4	新規送電設備の系統定数算出	7-19
7. 6	周囲環境に応じた送変電設備の過負荷パターンの考え方	7-21
7. 6. 1	架空送電線の過負荷パターン	7-21
7. 6. 2	地中送電線の過負荷パターン	7-23
7. 6. 3	変圧器の過負荷パターン	7-24
7. 6. 4	過負荷パターン運用にあたっての注意点	7-25
7. 7	ケーススタディ	7-26
7. 7. 1	プロジェクトの課題	7-26
7. 7. 2	解析・検討内容および前提条件	7-26

7. 7. 3	解析・検討結果および評価	7-31
7. 8	長期送電網整備計画	7-47
7. 8. 1	送電網整備計画（20年分）の全体像	7-47
7. 8. 2	基幹系統構築（考察）	7-50
7. 8. 3	リレーシステム整備計画	7-54
7. 9	送電網計画視点による今後の調査	7-55
7. 9. 1	送電設備熱容量の見直し	7-55
7. 9. 2	老朽設備の有効活用	7-55
第8章 経済・財務分析		
8. 1	CEBの財務諸表分析	8-1
8. 1. 1	損益計算書	8-1
8. 1. 2	バランスシート	8-4
8. 1. 3	キャッシュフロー	8-6
8. 1. 4	津波の影響について	8-6
8. 2	コストと料金	8-8
8. 3	CEB財務の現状	8-9
8. 4	長期投資計画	8-10
8. 5	マスタープランによる料金/単価の将来推移	8-12
8. 6	マスタープラン導入後のCEB財務について	8-14
8. 7	CEB財務分析のまとめ	8-16
第9章 環境社会配慮		
9. 1	環境社会配慮のための法的枠組み	9-1
9. 2	計画概要	9-6
9. 3	環境社会配慮（ESC）の目的と方法	9-8
9. 4	影響の評価（SEAとマスタープラン段階でのIEE）	9-10
9. 4. 1	ステークホルダー	9-10
9. 4. 2	スコーピング	9-12
9. 4. 3	提案する計画と代替案（計画が実施されない場合を含む）	9-22
9. 4. 4	同定された主要な環境影響とミティゲーション	9-26
9. 4. 5	モニタリング	9-30
9. 4. 6	CEBによる環境管理	9-31
第10章 電力組織・制度面における課題整理と検討		
10. 1	スリランカの電力開発が抱える問題点の整理	10-1
10. 1. 1	CEBの分割問題	10-2
10. 1. 2	料金問題	10-3
10. 1. 3	発電投資の促進	10-3
10. 2	構造改革の推進に当たっての政策提言	10-4
10. 2. 1	CEB分割と子会社の設立に関する詳細な工程の提示	10-4

10.2.2	CEB 累積債務の処理	10-4
10.2.3	役員決定に関わる監視諮問委員会 (MAC) の関与 (経営独立性の担保)	10-4
10.2.4	CEB と分割子会社間の経営の独立性	10-5
10.2.5	新規開発される発電所の別会社化	10-5
10.2.6	料金体系への自動調整項目の導入	10-5
10.2.7	火力発電プロジェクトに対する政策の変更	10-6
10.2.8	CEB 発電会社と外資系 IPP とのイコールフォーティング	10-6
10.3	その他の項目	10-7
10.3.1	地方電化の推進	10-7
10.3.2	政府の役割 (政策立案と規制の完全分離)	10-7
第11章	今後の電力セクターの発展への提言	
11.1	電力開発計画に関する提言	11-1
11.2	電力組織および制度に関する提言	11-2

付属資料



## 図表目次

### <図>

#### 第1章

図 1.3.1	調査業務フロー図 .....	1-3
図 1.3.2	全体調査スケジュール .....	1-4

#### 第2章

図 2.2.1	地域別電化率 .....	2-2
図 2.2.2	スリランカの電源構成 (2004年7月現在) .....	2-3
図 2.2.3	設備容量の推移 .....	2-3
図 2.2.4	発電電力量の推移 .....	2-3
図 2.2.5	スリランカの送電系統 (2003年) .....	2-4
図 2.2.6	CEBの組織図 .....	2-5
図 2.2.7	アジア諸国の平均電気料金 .....	2-5
図 2.2.8	スリランカの電力セクター構造改革 (現在→改革後) .....	2-6

#### 第3章

図 3.3.1	ESDプロジェクトによる村落単位の小水力オフグリッド電化の成果 .....	3-7
図 3.3.2	ESDプロジェクトによるSHS設置の成果 .....	3-7

#### 第4章

図 4.1.1	販売電力量および最大電力の推移 .....	4-1
図 4.1.2	需要家カテゴリー別シェア (2004年末現在) .....	4-2
図 4.1.3	系統損失および負荷率の推移 .....	4-2
図 4.2.1	データ範囲と得られる回帰式の関係 (イメージ) .....	4-5
図 4.2.2	産業用電力需要と前年度のGDPの関係 .....	4-7
図 4.3.1	電力需要想定概略フロー (国レベルアプローチ) .....	4-11
図 4.3.2	電力需要想定概略フロー (州レベルアプローチ) .....	4-14
図 4.4.1	販売電力量想定結果 (国レベルアプローチ) .....	4-18
図 4.4.2	最大電力想定結果 (国レベルアプローチ) .....	4-18
図 4.4.3	州別シェア (家庭用) の推移 .....	4-19
図 4.4.4	州別シェア (家庭用) の推移 - Urban Group - .....	4-20
図 4.4.5	州別シェア (家庭用) の推移 - Rural Group - .....	4-21
図 4.4.6	北部州の家庭用電力需要の推移 .....	4-21
図 4.4.7	州別シェア (産業用) の推移 .....	4-22
図 4.4.8	州別シェア (産業用) の推移 - Urban Group - .....	4-23
図 4.4.9	州別シェア (産業用) の推移 - High Growth Group - .....	4-24
図 4.4.10	州別シェア (産業用) の推移 - Low Growth Group - .....	4-24
図 4.4.11	北部州の産業用電力需要の推移 .....	4-25

図 4.4.12	東部州の産業用電力需要の推移 .....	4-25
図 4.4.13	州別シェア（その他用）の推移 .....	4-26
図 4.4.14	州別シェア（その他用）の推移 – Non-Northern Group – .....	4-27
図 4.4.15	北部州のその他用電力需要の推移 .....	4-27
図 4.4.16	州別電力需要想定結果（販売電力量） .....	4-34
図 4.4.17	州別電力需要想定結果（最大電力） .....	4-34
図 4.4.18	最大電力想定結果（コロンボ市） .....	4-35
図 4.5.1	平均電力価格（名目価格）の推移 .....	4-36

## 第5章

図 5.1.1	発電設備容量の推移（1999年～2004年） .....	5-1
図 5.1.2	年間発電電力量の推移（1999年～2004年） .....	5-2
図 5.1.3	年間設備稼働率の推移（1999年～2004年） .....	5-3
図 5.2.1	CEBの主な水力発電所位置図 .....	5-10
図 5.2.2	Mahaweli水系の水力発電所模式図 .....	5-11
図 5.2.3	Kelani水系、Walawe水系の水力発電所模式図 .....	5-12
図 5.2.4	既設火力発電設備位置図 .....	5-17
図 5.2.5	グリッド接続されている再生可能エネルギー発電設備（小水力発電設備を除く）位置図 .....	5-23
図 5.2.6	CEBの所有する小水力発電所の運転実績と全体の発電電力量に対する割合 .....	5-24
図 5.2.7	グリッド接続IPP再生可能エネルギー発電所数および発電設備容量の推移 .....	5-25
図 5.2.8	グリッド接続IPP再生可能エネルギー発電所の発電電力量の推移 .....	5-25
図 5.2.9	風力パイロットプロジェクトの月別発電電力量 .....	5-28
図 5.2.10	風力パイロットプロジェクトの月別設備稼働率 .....	5-28
図 5.2.11	風力パイロットプロジェクトの月別稼働時間（%） .....	5-29
図 5.2.12	風力パイロットプロジェクト地点の月平均風速 .....	5-29
図 5.3.1	Upper Kotmale 発電所平面図 .....	5-31
図 5.3.2	スリランカ風力エネルギーポテンシャル図 .....	5-40

## 第6章

図 6.1.1	スリランカ電力供給系統（2005年5月時点） .....	6-1
図 6.1.2	電源開発計画策定のフロー .....	6-2
図 6.2.1	月別正規化負荷持続曲線（2004年） .....	6-6
図 6.2.2	日最大需要発生時刻（2004年） .....	6-7
図 6.2.3	代表的日負荷曲線（2004年） .....	6-7
図 6.2.4	年負荷持続曲線上における各時間帯需要の配分（2004年） .....	6-8
図 6.2.5	代表的日発電実績（Kelanitissa GT Old No.1-6、2004年11月16日） .....	6-9
図 6.2.6	故障停止時間の推移（Kelanitissa GT Old No.1-6） .....	6-10
図 6.2.7	最大および最小運転出力実績（Kelanitissa CCGT、2004年） .....	6-11
図 6.2.8	最大および最小運転出力実績（IPP AES Kelanitissa CCGT、2004年） .....	6-12
図 6.2.9	Kelanitissa CCGTにおける燃料消費実績（2002年～2004年） .....	6-15

図 6.2.10	SYSIM シミュレーション結果（月別総発電電力量）	6-18
図 6.2.11	SYSIM シミュレーション結果（月別総出力）	6-18
図 6.2.12	SYSIM 計算結果（50年間の流量）	6-19
図 6.2.13	SYSIM 計算結果（50年間の流量資料に基づく総発電電力量）	6-19
図 6.2.14	SYSIM 計算結果（50年間の流量資料に基づく総出力）	6-20
図 6.2.15	SYSIM シミュレーション結果（50年間の流量）	6-20
図 6.2.16	SYSIM シミュレーション結果（50年間の流量資料に基づく年発電電力量）	6-21
図 6.2.17	SYSIM シミュレーション結果（50年間の流量資料に基づく供給力）	6-21
図 6.2.18	WASP シミュレーションにおける既設水力発電パターンの模倣 （LTGEP 2005-2019）	6-22
図 6.2.19	既設水力月別発電電力量実績（2004年）	6-23
図 6.2.20	既設発電設備の代表日発電パターン（2004年）	6-24
図 6.2.21	WASP シミュレーションでの既設水力発電パターンの模倣	6-25
図 6.2.22	Gin Ganga 地点位置図	6-30
図 6.2.23	Moragolla 地点位置図	6-33
図 6.2.24	Broadlands 地点位置図	6-36
図 6.2.25	Uma Oya 地点位置図	6-40
図 6.2.26	1988年火力発電導入調査により検討が行われた西海岸石炭火力開発候補地点	6-44
図 6.2.27	2001年開発地点選定調査によりリストアップされた南海岸石炭火力開発候補地点	6-46
図 6.3.1	スクリーニング曲線分析結果（発電コスト）	6-55
図 6.3.2	スクリーニング曲線分析結果（年経費化コスト）	6-56
図 6.4.1	発電設備容量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）	6-62
図 6.4.2	発電設備容量の構成比率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）	6-62
図 6.4.3	年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）	6-63
図 6.4.4	年間発電電力量の構成比率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）	6-63
図 6.4.5	年間設備利用率の推移（大規模火力電源開発シナリオ）	6-64
図 6.4.6	燃料消費量の推移（大規模火力電源開発シナリオ）	6-65
図 6.4.7	発電設備容量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）	6-69
図 6.4.8	発電設備容量の構成比率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）	6-69
図 6.4.9	年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）	6-70
図 6.4.10	年間発電電力量の構成比率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）	6-70
図 6.4.11	年間設備利用率の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）	6-71
図 6.4.12	燃料消費量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ）	6-72
図 6.4.13	発電設備容量の推移（水力開発促進シナリオ）	6-77
図 6.4.14	発電設備容量の構成比率の推移（水力開発促進シナリオ）	6-78
図 6.4.15	年間発電電力量の推移（水力開発促進シナリオ）	6-79
図 6.4.16	年間発電電力量の構成比率の推移（水力開発促進シナリオ）	6-79
図 6.4.17	年間設備利用率の推移（水力開発促進シナリオ）	6-80
図 6.4.18	燃料消費量の推移（水力開発促進シナリオ）	6-81
図 6.4.19	発電設備容量の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-84

図 6.4.20	発電設備容量の構成比率の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-84
図 6.4.21	年間発電電力量の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-85
図 6.4.22	年間発電電力量の構成比率の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-85
図 6.4.23	年間設備利用率の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-86
図 6.7.1	2025 年における州別最大電力需要想定（基本成長シナリオ）	6-94
図 6.7.2	需給バランス検討のための設定エリア	6-95
図 6.7.3	石炭火力発電所開発候補地域	6-95
図 6.9.1	年間調整契約のモデル図（契約電力の例）	6-102
図 6.9.2	随時調整契約のモデル図	6-102

## 第 7 章

図 7.2.1	計画策定フロー（出典：LTTDS）	7-5
図 7.2.2	2005 年系統における問題点	7-6
図 7.2.3	光通信網整備状況	7-10
図 7.3.1	電源線構築の考え方	7-11
図 7.5.1	送電線定数算出用送電線構造図	7-20
図 7.6.1	提案する過負荷パターン（架空線）	7-22
図 7.6.2	提案する過負荷パターン（地中線）	7-24
図 7.6.3	提案する過負荷パターン（2 バンク変圧器）	7-25
図 7.6.4	提案する過負荷パターン（3 バンク変圧器）	7-25
図 7.7.1	最適電源開発と基幹送電系統図（2025 年、Night Peak）	7-31
図 7.7.2	2010 年北部地域系統図	7-35
図 7.7.3	2015 年北部地域系統図	7-35
図 7.7.4	2020 年北部地域系統図	7-36
図 7.7.5	2025 年北部地域系統図	7-36
図 7.7.6	系統周波数特性定数（終日）	7-40
図 7.7.7	カスケードトリッピング防止対策フロー図	7-44
図 7.8.1	基幹送電線規模検討（北部方面）	7-50
図 7.8.2	基幹送電線規模検討（南部方面）	7-51

## 第 8 章

図 8.1.1	CEB の売り上げ推移	8-2
図 8.1.2	売り上げとコストの推移	8-3
図 8.2.1	供給コストと料金	8-8
図 8.2.2	需要家別の需要構成（GWh ベース）	8-9
図 8.4.1	年間発電電力量と年間総投資額の推移	8-11
図 8.5.1	投資をすべて単年度で負担した場合の料金推移比較	8-12
図 8.6.1	大型マルチドナーの典型的な融資条件が適用されたと 想定した場合の発電単価の推移	8-15

＜表＞

**第2章**

表 2.1.1	スリランカ国の概要 .....	2-1
表 2.2.1	スリランカ国の送配電設備 .....	2-4
表 2.2.2	スリランカ国の変電設備 .....	2-5
表 2.2.3	需要家別平均電気料金（2004年） .....	2-6

**第3章**

表 3.3.1	資金計画の枠組み .....	3-9
表 3.3.2	小規模発電プロジェクトからの買電料金 .....	3-10
表 3.4.1	BOI から与えられる優遇措置 .....	3-11

**第4章**

表 4.2.1	National Demand Forecast – Base Demand Forecast 2004 .....	4-4
表 4.2.2	平均電力価格と基礎データの相関関係（家庭用） .....	4-6
表 4.2.3	基礎データ期間と家庭用平均電力価格の符号 .....	4-7
表 4.2.4	基礎データの相関関係（産業用） .....	4-8
表 4.2.5	基礎データ期間と産業用平均電力価格の符号 .....	4-9
表 4.3.1	経済成長率シナリオ（国レベルアプローチ） .....	4-12
表 4.3.2	人口増加率シナリオ（国レベルアプローチ） .....	4-12
表 4.3.3	北部州の電力需要回復シナリオ .....	4-12
表 4.3.4	系統損失シナリオ .....	4-13
表 4.3.5	経済成長率シナリオ（州レベルアプローチ） .....	4-15
表 4.3.6	人口増加率シナリオ（州レベルアプローチ） .....	4-15
表 4.3.7	負荷率シナリオ（州レベルアプローチ） .....	4-15
表 4.4.1	需要家別販売電力量想定結果（国レベルアプローチ） .....	4-17
表 4.4.2	電力需要想定結果（国レベルアプローチ） .....	4-17
表 4.4.3	州別シェア（家庭用）想定結果 – Urban Group – .....	4-20
表 4.4.4	州別シェア（家庭用）想定結果 – Rural Group – .....	4-21
表 4.4.5	州別シェア（産業用）想定結果 – Urban Group – .....	4-23
表 4.4.6	州別シェア（産業用）想定結果 – High Growth Group – .....	4-24
表 4.4.7	州別シェア（産業用）想定結果 – Low Growth Group – .....	4-24
表 4.4.8	州別シェア（その他用）想定結果 – Non-Northern Group – .....	4-27
表 4.4.9	州別販売電力量想定結果（家庭用） .....	4-30
表 4.4.10	州別販売電力量想定結果（産業用） .....	4-30
表 4.4.11	州別販売電力量想定結果（その他用） .....	4-31
表 4.4.12	州別販売電力量想定結果（全需要家） .....	4-31
表 4.4.13	州別電力需要想定結果（販売電力量） .....	4-33
表 4.4.14	州別電力需要想定結果（最大電力） .....	4-33
表 4.5.1	家庭用平均電力価格上昇シナリオ .....	4-36

表 4.5.2	家庭用平均電力価格上昇シナリオ電力需要想定結果	4-37
表 4.5.3	平均電力価格漸減シナリオ	4-37
表 4.5.4	平均電力価格漸減シナリオ電力需要想定結果	4-38

## 第5章

表 5.1.1	発電設備容量の推移（1999年～2004年）	5-1
表 5.1.2	年間発電電力量の推移（1999年～2004年）	5-2
表 5.1.3	年間設備稼働率の推移（1999年～2004年）	5-3
表 5.1.4	既設発電設備一覧（2005年11月時点）	5-4
表 5.1.5	供給支障により供給されなかった電力量実績（1999年～2004年）	5-5
表 5.1.6	計画供給停止実績（1999年～2004年）	5-6
表 5.1.7	発電設備の偶発的故障による供給停止実績（1999年～2004年）	5-7
表 5.2.1	CEBの所有する既設水力発電所（小水力を除く）（2005年11月時点）	5-8
表 5.2.2	既設水力発電設備の状況（a）	5-14
表 5.2.3	既設水力発電設備の状況（b）	5-15
表 5.2.4	既設火力発電設備（2005年11月時点）	5-16
表 5.2.5	IPP所有の発電設備とCEBとの電力購入契約年数	5-19
表 5.2.6	グリッド接続されている再生可能エネルギー発電設備（2004年末時点）	5-22
表 5.2.7	CEBの所有する小水力発電所（2005年11月時点）	5-24
表 5.2.8	CEBの系統に接続するIPP小水力発電所（2004年12月時点）	5-26
表 5.3.1	Upper Kotmale 発電所の計画概要	5-30
表 5.3.2	LTGEP2005-2019における新規水力開発候補地点	5-31
表 5.3.3	1989年マスタープラン調査で選定された水力開発地点	5-32
表 5.3.4	LTGEP 2005-2019にて検討された水力開発候補地点の資本費	5-33
表 5.3.5	LTGEP 2005-2019に計上されている増設計画のまとめ	5-34
表 5.3.6	Laxapana Complex の水力発電所の設備改修計画	5-35
表 5.3.7	Kerawalapitiya コンバインドサイクルプラント FS 調査結果概要	5-36
表 5.3.8	Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクト概略工程（2009年CC運開）	5-37
表 5.3.9	Kelanitissa GT7 コンバインドサイクル化 FS 調査結果概要	5-38
表 5.3.10	1989年マスタープランにおける小水力ポテンシャル	5-40

## 第6章

表 6.2.1	電源開発計画（LTGEP）策定の標準スケジュール	6-3
表 6.2.2	電源開発計画に用いる想定ピーク需要（MW）	6-5
表 6.2.3	月別ピーク需要比率（2004年）	6-5
表 6.2.4	既設火力発電設備ユニット数（LTGEP 2005-2019）	6-9
表 6.2.5	既設火力発電設備ユニット数（MP調査）	6-10
表 6.2.6	既設火力発電設備定格出力、最大・最小運転出力（LTGEP 2005-2019）	6-11
表 6.2.7	既設火力発電設備定格出力、最大・最小運転出力（MP調査）	6-12
表 6.2.8	既設火力発電設備熱効率（MP調査）	6-13
表 6.2.9	既設火力発電設備偶発故障停止率（MP調査）	6-13
表 6.2.10	既設火力発電設備年補修日数（MP調査）	6-14
表 6.2.11	既設火力発電設備補修時停止設備量（MP調査）	6-14

表 6.2.12	既設火力発電設備燃料価格 (MP 調査)	6-16
表 6.2.13	既設火力発電設備運転維持費 (MP 調査)	6-16
表 6.2.14	SYSIM 計算結果 (LTGEP 2005-2019)	6-18
表 6.2.15	既設水力可能発電電力量および可能発電力 (MP 調査)	6-22
表 6.2.16	Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクト最短実施工程 (例)	6-26
表 6.2.17	廃止および IPP 契約満了設備	6-26
表 6.2.18	Gin Ganga 地点の計画概要	6-28
表 6.2.19	住民移転数の推定 (1989 年マスタープラン調査による)	6-29
表 6.2.20	Moragolla 地点の計画概要	6-31
表 6.2.21	Broadlands 地点の計画概要	6-34
表 6.2.22	Uma Oya 地点の計画概要	6-38
表 6.2.23	Laxapana Complex における増設計画	6-41
表 6.2.24	Victoria 発電所の増設計画	6-42
表 6.2.25	Samanalawewa 発電所の増設計画	6-42
表 6.2.26	過去に調査が実施された石炭火力電源開発地点	6-43
表 6.2.27	2001 年開発地点選定調査による石炭火力開発候補地点評価結果	6-47
表 6.2.28	LTGEP (2005-2019) における各発電設備の建設工事期間	6-49
表 6.2.29	水力および火力発電設備増設プロジェクト建設工事期間	6-49
表 6.2.30	開発所要期間および最早運転開始時期	6-50
表 6.2.31	スリランカの物価補正率 (内貨、外貨)	6-51
表 6.2.32	新規電源開発の基本建設コスト	6-52
表 6.2.33	新規電源開発の見直し建設コスト (2005 年時点価格)	6-52
表 6.2.34	増設計画の設備工事別の内貨、外貨の割合	6-53
表 6.2.35	増設計画の基本建設コスト	6-53
表 6.2.36	増設計画の見直し建設コスト (2005 年時点価格)	6-53
表 6.2.37	開発候補電源緒元	6-54
表 6.4.1	開発設備ユニット数および開発設備容量 (大規模火力電源開発シナリオ)	6-60
表 6.4.2	発電設備容量および構成比率の推移 (大規模火力電源開発シナリオ)	6-61
表 6.4.3	年間発電電力量の推移 (大規模火力電源開発シナリオ)	6-63
表 6.4.4	年間設備利用率の推移 (大規模火力電源開発シナリオ)	6-64
表 6.4.5	燃料消費量の推移 (大規模火力電源開発シナリオ)	6-65
表 6.4.6	新規設備投資額 (大規模火力電源開発シナリオ)	6-66
表 6.4.7	2025 年までのシステムコスト (大規模火力電源開発シナリオ)	6-66
表 6.4.8	開発設備ユニット数および開発設備容量 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-67
表 6.4.9	発電設備容量および構成比率の推移 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-68
表 6.4.10	年間発電電力量の推移 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-70
表 6.4.11	年間設備利用率の推移 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-71
表 6.4.12	燃料消費量の推移 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-72
表 6.4.13	新規設備投資額 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-72
表 6.4.14	2025 年までのシステムコスト (大規模火力電源開発ゼロシナリオ)	6-73
表 6.4.15	開発設備ユニット数および開発設備容量 (大規模火力電源開発ゼロシナリオ： 中速ディーゼル開発)	6-74

表 6.4.16	発電設備容量および構成比率の推移（大規模電源開発ゼロシナリオ： 中速ディーゼル開発）	6-74
表 6.4.17	年間発電電力量の推移（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）	6-74
表 6.4.18	新規設備投資額（大規模火力電源開発ゼロシナリオ：中速ディーゼル開発）	6-75
表 6.4.19	2025年までのシステムコスト（大規模火力電源開発ゼロシナリオ： 中速ディーゼル開発）	6-75
表 6.4.20	開発設備ユニット数および開発設備容量（水力開発促進シナリオ）	6-76
表 6.4.21	発電設備容量および構成比率の推移（水力開発促進シナリオ）	6-77
表 6.4.22	年間発電電力量の推移（水力開発促進シナリオ）	6-78
表 6.4.23	年間設備利用率の推移（水力開発促進シナリオ）	6-80
表 6.4.24	燃料消費量の推移（水力開発促進シナリオ）	6-80
表 6.4.25	新規設備投資額（水力開発促進シナリオ）	6-81
表 6.4.26	2025年までのシステムコスト（水力開発促進シナリオ）	6-82
表 6.4.27	開発設備ユニット数および開発設備容量（天然ガス導入シナリオ）	6-82
表 6.4.28	発電設備容量および構成比率の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-83
表 6.4.29	年間発電電力量の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-85
表 6.4.30	年間設備利用率の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-86
表 6.4.31	燃料消費量の推移（天然ガス導入シナリオ）	6-87
表 6.4.32	新規設備投資額（天然ガス導入シナリオ）	6-87
表 6.4.33	2025年までのシステムコスト（天然ガス導入シナリオ）	6-87
表 6.5.1	各開発計画の2025年までのシステムコスト	6-88
表 6.5.2	各開発計画の環境インパクトスコア	6-89
表 6.5.3	開発計画の評価結果	6-90
表 6.6.1	開発設備ユニット数および開発設備容量（燃料価格 60US\$/BBL 相当）	6-91
表 6.6.2	開発設備ユニット数および開発設備容量（燃料価格 80US\$/BBL 相当）	6-92
表 6.6.3	開発設備ユニット数および開発設備容量（割引率 2%）	6-93
表 6.6.4	開発設備ユニット数および開発設備容量（割引率 6%）	6-93
表 6.8.1	電源開発計画詳細（ベースケース）	6-96
表 6.9.1	2008年までの需給バランス（ベースケース）	6-97
表 6.9.2	2008年までの需給バランス（Kerawalapitiya 火力プロジェクトなし）	6-98
表 6.9.3	目標供給信頼度を満足するために必要な導入発電設備容量	6-98
表 6.9.4	IPP 設備の定格出力および PPA に記載される最大出力	6-100

## 第7章

表 7.2.1	電圧変動許容範囲	7-3
表 7.2.2	送電線の熱容量	7-3
表 7.2.3	安定度解析条件	7-4
表 7.2.4	短絡容量基準	7-4
表 7.2.5	北部連系プロジェクト進捗状況	7-7
表 7.2.6	負荷遮断スキーム	7-9
表 7.3.1	北部地域電力供給対策	7-12
表 7.3.2	首都圏近郊電力網開発予想図	7-13

表 7.5.1	最適調相設備計画 (2005~2020) .....	7-17
表 7.5.2	最適調相設備計画 (2021~2025) .....	7-18
表 7.5.3	必要調相設備算出の考え方 .....	7-19
表 7.5.4	標準送電線定数 (100MVA Base) .....	7-19
表 7.6.1	過負荷パターン算出の考え方 (架空線) .....	7-21
表 7.6.2	過負荷パターン算出の考え方 (地中線) .....	7-23
表 7.6.3	過負荷パターン算出の考え方 (変圧器) .....	7-24
表 7.7.1	大規模石炭火力電源線および首都圏供給対策前提条件 .....	7-26
表 7.7.2	北部連系経済比較前提条件 .....	7-27
表 7.7.3	北部地域最適開発ステップ検討前提条件 .....	7-28
表 7.7.4	2005 年現在小水力 IPP 状況 .....	7-28
表 7.7.5	風力発電の特徴および解析ポイント .....	7-29
表 7.7.6	送電ロス低減対策検討前提条件 .....	7-30
表 7.7.7	最適電源・系統開発時の基幹送電網開発コスト .....	7-31
表 7.7.8	最適電源開発パターン比較 (2025 年 Night Peak) .....	7-32
表 7.7.9	北 (Puttalam) 偏在開発可能量 (2025 年 Night Peak) .....	7-33
表 7.7.10	南 (Hambantota) 偏在開発可能量 (2025 年 Night Peak) .....	7-33
表 7.7.11	高速遮断リレー採用時の電源開発可能量 .....	7-34
表 7.7.12	北部連系経済比較結果 .....	7-34
表 7.7.13	小水力連系による開発可能量 (2005 年現在) .....	7-36
表 7.7.14	小水力連系による開発可能量 (2010 年) .....	7-37
表 7.7.15	風力連系による開発可能量 (2005 年現在) .....	7-38
表 7.7.16	送電ロス低減対策検討結果 .....	7-38
表 7.7.17	系統周波数特性定数解析結果 .....	7-40
表 7.7.18	周波数変動検討条件 .....	7-41
表 7.7.19	300MW 投入可能年次検討 (Off Peak ベース) .....	7-41
表 7.7.20	各時間帯の負荷の特性 .....	7-41
表 7.7.21	300MW 投入可能年次検討 (Day Peak ベース) .....	7-42
表 7.7.22	2011 年以降 2017 年までの電源単機容量 .....	7-42
表 7.7.23	機器の系統離脱限界周波数 .....	7-45
表 7.7.24	軽負荷時の進相運転が必要となる発電設備 .....	7-46
表 7.8.1	主要変電所計画案 (2005~2015) .....	7-47
表 7.8.2	主要変電所計画案 (2016~2025) .....	7-48
表 7.8.3	主要送電線計画案 (2005~2015) .....	7-48
表 7.8.4	主要送電線計画案 (2016~2025) .....	7-49
表 7.8.5	基幹送電線最適開発ステップ .....	7-49
表 7.8.6	2 回線 2 routes 化検討要因 .....	7-52
表 7.8.7	対雷設計強化対策 .....	7-53
表 7.9.1	送電容量増加予想量 .....	7-55
表 7.9.2	送電線運開年度一覧 .....	7-56
表 7.9.3	変圧器運開年度一覧 .....	7-56

## 第8章

表 8.1.1	CEB の損益計算書 .....	8-1
表 8.1.2	CEB バランスシート .....	8-5
表 8.1.3	CEB キャッシュフロー .....	8-7
表 8.4.1	長期投資計画 .....	8-10
表 8.5.1	投資をすべて単年度で負担した場合の料金推移比較 .....	8-13

## 第9章

表 9.4.1 (a)	スコーピング項目評価基準表 (1/3) .....	9-14
表 9.4.1 (b)	スコーピング項目評価基準表 (2/3) .....	9-15
表 9.4.1 (c)	スコーピング項目評価基準表 (3/3) .....	9-16
表 9.4.2	設備タイプ別スコーピング表 .....	9-17
表 9.4.3	サイト別スコーピング表 .....	9-18
表 9.4.4	スコーピング項目の重み付け .....	9-19
表 9.4.5	スコーピング評定の点数 .....	9-19
表 9.4.6	稼動量に依存する項目 .....	9-19
表 9.4.7	設備タイプ別のスコーピング素点 .....	9-20
表 9.4.8	設備1ユニットの影響の基礎点表 (ベースケース・シナリオ) .....	9-21
表 9.4.9	電源開発の代替シナリオの比較 .....	9-22

## 付属資料リスト

付属資料 1	送電網整備計画一覧表 (2004 LTTDS)
付属資料 2	送変電設備データ修正箇所 (PSS/E データ)
付属資料 3	発電設備データ (PSS/E データ)
付属資料 4	各変電所将来負荷想定切替図 (亀の甲 2010年、2025年断面)
付属資料 5	最も経済的な基幹送電線の開発検討結果
付属資料 6	大規模石炭火力開発プロジェクトおよび首都圏供給対策検討結果 (北偏在)
付属資料 7	大規模石炭火力開発プロジェクトおよび首都圏供給対策検討結果 (南偏在)
付属資料 8	大規模石炭火力開発プロジェクトおよび首都圏供給対策検討結果 (高速リレー採用)
付属資料 9	北部地域電力供給対策経済比較検討結果
付属資料 10	系統連系を考慮した北部地域最適開発ステップ検討結果
付属資料 11	小水力連系検討結果
付属資料 12	高調波・電圧変動問題対策 (CEB への報告書)
付属資料 13	風力連系検討
付属資料 14	送電ロス低減対策検討結果 (現在検討中)
付属資料 15	系統周波数特性定数調査結果
付属資料 16	送電線経過図案 (2010年、2015年、2020年、2025年断面)
付属資料 17	潮流計算結果 (2010年、2015年、2020年、2025年断面)
付属資料 18	変電所需要および発電スケジュール (2010年、2015年、2020年、2025年断面)
付属資料 19	親設水力発電計画地点の建設工事費用の見直し

## 略 語 一 覧

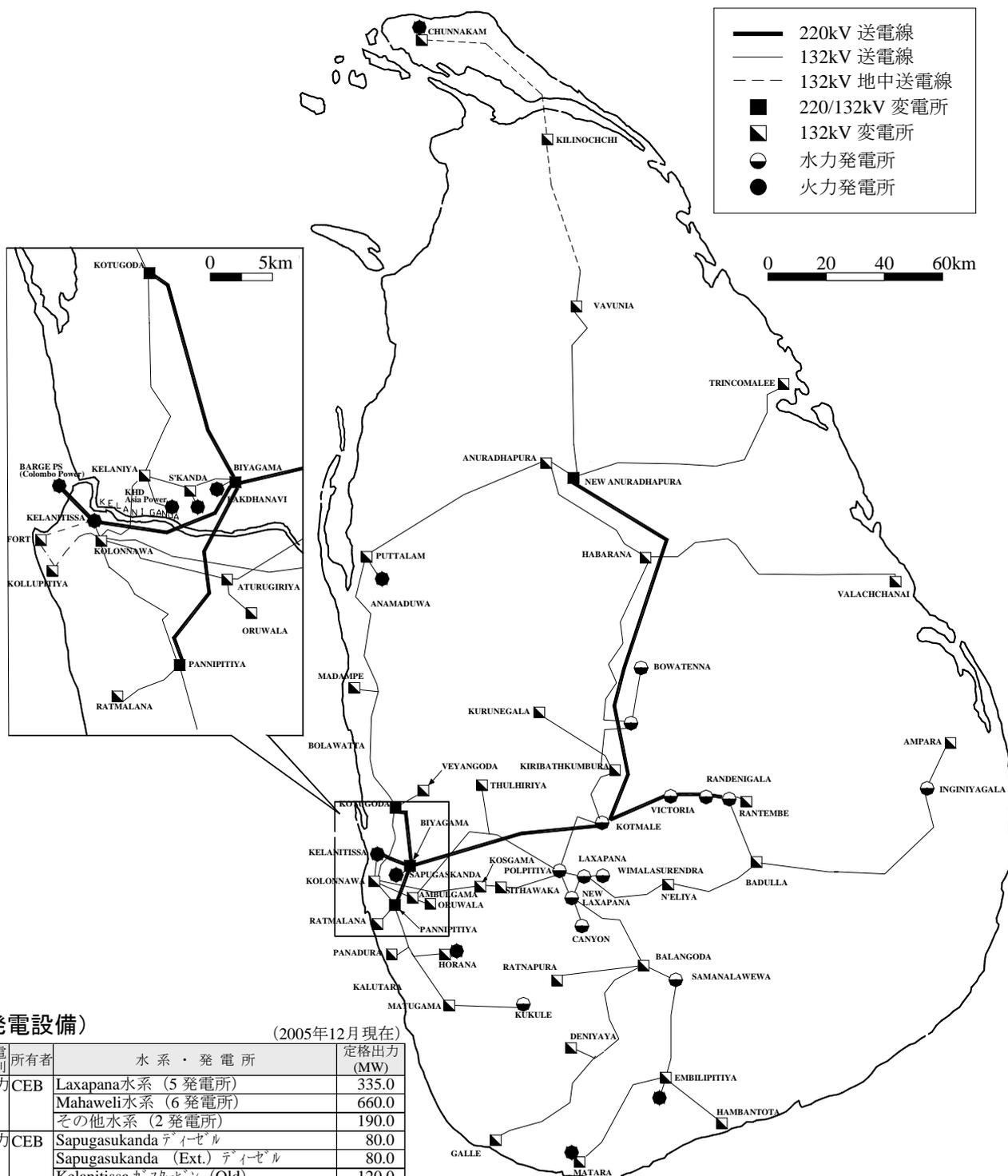
AAGR	Average Annual Growth Ratio (年平均伸び率)
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced (鋼心アルミより線)
ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
AGM	Assistant General Manager (アシスタント・ジェネラル・マネージャー)
APC	Annual Production Cost (年間生産原価)
APOM	Asia Power Operation & Maintenance Ltd. (アジア・パワー運転維持管理会社)
AU	Administrative Unit (of the RERED Project) (RERED プロジェクト) 管理室
BBL	Barrel (バレル)
BHEL	Bharat Heavy Electricals Limited (バーラト・ヘビー・エレクトリカルズ社)
BII	Bureau of Investment of Infrastructure Investment (インフラ投資局)
BL	Build and Lease (ビルド・アンド・リース)
BOI	Board of Investment (投資庁)
BOO	Build-Own-Operate (ビルド・ OWN・オペレート)
BOOT	Build-Own-Operate-Transfer (ビルド・ OWN・オペレート・トランスファー)
BOT	Build-Own-Transfer (ビルド・ OWN・トランスファー)
BT	Build and Transfer (ビルド・ AND・トランスファー)
CAARP	Conflict Affected Area Rehabilitation Program (紛争地域リハビリ計画)
CC、CCGT	Combined Cycle Gas Turbine Power Plant (コンバインドサイクル発電所)
CDM	Clean Development Mechanism (クリーン・デベロップメント・メカニズム)
CEB	Ceylon Electricity Board (セイロン電力庁)
CECB	Central Engineering Consultancy Bureau (スリランカ中央技術コンサルタント局)
CIF	Cost, Insurance and Freight (品物代、海上保険および運賃込み)
CPC	Ceylon Petroleum Corporation (セイロン石油国営公社)
CPI	Consumer Price Index (消費者物価指数)
DAC	Development Assistance Committee (開発援助委員会)
DCC	Department of Coastal Conservation (沿岸保全局)
DD、D/D	Detailed Design (詳細設計)
CEA	Central Environment Authority (中央環境庁)
DFCC	Development Finance Corporation of Ceylon (セイロン開発銀行)
DF/R	Draft Final Report (ドラフトファイナルレポート)
DGM	Deputy General Manager (デプティ・ジェネラル・マネージャー)
DISCO	Distribution Company (配電会社)
DG	Diesel Generator (ディーゼル発電機)
DOE	United States Department of Energy (米国エネルギー省)
DSM	Demand Side Management (需要側管理)
DWG	Department of Wildlife Conservation (野生生物保護局)
E/D	Engineering Design (エンジニアリング・デザイン)
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand (タイ国電力庁)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
EIRR	Economic Internal Rate of Return (経済的內部収益率)
EMA	Environmental Management Authority (環境管理評価局)

E/N	Exchange of Notes (交換公文)
ENS	Energy Not Served (供給されないエネルギー)
EP	Electrostatic Precipitator (電気集塵機)
ERD	External Resources Department (外国援助国)
ES、E/S	Engineering Service (エンジニアリング・サービス)
ESC	Environmental Social Consideration (環境社会配慮)
ESD	Energy Services Delivery (エネルギー・サービス配達)
FC	Fuel Cost (燃料コスト)
FGD	Flue Gas Desulfurizer (排煙脱硫装置)
FIC	Fuel Inventory Cost (燃料在庫コスト)
FIRR	Financial Internal Rate of Return (財務的内部収益率)
FM	Frequency Modulation (周波数変調)
FMA	Fisheries Management Area (漁業管理区域)
FOB	Free On Board (本船積込渡し)
FOT	Fuel Oil Tank (燃料貯油タンク)
F/R	Final Report (ファイナルレポート)
FS、F/S	Feasibility Study (実施可能性調査／フィージビリティ・スタディ)
GCal	Giga Calorie (10億カロリー)
GDP	Gross Domestic Product (国民総生産)
GEF	Global Environmental Facility (地球環境ファシリティ)
GENCO	Generation Company (発電会社)
GIS	Gas Insulated Switchgear (ガス絶縁開閉装置)
GS	Grid Station (開閉所)
GT	Gas Turbine (ガスタービン)
GT7	Gas Turbine Unit No. 7 (Kelanitissa ガスタービン7号機)
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (ドイツ政府の開発援助組織)
GWh	Giga watt-hour (10億ワット時間)
HNB	Hatton National Bank (ハットン・ナショナル銀行)
HP、HPP	Hydropower Plant (水力発電所)
HRSG	Heat Recovery System Generator (排熱回収ボイラ)
HV	High Voltage (高電圧)
HWL	High Water Level (計画高水位)
HZ	Hertz (周波数ヘルツ)
IAEA	International Atomic Energy Agency (国際原子力機関)
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development (国際復興開発銀行／世界銀行)
Ic/R	Inception Report (インセプションレポート)
IDA	International Development Association (国際開発協会)
IDC	Interest During Construction (建設期間中利子／建中利子)
IEE	Initial Environmental Examination and Initial Environmental Evaluation (初期環境調査／初期環境評価)
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
IPP	Independent Power Producer (独立系発電事業者)
ITDG	Intermediate Technology Development Group (中間技術開発グループ)

It/R	Interim Report (インテリムレポート)
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources (国際自然保護連合)
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (国際協力銀行)
JCI	Japan Consulting Institute (日本プラント協会)
JETRO	Japan External Trade Organization (日本貿易振興機構)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人国際協力機構)
KFW	Kreditanstalt fur Wiederaufbau (ドイツ復興金融公庫)
kl	kilo litter (1,000 リットル)
kW	kilo Watt (1,000 ワット)
kWh	kilo Watt-hour (1000 ワット時間)
kV	kilo Volt (1,000 ボルト)
LECO	Lanka Electricity Company (ランカ電力会社 (配電会社))
LF	Load Factor (負荷率)
LKR	Sri Lanka Rupees
LNG	Liquefied Natural Gas (液化天然ガス)
LOI	Letter Of Intent (関心表明)
LOLP	Loss of Load Probability (見込不足確率)
LTGEP	Long Term Generation Expansion Plan (CEB が策定している長期電源拡張計画)
LTTDS	Long Term Transmission Development Plan (CEB が策定している長期送電開発計画)
LTTE	Liberation Tigers of Tamil Eelam (タミール・イーラム解放の虎)
MAC	Monitoring and Advisory Committee (監視諮問委員会)
MCM	Million Cubic Meter (100 万立方メートル)
MENR	Ministry of Environment and Natural Resources (エネルギー・鉱物資源省)
MGEA	Minimum Guarantee Energy Amount (最低保証発電電力量)
MHP	Mini Hydropower Plant (小水力発電所)
MJ	Mega Joule (百万ジュール)
M/M	Minutes of Meeting (議事録)
MMBTU	Million British Thermal Unit (100 万英熱量単位)
MOL	Ministry of Land (国土省)
MOU	Memorandum of Understanding (覚書)
MP	Master Plan (総合開発計画/マスタープラン)
MPE	Ministry of Power and Energy (電力エネルギー省)
MRRR	Ministry of Relief, Rehabilitation and Reconciliation (復興・移住・融和省)
MVA	Mega Volt Ampere (100 万ボルトアンペア)
MW	Mega Watt (100 万ワット)
MVar	Mega Var (100 万ヴァール)
NEA	National Environment Act (国家環境法)
NGO	Non-Governmental Organization (非政府団体)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (米国立再生可能エネルギー研究所)
NSCMA	National Steering Committee for Mine Action (国家地雷問題委員会)
NWEA	Environmental Authority of North Western province (北西州環境庁)
NWRS	National Water Resources Secretariat (国家水資源事務局)
ODA	Official Development Assistance (政府開発援助)

OEFC	Overseas Economic Cooperation Fund (海外経済協力基金)
O&M	Operation and Maintenance (運転維持管理)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (石油輸出国機構)
OPGW	Optical Ground Wire (光ファイバ複合架空地線)
PAA	Project Approving Agencies (事業承認機関)
PCI	Participating Credit Institutions (参加金融機関)
PCM	Pulse Code Modulation (パルス符号変調)
PF	Plant Factor (設備利用率)
PLC	Power Line Carrier (電力線搬送)
PPA	Power Purchase Agreement (電力購入契約)
PPP	Public and Private Partnership (官民連携)
P/S、PS	Power Station (発電所)
PSS/E	Power System Simulator for engineering (系統解析シミュレーションソフト PSS/E)
PUCSL	Public Utility Commission of Sri Lanka (スリランカ公益事業委員会)
RCC	Roller Compacted Concrete (ローラー・コンパクティド・コンクリート工法)
RERED	Renewable Energy for Rural Economic Development
ROE	Return On Equity (株主資本利益率/自己資本利益率)
ROI	Return On Investment (投資利益率/投資収益率)
RSLP	Regaining Sri Lanka Programme (スリランカ復興プログラム)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (監視制御データ収集)
SDA	Special Dollar Account (特別ドル口座)
SEA	Strategic Environmental Assessment (戦略的環境評価)
SEDZ	South-East Dry Zone (南東部乾燥地域)
SEEDS	Sarvodaya Economic Enterprises Development Services (サルボダヤ経済企業開発サービス)
SHS	Solar Home System (太陽光発電システム)
SLCPI	Sri Lanka Consumer Price Index (スリランカ消費者物価指数)
S/S, SS	Substation (変電所)
ST	Steam Turbine (蒸気タービン)
SV	Super Vision
S/W	Scope of Work (業務仕様書)
SYSIM	System Simulation Package (水系シミュレーションソフトウェア)
TAFREN	Task Force for Rebuilding the Nation (国家復興タスクフォース)
TOR	Terms of Reference (作業指示書)
TRANSCO	Transmission Company (送電会社)
UDA	Urban Development Authority (スリランカ国都市開発公社)
USAID	United States Agency for International Development (米国国際開発庁)
USTDA	United States Trade and Development Agency (米国貿易開発局)
WASP-IV	Wien Automatic System Planning - version IV (電源開発シミュレーションソフトウェア WASP 第4版)
WB	World Bank (世界銀行)

# スリランカ電力系統概要 (2005年12月現在)



## (発電設備)

(2005年12月現在)

発電種別	所有者	水系・発電所	定格出力 (MW)		
水力	CEB	Laxapana水系 (5 発電所)	335.0		
		Mahaweli水系 (6 発電所)	660.0		
		その他水系 (2 発電所)	190.0		
火力	CEB	Sapugasukanda ディーゼル	80.0		
		Sapugasukanda (Ext.) ディーゼル	80.0		
		Kelanitiisa ガスタービン (Old)	120.0		
		Kelanitiisa ガスタービン No.7	115.0		
		Kelanitiisa コンバインドサイクル	165.0		
		Chunnakam ディーゼル (Jaffna孤立系統)	8.0		
		IPP		Lakdhanavi ディーゼル	22.5
				Asia Power Ltd. ディーゼル発電所	51.0
				Colombo Power (Priv.) Ltd. ディーゼル	62.7
				ACE Power Horana ディーゼル	24.8
				ACE Power Matara ディーゼル	24.8
				Heladhanavi Ltd. ディーゼル	100.0
				ACE Power Embilipitiya ディーゼル	100.0
火力	CEB	AES Kelanitiisa コンバインドサイクル	163.0		
		Kool Air ディーゼル (Jaffna孤立系統)	15.0		
風力	CEB	Hambantota (パイロットプラント)	3.0		

この他、系統連系されている小水力発電所 (CEB所有: 3発電所 計20.45MW、IPP所有35発電所 計73MW) がある (2005年5月時点)。

## (送電設備)

(2004年現在)

送電線	亘長 (km)	回線延長 (km)
220kV送電線	330.7	478.9
132kV送電線	1,651.0	2,987.0
132kV地中送電線	13.0	13.0

## (変電設備)

(2004年現在)

変電所	容量 (MVA)	箇所数
220/132/33kV 変電所	2205/500	6
132/33kV 変電所	2,150	33



# 第1章 序論

## 1. 1 本件調査に至るまでの経緯

スリランカにおける電力需要増加率はここ数年、毎年約7～8%に達しており、新規の電源の開発および新規電源と電力需要地を結ぶ送配電線の拡充等、電力設備の増強が緊急課題となっている。現在、発電・送電・配電の責任を一元的に有するセイロン電力庁（CEB: Ceylon Electricity Board）は、1995～1996年度にJICAにより実施された「全国送電網整備計画調査」を利用し、送電線拡充を進めてきた。しかしながら、新規の水力開発地点には限界があり、今後の電源構成を大きく変換する必要があることから、今までの計画手法を全体的に見直し、電源開発と送電開発に関わる長期計画を包括的に作成する必要に迫られている。

スリランカでは、長期に亘り内戦状態にあったが、2002年2月にスリランカ政府とタミール・イーラム解放の虎（LTTE）とが無期停戦合意に至ったことにより、和平交渉が開始され、和平プロセスが進展している。

北・東部地域では、内線により送配電線がほとんど全て破壊されており、長期計画として北・東部地域を含んだ全体計画が必要とされている。

また、これまで環境社会配慮が十分に行われてこなかったため、計画の実施がかなり遅れるという結果になっていることから、環境社会配慮の充実を図るための支援も必要とされている。

## 1. 2 本件調査の目的

- (1) 既存電源開発計画と送電網整備計画策定手法の見直しを行う。
- (2) 電力セクターに係る包括的なマスタープランの策定を行う。
- (3) 電力セクターに係る包括的なマスタープラン策定のための技術移転を行う。

## 1. 3 調査計画

### 1. 3. 1 調査の流れ

本件調査は4つの調査段階から構成されている。

第1段階の基礎調査段階では本件調査の目標および枠組みを明確にし、次の事項についての調査を実施した。

- ・包括的マスタープラン作成のための情報・データ収集とその分析による課題の抽出
- ・既存開発計画（電源開発計画、送電網整備計画）のレビューと見直し事項の検討
- ・既設、建設中の電力設備および既存開発計画地点について現地調査による技術面、環境社会配慮面での情報収集と分析・検討

第2段階の計画策定手法見直し段階では、第1段階にて検討した策定手法・データの見直し事項に基づき、以下の検討を行った。

- ・需要想定、電源開発計画、系統解析における計画策定手法、入力データおよび前提条件の見直し
- ・既存開発計画地点の建設コストの分析・見直しおよび環境・社会面への影響の再評価

第3段階のマスタープラン原案作成段階では、以下の事項についての作業を実施し、マスタープラン原案を作成した。

- ・需要想定、最適電源開発計画、送変電開発計画の策定
- ・大規模電源の最適立地候補地点の選定
- ・長期投資計画の策定
- ・新規開発候補地点における初期環境評価（IEE）の実施

最終段階となる包括的マスタープラン策定段階では、政策・制度、経済財務面など、包括的マスタープランの実現性を高めるための検討を行い、提言を作成した。

本調査業務の流れを図1.3.1に示す。

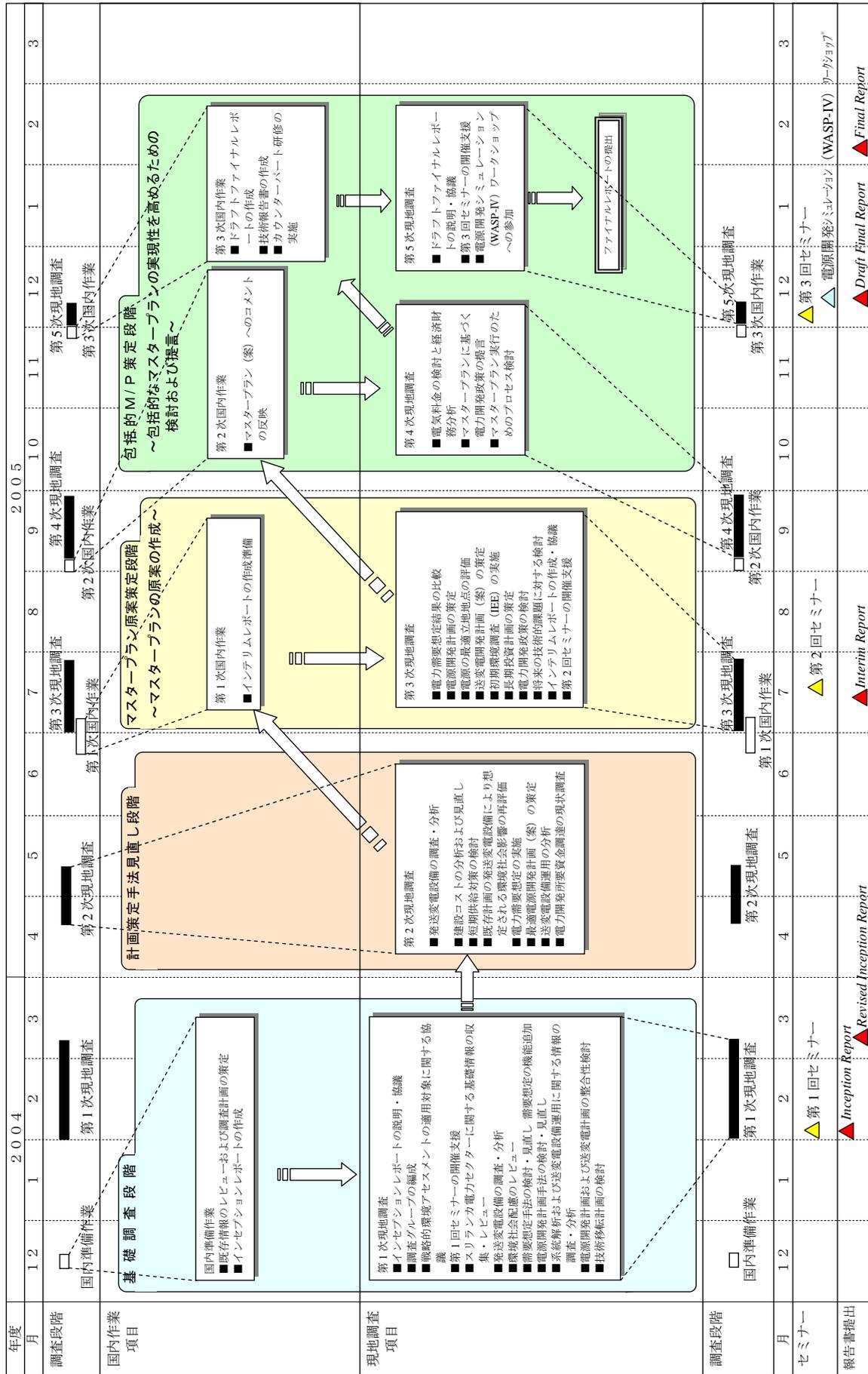


図 1.3.1 調査業務フロー図

### 1. 3. 2 調査スケジュール

本調査は、2005年1月から2005年12月までの約12ヶ月間にわたり合計5回の現地調査が実施された。このうち2004年度としては、2005年1月末から約4週間に亘り第1次現地調査が実施された。また、2005年度としては、2005年4月下旬から約3週間に亘り第2次現地調査が、2005年6月下旬から約3週間に亘り第3次現地調査が実施され、2005年9月下旬から約2週間に亘り第4次現地調査が、2005年12月上旬から約2週間に亘り第5次現地調査が実施された。

図 1.3.2 に本調査の全体スケジュールを示す。

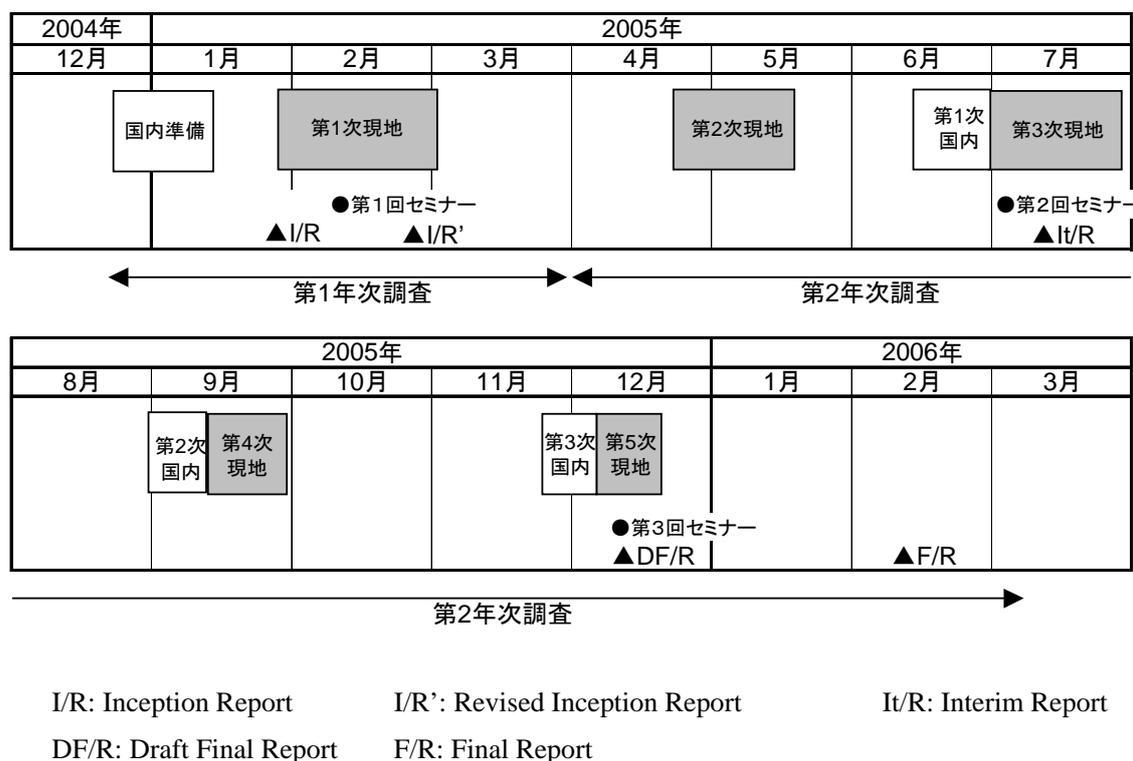


図 1.3.2 全体調査スケジュール

## 1. 4 調査グループと調査団

### (1) 調査グループ

調査グループ	JICA 調査団	CEB
Power Development Policy	Yoshitaka Saito Masayasu Ishiguro	Gemunu Abayasekara (Deputy General Manager)
Power Development Plan/ Transmission Development Plan	Hirosi Hosomi (Tsutomu Nisikawa) Kazunori Irikura Akira Hirano Kenji Taguchi Hirosi Ozawa	<u>Generation Planning</u> Madhavi Kudaligama FULL TIME (Electrical Engineer) Herath Samarakoon (Chief Engineer) Samitha Midigaspe (Electrical Engineer)  <u>Transmission Planning</u> Jagath Fonseka FULL TIME (Electrical Engineer) Kamani Jayasekera (Chief Engineer) Tharanga Wickramaratne (Electrical Engineer) LDL Perera (Electrical Engineer)
Economic and Financial Analysis / Demand Forecast	Hiroo Yamagata Masaya Kawaguchi	Herath Samarakoon (Chief Engineer) Madhavi Kudaligama (Electrical Engineer)
Environmental and Social Considerations	Tsuyoshi Sasaka Hirosi Hosomi (Tsutomu Nisikawa) Kenji Taguchi	R.K.W. Wijeratne (Environmental officer) Rohita Gunawardhana (Environmental officer)
Coordinator	Takashi Aoki	Samitha Midigaspe (Electrical Engineer)

(2) 調査団

メンバー	分野
斎藤 芳敬	総括/電源開発計画
細見 浩 (西川 力)	電源開発計画 (水力発電)
山形 浩生	電力需要想定
入倉 一憲	送電計画
佐阪 剛	環境社会配慮
平野 晶	系統解析
石黒 正康	電力開発政策
川口 雅哉	経済財務分析
田口 健治	火力発電設備
小澤 裕	電源開発計画最適化/データベース
青木 崇	業務調整

## 第2章 スリランカ国の電力セクターの現状

### 2.1 スリランカ国の概要

スリランカ民主社会主義共和国は、インドの南西沖に位置し、面積6万5,610km<sup>2</sup>、人口約1,930万人（2003年）である。民族構成は、シンハラ人（72.9%）を筆頭に、タミル人（18.0%）、スリランカ・ムーア人（8.0%）らにより構成される他民族国家である。これを背景として宗教は、仏教徒（70.0%）、ヒンドゥ教徒（10.0%）、イスラム教徒（8.5%）、ローマン・カトリック教徒（11.3%）により構成されている。

主要指標は、表2.1.1に示すとおりであり、わが国との関係については、1952年の国交樹立以来、特に大きな政治的懸案もなく、貿易、経済・技術協力を中心に良好な関係が続いている。2003年には、「スリランカ復興開発に関する東京会議」を開催するなど、スリランカ和平プロセスを積極的に支援している。

表 2.1.1 スリランカ国の概要

名称	スリランカ民主社会主義共和国
面積	6万5,610km <sup>2</sup> （北海道の約8割）
人口	約1,930万人
民族	シンハラ人（72.9%）、タミル人（18.0%）、スリランカ・ムーア人（8.0%）
宗教	仏教徒（70.0%）、ヒンドゥ教徒（10.0%）、イスラム教徒（8.5%）、ローマン・カトリック教徒（11.3%）
主要産業	農業（紅茶、ゴム、ココナツ、米作）、繊維製造業
名目 GDP	182.4億米ドル
一人当たり GDP	947米ドル
GDP 経済成長	5.9%
物価上昇率	6.3%
失業率	8.6%
総貿易額	輸出（FOB）51.3億米ドル 輸入（CIF）66.7億米ドル
主要貿易品目	輸出 工業製品（繊維・衣類製品等）、農産品（紅茶等）、宝石 輸入 中間財（繊維関連等）、消費財（食料品等）、資本財
主要貿易相手国	輸出 米国、英国、ベルギー、ドイツ 輸入 インド、香港、シンガポール、日本
通貨	ルピー 1US\$=99.64Rs（2005年1月平均レート）
主要援助国	(1)日本（63%）(2)ノルウェー（13%）(3)オランダ（11%）(4)スウェーデン（7%）（カッコ内数値はDAC諸国合計に占める割合、2002年DAC資料）
我が国の援助実績	(1) 有償資金協力（2003年度まで、ENベース） 6,225.44億円 （内2002年度実績 336.30億円） (2) 無償資金協力（2002年度まで、ENベース） 1,652.94億円 （内2003年度実績 30.84億円） (3) 技術協力実績（2002年度まで、JICAベース） 509.89億円 （内2001年度実績 21.26億円）

出典：スリランカ中央銀行年報他より調査団作成

## 2. 2 電力セクターの概要

### 2. 2. 1 電力セクターにおける組織

電力エネルギー省（MPE）は国家の電力およびエネルギー政策を総括する政策組織として役割を果たしている。電力エネルギー省の管轄の下、セイロン電力庁（CEB）は、発電、送電、配電の業務を一貫して行っており、スリランカにおける実質的な電気事業運営を行っている。

### 2. 2. 2 電化率

現状の組織では、CEB は配電線延伸による地方電化の役割を担っており、配電線延伸が困難な遠隔地における地方電化は、各援助機関や民間セクターにより導入された太陽光発電を中心として進められている。

CEB が 2004 年 4 月に発表した「Rural Electrification Development」によると、2003 年末現在の世帯電化率は 65%に達した。この内、コロンボを中心とした西海岸地域における電化率は高く、コロンボ市においては 90%を超える家屋電化率となっている。一方、北部、東部、Uva 地域における電化率がとりわけ低く、北部、東部地域における電化率の低さはこの地域が内戦による影響を強く受けたことを表している。

また、「Rural Electrification Development」では、2007 年までに家屋電化率を 75%に、さらに 2010 年までに配電線による家屋電化率 80%を達成することを今後の目標として掲げている。

なお、電力セクター改革後の地方電化については、電力エネルギー省（MPE）がその責任を持つこととなる。

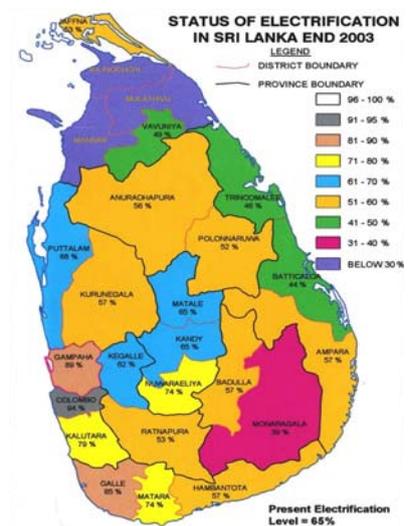


図 2.2.1 地域別電化率

## 2. 2. 3 電力需要

スリランカにおける電力供給のほとんどは、CEBが所有する供給システムによって行われている。系統全体における 2003 年の販売電力量は 6,208.6GWh であり、2002 年の 5,502.3GWh から大きく増加 (12.8%) した。これは連続した渇水による供給不足が解消したと新規発電所が運開したことにより、潜在需要が顕在化したことが大きいと考えられる。なお、1994 年から 2003 年の 10 年間の販売電力量の年平均増加率は 6.4%となっている。

## 2. 2. 4 発電設備と発電電力量

2004 年 7 月末の発電設備容量は 2,193.95MW である。その電源構成は、CEB 水力発電設備が 55.04%、CEB 火力発電設備が 26.12%、CEB 風力発電設備が 0.14%、緊急用電源設備が 0.91%、小規模発電設備 1.78%、IPP 火力発電設備 16.02% であり、水力主体の電源構成となっている。

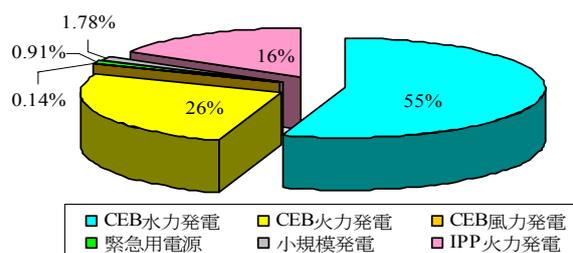


図 2.2.2 スリランカの電源構成 (2004 年 7 月現在)

発電設備容量の推移を図 2.2.3 に示す。

1980 年以降、増加する需要を賄うために、水力発電設備を中心として電源開発が行われてきたことがわかる。

しかしながら、1992 年以降は水力発電設備の設備容量はほとんど増加しておらず、近年では火力発電設備の開発が主に行われていることから、火力発電設備が全体設備容量に占める割合が増加している。

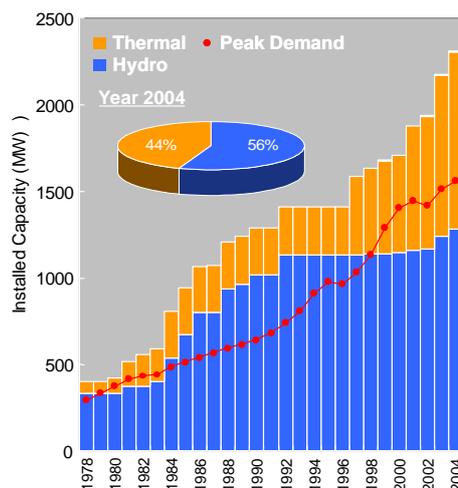


図 2.2.3 設備容量の推移

図 2.2.4 に電源構成別の発電電力量の推移を示す。

発電設備容量と同様に、1980 年代以降、水力電源の開発により水力発電設備の発電電力量が増加した。

1996 年以降、渇水が原因となり水力発電設備の発電電力量が減少し、これに対処するために火力発電設備の発電電力量が増加したことがわかる。

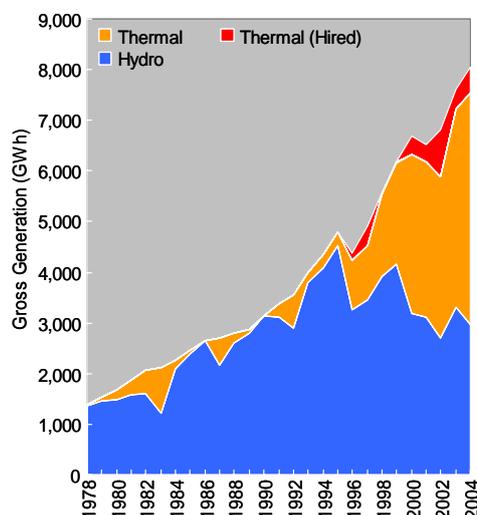


図 2.2.4 発電電力量の推移

発電量は下流に存在する灌漑用水使用量により規定され、発電運用上の弾力性に乏しい。

また、水力発電設備の発電出力は降雨量に強く依存するため、水力を中心とした電源構成の系統では、1996年以降にみられるように、渇水による発電出力の減少が系統全体の供給力に大きく影響を与える可能性がある。

さらに、経済的に開発可能な新規水力地点の枯渇から、スリランカの電源構成は、今後、水力主体から火力主体へ推移していくものと思われる。

## 2. 2. 5 送変電・配電設備

スリランカの主な送電系統は、220kV と 132kV 送電線で構成されている。北・東部地域と中央地域とを連系していた送電線は、内戦により切断されたままである。主幹系統である 220kV 系統は、2回線で Mahaweli 水系の水力発電所から、需要の中心であるコロンボ市およびその近郊へ送電するルートと、1回線で Kotmale 水力発電所から中北部の New Anuradhapura 変電所までを接続するルートに分かれる。その他の主要な発・変電所は、132kV 送電線により接続され、その一部はコロンボ市を含む北西地域を囲むようにループ系統を構成している。このループに接続する発・変電所は 2 回線  $\pi$  引き込みで接続されており、系統故障時の負荷切り替えが容易となっている。

北部向き 220kV 送電線（1回線のため、CEB の系統計画上の信頼度基準である N-1 基準<sup>1</sup>を満たしていない）は、北西州を囲む 132kV ループ系統と変電所内で変圧器を介して接続され、異電圧ループが形成されている。この異電圧ループの活用は、コロンボ周辺への電力供給信頼度の向上と北部地域との系統連系する際の供給信頼度の向上に寄与することが可能である。

しかしながら、系統故障時の短絡電流が、ループ系統に接続している変電所の遮断器の容量を超える可能性があることや、系統運用が系統保護上複雑化することから、物理的に異電圧ループが組まれているが運用は行われておらず、既存設備を最大限に活用していない。

CEB が保有する送配電および変電設備の現状は、表 2.2.1 および表 2.2.2 に示すとおりである。

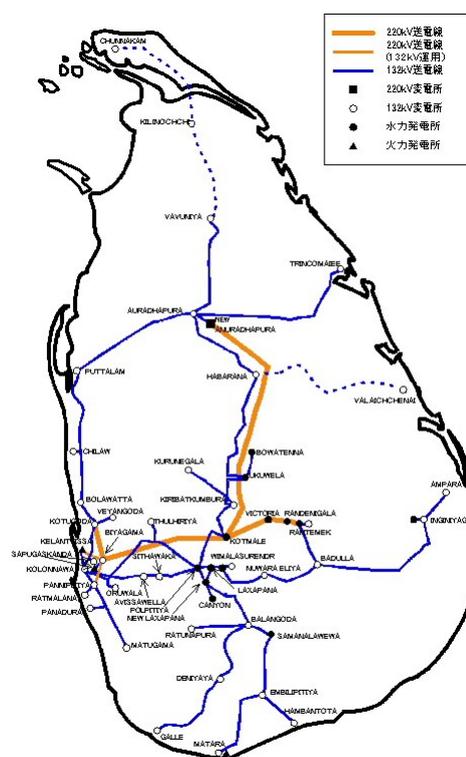


図 2.2.5 スリランカの送電系統（2003年）

表 2.2.1 スリランカ国の送配電設備

電圧	220kV	132kV	33kV	11kV	440/230V
延長 (km)	331	1,664	18,809	2,454	76,102

<sup>1</sup> 送変電設備の拡充計画基準。単一故障（送電線 1 回線、あるいは変圧器 1 バンク故障）が発生しても、電力供給に支障が生じない系統信頼度基準を指す。“N”は設備数、“-1”は単一故障を意味する。

表 2.2.2 スリランカ国の変電設備

電圧	132/33kV 220/132/33kV 220/132kV	132/11kV	33/11/3.3kV	33/11/LV
台数	33,5,1	2	126	15,395
容量 (MVA)	2,154, 2100/500,105	180	1,078	3,993

## 2. 2. 6 電力設備開発計画

スリランカにおける電力開発計画は CEB によって毎年 2 つの開発計画が策定されている。いずれの開発計画も、発送電計画局<sup>2</sup> (Transmission & Generation Planning) が担当しており、発電設備に関する LTGEP (Long Term Generation Expansion Plan) は、発電計画、設計ユニット (Generation Planning and Design Unit) において、送変電設備に関する LTTDS (Long Term Transmission Development Studies) は、送電計画ユニット (Transmission Planning Section) において作成されている。

図 2.2.5 に CEB 組織を示す。

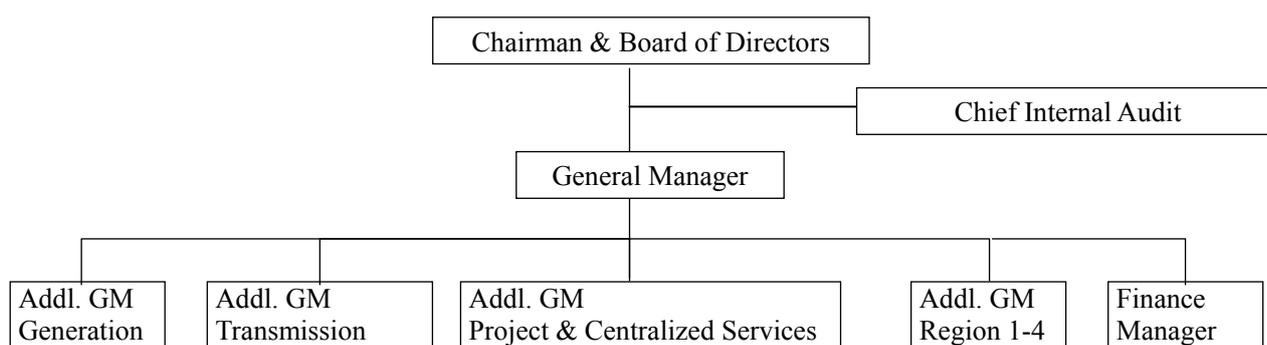


図 2.2.6 CEB の組織図

## 2. 2. 7 電気料金および電力購入価格

電気料金の体系は、固定料金と従量料金の 2 部構成となっている。CEB の 2004 年の平均電気料金は 7.68Rs/kWh (8.37 円/kWh) であり、他のアジア諸国と比べても高くなっている。その特徴としては、家庭用および宗教用は平均電気料金より低く設定されている一方で、一般用および工業用は高く設定されており、家庭用および宗教用への内部補助構造が見られる。CEB はこれらの内部補助について、段階的に廃止する予定であるが、現段階では具体的な動きはない。

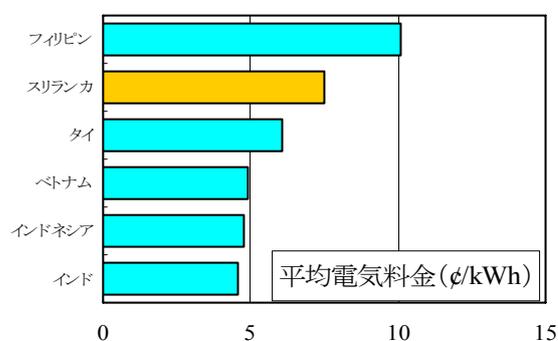


図 2.2.7 アジア諸国の平均電気料金

<sup>2</sup> 図 2.2.2 の組織図では、Addl. GM Transmission の組織に属している。

IPPからの電力購入単価とみると、2003年の実績では火力電源で平均8.45Rs/kWh、水力電源で6.09Rs/kWh、緊急用リース電源で12.32Rs/kWhとなっている。このように、IPP火力からの電力購入単価が平均電気料金(7.68Rs/kWh)より高いことに加え、緊急用リース電源からは更に割高な電力購入行われている。

表 2.2.3 需要家別平均電気料金 (2004年)

需要家タイプ (割合)	平均電気料金 (Rs/kWh)
家庭用 (23.1%)	5.54
宗教用 (0.3%)	4.46
一般用 (25.9%)	11.85
工業用 (37.9%)	8.38
LECO (11.4%)	6.06
街路灯 (1.4%)	7.80
合計	7.68

## 2. 2. 8 電力セクター改革

2002年10月に成立した「Electricity Reform Act, No.28 of 2002」および「Public Utilities Commission of Sri Lanka Act, No.35 of 2002」により、スリランカの電力セクターは、CEBによる発電・送電・配電一環体制から、シングルバイヤーモデルをベースにした競争市場メカニズムの導入を目指すこととなった。CEBおよびLECOの分割・再編は、2005年11月時点でまだ実施されていない。これは、CEBおよびLECOの分割・再編の財務上の問題(資産・負債の振り分け)、技術的問題、人員の配置の問題、改革後の地方電化の進め方などが決定していないためである。

改革後もCEBは依然として国有企業である点を除いて、現時点ではセクター改革がどのような形に落ち着くかは不透明な状況となっている。

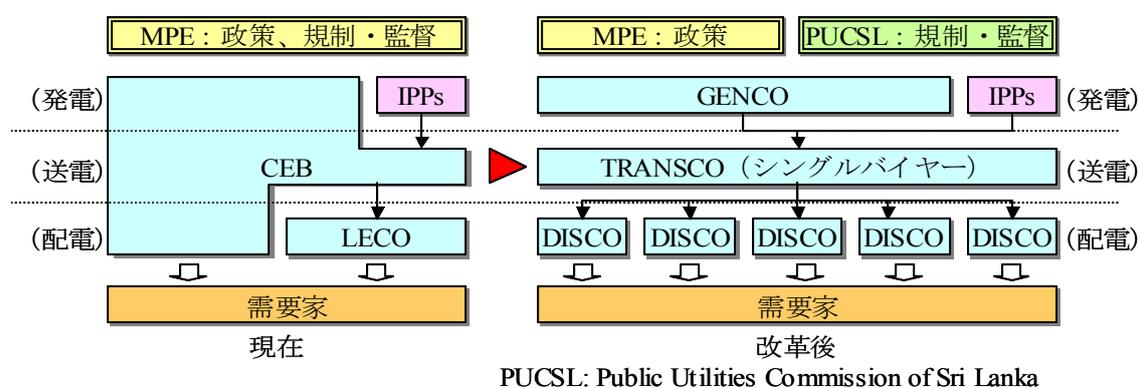


図 2.2.8 スリランカの電力セクター構造改革 (現在→改革後)

## 第3章 スリランカ国の電力開発政策の現状

スリランカの電力政策は、アジア開発銀行（ADB<sup>3</sup>）と国際協力銀行（JBIC<sup>4</sup>）が提供するプログラムローンに支援された構造改革の流れを作ってきた。

政府は2002年に電力改革法28号<sup>5</sup>とスリランカ公益事業委員会法35号<sup>6</sup>の二つを成立させ、セイロン電力庁（CEB<sup>7</sup>）の分割と独立規制機関の設立を柱とする改革プログラムを進めた。しかし、その一方で労働組合を筆頭とする構造改革に対する強い反対の動きがあり、法律はできたものの、最大の山場となるCEB分割については、政府と電力改革プログラムへの融資を提供しているADBおよびJBICとの間で合意が得られないまま、現在に至っている。

このように構造改革の中で最も核となるCEBの分割の姿について最終的な決定が行われていないことから、まだCEBの財務立て直しの道筋が完全には見えていない。当然、このことが電力投資計画の決定にも大きく影響を及ぼし、電力部門の将来は混沌とした状況に置かれている。

### 3. 1 電力部門政策指針<sup>8</sup>

現在の電力基本政策は、旧灌漑電力省<sup>9</sup>が1997年8月に発表し、翌98年10月に改訂した「電力部門政策指針<sup>10</sup>」に基づいている（3-11頁参照）。政府は、この政策提言を通して、その後に取り組む構造改革の道筋を明確にした。

政策指針の中で、政府は以下の点を明確にした。

- 現在のCEBによる垂直統合型の電力部門構造が時代遅れとなっており、その結果、電気料金制度、CEBの財務、将来必要となる投資資金の調達、そして補助金による政府財政負担のいずれについても大きな問題を生じている。
- これらの問題を解決するためには、抜本的な構造改革が必要である。
- 構造改革を通して、CEBによる独占的な垂直統合型の電力構造の分割、民間投資の促進、透明性のある規制の枠組作り、事業として持続可能な料金制度の確立を行う。
- CEBの分割により、事業に対する政府の干渉を排除し、各部門ごとの事業会社の経営責任を明確にする。
- これまでのODA資金への依存を脱却して、民間からの電力投資を促進する。このため、火力発電所の建設はBOO/BOT<sup>11</sup>の仕組みにより民間資金で行う。
- 電気料金は、商業的な視点に立って事業者が将来の投資資金を確保できる収入水準にする。

<sup>3</sup> Asian Development Bank

<sup>4</sup> Japan Bank for International Cooperation

<sup>5</sup> Electricity Reform Act, No. 28 of 2002

<sup>6</sup> Public Utilities Commission of Sri Lanka Act, No. 35 of 2002

<sup>7</sup> Ceylon Electricity Board

<sup>8</sup> Power Sector Policy Directions

<sup>9</sup> Ministry of Irrigation and Power, 現在の電力エネルギー省（Ministry of Power and Energy）の前身

<sup>10</sup> その後、電力エネルギー省はその内容を改訂し、最新のものとして「電力部門政策ガイドライン提案（Proposed Power Sector Policy Guidelines），2002年11月」があるが、これはまだ内閣の承認が得られていない。したがって、依然として1997年（1998改訂）の政策指針が政府としての正式な政策である。

<sup>11</sup> Build-Own-and Operate/Build-Operate-and-Transfer

### 3. 2 電力改革法<sup>12</sup>の成立とその進捗

1998年の電力部門政策指針で示した透明性のある規制の枠組み作りと CEB の分割を柱とする構造改革を進めるため、2002年に電力改革法と公益事業委員会法の二つの法律が成立した。

#### 3. 2. 1 構造改革の方向

電力改革法に基づいて、電力エネルギー省（MPE）はスリランカの構造改革について以下の枠組みで検討を始めた。

- 改革はシングル・バイヤー・システムをベースとする。
- CEB の発電部門は、一社の発電会社として独立する<sup>13</sup>。
- 送電会社はシングルバイヤーを兼ね、電力部門のハブとなって発電会社からの買電と配電会社および大口需要家への売電を行う。また、電力の給電指令を行う。
- 配電会社は CEB の配電部門とランカ電力会社（LECO<sup>14</sup>）を統合し、それを地域別に三社以上に分割する<sup>15</sup>。
- 公益事業委員会（PUC<sup>16</sup>）が全ての電力会社の規制を担当する。独立した企業は毎年 PUC に事業計画を提出する。

この改革の狙いは、新たに設立される電力会社に独立性を与え、事業に対する政治的な干渉を防ごうとする点にある。また、現在 CEB が抱える負債を分離して、仕分けすることにより、企業の財務を健全化しようとする点にある。

ただし、現状ではこの電力改革法は完全に有効なものとなっていない。

スリランカの法体系では、新しい法律は議会在法成立を宣言した後、担当する大臣が署名し、それを官報で示して初めて有効となる。通常は、法に盛り込まれた全ての条項が実行に移された段階で担当大臣がまとめて署名するが、今回の電力改革法では条項ごとに大臣署名が行われている。しかし、改革の最大の柱となる CEB の分割がまだできていないため、法律はまだ完全には施行されていない。

#### 3. 2. 2 独立規制機関の設置

これまでは電力エネルギー省（MPE<sup>17</sup>）が政策立案、CEB を含む産業の監督、そして許認可のすべてを実施してきたが、構造改革の柱の一つとなる規制権限の透明性を確保するために、公益事業委員会法の成立を通して、新たに独立した規制機関として PUC が設立された。

この PUC は電力改革法が完全に施行された段階で規制機関として機能するようになる。しかし、

<sup>12</sup> Electricity Reform Act

<sup>13</sup> 電力改革法は発電会社を一社としたが、政府内ではマハベリ水力、ラクサパーナ水力、火力発電の三つに分割し、独立した発電会社とするという案も検討された。

<sup>14</sup> Lanka Electricity Company

<sup>15</sup> 電力改革法は配電会社を三社以上としたが、政府内部では五社に再分割するという案も検討された。

<sup>16</sup> Public Utilities Commission (of Sri Lanka)

<sup>17</sup> Ministry of Power and Energy

前述のように現時点では電力改革法が完全に施行されていないため、電力部門の許認可権限は依然として MPE にある<sup>18</sup>。

PUC が監督する産業部門は、電力の他に、水、石油、有料道路、港湾があるが、PUC 法の定めにあるように、個別の産業法に基づいて各産業を規制しなければならない。しかし、水も石油についても、それを規定する産業法がまだ存在していないため、具体的には何も行われていない。

他方、電力については、料金ガイドライン、事業運営指針などの原案は準備されつつある。

### 3. 2. 3 構造改革の進展の見通し

今後の改革の進展については、まだいくつかの課題が残されている。

これまで、政府は構造改革を実施するという立場を示してきたが、労働組合から強い反発があり、CEB の分割に踏み切れないまま時間が過ぎたことから、ドナーである ADB と JBIC が構造改革プログラムローンの実施を一時停止するという事態に陥った。このような事態を打破するために、政府の電力構造改革委員会<sup>19</sup>は 2005 年 6 月に構造改革の概念について検討を行い、翌 7 月に報告書としてまとめた。ここで出された案は同 7 月中に内閣によって承認された。

#### (1) 電力部門改革の概念報告書 (2005 年 7 月、内閣了承)

政府が承認したこの報告書は、現在の電力部門が抱える問題が次の四つに起因していることを明確に示した。

- ベースロードとなる大型発電所の建設が実施できなかったこと。
- 燃料費の高い緊急用ディーゼル発電の導入で電力供給コストが上がったこと。
- 供給コストの上昇を電気料金に転嫁できなかったこと。
- CEB の経営に構造的な問題があったこと。

そして、この問題を解決するための解決策として、次の三つを実施することが必要であることを訴えた。

- 電気料金を改正し、現実的、構成、透明な料金設定とする。
- 急ぎベースロードとなる石炭火力の建設に着工する。
- CEB を分割し、子会社を設立する。既存の負債を切り離し CEB と子会社の事業運営を担保する。

この報告書の中では、構造改革の中核となる CEB の分割の姿については、まだ大枠を示すにとどまり、発電会社が 1 社、送電（およびバルク電力取引<sup>20</sup>）会社が 1 社、そして配電会社を 2 社以上とした。また、既存の LECO については、別会社として今の形態を残すという姿を示している。

この内容からも分かるように、報告書はこれまでに政府が問題を先送りしてきた CEB の分割を柱とする構造改革の進め方について、一つの回答を出したものであるが、報告書自体が依然とし

<sup>18</sup> 電力改革法が完全に施行された段階で、古い CEB 法と電力法が廃止され、規制権限は MPE から PUC に移行する

<sup>19</sup> Committee on Power Sector Reforms

<sup>20</sup> Bulk Electricity Trade

て概念論にとどまり、CEB 分割の具体的な工程が明記されていないと言った問題点が残されている。ドナーである ADB は 9 月に入ってこの報告書に対する意見を提出したが、ローンの再開についてはまだ何も決定していない。

ちなみに、ADB が提供する電力開発プログラムローンの第二トランシェについては、2005 年 6 月の段階で実施の延期が決まっているが、それを再開するためには次の五つの条件が満足されなければならないという立場を崩していない。

- 政府は PUC を設立し、委員を任命する。(すでに実施済み)
- PUC は、料金設定および発電、送電、配電会社の免許、ならびに売買電に関わる規定と基準を法律に従って決定する。
- 新たに設立される送電、発電、配電会社は必要な免許を取得し、事業を開始する。
- 政府は詳細な実施計画に基づいて、CEB の発電、送電、配電機能を分割する。
- 政府、CEB、LECO は、CEB と LECO の詳細な改革について主立ったドナーから異議がないという合意書を取る。

## (2) 構造改革の完成

7 月の報告書をベースとして構造改革を最終的に完了させるためには、この後、電力改革法と CEB 法の整合性を取るために、ともに法律の改正が必要となる。政府は、改正法案を 2006 年早々には国家審議にかけることを予定しているが、そのスケジュールにはまだ不確定要因がある。

### 3. 3 地方電化

スリランカの電化率は、1976年の7%から2001年の60%へと急速に上昇したが、依然として地方部での配電網の整備が遅れている。2001年の比較で見れば、コロンボ地区の電化率が92%を達成したのに対して、北部地区では20%に満たないところもある。全国平均の電化率60%に対して、地方部は47%にとどまる。

このような状況から、政府は2002年に正式な地方電化政策<sup>21</sup>を提示し、地方電化の促進についての政府の姿勢を示した。

政府は、この地方電化政策のなかで2007年までに全国平均電化率を75%にまであげることが目標として掲げた。また、それを達成するために、最も経済的な方策を適用し、オングリッドによる電化だけでなく、それが難しい地域ではオフグリッドによる電化を適用することを明確にした。政府の見込みでは、家庭用電力の80%はオングリッドで供給されるが、残りの地域はオフグリッド電化に頼らなければならない。

このような状況から、政府は地方電化を電力会社に依存するだけでなく、他の民間部門や公共部門の組織を有効に活用することを明確にし、そのために必要な法的、制度的、資金的な対応を取ることをコミットした。

とりわけ明確にした点は、これまで行われてきた恣意的な内部補助<sup>22</sup>構造や特定な地域に対する政府の直接補助を取り除き、地方電化を進める全ての者が公平にかつ競争的な形で補助を受けられるようにしたことである。これを具体化するために、小規模あるいは独立系の電化システムについては、認可制度の簡素化を図り、かつ、料金制度についても一律でなく、投資回収が可能となるように異なった料金体系を導入するとした。また、小規模発電事業者<sup>23</sup>については、将来、系統への第三者アクセスが認められることを示した。

一方、この地方電化政策の提示に先立ち、再生可能エネルギーを使った地方電化については、1990年代後半以降、民間のプロジェクトとしてこれを実施し、政府が公的に支援する形で進められてきた。その最も大きなきっかけを作ったのがエネルギー・サービス配達（ESD<sup>24</sup>）プロジェクトであった。これは、その後の「地方経済開発のための再生可能エネルギー・プロジェクト（RERED<sup>25</sup>）」につながり、現在に至っている。

#### 3. 3. 1 ESD プロジェクト

ESD プロジェクトは、1997年から2002年にかけて、世銀と世界環境基金（GEF<sup>26</sup>）の支援の下で政府が実施したものである。プロジェクトは、融資プログラム、3MWの系統連系風力パイロット・プログラム、そしてCEBの能力強化プログラムの三つで構成された。プロジェクト監理のために、ESD 融資についてはDFCC銀行の中に監理室<sup>27</sup>を設置し、ここが実施機関となった。また、他の二つのプログラムについては、CEBが実施機関となった。

<sup>21</sup> Sri Lanka Rural Electricity Policy, November 2002

<sup>22</sup> Cross Subsidy

<sup>23</sup> Small Power Producers

<sup>24</sup> Energy Services Delivery

<sup>25</sup> Renewable Energy for Rural Economic Development

<sup>26</sup> Global Environmental Facility

### (1) ESD プロジェクト融資プログラム

融資プログラムは、再生可能エネルギー開発を市場のメカニズムに基づいて進めるための基礎条件を与えることを目的として行われた。プログラムでは、系統に接続する小水力発電、独立型の小水力発電、家庭用ソーラ・システムを使った電力供給について、民間あるいは村落ベースで実施することを促進しようとした。融資プログラムの実施により、オングリッド、オフグリッド両方による再生可能エネルギー利用プロジェクト開発が大きく進み、以下のように当初の計画目標を大きく上回る成果を上げた。

- 15カ所の小水力プロジェクトで、目標であった21MWを越える合計31MWの設備を設置した。
- 改訂目標であった1万5000基に対して、2万953基（合計出力985kW）のソーラー・ホーム・システム（SHS<sup>28</sup>）を設置。
- 目標であった20プロジェクト、250kWを越える成果を上げた。30カ村、350kWの小水力設備を設置し、1732戸の家庭に電気を供給した。

融資プログラムでは、世銀の国際開発協会（IDA<sup>29</sup>）から1970万ドル、GEFから380万ドルの融資枠を受けた。個別の投資家あるいはサブ・プログラムへの融資については、DFCC銀行、ハットン・ナショナル銀行（HNB<sup>30</sup>）、サンパス銀行<sup>31</sup>、コマーシャル銀行<sup>32</sup>、サルボダヤ経済企業開発サービス（SEEDS<sup>33</sup>）が実施した。

この融資プログラムでは、以下の事業について、民間投資家、非政府組織（NGO<sup>34</sup>）、組合に対して中期から長期の資金を提供した。

- 村落単位の小水力オフグリッド電化プロジェクトとSHS
- 系統に接続する小水力プロジェクト
- その他の再生可能エネルギー投資

オフグリッド型のプロジェクトでは、当初の市場開発のフェーズに続いて、後半の二年間で急速かつ安定的なフェーズへと進んだ。その後のREREDプロジェクトは、ESDプロジェクトの成功を受けて、その上に積み重ねられることとなった。

---

<sup>27</sup> Administrative Unit (AU)

<sup>28</sup> Solar Home System

<sup>29</sup> International Development Association

<sup>30</sup> Hatton National Bank

<sup>31</sup> Sampath Bank

<sup>32</sup> Commercial Bank

<sup>33</sup> Sarvodaya Economic Enterprises Development Services

<sup>34</sup> Nongovernmental Organization

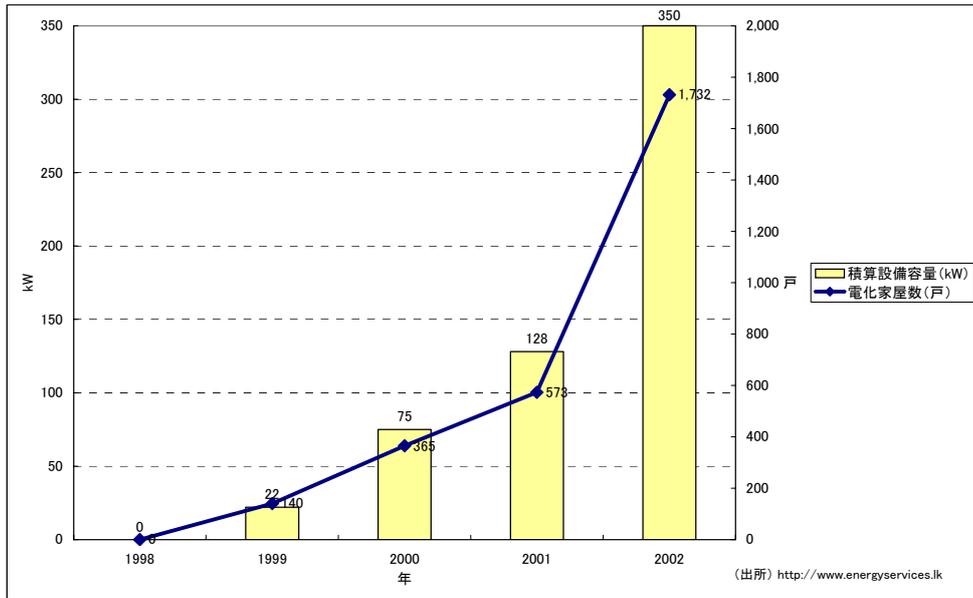


図 3.3.1 ESD プロジェクトによる村落単位の小水力オフグリッド電化の成果

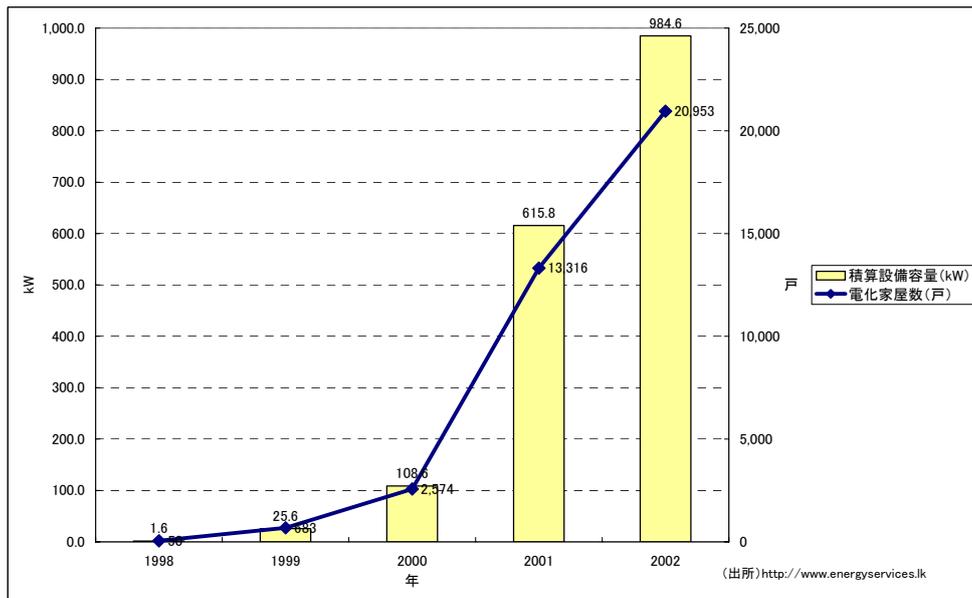


図 3.3.2 ESD プロジェクトによる SHS 設置の成果

## (2) パイロット風力発電

風力発電プロジェクトは、5機の600kW発電機を使って年間450万kWhの発電を行うように設計された。CEBは運転の監視とデータ収集を続けており、風力発電機の系統接続について実験を行っている。

### (3) 能力強化

ESD プロジェクトでは、CEB のデマンド・サイド・マネジメント部門に対して能力強化のための技術協力が行われた。

#### 3. 3. 2 RERED プロジェクト

RERED プロジェクトは、世銀と GEF の援助に基づいて、スリランカ政府が実施するものである。プロジェクトのねらいは、再生可能エネルギー利用を商業ベースで拡大することで地方電化を進め、生活水準の向上と経済開発を進めようとするところにある。プロジェクトは ESD プロジェクト（1997～2002 年）の成功を受け、これに続く形で 2002 から 2007 年の間で実施される。プロジェクトは大きく次の二つの目的を持っている。

- オフグリッド電化を行い、地方経済の活性化、貧困削減、生活水準の向上を図る。
- 系統に接続する電力投資プロジェクトを行い、電力部門の競争を促し、設備容量を増加し、電力部門の効率向上と透明性の拡大を図る。

この目的を具体化するために、次の目標が設定されている。

- 再生可能エネルギーを使って系統に接続した 85MW の電源を追加する。
- SHS あるいは小水力、風力、バイオマスを使った村落ベースの独立型ミニグリッドにより 10 万戸の民家を電化する。
- 1000 カ所の中小企業と公共施設に対してオフグリッドで電力を供給する。
- 電気を供給することにより、プロジェクト対象地域の社会経済活動と家庭の所得水準を目に見えて向上させる。
- プロジェクトの成果として 125 万トンの二酸化炭素を削減する。
- エネルギー・サービス会社の数を現在の 2 社から少なくとも 6 社に増加させる。

#### (1) プロジェクト資金

プロジェクト資金については、世銀の IDA が 7500 万ドル、GEF が 800 万ドルの資金枠を与えている。RERED プロジェクトでは、間に銀行が入り、そこが再生可能エネルギーサブ・プロジェクトあるいはエネルギー効率向上のために投資する企業に資金を貸し出す形を採っている。その際、個別の投資家（サブプログラム）は、プロジェクトに参加する金融機関が各サブ・プロジェクトごとに、財務、環境影響、技術基準の適合、経済的な妥当性を評価して融資を決める。DFCC 銀行の監理室が RERED プロジェクトの実施機関としてあたる。

表 3.3.1 資金計画の枠組み

(単位：100 万ドル)

個別プログラム	IDA 融資*	GEF 無償	PCI**	民間出資	その他***	コスト枠
系統連係サブ・プロジェクト： 小水力、風力、バイオマス	49.2	0	12.3	22.6	6.2	90.3
ソーラーPV 投資	18.8	3.9	4.2	1.4	0	28.3
コミュニティ投資： 村落ベースのオフグリッド型小 水力、風力、バイオマス	3.6	0	0.6	0.2	0	4.4
エネルギー効率、省エネ、ディマ ンド・サイド・マネジメント投資	0.6	0	0.1	0.3	0	1.0
部門を横断したエネルギー利用	2.3	0.8	0.5	1.0	0	4.6
技術協力（対象プログラム以外の もの）	0.5	3.3	0.2	0.3	0.8	5.1
合 計	75.0	8.0	17.9	25.8	7.0	133.7

\* IDA からの 250 万ドルの融資は、スリランカ政府によって無償資金に切り替えられ、投資企業に与えられる。しかし、スリランカ政府の無償資金の供与は、GEF の無償資金が利用された後に限るものと見られる。GEF 無償資金の実際の内訳は、六つのプログラムごとに異なる。

\*\* Participating Credit Institutions, プログラムに参加する金融機関。

\*\*\* CDM からの系統接用 620 万ドルとスリランカ政府からの技術支援用 80 万ドル。

(出所) <http://www.energyservice.lk>

## (2) プロジェクトの実施方法

### 管理室

スリランカ政府は、世銀との協議に基づいて DFCC 銀行を RERED プロジェクトの管理室に任命し、プロジェクトを実施した。利害の背反を避けるために、管理室は独立性を保ち、同じ DFCC 銀行内の融資部門から切り離された。管理室は主に IDA からの融資と GEF からの無償資金の管理に責任を負い、プロジェクトを支援する。

### サブプロジェクトと投資企業の資格

サブプロジェクトは RERED プロジェクトから提供される融資あるいは無償資金を使う投資プロジェクトでなければならない。その資格を持つプロジェクトは次のものである。

- 系統に接続する再生可能エネルギー電力プロジェクト（出力 10MW 以下）
- 再生可能エネルギーを使った村落単位のオフグリッド発電プロジェクト
- SHS
- その他の再生可能エネルギー投資
- エネルギー効率、省エネルギー、DSM 投資

資金を受ける資格のあるものは、スリランカの民間企業、NGO、組合、個人である。参加する融資機関<sup>35</sup>による与信調査が前提となり、そこから中長期的なソフトローンを受け、プロジェクト実施に必要な調達を行う。

<sup>35</sup> Participating Credit Institution (PCI)

## 手続き

プロジェクト管理は管理室が行うが、サブプロジェクトへの融資は各参加融資機関が実施する。並行して、プロジェクトの受益者あるいはスリランカ政府から技術協力が提供される。

IDA 融資と GEF 無償資金用を取り扱うために、二つのドル口座<sup>36</sup>がスリランカ中央銀行に開かれている。IDA 資金口座は、サブプログラムの融資決定権限を持つ各融資機関に対する資金提供（サブローン）に使われる。サブプログラムに対するサブローンの提供は、プロジェクトに求められる条件の審査を満足することが前提条件となる。サブプログラムへの融資（サブローン）が決定すれば、各融資機関は再融資のための申請を管理室に対して行い、最大 80% までのサブローンを求めることができる。融資機関が認可されたサブローンの実施を決めた段階で、融資実行の依頼書が金融機関から管理室に送られ、その金額がプロジェクト実施者に払い込まれる。管理室からの無償資金の実施は、公示の進捗度合いに応じて行われる。

### (3) CEB による小規模発電からの買電

CEB は、10MW までの規模の再生可能エネルギーを使った系統に接続する小規模発電プロジェクトに対して、標準買電契約と CEB の限界コストを基準とした買電料金を提供している。

表 3.3.2 小規模発電プロジェクトからの買電料金

(単位：Rs/kWh)

	乾季 (2月～4月)	雨季 (残りの月)
1997	3.38	2.89
1998	3.51	3.14
1999	3.22	2.74
2000	3.11	2.76
2001	4.20	4.00
2002	5.13	4.91
2002 <sup>(注)</sup>	5.9	5.65
2003	6.06	5.85
2004	5.70	4.95
2005	6.05	5.30

(注) 2002年2月1日から2002年12月31日までの契約を除く。

(出所) <http://www.energyservice.lk>

<sup>36</sup> Special Dollar Account (SDA)

### 3. 4 民間投資促進のための優遇措置

外国からの電力投資については投資庁（BOI<sup>37</sup>）から、所得免税期間<sup>38</sup>、優遇税制、輸入関税免除などの様々な優遇措置が受けられる。

#### 3. 4. 1 BOI からの優遇

外国からの投資優遇については、1978 年 BOI 法第 4 号が適用される（法は 1980、1983、1992 年の三回にわたって改正されている）。

電力投資は BOI 法の 17 条に定める投資分野のうち「大規模インフラ・プロジェクト<sup>39</sup>」に分類される投資であり、BOI の認可を通して、所得、関税、外貨規制、輸入規制などについて、優遇措置や免除措置を受けることができる。

1000 万ドルを超える投資であれば、投資額に応じて 6～12 年の免税期間が与えられ、その後の所得税も 15%の低率が適用される。設備建設に係わる機材の輸入についても関税が免除される。外国為替法の適用についても、BOI の決定により免除が可能となる。（表 3.4.1 参照）

表 3.4.1 BOI から与えられる優遇措置

分野	条件		所得税 免税期 間 (年)	優遇税制			輸入関税免除		外貨規制の 免除
	最小投資金額 (100 万ドル)	最小輸出 比率 (%)		10%	15%	20%	投資	原料	
大規模インフラ・プロジェクト ・発電、送電、配電 ・高速道路、港、空港、公共輸送、水道 ・工業団地 ・その他 BOI が認めるインフラ	10	NA	6	NA	免税期 間後	NA	あり*注	なし	BOI により 決定
	25		8						
	50		10						
	75		12						

(注) プロジェクトの建設期間中。

(出所) BOI, Make it in Sri Lanka

<sup>37</sup> Board of Investment : 1987 年に設立された大コロombo経済委員会 (Greater Colombo Economic Commission) が前身。1992 年に BOI として再編。

<sup>38</sup> Tax Holiday

<sup>39</sup> Large-scale Infrastructure Projects

### 3. 4. 2 インフラ投資庁 (BII<sup>40</sup>) による支援

ワン・ストップ・ショップではないがインフラ投資については、BOI 内部にある BII から様々な支援が行われる。対象となるプロジェクトは純民間あるいは民間と公共部門との協力<sup>41</sup>に基づくものであり、通常、BOO<sup>42</sup>あるいはBOOT<sup>43</sup>型のプロジェクト形態を取る。

BII の基本的な役割は次のとおりである。

- 関連する省庁と協力して、民間が実施するに適したインフラ・プロジェクトを決定する。
- 関連する省庁と協力してプロジェクトに必要な書類を準備する。例えば、フィージビリティ調査、提案書の募集、国内外の関連条項などがある。
- 投資家とともに提案書について関連する省庁との交渉を行う。
- 可能な分野については、持ち込み型の提案書を受け付け、かつ内容を検討する。それを関連する省庁に説明し、もし、それが認められたならば、プロジェクト実施の仲立ちをする。
- 特別なコンサルタント・サービスを提供し、関心表明や実施契約といった必要な書類の案を作成する。
- BOI 法に基づき、税やその他の優遇措置を与える。
- 関連する投資家に対してインフラ・プロジェクトの売り込みを行う。

---

<sup>40</sup> Bureau of Infrastructure Investment

<sup>41</sup> Public-Private Partnership

<sup>42</sup> Build -Own-Operate

<sup>43</sup> Build -Own-Operate-Transfer

## 電力部門政策指針（要約）

序	<ul style="list-style-type: none"> <li>● かつては、独占・国有であった電力部門の構造は変わり、世界中で構造改革が進みつつある。スリランカも例外ではなく、この流れに沿った一連の政策が必要となっている。</li> <li>● 電力コストは海外からの投資を促進するための鍵となっている。また電力は、国際市場における産業の競争力を握るものである。</li> <li>● 電力価格は南アジアと東南アジア地域で競争力のあるものでなければならない。</li> <li>● この政策指針は電力構造改革の原則を示すものである。</li> </ul>
第 1 章 電力部門 の目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力部門の目的は、経済、社会、環境面から常に最小のコストでエネルギー需要を満たすことである。</li> <li>● これにより経済開発と福祉を促進する。</li> </ul>
第 2 章 現状	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 過去 100 年にわたって、ごく一時期を除いて、電力供給産業は公共部門の手に委ねられてきた。</li> <li>● 1927 年の政府電力事業局<sup>44</sup>、1951 年の電力法<sup>45</sup>、1969 年のセイロン電力庁（CEB）、1983 年のランカ電力会社（LECO）の設立、CEB による 1992 年までの地方配電会社の吸収の完了がそれを示している。</li> </ul>
第 2.1 章 組織	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力部門は電力灌漑省の下で組織され、CEB は LECO の管轄区域を除き、全国の発送電に責任を持つ。</li> </ul>
第 2.2 章 統治	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力部門では、旧態依然とした閉鎖的な命令と管理による統治が行われている。</li> <li>● CEB は政府所有の中央集権的な垂直統合型の独占事業者であり、独立した機関とはいえ、投資と料金認可は政府の承認事項である。</li> </ul>
第 2.3 章 部門規制	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 規制の枠組みは 1951 年の電力法で決められており、発送電は公的事業者が行い、配電は地方の事業局が行うことを想定している。</li> <li>● 法の実施機関は効率的に機能していない。また、技術的な規制はないに等しく、経済的な規制は融資を前提としたものになっている。</li> </ul>
第 2.4 章 資金	<ul style="list-style-type: none"> <li>● これまでの投資は料金収入（内貨）と海外からのソフトローンで賄われてきた。</li> </ul>
第 2.5 章 部門の運 営	<ul style="list-style-type: none"> <li>● CEB は経済の原則に沿って健全な運営を行われなければならない。</li> <li>● しかし、料金体系は政府の社会的、経済的に背反する目的によって大きく影響を受けている。CEB は利益確保できない地方電化への投資や、政府施設、街路灯などの維持管理といった補助的なサービスも求められている。</li> </ul>
第 3 章 将来の需 要と投資	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 向こう 10 年間の電力需要の伸びは年率 10% と見られる。</li> <li>● 7 年間で発電設備容量を倍増し、発電に 15 億ドルの単位で投資をしなければならない。さらに、送配電分野に約 10 億ドルの投資が必要となる。</li> </ul>
第 4 章 展望	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 経済開発を促進するための効率的で力強い電力部門が存在するようになる。</li> <li>● 少なくとも国民の 80% が支払い可能な価格で安定した系統電力を手にすることができるようになる。</li> <li>● 産業に対して、国際市場で競争力を維持できるような安定的な電力を妥当な価格で供給する</li> </ul>

<sup>44</sup> Department of Government Electrical Undertakings

<sup>45</sup> Electricity Act

	<p>ようになる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 透明性を持った規制の枠組みが存在するようになる。</li> <li>● 非独占的な電力構造を作り、民間からかなりの投資が行われるようになる。</li> <li>● 国際的な水準にまで電力損失が低減され、信頼性のある電力システムができて上がる。</li> </ul>
第5章 基本政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 政府は物価の安定、民間投資の促進、貧困と失業問題への直接的な取り組みを経済開発戦略の柱に置いてきた。</li> <li>● その一環として、公企業の改革、行政システムの改革、財政赤字の削減、予算の改革、貿易の改革、貧困削減と社会保障の合理化に力を入れてきた。</li> <li>● 電力部門についても、安価な電気料金、良質で信頼性のあるサービス、そして民間資金を使って持続的な投資を可能にする。</li> </ul>
第5.1章 民間部門 の参加	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 民間投資は電力開発で鍵となる役割を果たすことになる。将来の火力発電プロジェクトではBOO/BOTによる民間投資を進める。</li> <li>● 1997年7月1日以降に決定する火力発電プロジェクトについては、ソフトローンや他の公的融資は適用しない。</li> <li>● 以下の大規模プロジェクトについては、電力委員会はODAローンの割り当てをケースバイケースで吟味する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 民間部門の開発コストを下げるため、基礎インフラ・プロジェクトについてODAローンを使い、民間からの投資を促進する。</li> <li>➢ ODAローンは政府経由でプロジェクト会社に提供する。これは、所要のインフラ設備の単価が高く、発電コストが高くなるといった状況下においては、金利の高い民間融資を代替するものとなる。</li> <li>➢ このような仕組みの下で、民間投資家は、競争的な手続きを通してプロジェクト会社に出資することができる。</li> <li>➢ 政府との間でリスク分担することで、価格面で有利な条件を作り出すことができる。</li> <li>➢ 発電部門で民間資金を利用するための環境を整える。開発事業者は競争入札を通して選定する。その際の選定基準は発電コストが基本となる。</li> <li>➢ BOO/BOTによる発電プロジェクトでは公募型の提案のみが採用される。それらのプロジェクトに対しては、政府の入札ガイドラインが適用される。</li> </ul> </li> <li>● ただし、火力発電所建設のための持ち込み型の提案についても、以下の場合にはケースバイケースで検討する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 工業団地建設のための投資提案。</li> <li>➢ 大規模な製造事業プロジェクト実施のための投資提案。</li> </ul> </li> <li>● 前述の入札ガイドラインが適用され、売電契約（PPA<sup>46</sup>）が政府によって承認されない限り、CEBはPPAを締結しない。</li> <li>● 新しい技術に基づき、既存のエネルギーよりコスト優位性があるならば、そのような代替エネルギーを使う持ち込み型の提案は検討の対象となる。</li> <li>● 国産資源である水力は将来も最大限利用する。すべての水力発電所は今後も政府の管理下に置かれる。民間投資の対象はミニ水力であり、送電システムも公共部門の管理となる。</li> </ul>

<sup>46</sup> Power Purchase Agreement

<p>第 5.2 章 部門構造 改革</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力部門を再構築し、競争環境を作り、民間投資を促進する。これにより非独占的な産業構造を作る。</li> <li>● 政府の役割については、企業の所有、規制、運営を明確に区分する。各企業は独立した組織としての運営を認める。</li> <li>● 現在の垂直統合型の部門構造を分散型のものに変える。分割された組織は、それぞれに収支責任を持つとともに、説明責任を負う。</li> <li>● その過程として、部門構造を発電、送電、配電に分割する。発電部門と配電部門は、それぞれに機能分割し、多数の戦略的な事業体を作り上げる。</li> </ul>
<p>第 5.3 章 透明性のある 規制プロセス</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 送配電が持つ自然独占という特徴に加え、電力がすべての経済活動に対して大きな役割を担っているがゆえに、電気事業に対する規制は重要である。</li> <li>● 規制の枠組みで重要な点は、供給者と消費者の間で利益の均衡を保つことである。</li> <li>● 政府は透明性のある規制の枠組みを作り、電力に係わる経済面、財務面、環境面、そしてサービス面からの政策を立てるための基準を提供する。</li> </ul>
<p>第 5.4 章 商業化と 会社化</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力部門は健全な商業的原則に基づいて運営されるべきである。それを達成するための障害を明確にし、取り除かなければならない。</li> <li>● このことは電気事業者が金利や税金を払い、予算責任を持ち、自ら金を借り、モノを調達し、従業員に責任を持つことである。</li> <li>● 企業としての電気事業者は、そのコストを回収しなければならない。</li> <li>● 政府は電力部門への補助を通して社会公平性を追求するのではなく、他の方法を求めるべきである。</li> <li>● 政府の政策として経済的に割の合わない義務を電気事業者に求めるならば、政府はその補償をしなければならない。例えば、政府所有の施設の電気機器の保全を CEB にやらせた場合には、CEB は各機関に対してサービスの対価を求めるべきである。</li> </ul>
<p>第 5.5 章 計画</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 計画作りでは、以下の複合的な考え方に従うべきである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 供給側の効率向上</li> <li>➢ 需要側の効率向上</li> <li>➢ コスト効果的ならば分散型の資源を使用する</li> <li>➢ 発電の拡大</li> </ul> </li> <li>● これらはそれぞれの場において検討し、電力需要を賄うための費用最小となる戦略を採用する。</li> <li>● 発電における費用最小法は最も経済的な発電オプションを求めるために適用される。必要であれば、他の計画方法を使って修正を行い、拡張計画を作成する。公共、民間にかかわらず、投資はこの計画に沿ったものでなければならない。</li> <li>● 計画は供給の安全保障とエネルギー・ミックスの最適化という視点を考慮しなければならない。</li> </ul>
<p>第 5.6 章 供給の安 全保障</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● システムは、渇水期で水力の利用率が低い場合でも供給信頼性が確保できるように計画しなければならない。</li> <li>● エネルギー・ミックスは供給の安全補償を確保するために最適化しなければならない。それは、一つの燃料に依存しないことである。</li> <li>● 唯一の国産エネルギーである水力の開発は促進されるべきである。</li> </ul>

第 5.7 章 料金政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国際貿易面での競争力を確保するために、電気料金は他の国々の料金との比較を見なければならぬ。</li> <li>● 料金設定では、需要と価格の関係を考慮して決定しなければならない。</li> <li>● 料金設定は商業的な原則に則ったものでなければならない。すなわち、消費者のシステムへの負荷度合いに従って、商業的に負担額を配分しなければならない。</li> <li>● 合理的な範囲で価格の安定性を図る。</li> <li>● 経済的に成立するならば、低所得者層に対しては、最低限のサービスは供給する。</li> <li>● 事業に求められる財務基盤を満たすために、必要かつ十分な収入が確保できる料金とする。</li> <li>● 検針と請求を容易にするために、料金制度は簡単にすべき。</li> </ul>
第 5.8 章 送電	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 送電は公共が所有する独立した事業者が運用する。事業者は責任を持って発電事業者がシステムにアクセスできるようにし、配電事業者の需要を満たさなければならない。</li> <li>● 事業者は給電、システム運用、管理の責任を負う。</li> </ul>
第 5.9 章 配電	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 多数の配電事業者を配置する。事業者はその管轄区域内の電力供給責任を負う。配電部門の改革では、システムの延長による地方電化プロジェクトのニーズとそれに付随する補助金のニーズを考慮しなければならない。</li> </ul>
第 5.10 章 地方電化	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地方電化政策は、地方部の生活水準の向上と経済開発を目指すものである。</li> <li>● 政府は必要な制度的、資金的な仕組みを準備し、経済的に事業が成立しない計画に対しては配電事業者への補償を行う。</li> </ul>
第 6 章 政策提案 の 実行	<ul style="list-style-type: none"> <li>● この政策提案を実行するために、より詳細な計画と立法措置が必要である。</li> <li>● それに失敗すれば電力部門を崩壊させることにつながる。したがって、改革の実施については、その順位を明確にしなければならない。</li> <li>● その緊急性ゆえに、発電部門への民間投資のための規制の枠組みを早急に作らなければならない。それと並行して、発電部門の構造改革を継続していく。</li> </ul>

(出所) Ministry of Irrigation and Power (1998), Power Sector Policy Directions

## 電力部門改革の概念報告書（抜粋）

### 1. 電力危機の根本的な原因

- (1) CEB は、過去 10 年から 20 年にわたって、大規模かつ低コストなベースロード発電所、とりわけ石炭火力や大規模水力プロジェクトを実施する上で困難に直面してきた。
- (2) 石油燃料を使う比較的小規模な発電機があちこちで導入され、そこで使う燃料価格が急速に上昇した。
- (3) CEB は、燃料費の上昇、ルピーの下落、その結果上昇した IPP からの買電価格を転嫁するだけの電気料金の値上げが出来なかった。
- (4) 独占的な地位にある CEB に構造的、経営管理的な弱さと非効率があり、加え意志決定権限が曖昧であったこと。

### 2. 戦略的な取り組みの三本柱

- (1) いち早く電気料金の調整を行い、少なくとも急速な燃料費の上昇の基づく直接コストを反映させる。これに続いて、現実的、公正、そして透明性のある料金設定と料金補助を埋め合わせるための仕組みを作る。
- (2) 早急にベースロードとなる大型石炭火力の建設を行い、電力需要に見合った供給を行う。この建設計画を変更する余裕は全くない。
- (3) CEB を分割し、CEB が完全所有する自立的な商業ベースの会社を設立することにより電力部門の構造改革を実施する。既存の負債を切り離すことでこれらの企業の事業継続を保証する。これらの実施は、独立かつ透明性のある仕組みに従うものとする。

### 3. 戦略的取り組みの詳細とその他の事項

#### 3.1 緊急を要する料金の見直し

- (1) 改革に手を付ける前であっても、電力産業の財務的な安定性を確立する必要がある。
- (2) 負債を切り離して電力コストを下げることは必要であるが、それだけでは電気料金を下げるには十分でない。
- (3) CEB の財務的な安定を担保するためには、少なくとも急速な燃料費の上昇を反映した料金改定を急ぎ実施しなければならない。

#### 3.2 発電コストの削減

- (1) すでに認可済みの長期発電拡張計画<sup>47</sup>に載ったものを除いては、政府、CEB、その子会社は石油あるいは国際石油価格に連動した燃料を使う新規発電プロジェクトを開始したり、計画したりしてはならない。
- (2) 発電コストを削減するために、長期発電拡張計画が示した石炭火力発電所を実施する。
- (3) 現在の政策下では、全ての火力発電所の建設は民間事業として行うことになっているが、最初の 90 万 kW 石炭火力発電所については、そのルール提供を棚上げとする。この石炭火力一号機はソフトローンを使って公共部門が実施し、早急に電力供給不足を解消する。
- (4) 公共部門が火力発電で民間部門に競争できるような環境を作る。
- (5) プットラムに建設する石炭火力がその一号機となる。政府は、2010 年の運開を目標として遅滞なく資金調達の手続きを行う。政府機関、CEB および新設される組織はこの工程に従うものとする。
- (6) 相当量の年間需要電力量を一民間企業に属する発電所から購入してはならない。エネルギー量で 10% のシェアは相当量と考えられる。
- (7) アッパーコトマレー水力プロジェクト<sup>48</sup>の建設に関わる障害を解決し、2009 年までに運開する。
- (8) 既存の発電所の効率向上は運転費の削減を通して行う。

<sup>47</sup> Long Term Generation Expansion Plan

<sup>48</sup> Upper Kotmale Hydropower Project

### 3.3 電力構造改革のプロセス

#### 3.3.1 部門構造

- (1) 現状の CEB の発電、送電、配電の機能を分割し、効率性、透明性、独立性、説明責任、競争力、財務的な持続を担保する。
- (2) CEB は改革により必要な変革を伴うが、法人としての地位を維持する。CEB の独立と権限は必要な立法手続きを通して付与される。CEB は子会社の設立または他社の株式の保有が認められる。これを担保するために、関連する法律の改正を行う。
- (3) CEB は以下の子会社を設立し、それぞれの子会社は独立した法人として事業を行う。これら以外の非中核事業は CEB に残す。人事管理や会計といった経営方針は CEB と子会社が合同して改革していく。
  - 発電 一社
  - 送電およびバルク電力取引 一社
  - 配電 二社またはそれ以上
- (4) CEB の従業員共催基金<sup>49</sup>と年金基金<sup>50</sup>は引き続き CEB の下に置く。
- (5) LECO については、この改革段階では別の組織として存続する。
- (6) PUC は、電力産業の経済、技術、安全に関わる規制機関として機能する。
- (7) 独立した監視諮問委員会 (MAC<sup>51</sup>) はこれらの会社の事業成果を監視し、事業運営や財務について電力エネルギー大臣に対して助言を行う。この委員会は CEB 役員の任命と罷免について電力エネルギー大臣に対して勧告を行う。

#### 3.3.2 電気事業者の将来

- (1) CEB 役員は MAC が指名し、電力エネルギー大臣が承認する。役員のうち二人は労働組合の候補（ただし、CEB または子会社の従業員ではない）から選定する。
- (2) 子会社の役員は CEB の役員会が MAC の合意の下で任命する。子会社の役員のうち少なくとも一名は労働組合が推薦する者の中から任命する。
- (3) CEB またはその子会社は、外部の企業や組織によって経営を支配されることがないように必要な法的措置を講じる。
- (4) 各子会社の経営・従業員協力委員会<sup>52</sup>を設立して、経営について助言を行う。ただし、委員会は経営に関する権限は持たない。
- (5) CEB 役員会の下に内部監査人を置き、監査人は子会社の活動を監査した結果を役員会に報告する。
- (6) 適切な株式数を株式信託<sup>53</sup>の形で移転し、それを従業員の利益に役立てる。この株式信託は子会社の発足時に設立する。適切は数の株式とは、信託が少数株主としての地を確保するに十分は数を言う。
- (7) 子会社 CEB 子会社は民営化されないものとする。民営化を阻止するために以下の方策を取る。
  - 株式の処分に関する提案あるいは役員会の決定は委員会に付託する（委員会の構成は規制により決定する）。委員会の役割は提案や決定について調査することであり、その構成は労働組合の代表あるいはその推薦人を含むものとする。委員会は役員会に勧告を行う。
  - 委員会の勧告を審議した後、役員会決定や株式の処分が有効となるには CEB および子会社の役員会の 2/3 の合意を必要とする。

<sup>49</sup> Employees Provident Fund

<sup>50</sup> Pension Fund

<sup>51</sup> Monitoring and Advisory Committee

<sup>52</sup> Management-Employee Cooperation Committee

<sup>53</sup> Share Trust

<sup>54</sup> Power Sector Reform Office

- これらの決定は国会に付託しなければならない。
- 子会社の適切な株式数を所有する株式信託は従業員を代表するものである。その目的は、子会社の所有権や合意事項に変更が及ぶ場合、少数株主として行動することである。

(8) さらに子会社や合併会社の設立を可能とする。

(9) 盗電に関する法的対抗措置を強化する。

### 3.3.3 子会社の財務的安定性と持続性

(1) 負債に関する調査を行い、CEB のバランスシートから取り除く必要のある負債額を明らかにする。政府と CEB はその負債移転の詳細について合意書を作成する。CEB と子会社はその負債の元利支払いから免除されるものとする。

(2) 負債の移転が合意された後、電力構造改革室<sup>54</sup>は配電会社の小売電気料金と子会社間の移転電力価格を明確にする。子会社は事業開始日からその料金と移転価格を適用する。

(3) もし、政府が需要家の支払いに対して補助金を出すならば、その金額を毎月の料金請求書に明記する。政府がその補助金額の支払いを一カ月以内に履行しない場合は、電力会社はそれを需要家に請求する。

(4) PUC が規制機関となる。

### 3.3.4 実施にあたっての従業員の懸念

(1) 従業員を子会社に移動するにあたり、任意の退職制度と雇用の条件を提示する。

(2) 労働組合と CEB との間で雇用に関する事項について包括的な合意書を取り交わす。

(3) CEB 従業員の年金基金の不足分は政府が補填する。

(4) 政府、CEB、労働組合はこの概念報告書の内容の実施について覚え書きを取り交わす。

(5) 必要な法的手続きの後、出来る限り速やかに子会社を設立する。それまでの間、戦略ビジネスユニットを CEB の中に設立し、CEB の機能を子会社に移転することを促進する。

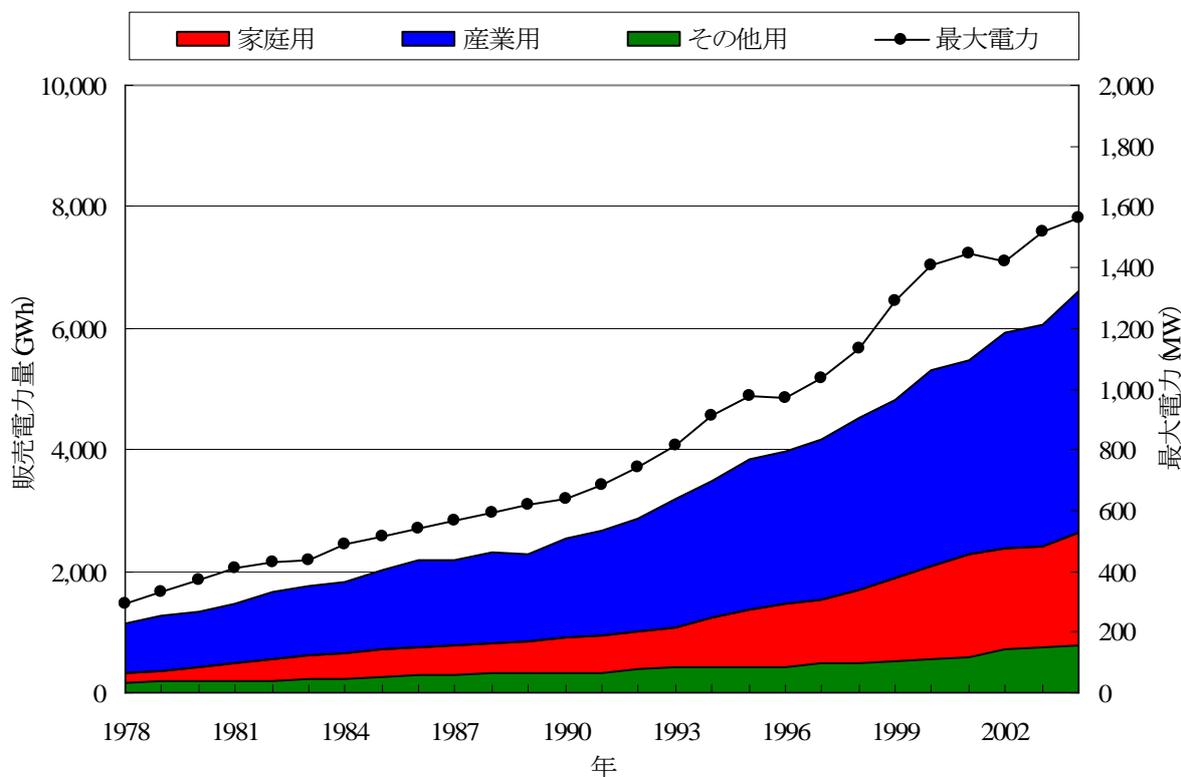
(出所) Report of the Committee on Power Sector Reforms, July 12, 2005

## 第4章 電力需要想定

### 4.1 スリランカの電力需要の推移

スリランカの電気事業は1890年代後半より私営形態で始まったが、1927年にはこれらの民間電気事業者が政府の電力部に統合され（国有化）、1951年の電気事業法の施行により、電力部が発電・送電部門を、地方自治体等の認可配電事業者が配電部門を担う体制となった。その後1969年にセイロン電力局法に基づきCEBが設立され、電力部が担っていた機能をCEBが担うこととなる。当時、CEBから卸供給を受けた政府認可配電事業者は200にも上ったが、多くは技術的にも資金的にも脆弱な体質であったため、経営効率の悪化から徐々にCEBおよびLECOに吸収され、現在ではCEBが発電・送電部門のみならず、LECOの供給地域を除く地方の配電部門も担っている。

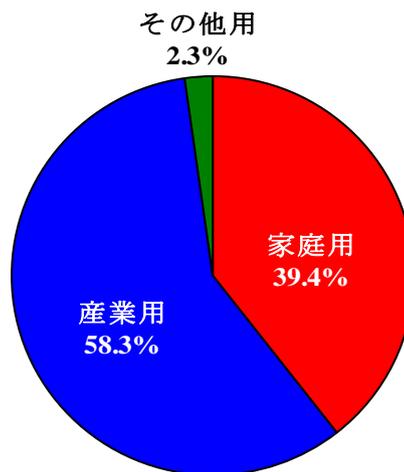
図4.1.1に1978年から現在までのCEB販売電力量および最大電力の推移を示す。1978年以降、販売電力量は年平均6~7%で堅調に伸びている。特に1990年以降では、経済の発展に伴い7%以上の伸びを見せている。最大電力についても、1996年と2002年に前年度を下回ることはあったものの、翌年以降順調に回復し、販売電力量と同様に年平均6~7%で推移してきている。



出典：CEB

図4.1.1 販売電力量および最大電力の推移

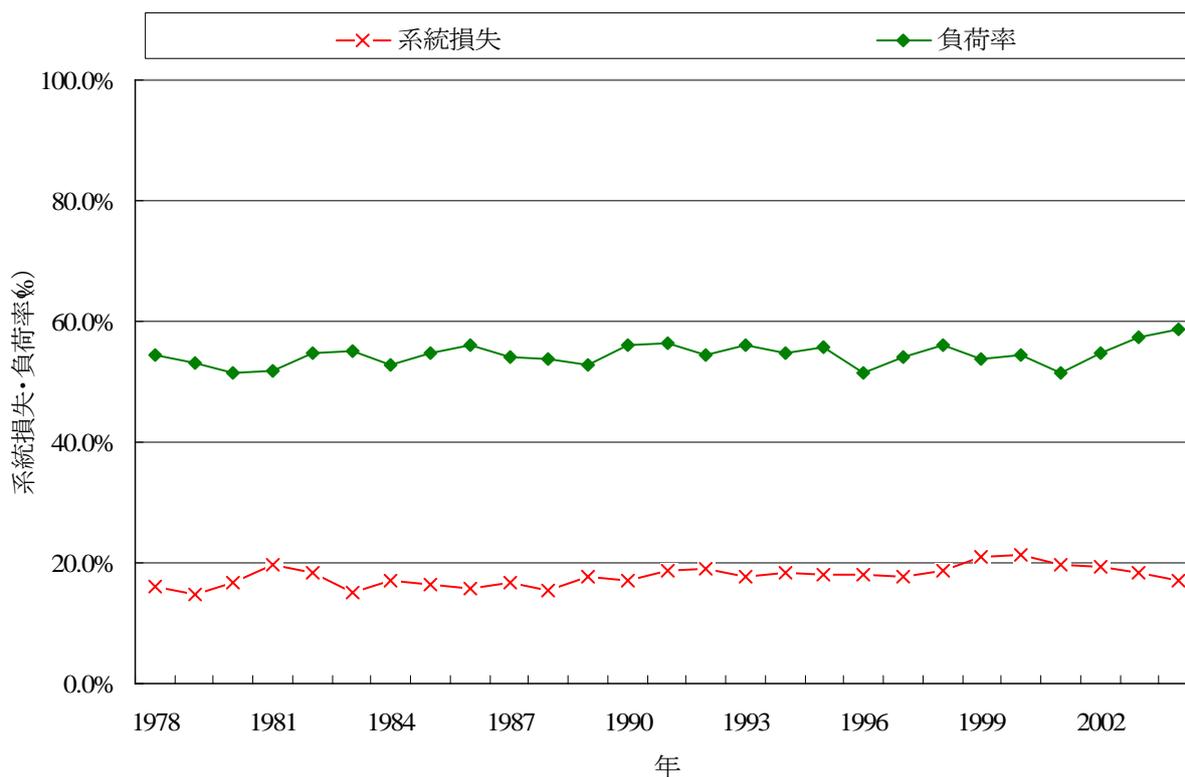
需要家カテゴリー	シェア
家庭用	39.4 %
産業用	58.3 %
その他用	2.3 %



出典：CEB

図 4.1.2 需要家カテゴリー別シェア（2004 年末現在）

次に、系統損失および負荷率の推移を図 4.1.3 に示す。系統損失および負荷率ともほぼ一定で推移してきている。



出典：CEB

図 4.1.3 系統損失および負荷率の推移

## 4. 2 CEB の電力需要想定手法のレビュー

### 4. 2. 1 CEB の電力需要想定手法の概要

CEB は年に一回、今後 20 年間の電力需要想定を作成し、Long Term National Demand Forecast<sup>55</sup>として纏めている（表 4.2.1 参照）。その想定手法は計量経済学的手法であり、家庭用・産業用・その他用のカテゴリー毎に想定モデルを作成し、カテゴリー毎に電力需要想定を実施している。想定モデルの説明変数の選定に当たっては、社会経済指標として GDP および人口、電力関連指標として平均販売電力価格、販売電力量、需要家数を基礎データ（1978 年以降現在までの全データを使用）とし、統計解析ツール<sup>56</sup>を用い、最適な説明変数および回帰係数を回帰分析により決定している。

#### （1）販売電力量（Demand: GWh）

National Demand Forecast 2004-2024 によると、販売電力量を求めるためのカテゴリー毎の想定モデル（回帰式）は以下のとおり。

##### <家庭用>

$$D_{\text{dom}}(t)_i = -316.436 + 0.01815 \text{GDPPC}(t)_i + 0.815 D_{\text{dom}}(t-1)_i$$

- ここで、 $D_{\text{dom}}(t)_i$  : 家庭用電力需要（GWh）  
 $\text{GDPPC}(t)_i$  : 国民一人当たり国内総生産（百万 LKR<sup>57</sup>/人）  
 $D_{\text{dom}}(t-1)_i$  : 前年度の家庭用需要家の電力需要（GWh）

##### <産業用>

$$D_{i\&g}(t)_i = -350.134 + (-)0.00258 \text{GDP}(t-1)_i + 0.00482 \text{GDP}(t)_i + 0.515 D_{i\&g}(t-1)_i$$

- ここで、 $D_{i\&g}(t)_i$  : 産業用電力需要（GWh）  
 $\text{GDP}(t)_i$  : 国内総生産（百万 LKR）  
 $\text{GDP}(t-1)_i$  : 前年度の国内総生産（百万 LKR）  
 $D_{i\&g}(t-1)_i$  : 前年度の産業用需要家の電力需要（GWh）

##### <その他用>

$$\text{In Demand}(t) = -106.035 + 0.0554 t$$

- ここで、 $t$  : 想定年

<sup>55</sup> Transmission & Gen. Planning Branch が作成する Long Term National Demand Forecast の他に、System Control Branch が作成する System Demand Forecast、Region 1, 2, 3, 4 の各 Planning & Development Branch が作成する Medium Voltage Distribution Development Plan の中でも、それぞれ違う手法・想定期間で電力需要予測が実施されている。

<sup>56</sup> SPSS（SPSS 社製）を使用。

<sup>57</sup> Sri Lanka Rupees

上記の想定モデルにより得られたカテゴリ毎の想定結果を合計し、国全体の電力需要を求めている<sup>58</sup>。なお、モデルの説明変数である GDP の予測値に関しては、毎年 5 月 1 日にスリランカ中央銀行が発表する今後 4 年間の GDP 成長率の予測値（Low・Medium・High ケース、5 年目以降は 4 年目の成長率が継続すると仮定）、人口に関しては、人口統計局<sup>59</sup>の人口想定（Low・Medium・High ケース）を用いている。

GDP および人口の成長率の違いによる 3 ケース（Low・Medium・High ケース）の他に、Regaining Sri Lanka (RSL) Programme の中での目標成長率である GDP 成長率 10%を達成するケース、系統損失が今後改善しない（一定）のケース、Demand Side Management を実施した場合の影響を考慮したケースの計 6 ケースで電力需要想定を行っているが、最終的に LTGEP に採用されている電力需要想定は、GDP および人口が Medium の場合のものであり Base Case と呼ばれる。

## （２）発電電力量（Generation: GWh）

発電電力量は、想定された販売電力量と系統損失により求められる。系統損失の予測値については、CEB Business Plan の値<sup>60</sup>を採用している。

## （３）最大電力（Peak: MW）

発電電力量および負荷率を用いて、最終的に最大電力を求めている。負荷率については、過去 20 年<sup>61</sup>の平均負荷率を採用している。

表 4.2.1 National Demand Forecast – Base Demand Forecast 2004

Year	Dem. (GWh)	Losses (%)	Gen. (GWh)	LF (%)	Peak (MW)
2004	6,573	18.2	8,038	55.0	1,668
2005	7,032	17.3	8,506	55.0	1,765
2006	7,569	15.3	8,937	55.0	1,855
2007	8,149	14.8	9,565	55.0	1,985
2008	8,804	14.1	10,245	55.0	2,126
2009	9,515	14.1	11,072	55.0	2,298
2010	10,284	14.1	11,967	55.0	2,484
2011	11,112	14.1	12,931	55.0	2,684
2012	12,005	14.1	13,970	55.0	2,900
2013	12,965	14.1	15,087	55.0	3,131
2014	13,995	14.1	16,286	55.0	3,380
2015	15,100	14.1	17,571	55.0	3,647
2016	16,283	14.1	18,948	55.0	3,933
2017	17,556	14.1	20,429	55.0	4,240
2018	18,920	14.1	22,017	55.0	4,570
2019	20,383	14.1	23,719	55.0	4,923
2020	21,949	14.1	25,541	55.0	5,301
2021	23,627	14.1	27,494	55.0	5,707
2022	25,429	14.1	29,591	55.0	6,142
2023	27,361	14.1	31,839	55.0	6,608

出典：National Demand Forecast 2004 – 2024、CEB

<sup>58</sup> 北部州の電力需要については、和平の進展等の影響により、近年目覚ましい回復がみられるため、今後 3 年間で内戦以前（1984 年）の電力需要（132.8MW）が回復するというシナリオのもと、2004 から 2006 年の需要想定に北部州の回復分を追加している。

<sup>59</sup> Department of Census & Statistics

<sup>60</sup> CEB Business Plan では、2003 年時点で 18.4%であった系統損失が 5 年間で 14.1%まで改善するという目標を立てている。

<sup>61</sup> Power Cut のあった年を除く。

## 4. 2. 2 CEBの電力需要想定手法の改善のポイント

### (1) 基礎データ

前述のとおり、現手法では1978年から現在に至る全データを用いて回帰分析を行っているため、至近年に急激な需要の伸びがあったとしても、相関係数が高くなる回帰式は、それら急激な伸びを示すデータよりも、これまでの穏やかなデータとの当てはまりを重視するため、結果的には至近年のトレンドを無視した緩やかなトレンドを示す回帰式となる。そのため、至近年のトレンドを無視しない程度の期間を基礎データとして採用する必要があるが、逆に5年間や10年間では、中長期のトレンドを掴み損なうこととなり、将来の伸びを過大評価することにもなりかねない。したがって、基礎データとしては、National Demand Forecastの想定期間が20年であることを考慮すると、過去20年間のデータを採用すれば十分であると考えられる。

なお、至近10年程度のトレンドがそれまでと明らかに違うトレンドを示してきたような場合には、基礎データ期間に関する感度分析を行い（例えば、15年間）、それぞれの想定結果と実際の電力需要の違いを検討し、必要があれば基礎データ期間の見直しを行う必要がある。

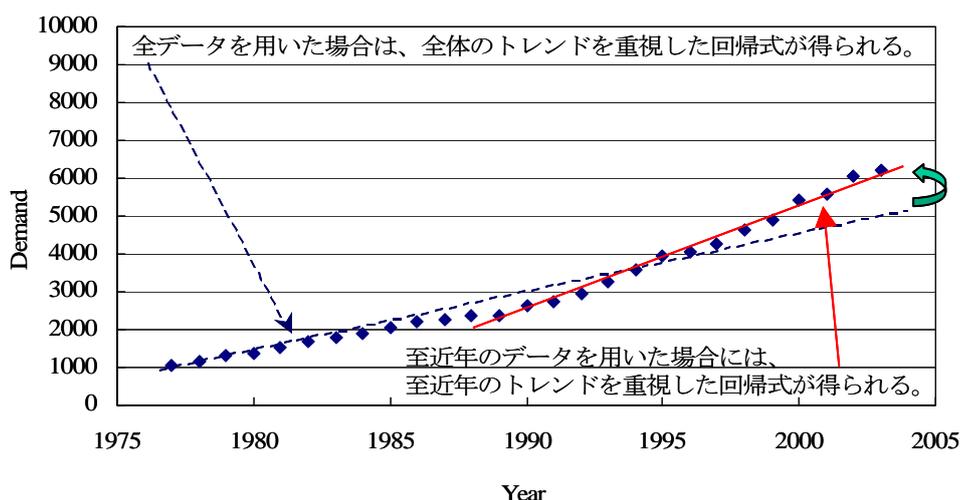


図 4.2.1 データ範囲と得られる回帰式の関係（イメージ）

### (2) 需要想定モデル

計量経済学的アプローチでは、エネルギー需要を所得（GDP等で代用される場合が多い）とエネルギー価格の関数として表現される。製造業部門ではエネルギー原単位を使用して関数関係を求める場合もよくある<sup>62</sup>。

2004年のCEBの想定モデルをみると、家庭用(Domestic Sector)および産業用(Industrial & General Purpose Sector)の両方とも、所得項目(国民一人当たりGDP、GDP)を含んでいる。エネルギー価格項目については、統計解析ツールの解析結果で最適な説明変数として選択されておらず、両方とも2004年のCEBの想定モデルには含まれていない。

<sup>62</sup>国際協力事業団(2002)「最適電源開発のための電力セクター調査」ファイナルレポート(メインレポート)

<家庭用>

2004年のCEBの想定モデル（家庭用）に関し、特に改善すべきポイントは見当たらない。以下では、価格項目を家庭用電力需要想定モデルに追加すべきか否かについて検討する。

表 4.2.2 に家庭用需要想定モデルの各基礎データと家庭用平均電力価格（1978年から現在まで）の相関係数を示す。家庭用平均電力価格は電力需要に対して負の相関関係がある。

表 4.2.2 平均電力価格と基礎データの相関関係（家庭用）

	家庭用需要	家庭用需要 (前年度)	一人当たり GDP	家庭用平均 電力価格	家庭用 需要家数	家庭用需要 家数 (前年)	人口
家庭用需要	1						
家庭用需要 (前年度)	0.99760	1					
一人当たり GDP	0.99083	0.98757	1				
家庭用平均 電力価格	<b>-0.49534</b>	<b>-0.47930</b>	<b>-0.51091</b>	1			
家庭用 需要家数	0.99296	0.98941	0.99449	<b>-0.54572</b>	1		
家庭用需要 家数 (前年)	0.99475	0.99176	0.99260	<b>-0.54063</b>	0.99923	1	
人口	0.93000	0.92694	0.96541	<b>-0.50130</b>	0.94696	0.93796	1

次に、価格項目を追加したモデルにおける回帰係数に注目する（下式のイタリックの部分）。一般的に電力価格の上昇は電力需要を減少させる方向にあるため、回帰係数  $c$  の符号は負になると考えられる<sup>63</sup>。

$$D_{dom}(t)_i = d + a * GDPPC(t)_i + b * D_{dom}(t-1)_i + c * AP_{dom}(t)_i$$

- ここで、 $D_{dom}(t)_i$  : 家庭用電力需要 (GWh)  
 $GDPPC(t)_i$  : 国民一人当たり国内総生産 (百万 LKR/人)  
 $D_{dom}(t-1)_i$  : 前年度の家庭用電力需要 (GWh)  
 $AP_{dom}(t)_i$  : 家庭用平均電力価格 (Rs/kWh)

基礎データ期間を変化させた場合の各回帰係数の値（表 4.2.3 参照）をみると、1997年以降のデータを用いて回帰分析を行った場合、家庭用平均電力価格の係数が負となっており、電力需要に対する価格効果が現れている。しかしながら、1996年以前の8年毎のデータで回帰分析を行った場合、係数はどちらの場合も正であり、価格効果は見られない。この理由としては、これまでは電化の推進に伴う需要家数の増加が、電力需要に大きく影響していたためと考えられる。一方で、至近10年については、既存需要家の消費動向が電力需要に影響するようになってきたため、電力需要に対する価格効果が強くなったと考えられる。

<sup>63</sup> 電力価格の符号が正の場合は、電力価格が上昇すると電力需要が増加するということになり、現実とはかけ離れたモデルになってしまう。

現段階の回帰分析結果では、家庭用平均電力価格の増減が電力需要に与える影響は小さい<sup>64</sup>が、国内の電化率が 100%に近づくにつれ、家庭用平均電力価格の増減が電力需要に与える影響は大きくなると考えられる。したがって、価格項目を家庭用電力需要想定モデルに追加するタイミングとしては、電化率 80%達成を目標としている 2010 年頃が適当と考える<sup>65</sup>。

表 4.2.3 基礎データ期間と家庭用平均電力価格の符号

基礎データ期間	a	b	c	d
1981-1988	0.02662	0.566	8.949	-422.622
1989-1996	0.03246	0.824	86.673	-1091.835
1997-2004	0.03671	0.780	-255.464	-377.424
1978-2004	0.01698	0.834	-12.090	-258.575

<産業用>

以下に、2004 年の CEB の想定モデル（産業用）を再掲する。

$$Di\&g(t)i = -350.134 + (-)0.00258 GDP(t-1)i + 0.00482 GDP(t)i + 0.515 Di\&g(t-1)i$$

上式によると、前年度の GDP は、電力需要に対して負の効果をおよぼす、つまり、前年度の GDP の増加が当年度の電力需要を減少させる方向に働くことを示している。ここで、前年度の GDP と産業用電力需要の関係をみると（図 4.2.2 参照）、前年度の GDP と産業用電力需要の関係は正である。

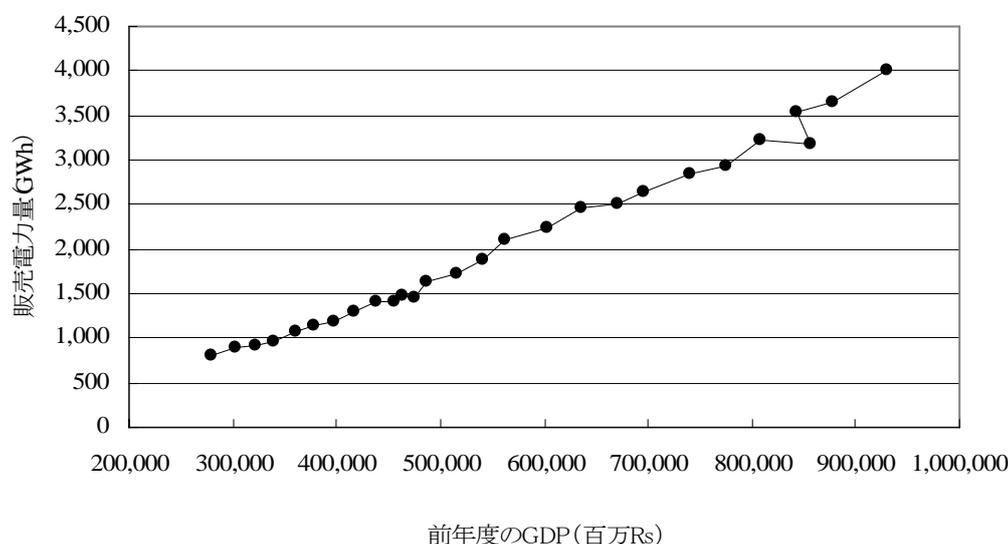


図 4.2.2 産業用電力需要と前年度の GDP の関係

<sup>64</sup> 「3.5 電気料金が電力需要に与える影響」にて詳述する。

<sup>65</sup> 2004 年 4 月に発表された「Rural Electrification Development」によると、2003 年末現在の世帯電化率 65%に対し、2007 年までに 75%、また、2010 年までに 80%の電化達成（配電線による電化）を目標に掲げている。残りの 20%は分散型電源等オフグリッドによる供給を想定している。

したがって、負の係数を持った前年度 GDP を産業用電力需要想定モデルの説明変数として採用することは、現実の状況を反映しておらず不適当である。このような不適当な説明変数および回帰係数が選択された理由は多重共線性<sup>66</sup>によるものと考えられる。参考までに、現在採用されている基礎データの相関係数を表 4.2.4 に示す。

このように、相関関係が強い説明変数を複数採用すると、回帰係数の値が不安定になったり、その総計的優位性が低下する可能性があること、また、産業用電力需要は当年度の産業活動（GDP で表現される場合が多い）を強く影響されることを考慮すると、産業用需要想定モデルの説明変数としては、当年度の GDP のみで十分である。

表 4.2.4 基礎データの相関関係（産業用）

	産業用需要	GDP	産業用 平均電力価	産業用需要 (前年度)	GDP (前年度)	人口
産業用需要	1					
GDP	<b>0.99728</b>	1				
産業用 平均電力価	0.22093	0.21854	1			
産業用需要 (前年度)	<b>0.99540</b>	<b>0.99607</b>	0.21340	1		
GDP (前年度)	<b>0.99455</b>	<b>0.99797</b>	0.21738	<b>0.99728</b>	1	
人口	0.95584	0.96967	0.22090	0.95623	0.96785	1

次に、価格項目を産業用電力需要想定モデルに追加すべきか否かについて検討する。表 4.2.4 から明らかなように、産業用平均電力と産業用電力需要の相関関係はあまり大きくなく、正の相関関係となっている。

ここで、価格項目を追加したモデルにおける回帰係数に注目する。どの基礎データ期間においても、産業用平均電力価格の回帰係数は正であり（表 4.2.5 参照）、電力需要に対する価格効果は見られない。

$$Di\&g(t)i = d + a * GDP(t)i + c * APi\&g(t)i$$

ここで、Di&g(t)i : 産業用電力需要 (GWh)

GDP(t)i : 国内総生産 (百万 LKR)

APi&g(t)i : 産業用平均電力価格 (Rs/kWh)

<sup>66</sup>重回帰分析を行っている時、回帰係数の符号が相関係数の符号と一致しない、回帰係数の値が不安定になる、回帰係数が決定しないなどの現象が起きる場合がある。これは、説明変数間に高い相関性がある場合に起きる、重回帰分析特有の問題で多重共線性 (Multi Collinearity) と呼ばれる。

表 4.2.5 基礎データ期間と産業用平均電力価格の符号

基礎データ期間	<i>a</i>	<i>C</i>	<i>d</i>
1981-1988	0.00442	22.718	-751.394
1989-1996	0.00508	30.624	-1145.180
1997-2004	0.00554	22.405	-1578.759
1978-2004	0.00469	3.022	-752.378

以上の結果より、価格項目を産業用電力需要モデルに追加することは、時期尚早であると考えられる。なお、今後も産業用平均価格と産業用電力需要の関係に注目し、価格効果が認められるようになった場合には、価格項目を想定モデルに追加するかどうか検討をする必要がある。

最後に、CEB の電力需要想定モデルの決定手法についてであるが、2003 年と 2004 年の産業用電力需要想定モデルをみると異なる想定モデルを使用している。これは統計解析ツールの解析結果のみから、基本的には想定モデルに採用する説明変数を決定しているためである。ここで、統計解析ツールは、与えられたデータの集まりから、数学的に最適と考えられる説明変数を導くだけであり、電力需要想定モデルとして最適な説明変数を導くとは限らない。

したがって、電力需要想定モデルにどのような説明変数を採用するかについては、対象国の経済構造や電力セクターの特徴を考慮し、需要想定者が基本的なモデルを考案し、採用する説明変数を決定することが重要である<sup>67</sup>。

### (3) 負荷率

ある年の負荷率の実績値を得るためには、言うまでも無く、その年の最大電力および発電電力量の値が必要である。ここで、CEB の系統運用センターによると、2004 年の最大電力（発電所端側）は 1,563.4MW<sup>68</sup>である。また、年間の発電電力量は 8,043.3GWh<sup>69</sup>であることから、2004 年度の負荷率は 58.73%となる。

ここで、CEB が記録する最大電力には、Self Generation および小規模 IPP<sup>70</sup>の貢献分はモニターしていないため考慮されていない。幸い 2004 年の最大電力発生日にはピークカットは行われておらず、記録上の最大電力と潜在的な最大電力に違いはなかった。しかし、電力需要想定においては、負荷率は最大電力を求める上で唯一の項目であるため、より現状に即した負荷率を設定するためにも、現在モニタリングされていない需要についても、その値を把握することが重要である。

<sup>67</sup> 電化率項目が需要想定モデルに導入されている場合があるが、スリランカの電化率は、①家庭用（Domestic Purpose）、②一般用 1（General Purpose 1、産業用需要家は大きく分けて、工業用（Industrial Purpose）と一般用（General Purpose）からなり、工業用は 6 つ、一般用は 3 つに細分化されている。）、③宗教用（Religious Purpose）の総顧客数を想定家屋数（Census の値が年率 5% で増加すると仮定）で除することによって計算されている。したがって、家庭用、産業用、その他用にモデルを構築し、電力需要想定を行っている現手法では、電化率の目標値を需要想定モデルで直接利用することは出来ない。ちなみに CEB の地方電化部門によると、2004 年末現在の電化率は約 66%（対象顧客数：3,270,773、想定家屋数：4,931,992）となっている。

<sup>68</sup> 2004 年 12 月 6 日。

<sup>69</sup> Self Generation 分を除く。

<sup>70</sup> 10MW 以下。

## 4. 3 電力需要想定手法

### 4. 3. 1 電力需要想定手法（国レベルアプローチ）

#### （1）計量経済学的手法とボトムアップ的手法

電力需要想定手法には、一般的に大きく分けて2つの手法がある。ひとつは、経済・社会指標（GDPや人口など）との相関関係や過去の電力需要のトレンドにより想定する「計量経済学的手法」、もう一つは、電力需要を構成する要素別に想定を行い、それを積み上げることにより全体の需要を想定する「ボトムアップ的手法」である。それぞれの手法には長所・短所がある。データに関して例を挙げると、前者はデータの種類の数は比較的少なくても良いが、想定期間あるいはそれ以上の長期に亘る時系列データを必要とする。一方で、後者は、前提条件となる様々な詳細なデータが必要となるが、時系列データは必要ない。

本調査では、データの入手および需要想定モデル構築が容易であること、データおよびモデルの更新が容易であること、CEBが既に計量経済学的手法を採用していること、などを勘案し、計量経済学的手法を用いた<sup>71</sup>。また、電力需要想定手法については、現在CEBが採用しているデータおよび想定手法を基本とし、4. 2. 2で述べた改善のポイントを反映した手法を採用する。

#### （2）電力需要想定フロー（国レベルアプローチ）

図4.3.1に国レベルの電力需要想定概略フローを示す。回帰分析にて採用する電力需要想定モデルは、4. 2. 2の検討結果を踏まえ、家庭用電力需要については、国民一人当たり国内総生産および前年度の家庭用電力需要、産業用電力需要については、国民総生産、その他電力需要については、過去のトレンドをそれぞれ説明変数として採用した。

回帰分析により得られたセクター毎の電力需要想定モデルにより得られた電力需要の和に、北部州電力需要回復分を加え、国レベルの販売電力量（GWh）を求めた。その後、系統損失を考慮して発電電力量（GWh）を求めた。最後に、発電電力量と負荷率により最大電力（MW）を算定した。

<sup>71</sup> 地方の未電化地域の潜在需要を想定する場合にはボトムアップ的手法は有効である。これは、地方の未電化地域では、過去の時系列データが無いこと、比較的需要構造が単純であり、積み上げ方式モデル構築が容易であるからである。

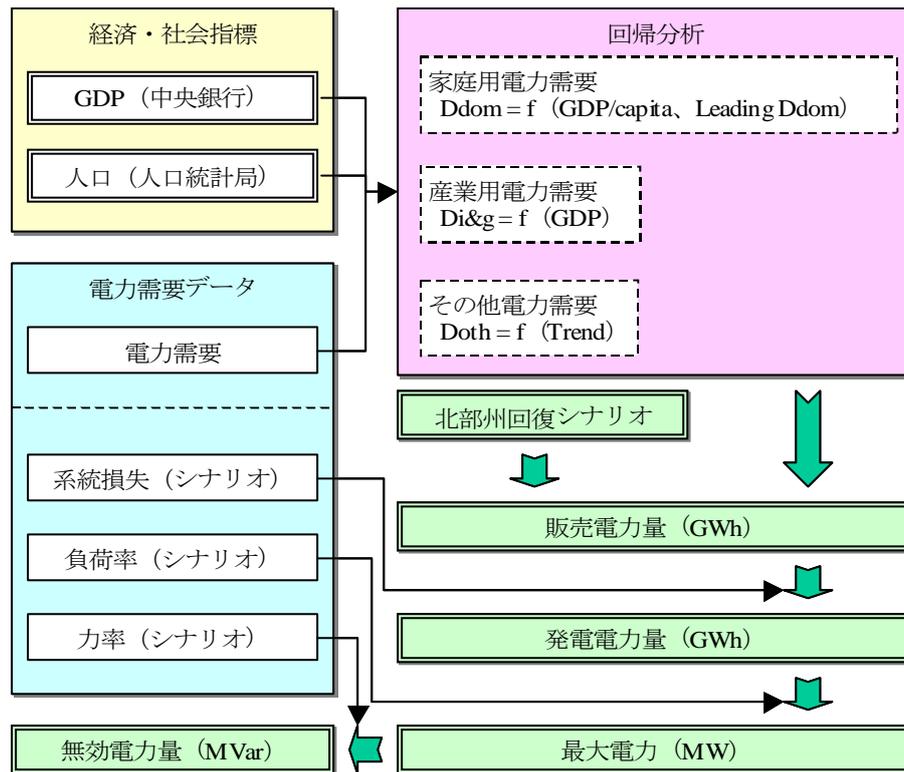


図 4.3.1 電力需要想定概略フロー（国レベルアプローチ）

### （3）データ・ソースおよびシナリオ（国レベルアプローチ）

#### （ア）参照データ

モデル構築のために使用した時系列データは以下のとおり。

- GDP 伸び率 : スリランカ中央銀行<sup>72</sup>
- 人口伸び率 : 人口統計局
- 電力需要データ : CEB Generation & Transmission Division

#### （イ）基本枠組み

本調査の電力需要想定期間が 20 年であることから、基礎データ期間は 20 年とする。

- 基礎データ : 1985 年 - 2004 年（20 年間）
- 基準年 : 2004 年
- 目標年 : 2029 年（20 年間）

<sup>72</sup> Annual Report 2004, CENTRAL BANK OF SRI LANKA

(ウ) シナリオ

スリランカ中央銀行年次報告書（2004年度版）より、2005年－2008年の基本成長シナリオを表4.2.1のとおり設定した（2004年度は実績値）。2009年以降については、2008年の想定値が継続するとした。また、中央銀行の想定値に±1%したシナリオをそれぞれ低成長シナリオおよび高成長シナリオとする。

表 4.3.1 経済成長率シナリオ（国レベルアプローチ）

年	低成長シナリオ	基本成長シナリオ	高成長シナリオ
2004	5.4 %	5.4 %	5.4 %
2005	4.3 %	5.3 %	6.3 %
2006	5.0 %	6.0 %	7.0 %
2007	5.5 %	6.5 %	7.5 %
2008	6.0 %	7.0 %	8.0 %
2009-2029	6.0 %	7.0 %	8.0 %

出典：スリランカ中央銀行年次報告書 2004 および調査団

注：Post-tsunami シナリオ。2004 年は実績値。

人口統計局による想定人口増加率を表 4.3.2 に示す。

表 4.3.2 人口増加率シナリオ（国レベルアプローチ）

年	低成長シナリオ	基本成長シナリオ	高成長シナリオ
2005-2006	0.57 %	0.99 %	1.16 %
2007-2011	0.44 %	0.88 %	1.04 %
2012-2016	0.25 %	0.77 %	0.94 %
2017-2021	0.14 %	0.58 %	0.83 %
2022-2026	0.00 %	0.42 %	0.73 %
2027-2029	-0.16 %	0.29 %	0.63 %

出典：人口統計局

北部州の電力需要回復シナリオについては、CEB のシナリオを採用した（表 4.3.3 参照）。

表 4.3.3 北部州の電力需要回復シナリオ

年	電力需要 (GWh)	追加電力需要 (GWh)
2004	98.5	-
2005	123.9	25.4
2006	149.3	25.4
2007	174.7	25.4

出典：CEB 北部州事務所

注：2004 年は実績値。

系統損失シナリオについては、毎年2%改善し、最終的にCEBのBusiness Planの達成目標(14.1%)になると仮定した。表4.3.4に本調査で採用した系統損失シナリオを示す。

表 4.3.4 系統損失シナリオ

年	系統損失	年	系統損失	年	系統損失
2004	17.11%	2008	15.79%	2012	14.56%
2005	16.77%	2009	15.47%	2013	14.27%
2006	16.44%	2010	15.16%	2014-2029	14.10%
2007	16.11%	2011	14.86%		

出典：調査団

注：2004年は実績値。

負荷率については、CEBが採用する過去20年の平均負荷率（パワーカットの年を除く）である55.2%を採用した。

無効電力については、力率を0.894（過去6年間の平均値）として算出した。

#### 4. 3. 2 電力需要想定手法（州レベルアプローチ）

##### （1）州レベルの需要想定手法

州レベルのデータを採用するという点以外は、基本的には国レベルの電力需要想定手法と同じアプローチで電力需要想定を行った。ただし、入手可能な州レベルの時系列データには限りがあるため、基礎データ期間は国レベルと異なる。

州レベルで回帰分析を行う場合、上記の基礎データに関する制約や基礎データの変動幅が大きくなることから、回帰分析結果の値をそのまま使用するのではなく、想定年における各州の電力需要のシェアに注目し、国レベルの電力需要想定結果を得られたシェアで配分することにより、最終的に州レベルの電力需要を算出した。

##### （2）電力需要想定フロー（州レベルアプローチ）

図4.3.2に州レベルの電力需要想定概略フローを示す。電力需要想定モデルで採用する各セクターの説明変数は、国レベルのものと基本的には同じである<sup>73</sup>。

ここで、州レベルの電力需要想定では、基礎データの安定性（各年の変動幅を小さくする）を高めるため、各州の電力需要の伸びに注目したシェアトレンド分析を行った。その後、シェアトレンド分析によって分けられたグループごとに回帰分析を行った。ただし、北部州のように電力需要が外部要因によって大きく変化してきた州については、グループに属さない個別の州として分析を行った。

<sup>73</sup> 家庭用電力需要については、国民一人当たり国内総生産および前年度の家庭用電力需要、産業用電力需要については、国民総生産、その他電力需要については、過去のトレンドをそれぞれ説明変数として採用した。

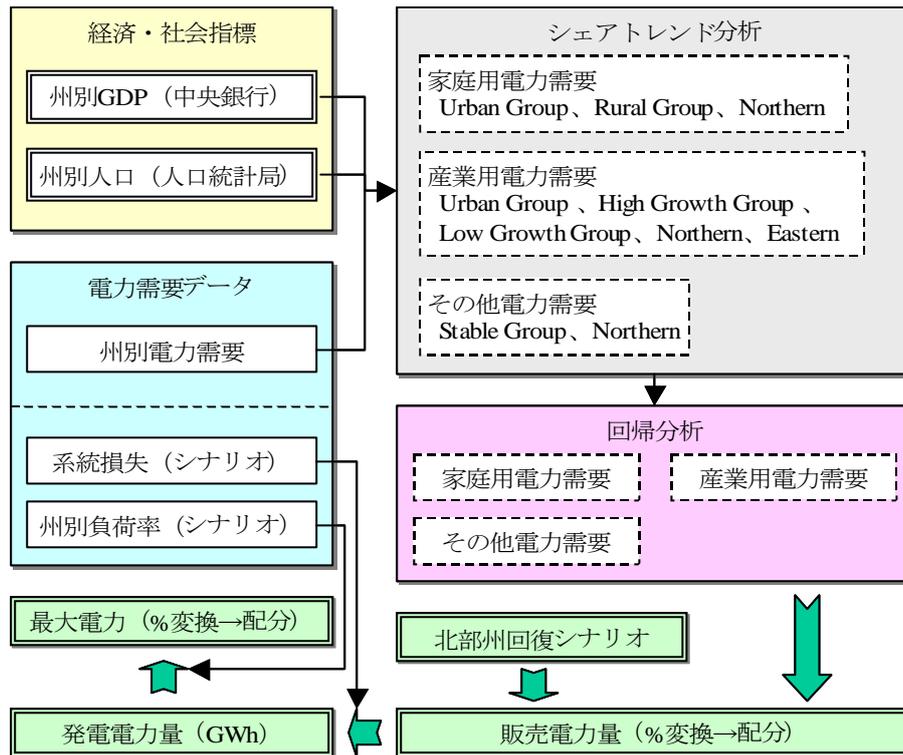


図 4.3.2 電力需要想定概略フロー (州レベルアプローチ)

### (3) データ・ソースおよびシナリオ (州レベルアプローチ)

#### (ア) 参照データ

モデル構築のために使用した時系列データは以下のとおり。

- GDP 伸び率 : スリランカ中央銀行
- 人口伸び率 : 人口統計局
- 電力需要データ : CEB

#### (イ) 基本枠組み

入手可能な州レベルデータ期間が 1996 年以降であるため、基礎データ期間は 9 年である。

- 基礎データ : 1996 年 - 2004 年 (9 年間)
- 基準年 : 2004 年
- 目標年 : 2029 年 (20 年間)

#### (ウ) シナリオ

国レベルの経済成長シナリオより各年の成長率の変化を算出し、その変化率を 2004 年度の各州の経済成長率実績値に適用した。本調査で採用した州別の経済成長率を表 4.3.5 に示す。

表 4.3.5 経済成長率シナリオ (州レベルアプローチ)

年	WE	SO	SA	CE	UV	EA	NW	NC	NO
2004	6.07%	5.88%	3.42%	4.65%	4.04%	5.17%	4.08%	4.79%	5.02%
2005	6.00%	5.82%	3.38%	4.60%	3.99%	5.11%	4.04%	4.74%	4.97%
2006	6.79%	6.59%	3.82%	5.21%	4.52%	5.79%	4.57%	5.37%	5.62%
2007	7.36%	7.13%	4.14%	5.64%	4.90%	6.27%	4.95%	5.81%	6.09%
2008	7.93%	7.68%	4.46%	6.08%	5.27%	6.75%	5.33%	6.26%	6.56%
2009-2029	7.93%	7.68%	4.46%	6.08%	5.27%	6.75%	5.33%	6.26%	6.56%

注：CE 中部州、EA 東部州、NO 北部州、NC 北中部州、NW 北西部州、SA サバラガムワ州、SO 南部州、WE 西部州（西部州（北）、西部州（南）、コロンボ市）、UV ウバ州。2004 年は実績値。

国レベルの人口増加率シナリオより各年の増加率の変化を算出し、その変化率を 2004 年度の各州の人口増加率に適用した。本調査で採用した州別の人口増加率を表 4.2.6 に示す。

表 4.3.6 人口増加率シナリオ (州レベルアプローチ)

年	WN	WS	CC	SO	SA	CE	UV	EA	NW	NC	NO
2005-2006	0.48%	0.74%	1.61%	0.95%	0.82%	1.29%	1.41%	1.45%	0.82%	1.15%	1.45%
2007-2011	0.43%	0.66%	1.43%	0.84%	0.73%	1.15%	1.25%	1.29%	0.73%	1.02%	1.29%
2012-2016	0.37%	0.58%	1.25%	0.74%	0.64%	1.01%	1.10%	1.13%	0.64%	0.89%	1.12%
2017-2021	0.28%	0.43%	0.94%	0.55%	0.48%	0.75%	0.82%	0.84%	0.48%	0.67%	0.84%
2022-2026	0.20%	0.31%	0.68%	0.40%	0.35%	0.55%	0.59%	0.61%	0.35%	0.48%	0.61%
2027-2029	0.14%	0.22%	0.47%	0.28%	0.24%	0.38%	0.42%	0.43%	0.24%	0.34%	0.43%

注：WN 西部州（北）、WS 西部州（南）、CC コロンボ市

州別の負荷率については、過去 9 年間の変電所別の電力需要（最大電力発生時、夜間）を基に州別負荷率を推定した。ただし、コロンボ市の最大電力は昼間に発生するため、コロンボ市のみ昼間負荷率も推定している。表 4.3.7 に本調査で推定した州別の負荷率を示す。

表 4.3.7 負荷率シナリオ (州レベルアプローチ)

年	WN	WS	CC 夜間	SO	SA	CE	UV	EA	NW	NC	NO	CC 昼間
1996	54.4%	58.6%	70.5%	48.0%	38.9%	41.8%	85.5%	62.0%	39.7%	23.7%	—	—
1997	63.3%	54.9%	83.5%	56.2%	36.8%	43.3%	61.7%	42.5%	42.4%	28.1%	—	—
1998	67.5%	54.2%	75.7%	59.8%	41.5%	44.3%	64.5%	52.4%	44.4%	32.4%	—	61.2%
1999	68.3%	55.4%	79.9%	51.7%	38.5%	41.8%	60.1%	39.7%	41.2%	28.1%	57.3%	66.6%
2000	71.1%	57.0%	85.1%	55.4%	42.7%	37.8%	60.8%	34.4%	39.8%	27.5%	—	61.2%
2001	64.7%	53.8%	81.9%	50.3%	34.7%	41.4%	56.7%	34.2%	43.4%	27.0%	69.0%	52.5%
2002	65.9%	58.7%	78.6%	58.8%	53.8%	46.5%	59.2%	36.6%	42.0%	27.0%	26.2%	55.2%
2003	72.2%	55.4%	82.9%	62.5%	46.5%	48.5%	54.6%	43.8%	49.3%	32.5%	32.5%	61.0%
2004	69.8%	58.8%	82.0%	64.4%	66.1%	49.7%	50.3%	33.9%	49.4%	39.0%	35.5%	58.7%
平均	<b>66.4%</b>	<b>56.3%</b>	<b>80.0%</b>	<b>56.3%</b>	<b>44.4%</b>	<b>43.9%</b>	<b>61.5%</b>	<b>42.2%</b>	<b>43.5%</b>	<b>29.5%</b>	<b>44.1%</b>	<b>59.5%</b>

注：コロンボ市（夜）の負荷率は、最大電力発生時の電力需要と年間発電電力量より算出した参考値。

なお、北部州の電力需要回復シナリオおよび系統損失シナリオについては、国レベルの電力需要想定と同様のシナリオを使用した（表 4.3.3 および表 4.3.4 参照）。

## 4. 4 電力需要想定結果

### 4. 4. 1 電力需要想定結果（国レベルアプローチ）

本調査で得られたカテゴリー毎の電力需要想定モデルは以下のとおり。

#### <家庭用>

$$D_{dom}(t)_i = -512.444 + 0.02580 \text{GDPPC}(t)_i + 0.750 D_{dom}(t-1)_i$$

ここで、 $D_{dom}(t)_i$  : 家庭用電力需要（GWh）  
 $\text{GDPPC}(t)_i$  : 国民一人当たり国内総生産（百万 LKR/人）  
 $D_{dom}(t-1)_i$  : 前年度の家庭用需要家の電力需要（GWh）

#### <産業用>

$$D_{i\&g}(t)_i = -838.822 + 0.004824 \text{GDP}(t)_i$$

ここで、 $D_{i\&g}(t)_i$  : 産業用電力需要（GWh）  
 $\text{GDP}(t)_i$  : 国内総生産（百万 LKR）

#### <その他>

$$\text{In Demand}(t) = -102.960 + 0.05386 t$$

ここで、 $t$  : 想定年

上記モデルを用いて得られた需要家別販売電力量想定結果<sup>74</sup>（国レベルアプローチ）および全需要家の電力需要想定結果（国レベルアプローチ）を表 4.4.1 および表 4.4.2 に示す。

基本成長シナリオでは、最大電力は 2004 年の 1,563MW から 2024 年には 7,092MW に、2029 年には 10,124MW になると想定される（2005 年から 2029 年までの年平均伸び率（AAGR）7.54%）。低成長シナリオでは 2029 年には 8,509MW（AAGR：6.78%）、高成長シナリオでは 2029 年には 12,464MW（AAGR：8.45%）になると想定される。

<sup>74</sup> 北部州の電力需要回復シナリオ適用前。

表 4.4.1 需要家別販売電力量想定結果（国レベルアプローチ）

Year	販売電力量 (GW h)				Year	販売電力量 (GW h)			
	家庭用	産業用	その他用	合計		家庭用	産業用	その他用	合計
2004	2,626	4,001	154	6,781	2018	7,723	10,989	308	19,019
2005	2,796	4,139	153	7,088	2019	8,338	11,817	325	20,480
2006	2,991	4,438	161	7,589	2020	8,995	12,703	343	22,040
2007	3,215	4,781	170	8,166	2021	9,695	13,651	362	23,708
2008	3,474	5,174	180	8,827	2022	10,450	14,665	382	25,497
2009	3,763	5,595	190	9,548	2023	11,258	15,750	403	27,412
2010	4,082	6,045	200	10,327	2024	12,122	16,912	425	29,459
2011	4,428	6,527	211	11,166	2025	13,045	18,154	449	31,648
2012	4,805	7,043	223	12,070	2026	14,030	19,484	474	33,987
2013	5,211	7,594	235	13,040	2027	15,090	20,906	500	36,496
2014	5,647	8,185	248	14,079	2028	16,224	22,428	527	39,180
2015	6,112	8,816	262	15,190	2029	17,438	24,057	557	42,052
2016	6,610	9,492	276	16,378					
2017	7,147	10,215	292	17,654	AAGR (%)	7.92%	7.61%	5.53%	

表 4.4.2 電力需要想定結果（国レベルアプローチ）

年	販売電力量 (GWh)			系統損失	発電電力量 (GWh)			負荷率	最大電力 (MW)			無効電力 (Mvar)
	低成長	基本成長	高成長		低成長	基本成長	高成長		低成長	基本成長	高成長	
2004		<b>6,781</b>		17.1%		<b>8,043</b>		58.7%		<b>1,563</b>		基本成長
2005	7,100	<b>7,113</b>	7,159	16.8%	8,531	<b>8,547</b>	8,602	55.2%	1,764	<b>1,768</b>	1,779	<b>886</b>
2006	7,570	<b>7,614</b>	7,723	16.4%	9,059	<b>9,112</b>	9,243	55.2%	1,874	<b>1,884</b>	1,911	<b>944</b>
2007	8,097	<b>8,191</b>	8,380	16.1%	9,652	<b>9,764</b>	9,989	55.2%	1,996	<b>2,019</b>	2,066	<b>1,012</b>
2008	8,668	<b>8,827</b>	9,114	15.8%	10,293	<b>10,482</b>	10,822	55.2%	2,129	<b>2,168</b>	2,238	<b>1,086</b>
2009	9,308	<b>9,548</b>	9,950	15.5%	11,011	<b>11,295</b>	11,771	55.2%	2,277	<b>2,336</b>	2,434	<b>1,171</b>
2010	9,992	<b>10,327</b>	10,863	15.2%	11,777	<b>12,172</b>	12,804	55.2%	2,436	<b>2,517</b>	2,648	<b>1,262</b>
2011	10,720	<b>11,166</b>	11,856	14.9%	12,591	<b>13,114</b>	13,925	55.2%	2,604	<b>2,712</b>	2,880	<b>1,359</b>
2012	11,499	<b>12,070</b>	12,935	14.6%	13,459	<b>14,127</b>	15,139	55.2%	2,783	<b>2,921</b>	3,131	<b>1,464</b>
2013	12,329	<b>13,040</b>	14,103	14.3%	14,381	<b>15,210</b>	16,450	55.2%	2,974	<b>3,146</b>	3,402	<b>1,577</b>
2014	13,211	<b>14,079</b>	15,364	14.1%	15,380	<b>16,390</b>	17,886	55.2%	3,181	<b>3,389</b>	3,699	<b>1,699</b>
2015	14,148	<b>15,190</b>	16,725	14.1%	16,470	<b>17,683</b>	19,470	55.2%	3,406	<b>3,657</b>	4,027	<b>1,833</b>
2016	15,141	<b>16,378</b>	18,192	14.1%	17,626	<b>19,066</b>	21,178	55.2%	3,645	<b>3,943</b>	4,380	<b>1,976</b>
2017	16,199	<b>17,654</b>	19,777	14.1%	18,858	<b>20,552</b>	23,023	55.2%	3,900	<b>4,250</b>	4,761	<b>2,130</b>
2018	17,322	<b>19,019</b>	21,486	14.1%	20,165	<b>22,141</b>	25,013	55.2%	4,170	<b>4,579</b>	5,173	<b>2,295</b>
2019	18,513	<b>20,480</b>	23,327	14.1%	21,552	<b>23,842</b>	27,156	55.2%	4,457	<b>4,931</b>	5,616	<b>2,471</b>
2020	19,777	<b>22,040</b>	25,310	14.1%	23,023	<b>25,658</b>	29,464	55.2%	4,761	<b>5,306</b>	6,093	<b>2,659</b>
2021	21,116	<b>23,708</b>	27,445	14.1%	24,582	<b>27,600</b>	31,950	55.2%	5,084	<b>5,708</b>	6,607	<b>2,861</b>
2022	22,543	<b>25,497</b>	29,751	14.1%	26,243	<b>29,682</b>	34,634	55.2%	5,427	<b>6,138</b>	7,163	<b>3,077</b>
2023	24,058	<b>27,412</b>	32,236	14.1%	28,007	<b>31,912</b>	37,527	55.2%	5,792	<b>6,599</b>	7,761	<b>3,308</b>
2024	25,666	<b>29,459</b>	34,913	14.1%	29,879	<b>34,295</b>	40,644	55.2%	6,179	<b>7,092</b>	8,405	<b>3,555</b>
2025	27,373	<b>31,648</b>	37,798	14.1%	31,866	<b>36,843</b>	44,002	55.2%	6,590	<b>7,619</b>	9,100	<b>3,819</b>
2026	29,182	<b>33,987</b>	40,904	14.1%	33,972	<b>39,566</b>	47,618	55.2%	7,026	<b>8,182</b>	9,848	<b>4,101</b>
2027	31,113	<b>36,496</b>	44,258	14.1%	36,220	<b>42,487</b>	51,523	55.2%	7,490	<b>8,786</b>	10,655	<b>4,404</b>
2028	33,165	<b>39,180</b>	47,874	14.1%	38,609	<b>45,611</b>	55,732	55.2%	7,984	<b>9,433</b>	11,526	<b>4,728</b>
2029	35,344	<b>42,052</b>	51,771	14.1%	41,146	<b>48,955</b>	60,269	55.2%	8,509	<b>10,124</b>	12,464	<b>5,074</b>
年平均増加率	6.92%	<b>7.68%</b>	8.59%		6.78%	<b>7.54%</b>	8.45%		6.78%	<b>7.54%</b>	8.45%	7.54%

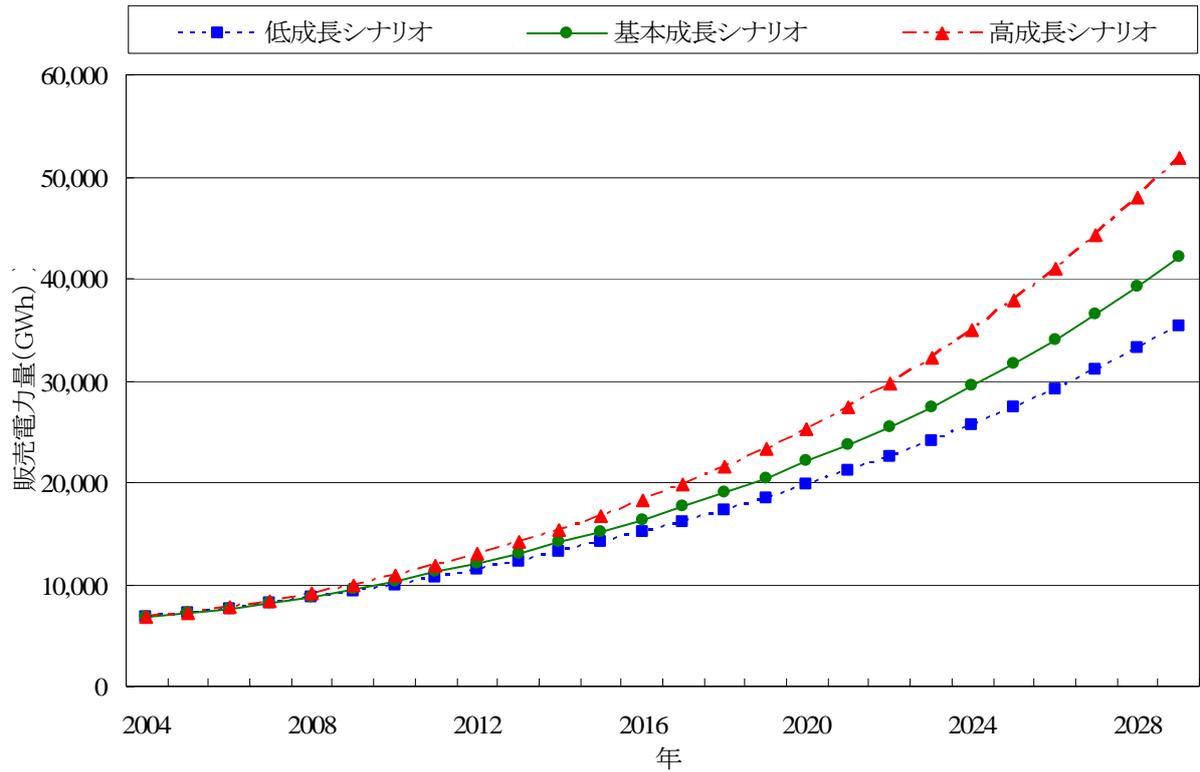


図 4.4.1 販売電力量想定結果（国レベルアプローチ）

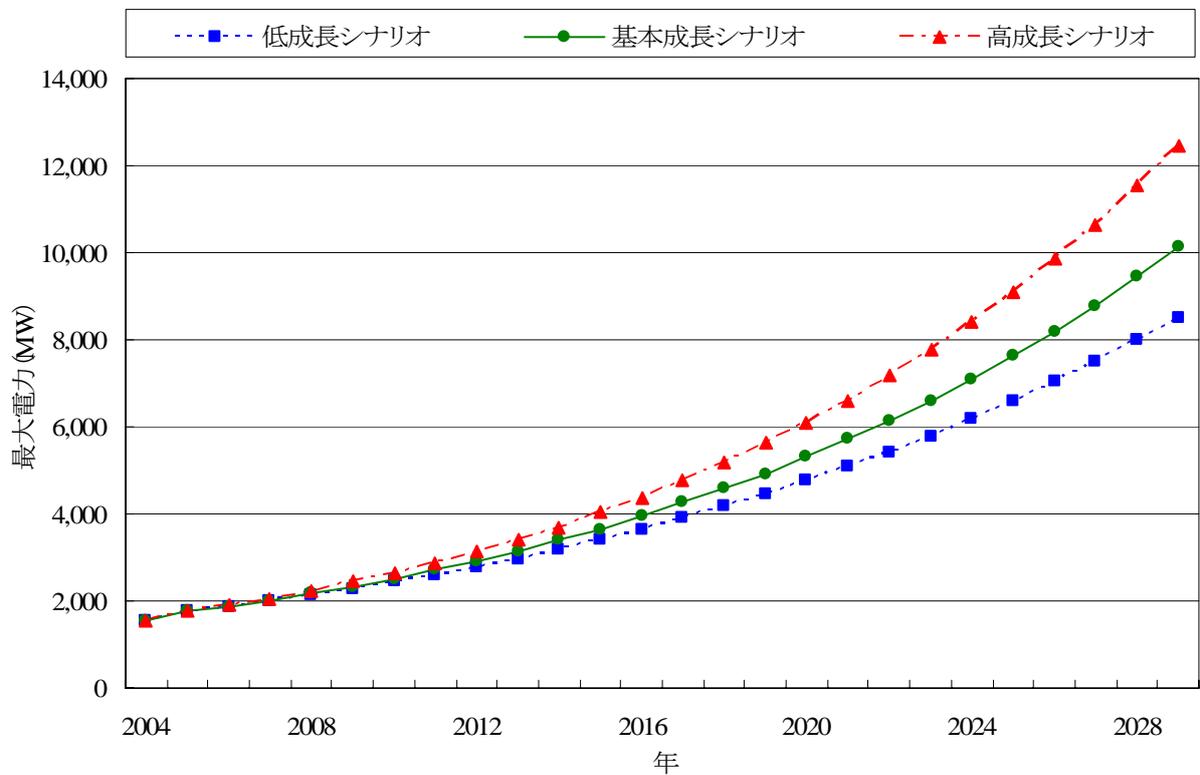


図 4.4.2 最大電力想定結果（国レベルアプローチ）

#### 4. 4. 2 電力需要想定結果（州レベルアプローチ）

##### （1）シェアトレンド分析

<家庭用>

図 4.4.3 に家庭用電力需要の州別シェアの推移を示す。

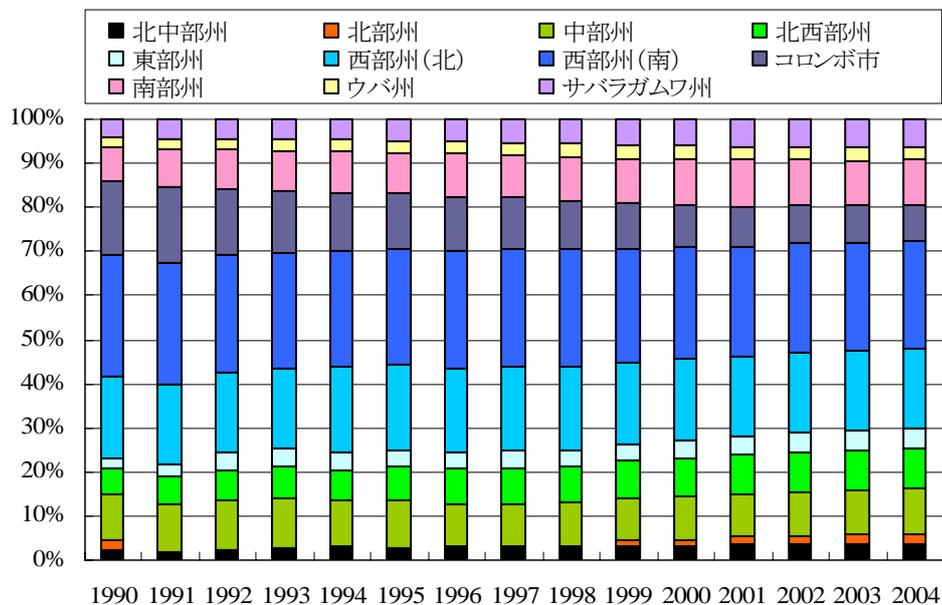


図 4.4.3 州別シェア（家庭用）の推移

ここで、各州を Urban Group（西部州（北）、西部州（南）、コロンボ市）、Rural Group（北中部州、中部州、北西部州、東部州、南部州、ウバ州、サバラガムワ州）、Northern（北部州）の3グループに分け、それぞれのシェアのトレンドをみる。

## Urban Group

図 4.4.4 に Urban Group の州別シェアの推移を示す。コロンボ市のシェアを除くと、西部州（北）および西部州（南）のシェアはほぼ一定（北：南＝41.9%：58.1%、1997年－2004年の平均）である。コロンボ市の需要は飽和してきているため、相対的なシェアは小さくなっている（年平均3.1%減）。今後も Urban Group は同様のトレンドで推移するものと仮定し、2029年までの Urban Area の各州の電力需要のシェアを求めた（表 4.4.3 参照）

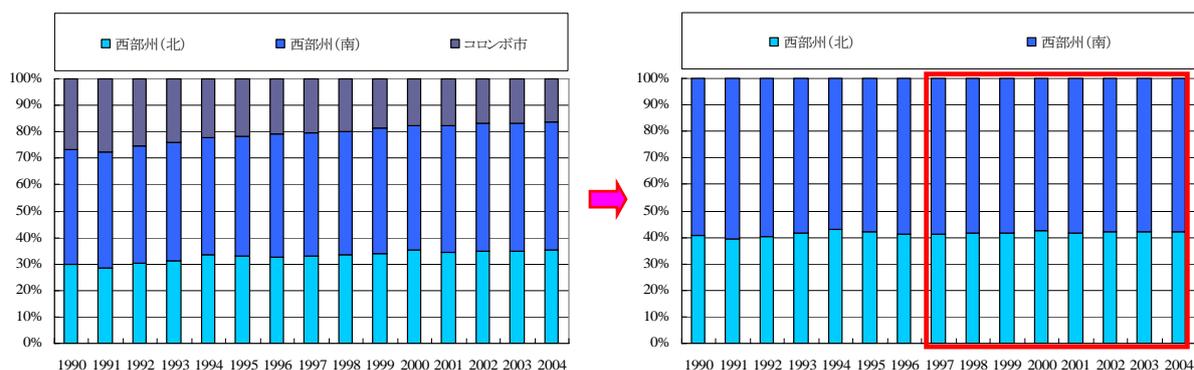


図 4.4.4 州別シェア（家庭用）の推移 – Urban Group –

表 4.4.3 州別シェア（家庭用）想定結果 – Urban Group –

年	CC	WN	WS	年	CC	WN	WS
2004	16.2%	35.3%	48.5%	2017	10.8%	37.4%	51.8%
2005	15.7%	35.3%	49.0%	2018	10.4%	37.5%	52.0%
2006	15.2%	35.5%	49.3%	2019	10.1%	37.7%	52.2%
2007	14.7%	35.7%	49.5%	2020	9.8%	37.8%	52.4%
2008	14.3%	35.9%	49.8%	2021	9.5%	37.9%	52.6%
2009	13.8%	36.1%	50.1%	2022	9.2%	38.0%	52.7%
2010	13.4%	36.3%	50.3%	2023	8.9%	38.2%	52.9%
2011	13.0%	36.4%	50.5%	2024	8.7%	38.3%	53.1%
2012	12.6%	36.6%	50.8%	2025	8.4%	38.4%	53.2%
2013	12.2%	36.8%	51.0%	2026	8.1%	38.5%	53.4%
2014	11.8%	36.9%	51.2%	2027	7.9%	38.6%	53.5%
2015	11.5%	37.1%	51.4%	2028	7.6%	38.7%	53.7%
2016	11.1%	37.2%	51.6%	2029	7.4%	38.8%	53.8%

注：2004年 は実績値。

## Rural Group

図 4.4.5 から分かるように、Rural Group の州別シェアはほぼ一定で推移してきている。今後も Rural Group の州別シェアは、これまでと同じシェアを維持すると仮定し、1997年から2004年までの各州のシェアの平均を2029年までのシェアとして採用する（表 4.4.4 参照）。

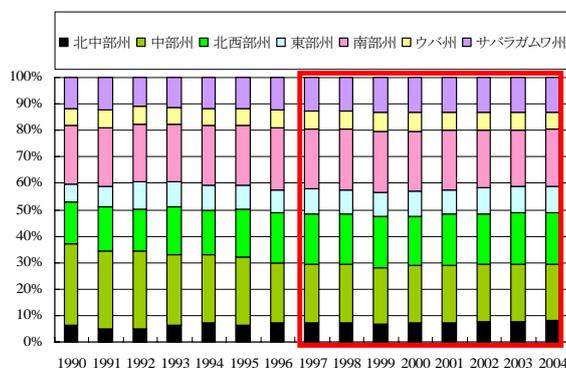


図 4.4.5 州別シェア（家庭用）の推移 – Rural Group –

表 4.4.4 州別シェア（家庭用）想定結果 – Rural Group –

州	NC	CE	NW	EA	SO	UV	SA
シェア	7.4%	21.7%	19.2%	9.4%	22.4%	6.8%	13.0%

## Northern

北部州の家庭用電力需要は、内戦の影響もあり1991年以降ほぼ0となっていたが、1999年以降は順調に回復している（図 4.4.6 参照）。回帰分析に当たっては、至近年のトレンドを重視し、1999年以降のデータを用いた。

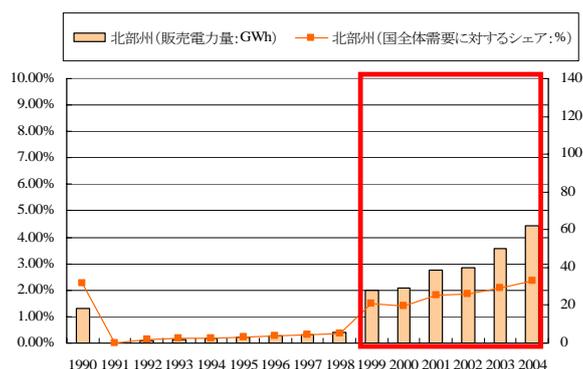


図 4.4.6 北部州の家庭用電力需要の推移

<産業用>

図 4.4.7 産業用電力需要の州別シェアの推移を示す。

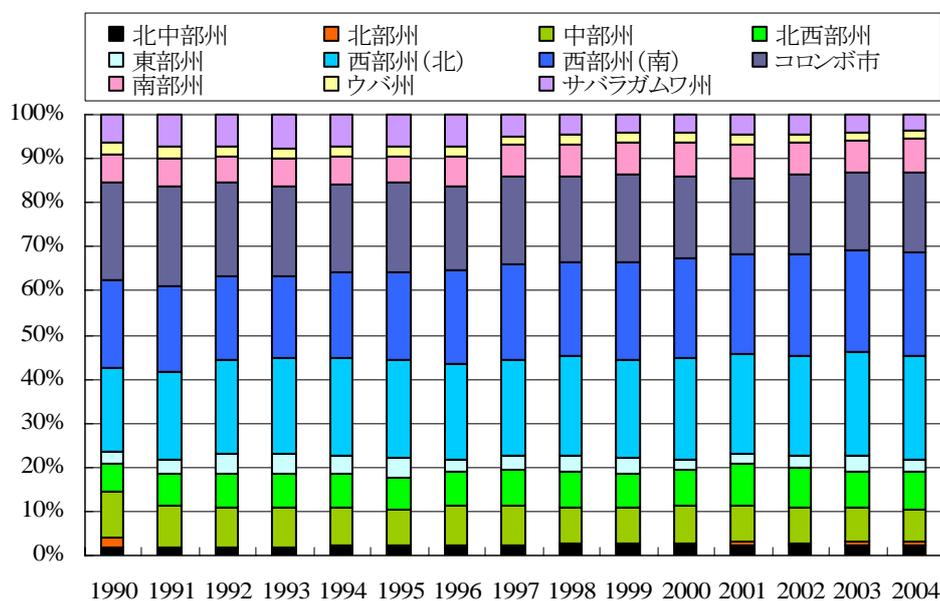


図 4.4.7 州別シェア（産業用）の推移

ここで、各州を Urban Group（西部州（北）、西部州（南）、コロンボ市）、High Growth Group（北中部州、北西部州、南部州）、Low Growth Group（中部州、ウバ州、サバラガムワ州）、Northern（北部州）、Eastern（東部州）の5グループに分け、それぞれのシェアのトレンドをみる。

## Urban Group

図 4.4.8 に Urban Group の州別シェアの推移を示す。コロンボ市のシェアを除くと、西部州（北）および西部州（南）のシェアはほぼ一定（北：南＝50.4%：49.6%、1997年－2004年の平均）である。コロンボ市の需要は飽和してきているため、相対的なシェアは小さくなっている（年平均 1.9% 減）。今後も Urban Group は同様のトレンドで推移するものと仮定し、2029年までの Urban Group の各州の電力需要のシェアを求めた（表 4.4.5 参照）

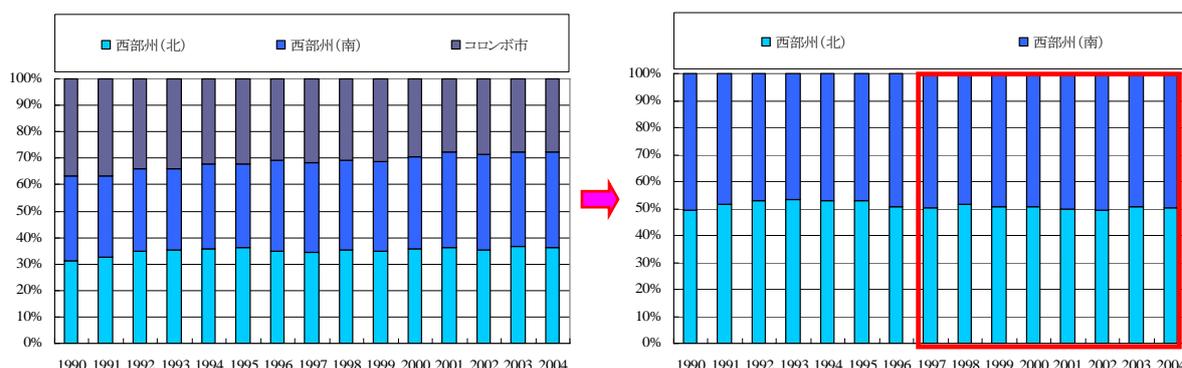


図 4.4.8 州別シェア（産業用）の推移 - Urban Group -

表 4.4.5 州別シェア（産業用）想定結果 - Urban Group -

年	CC	WN	WS	年	CC	WN	WS
2004	27.8%	36.1%	36.1%	2017	21.7%	39.4%	38.9%
2005	27.2%	36.7%	36.1%	2018	21.3%	39.7%	39.1%
2006	26.7%	36.9%	36.4%	2019	20.9%	39.9%	39.3%
2007	26.2%	37.2%	36.6%	2020	20.5%	40.1%	39.5%
2008	25.7%	37.4%	36.9%	2021	20.1%	40.2%	39.6%
2009	25.2%	37.7%	37.1%	2022	19.7%	40.4%	39.8%
2010	24.8%	37.9%	37.3%	2023	19.4%	40.6%	40.0%
2011	24.3%	38.1%	37.6%	2024	19.0%	40.8%	40.2%
2012	23.8%	38.4%	37.8%	2025	18.6%	41.0%	40.4%
2013	23.4%	38.6%	38.0%	2026	18.3%	41.2%	40.6%
2014	23.0%	38.8%	38.2%	2027	17.9%	41.3%	40.7%
2015	22.5%	39.0%	38.4%	2028	17.6%	41.5%	40.9%
2016	22.1%	39.2%	38.7%	2029	17.3%	41.7%	41.1%

注：2004年 は実績値。

### High Growth Group

1997年以降、High Growth Groupの州別シェアは、ほぼ一定で推移してきている(図4.4.9参照)。今後もHigh Growth Groupの州別シェアは、これまでと同じシェアを維持すると仮定し、1997年から2004年までの各州のシェアの平均を2029年までのシェアとして採用する(表4.4.6参照)。

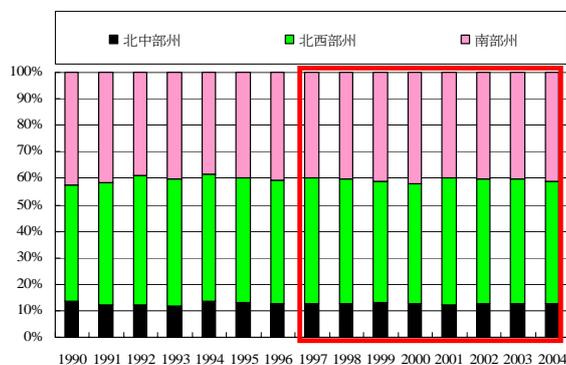


図 4.4.9 州別シェア（産業用）の推移 – High Growth Group –

表 4.4.6 州別シェア（産業用）想定結果 – High Growth Group –

州	NC	NW	SO
シェア	12.7%	46.7%	40.6%

### Low Growth Group

図4.4.10にLow Growth Groupの州別シェアの推移を示す。1997年以降のLow Growth Groupの州別シェアはほぼ一定である。本調査では、今後も同じようなトレンドを維持すると仮定し、1997年から2004年までの各州のシェアの平均を2029年までのシェアとして採用する(表4.4.7参照)。

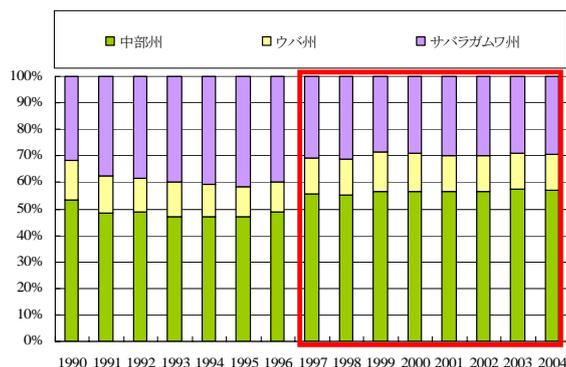


図 4.4.10 州別シェア（産業用）の推移 – Low Growth Group –

表 4.4.7 州別シェア（産業用）想定結果 – Low Growth Group –

州	CE	UV	SA
シェア	56.5%	13.8%	29.7%

## Northern

北部州の産業用電力需要は、家庭用電力需要と同様に、1999年以降順調に回復している（図4.4.11参照）。回帰分析に当たっては、至近年のトレンドを重視し、1999年以降のデータを用いた。

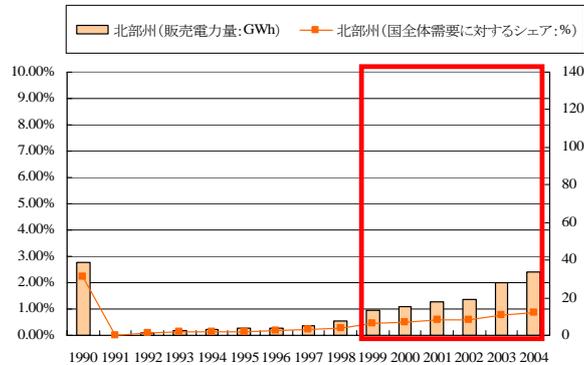


図 4.4.11 北部州の産業用電力需要の推移

## Eastern

東部州の産業用電力需要は、図 4.4.12 から明らかなとおり、1996年や2001年に大きく変動している。そのため、東部州の産業用電力需要の回帰分析にあたっては、その他用電力需要と同じ手法である時間トレンドを用いた需要想定モデルを採用した。

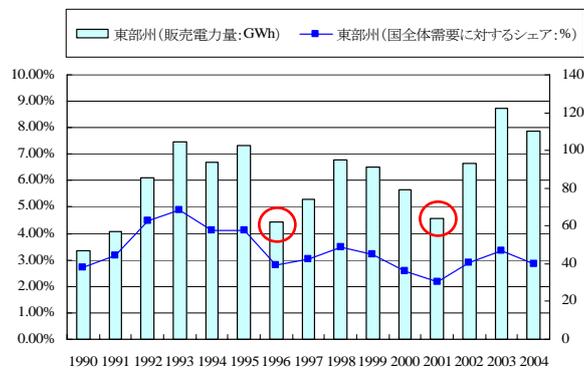


図 4.4.12 東部州の産業用電力需要の推移

<その他用>

図 4.4.13 にその他用電力需要の州別シェアの推移を示す。

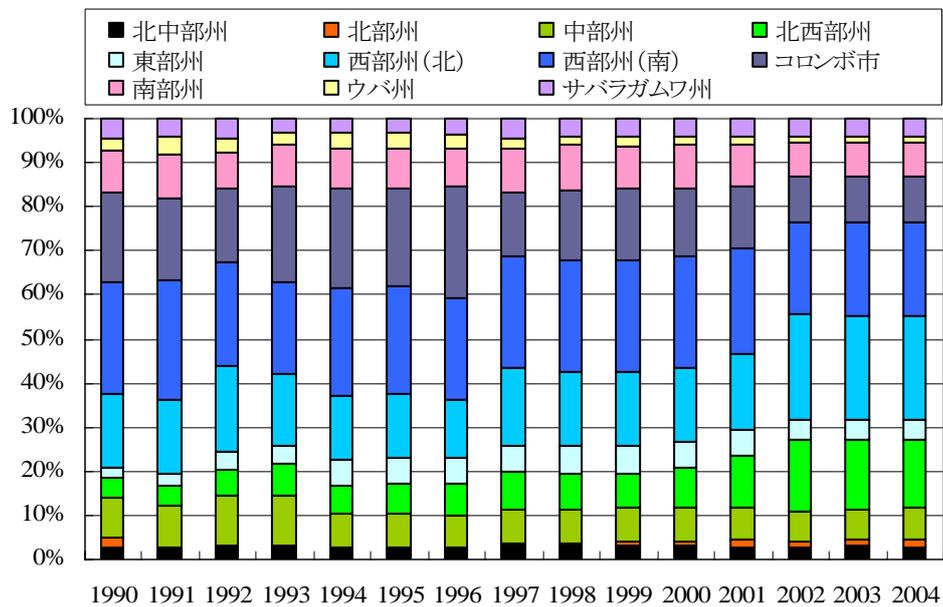


図 4.4.13 州別シェア（その他用）の推移

ここで、各州を Non-Northern Group（北中部州、中部州、北西部州、東部州、西部州（北）、西部州（南）、コロombo市、南部州、ウバ州、サバラガムワ州）、Northern（北部州）の2グループに分け、それぞれのシェアのトレンドをみる。

## Non-Northern

図 4.4.14 に Non-Northern Group の州別シェアの推移を示す。1996 年までの各州のシェアは年ごとにかなりばらついているが、1996 年以降は比較的安定している。特に 2002 年以降は、ほぼ一定である。本調査では、各州のシェアは今後も同じようなトレンドを維持すると仮定し、2002 年から 2004 年までの各州のシェアの平均を 2029 年までのシェアとして採用する（表 4.4.8 参照）

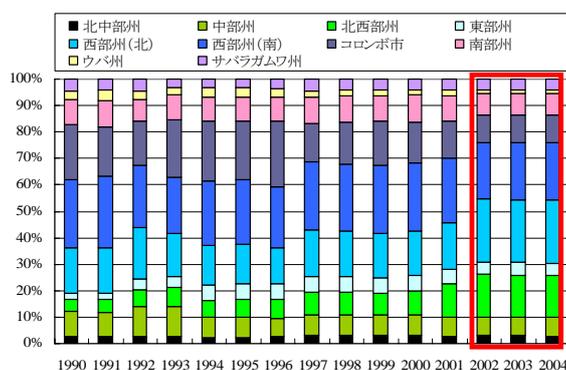


図 4.4.14 州別シェア（その他用）の推移 – Non-Northern Group –

表 4.4.8 州別シェア（その他用）想定結果 – Non-Northern Group –

州	NC	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA
シェア	3.0%	7.0%	15.9%	4.8%	23.9%	21.6%	10.4%	8.0%	1.5%	4.0%

## Northern

北部州の産業用電力需要は、家庭用電力需要と同様に、1999 年以降飛躍的に回復している（図 4.4.15 参照）。回帰分析に当たっては、Non-Northern Group と同じ伸び率で今後需要が増加すると仮定した。

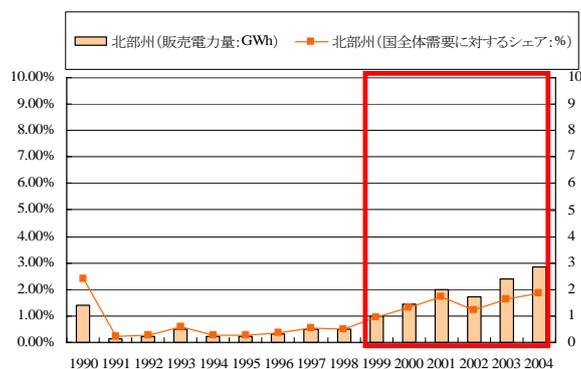


図 4.4.15 北部州のその他用電力需要の推移

## (2) 州別電力需要想定結果

本調査で得られたカテゴリー毎の電力需要想定モデルは以下のとおり。

### <家庭用>

#### Urban Group

$$DdomUG(t)i = -404.435 + 0.01181 GDPPCUG(t)i + 0.557 DdomUG(t-1)i$$

ここで、DdomUG(t)i : Urban Group の家庭用電力需要 (GWh)

GDPPCUG(t)i : Urban Group の国民一人当たり国内総生産 (百万 LKR/人)

DdomUG(t-1)i : Urban Group の前年度の家庭用需要家の電力需要 (GWh)

#### Rural Group

$$DdomRG(t)i = -278.991 + 0.01222 GDPPCRG(t)i + 0.942 DdomRG(t-1)i$$

ここで、DdomRG(t)i : Rural Group の家庭用電力需要 (GWh)

GDPPCRG(t)i : Rural Group の国民一人当たり国内総生産 (百万 LKR/人)

DdomRG(t-1)i : Rural Group の前年度の家庭用需要家の電力需要 (GWh)

#### Northern

$$DdomNo(t)i = -11.059 + 0.002482 GDPPCNo (t)i + 0.148 DdomNo (t-1)i$$

ここで、DdomNo (t)i : 北部州の家庭用電力需要 (GWh)

GDPPCNo(t)i : 北部州の国民一人当たり国内総生産 (百万 LKR/人)

DdomNo(t-1)i : 北部州の前年度の家庭用需要家の電力需要 (GWh)

### <産業用>

#### Urban Group

$$Di&gUG(t)i = -431.498 + 0.005895 GDPUG(t)i$$

ここで、Di&gUG (t)i : Urban Group の産業用電力需要 (GWh)

GDPUG (t)i : Urban Group の国内総生産 (百万 LKR)

#### High Growth Group

$$Di&gHGG(t)i = -803.68 + 0.006707 GDPHGG(t)i$$

ここで、Di&gHGG (t)i : High Growth Group の産業用電力需要 (GWh)

GDPHGG (t)i : High Growth Group の国内総生産 (百万 LKR)

#### Low Growth Group

$$Di&gLGG(t)i = -226.166 + 0.003852 GDPLGG(t)i$$

ここで、Di&gLGG (t)i : Low Growth Group の産業用電力需要 (GWh)

GDPLGG (t)i : Low Growth Group の国内総生産 (百万 LKR)

### Northern

$$Di\&gNo(t)_i = -30.305 + 0.0023 GDPNo(t)_i$$

ここで、Di&gNo (t)<sub>i</sub> : 北部州の産業用電力需要 (GWh)

GDPNo (t)<sub>i</sub> : 北部州の国内総生産 (百万 LKR)

### Eastern

$$\ln Di\&gEa(t)_i = -108.822 + 0.05664 t$$

ここで、Di&gEa (t)<sub>i</sub> : 東部州の産業用電力需要 (GWh)

t : 想定年

<その他>

### Non-Northern

$$\ln DemNonNo(t) = -126.027 + 0.06538 t$$

ここで、DemNonNo(t) : Non-Northern Group のその他用電力需要 (GWh)

t : 想定年

### Northern

上記 Non-Northern Group の想定結果より、各州のその他電力需要の年平均増加率は 6.76% となった。したがって、北部州の年平均増加率も 6.76% を採用した。

上記モデルを用いて得られた各需要の販売電力量想定結果<sup>75</sup> (州レベルアプローチ) 表 4.4.9 から表 4.4.12 に示す。

---

<sup>75</sup> 北部州の電力需要回復シナリオ適用前。

表 4.4.9 州別販売電力量想定結果（家庭用）

(単位:GWh)

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計	想定差
2004	98	62	264	238	124	469	645	215	268	81	162	2,626	
2005	99	58	291	257	126	501	695	222	301	91	174	2,816	0.7%
2006	108	60	316	280	137	543	754	233	327	99	190	3,047	1.9%
2007	118	64	345	306	150	595	825	245	357	108	207	3,320	3.3%
2008	129	68	378	335	164	656	909	261	391	119	227	3,637	4.7%
2009	141	72	415	368	180	724	1,005	278	429	130	249	3,991	6.1%
2010	155	76	456	404	198	800	1,109	296	472	143	274	4,382	7.4%
2011	171	81	501	444	217	882	1,223	315	518	157	301	4,808	8.6%
2012	187	86	550	487	239	971	1,347	334	569	173	330	5,274	9.8%
2013	206	91	604	535	262	1,068	1,481	355	625	190	363	5,777	10.9%
2014	226	97	662	587	287	1,171	1,624	375	685	208	397	6,320	11.9%
2015	247	103	725	642	314	1,283	1,779	397	750	228	435	6,903	12.9%
2016	270	109	793	703	344	1,402	1,945	419	820	249	476	7,529	13.9%
2017	295	116	866	767	376	1,533	2,126	442	896	272	520	8,209	14.9%
2018	322	123	945	837	410	1,673	2,321	466	978	297	567	8,939	15.8%
2019	351	131	1,029	912	446	1,825	2,531	491	1,065	323	618	9,722	16.6%
2020	382	139	1,120	993	486	1,987	2,756	516	1,159	352	673	10,561	17.4%
2021	415	147	1,217	1,078	528	2,161	2,997	542	1,259	382	731	11,458	18.2%
2022	450	157	1,320	1,170	573	2,351	3,261	570	1,367	415	793	12,426	18.9%
2023	488	166	1,431	1,269	621	2,555	3,544	599	1,482	450	860	13,464	19.6%
2024	528	177	1,550	1,374	672	2,775	3,849	628	1,604	487	931	14,575	20.2%
2025	571	187	1,676	1,486	727	3,011	4,176	659	1,735	527	1,007	15,762	20.8%
2026	617	199	1,811	1,605	785	3,265	4,528	690	1,874	569	1,087	17,030	21.4%
2027	666	212	1,954	1,732	848	3,540	4,910	723	2,023	614	1,174	18,396	21.9%
2028	718	225	2,107	1,868	914	3,837	5,321	758	2,181	662	1,265	19,857	22.4%
2029	774	239	2,270	2,012	985	4,156	5,764	794	2,350	713	1,363	21,419	22.8%

注：想定差とは、国レベルアプローチでの電力需要想定結果との差を示す。

表 4.4.10 州別販売電力量想定結果（産業用）

(単位:GWh)

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計	想定差
2004	91	34	285	325	110	916	916	704	291	68	147	3,887	
2005	99	34	295	366	115	958	944	712	318	72	155	4,068	-1.7%
2006	111	38	315	407	121	1,040	1,024	753	355	77	166	4,406	-0.7%
2007	123	42	338	455	128	1,135	1,118	801	396	83	178	4,795	0.3%
2008	138	46	363	509	136	1,244	1,226	856	443	89	191	5,241	1.3%
2009	154	51	389	566	144	1,364	1,344	914	493	95	205	5,719	2.2%
2010	170	57	417	627	152	1,493	1,471	976	546	102	219	6,230	3.1%
2011	188	62	446	692	161	1,633	1,609	1,041	602	109	235	6,778	3.9%
2012	206	68	477	761	170	1,785	1,758	1,110	662	117	251	7,365	4.6%
2013	226	75	509	835	180	1,949	1,920	1,182	726	125	268	7,994	5.3%
2014	248	81	543	913	191	2,126	2,095	1,258	794	133	285	8,667	5.9%
2015	270	89	578	996	202	2,318	2,284	1,338	867	142	304	9,388	6.5%
2016	294	96	616	1,085	214	2,526	2,488	1,423	944	151	324	10,160	7.0%
2017	320	104	655	1,179	226	2,750	2,709	1,512	1,026	161	345	10,987	7.6%
2018	347	113	697	1,280	239	2,992	2,947	1,606	1,114	171	366	11,872	8.0%
2019	376	122	740	1,387	253	3,254	3,205	1,705	1,207	181	389	12,820	8.5%
2020	407	132	786	1,501	268	3,537	3,484	1,809	1,306	193	413	13,836	8.9%
2021	440	142	834	1,622	284	3,842	3,785	1,919	1,412	204	439	14,923	9.3%
2022	475	153	885	1,751	300	4,172	4,110	2,035	1,524	217	465	16,088	9.7%
2023	513	165	938	1,889	318	4,528	4,460	2,157	1,644	230	493	17,335	10.1%
2024	552	177	994	2,035	336	4,912	4,839	2,286	1,771	244	523	18,670	10.4%
2025	595	190	1,053	2,191	356	5,327	5,247	2,422	1,907	258	554	20,100	10.7%
2026	640	204	1,115	2,357	376	5,774	5,688	2,565	2,051	273	586	21,631	11.0%
2027	688	219	1,180	2,534	398	6,257	6,164	2,716	2,205	289	621	23,271	11.3%
2028	739	235	1,249	2,722	422	6,778	6,677	2,875	2,369	306	657	25,027	11.6%
2029	793	251	1,321	2,923	446	7,340	7,230	3,042	2,543	324	695	26,907	11.8%

注：想定差とは、国レベルアプローチでの電力需要想定結果との差を示す。

表 4.4.11 州別販売電力量想定結果（その他用）

(単位:GWh)

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計	想定差
2004	4	3	11	23	7	36	33	16	12	2	6	154	
2005	5	3	11	25	8	38	34	16	13	2	6	161	5.1%
2006	5	3	12	27	8	40	36	18	13	2	7	171	6.3%
2007	5	3	13	29	9	43	39	19	14	3	7	183	7.5%
2008	6	4	13	30	9	46	41	20	15	3	8	195	8.8%
2009	6	4	14	32	10	49	44	21	16	3	8	209	10.0%
2010	6	4	15	35	10	52	47	23	17	3	9	223	11.3%
2011	7	4	16	37	11	56	50	24	19	3	9	238	12.6%
2012	7	5	17	40	12	60	54	26	20	4	10	254	13.9%
2013	8	5	19	42	13	64	57	28	21	4	11	271	15.2%
2014	8	5	20	45	14	68	61	30	23	4	11	289	16.6%
2015	9	6	21	48	14	73	65	32	24	4	12	309	17.9%
2016	10	6	23	51	15	77	70	34	26	5	13	330	19.3%
2017	10	7	24	55	16	83	75	36	28	5	14	352	20.7%
2018	11	7	26	59	18	88	80	38	29	5	15	376	22.1%
2019	12	8	28	62	19	94	85	41	31	6	16	401	23.5%
2020	12	8	29	67	20	101	91	44	34	6	17	428	24.9%
2021	13	9	31	71	21	107	97	47	36	7	18	457	26.4%
2022	14	9	34	76	23	115	103	50	38	7	19	488	27.8%
2023	15	10	36	81	24	122	110	53	41	8	20	521	29.3%
2024	16	10	38	87	26	131	118	57	44	8	22	556	30.8%
2025	17	11	41	92	28	139	126	61	47	9	23	594	32.3%
2026	18	12	44	99	30	149	134	65	50	9	25	634	33.9%
2027	20	13	47	105	32	159	143	69	53	10	26	677	35.4%
2028	21	14	50	113	34	170	153	74	57	11	28	722	37.0%
2029	22	15	53	120	36	181	163	79	61	11	30	771	38.6%

注：想定差とは、国レベルアプローチでの電力需要想定結果との差を示す。

表 4.4.12 州別販売電力量想定結果（全需要家）

(単位:GWh)

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計	想定差
2004	194	99	560	587	241	1,421	1,594	934	571	152	314	6,667	
2005	203	95	596	648	248	1,497	1,672	951	632	166	336	7,044	-1.0%
2006	223	101	643	714	266	1,624	1,814	1,003	695	179	362	7,625	0.1%
2007	246	109	695	789	287	1,773	1,982	1,065	767	194	392	8,298	1.3%
2008	273	118	754	874	309	1,946	2,177	1,136	849	211	426	9,073	2.8%
2009	301	127	819	966	333	2,137	2,392	1,213	938	229	462	9,919	3.9%
2010	332	137	888	1,066	360	2,345	2,627	1,295	1,035	249	502	10,835	4.9%
2011	365	148	963	1,173	389	2,571	2,882	1,380	1,139	270	545	11,824	5.9%
2012	401	159	1,044	1,288	421	2,816	3,159	1,470	1,251	293	591	12,893	6.8%
2013	440	171	1,131	1,412	455	3,080	3,458	1,564	1,372	318	641	14,042	7.7%
2014	482	184	1,225	1,545	491	3,366	3,780	1,663	1,502	345	694	15,276	8.5%
2015	526	197	1,324	1,687	531	3,673	4,128	1,767	1,641	374	752	16,600	9.3%
2016	574	212	1,431	1,839	573	4,005	4,502	1,875	1,790	405	813	18,019	10.0%
2017	625	227	1,545	2,002	618	4,365	4,909	1,990	1,950	438	878	19,548	10.7%
2018	680	243	1,667	2,176	667	4,754	5,348	2,110	2,121	473	948	21,187	11.4%
2019	739	260	1,797	2,362	718	5,173	5,821	2,236	2,304	511	1,023	22,944	12.0%
2020	801	279	1,935	2,560	774	5,624	6,330	2,369	2,499	551	1,103	24,825	12.6%
2021	868	298	2,082	2,772	833	6,111	6,879	2,508	2,707	593	1,187	26,838	13.2%
2022	939	319	2,239	2,998	896	6,638	7,474	2,655	2,929	639	1,277	29,002	13.7%
2023	1,015	341	2,406	3,239	963	7,206	8,115	2,809	3,166	687	1,373	31,320	14.3%
2024	1,096	364	2,582	3,496	1,034	7,818	8,806	2,971	3,419	739	1,475	33,801	14.7%
2025	1,183	389	2,770	3,769	1,110	8,478	9,550	3,141	3,688	793	1,584	36,455	15.2%
2026	1,275	415	2,969	4,061	1,191	9,188	10,350	3,320	3,975	851	1,699	39,295	15.6%
2027	1,373	443	3,181	4,371	1,278	9,957	11,217	3,508	4,281	913	1,821	42,343	16.0%
2028	1,478	473	3,406	4,703	1,369	10,785	12,151	3,706	4,607	979	1,950	45,606	16.4%
2029	1,589	505	3,644	5,055	1,467	11,677	13,157	3,914	4,954	1,048	2,088	49,097	16.8%

注：想定差とは、国レベルアプローチでの電力需要想定結果との差を示す。

表 4.4.9 から表 4.4.12 をみて分かるように、州レベルアプローチによる販売電力量想定結果は国レベルアプローチによる想定に対して、17%程大きな想定となっている。この原因の一つは基礎データ期間の違いによるものと考えられる。

前述したとおり、現時点で入手可能な州レベルの基礎データは 1996 年から 2004 年の 9 年間分である。したがって、これらのデータから導かれる電力需要想定モデルは、至近の電力需要のトレンドを大きく反映したモデルとなっているため、国レベルアプローチの電力需要想定モデルよりも、将来の電力需要を大きく想定する。

ちなみに、国レベルアプローチにて基礎データ期間に関する感度分析を行ったところ、基礎期間 15 年、10 年の場合の電力需要想定結果は、20 年間の基礎データを採用した場合に比べて、それぞれ 2.6%、7.0% 大きくなった<sup>76</sup>。今後、このような基礎データ期間の違いによる想定誤差は、州レベルの基礎データの蓄積と共に減少していくと考えられる<sup>77</sup>。

州レベルアプローチと国レベルアプローチの想定差はあるものの、各州の電力需要増加のトレンドは州レベルアプローチの想定結果のとおり推移すると考え、各年における各州の電力需要シェアを算出し、そのシェアで国レベルアプローチによる電力需要想定結果（販売電力量および最大電力<sup>78</sup>）を各州に再配分した<sup>79</sup>（表 4.4.13 および表 4.14 参照）。

---

<sup>76</sup> 想定結果の詳細については付属資料参照。

<sup>77</sup> 今回は、州レベルの人口増加率や経済成長率については、国レベルの想定値を採用しているため、これらの想定値が原因と考えられる誤差はまだ残っている。

<sup>78</sup> なお、最大電力の算定に当たっては、3.2.2 で述べたとおり、州別の負荷率を設定し、その負荷率を用いている。その結果、州別最大電力の和と国レベルアプローチでの想定結果は、2029 年断面で 2.2% の違いがあったが、誤差は軽微であるため国レベルアプローチの結果を合うように調整している。

<sup>79</sup> 北部州の電力需要回復シナリオ適用済。

表 4.4.13 州別電力需要想定結果（販売電力量）

(単位:GWh)

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計
2004	194	99	560	587	241	1,421	1,594	934	571	152	314	6,667
2005	204	121	599	652	249	1,508	1,682	961	635	166	337	7,114
2006	222	125	639	710	264	1,618	1,805	1,003	691	178	359	7,615
2007	242	132	682	776	281	1,747	1,950	1,053	754	190	384	8,191
2008	264	139	730	848	298	1,892	2,111	1,110	823	203	411	8,827
2009	288	147	783	928	318	2,057	2,296	1,173	899	218	441	9,548
2010	315	155	841	1,013	340	2,236	2,496	1,240	982	235	474	10,327
2011	343	164	903	1,105	364	2,429	2,714	1,311	1,071	253	510	11,166
2012	374	173	970	1,204	390	2,639	2,949	1,386	1,167	272	548	12,070
2013	407	183	1,042	1,310	417	2,864	3,203	1,464	1,269	292	589	13,040
2014	442	193	1,119	1,422	447	3,108	3,476	1,546	1,379	314	633	14,079
2015	479	204	1,201	1,543	479	3,369	3,769	1,633	1,496	338	680	15,190
2016	519	216	1,288	1,671	513	3,650	4,084	1,723	1,621	363	730	16,378
2017	562	229	1,381	1,808	550	3,954	4,425	1,818	1,755	390	783	17,654
2018	608	242	1,480	1,953	589	4,282	4,792	1,918	1,897	418	840	19,019
2019	656	256	1,585	2,109	630	4,635	5,187	2,023	2,049	449	900	20,480
2020	708	271	1,697	2,274	675	5,015	5,612	2,134	2,211	481	964	22,040
2021	763	287	1,815	2,450	722	5,423	6,068	2,249	2,383	515	1,032	23,708
2022	822	304	1,941	2,638	772	5,864	6,563	2,371	2,566	552	1,105	25,497
2023	884	321	2,075	2,837	826	6,340	7,095	2,500	2,761	590	1,182	27,412
2024	951	340	2,217	3,050	882	6,852	7,668	2,635	2,969	631	1,263	29,459
2025	1,022	361	2,367	3,276	943	7,403	8,284	2,776	3,191	675	1,350	31,648
2026	1,097	382	2,526	3,516	1,007	7,997	8,947	2,925	3,426	721	1,441	33,987
2027	1,178	405	2,696	3,773	1,076	8,637	9,664	3,082	3,677	770	1,539	36,496
2028	1,263	429	2,875	4,045	1,148	9,328	10,436	3,247	3,944	822	1,642	39,180
2029	1,354	455	3,065	4,335	1,226	10,071	11,268	3,421	4,228	878	1,751	42,052
AAGR	8.21%	5.69%	7.04%	8.21%	6.87%	8.23%	8.25%	5.43%	8.22%	7.17%	7.11%	7.68%

表 4.4.14 州別電力需要想定結果（最大電力）

(単位:MW)

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計	CC-Day
2004	68	38	155	164	98	280	374	157	122	41	65	1,563	219
2005	94	37	185	203	80	308	405	163	153	37	103	1,768	219
2006	101	38	196	220	84	329	432	169	165	39	109	1,884	227
2007	110	40	209	239	89	353	465	177	180	41	116	2,019	238
2008	120	42	222	260	94	381	501	185	195	44	124	2,168	249
2009	130	44	237	283	100	412	542	195	212	47	132	2,336	262
2010	141	46	253	308	107	446	587	205	231	51	141	2,517	276
2011	154	49	271	335	114	483	635	216	251	54	151	2,712	291
2012	167	51	290	363	121	522	688	227	272	58	162	2,921	306
2013	180	54	310	394	129	564	744	239	295	62	174	3,146	322
2014	196	57	332	426	138	611	805	252	319	67	186	3,389	339
2015	212	60	356	462	148	662	873	266	346	72	200	3,657	358
2016	230	64	382	500	159	717	945	281	375	77	214	3,943	377
2017	248	67	410	541	170	776	1,024	296	406	83	230	4,250	398
2018	269	71	439	584	182	840	1,108	312	438	89	246	4,579	420
2019	290	75	470	631	195	909	1,199	329	473	95	264	4,931	443
2020	313	80	503	680	208	983	1,297	347	511	102	283	5,306	467
2021	337	84	538	733	223	1,063	1,402	366	550	109	303	5,708	492
2022	363	89	575	789	238	1,150	1,516	386	593	117	324	6,138	519
2023	390	95	615	848	255	1,243	1,639	406	638	125	346	6,599	547
2024	420	100	657	912	272	1,343	1,771	428	686	134	370	7,092	576
2025	451	106	701	979	291	1,451	1,914	451	737	143	395	7,619	607
2026	484	113	748	1,051	311	1,567	2,067	476	791	153	422	8,182	640
2027	520	119	798	1,128	332	1,693	2,232	501	849	163	451	8,786	674
2028	558	126	852	1,209	354	1,828	2,411	528	911	174	481	9,433	710
2029	598	134	908	1,296	378	1,974	2,603	556	976	186	513	10,124	748
年平均	8.02%	5.50%	6.85%	8.03%	6.68%	8.05%	8.06%	5.25%	8.04%	6.99%	6.92%	7.54%	5.25%

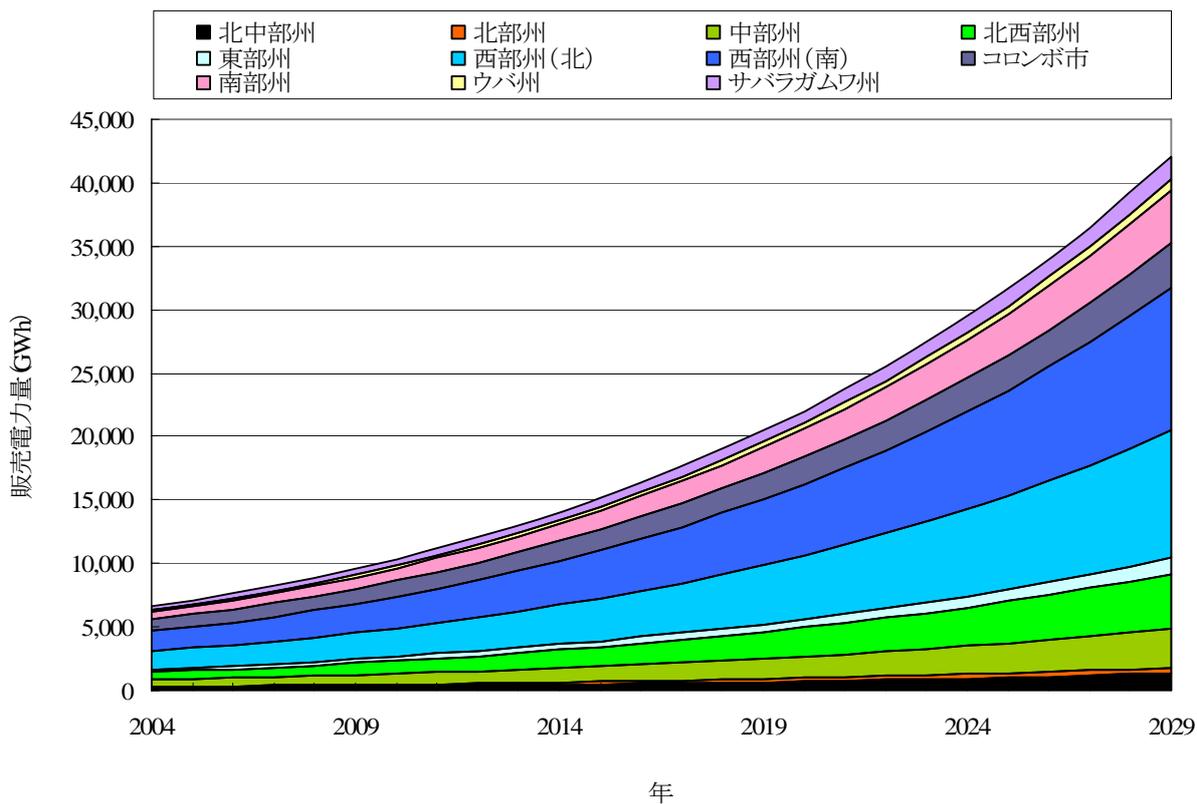


図 4.4.16 州別電力需要想定結果（販売電力量）

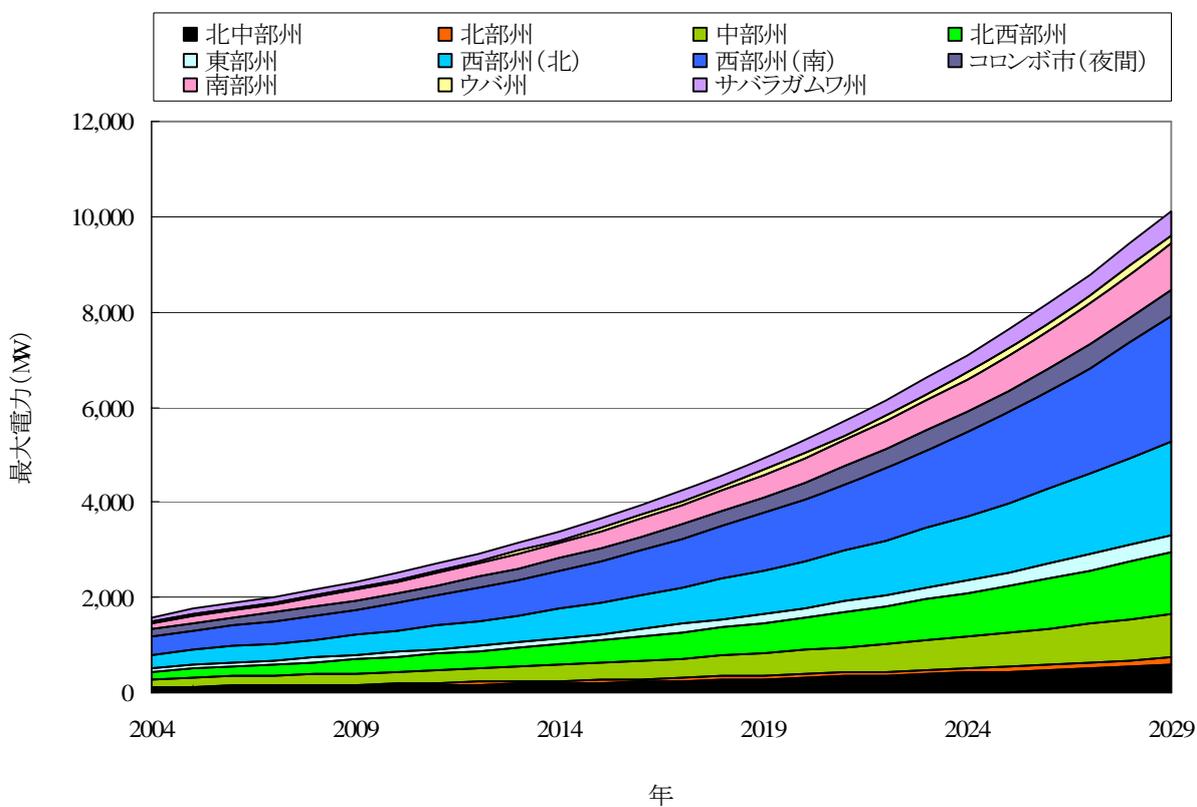


図 4.4.17 州別電力需要想定結果（最大電力）

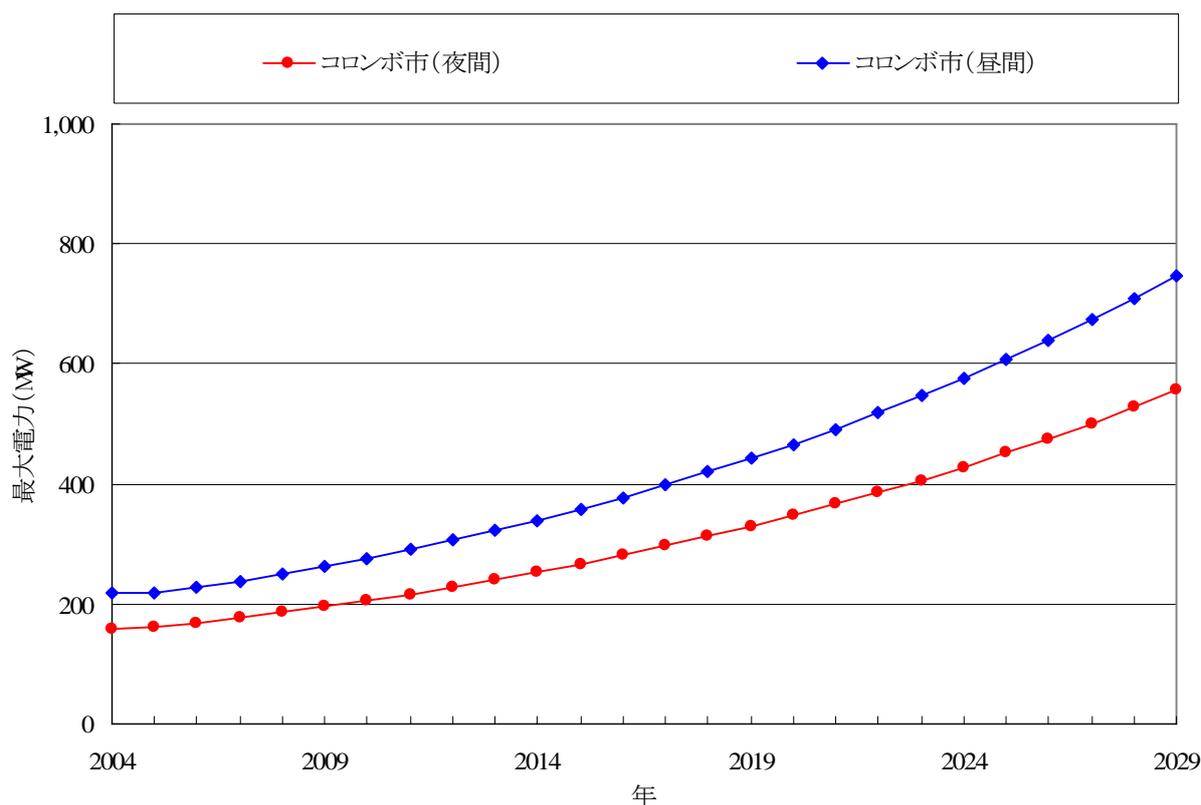


図 4.4.18 最大電力想定結果（コロombo市）

#### 4. 5 電気料金が電力需要に与える影響

4. 2. 2 (2) にて、現段階では、電力需要に対する価格効果は小さいため<sup>80</sup>、価格項目を電力需要想定モデルに取り入れる必要はないことを述べたが、本項ではケーススタディとして、家庭用需要家の電気料金が、あるシナリオのもとに変動した場合の電力需要（国レベル）への影響について検討する。なお、用いたモデルは、過去 20 年間（1985 年－2004 年）の基礎データより得られた以下に示すモデルである。

<家庭用>

$$D_{dom}(t)_i = -431.148 + 0.0239 \text{GDPPC}(t)_i + 0.768 \text{D}_{dom}(t-1)_i + (-) 11.247 \text{AvePrice}(t)_i$$

- ここで、 $D_{dom}(t)_i$  : 家庭用電力需要 (GWh)  
 $\text{GDPPC}(t)_i$  : 国民一人当たり国内総生産 (百万 LKR/人)  
 $\text{D}_{dom}(t-1)_i$  : 前年度の家庭用需要家の電力需要 (GWh)  
 $\text{AvePrice}(t)_i$  : 家庭用平均電力価格 (LKR/kWh)

<sup>80</sup> 価格効果がみられたのは家庭用需要のみであった（4. 2. 2 (2) 参照）。

ここで、家庭用平均電力価格シナリオ以外のシナリオについては、4. 3. 1 (3) に示したシナリオを用いるものとし、価格シナリオについては、以下の2つのシナリオを仮定した。

- ・家庭用平均電力価格上昇シナリオ
- ・平均電力価格漸減シナリオ

#### (1) 家庭用平均電力価格上昇シナリオ

CEB の 2004 年の平均電気価格は 7.66 Rs/kWh である。家庭用と産業用に分けてみると、家庭用平均電力価格は 5.53 Rs/kWh に対して、産業用平均電力価格は 9.21 Rs/kWh となっている (図 4.5.1)。

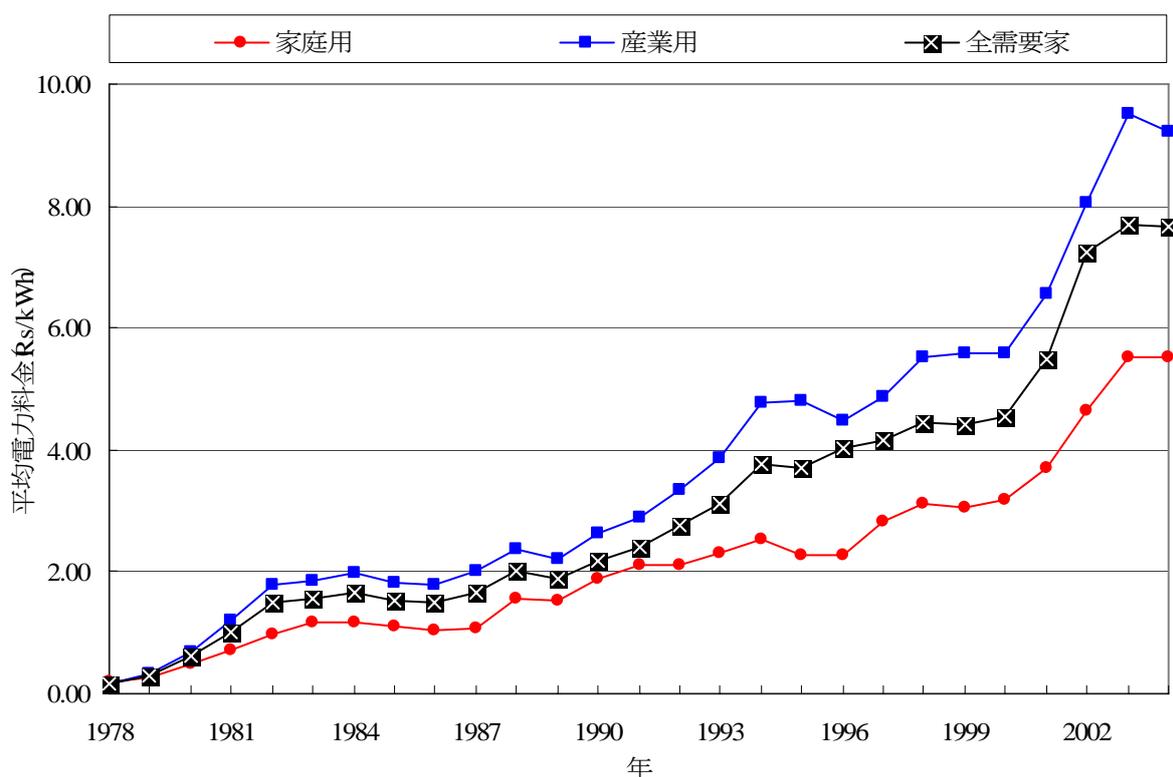


図 4.5.1 平均電力価格 (名目価格) の推移

ここで、家庭用電力料金を 10 年間で 2004 年時点の全需要家平均電力価格と等しいレベルに上昇させる場合の電力需要の変化について検討する。本検討で用いた電力料金シナリオを表 4.5.1 に示す。

表 4.5.1 家庭用平均電力価格上昇シナリオ

年	電力価格	年	電力価格	年	電力価格
2004	2.90	2008	3.30	2012	3.77
2005	3.00	2009	3.41	2013	3.89
2006	3.10	2010	3.53	2014-2029	4.02
2007	3.20	2011	3.65		

出典：調査団

注：2004 年は実績値 値は実質価格 (1996 年 FCP=100、2004 年=190.5)

表 4.5.1 に示す価格効果モデルおよびシナリオを用いて得られた家庭用販売電力量想定結果を  
表 4.5.2 に示す。

表 4.5.2 家庭用平均電力価格上昇シナリオ電力需要想定結果

年	販売電力量 (GWh)		差	年	販売電力量 (GWh)		差
	価格項目有	価格項目無			価格項目有	価格項目無	
2004	2,626			2018	7,564	7,723	-2.10%
2005	2,793	2,796	-0.13%	2019	8,166	8,338	-2.11%
2006	2,981	2,991	-0.32%	2020	8,809	8,995	-2.11%
2007	3,198	3,215	-0.55%	2021	9,495	9,695	-2.10%
2008	3,446	3,474	-0.80%	2022	10,235	10,450	-2.10%
2009	3,725	3,763	-1.04%	2023	11,028	11,258	-2.09%
2010	4,031	4,082	-1.26%	2024	11,875	12,122	-2.08%
2011	4,364	4,428	-1.46%	2025	12,781	13,045	-2.07%
2012	4,728	4,805	-1.63%	2026	13,747	14,030	-2.05%
2013	5,119	5,211	-1.79%	2027	14,787	15,090	-2.04%
2014	5,540	5,647	-1.92%	2028	15,901	16,224	-2.04%
2015	5,993	6,112	-2.00%	2029	17,092	17,438	-2.03%
2016	6,477	6,610	-2.05%				
2017	7,001	7,147	-2.08%	AAGR (%)	7.82%	7.90%	

表 4.5.2 より分かるように、家庭用平均電力価格を 10 年間で 4.02 Rs/kW まで上昇させた場合<sup>81</sup>、  
家庭用電力需要は価格効果を考慮しない場合と比べ、最大で 2% 程度減少するという結果となった。

## (2) 平均電力価格漸減シナリオ

8. 5 で述べるとおり電力価格が推移する場合<sup>82</sup>の電力需要の変化について検討する。8. 5 に  
示す電力価格の変化率を使用し、家庭用電力価格を推定したものを表 4.5.3 に示す。

表 4.5.3 平均電力価格漸減シナリオ

年	電力価格	年	電力価格	年	電力価格	年	電力価格
2004	2.90	2011	3.21	2018	2.78	2025	3.12
2005	2.69	2012	2.09	2019	2.82	2026	3.12
2006	2.99	2013	2.71	2020	2.94	2027	3.12
2007	2.83	2014	2.70	2021	2.76	2028	3.12
2008	2.94	2015	2.83	2022	2.89	2029	3.12
2009	3.39	2016	2.83	2023	2.97		
2010	3.12	2017	2.74	2024	2.73		

出典：調査団  
注：2004 年は実績値 値は実質価格（1996 年 FCP=100、2004 年=190.5） 1US\$=99.6422Rs とし  
て計算 2006 年以降は一定と仮定

<sup>81</sup> ここでの電力価格は実質価格であるため、名目価格は物価の変動に合わせて変動することとなる。

<sup>82</sup> Large Thermal シナリオ。

表 4.5.3 に示す価格効果モデルおよびシナリオを用いて得られた家庭用販売電力量想定結果を  
表 4.5.4 に示す。

表 4.5.4 平均電力価格漸減シナリオ電力需要想定結果

年	販売電力量 (GWh)		差	年	販売電力量 (GWh)		差
	価格項目有	価格項目無			価格項目有	価格項目無	
2004	2,626			2018	7,617	7,723	-1.38%
2005	2,796	2,796	-0.01%	2019	8,220	8,338	-1.43%
2006	2,985	2,991	-0.19%	2020	8,863	8,995	-1.49%
2007	3,205	3,215	-0.33%	2021	9,551	9,695	-1.51%
2008	3,456	3,474	-0.52%	2022	10,291	10,450	-1.54%
2009	3,732	3,763	-0.83%	2023	11,082	11,258	-1.59%
2010	4,041	4,082	-1.00%	2024	11,932	12,122	-1.60%
2011	4,377	4,428	-1.16%	2025	12,834	13,045	-1.64%
2012	4,756	4,805	-1.02%	2026	13,798	14,030	-1.68%
2013	5,155	5,211	-1.09%	2027	14,837	15,090	-1.70%
2014	5,582	5,647	-1.15%	2028	15,949	16,224	-1.73%
2015	6,038	6,112	-1.23%	2029	17,139	17,438	-1.75%
2016	6,525	6,610	-1.29%				
2017	7,053	7,147	-1.34%	AAGR (%)	7.83%	7.90%	

表 4.5.4 から分かるように、8. 4 に示すとおり平均電力価格が推移した場合、家庭用電力需要は価格効果を考慮しない場合と比べ、最大で 1.5% 程度減少するという結果となった。

## 第5章 電力供給の変遷と現状

### 5.1 電力供給の変遷と現状

#### 5.1.1 発電設備容量の推移

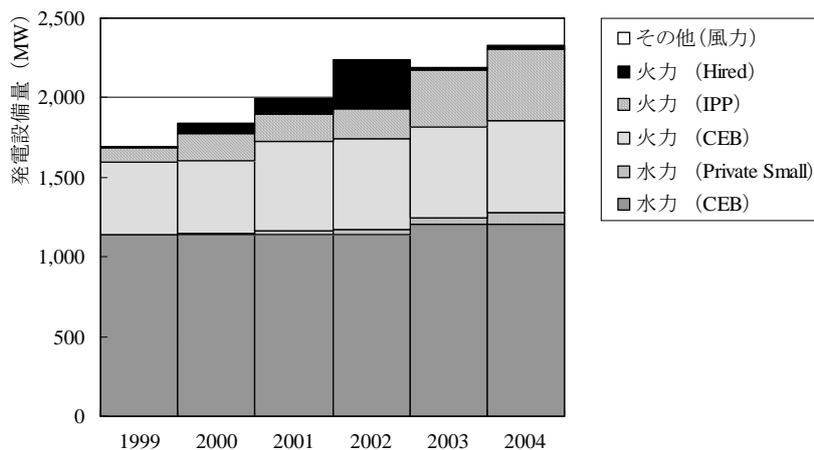
表 5.1.1 および図 5.1.1 に発電設備容量の推移（1999年～2004年）を示す。

表 5.1.1 発電設備容量の推移（1999年～2004年）

（単位：MW）

発電タイプ	所有者	年					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004
水力	CEB	1,137.5	1,137.5	1,137.5	1,137.5	1,207.5	1,207.5
	Private Small	5.9	13.0	24.1	34.0	39.0	74.0
火力	CEB	453.0	453.0	563.0	573.0	573.0	573.0
	IPP	91.7	172.5	172.5	188.5	351.5	451.5
	Hired	0.0	58.0	98.0	300.0	20.0	20.0
その他（風力）	CEB	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
計		1,691.1	1,836.9	1,998.0	2,236.0	2,194.0	2,329.0

出典：CEB System Control And Operations Annual Report（1999～2004）



出典：CEB System Control And Operations Annual Report（1999～2004）

図 5.1.1 発電設備容量の推移（1999年～2004年）

発電設備容量は順調に増加しており、2004年末には2,329MWに達している。1999年～2004年における増加設備量は637.9MWであり、そのほとんどが新規火力発電設備の開発によるものである。

しかしながら、CEB所有の発電設備容量は1999年における1,593.5MWから2004年における1,783.5MWに190MW増加しただけであり、これは全体の約30%に過ぎない。

このことから、近年における発電設備量の増加はIPPなどのCEB以外が所有する発電設備の投入により達成されたことがわかる。特に、2002年においては、約200MWのHired火力発電設備（CEBとの1年契約の短期的発電設備）が投入されており、これらの投入は、2003年のIPP発電設備（163MW）の運転開始までの緊急対策であったことがわかる。

## 5. 1. 2 年間発電電力量の推移

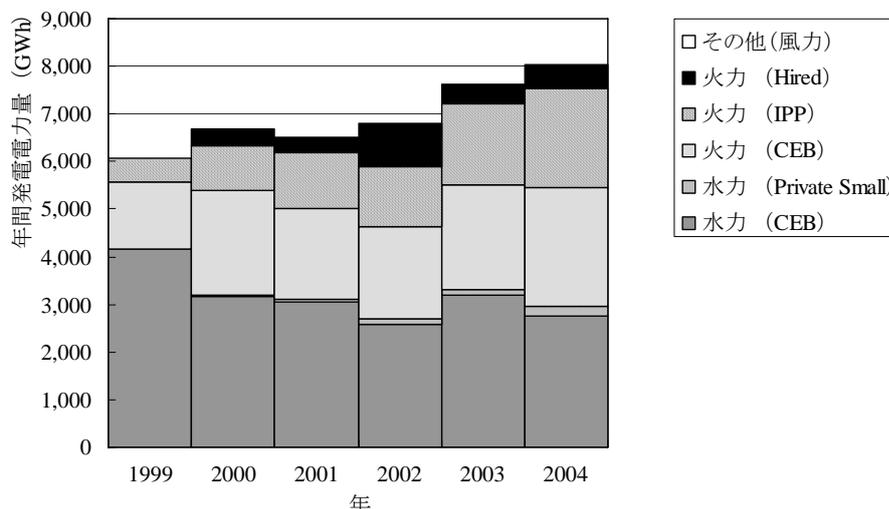
表 5.1.2 および図 5.1.2 に年間発電電力量の推移（1999 年～2004 年）を示す。

表 5.1.2 年間発電電力量の推移（1999 年～2004 年）

（単位：GWh）

発電タイプ	所有者	年					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004
水力	CEB	4,151.9	3,153.8	3,044.9	2,588.6	3,190.0	2,754.8
	Private Small	17.8	43.3	64.8	103.5	120.3	205.6
火力	CEB	1,396.2	2,205.3	1,895.5	1,952.6	2,193.2	2,506.9
	IPP	507.4	916.4	1,170.2	1,248.0	1,710.6	2,064.2
	Hired	0.0	363.7	341.1	913.4	394.4	509.2
その他（風力）	CEB	3.5	3.4	3.5	3.6	3.4	2.7
計		6,076.8	6,685.9	6,519.9	6,809.8	7,612.0	8,043.3

出典：CEB System Control And Operations Annual Report（1999～2004）



出典：CEB System Control And Operations Annual Report（1999～2004）

図 5.1.2 年間発電電力量の推移（1999 年～2004 年）

発電設備容量の増加に伴い、発電電力量も増加しており、2004 年における発電電力量は 8,043.3GWh に達した。しかしながら、近年における渇水の影響により、水力発電設備の発電電力量は過去に比べ著しく減少しており、2000 年以降 5 年間の CEB が所有する水力発電設備の平均年間発電電力量は約 2,900GWh であり、1999 年の 4,151.9GWh の約 70%程度であった。また、系統全体の年間発電電力量に占める水力発電設備の割合についても、1999 年の 68.6%から 2004 年の 36.8%に著しく減少した。

一方、近年の火力発電設備の発電電力量は著しく増大している。特に CEB が所有する火力発電設備の発電電力量は、1999 年の 1,396.2GWh から 2004 年 2,506.9GWh へと約 1.8 倍となった。表 5.1.1 における CEB 所有の火力発電設備容量はそれほど大きく増加していないことから、これら設備の年間稼働率が増加していることが伺える。

### 5. 1. 3 発電設備稼働率の推移

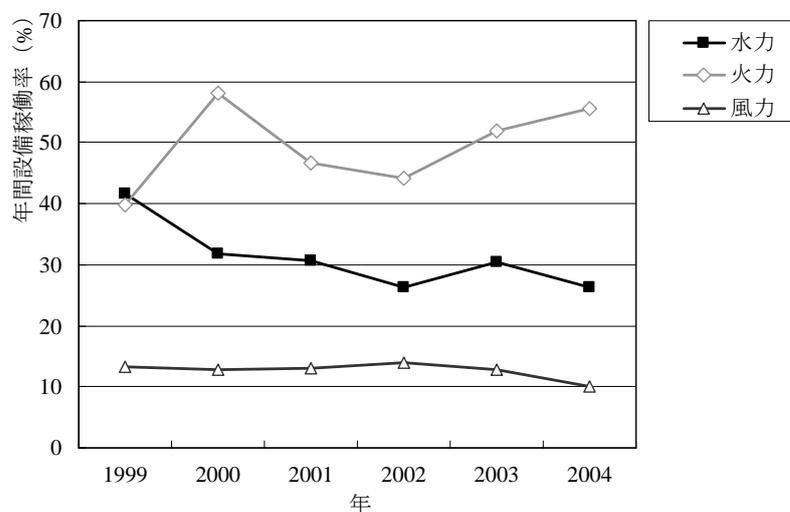
表 5.1.3 および図 5.1.3 に発電設備タイプ別の年間稼働率の推移（1999 年～2004 年）を示す。

表 5.1.3 年間設備稼働率の推移（1999 年～2004 年）

(単位：%)

発電タイプ	年					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
水力	41.6	31.7	30.6	26.2	30.3	26.4
火力	39.9	58.2	46.7	44.2	51.9	55.5
風力	13.2	12.8	13.1	13.9	12.9	10.1

出典：System Control And Operations Annual Report 2004



出典：CEB System Control And Operations Annual Report (1999～2004)

図 5.1.3 年間設備稼働率の推移（1999 年～2004 年）

2000 年以降の渇水の影響により、水力発電設備の年間稼働率は 1999 年の 41.6% から 2004 年の 26.4% に減少した。これに伴い、火力発電設備の年間稼働率は 1999 年の 39.9% から 2004 年の 55.5% に増加した。

この結果から、渇水による水力発電設備の年間発電電力量の減少によって不足した電力量を補うために、近年では火力発電設備の稼働率を上げることにより必要とされる電力量を賄っていたことがわかる。

### 5. 1. 4 発電設備（2005 年 11 月時点）

2005 年 11 月時点における既設発電設備の一覧を表 5.1.4 に示す。

表 5.1.4 既設発電設備一覧 (2005 年 11 月時点)

設備種別	地点	発電所	所有者	設備タイプ	発電設備量 (MW)	Unit No.	単機設備容量 (MW)	運転開始年	運転年数 (年)	備考		
水力	Laxapana Complex	New Laxapana	CEB	自流水	60.000	1	30.000	Feb. 1974	31			
						2	30.000	Mar. 1974	31			
		Old Laxapana	CEB	自流水	49.960	1	8.330	Dec. 1958	46			
						2	8.330	Dec. 1958	46			
						3	8.330	Dec. 1958	46			
						4	12.500	Dec. 1958	46			
		Wimalasurandra	CEB	貯水池式	50.000	1	25.000	Dec. 1950	54			
						2	25.000	Dec. 1950	54			
		Polpitiya	CEB	自流水	75.000	1	37.500	Apr. 1969	36			
						2	37.500	Apr. 1969	36			
		Canyon	CEB	貯水池式	60.000	1	30.000	Mar. 1983	22			
						2	30.000	Jan. 1965	40			
	Mahaweli Complex	Kotmale	CEB	貯水池式	201.000	1	67.000	Apr. 1985	20			
						2	67.000	Feb. 1988	17			
						3	67.000	Feb. 1988	17			
		Victoria	CEB	貯水池式	210.000	1	70.000	Jan. 1985	20			
						2	70.000	Oct. 1984	20			
						3	70.000	Feb. 1986	19			
		Ukuwela	CEB	自流水	38.000	1	19.000	Jul. 1976	28			
						2	19.000	Aug. 1976	28			
		Bowatenna	CEB	貯水池式	40.000	1	40.000	Jun. 1981	24			
						2	40.000	Jul. 1986	18			
		Randenigala	CEB	貯水池式	122.000	1	61.000	Jul. 1986	18			
						2	61.000	Jul. 1986	18			
Rantambe	CEB	貯水池式	49.000	1	24.500	Jan. 1990	15					
				2	24.500	Jan. 1990	15					
その他	Samanalawewa	CEB	貯水池式	120.000	1	60.000	Oct. 1992	12				
					2	60.000	Oct. 1992	12				
Kukule ganga	CEB	自流水	70.000	1	35.000	Jul. 2003	1					
				2	35.000	Jul. 2003	1					
火力	Kelantitissa	Kelantitissa Steam Turbine	CEB	汽力	50.000	1	25.000	1965	40			
						2	25.000	1965	40			
		Kelantitissa Gas Turbine (Old)	CEB	ガスタービン	120.000	1	20.000	Dec. 1981	23			
						2	20.000	1982	23			
						3	20.000	Mar. 1982	23			
						4	20.000	1982	23			
		Kelantitissa Gas Turbine (New)	CEB	ガスタービン	115.000	1	115.000	Aug. 1997	7			
						2	115.000	Aug. 2002	2			
		Kelantitissa Combined Cycle	CEB	コンバインドサイクル	165.000	1	165.000	Aug. 2002	2			
						2	165.000	Aug. 2002	2			
		Sapugasukanda	Sapugasukanda Diesel	CEB	ディーゼル	80.000	1	20.000	May. 1984	21		
							2	20.000	May. 1984	21		
	3						20.000	Sep. 1984	21			
	4						20.000	Oct. 1984	20			
	Sapugasukanda Diesel (Extension)		CEB	ディーゼル	80.000	1	10.000	Sep. 1997	7			
						2	10.000	Sep. 1997	7			
						3	10.000	Sep. 1997	7			
						4	10.000	Sep. 1997	7			
						5	10.000	Oct. 1999	5			
						6	10.000	Oct. 1999	5			
						7	10.000	Oct. 1999	5			
						8	10.000	Oct. 1999	5			
	その他	Chunnakam	CEB	ディーゼル	14.000	1	1.000	1958	6			
						2	1.000	1958	6			
						3	1.000	1958	6			
						4	1.000	1958	6			
						5	2.000	1965	6			
						6	2.000	1965	6			
						7	2.000	1965	6			
						8	2.000	1965	6			
						9	2.000	1965	6			
		Lakdhanavi	IPP	ディーゼル	22.520	1	5.630	Nov. 1997	7			
						2	5.630	Nov. 1997	7			
						3	5.630	Nov. 1997	7			
						4	5.630	Nov. 1997	7			
		Asia Power	IPP	ディーゼル	51.000	1	6.375	Jun. 1998	7			
						2	6.375	Jun. 1998	7			
						3	6.375	Jun. 1998	7			
						4	6.375	Jun. 1998	7			
						5	6.375	Jun. 1998	7			
						6	6.375	Jun. 1998	7			
						7	6.375	Jun. 1998	7			
						8	6.375	Jun. 1998	7			
		Colombo Power	IPP	ディーゼル	62.724	1	15.681	Jul. 2000	5			
						2	15.681	Jul. 2000	5			
						3	15.681	Jul. 2000	5			
						4	15.681	Jul. 2000	5			
		ACE Power Matara	IPP	ディーゼル	24.800	1	6.200	Mar. 2002	3			
						2	6.200	Mar. 2002	3			
						3	6.200	Mar. 2002	3			
						4	6.200	Mar. 2002	3			
		ACE Power Horana	IPP	ディーゼル	24.800	1	6.200	Dec. 2002	2			
						2	6.200	Dec. 2002	2			
						3	6.200	Dec. 2002	2			
4						6.200	Dec. 2002	2				
ACE Power Embilipitiya		IPP	ディーゼル	100.000	1	10.000	Mar. 2005	0				
					2	10.000	Mar. 2005	0				
					3	10.000	Mar. 2005	0				
	4				10.000	Mar. 2005	0					
	5				10.000	Mar. 2005	0					
	6				10.000	Mar. 2005	0					
	7				10.000	Mar. 2005	0					
	8				10.000	Mar. 2005	0					
	9				10.000	Mar. 2005	0					
	10				10.000	Mar. 2005	0					
AES Kelantitissa	IPP	コンバインドサイクル	163.000	1	163.000	Feb. 2003	2					
				2	163.000	Feb. 2003	2					
Heladhanavi	IPP	ディーゼル	96.000	1	16.000	Dec. 2004	0					
				2	16.000	Dec. 2004	0					
				3	16.000	Dec. 2004	0					
				4	16.000	Dec. 2004	0					
				5	16.000	Dec. 2004	0					
				6	16.000	Dec. 2004	0					
Kool Air	IPP	ディーゼル	20.000	1	20.000	2002	3					
				2	20.000	2002	3					
Agareko Chunnakam	Hired	ディーゼル	20.000	1	20.000	Oct. 2003	2					
				2	20.000	Oct. 2003	2					
風力	Hambantota	Hambantota	CEB	風力	3.000	1	3.000	1999	6			

出典：CEB Sales And Generation Data Book 2003, CEB System Control And Operation Annual Report 2004

## 5. 1. 5 供給支障

系統全体における供給支障は、①発電設備面、および②流通設備面 の設備能力の不具合により発生する。CEB は過去に発生した供給停止を記録しており、System Control Branch が毎月発行する Monthly Report に記載されている。

表 5.1.5 に供給支障により供給されなかった電力量実績（1999 年～2004 年）を示す。

表 5.1.5 供給支障により供給されなかった電力量実績（1999 年～2004 年）

(単位：MWh)

項目	年					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
計画供給停止	0.0	644.8	291,223.0	524,590.0	0.0	0.0
発電設備故障	126.8	244.3	290.0	278.6	560.6	434.5
送電設備故障	2,281.1	2,024.3	1,074.2	4,502.5	3,377.7	443.0
変電設備故障	403.8	522.0	384.2	304.0	331.1	243.1
系統全体の不具合	1,730.0	2,069.0	1,196.1	3,573.0	6,616.9	2,668.4
計 (A)	4,541.7	5,504.4	294,167.5	533,248.1	10,886.3	3,789.0
年間発電電力量 (B)	6,076,767.0	6,685,922.0	6,519,866.0	6,809,791.0	7,611,957.0	8,043,325.0
(A) / (B) (%)	0.07	0.08	4.51	7.83	0.14	0.05

出典：CEB System Control And Operation Annual Report（1999～2004）

2001 年および 2002 年において供給されなかった電力量は系統全体でそれぞれ 294,167.5MWh および 533,248.1MWh であり、同年における年間発電電力量の 4.5% および 7.8% に相当する。これは、著しい渇水により水力発電設備の可能発電力が著しく低下したことにより、供給計画停止が頻繁に行われたためである。

1999 年から 2004 年までの期間では、計画供給停止以外の設備的な偶発故障が原因による供給支障では著しい問題はなく、発電設備および流通設備は健全であり、適切な運用がなされているといえる。

### (1) 計画供給停止

ある 1 日の需要に対し、その需要に見合っただけの可能発電力がない場合には、電力の供給停止が起こる。CEB は過去に、このような供給力の不足による計画供給停止を行ってきた。

表 5.1.6 に計画供給停止の実績（1999 年～2004 年）を示す。

表 5.1.6 計画供給停止実績 (1999 年～2004 年)

(単位 : MWh)

月	年					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1月	0.0	112.3	23.8	78,063.0	0.0	0.0
2月	0.0	146.5	0.0	102,197.0	0.0	0.0
3月	0.0	0.0	0.0	177,030.0	0.0	0.0
4月	0.0	29.4	48.0	140,301.0	0.0	0.0
5月	0.0	10.0	0.0	26,999.0	0.0	0.0
6月	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7月	0.0	32.8	42,470.6	0.0	0.0	0.0
8月	0.0	0.0	48,167.4	0.0	0.0	0.0
9月	0.0	184.6	112,312.2	0.0	0.0	0.0
10月	0.0	0.0	75,667.8	0.0	0.0	0.0
11月	0.0	0.0	8,256.3	0.0	0.0	0.0
12月	0.0	129.3	4,277.0	0.0	0.0	0.0
計 (A)	0.0	644.9	291,223.1	524,590.0	0.0	0.0
年間発電電力量 (B)	6,076,767.0	6,685,922.0	6,519,866.0	6,809,791.0	7,611,957.0	8,043,325.0
(A) / (B) (%)	0.0	0.0	4.5	7.7	0.0	0.0

□ : 計画供給停止があった月を示す。

出典 : CEB System Control And Operation Annual Report (1999～2004)

表 5.1.6 より、2001 年 7 月より供給力不足のため、計画的な供給停止が行われたことがわかる。その後、2001 年 11 月に Kelanitissa コンバインドサイクル発電所ガスタービンオープンサイクル (105MW)、2002 年 3 月に IPP ACE Matara ディーゼル発電 (22MW)、2002 年 8 月に Kelanitissa コンバインドサイクル蒸気タービンがそれぞれ運転開始し、また、それ以降は緊急ディーゼルの導入などにより 2002 年 5 月を最後に、その後計画供給停止は行われていない。

2001 年および 2002 年における計画供給停止により供給されなかった電力量は、それぞれ 291.2GWh および 524.6GWh であり、年間発電電力量の 4.5% および 7.7% に相当する。これは CEB が電源開発計画策定の際に目安としている供給信頼度 (見込み不足日数 3 日/年) を大きく下回るものであり、同年における電力供給の逼迫した状況を明確に示している。

2002 年 6 月以降、供給力の不足による計画的な供給停止は行われておらず、需要に対し系統内における発電設備の供給能力が十分であったことがわかる。

## (2) 発電設備の偶発的故障による供給停止

系統内における発電設備の供給能力が仮に需要を十分に満たしていたとしても、発電設備の機械的な偶発故障により、一時的に供給能力が低下し、需要を満たせなくなるケースがある。

CEB はこれらの発電設備故障が原因による供給停止実績についても記録している。

表 5.1.7 に発電設備の偶発的故障による供給停止実績を示す。

表 5.1.7 発電設備の偶発的故障による供給停止実績（1999年～2004年）

（単位：MWh）

月	年					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1月	2.1	8.7	0.5	14.0	104.2	38.4
2月	0.0	37.2	2.3	14.6	12.8	96.2
3月	2.0	4.5	5.7	12.2	0.0	77.5
4月	1.8	18.5	11.1	48.4	12.4	68.0
5月	42.8	36.9	12.2	61.7	12.3	21.9
6月	2.3	34.2	0.0	42.1	63.9	2.8
7月	8.5	24.2	125.0	10.5	72.5	13.9
8月	5.2	20.9	14.8	0.2	34.1	0.0
9月	0.0	9.3	18.0	12.7	64.7	0.7
10月	27.2	7.3	49.4	5.6	97.9	38.1
11月	21.1	0.0	39.6	18.7	64.2	56.8
12月	13.8	42.7	11.4	38.9	21.6	20.2
計 (A)	126.8	244.4	290.0	279.6	560.6	434.5
年間発電電力量 (B)	6,076,767.0	6,685,922.0	6,519,866.0	6,809,791.0	7,611,957.0	8,043,325.0
(A) / (B) (%)	0.002	0.004	0.004	0.004	0.007	0.005

■：発電設備の偶発的故障停止による供給停止があった月を示す。

出典：CEB System Control And Operation Annual Report（1999～2004）

表 5.2.3 より、ほぼ毎月により何らかの偶発的な発電設備の故障が発生し、一時的な供給停止が行われているがわかる。

しかしながら、これら故障による供給停止により供給されなかった電力量は年間発電電力量に対し無視できるくらい小さい。

## 5. 2 既設発電設備の現状

### 5. 2. 1 水力発電設備の現状

#### (1) 既設水力発電設備

CEB が所有する既設水力発電所（小水力を除く）は、2005 年 11 月現在、表 5.2.1 に示すとおり 13 か所、合計出力 1,185MW である。

各水力発電所の位置を図 5.2.1 に示す。

表 5.2.1 CEB の所有する既設水力発電所（小水力を除く）（2005 年 11 月時点）<sup>83</sup>

Plant Name	Unit	Unit Capacity (MW)	Total Capacity (MW)	Annual Average Energy (GWh)	Plant Factor (%)	Storage Capacity (MCM)	Name of Reservoir	Commissioning
<b>Laxapana Complex</b>								
(1) Canyon	2	30	60	160	30%	123.4	Moussakelle	Unit 1: Mar.1983 Unit 2: 1988
(2) Wimalasurendra	2	25	50	112	26%	44.8	Castlereigh	Jan.1965
(3) Old Laxapana	3	8.33						Dec. 1950
	2	12.5						Dec. 1958
Total	5		50	286	65%	0.4	Norton	
(4) New Laxapana	2	50	100	552	63%	1.2	Canyon	Unit 1: Feb.1974 Unit 2: Mar.1974
(5) Polpitiya	2	37.5	75	453	69%	0.4	Laxapana	Apr.1969
<b>Laxapana Total</b>	<b>13</b>		<b>335</b>	<b>1,563</b>	<b>53%</b>			
<b>Mahaweli Complex</b>								
(6) Victoria	3	70	210	865	47%	721.2	Victoria	Unit 1: Jan.1981 Unit 2: Oct.1984
(7) Kotmale	3	67	201	498	28%	172.6	Kotmale	Unit 1: Apr.1985 Unit 2 & 3:
(8) Randenigala	2	61	122	454	42%	875.0	Randenigala	July 1986
(9) Ukuwela	2	19	38	154	46%	1.2	Polgolla	Unit 1: July 1976 Unit 2: Aug.1976
(10) Bowatenna	1	40	40	48	14%	49.9	Bowatenna	June 1981
(11) Rantambe	2	24.5	49	239	56%	21.0	Rantambe	Jan.1990
<b>Mahaweli Total</b>	<b>13</b>		<b>660</b>	<b>2,258</b>	<b>39%</b>			
<b>Other Hydro Complex</b>								
(12) Samanalawewa	2	60	120	344	33%	278.0	Samanalawewa	Oct.1992
(13) Kukule	2	35	70	300	49%	1.7		July 2003
<b>Other Hydro Total</b>	<b>4</b>		<b>190</b>	<b>644</b>	<b>39%</b>	<b>279.7</b>		
<b>Existing Total</b>	<b>30</b>		<b>1,185</b>	<b>4,465</b>	<b>43%</b>			

スリランカの水力発電所は、水系別に Kelani 水系 (Laxapana Complex)、Mahaweli 水系 (Mahaweli Complex)、及びその他水系の発電所に大きく 3 つに分類できる。これら水系の模式図を図 5.2.2 および図 5.2.3 に示す。

#### (ア) Kelani 水系の水力発電所

Kelani 水系には 5 か所の発電所、合計 335MW がある。Kelani 川の 2 つの支流 (Kehelgamu Oya, Maskeliya Oya : これを Laxapana Complex と呼んでいる) に水力発電所がカスケード式に配置されている。これら発電所は灌漑及びその他の水利用はなく、発電単独の運用が行われている<sup>84</sup>。Kehelgamu Oya の最上流には Castlereigh 貯水池、Maskeliya Oya の最上流には Moussakelle 貯水池

<sup>83</sup> Long Term Generation Expansion Plan 2005-2019, Transmission & Generation Planning Branch, Transmission Division, Ceylon Electricity Board, November 2004

<sup>84</sup> Kelani 川下流のコロンボ市付近で、水道水取水がある。渇水期に海から塩水楔が水道取水に影響を及ぼすことがあるので、水道からの要請を受けて塩水楔防止のための運転を年に数回行うことがある。

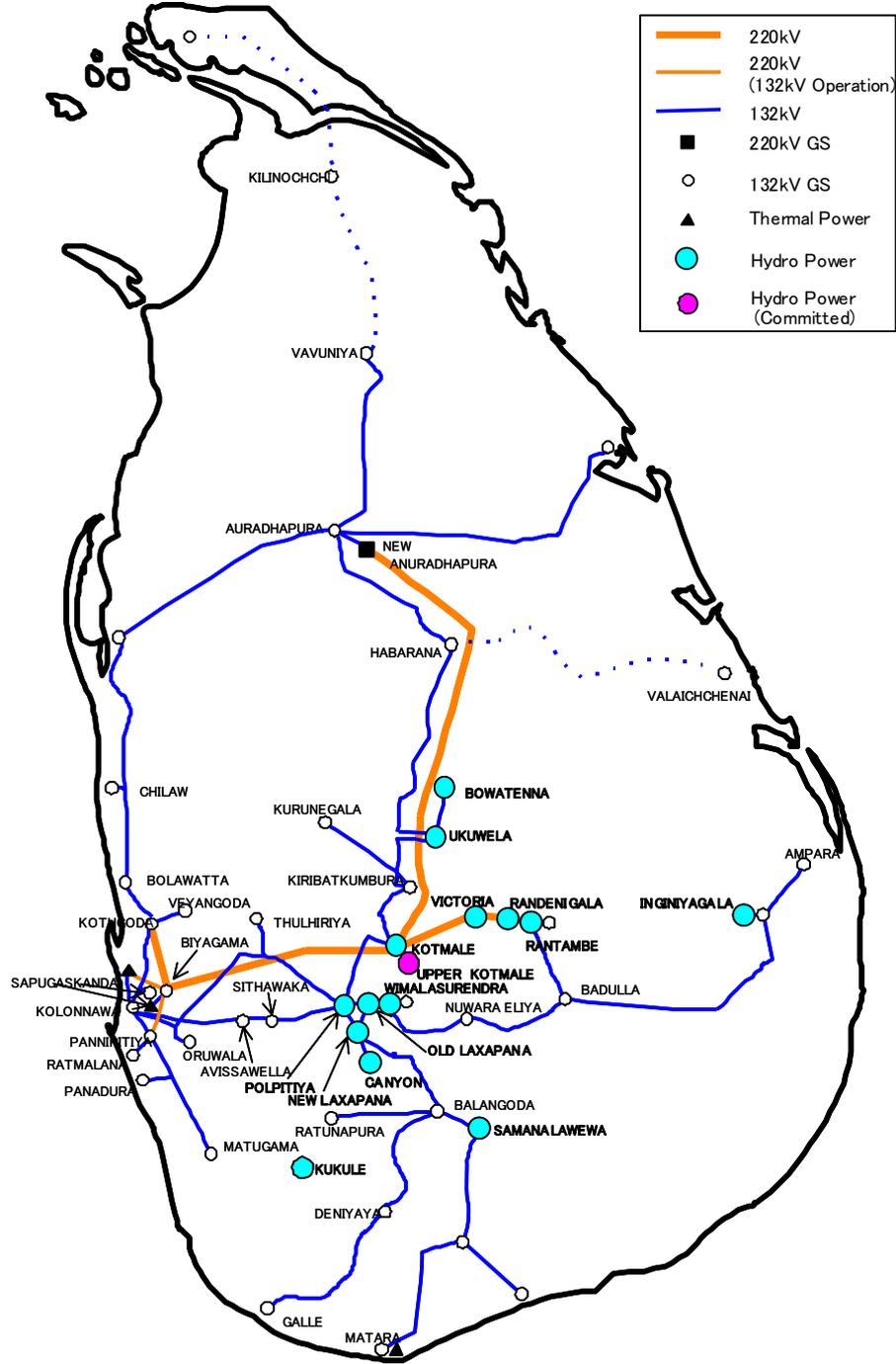
の2つの大規模貯水池がある。Kehelgamu Oya に設置された Norton 貯水池から Old Laxapana 発電所に導水され Maskeliya Oya の Laxapana 貯水池に発電放流され転流が行われており、Kehelgamu Oya と Maskeliya Oya 全体で一貫運用されている。

(イ) Mahaweli 水系の水力発電所

Mahaweli 水系には6つの発電所、合計660MWがある。Mahaweli 水系の発電所は、灌漑の目的も合わせて有する多目的ダムで構成されている。なお、Kotmale 発電所下流、Victoria 貯水池上流では Polgolla 堰堤により Ukuwela 発電所を通じて Sudu Ganga に灌漑水補給のため転流が行われ、Bowatenna 発電所の Bowatenna 貯水池に発電放流されている。この水系の灌漑水補給の厳しい制約条件は、発電所の渇水期などの運転制約になっている。

(ウ) その他水系

その他の発電所のうち、Samanalawewa 発電所は Walawe 水系上流にある灌漑との多目的ダムの発電所である。Kukule 発電所は Kalu 水系の支流 Kukule Ganga の流れ込み式発電所である。



出典：調査団にて作成

図 5.2.1 CEB の主な水力発電所位置図

# Mahaweli Complex

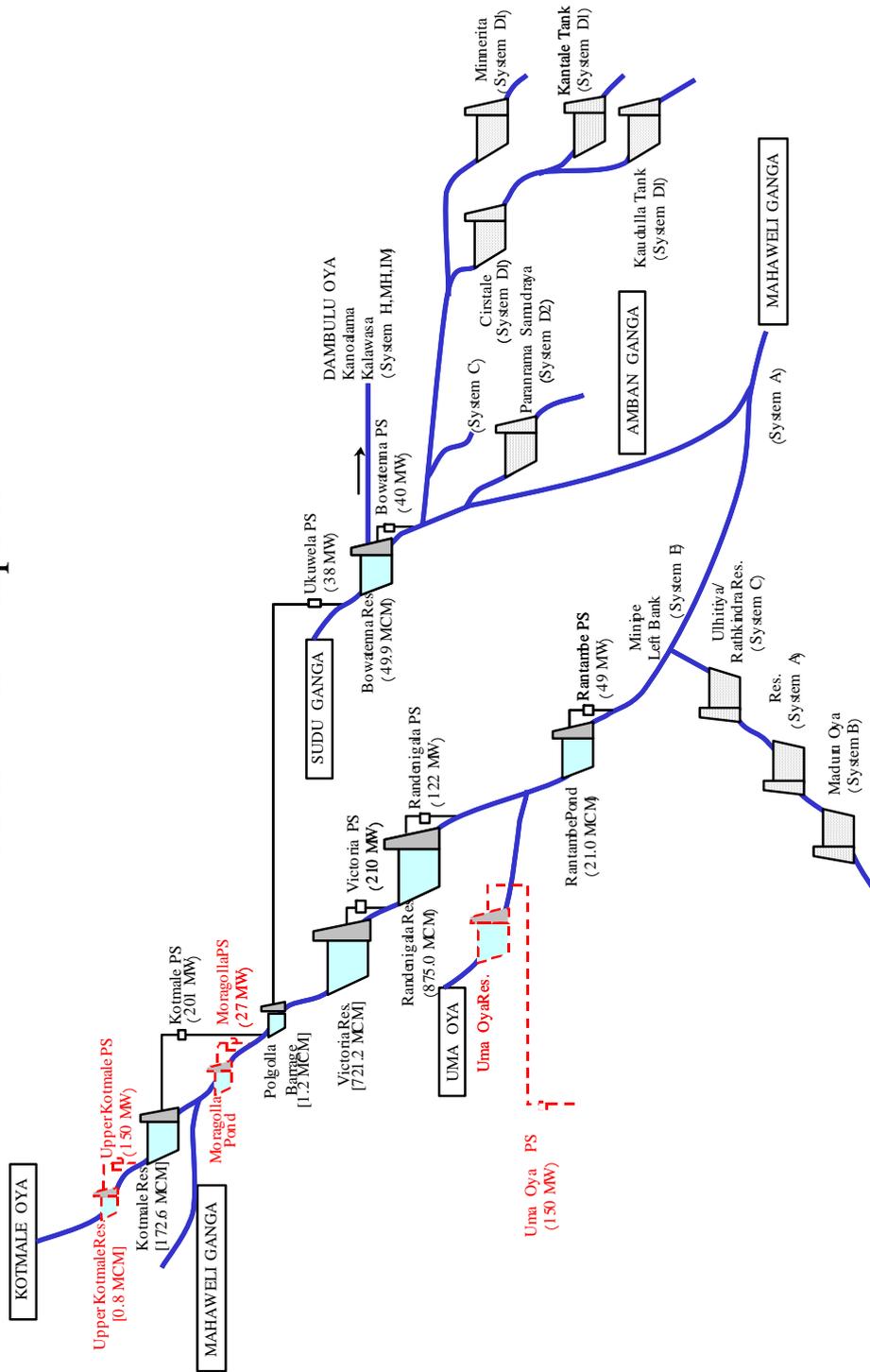


図 5.2.2 Mahaweli 水系の水力発電所模式図

# Laxapana Complex

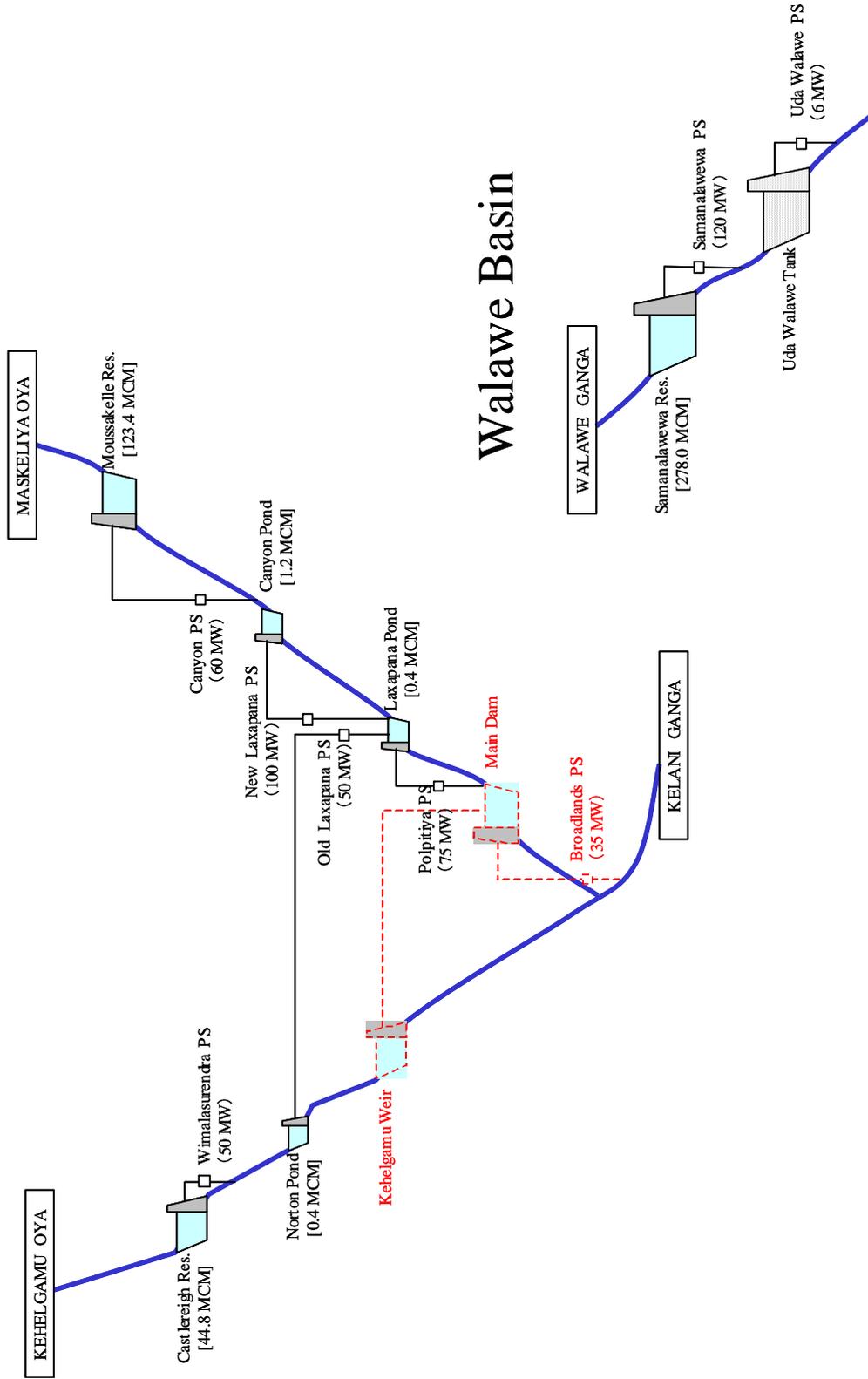


図 5.2.3 Kelani 水系、Walawe 水系の水力発電所模式図

## （２）水力発電設備の状況

既設水力発電設備の状況については、2004年2月にJICAの支援で実施された水力発電最適化計画調査の中で詳細に調査されており、その結果を表5.2.2及び表5.2.3にまとめた。

この調査の後、CEBの要請により、Kelani水系の水力発電所についてリハビリ計画の策定と、土木設備、機械設備、電気設備の長期的に効率的な運用計画を策定するフォローアップ調査<sup>85</sup>が2004年8月から2005年8月に実施されており、Kelani水系の水力発電所の状況について詳細に調査が行われた。

なお、現地調査の結果によれば、水力発電最適化調査以降CEBが独自に改修を行って改善されたものがあり、また、改修計画立案のための調査が行われたものもある。例えば、Wimalasurendra発電所の漏水問題については、2005年2月に導水路トンネルの抜水点検が行われ、その状況を把握し対策計画が立案されている。

---

<sup>85</sup> 水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査（ケラニ水系水力発電所リハビリテーション）

表 5.2.2 既設水力発電設備の状況 (a) <sup>86</sup>

水系	発電所名	出力 (MW)	発電電力量 (GWh)	利用率 (%)	運転開始	発電所の現況 (JICA水力発電最適化調査)
Laxapana Complex	Wimalasurendra	50	112	26%	1965	<ul style="list-style-type: none"> <li>・世銀(IBRD)の支援により建設され、40年経過している。</li> <li>・放水口において著しい濁水が発見された。これは、圧力導水路トンネルのどこかで崩落が発生していると判断している。</li> <li>・トンネルの抜水点検により原因を究明する必要があるが、CEB本部の指示により運転を継続している。</li> <li>・上記以外の土木設備には、運転に支障を生じさせるような不具合はない。</li> <li>・電気設備については、40年が経過しているため、劣化診断を定期的に行い機器の経年変化を把握していく時期にきている。</li> </ul>
	Old Laxapana	50	286	65%	1950 1958	<ul style="list-style-type: none"> <li>・世銀などの支援により建設された。1～3号機は53年経過、4、5号機は45年経過</li> <li>・土木構造物に関しては顕著な問題は生じていない。</li> <li>・電気設備については、40年を超えて運転されている。主機(発電機、水車、変圧器など)の劣化診断を開始し、機器の状態把握する時期にきている。</li> <li>・特に、入口弁、ニードル、軸受け用オイルリフタポンプについては、不具合を頻繁に起こしており、深夜には停止させられないなど発電所の運用に影響を与えているため、不具合機器の更新を含めた対策検討を実施すべき</li> </ul>
	Canyon	60	160	30%	1983 1988	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ADBとOPECの支援により建設された。</li> <li>・発電所出力を当初計画より大きくしたため、水路系構造物が60MWの規模に対応していないため、水路が小さすぎることに着しい摩擦損失が発生している。</li> <li>・特に、取水口から導水路トンネル入口までの径が小さく、この間で負圧が発生する構造になっている。</li> <li>・負圧対策バルブが設置されているが、動作にしばしば不具合が生じている。</li> <li>・電気設備については、主機、補機ともに運用に影響を及ぼすような不具合は発生していない。(水車、発電機、変圧器は日本製)</li> </ul>
	New Laxapana	100	552	63%	1974	<ul style="list-style-type: none"> <li>・世銀の支援により建設された。</li> <li>・導水路末端の調圧水槽付近から大量の漏水が発生しており(0.9m<sup>3</sup>/s)斜面から流出している。経済性が損なわれるとともに、斜面安定に支障をきたす恐れがある。</li> <li>・電気設備については、1号機の調速機が障害を抱えており、同期並列時に渋滞を起こすことが多く、深夜停止させられない状態にある。この不具合により、周波数調整用のガバナフリー運転は2号機のみで実施されている。調速機の型式は古く、将来の周波数調整容量の増大を考慮すれば、1、2号機一括の調速機更新を検討すべき</li> </ul>
	Polpitiya	75	453	69%	1969	<ul style="list-style-type: none"> <li>・カナダの支援により建設された。</li> <li>・導水路トンネル無巻部の表面剥離による水車への土砂の混入が懸念されているが、現状では確認するまでに至っていない。</li> <li>・電力設備については水車が振動、軸振れの問題を抱えており、2台ともに1台当たりの出力が5、32及び37.5MWの3段階でしか運転できない。</li> <li>・振動問題については運用に大きな影響を与えているため、詳細な調査の実施が望まれる。</li> <li>・開閉所機器、配電盤、調速機、ガイドベーンサーボモータ、運転監視制御盤、保護継電装置が2003年5月までに更新された。運用に影響を及ぼすような顕著な不具合は生じていない。</li> </ul>
	<b>Laxapana Total</b>	<b>335</b>	<b>1,563</b>	<b>53%</b>		

<sup>86</sup> 独立行政法人国際協力機構、セイロン電力庁「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」2004年2月、電源開発株式会社、日本工営株式会社、に基づき作成

表 5.2.3 既設水力発電設備の状況 (b) <sup>87</sup>

水系	発電所名	出力 (MW)	発電電力量 (GWh)	利用率 (%)	運転開始	発電所の現況
Mahaweli Complex	Kotmale	201	498	28%	1985 1988 1988	・スウェーデン政府の援助によって建設された。 ・主機はスウェーデン製 ・顕著な不具合は発生していない。
	Victoria	210	865	47%	1985 1984 1986	イギリスの支援によって建設された。 ・発電所の機器は顕著な不具合は発生していない。 ・既設と同規模の3@70MWの増設計画がある。 ・増設2台分については造成が必要 ・増設のための送電線1回線、発電機1回線の増設は可能
	Randenigala	122	454	42%	1986	・ドイツのコンサルタントによって設計・施工された。 ・主要機器はヨーロッパ製 ・部分負荷での水車(比速度218、フランス)の振動が激しく、ダム水位と出力からなる運転領域曲線に従い運転されており、40MW以下の運転はほとんど行われていない。 ・振動対策としてのドラフト給気装置は装備していない。 ・その他の電気機器については顕著な不具合は発生していない。
	Rantambe	49	239	56%	1990	・ドイツのコンサルタントによって設計・施工された。 ・主要機器はヨーロッパ製 ・水車比速度は推定347とフランス水車としては上限ぎりぎりの設計であり、振動を避けるためダム水位と出力からなる運転領域曲線に従い運転されている。 ・15MW以下の運転はほとんど行われていない。
	Ukuwela	38	154	46%	1976	・電気設備については、顕著な不具合は発生していない。 ・主要電気機械設備は日本製
	Bowatenna	40	48	14%	1981	・水車の推定比速度は280前後とフランス水車としては高い値であるが、ドラフト給気管(自然給気)が有効に働いており、振動、キャビテーション等の問題は発生していない。 ・水車、発電機、変圧器は日本製で、機器については顕著な不具合は発生していない。 ・当初計画で2台目増設を予定していたため、発電所建て屋、開閉所への2台目の増設は可能であるが、現在、増設の計画はない。
	Nilambe	3.2			1988	・台湾の援助により建設された。 ・水車、発電機、変圧器は台湾製 ・機器については顕著な不具合は発生していない。
	<b>Mahaweli Total</b>	<b>663.2</b>	<b>2,258</b>	<b>39%</b>		
The Other Basin	Samanalawewa	120	344	33%	1992	・水車は日本製、発電機、変圧器はヨーロッパ製 ・電気設備については、顕著な不具合は発生していない。 ・2ユニット、計120MWの増設計画があり、2台増設が可能である。 ・既設開閉所には空きベイが2か所あるが、1か所は接続が難しい場所にあることから、2台増設の場合はGISの仕様などの検討が必要。
	Kukule	70	300	49%	2003	(当時建設中)

<sup>87</sup> 独立行政法人国際協力機構、セイロン電力庁「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」2004年2月、電源開発株式会社、日本工営株式会社、に基づき作成

## 5. 2. 2 火力発電設備の現状

### (1) 既設火力発電所

既設火力発電所は、2005年11月現在、表5.2.4に示すとおり16発電所、合計出力1,163MWである。その内、CEB所有の発電設備は6発電所、574MWであり、IPP所有が9発電所、565MW、CEBによるレンタル設備が1発電所、20MWである。

図5.2.4に各既設火力発電所の位置を示す。

表 5.2.4 既設火力発電設備 (2005年11月時点)

地点	発電所	所有者	設備タイプ	発電設備容量 (MW)	Unit No.	単機設備容量 (MW)	運転開始年	運転年数 (年) (2005年11月現在)	備考
Kelanitissa	Kelanitissa Gas Turbine (Old)	CEB	ガスタービン	120.000	1	20.000	Dec. 1981	23	
					2	20.000	1982	23	
					3	20.000	Mar. 1982	23	
					4	20.000	1982	23	
					5	20.000	Apr. 1982	23	
					6	20.000	1982	23	
Kelanitissa	Kelanitissa Gas Turbine (New)	CEB	ガスタービン	115.000	1	115.000	Aug. 1997	7	
	Kelanitissa Combined Cycle	CEB	コンバインドサイクル	165.000	1	165.000	Aug. 2002	2	
	Sapugasukanda	Sapugasukanda Diesel	CEB	ディーゼル	80.000	1	20.000	May. 1984	21
2						20.000	May. 1984	21	
3						20.000	Sep. 1984	21	
4						20.000	Oct. 1984	20	
Sapugasukanda Diesel (Extension)		CEB	ディーゼル	80.000	1	10.000	Sep. 1997	7	
					2	10.000	Sep. 1997	7	
					3	10.000	Sep. 1997	7	
					4	10.000	Sep. 1997	7	
その他	Chunnakam	CEB	ディーゼル	14.000	1	1.000	1958	47	
					2	1.000	1958	47	
					3	1.000	1958	47	
					4	1.000	1958	47	
					5	2.000	1965	40	
					6	2.000	1965	40	
					7	2.000	1965	40	
					8	2.000	1965	40	
					9	2.000	1965	40	
	Lakdhanavi	IPP	ディーゼル	22.520	1	5.630	Nov. 1997	7	
					2	5.630	Nov. 1997	7	
					3	5.630	Nov. 1997	7	
					4	5.630	Nov. 1997	7	
	Asia Power	IPP	ディーゼル	51.000	1	6.375	Jun. 1998	7	
2					6.375	Jun. 1998	7		
3					6.375	Jun. 1998	7		
4					6.375	Jun. 1998	7		
5					6.375	Jun. 1998	7		
6					6.375	Jun. 1998	7		
7					6.375	Jun. 1998	7		
8					6.375	Jun. 1998	7		
Colombo Power	IPP	ディーゼル	62.724	1	15.681	Jul. 2000	5		
				2	15.681	Jul. 2000	5		
				3	15.681	Jul. 2000	5		
				4	15.681	Jul. 2000	5		
ACE Power Matara	IPP	ディーゼル	24.800	1	6.200	Mar. 2002	3		
				2	6.200	Mar. 2002	3		
				3	6.200	Mar. 2002	3		
				4	6.200	Mar. 2002	3		
ACE Power Horana	IPP	ディーゼル	24.800	1	6.200	Dec. 2002	2		
				2	6.200	Dec. 2002	2		
				3	6.200	Dec. 2002	2		
				4	6.200	Dec. 2002	2		
ACE Power Embilipitiya	IPP	ディーゼル	100.000	1	7.143	Mar. 2005	0		
				2	7.143	Mar. 2005	0		
				3	7.143	Mar. 2005	0		
				4	7.143	Mar. 2005	0		
				5	7.143	Mar. 2005	0		
				6	7.143	Mar. 2005	0		
				7	7.143	Mar. 2005	0		
				8	7.143	Mar. 2005	0		
				9	7.143	Mar. 2005	0		
				10	7.143	Mar. 2005	0		
				11	7.143	Mar. 2005	0		
				12	7.143	Mar. 2005	0		
				13	7.143	Mar. 2005	0		
				14	7.143	Mar. 2005	0		
AES Kelanitissa	IPP	コンバインドサイクル	163.000	1	163.000	Feb. 2003	2		
	Heladhanavi	IPP	ディーゼル	100.000	1	16.667	Dec. 2004	0	
2					16.667	Dec. 2004	0		
3					16.667	Dec. 2004	0		
4					16.667	Dec. 2004	0		
5					16.667	Dec. 2004	0		
6					16.667	Dec. 2004	0		
Kool Air	IPP	ディーゼル	20.000	1	20.000	2002	3		
	Aggreko Chunnakam	Hired	ディーゼル	20.000	1	20.000	Oct. 2003	2	

出典：CEB Sales And Generation Data Book 2003, CEB System Control And Operation Annual Report 2004

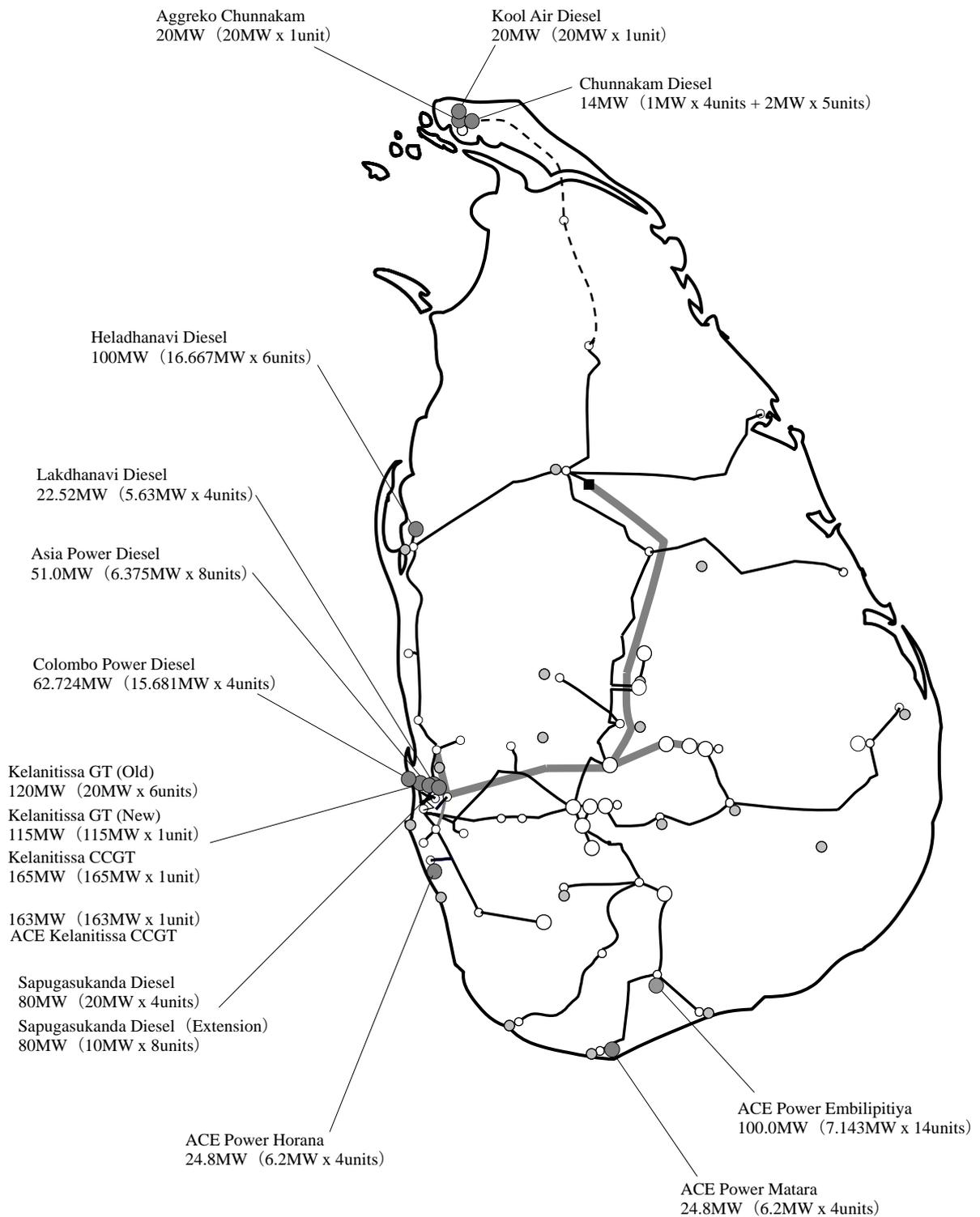


図 5.2.4 既設火力発電設備位置図

## (2) 既設火力発電設備の状況

### (ア) CEB 所有の火力発電設備

#### a) Kelanitissa 発電所

発電所は2ヶ所にわかれており、単体運転用のガスタービン（旧設備 20MW x 6台（John Brown 製と Alstom 製）と新設備 115MW x 1台（Fiat Avio 製））、およびコンバインドサイクル発電設備（165MW、Alstom 製）がある。

旧設備ガスタービンは1981年から1982年に運転を開始した老朽設備であり、1台（第6号機）は、ロータ故障後部品転用等が行われており、実質的に運転不可能な状態である。1997年8月運転開始した Fiat 製ガスタービンは、運転開始当初の燃焼機のトラブルとロータのラビング問題が頻発していたがその後は大きな問題はなく、正常に運転している。

旧設備ガスタービンは劣化がひどく、経年による性能劣化により17MW程度の出力でしか発電できない。発電出力が16MWまで低下すると水洗浄を実施し、18MW程度まで回復するが、運転再開後すぐに再び出力が低下する状態にある。

コンバインドサイクルプラントは、丸紅パワー(株)が Alstom 製のガスタービン及び蒸気タービンを納入し、Auto ディーゼル油およびナフサの2種類の燃料を使用することができる設計となっている。基本的にはCPCから供給されるナフサを使用しており、CPCがナフサを供給できない場合、Auto ディーゼル油を使用する。燃料は隣接するタンクに備蓄されており、ナフサ用タンクが4,442kl x 2基、Auto ディーゼル油が10,000kl x 2基+4,000kl x 1基である。

2002年8月の運転開始以来、蒸気タービンの主油ポンプの不調があった他は、ほぼ順調に運転が行われている。

CEB および IPP 所有のコンバインドサイクルプラントがベース電源として運転されるのに対し、ガスタービン設備はピーク対応運転を行っている。それ故、ガスタービン設備の稼働率はどうしても低くならざるを得ない。

また、構内には汽力発電設備（25MW x 2台）があったがコンバインドサイクル発電設備の運転開始により、系統から切り離された。2005年上旬には、倒壊の危険があることから、腐食が進んだ煙突の撤去が行われ、発電できない状態となった。

#### b) Sapugasukanda 発電所

旧設備である20MW x 4台の Station A は1984年に運転を開始し、新設備10MW x 8台の Station B は4台が1997年9月、残り4台が1999年10月に運転を開始した。これら設備の年設備利用率（2003年）は、71~73%と高く、ベース電源として運転されている。

使用燃料は残油（Residual Oil）を用いており、CPC 所有の製油所から配管により供給が行われている。

若干の経年劣化はあるものの、定格出力の90%程度で運転が可能であり、運転状況は良好である。

c) Chunnakam 発電所

1958年に1MW x 4台（Deuch製）のディーゼル発電機が設置され、1965年に2MW x 5台（Mirrlees製）のディーゼル発電機が追加された。しかしながら、設備の老朽化とメーカーにおける製作中止のため、部品調達がままならなくなり、重故障機を犠牲機とすることにより使用可能な部品供給を行った為、2005年5月時点で1MW x 2台（4号機、5号機）、2MW x 3台（7号機、8号機、9号機）のユニットが運転可能な状態となっている。しかし、冷却水系統のスケーリング問題により、定格出力での運転はできず、設備能力8MWに対し4MW程度しか発電できない状態にある。2003年末からIPP Kool Air 発電所のバックアップ機となったため運転は行っていない。酸洗にて機能回復が期待出来るが、スケーリングのみが原因でないので費用対効果が望めなく対策は実施されていない。そのため、現地関係者は、補修よりも新設機の投入を望んでいる。

(イ) IPP 所有の火力発電設備

CEBが契約しているIPPが保有する発電設備は、AES Kelanitissa 発電所のコンバインドサイクルプラントを除きそれ以外は総てディーゼル発電機である。その運転開始年とCEBによる電力購入契約年数を表5.2.5に示す。

表 5.2.5 IPP 所有の発電設備と CEB との電力購入契約年数

発電所名	設備種別	名盤記載出力 (MW)	通常運転出力 (MW)	年間保証発電電力量 (GWh)	運転開始年	契約年数 (年)
Lakdhanavi	ディーゼル	6.217MW x 4	22.5	156	1997年11月	15
Asia Power	ディーゼル	6.375MW x 8	49	330	1998年6月	20
Colombo Power	ディーゼル	15.681MW x 4	60	420	2000年7月	15
ACE Power Matara	ディーゼル	6.2MW x 4	20	167	2002年3月	10
ACE Power Horana	ディーゼル	6.2MW x 4	20	167	2002年12月	10
AES Kelanitissa	コンバインドサイクル	163 MW	163	1,314	GT: 2003年3月 ST: 2003年10月	20
Heladhanavi	ディーゼル	17MW x 6	100	698	2004年10月	10
ACE Power Embilipitiya	ディーゼル	7.14MW x 14	100	697	2005年4月	10
Kool Air	ディーゼル	20.0MW x 1	15	なし		1

a) Lakdhanavi 発電所

スリランカにおける最初のBOOスキームによるIPP火力発電設備である。

所有者はスリランカの変圧器メーカーである Lanka Transformer Ltd.であり、ローカルスタッフのみで運転が行われている。

フィンランドの Wärtsilä 製のディーゼル機（名盤記載出力6.217MW、定格出力6.0MW）が4台設置されている。燃料は燃焼用重油（Furnace Oil）を用いており、33キロリットルのタンクローリーにて6日に1回の割合で搬送し、1,500kl貯油タンク2基に蓄えられている。

b) Asia Power 発電所

CEB 所有の Sapugasukanda 変電所に隣接する発電所であり、所有者は Asia Power (Private) Ltd. である。BOO の建設契約者は、Deutz-UK と BWSC (デンマーク) であり、設備の運転は両社の合弁会社である Asia Power Operation & Maintenance Ltd. (APOM) が行っている。

Deutz-UK 製のディーゼル機 (ユニット定格出力 6.375MW) が 8 台設置されている。燃料は残油 (Residual Oil) を用いており、CEB 所有の Sapugasukanda 発電所と同様に CPC 製油所から配管にて供給され、3,000kl x 2 基の貯油タンクにバッチ給油 (2,700kl/10 日毎) される。

c) Colombo Power 発電所

スリランカ唯一のバージタイプの発電設備であり、所有者は川鉄商事(株)と三井造船(株)がそれぞれ 50% ずつを出資し設立した Colombo Power (Private) Ltd. である。

バージ船はスリランカ港湾局 (Sri Lanka Port Authority) の管轄内にあるコロombo造船所のドック内に着底している。

三井造船製の低速ディーゼル機 (ユニット定格出力 15.681MW) が 4 台設置されている。燃料は燃焼用重油 (Furnace Oil) を用いており、CPC 製油所から配管 (約 16km) にて供給されている。また各機に 2,350kl の貯油タンクがあり 1 ヶ月に一度間欠給油している。今までに給油制限されたことは無い。

なお、2004 年 12 月末のスマトラ沖地震による津波の際に船体は 1m 以内で浮上し、燃料管の破損には至らなかったが、水管とフェンスが損傷した。

d) ACE Power Matara 発電所

2002 年 3 月に南海岸地域の Matara 地点に設置された ACE Power 社所有の発電設備である。

2000 年以降、地価の高騰によりコロombo市内およびコロombo周辺に発電設備を設置することが困難となってきており、遠隔地における設置された発電設備の一つである。

ディーゼル機 (ユニット定格出力 6.2MW) が 4 台設置されている。燃料は燃焼用重油 (Furnace Oil) を用いており、コロomboよりタンクローリーにて輸送される。

e) ACE Power Horana 発電所

コロomboから南東 35km の Horana 地点に 2002 年 12 月に設置された ACE Power 社所有の発電設備である。

ディーゼル機 (定格出力 6.2MW) が 4 台設置されている。燃料は燃焼用重油 (Furnace Oil) を用いており、コロomboよりタンクローリーにて輸送される。

f) AES Kelanitissa 発電所

米国大手エネルギー会社 AES が所有するスリランカ唯一の IPP 所有のコンバインドサイクル発電所である。

CEB 所有の Kelanitissa 発電所に隣接しており、BHEL (インド) 製のガスタービンおよびスチームタービンとインドの Larsen & Toubro Limited 社製の排ガスボイラ (HRSG) により構成されている。

燃料は Auto ディーゼル油を使用しており、CPC 製油所より配管にて供給されている。なお、燃料油タンク (FOT<sup>88</sup>) は 6,100m<sup>3</sup> x 4 基である。

---

<sup>88</sup> Fuel Oil Tank

2003年10月にコンバインドサイクルプラントの運転が開始されたが、翌2004年3月発生した火災により設備が損傷を受けたため、数ヶ月の間運転停止を余儀なくされた。

#### g) Heladhanavi 発電所

Lakdhanavi 発電所と同様に Lanka Transformer 社が開発したディーゼル発電所であり、コロンボの北120kmに位置する Puttalam 地点に設置されている。

フィンランドの Wärtsilä 製のディーゼル機（ユニット定格出力 16.667MW）が6台設置されており、燃料は燃焼用重油（Furnace Oil）を用いている。燃料は33klタンカーにて平均18台/日で搬送している。貯油タンクは7,500klであり、これは約3日分の運転分に相当する。

また、仮設ジェティ設置による漁業補償や資材搬送のための橋梁補強など周到な準備と住民対応を行い、極めてスムーズな建設が行われた。

#### h) ACE Power Embilipitiya 発電所

ACE Matara および ACE Horana と同様、ACE Power 社所有のディーゼル発電所であり、南部州内陸部の Embilipitiya 地点に設置された最も新しい IPP 火力発電設備である。

コロンボから距離が離れた地点に位置しているため、特に燃料輸送によるコスト増を必要とする発電設備となっている。

米国 Catapiller 社製のディーゼル機（ユニット定格出力 7.143MW）が14台設置されており、燃料は燃焼用重油（Furnace Oil）を用いており、コロンボからタンクローリーにて輸送される。

これら IPP 発電設備は、新品機器を設置しており、AES Kelanitissa 発電所を除き、運転開始後大きな問題も無く運転を継続している。Asia Power 社および Colombo Power 社は十分な予備部品の準備がなされているが、Lakdhanavi、Heladhanavi 発電所は予備部品の準備がなされていない。

2005年11月現在、AES Kelanitissa 発電所は通常運転を行っており、また、予備部品の準備の問題にしてもそれほど深刻な状況ではないため、大きな偶発的なトラブルがなければ今後もすべての IPP 設備は最低保証発電電力量（MGEA）を達成するものと思われる。

### 5. 2. 3 再生可能エネルギー発電設備の現状

再生可能エネルギーの利用には、オフグリッド地域の電化に見られる小規模な SHS 等が多く導入されているが、ここでは系統接続を前提とした再生可能エネルギー利用の現状について述べる。

#### （1）既設発電設備

グリッドに接続されている再生可能エネルギー発電設備は、2004年12月現在、表 5.2.6 に示すとおり 42 発電所、合計出力 98.3MW である。その内、小水力発電設備は 38 発電所、93.6MW であり、その他には、太陽光発電設備が 1 箇所 18kW、バイオマス（デンドロ）発電設備が 1 箇所 1MW、風力発電設備が 1 箇所 3MW、排熱利用による発電設備が 1 箇所 500kW である。

表 5.2.6 にグリッド接続されている既設再生可能エネルギー発電設備リストを、図 5.2.5 に小水力発電所以外の発電所の位置を示す。

表 5.2.6 グリッド接続されている再生可能エネルギー発電設備 (2004 年末時点)

設備種別	発電所	所有者	発電設備量 (MW)	運転開始年	接続変電所	備考
小水力	Inginiyagala	CEB	11.250	1954年～1963年6月		
	Uda Wawa	CEB	6.000	1969年4月		
	Nilambe	CEB	3.200	1988年7月		
	Dick Oya	Private	0.960	1996年4月	Wimalasurendra	
	Rakwana Ganga	Private	0.760	1998年2月	Deniyaya	
	Kolonna	Private	0.780	1999年2月	Deniyaya	
	Ellapita Ella	Private	0.550	1999年6月	Seethawake	
	Carolina	Private	2.500	1999年6月	Wimalasurendra	
	Mandagal Oya	Private	1.284	2001年1月	Seethawake	
	Delgoda	Private	2.650	1999年3月	Balangoda	
	Glassaugh	Private	2.256	2000年3月	Nuwara Eliya	
	Minuwanelle	Private	0.640	2001年4月	Seethawake	
	Kabaragala	Private	1.500	2001年5月	Nuwara Eliya	
	Bambarabatu	Private	3.200	2001年6月	Balangoda	
	Galatha Oya	Private	1.200	2001年6月	Kiribathkumbura	
	Hapugastenna-I	Private	4.862	2001年8月	Balangoda	
	Belihul Oya	Private	2.500	2002年5月	Balangoda	
	Watawala	Private	1.300	2002年6月	Wimalasurendra	
	Niriella	Private	3.000	2003年8月	Ratnapura	
	Hapugastenna-II	Private	2.445	2002年9月	Balangoda	
	Deiyanwala	Private	1.500	2002年10月	Kiribathkumbura	
	Hulganga -I	Private	3.000	2003年6月	Kiribathkumbura	
	Ritigaha Oya II	Private	0.800	2003年12月	Seethawake	
	Sanquhar	Private	1.600	2003年12月	Kiribathkumbura	
	Karawita	Private	0.750	2004年1月	Seethawake	
	Sithagala	Private	0.800	2004年4月	Balangoda	
	Bruswic	Private	0.600	2004年3月	Wimalasurendra	
	Way Ganga	Private	8.925	2004年5月	Balangoda	
	Alupola	Private	2.522	2004年6月	Balangoda	
	Rathganga	Private	2.000	2004年7月	Ratnapura	
	Waranagala	Private	9.900	2004年7月	Kosgama	
	Nakkavita	Private	1.008	2004年8月	Seethawake	
Gampola	Private	4.206	2004年9月	Deniyaya		
Mylanawita	Private	0.600	2004年9月	Seethawake		
Atabage Oya	Private	2.211	2004年11月	Kiribathkumbura		
Seetha Eliya	Private	0.072	1996年3月	Nuwara Eliya	余剰電力をCEBが購入	
Talawakelle	Private	0.112	1998年8月	Nuwara Eliya	余剰電力をCEBが購入	
Weddemulle	Private	0.200	1999年6月	Nuwara Eliya	余剰電力をCEBが購入	
	小計		93.643			
太陽光	Worldview Global Media Ltd. Solar PV System	Worldview Global Media Ltd.	0.018	2002年1月	Sapugasukanda	
バイオマス(デンドロ)	Walapane Dendro Power Plant	Lanka Transformers Ltd.	1.000	2004年11月	Rantambe	
風力		CEB	3.000	1999年3月	Embilipitiya	
その他(排熱利用)	Madampe Waste Heat Power Plant		0.100	1998年12月	Madampe	
計			97.761			

出典： System Control & Operations, Monthly Review Report, December 2004, System Control Center, Ceylon Electricity Board  
Sales and Generation Data Book 2003, Statistical Unit, Commercial Branch, Ceylon Electricity Board

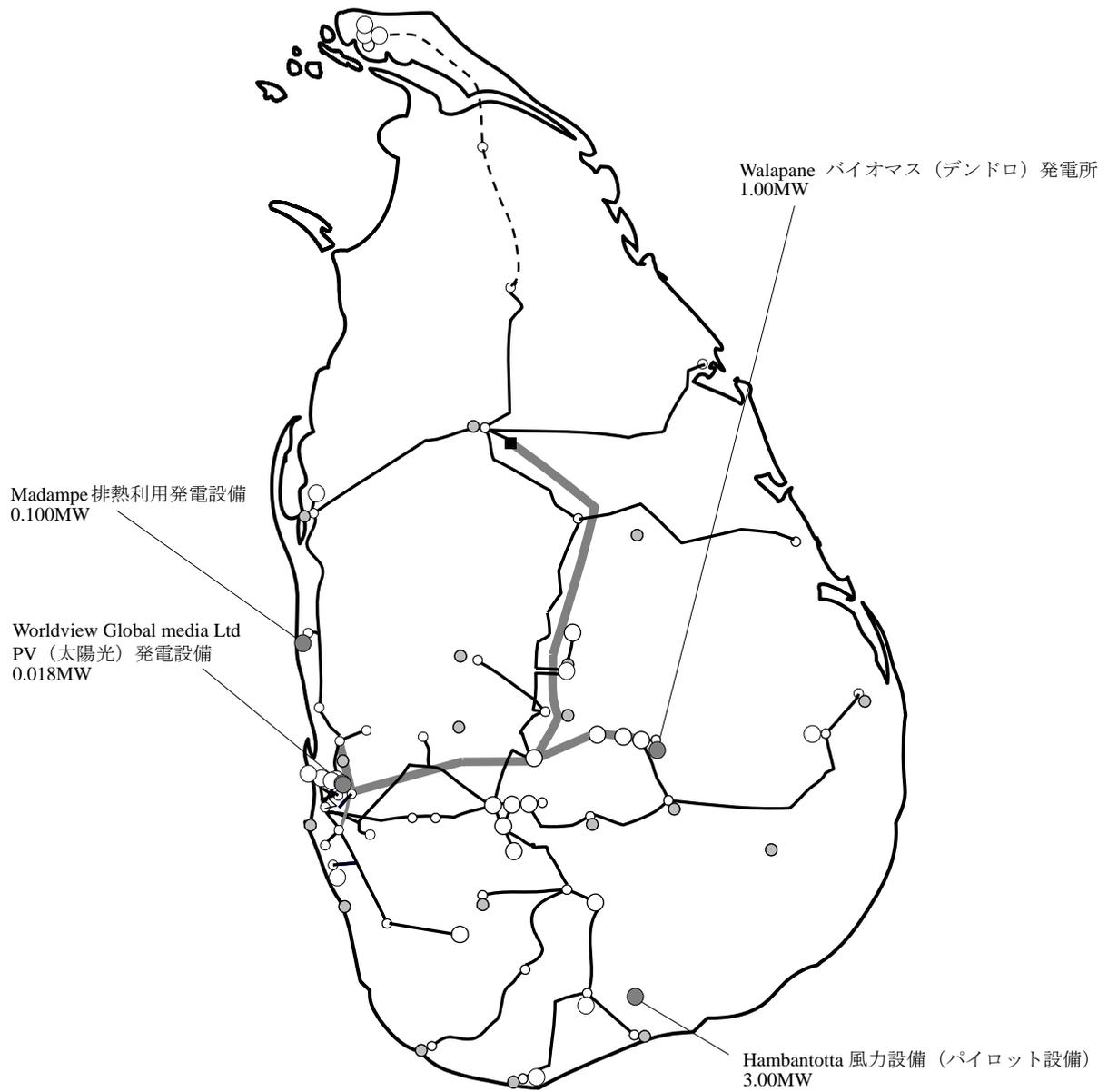


図 5.2.5 グリッド接続されている再生可能エネルギー発電設備（小水力発電設備を除く）位置図

(2) 既設再生可能エネルギー発電設備の状況

(ア) CEB 所有の再生可能エネルギー発電設備

a) 小水力発電所

CEB の所有する小水力発電所は 3 か所、合計出力 20.45MW である。CEB の所有する小水力発電所を表 5.2.7 に示す。

表 5.2.7 CEB の所有する小水力発電所 (2005 年 11 月時点)

Name of Power Plant	Unit No.	Unit Capacity (MW)	Capacity (MW)	Commissioning
Inginiyagala	2	2.475	4.95	
	2	3.15	6.3	
Total	4		11.25	1954-Jun. 1963
Uda Walawe	2	3	6	Apr. 1969
Nilambe	2	1.6	3.2	Jul. 1988
Total	8		20.45	

出典：Sales and Generation Data Book 2003, Statistical Unit, Commercial Branch, Ceylon Electricity Board

Inginiyagala 発電所は、Gal Oya 水系にある灌漑用の Senanayake Samudra 貯水池を利用した発電所である。

Uda Walawe 発電所は Walawe 水系にあり、Samanalawewa 発電所下流の灌漑用の Uda Walawe 貯水池を利用した発電所である。

Nilambe 発電所は、Mahaweli 水系の上流部支流にある灌漑用貯水池を利用した発電所である。

これら発電所は全て CEB のグリッドに接続されているが、その運転は灌漑水利用に従って行われている。

CEB の所有する小水力発電所の運転実績と全体の発電電力量に対する割合を図 5.2.6 に示す。

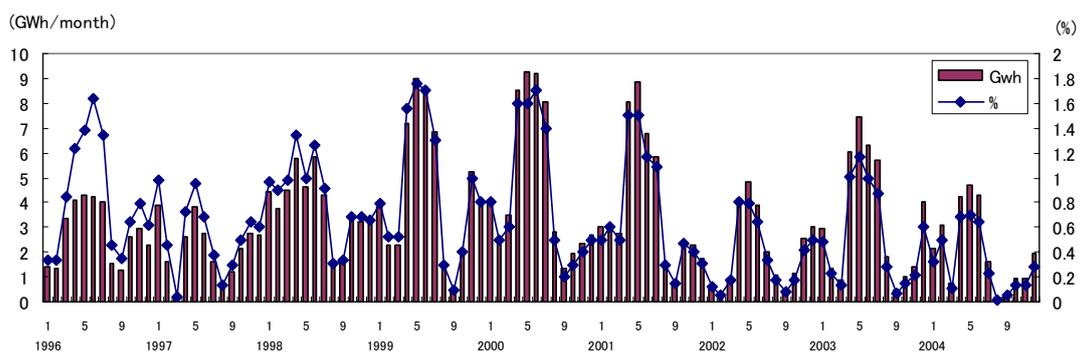


図 5.2.6 CEB の所有する小水力発電所の運転実績と全体の発電電力量に対する割合

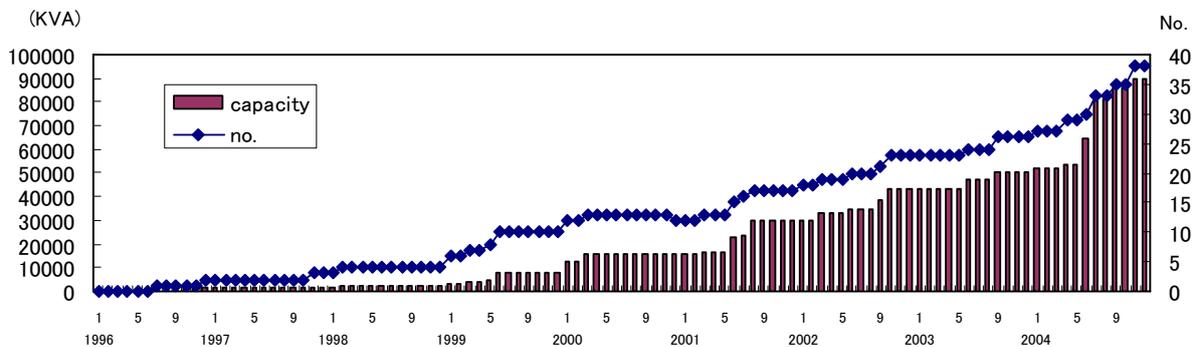
b) 風力発電所

CEB は 1999 年より世界銀行 (WB) と地球環境ファシリティ(GEF<sup>89</sup>)の支援を受け、3MW 規模のパイロットプロジェクト (Hambantota 地点) の開発を行い、風力発電に関する技術データの取得、グリットに与える影響の分析を行っている。

CEB にとって、現時点で風力発電は試験段階のものであり、このパイロットプロジェクトにより系統接続における送電容量、周波数変動等の技術的課題に対する知見が得られるまでは、風力 IPP に対する承認は出さない方針である。

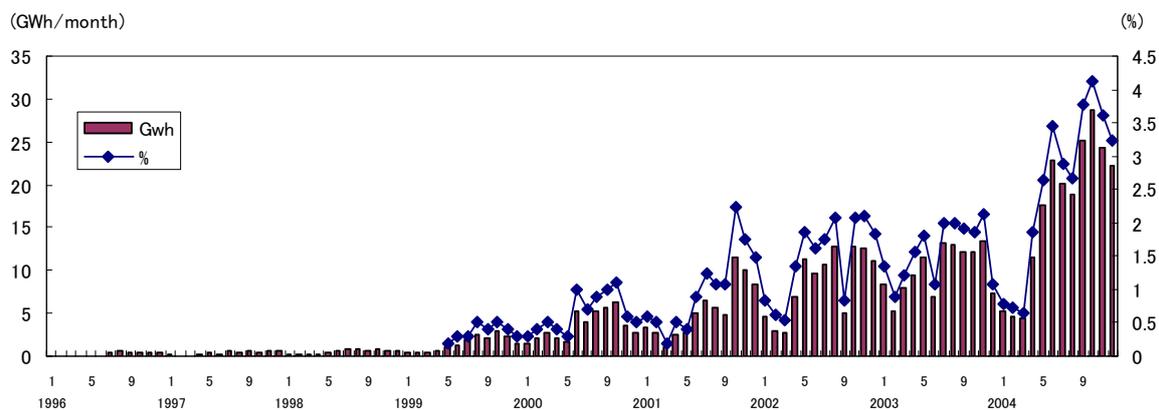
(イ) 民間 (IPP) 所有の再生可能エネルギー発電設備

CEB の発電月報によると 2004 年 12 月現在、CEB のグリットに接続している IPP 発電設備は 38 箇所 に及ぶ。その内訳は、民間小水力 (IPP) が 35 箇所、設備容量で 73MW、太陽光発電が 1 箇所、設備容量 18kW、バイオマス (デンドロ) 発電が 1 箇所、設備容量 1MW、その他 (廃熱利用) 1 箇所、設備容量 100kW となっている。IPP の再生可能エネルギー発電設備導入の経過を図 5.2.7 に示す。また、その発電電力量と全体の発電電力量に占める割合を図 5.2.8 に示す。



出典：CEB System Control & Operations, Monthly Review Report

図 5.2.7 グリット接続 IPP 再生可能エネルギー発電所数と発電設備容量の推移



出典：CEB System Control & Operations, Monthly Review Report

図 5.2.8 グリット接続 IPP 再生エネルギー発電所の発電電力量の推移

<sup>89</sup> Global Environmental Facility

a) 小水力発電所

10MW 以下の小規模再生可能エネルギー発電設備のほとんどが民間 (IPP) 小水力発電設備であり、年々その数を増している。CEB の系統に接続する IPP 小水力発電設備を表 5.2.8 に示す。

表 5.2.8 CEB の系統に接続する IPP 小水力発電所 (2004 年 12 月時点)

No.	Private Hydro Station	Capacity (MVA)	Maximum Power (MW)	Date of Grid Connection
Directly Connected to the System				
1	Dick Oya MHP	1.200	0.960	1996.04.30
2	Rakwana Ganga MHP	0.950	0.760	1998.02.09
3	Kolonna MHP	0.975	0.780	1999.02.23
4	Ellapita Ella MHP	0.700	0.550	1999.06.15
5	Carolina MHP	2.520	2.500	1999.06.26
6	Mandagal Oya MHP	1.600	1.284	2001.01.20
7	Delgoda MHP	3.643	2.650	1999.03.31
8	Glassaugh MHP	3.200	2.256	2000.03.21
9	Minuwanella MHP	0.800	0.640	2001.04.17
10	Kabaragala MHP	1.875	1.500	2001.05.18
11	Bambarabatu MHP	4.000	3.200	2001.06.01
12	Galatha Oya MHP	1.500	1.200	2001.06.23
13	Hapugastenna-1 MHP	6.000	4.862	2001.08.14
14	Belihul Oya MHP	3.125	2.500	2002.05.20
15	Watawala	1.655	1.300	2002.06.14
16	Niriella	3.750	3.000	2003.08.14
17	Hapugastenna- II MHP	3.000	2.445	2002.09.02
18	Deiyanwala MHP	1.875	1.500	2002.10.08
19	Hulganga MHP-1	3.600	3.000	2003.06.03
20	Ritigaha Oya II	1.000	0.800	2003.12.02
21	Sanquhar	2.000	1.600	2003.12.02
22	Karawita	2.000	0.750	2004.01.19
23	Sithagala MHP	1.000	0.800	2004.04.24
24	Bruswic MHP	0.803	0.600	2004.03.16
25	Way Ganga MHP	10.500	8.925	2004.05.24
26	Alupola MHP	3.000	2.522	2004.06.13
27	Rathganga MHP	2.500	2.000	2004.07.15
28	Waranagala MHP	11.000	9.900	2004.07.21
29	Nakkavita MHP	1.008	1.008	2004.08.13
30	Gampola MHP	4.206	4.206	2004.09.10
31	Mylanawita	0.600	0.600	2004.09.10
32	Atabage Oya MHP	2.211	2.211	2004.11.23
	total	87.796	72.809	
Give only excess Energy				
33	Seetha Eliya MHP	0.135	0.072	1996.03.28
34	Talawakelle MHP	0.140	0.112	1998.08.01
35	Weddemulle MHP	0.250	0.2	1999.06.01
	total	0.525	0.384	
	Grand Total	88.321	73.193	

出典 : CEB System Control & Operations, Monthly Review Report, December 2004

b) 太陽光発電

グリットに接続している太陽光発電は小規模 (18kW) であるが 1 設備あり、2002 年 1 月 11 日よりグリット接続している。月平均発電電力量は 0.001~0.002GWh である。

c) バイオマス（デンドロ）発電

間伐材を利用したバイオマス（dendro）発電（1,000kW）は2004年11月9日よりCEBの系統に接続しており、2004年12月の発電電力量は0.002GWhであった。

### （3）CEBにおける風力パイロットプロジェクトの現状

#### （ア）風力パイロットプロジェクトの背景

再生可能エネルギーにおける大規模発電技術として風力発電技術は有望であり、その導入は全世界で行われている。CEBにおいても、風力発電の開発を計画している。その最初の取り組みとして、スリランカ南部の風力資源調査<sup>90</sup>（1998年～1992年）を行い、グリッド接続した3MWのパイロットプロジェクト（Hambantota地点）を開始している。調査結果では現在の地点より海岸よりの地点がより風力ポテンシャルとして好ましい地点であったが、国立公園、保護地域に隣接することから現在の地点に建設されることとなった。

パイロットプロジェクトの実施によって、風力発電に関する技術データの取得、グリッドに与える影響の分析を行っている。

このパイロットプロジェクトは世界銀行（WB）と地球環境ファシリティ（GEF）の支援を受けている。

#### （イ）風力パイロットプロジェクトの概要<sup>91</sup>

- ・地点 : Hambantota
- ・設備容量 : 3MW （600kW 風力発電機×5機）
- ・発電量（想定） : 年間450万kWh
- ・タワー : 46m
- ・資金ソースと内訳

資金ソース	金額 (MUS\$)
IDA	2.08
GEF	0.69
CEB	1.03
計	3.80

風力パイロットプロジェクトの資金協力は、ESDプロジェクトの融資プログラムの一環として行われ、世界銀行の関連機関である国際開発協会（IDA）からの貸し付けと、地球環境ファシリティ（GEF）からの無償供与が行われている。

#### （ウ）風力パイロットプロジェクトの運転状況

##### a) 発電量

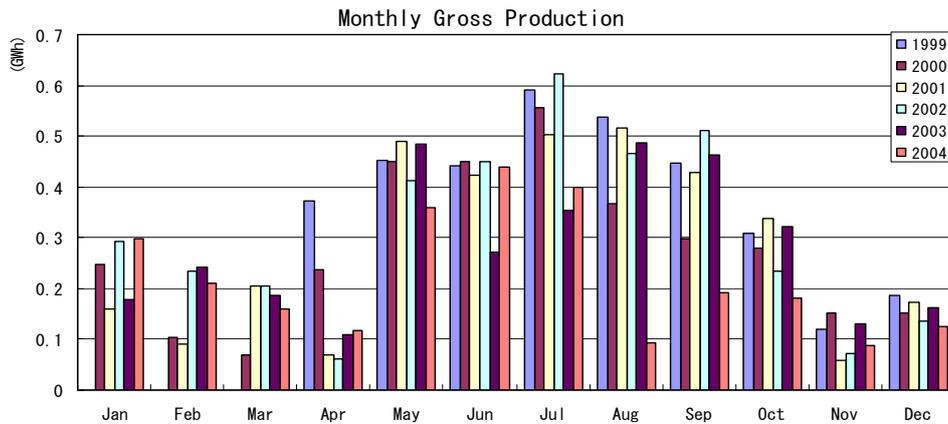
後述する風力ポテンシャル調査にも示されているように、6月から9月にかけてスリランカ南部、Hambantota地点近郊は南西モンスーンの影響を受けて、風況が良いため、この時期発電電力量が大きくなっている。

発電電力量は、年平均およそ286万kWhであり、2004年度はおよそ200万kWhであった。

<sup>90</sup> Wind Energy Resources Assessment Southern Lowlands of Sri Lanka

<sup>91</sup> 3MW Pilot Wind Power Project Analysis on Cost of Generation, May 2001, CEB

月別の発電電力量実績を図 5.2.9 に示す。

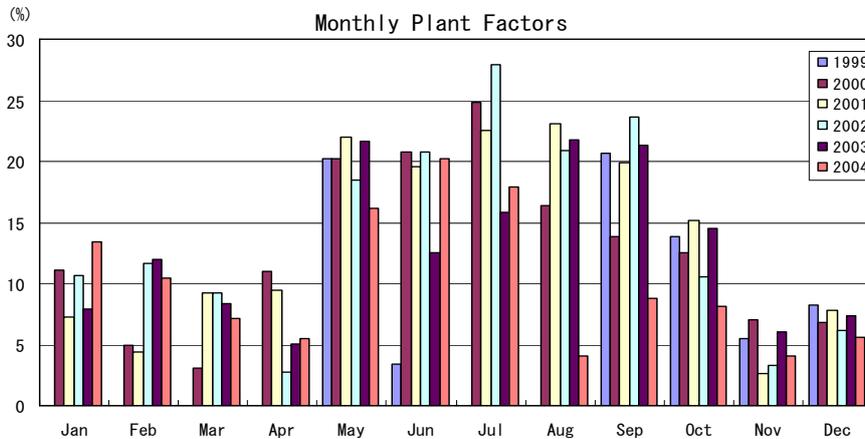


出典：CEB System Control & Operations, Monthly Review Report  
をもとに調査団にて作成

図 5.2.9 風力パイロットプロジェクトの月別発電電力量

b) 設備稼働率

CEB の検討報告書では設備稼働率は 17% で試算されているが、運用開始からの月平均設備稼働率はおよそ 12.5% である。月別の設備稼働率を図 5.2.10 に示す。

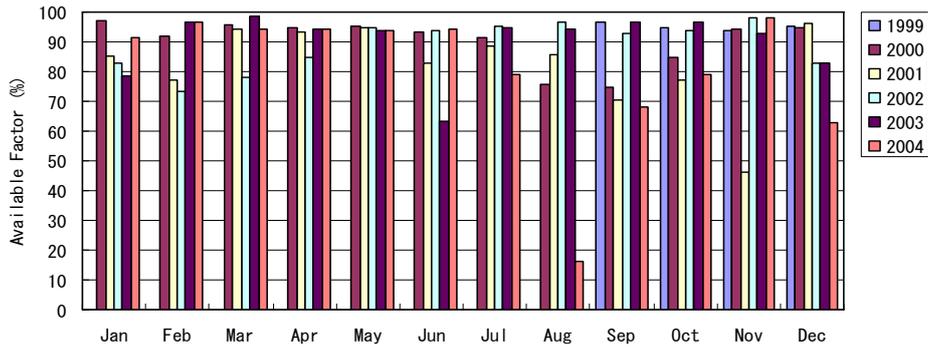


出典：CEB System Control & Operations, Monthly Review Report  
をもとに調査団にて作成

図 5.2.10 風力パイロットプロジェクトの月別設備稼働率

c) 設備稼働時間

パイロットプロジェクトの月別稼働時間を図 5.2.11 に示す。設備稼働時間率は、90% 程度であり、2004 年 8 月に見られる稼働時間減は、故障に伴う補修を行い、スペアパーツの調達、交換などが主な原因である。

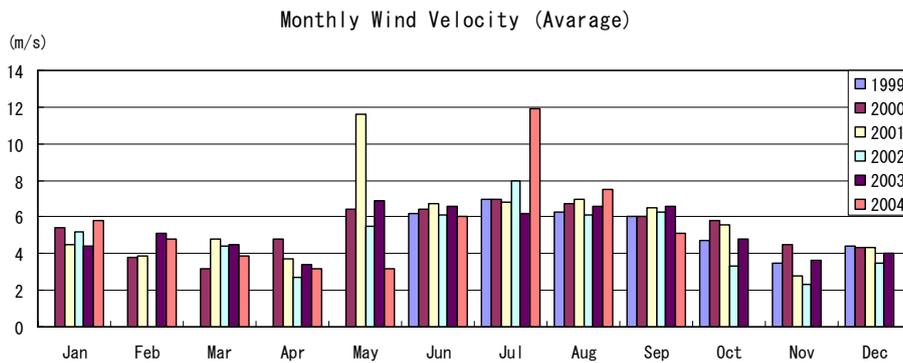


出典：CEB System Control & Operations, Monthly Review Report  
をもとに調査団にて作成

図 5.2.11 風力パイロットプロジェクトの月別稼働時間 (%)

d) 平均風速

プロジェクト地点の 1999 年から 2004 年までの月平均風速は 5.4m/s である。月平均風速を図 5.2.12 に示す。



出典：CEB System Control & Operations, Monthly Review Report  
をもとに調査団にて作成

図 5.2.12 風力パイロットプロジェクト地点の月平均風速

e) 発電原価

風力パイロットプロジェクトの建設費は 3.8MUS\$であり、kW あたりの建設コストは 1,269US\$/kW であった。発電原価は CEB の報告書<sup>92</sup>によると所要資金を全て銀行からの借りで調達した場合、設備稼働率 17%の設定で、11.94UScents/kWh<sup>93</sup>と試算している。しかし、これまでの現状分析から設備稼働率は 17%に届かず、1999 年から 2004 年までの平均設備稼働率 13%で再計算を行うと 15.6UScents/kWh となる。

2004 年の平均電気料金 7.67Rs/kWh や CEB の小規模発電からの買電価格 6.05Rs/kWh<sup>94</sup>、IPP ディーゼル発電の発電原価 7~9Rs/kWh<sup>95</sup>と比較すると割高な状況である。

<sup>92</sup> 3MW Pilot Wind Power Project Analysis on Cost of Generation, May 2001, CEB

<sup>93</sup> 地球環境ファシリティーからの無償資金協力 (0.69MUS\$) を考慮した場合、発電原価は 9.84UScents/kWh と試算している。

<sup>94</sup> 2005 年乾期 (2月~4月) の CEB 買電価格。雨期 (残りの月) は 5.30Rs/kWh。

<sup>95</sup> Monthly Review Report, December 2004, CEB

## 5. 3 開発プロジェクト

### 5. 3. 1 水力開発プロジェクト

#### (1) 進行中プロジェクト

2004年11月に策定された LTGEP2005-2019 には、新規水力開発プロジェクトとして Upper Kotmale 地点における貯水池式水力発電プロジェクトが示されている。

Upper Kotmale 発電所は、円借款を利用して開発される。2005年11月現在、Lot 1の準備工事が国際調達により準備されているところである。

Upper Kotmale 発電所は、最大出力 150MW の流れ込み式発電所で、Mahaweli 川上流部支流 Kotmale Ganga の既設 Kotmale 発電所のさらに上流にダムを設けて取水し、Kotmale 貯水池に発電放流する計画である。

Upper Kotmale 発電所の計画概要を表 5.3.1 に、平面図を図 5.3.1 に示す。

表 5.3.1 Upper Kotmale 発電所の計画概要

Type	Run-of-river type with a regulating pond
Water levels	
Full Supply Level (FSL)	1,194 masl
Minimum Operating Level (MOL)	1,190 masl
Normal tail water level	703 masl
Effective Storage Capacity, Reservoir Area	0.8 MCM, 0.25km <sup>2</sup>
Maximum plant discharge	36.9 m <sup>3</sup> /s
Head	
Maximum gross head	491 m
Net head at full operation	473 m
Installed capacity	150 MW, (75MW x 2 units)
Annual energy	409GWh
Plant factor	0.4
Transmission line	220kV double circuit to Kotmale Switchyard (17.5 km)
Basic Project Cost	US\$ 280 million
Project Cost with IDC, taxes, escalation	US\$ 384 million
Construction period	6 years

Note: masl - meters above mean sea level,

MCM - million cubic meters

IDC - Interest During Construction

LTGEP 2005-2019 では、運転開始を 2009 年末としていたが、至近のスリランカ政府閣議決定を受けて工程の見直しが行なわれ、2010 年 9 月の運転開始が予定されている。

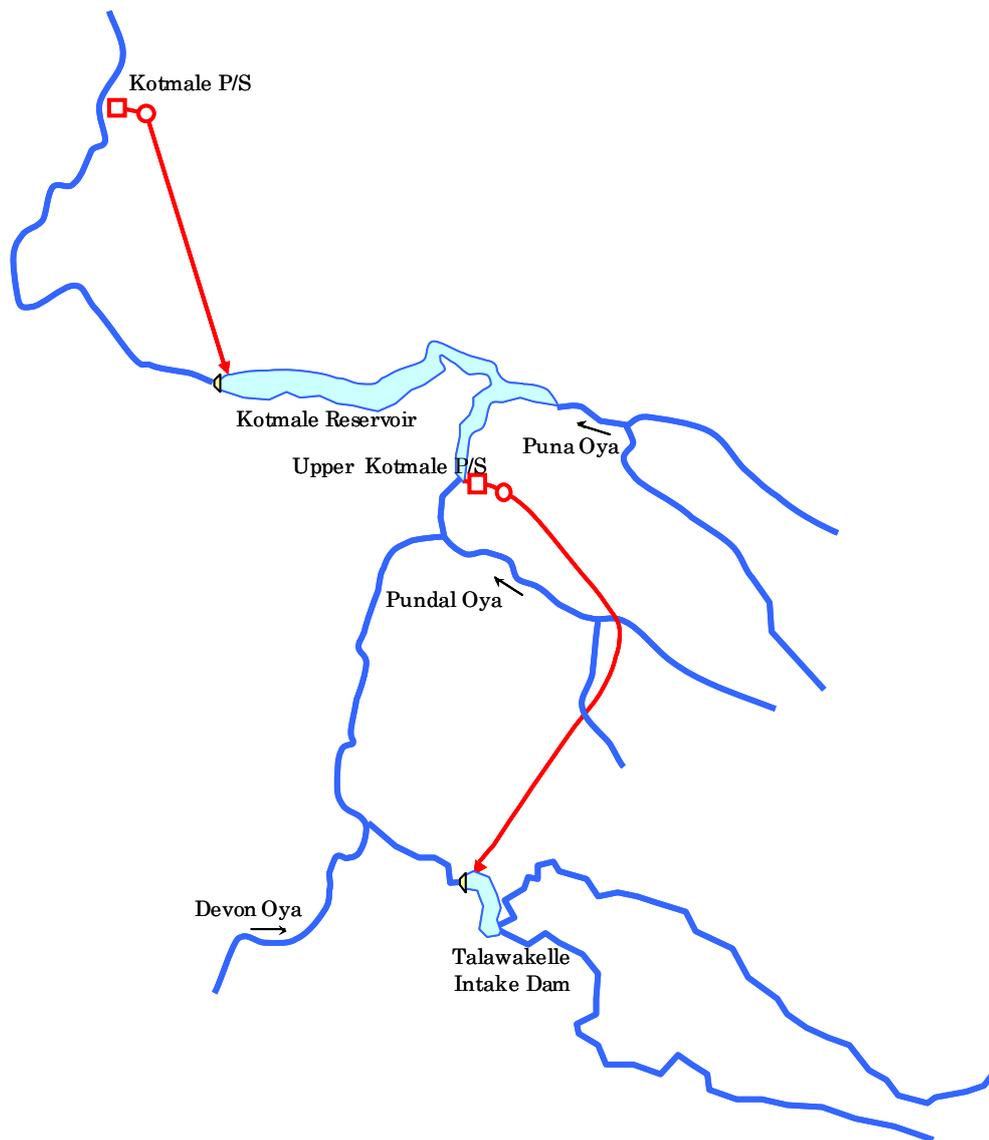


図 5.3.1 Upper Kotmale 発電所平面図

(2) 新規開発プロジェクト

LTGEP 2005-2019 において、新規水力開発候補地点は表 5.3.2 に示す 4 地点が示されている。

表 5.3.2 LTGEP2005-2019 における新規水力開発候補地点

Name of Project	River Basin	Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Effective Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Gin Ganga	Gin	49	210	23.2
Broadlands	Kelani	35	127	0.2
Uma Oya	Mahaweli	150	457	21.9
Moragolla	Mahaweli	27	111	5.0

出典： Long Term Generation Expansion Plan 2005-2019  
Transmission & Generation Planning Branch, Transmission Division, CEB, November 2004

これら地点は、1989年のマスタープラン調査の結果選定された有望な27地点<sup>96</sup>（合計出力約877MW）の中から次の基準により選定された。

- (a) 1989年のマスタープラン調査結果で得られた開発候補地点27地点をベースとする。
- (b) 出力15MW以上の地点
- (c) マスタープラン調査の結果は、プレF/S調査として扱い、F/Sが実施された地点はその結果を優先して評価する。
- (d) 長期平均発電単価がUS¢15/kWh（1988年価格）以下のものを開発候補地点とする。

表 5.3.3 1989年マスタープラン調査で選定された水力開発地点

No.	Project	Capacity (MW)	Energy (GWh/a)	Specific Cost (US¢/kWh) (Ave.)	Resettlement (persons)	Remarks
1	MADU003	72	298	3.1	0	
2	KOTM025	64	268	3.5	0	Upper Kotmale HP (committed)
3	GING074	49	211	4.3	1,560	Gin Ganga (LEGEP 2005-2019)
4	NALA005	8	27	5.0	0	
5	UMAO034	42	173	5.4	0	replaced with Uma Oya (LTGEP 2005-2019)
6	KELA085	39	170	5.6	0	Broadlands (LTGEP 2005-20019)
7	BELI009	10	43	5.6	0	
8	BELO014	13	53	5.8	0	
9	MAHW263	27	111	6.0	0	Moragolla (LTGEP 2005-2019)
10	BELO015	17	73	6.1	0	
11	HASS006	10	35	6.3	50	
12	KELA071	26	114	6.8	5,200	
13	KOTM033	93	390	7.3	1,700	Upper Kotmale (committed)
14	MAHW235	21	83	7.3	0	
15	KUKU022	116	512	7.5	9,100	Kukule HP (developed)
16	MAHW288	18	75	7.5	0	
17	UMAO042	42	172	7.7	1,300	Dam site of Uma Oya (LTGEP 2005-2019)
18	UMAO063	14	58	7.7	0	
19	SUDU017	25	113	7.9	2,600	
20	MAGA029	19	78	8.5	0	
21	SITA014	30	123	8.8	3,600	
22	BAMB010	10	40	8.9	180	
23	KULU075	36	149	9.7	5,000	
24	SUDU009	18	79	9.9	1,000	
25	GING052	38	159	12.0	950	
26	AGRA003	7	28	12.1	3,100	Upper Kotmale (committed)
27	BADU029	13	47	13.0	100	
	Total	877	3,682	-		

Note: 10% discount rate  
50% plant factor  
Secondary costs included

出典：Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka, June 1989, CEB, GTZ, LIDE, CECB

LTGEP 2005-2019において採用された水力開発候補地点の資本費は、表5.3.4に示すとおりである。

<sup>96</sup> この27地点（合計出力約877MW）は、机上検討された全国の75地点の中から選定された。

表 5.3.4 LTGEP 2005-2019 にて検討された水力開発候補地点の資本費

発電所	出力 (MW)	純建設費 (USD/kW)			建設期間 (年)	建中利子 (%) (割引率 10%)	建設費 (WASPへの入力値) (USD/kW)			耐用年数 (年)
		外貨	内貨	合計			外貨	内貨	合計	
Gin Ganga	49	2,214.7	440.2	2,654.9	4	18.53	2,625.1	521.7	3,147	50
Broadlands	35	1,987.3	549.8	2,537.1	4	18.53	2,355.5	651.7	3,007	50
Uma Oya	150	2,115.1	446.9	2,562.0	5	23.78	2,618.1	553.1	3,171	50
Moragolla	27	3,301.3	461.6	3,762.9	4	18.53	3,913.1	547.2	4,460	50

全てのコストは2004年1月時点のコロンボBorder Priceである。交換レートはUS\$1=Rs.96.86である。

出典：Long Term Generation Expansion Plan 2005-2019

Transmission & Generation Planning Branch, Transmission Division, Ceylon Electricity Board, November 2004

このうち、Gin Ganga 地点、Moragolla 地点については、1989年のマスタープラン調査の結果をベースとし、資本費については1992年に実施されたKukule水力発電所のFS調査<sup>97</sup>でプロジェクトコストの見直しを行った結果に基づいている。

Broadlands 地点の計画については、2004年にJICAが支援して実施された水力発電最適化計画調査<sup>98</sup>の中で行われたFS調査結果に基づいている。

Uma Oya 地点は、多目的ダム計画であり、CECBが1991年に実施したプレFS<sup>99</sup>をベースとしており、Gin Ganga 地点、Moragolla 地点と同様に、資本費についてはKukule水力発電所のFS調査でプロジェクトコストの見直しを行った結果に基づいている<sup>100</sup>。

### (3) 増設計画

LTGEP 2005-2019では既設発電所の増設計画が示されている。これは、JICAが支援して実施された水力発電最適化計画調査<sup>101</sup>の中で既設発電所の増設計画が検討された結果を主に用いている。

スリランカの電力系統は、従来、水力資源を中心に開発が行われ、水力を主体とした電源構成であった。しかし、経済的、環境社会的に有望な水力地点が少なくなったこともあり、近年は火力発電所の比率が増加している。今後、多くの大規模火力の開発が見込まれるため、水力発電所の構成比率は次第に低下していくこととなる。このことは、水力発電所が電力系統の中に占める役割も変わることであり、従来、水力がベース需要を負担し、ピーク需要を火力が負担していたものから、石炭火力等のベース火力の開発により、水力発電所がピーク需要を負担するように変化していくと考えられる。

<sup>97</sup> Feasibility Study of Kukule Ganga Hydropower Project, SR9A Construction Plan and Cost Estimates, August 1992, Ministry of Power and Energy, Ceylon Electricity Board, Joint Venture Kukule Ganga (Nippon Koei Co., Ltd., Electrowatt Engineering Services Ltd., Lahmeyer International GmbH, Central Engineering Consultancy Bureau, TEAMS & RDC.)

<sup>98</sup> 独立行政法人国際協力機構、セイロン電力庁「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」2004年2月、電源開発株式会社、日本工営株式会社

<sup>99</sup> Ministry of Lands, Irrigation and Mahaweli Development, UMA OYA Multi-Purpose Project Pre-Feasibility Study, July 1991, revised January 1992, Central Engineering Consultancy Bureau

<sup>100</sup> Uma Oya 地点については、2001年にCIDAの援助によりカナダのSNC Lanvin Inc.がFS調査を実施した。しかし、Phase Iのみの実施に留まり、計画の見直しは行われなかった。

<sup>101</sup> 独立行政法人国際協力機構、セイロン電力庁「スリランカ国 水力発電最適化計画調査」2004年2月、電源開発株式会社、日本工営株式会社

この前提に立って、JICA の支援による水力発電最適化計画調査は実施され、既設発電所の増設により、溢水を回避して火力発電所燃料費を抑制し、出力増加によりピーク需要を賄い新規の設備投資を抑制することが検討された。

LTGEP 2005-2019 に計上されている増設計画を表 5.3.5 に示す。

表 5.3.5 LTGEP 2005-2019 に計上されている増設計画のまとめ

River Basin	Plant Name	Existing Plant			Expansion Plan				Outline of Extension Plan
		Capacity (MW)	Annual Average Energy (GWh)	Plant Factor (%)	Expansion Capacity (MW)	Total Capacity after Expansion (MW)	Additional Energy Production (GWh)	Plant Factor after Expansion (%)	
Laxapana Complex	New Laxapana	100 (2@50MW)	552	63.0%	72.5	172.5	80	36.5%	増設に先立ち、既設New Laxapana発電所、Polpitia発電所の土木構造物の不具合を改善する必要がある。 増設工事では、既設発電所の発電停止を伴うことから需給が逼迫している状況下での増設は適切ではなく、タイミングを見極める必要がある。 既設発電所の運転停止が経済性に与える影響が非常に大きいので、慎重な工事計画を立案する必要がある。
	Polpitia	75 (2@37.5MW)	453	68.9%	47.9	122.9	(80) together with New Laxapana	42.1%	
Mahaweli Complex	Kotmale	201 (3@67MW)	455	25.8%	-	-	90	31.0%	ダム高を706.5mから735.0mまで上げるにより、20%の発電電力量の増加が見込める。
	Victoria	210 (3@70MW)	847	46.0%	140 (2@70MW) 210 (3@70MW)	350 420	-31 -14	26.6% 22.6%	既に増設用の取水口が設置されており、増設に伴う既設発電所の運転停止は僅かである。取水口建設に伴う貯水池の水位低下も必要なく、増設に当たっての制約は殆どない。 工事用道路、作業横坑等の仮設備関係は既存のものが利用でき施工上のメリットが大きい。 将来ピーク電源が不足し、代替電源の価格が高騰した際に、コストダウン検討を含め再検討する余地がある。
the Others	Samanalawewa	120 (2@60MW)	351	33.4%	60 (1@60MW) 120 (2@60MW)	180 240	-37 -97	19.9% 12.1%	増設工事では、既設発電所の発電停止を伴うことから需給が逼迫している状況下での増設は適切ではなく、タイミングを見極める必要がある。 既設導水路の流速が大きくなるため、局所的な水理的な問題、導水路の構造的な補強の必要がある場合は実現可能性が極端に低くなる。 取水口を新たに増設する必要があるが、既設導水路との接続部での水理現象が不確定であり、模型実験等で確認する必要がある。 ダウンサージによる負圧が生じるため、貯水池運用水位を高く保つ必要がある。下流の灌漑放流に不足が生じた場合、貯水池水位を高く保てず、結果的に減電となる可能性が高い。 2台増設案は損失落差の増加により、100GWhの減電となる。
	Maduru	7.5 (3@2.5MW)							既設灌漑ダムの左岸に2@2.5MW、右岸に1@2.5MW発電所を設置するもの

出典：調査団作成

(4) 設備改修計画

Kelani 水系の水力発電所の設備改修計画については、JICA の支援による水力発電最適化計画調査のフォローアップ調査が 2004 年 8 月から 2005 年 8 月の予定で実施された。設備改修計画の内容を表 5.3.6 に示す。

表 5.3.6 Laxapana Complex の水力発電所の設備改修計画

River Basin	Laxapana Complex					
Plant Name	Wimalasurendra	Old Laxapana	Canyon	New Laxapana	Polpitiya	
Capacity (MW)	50	50	60	100	75	
Annual Average Energy (GWh)	112	286	160	552	453	
Plant Factor (%)	26%	65%	30%	63%	69%	
Commissioning	1965	1950, 1958	1983	1974	1969	
Civil Structures	Reservoir/ Pondage	-	-	-	堆砂	堆砂
	Dam	洪水吐改造 揚圧力低減排水孔清掃	ダム右岸漏水 フラッシュボード設置	-	基礎岩盤空洞	雨量計設置 洪水吐き増設
	Intake	-	-	負圧防止バルブ改造	堆砂	渦発生 地滑り
	Headrace Tunnel	トンネル崩落の可能性	-	-	-	-
	Surge Tank	-	流れの乱れ及び騒音	-	漏水	-
	Penstock	-	-	アンカーブロック基礎洗掘	アンカーブロック基礎洗掘	アンカーブロック基礎洗掘
	Powerhouse	-	-	-	-	地滑り 漏水
	Tailrace	放水口の乱れ	-	放水路擁壁変位	コンクリート洗掘	コンクリート洗掘
	Common	揚圧力低減排水孔の清掃 土木構造物周辺の植生除去 土木技術者の配置 定期点検実施				
	Hydro-Mechanical Equipment	Spillway	流量調節ゲートへの変更計画	流量調節ゲートの設置計画	アンカレッジへの点検通路の設置	アンカレッジへの点検通路の設置 ゲート制御装置検討
Intake		CEBIによる取水設備修理中	-	取水口バルブ空気弁の位置変更の計画	取水口の除塵機の設置検討	取水口の除塵機の設置検討
Penstock		-	鉄管弁の遠方制御装置の補	伸縮継手からの漏水	排水側溝と点検通路の補修	発錆部のタッチアップ塗装
Bottom Outlet		CEBIはニードルバルブの修理を計画	-	-	-	-
Outlet		-	設備なし	CEBIにより修理中	設備なし	-
Other		-	-	-	土砂排除方法の検討	土砂排除方法の検討
Electro-Mechanical Equipment	Turbine	更新不要。消耗品・損傷品を予備品と交換	1-3u:水車(入口弁、調速機含む)の更新	オーバーホールの実施	サーボモーターの更新	水車一式、補機の更新 単機出力を40MWに増加する 発電機ラスト軸受の更新
	Inlet Valve	バルブシート・シーリングの交換	1-3u:入口弁更新 4.5u:バルブシート・シーリングの交換	-	通常の補修の実施	予備品の調達・交換
	Governor	調速機システム全体をデジタル式に交換	1-3u:調速機の更新	-	デジタル式への更新	水車更新時に既設調速機の流用
	Other Auxiliary Equipment	新品への交換	1-3u:冷却水給水システム、潤滑油装置、圧縮機の交換 4.5u:ブレーキ用圧縮機の交	-	圧縮機、グリース給油装置、給水装置の更新	給水装置、排水装置、ブレーキ用空気圧縮機、グリース供給装置の更新
	Electrical Equipment Generator	固定子巻線の巻き換えと鉄心の更新の実施と発電機更新の場合を比較検討	水車を更新した場合、発電機・励磁装置を更新 水車が増強された場合、発電機の更新	オーバーホールの実施	発電機の更新	-
	Exciter	発電機本体の更新に合わせ励磁制御装置を最新のデジタル式励磁制御装置に更新	同上	-	励磁装置の更新	-
	Transformer	変圧器の劣化が進んでおり全てを早急に取り替え	予備品の確保	-	-	全ての変圧器の更新
	Other Electrical Equipment	132kV開閉器全て更新すべき時期	予備品の確保	-	12.5kV回路を発電機更新に併せて更新	予備品の確保
	Control Equipment Control and Protection Equipment	制御・保護装置全体を更新	-	いずれデジタル方式に更新	制御・保護装置を更新	-
	Control Power Source Equipment	制御・保護装置全体を更新するのに併せて制御用220kV蓄電池と充電装置を更新する。併せて無停電電源装置を設置して信頼度を向上させる。	故障中の装置の復旧	1uの220V蓄電池の交換	制御用の220V蓄電池と充電装置を更新 無停電電源装置の設置	直流制御電源のプラス側の地落現象を調査し、復旧する
	Communication Equipment	Old Laxapana 発電所との間に OPGWを通信線として据え付け	各発電所との間に OPGWを通信線として据え付ける。	Old Laxapana 発電所との間に OPGWを通信線として据え付ける	OPGWを通信線として据え付ける	Old Laxapana 発電所との間に OPGWを通信線として据え付け
	Dam Distribution Equipment	-	-	-	-	-

出典：国際協力機構、スリランカ国 水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査（ケラニ水系水力発電所リハビリテーション）ドラフトファイナル・レポート、2005年5月より調査団にて作成

## 5. 3. 2 火力開発プロジェクト

### (1) 進行中プロジェクト

2005年11月時点で建設中の火力発電プロジェクトはない。

### (2) 新規開発プロジェクト

2004年11月に策定された LTGEP2005-2019 には、新規火力開発プロジェクトとして Kerawalapitiya 地点におけるコンバインドサイクル火力発電プロジェクトが示されている。

Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトは、1999年に JICA によりフィージビリティスタディ<sup>102</sup>が実施された。Kerawalapitiya～Kotugoda 間の送電線建設については、2003年3月に JBIC により円借款の融資契約 (L/A) へのサインがなされており、JBIC による融資によつての開発が見込まれている。表 5.3.7 にフィージビリティ調査結果の概要を示す。

表 5.3.7 Kerawalapitiya コンバインドサイクルプラント FS 調査結果概要

実施機関	JICA
調査期間	1997年12月～1999年1月
プロジェクト内容	150MW コンバインドサイクルプラント ガスタービン : 50MW x 2機、または 100MW x 1機 (プラント構成の決定に依存) スチームタービン : 約 50MW x 1機 HRSG : 1機または2機 (ガスタービン1機につき1機) 発電機 : 118MVA (GT用)、59MVA (ST用) 燃料 : Auto ディーゼル油 海水淡水化施設 : 多重効用淡水化施設 1機、1,500トン/日 貯油タンク : 8,000kl x 2基 制御装置 : 1式 送電線 : 亘長: 18km (発電所～既設 Kotugoda 変電所)、220kV 2回線
開発工期	計 49ヶ月 (L/A: 5ヶ月、応札準備: 6ヶ月、契約手続: 7ヶ月、建設工期: 31ヶ月)
プロジェクトコスト	Case-1: 1億 6,324万 US ドル (1998年価格) Case-2: 1億 2,672万 US ドル (1998年価格)
経済財務分析結果	Case-1: EIRR=11.50%、FIRR=14.95% Case-2: EIRR= 8.99%、FIRR=11.54%

注: Case-1 複数機開発を考慮した場合の初号機 150MW 建設  
Case-2 複数機開発を考慮しない場合の 150MW 建設

出典: JICA ケラワラピティヤコンバインドサイクル発電所建設計画調査、1999年1月

フィージビリティ調査では、設備出力 150MW のコンバインドサイクル設備について、ガスタービン 50MW 級 2機または 100MW 級 1機、スチームタービン 50MW 級 1機による 2つの設備構成タイプが示されている。

また、当時の CEB による長期電源開発計画によると、5機 750MW の設備開発が行われることとなっていたため、複数設備開発を前提としたケースと、150MW 単機設備開発のケースの 2ケースについて経済財務分析を実施している。その結果、単機設備開発のケースで EIRR が 11.50%、FIRR が 14.95%とプロジェクトとして有望なものであると結論付けられている。

<sup>102</sup> スリランカ民主社会主義共和国ケラワラピティヤ コンバインドサイクル発電所建設計画調査、1999年1月

また、契約手続き完了後の純建設工事期間として、ガスタービン試運転までに 22 ヶ月、コンバインドサイクルの商用運転開始まで 31 ヶ月が必要であり、妥当な開発工程といえる。

当初、CEB は本プロジェクトを設備規模 300MW のプロジェクトとして、日本政府からの ODA にて進める予定であったが、その後、IPP による実現の方が早期かつ安価に仕上げられるとして本プロジェクトを BOOT ベースにて IPP 入札を行った。2002 年 6 月には 6 社がプレクオリファイされ、2005 年当初より 2 社に対し契約交渉を行ったが、契約条件で交渉が難航し、交渉は不調に終わった。

2005 年 9 月に CEB は、IPP ではなく CEB 所有による発電設備としてのプロジェクト実施についての資金調達を政府外国援助局<sup>103</sup>に要請した。

CEB は 2005 年に策定する LTGEP (2006-2020) において、300MW (150MW x 2units) の Kerawalapitiya コンバインドサイクル設備の 2009 年運転開始 (ガスタービンオープンサイクル設備 2008 年運転開始) を見込んでいる。

フィージビリティ調査によるとコンバインドサイクル発電設備運転開始までの純建設期間は 31 ヶ月であり、建設期間の短縮および建設までの準備を平行作業にて行ったとしても、EIA の実施期間を考慮すると、2006 年当初に資金確保の見通しを立てなければならない。

表 5.3.8 Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクト概略工程 (2009 年 CC 運開)

	2006年	2007年	2008年	2009年
	Finance Agreement ▽	EIA報告書提出 ▽	GT運転開始 ▽	CC運転開始 ▽
コンサルタント選定	■			
入札準備	■			
契約手続		■		
プラント建設		■	■	■
EIA	■	■		

出典：調査団作成

### (3) 増設計画

火力発電設備の増設計画については、LTGEP 2005-2019 に示されていない。しかしながら、過去に、CEB が所有する既設 Kelanitissa ガスタービン設備 (設備出力 115MW、1997 年運転開始) のコンバインドサイクル化に関するフィージビリティスタディが実施されており、2005 年 11 月現在で、具体的な火力発電設備の増設計画としてはこの計画のみである。

Kelanitissa ガスタービン設備 (GT7) のコンバインド化に関するフィージビリティ調査は 2003 年に社団法人日本プラント協会 (JCI<sup>104</sup>) にて実施された。

表 5.3.9 に調査結果の概要を示す。

<sup>103</sup> External Resources Department

<sup>104</sup> Japan Consulting Institute

表 5.3.9 Kelanitissa GT7 コンバインドサイクル化 FS 調査結果概要

実施機関	JCI (日本プラント協会)
調査期間	2002年11月～2003年3月
プロジェクト内容	既設ガスタービン火力発電設備のコンバインドサイクル化 既設 ST 設備の撤去 既設 GT 設備のリハビリテーション 機器およびコントロールシステムの取替え： ボトミングサイクルシステムの導入制御機器の取替え スチームタービン    ：52MW x 1 機 HRSG                  ：1 機 発電機                  ：65MVA x 1 機 貯油タンク              ：8,000kl x 2 基 制御装置               ：1 式 ナフサ燃料への燃料転換
開発工期	計 37 ヶ月 (技術審査：2 ヶ月、契約交渉：4～7 ヶ月、建設工期：28 ヶ月)
プロジェクトコスト	9,705 万 US ドル (2003 年価格)
経済財務分析結果	EIRR=40.77%、ROI=13.44%、ROE=31.28% (JBIC ソフトローン適用、利子率 2.65%)

出典：JCI ケラニティッサ GT7 発電設備コンバインドサイクル化フィージビリティ調査、2003 年 3 月

このプロジェクトでは、Auto ディーゼル油焚き仕様である既設ガスタービン設備をナフサも焚けるように改造し、排熱回収ボイラにより蒸気タービン発電機を回し、燃料費の増分なしで出力増加を行うものである。

また、技術提案の提出から運転開始までに必要とされる開発工期は 37 ヶ月であり、純建設期間として 28 ヶ月が見込まれている。既設スチームタービン設備の撤去など考慮しても、この建設期間は妥当なものといえる。

また、調査結果によると、初期投資額は 97 百万 USD (1,763USD/kW) と割高な投資となるが、ディーゼル発電設備を新設するのに比べ、燃料コストと運転補修コストの節減ができ、経済財務分析結果からもプロジェクトの有望性が示されている。

FS 調査の経済財務分析においてはコンバインドサイクル化された後の設備の年間設備稼働率を 85% と想定している。しかしながら、将来石炭火力が導入された後、コンバインドサイクル発電設備はベース電源としてではなく、ミドルまたはピーク電源としての運転が行われることとなる。この結果、コンバインドサイクル発電設備の年間稼働率は著しく低くなるものと思われ、FS に示されるものに比べ、プロジェクトの経済性は大幅に小さくなるものと思われる。

また、ナフサ燃料の使用については、CEB が所有する既設 Kelanitissa コンバインドサイクル発電設備において年間燃料消費量の半分程度しか CPC からナフサが供給されておらず、CPC 所有の製油所の精製能力を考慮すると、本プロジェクト設備へのナフサ供給の可能性は低いものと考えられる。

### 5. 3. 3 再生可能エネルギー発電プロジェクト

LTGEP 2005-2019 には、グリッドに接続される再生可能エネルギー発電設備についての具体的な開発プロジェクトは示されていない。しかしながら、風力発電設備についてはいくつかの地点についてフィージビリティ調査が実施されている。

また、過去にスリランカにおける再生可能エネルギーの賦存量についての調査が実施されており、本節では過去に実施された小水力および風力エネルギーポテンシャル調査についてその概要を記述する。

#### (1) 風力開発プロジェクト

2002 年に日本貿易振興機構 (JETRO) によって設備規模 30MW の風力発電設備についてのフィージビリティ調査<sup>105</sup>が行われ、主に Palatupana 地点 (南部州)、Mirijawila 地点 (南部州)、Karagan Lewaya 地点 (3MW Hambantota 既設風力パイロット設備の増設)、Kalpitiya 地点 (北西部州) が候補地点として検討されている。

Mirijawila は風況が他の候補に比べ弱い。Karagan Lewaya 地点は建設用地が十分になく、経済的な開発が期待できない。Palatupana は立地環境がヤーラ国立公園や保護区に隣接しており詳細設計の際には野生生物保護局との調整が必要としている。このように、技術、環境および経済的側面から Kalpitiya 地点が有望である。最も有望な Kalpitiya の開発は 600kW の風車発電機 50 機、30MW の計画で、設備稼働率 32%、発電量を年間 84.7GWh と試算している。

#### (2) 再生可能エネルギーポテンシャル

##### (ア) 小水力ポテンシャル

スリランカの小水力 (マイクロ水力) は、中央高原地帯を中心に 400 地点以上が開発されてきたが、これらの殆どは既に配しされている。これら設備について調査を行った結果、それらの内約 140 地点が有用なエネルギーを発電するために再開発可能であることが明らかになった。その内 60 地点は既に修復され、現在運転中である。

1989 年に行われたマスタープラン調査<sup>106</sup>では、次の 3 種類の水力ポテンシャルが調査された。

カテゴリー (A) : 未開発の新規地点

カテゴリー (B) : 灌漑用水路、池、貯水池を利用した開発

カテゴリー (C) : 既設発電所の再開発、増強、増設

その結果、表 5.3.10 に示すとおり、新規地点では 5MW 以下の 62 地点、合計出力 30MW、290 の灌漑用の池及び貯水池で 8MW、増設または再開発により約 140 地点で 50MW の小水力ポテンシャルが確認された。

<sup>105</sup> The Feasibility Study on 30 MW Wind Power Project in Democratic Social Republic of Sri Lanka, March 2001 Japan External Trade Organization (JETRO)

<sup>106</sup> Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka, June 1989, CEB, GTZ, LIDE, CECB

表 5.3.10 1989 年マスタープランにおける小水力ポテンシャル

Installed Capacity	Number of Sites		
	Small Scale Hydro Potential at Undeveloped Sites	Small Scale Hydroprojects at Irrigation Tanks and Reservoirs	Existing Small Scale Hydroprojects which may be Rehabilitated
0 - 0.1 MW	29	269	6
0.1 - 0.5 MW	17	19	28
0.5 - 1.0 MW	10	2	1
1.0 - 5.0 MW	6	-	3
Total	62 projects 30MW	290 projects 8MW	140 projects 50MW
Average Capacity	0.48MW	0.028MW	0.35MW

出典：Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka, June 1989, CEB, GTZ, LIDE, CECB

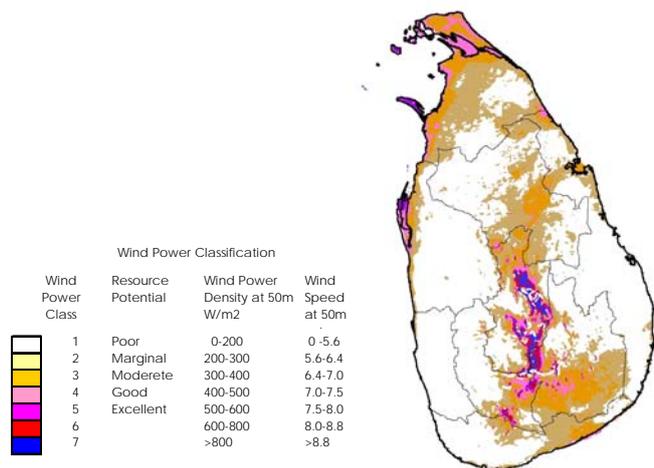
1999 年に行われた ITDG 調査<sup>107</sup>によれば、上記マスタープラン調査で明らかにされた水力ポテンシャルに加えて開発可能な小水力ポテンシャルは約 250 地点で約 100MW とされている。

民間開発による小水力発電は、さらに 47MW が建設中であり、132MW の小水力プロジェクトが関心表明 (Letter of Intent) を提出している<sup>108</sup>。

#### (イ) 風力ポテンシャル調査と地点選定調査

米国再生可能エネルギー研究所 (NREL<sup>109</sup>) が 2003 年に行った風力資源調査<sup>110</sup>によると、風況の優れた地点は、スリランカの国土およそ 65,600km<sup>2</sup> の約 6%、4,100 km<sup>2</sup> と推測されている。1 平方キロメートル当たり 5MW と推定し、およそ 20,000MW のポテンシャルがあると試算している。ただし、既設送電線や風力発電所の立地に関する詳細な追加調査が必要としている。風力ポテンシャルマップを図 5.3.2 に示す。風力資源の有望地域として、Kalpitiyak 半島から Mannar 島、Jaffna 半島にかけての北西部海岸地域、と内陸部の高原地域をあげている。

また、米国エネルギー省 (DOE) は同研究所を通じ、USAID<sup>111</sup>と協調し、スリランカの風力発電施設の立地地点に関する調査<sup>112</sup>を行っている。その中で、NREL が実施した風力資源調査結果を基に、5 地域 (Southeast Coast - Hambantota to Buthawa, West Coast - Kalpitiya Peninsula, Northwest Coast - Mannar Island, North Coast - Jaffna District, Central Province - Ambewela area) を選定し、さらにスクリーニング基準を設けこれらを評価テーブルにて評価している。最も良い評価は Kalpitiya 半島であった。



出典：Wind Energy Resource Atlas of Sri Lanka and the Maldives

図 5.3.2 スリランカ風力エネルギーポテンシャル図

<sup>107</sup> An Assessment of the Small Hydro Potential in Sri Lanka, April 1999

<sup>108</sup> LTGEP 2005-2019

<sup>109</sup> National Renewable Energy Laboratory

<sup>110</sup> Wind Energy Resource Atlas of Sri Lanka and the Maldives, August 2003, NREL

<sup>111</sup> US Agency for International Development

<sup>112</sup> Sri Lanka Wind Farm Analysis and Site Selection Assistance, August 2003, NREL

## 第6章 電源開発計画

ある供給システムの長期的な電源開発計画を策定するにあたっては、将来の電力需要、供給力、要求される供給信頼度およびコストなどを検証し、適正な新規電源が開発される計画となるよう配慮しなければならない。適正な電源開発計画は、将来におけるシステム内の電力供給コストの改善や電力不足の解消といったプラスの結果へ導く過程を示すだけでなく、将来における供給システムの需給状況を把握するといった側面からもその意義は大きい。反対に、不適正な電源開発計画は、将来における電力供給コストの増加や電力供給力不足といった深刻な問題を引き起こすこととなる。

本章ではスリランカにおける電力供給システムについて、2025年までの電源開発計画を策定する。

### 6.1 電源開発計画の策定方法

#### 6.1.1 調査対象系統

本調査における電源開発計画の対象系統はスリランカ全土における基幹系統とする。内戦によって破壊された北部送電線（Vavunia～Kilinochchi～Chunnakam）間については、現在復旧工事中であり、2007年に連系復旧する見込みである。

2005年5月時点における電力供給システムを図6.1.1に示す。

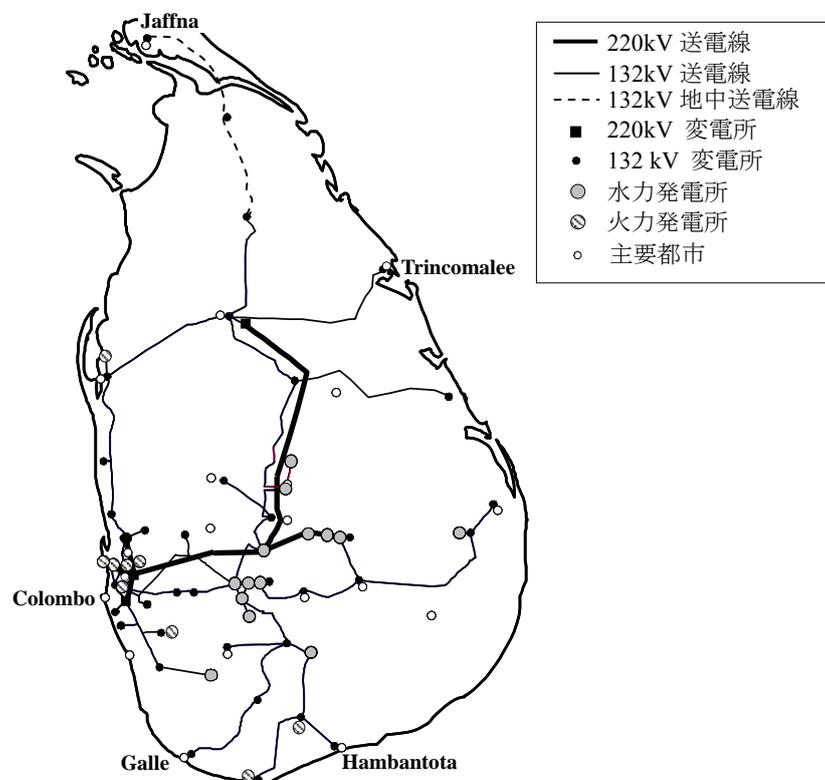


図 6.1.1 スリランカ電力供給系統（2005年5月時点）

## 6. 1. 2 電源開発計画策定のフロー

本調査における電源開発計画策定のフローを図 6.1.2 に示す。

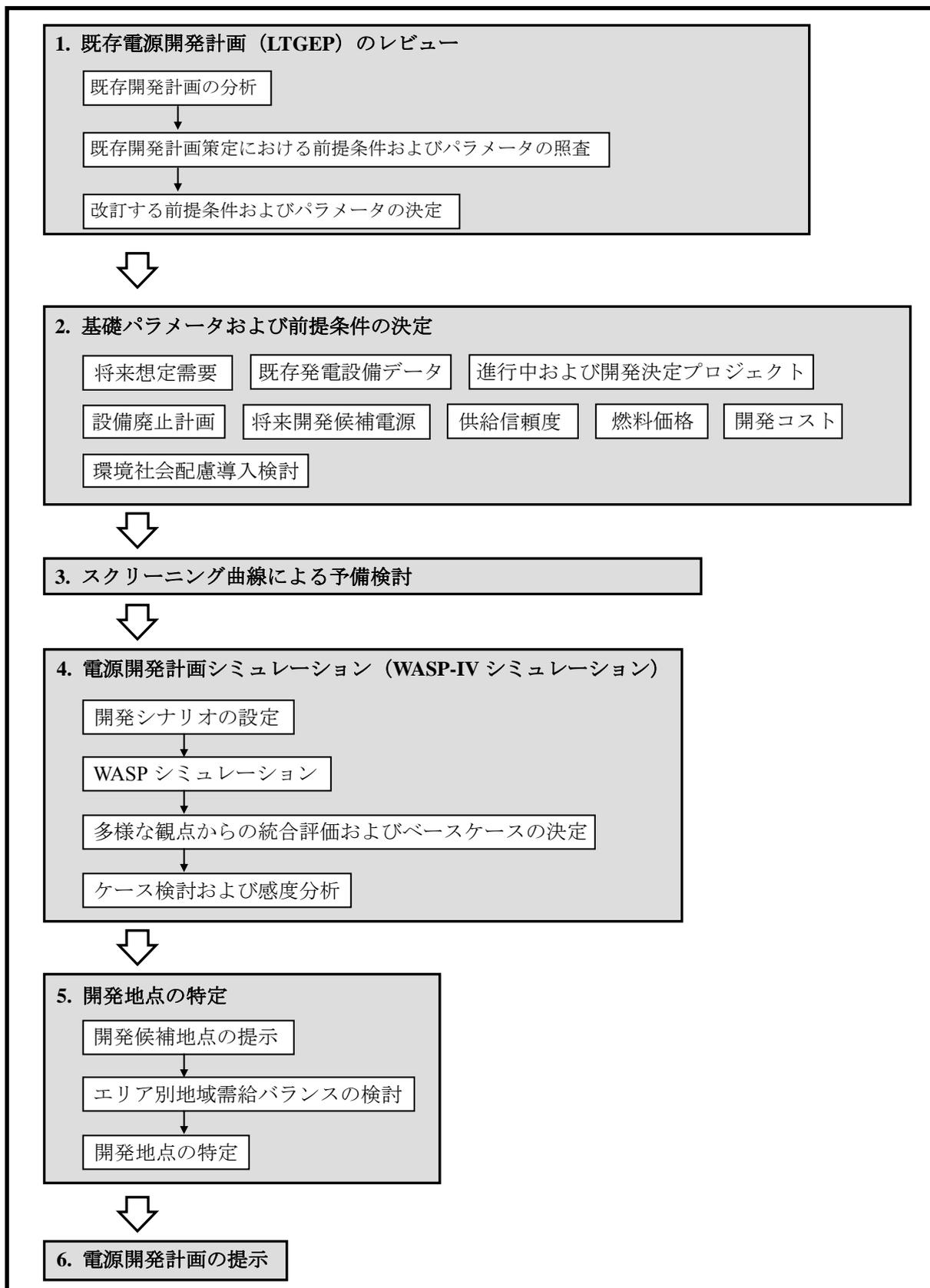


図 6.1.2 電源開発計画策定のフロー

## 6. 2 長期電源開発計画（LTGEP）のレビューと本調査における修正事項

CEB は毎年独自で長期電源開発計画（LTGEP：Long Term Generation Expansion Plan）を策定している。この電源開発計画は、スリランカ全土における CEB 基幹系統を計画対象としており、その計画対象期間は 15 年である。

前述したように、スリランカ国の電源構成は従来の水主火従から火主水従への移行が行われ、今後、この傾向はますます強まるものと考えられる。また、今後開発が期待される大型火力電源設備の導入により、将来における電源構成は現在とは大きく異なるものになることが予想される。

このような将来における電源構成の変化は、策定される計画全体に影響を与えるものであり、計画策定を行うにあたり十分な配慮が払われるとともに、策定された計画についてさまざまな面から十分な検証が行われる必要がある。

本節では、2004 年 11 月に CEB によって策定された長期電源開発計画（LTGEP 2005-2019）のレビューを行い、その内容についての照査を行うとともに、本調査にて電源開発計画を策定するにあたっての見直し事項について検討を行う。

### 6. 2. 1 CEB が策定する長期電源開発計画（LTGEP）

LTGEP は CEB の Generation Planning Branch のメンバーにより毎年策定され、最新の LTGEP（2005-2019）は 2004 年 11 月に発行された。

LTGEP の策定にあたっては、電源開発に関する最新の情報および技術データ・コストの見直しが行われるだけでなく、近年に実施された電源開発に関する最新の調査・分析結果も計画に反映される。また、CEB が行う電力需要予測についても LTGEP の中で示される。

策定された電源開発計画は、LTGEP と同様に CEB の Transmission Planning Branch のメンバーによる長期送電開発計画（LTTDS）の策定に用いられるが、両者の計画策定が並行作業で行われることから、前年の LTGEP に示される電源開発計画が LTTDS の策定に用いられている。そのため、同じ年に発行される LTGEP と LTTDS に内容の不一致が見られる。

表 6.2.1 に LTGEP 策定の標準的な作業スケジュールを示す。

表 6.2.1 電源開発計画（LTGEP）策定の標準スケジュール

項 目	月											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
需要想定				■	■	■	■	■				
水系水利用シミュレーション（SYSIM）				■	■	■						
電源開発シミュレーション（WASP）				■	■	■	■	■	■			
LTGEPレポート作成										■	■	■

出典：調査団作成

## 6. 2. 2 計画対象期間

LTGEPにおける計画対象期間は今後15年である。従って、2005年に策定されるLTGEPには、2020年までの電源開発計画が示されることとなる。

CEBはLTGEPの検討を行うにあたり、今後20年にわたる需要想定を実施している。また、これを反映し、WASPを用いた電源開発シミュレーションについても20年間の解析を行い、その内今後15年間についての計画をLTGEPにて示している。

WASPシミュレーションでは、そのアルゴリズムの特徴として、検討期間最終年付近において初期投資コストが小さい発電ユニットが開発される傾向にある。最終的に提示される開発計画への影響を極力排除するためにも、WASPシミュレーションにおいては計画最終年より数年先までシミュレーションを実施することが望ましいため、CEBが採用する解析実施期間および計画対象期間の設定は適正なものであるといえる。

本調査では今後20年間にわたる電力開発計画を策定することから、需要想定およびWASPシミュレーションの検討期間を今後25年間とし、2006年から2030年までとする。また、本調査で示す電源開発計画の計画期間としては2006年から2025年までとする。

## 6. 2. 3 電源開発計画に用いる電力需要

将来の電力需要に関するデータは電源開発計画を策定する上で、最も重要な前提条件の一つである。そのため、本節ではLTGEPにて用いられている電力需要についてのレビューを行う。

なお、将来需要の想定に関する内容については、第4章にて述べていることから、本節では電源開発シミュレーションにおける電力需要のシミュレーション精度について検討する。

### (1) ピーク需要

CEBが策定するLTGEPでは、電力需要想定から得られる年間ピーク需要(MW)および前年の月別ピーク需要実績をもとに将来における月別ピーク需要を設定している。

これは、後述するように、水力発電設備の可能発電力の季節変動を忠実にシミュレーションするために、月別の発電データを入力値としているためである。

WASPシミュレーションでは1年を最大12の期間に分割することができるため、その機能を最大限に使用しており、水力発電設備データとの整合性を確保という面からもCEBの月別ピーク需要の設定は適切なものである。

表6.2.2および表6.2.3に本調査の電源開発計画策定に用いる想定ピーク需要および各月ピーク需要比(2004年実績)を示す。

表 6.2.2 電源開発計画に用いる想定ピーク需要 (MW)

(単位：MW)

年	Base需要ケース	Low需要ケース	High需要ケース
2006	1,884	1,874	1,911
2007	2,019	1,996	2,066
2008	2,168	2,129	2,238
2009	2,336	2,277	2,434
2010	2,517	2,436	2,648
2011	2,712	2,604	2,880
2012	2,921	2,783	3,131
2013	3,146	2,974	3,402
2014	3,389	3,181	3,699
2015	3,657	3,406	4,027
2016	3,943	3,645	4,380
2017	4,250	3,900	4,761
2018	4,579	4,170	5,173
2019	4,931	4,457	5,616
2020	5,306	4,761	6,093
2021	5,708	5,084	6,607
2022	6,138	5,427	7,163
2023	6,599	5,792	7,761
2024	7,092	6,179	8,405
2025	7,619	6,590	9,100
2026	8,182	7,026	9,848
2027	8,786	7,490	10,655
2028	9,433	7,984	11,526
2029	10,124	8,509	12,464
2030	10,863	9,066	13,475

出典：JICA 調査団作成

表 6.2.3 月別ピーク需要比率 (2004 年)

	月											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2004年実績値 (MW)	1,510.1	1,490.7	1,512.7	1,528.6	1,506.5	1,501.8	1,513.4	1,526.4	1,515.7	1,496.5	1,548.8	1,533.5
月ピーク需要比率	0.9750	0.9625	0.9767	0.9870	0.9727	0.9697	0.9771	0.9855	0.9786	0.9662	1.0000	0.9901

□ : 2004年ピーク需要

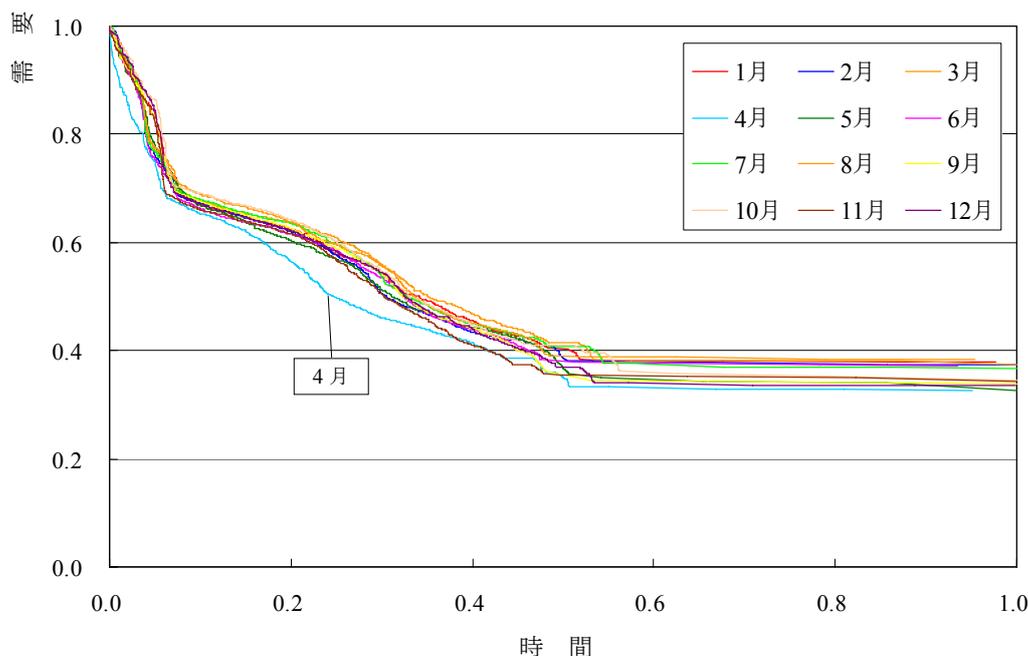
出典：CEB データを元に JICA 調査団作成

## (2) 負荷持続曲線

WASP における需要負荷曲線の設定は、負荷持続曲線を用いて行われる。

LTGEP では、各月の負荷持続曲線は設定しておらず、1 年を通じて 1 つの負荷持続曲線を各月に適用している。

図 6.2.1 に 2004 年実績値を用いて作成した各月の正規化負荷持続曲線を示す。



出典：CEB データを元に JICA 調査団作成

図 6.2.1 月別正規化負荷持続曲線（2004 年）

2004 年実績データでは、各月の負荷持続曲線の形状は 1 年を通じてほぼ同じである。4 月の負荷持続曲線形状のみ他の月に比べ若干異なるが、策定する計画全体に大きな影響はないものと思われる。なお 4 月の負荷持続曲線形状が他の月と異なるのは、4 月中旬におけるスリランカの旧正月連休によるものである。

以上より、CEB による負荷持続曲線の設定は妥当なものであるといえる。なお、今後の電力の消費形態の変化に従い、月別の負荷持続曲線の形状も異なっていくものと予想される。そのため、毎年の LTGEP 策定にあたり、必ず月別の負荷持続曲線の確認を行い、月別による曲線形状の差異が明瞭になった時点で月別の負荷持続曲線を設定し WASP へ入力すべきである。

### （3）負荷持続曲線による需要発生パターンのシミュレーション精度

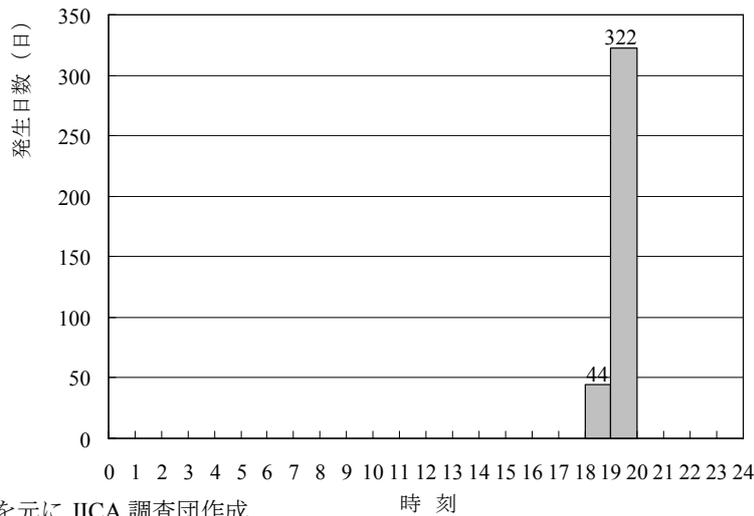
前述したように、WASP によるシミュレーションでは、需要の発生パターンは負荷持続曲線を用いて模擬される。しかしながら、現実における需要の発生は時系列的なものであり、需要形態によっては、負荷持続曲線を用いることによる影響が現れる場合がある。

例えば、休日におけるピーク時間帯における需要が著しく小さく、平日におけるオフピーク時間帯の需要よりも小さい場合には、負荷持続曲線上では休日のピーク時間帯の需要は負荷持続曲線においてオフピーク時間帯に存在することとなる。

このような需要消費形態の場合、実際の時系列的な需要の発生を負荷持続曲線で模擬すると、ピーク時間帯需要の過小評価などシミュレーション精度が低下する可能性がある。

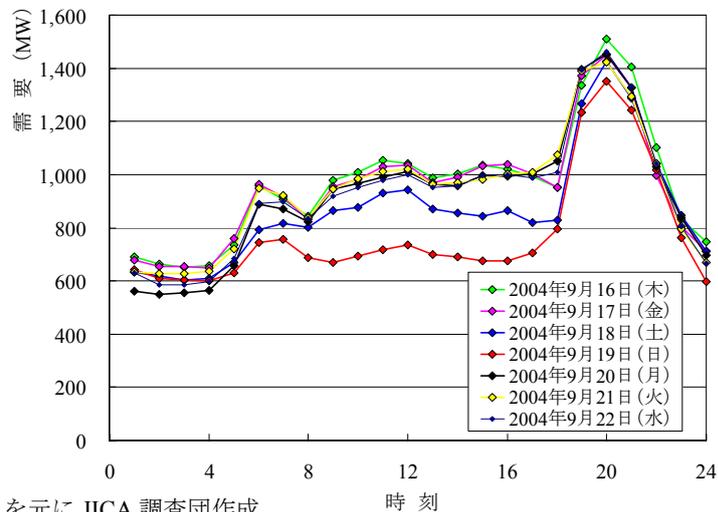
そのため、本調査において 2004 年の需要実績を用いて需要発生パターンのシミュレーション精度を確認した。

図 6.2.2 に 2004 年における日最大需要発生時刻の分析結果を、図 6.2.3 に代表的な日負荷パターンを示す。



出典：CEB データを元に JICA 調査団作成

図 6.2.2 日最大需要発生時刻 (2004 年)



出典：CEB データを元に JICA 調査団作成

図 6.2.3 代表的日負荷曲線 (2004 年)

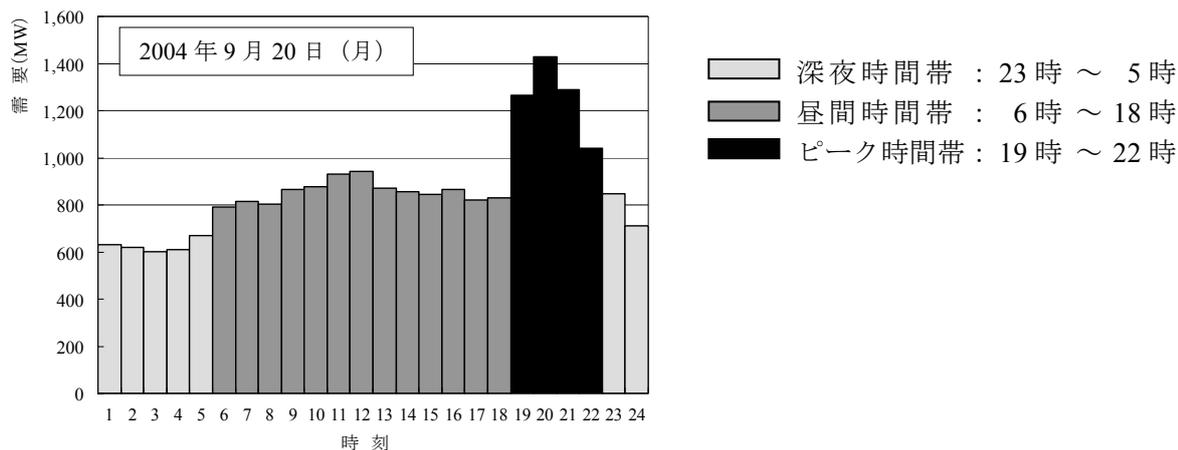
図 6.2.2 より 1 年を通じて日最大需要は 19 時～20 時の間に発生している。また、図 5.3.3 より、ピーク時間帯は平日および休日ともに 19 時～22 時の 4 時間程度であることがわかる。昼間帯の需要は 6 時～18 時までであり、この時間帯内における需要の変動はそれほど大きくないことがわかる。

このような実際の需要発生パターンが WASP において負荷持続曲線を用いることにより、どの程度忠実に模擬できているかを検証した。

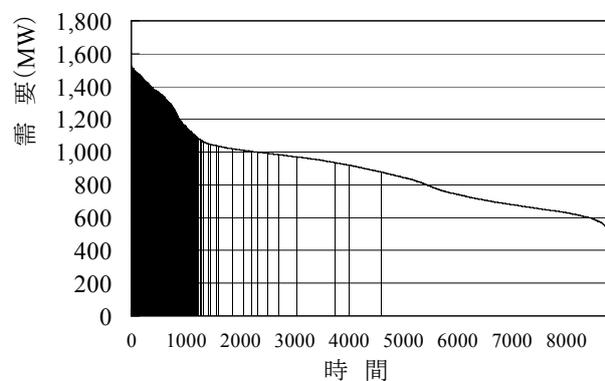
検証にあたっては、1 日を以下に示す時間帯に分け、各時間帯別の需要が負荷持続曲線上でどのように配分されているかを確認した。

- ① 深夜時間帯 : 23 時 ～ 5 時
- ② 昼間時間帯 : 6 時 ～ 18 時
- ③ ピーク時間帯 : 19 時 ～ 22 時

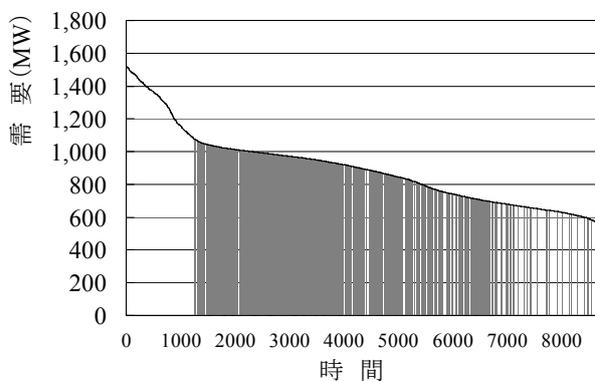
図 6.2.4 に検討結果を示す。



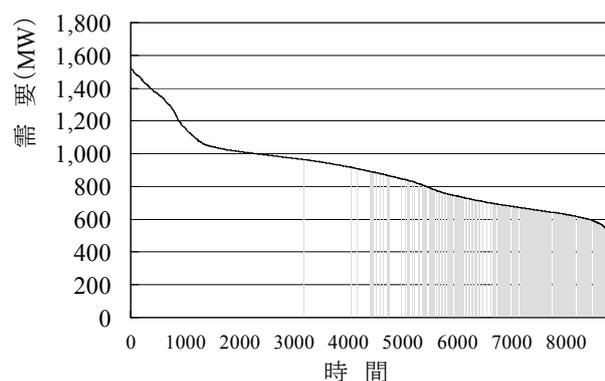
(ピーク時間帯)



(昼間時間帯)



(深夜時間帯)



出典：JICA 調査団作成

図 6.2.4 年負荷持続曲線上における各時間帯需要の配分 (2004年)

図 6.2.4 より、各時間帯における発生需要は負荷持続曲線の上でも明瞭に表されていることがわかる。このことは、現実における時系列の発生需要パターンが負荷持続曲線上でも十分に模擬されていることを意味している。

この検討結果より、CEB が行っている WASP シミュレーションにおいては、実際の需要発生が負荷持続曲線上でも模擬されており、十分な精度を持っているといえる。

## 6. 2. 4 既設火力発電設備関連データ

### (1) 発電設備ユニット数

表 6.2.4 に LTGEP 2005-2019 にて用いられている既設火力発電設備ユニット数を示す。

表 6.2.4 既設火力発電設備ユニット数 (LTGEP 2005-2019)

所有者	発電所	発電タイプ	ユニット数
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	4
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	8
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	3
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	1
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	1
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	1
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	1
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	1
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	1
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	1
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	10
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	10
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	1

出典：CEB LTGEP (2005-2019)

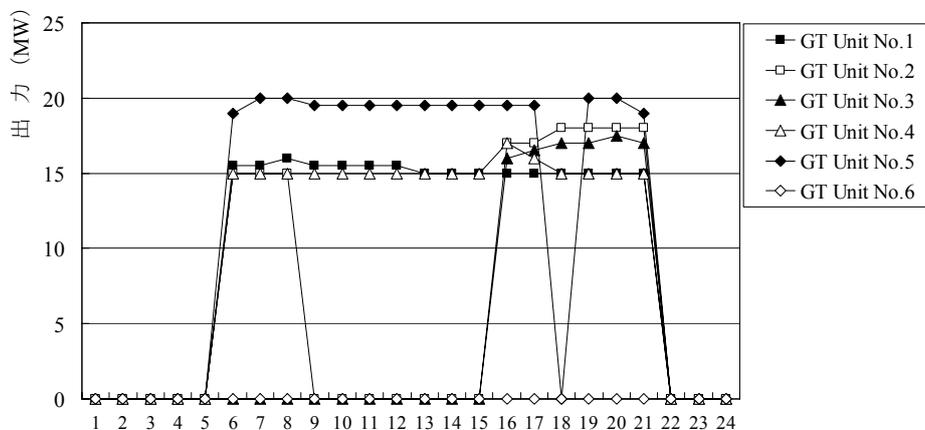
これら既設火力発電設備について、実際の発電可能ユニット数などを分析し、電源開発計画策定において考慮するユニット数を決定した。

以下にユニット数の見直しを行うべき発電設備について記述する。なお、水力発電設備については、CEB の WASP シミュレーションでは、既設設備全体を一つの発電設備として扱っているためユニット数見直しの必要はない。

#### (ア) Kelanitissa GT (Old) No.1~No.6

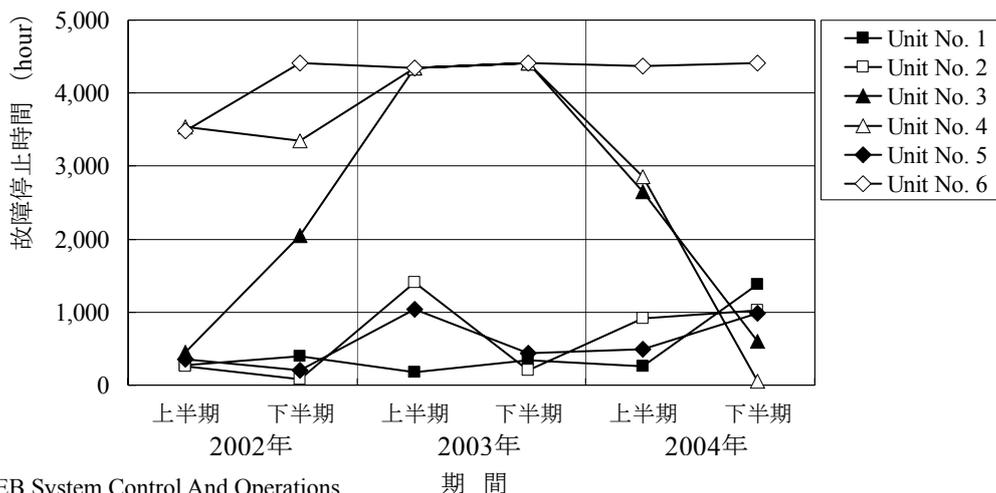
LTGEP 2005-2019 では 6 機中 3 機が運転可能としている。

図 6.2.5 に 2004 年の代表的日発電実績を、図 6.2.6 に 2002 年~2004 年の故障停止率の推移を示す。



出典：CEB データを元に JICA 調査団作成 時刻

図 6.2.5 代表的日発電実績 (Kelanitissa GT Old No.1-6、2004 年 11 月 16 日)



出典：CEB System Control And Operations Monthly Report (Jan. 2002~Dec. 2004)

図 6.2.6 故障停止時間の推移 (Kelanitissa GT Old No.1-6)

図 6.2.5 より、2004 年には Unit No.6 を除く 5 機が同時に運転されていることがわかる。また図 6.2.6 より、2003 年は Unit No. 3, 4, 6 の 3 機が運転できなかったのに対し、2004 年下半期では No.6 を除く 5 機が運転できる状態にあることを示している。しかしながら、2005 年 11 月時点で同時に稼働できるのは 4 台であり、供給力としても 4 台程度計上することが妥当であると思われる。

以上より、本調査では Kelanitissa GT Old については全 6 機中 4 機を発電可能ユニットとして計上する。

#### (イ) IPP 火力発電設備

表 6.2.4 に示すように、CEB のシミュレーションにおいて、Heladhanavi および ACE Embilipitiya 発電所以外の IPP ディーゼル発電所は 1 ユニットで模擬されている。この条件の下では WASP シミュレーションにおいて、発電所の全てのユニットが同時に偶発故障を起こし、補修メンテナンスについては全機同時に行われる状態で模擬される。

これは実際の発電設備の運用と大きく異なるため、IPP 設備についても設置ユニット数を実際の数とすることとした。また、Heladhanavi 発電所については、実際に設置されたディーゼルユニット数 (6 機) とした。表 6.2.5 に本調査で用いる既設火力発電設備のユニット数を示す。

表 6.2.5 既設火力発電設備ユニット数 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	ユニット数
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	4
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	8
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	4
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	1
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	1
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	4
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	8
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	4
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	4
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	4
	IPP Heladhanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	6
	IPP ACE Power Embilipitiya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	14
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	1

： 現行のLTGEPからの変更データ

出典：JICA 調査団作成

## (2) 最大・最小運転出力

表 6.2.6 に現行の LTGEP 2005-2019 にて用いられている既設火力発電設備ユニットの最大・最小運転出力を示す。

表 6.2.6 既設火力発電設備定格出力、最大・最小運転出力 (LTGEP 2005-2019)

所有者	発電所	発電タイプ	定格出力 (MW)	最大運転出力 (MW)	最小運転出力 (MW)
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	20.00	18.0	18.0
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	10.00	9.0	9.0
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	20.00	17.0	17.0
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	115.00	115.0	80.0
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	165.00	165.0	120.0
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	22.50	22.50	22.50
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	51.00	49.0	49.0
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	64.00	60.0	60.0
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	24.80	20.0	20.0
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	24.80	20.0	20.0
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	100.00	100.0	100.0
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	100.00	100.0	100.0
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	163.00	163.0	49.0

出典：CEB LTGEP (2005-2019)

WASP のシミュレーションでは、火力発電設備の運転出力について、最大および最小の運転出力を設定する。最小運転出力は技術的に可能な最小出力および実際の運転レベルの両者を考慮し決定すべきである。これに対し、最大運転出力は発電設備の可能発電力とするべきである。

現行の LTGEP (2005-2019) では CEB の発電設備の内、Sapugasukanda Diesel、Sapugasukanda Diesel (Extension) および Kelanitissa Gas Turbine (Old) については、経年劣化による可能発電力の減分を考慮しており、2004 年における運転実績を検証した結果、実際の最大運転レベルを適切に反映している。

発電設備の最大・最小運転出力を確認するために、すべての発電ユニットの 2004 年運転実績を分析した。その結果、現行の LTGEP の設定値のほとんどは適切な値であったが、Kelanitissa GT (New) および IPP AES Kelanitissa CCGT については、実際の運転レベルと若干の差異があった。

図 6.2.7 よび図 5.3.8 に Kelanitissa CCGT および IPP AES Kelanitissa CCGT の 2004 年運転実績分析結果を示す。

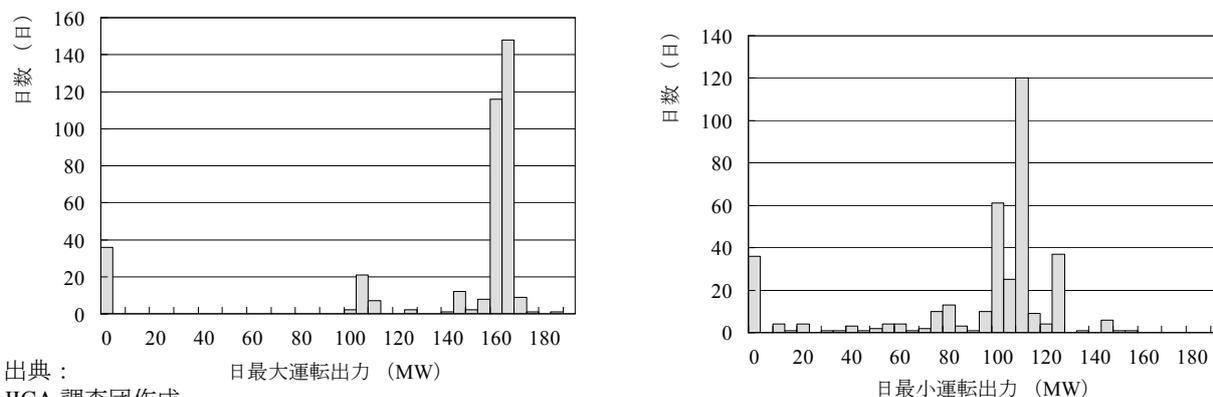
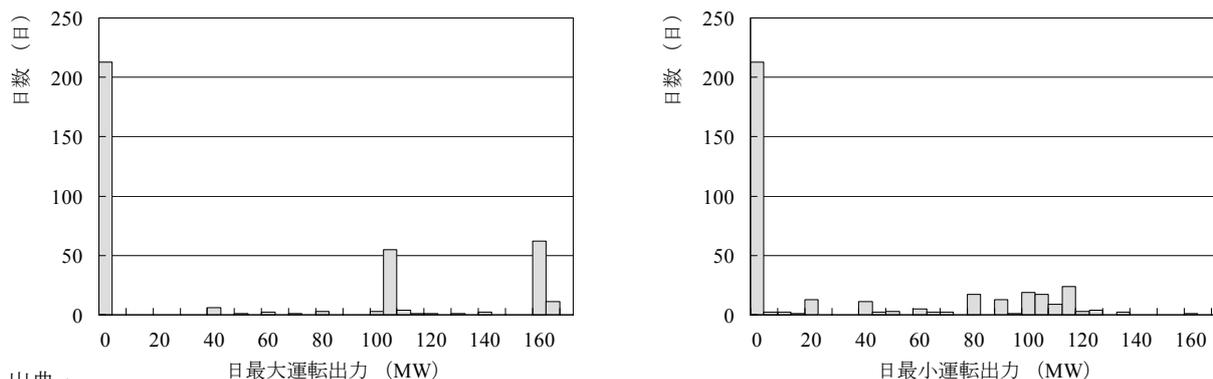


図 6.2.7 最大および最小運転出力実績 (Kelanitissa CCGT、2004 年)



出典：  
JICA 調査団作成

図 6.2.8 最大および最小運転出力実績 (IPP AES Kelanitissa CCGT、2004 年)

図 6.2.78 より、Kelanitissa CCGT の最小運転出力は 110MW であることがわかる。

この結果より、本調査において Kelanitissa CCGT の最小運転出力を 110MW とした。なお、AES Kelanitissa CCGT については PPA に記載されている最小出力が 49MW であったため変更しなかった。

また前述したように、IPP 火力発電設備については実際の単機ユニットで設定することから、最大・最小運転出力を単機ユニットのデータに変更した。

表 6.2.7 に本調査にて用いる既設火力発電設備ユニットの最大・最小運転出力を示す。

表 6.2.7 既設火力発電設備定格出力、最大・最小運転出力 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	定格出力 (MW)	最大運転出力 (MW)	最小運転出力 (MW)
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	20.000	18.000	18.000
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	10.000	9.000	9.000
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	20.000	17.000	17.000
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	115.000	115.000	80.000
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	165.000	165.000	110.000
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	5.630	5.630	5.630
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	6.375	6.125	6.125
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	15.681	15.000	15.000
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	6.200	5.000	5.000
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	6.200	5.000	5.000
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	17.000	16.660	16.660
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	10.000	7.140	7.140
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	163.000	163.000	49.000

■ : 現行のLTGEPからの変更データ

出典：JICA 調査団作成

### (3) 熱効率

LTGEP にて用いられる CEB 所有の既設火力発電設備の熱効率値は発電実績をもとに算出された数値である。CEB は毎年の LTGEP 策定時にこの値の改定を行っており、計画策定にあたり妥当なデータ運用が行われているといえる。

IPP 所有の火力発電設備の熱効率については、現行の LTGEP と同様に PPA に記載される値を用いる。これら熱効率の値については、2005 年 5 月に CEB Energy Purchase Branch より入手した。

表 6.2.8 に本調査にて用いる既設火力発電設備の熱効率を示す。

表 6.2.8 既設火力発電設備熱効率 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	熱効率			
			最大運転出力時		最小運転出力時	
			PPA記載値	本調査使用値 (kcal/kWh)	PPA記載値	本調査使用値 (kcal/kWh)
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル		2,252		
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル		2,073		
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン		4,192		
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン		2,603		3,060
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル		1,791		1,884
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	9,154 kJ/kWh	2,186		
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	9,154 kJ/kWh	2,186		
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	0.2160 kJ/kWh	2,102		
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	0.2258 kJ/kWh	2,200		
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	0.2270 kJ/kWh	2,212		
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	0.2060 Litter/kWh	1,891		
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	0.2217 kJ/kWh	2,160		
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	5,477 kJ/kWh	1,904	405,000,000 kJ/kWh	3,287

注：全ディーゼル設備およびKelanitissa GT No.1-6設備はそれぞれ最大出力による負荷一定運転、ピーク運転を行っているため、最小運転出力時の熱効率は設定していない。

出典：CEB からのデータを元に JICA 調査団作成

#### (4) 瞬動予備力 (Spinning Reserve)

LTGEP では、ミドル需要を賄っている Kelanitissa GT (New)、Kelanitissa CCGT および AES Kelanitissa CCGT について設備定格出力の 10%の瞬動予備力を見込んでいる。CEB System Control Center によると、供給力が需要に対しそれほど余裕がないことから、2005 年現在では Spinning Reserve を確保した運転は行われていないが、将来的には瞬動予備力を持った運転を行うことを計画している。これは、将来における系統全体の安定供給を考慮すると妥当な設定であると思われる。

#### (5) 偶発故障停止率 (Forced Outage Rate)

LTGEP にて用いられる CEB 所有の既設火力発電設備の熱効率値は故障停止実績をもとに算出された数値である。CEB は毎年の LTGEP 策定時にこの値の改定を行っており、計画策定に当たり妥当なデータ運用が行われているといえる。

CEB System Control and Operations Monthly Report に記載される故障停止記録によると、IPP 火力発電設備について故障実績はほとんどなく、Forced Outage Rate はゼロに近い。LTGEP にて用いられている IPP 火力発電設備の偶発故障停止率は最大 15%と高いものであり、実際の故障実績と差が大きい。そのため、IPP 設備については、年間発電電力量が PPA に記載される最小保証電力量 (MGEA : Minimum Guarantee Energy Amount) 程度となるよう、偶発故障停止率および年補修日数の見直しを行った<sup>113</sup>。表 6.2.9 に本調査にて用いる既設火力発電設備の偶発故障停止率を示す。

表 6.2.9 既設火力発電設備偶発故障停止率 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	偶発的故障停止率
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	17.0%
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	12.0%
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	20.0%
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	10.0%
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	6.0%
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	5.0%
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	5.0%
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	5.0%
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	1.0%
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	2.0%
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	5.0%
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	5.0%
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	2.5%

■：現行のLTGEPからの変更データ

出典：CEB からのデータを元に JICA 調査団作成

<sup>113</sup> IPP ディーゼル発電設備の偶発故障停止率を 5%と想定した。なお、ACE Matara および ACE Horana 発電設備については、年間補修日数との調整によりそれぞれ 1.0%、2.0%と想定した。

## (6) 年補修日数

LTGEP にて用いられる CEB 所有の既設火力発電設備の年補修日数は、過去の補修による運転停止実績をもとに算出された数値である。CEB は毎年の LTGEP 策定時にこの値の改定を行っており、計画策定にあたり妥当なデータ運用が行われているといえる。

上述したように IPP 火力発電設備については、各発電設備について PPA による MGEA を満足するよう、表 6.2.9 に示す偶発故障停止率とともに年補修日数を算出した。

表 6.2.10 に本調査にて用いる既設火力発電設備の年補修日数を示す。

表 6.2.10 既設火力発電設備年補修日数 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	年補修日数
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	50日
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	50日
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	36日
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	41日
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	30日
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	61日
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	70日
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	58日
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	14日
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	9日
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	65日
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	59日
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	19日

□ : 現行のLTGEPからの変更データ

出典 : CEB からのデータを元に JICA 調査団作成

## (7) 補修時停止設備量

補修時停止設備量は最大出力と同じ値とした。CEB が 2005 年現在使用している WASP-III+では、補修時停止設備量を 10MW きざみで入力することとなっているため、WASP-IV の導入に伴い修正を行った。

また、Kelanitissa CCGT (GT : 2 ユニット+ST : 1 ユニット) は 2004 年 5 月 28 日より 6 月 20 日までスチームタービンの計画補修点検を実施したが、補修中のガスタービンのみの運転は行われなかった。そのため、Kelanitissa CCGT の補修時停止設備量は定格出力と同じ 165MW とした。

また、IPP 設備は単機ユニット毎のデータとしたため、ユニット最大運転出力と同じ値に変更した。

表 6.2.11 に本調査にて用いる既設火力発電設備の補修時停止設備量を示す。

表 6.2.11 既設火力発電設備補修時停止設備量 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	補修時停止設備量
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	18.000 MW
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	9.000 MW
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	17.000 MW
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	115.000 MW
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	165.000 MW
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	5.630 MW
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	6.125 MW
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	15.000 MW
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	5.000 MW
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	5.000 MW
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	17.000 MW
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	10.000 MW
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	163.000 MW

□ : 現行のLTGEPからの変更データ

出典 : JICA 調査団作成

## (8) 使用燃料

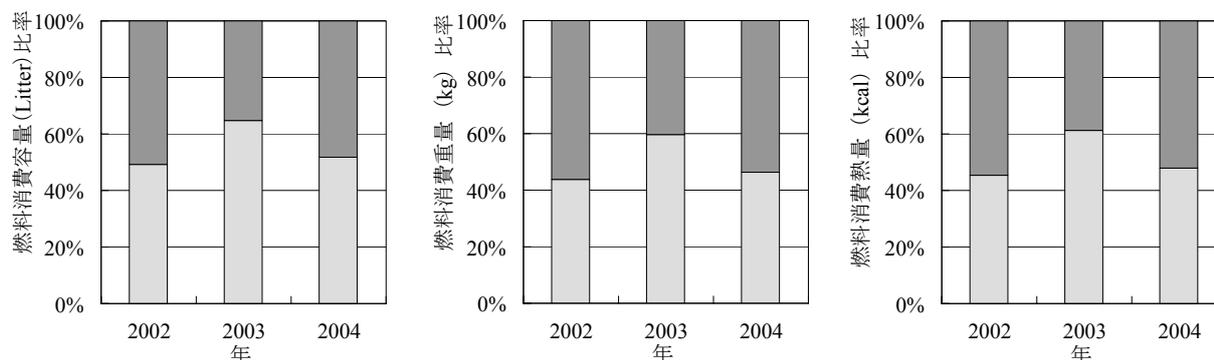
スリランカにおけるすべての火力発電設備の燃料は CPC (Ceylon Petroleum Corporation) より供給されている。

CEB System Control and Operations Monthly Report に示される燃料消費量実績をもとに各火力発電設備について実際に使用されている燃料種別を確認した。

その結果、LTGEP に示される各発電設備の燃料種別は適切であるといえる。

なお、Kelanitissa CCGT については、LTGEP 2005-2019 では CPC からの燃料供給実績をもとに Naphtha と Auto Diesel Oil の併用としており、両者の消費比率を 2:1 と設定している。

図 6.2.9 に示すように、2002 年～2004 年における燃料使用実績は、容量、重量および熱量において約 1:1 の割合で使用されていることから、本調査では Naphtha と Auto Diesel Oil の消費比率を 1:1 とした。



出典：CEB System and Operations Monthly Report (Jan. 2002 – Dec. 2004)

図 6.2.9 Kelanitissa CCGT における燃料消費実績 (2002 年～2004 年)

## (9) 燃料価格

LTGEP に示される燃料価格は CPC からの価格データに基づき毎年見直しが行われている。

CPC からの価格データは、CPC がシンガポールより石油製品として輸入する際の FOB 価格とコロンボまでの Freight が示されている。CEB はこれらデータを用い、コロンボ港における Border 価格を算出している。

CPC によると、2005 年 5 月現在、スリランカ国内における Auto Diesel Oil の年間需要量は約 1,700kton/年であり、CPC が所有する Sapugasukanda 精油所から供給される Auto Diesel Oil の年間最大供給量 (約 650kton/年) を大きく上回っている。そのため CPC は不足分の Auto Diesel Oil をシンガポールより輸入している。

このような状況より、LTGEP に用いられている燃料価格の設定はスリランカにおける燃料供給状況を考慮したものであり適正なものであるといえる。

本調査では、CEB の燃料価格算出方法にて 2004 年 5 月～2005 年 4 月までの CPC からの燃料価格 (コロンボ CIF 価格) の平均値を用いた。

表 6.2.12 に本調査に用いた燃料価格を示す。

表 6.2.12 既設火力発電設備燃料価格 (MP 調査)

項目	単位	Auto Diesel Oil	Furnace Oil	Residual Oil	Naphtha	Naphta and Auto Diesel Oil (1:1)
燃料価格	USD/BBL	53.46	33.85	27.39	40.95	47.21
	USD/kg	0.40	0.23	0.18	0.38	0.39
	USD/litter	0.34	0.21	0.17	0.26	0.30
	cent/GCal	3,794	2,199	1,780	3,364	3,582
熱量	kCal/kg	10,550	10,300	10,300	11,260	10,905
比重	kg/litter	0.84	0.94	0.94	0.68	0.76

出典：JICA 調査団作成

(10) 運転維持費

LTGEP にて用いられる CEB 所有の既設火力発電設備の運転維持費は過去の運転維持にかかる支出実績をもとに算出された数値である。CEB は毎年の LTGEP 策定時にこの値の改定を行っており、計画策定にあたり妥当なデータ運用が行われているといえる。

IPP 火力発電設備については、CEB Energy Purchase Branch から入手した 2005 年 4 月実績値を用いるものとする。

表 6.2.13 に本調査にて用いる既設火力発電設備の O&M コストを示す。

表 6.2.13 既設火力発電設備運転維持費 (MP 調査)

所有者	発電所	発電タイプ	運転維持費	
			固定費 (USD/kW-month)	可変費 (USD/MWh)
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	ディーゼル	2.650	9.410
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1,2,3,4,5,6,7,8	ディーゼル	4.100	6.530
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	ガスタービン	0.370	2.810
	Keranitissa GT (New) 1	ガスタービン	0.340	2.330
	Kelanitissa CCGT	コンバインドサイクル	1.730	1.580
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	ディーゼル	2.7990	12.2040
	IPP Asia Power Limited	ディーゼル	3.3060	9.5520
	IPP Colombo Power (Private) Limited	ディーゼル	5.6730	6.6870
	IPP ACE Power Horana	ディーゼル	4.1730	5.9330
	IPP ACE Power Matara	ディーゼル	3.9840	6.1670
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1,2,3,4,5,6	ディーゼル	0.5150	8.4680
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10	ディーゼル	1.0690	5.9460
IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	コンバインドサイクル	1.3930	0.8510	

出典：CEB データをもとに JICA 調査団作成

## 6. 2. 5 既設水力発電設備関連データ

### (1) SYSIM シミュレーション

LTGEP にて用いられる既設水力発電設備の可能発電力および年間可能発電電力量は、SYSIM シミュレーションを行うことにより設定されている。

本調査ではこのシミュレーション結果データを用いることとし、本節では SYSIM シミュレーションの実施の現状とシミュレーションに用いられるデータについて評価を行った。

#### (ア) CEB の SYSIM シミュレーション実施の現状

SYSIM<sup>114</sup>シミュレーションモデルは、1989 年のマスタープラン調査<sup>115</sup>で開発された。これは、最適電源開発計画を検討するツールである WASP シミュレーションモデルに入力するための水力の運用データを作成するものであり、スリランカの主要な 13 の水力発電所がモデル化されている。

スリランカの電力系統は、現在、水力が主流であり、最適電源開発計画を策定するためには、水力による発電ポテンシャルを高い精度で評価することが必要である。しかし、いくつかの貯水池は、下流の灌漑需要を併せて満たす必要がある多目的ダムであるため、発電ポテンシャルの評価は難しい。加えて、スリランカの気候はモンスーン気候であるので、河川流量は灌漑需要と同様に 1 年を通じて大きく変動する。

SYSIM は、水資源と水力発電、火力発電で構成される電力系統を統合した運転を模擬するものである。SYSIM は開発候補水力が将来の電力需要を負担するポテンシャルを評価するのにも用いられる。流域の 50 年間の降雨データに基づき、既設水力及び開発候補水力の発電電力量、供給可能出力が求められる。

WASP シミュレーションモデルでは、水力供給力の確率変動については最大 5 ケースしか考慮できないため、スリランカでは最豊水、豊水、平水、渇水、最渇水が発生する確率をそれぞれ 10%、20%、40%、20%、10%としてケース設定している。

LTGEP 2005-2019 では、1949 年 10 月から 1999 年 9 月までの過去 50 年間の流量資料に基づき、表 5.2.1 に示す主要な 13 水力発電所全てについて SYSIM シミュレーションを実施しており、これを WASP シミュレーションへの入力データに用いている。その結果は表 6.2.14 及び図 6.2.10～図 6.2.14 に示すとおりである。

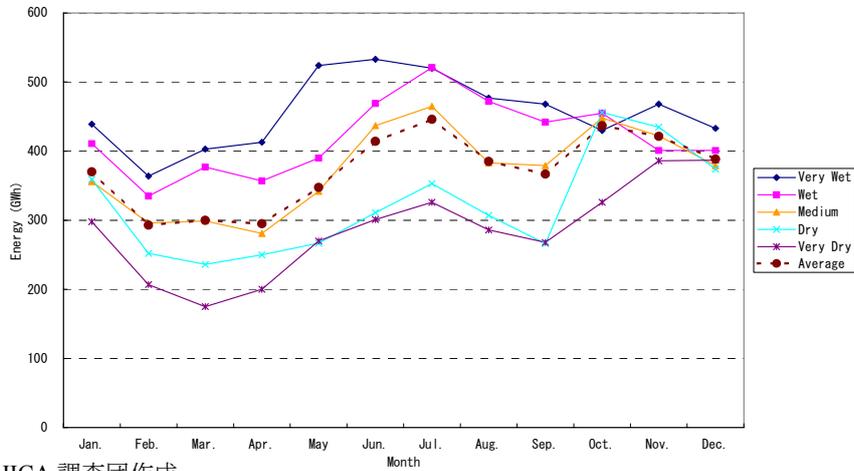
<sup>114</sup> SYSIM stands for the System Simulation Package

<sup>115</sup> Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka, June 1989, CEB, GTZ, LIDE, CECB

表 6.2.14 SYSIM 計算結果 (LTGEP 2005-2019) <sup>116</sup>

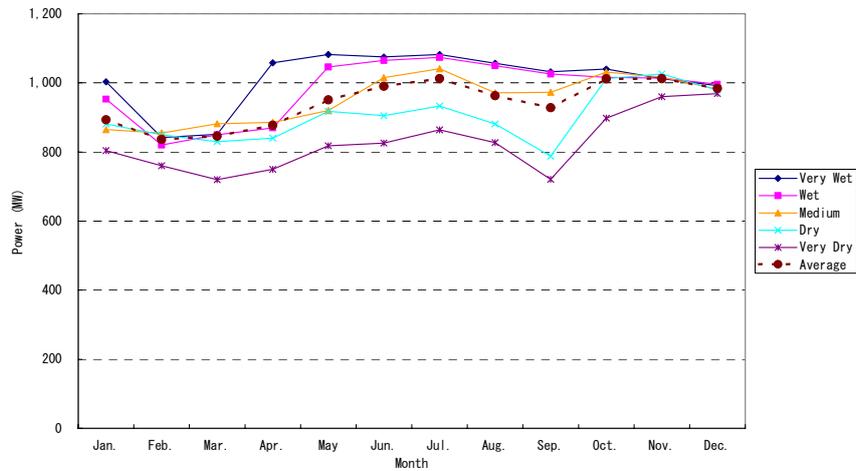
Month	Very Wet (probability:10%)		Wet (probability:20%)		Medium (probability:40%)		Dry (probability:20%)		Very Dry (probability:10%)		Average	
	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)
Jan.	439	1,003	411	953	356	865	359	881	298	804	370	894
Feb.	364	842	335	820	296	855	252	850	207	760	293	836
Mar.	403	851	377	850	299	882	236	830	175	720	300	846
Apr.	413	1,058	357	870	281	886	250	840	200	750	295	877
May	524	1,082	390	1,046	342	920	267	918	270	818	348	951
Jun.	533	1,075	469	1,065	437	1,015	311	905	301	826	414	990
Jul.	520	1,082	521	1,074	465	1,041	353	933	326	864	446	1,012
Aug.	477	1,057	472	1,050	383	971	307	881	286	827	385	963
Sep.	468	1,032	442	1,026	379	973	266	788	268	721	367	928
Oct.	430	1,040	455	1,016	448	1,031	456	1,012	326	898	437	1,012
Nov.	468	1,012	401	1,014	422	1,017	435	1,026	386	960	421	1,012
Dec.	433	992	401	996	379	982	374	979	387	969	389	984
Total	5,472		5,030		4,489		3,867		3,429		4,465	

出典：CEB LTGEP (2005-2019)



出典：JICA 調査団作成

図 6.2.10 SYSIM シミュレーション結果 (月別総発電電力量)



出典：JICA 調査団作成

図 6.2.11 SYSIM シミュレーション結果 (月別総出力)

<sup>116</sup> CEB では、網掛けした月の月別総出力の評価を少なくする調整を行っている。

(イ) 収集データの評価

SYSIM シミュレーションでは、前述のとおり 50 年にわたる河川流量データをもとに、現状の設備のもとで、水力発電の電力量と出力を算出している。このシミュレーションでは、50 年間にわたって現状の設備が運転したと仮定して、発電電力量データを算出している。これらの流量および計算された発電電力量および出力を図 6.2.12～図 6.2.14 に示す。

このことから、流量データが大きく変動することによって水力発電の電力量が大きく変化することが明らかとなり、水力発電発生電力量は、3,000 から 6,000GWh の範囲にある。一方、出力(MW)の計算結果では、大きな変動は見られず、昨今の運用状況を反映して、ピーク対応のために出力を重視した運用が行われていることが結果からも伺える。

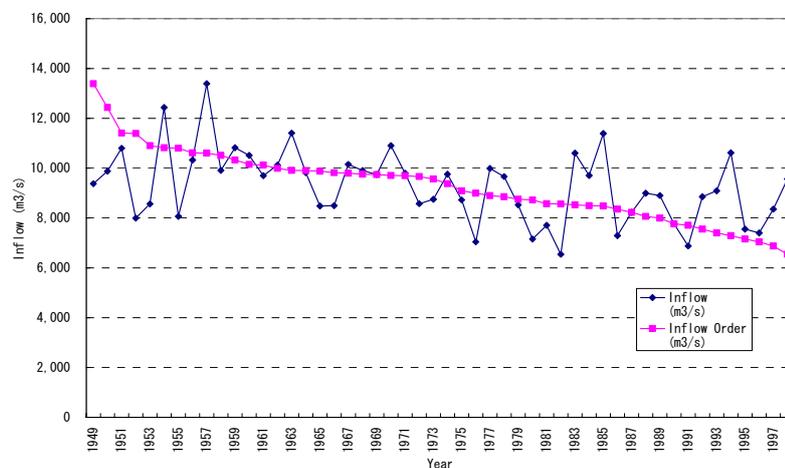


図 6.2.12 SYSIM 計算結果 (50 年間の流量)

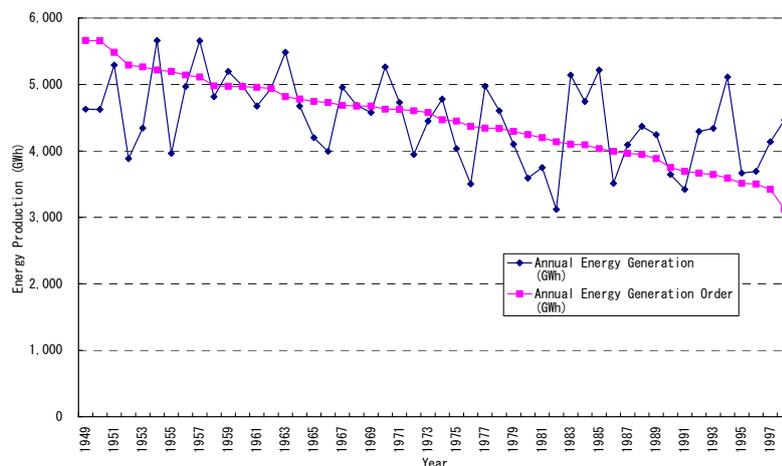


図 6.2.13 SYSIM 計算結果 (50 年間の流量資料に基づく総発電電力量)

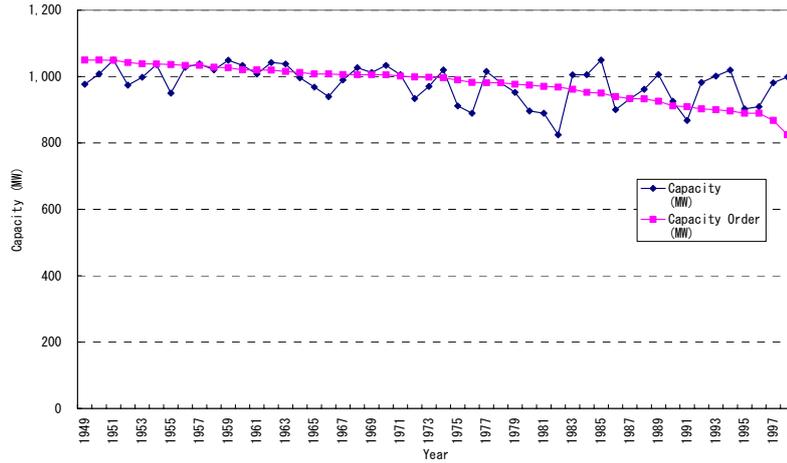


図 6.2.14 SYSIM 計算結果 (50 年間の流量資料に基づく総出力)

また、昨今の河川流量は漸減傾向を示しており、50 年間の長期にわたる水データを使用している SYSIM による水力発電電力量の計算結果は、現状を過大評価している可能性がある。SYSIM の計算結果から得られた、過去 50 年間の流入量、発電電力量、出力を図 6.2.15～図 6.2.17 に示す。

図中に示す 10 年移動平均値は、1980 年代半ばから安定しているため、SYSIM の計算結果を取り扱う範囲もこの図では、1970 年代、つまり過去 30 年間のデータを用いて WASP シミュレーションの入力データとして取り扱うことが妥当である。

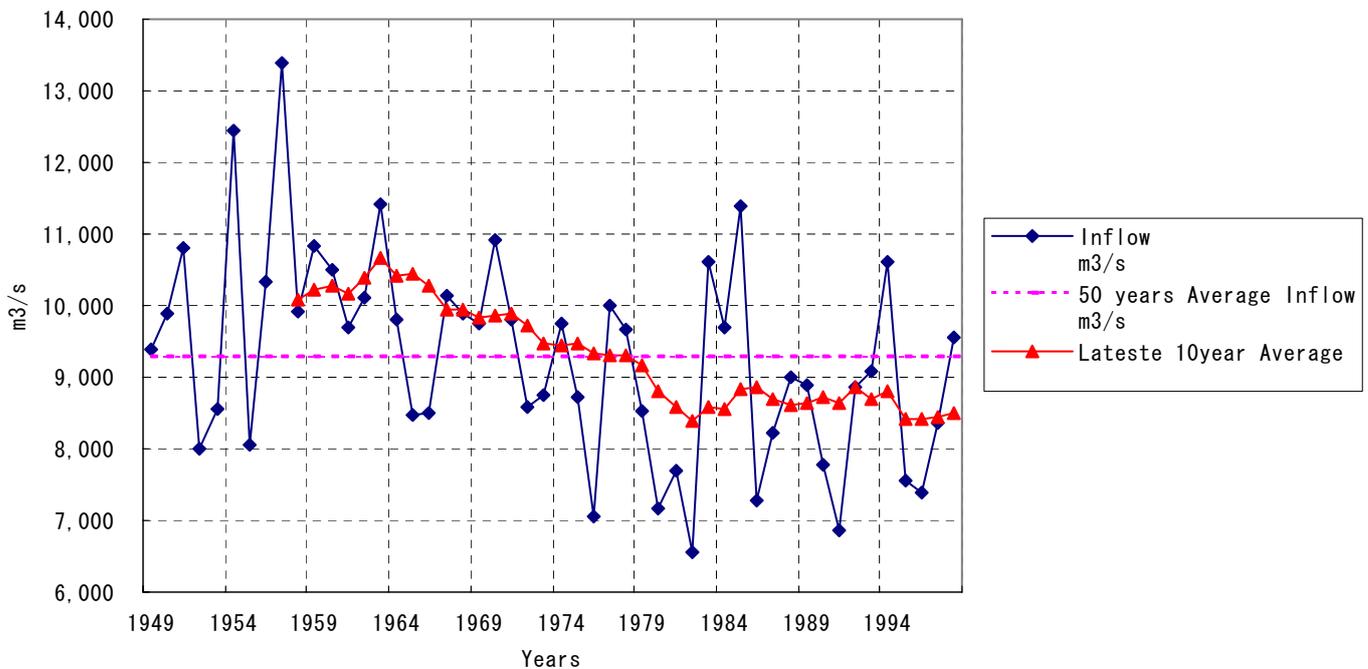


図 6.2.15 SYSIM シミュレーション結果 (50 年間の流量)

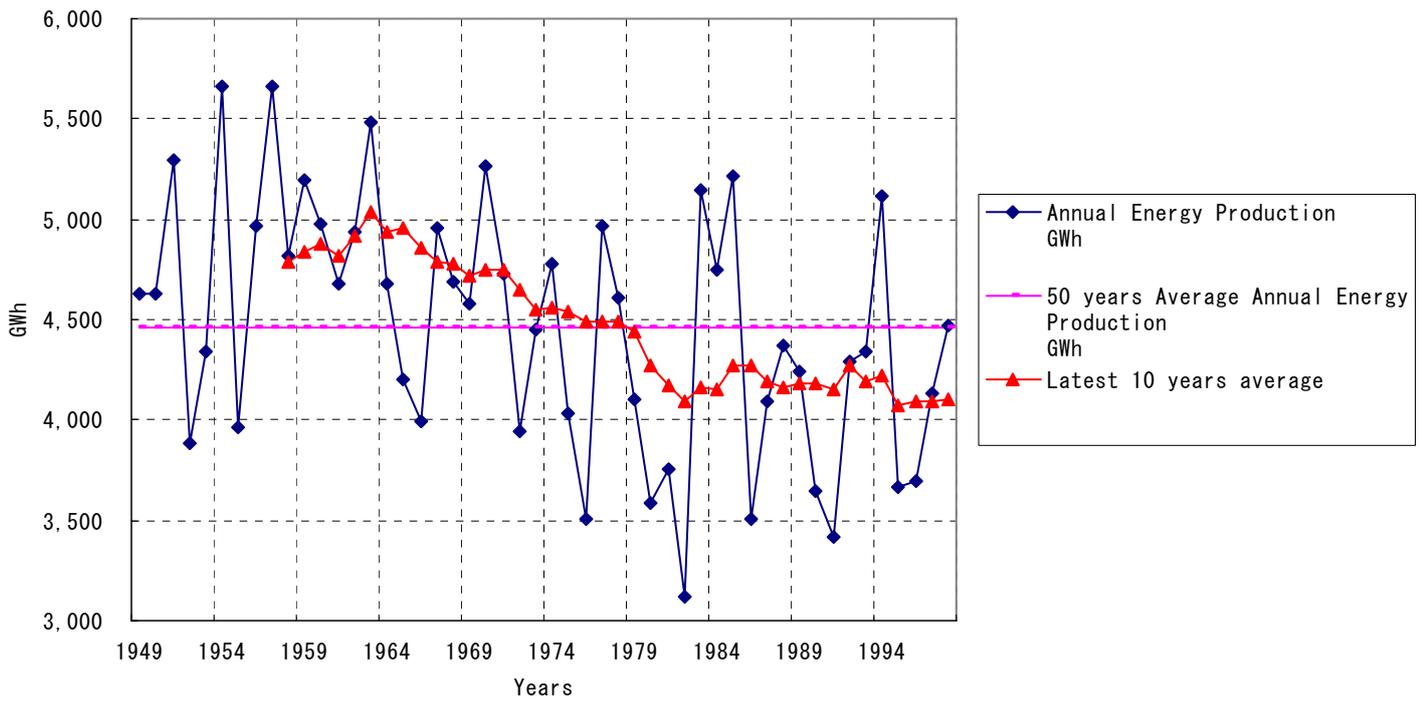


図 6.2.16 SYSIM シミュレーション結果 (50 年間の流量資料に基づく年発電電力量)

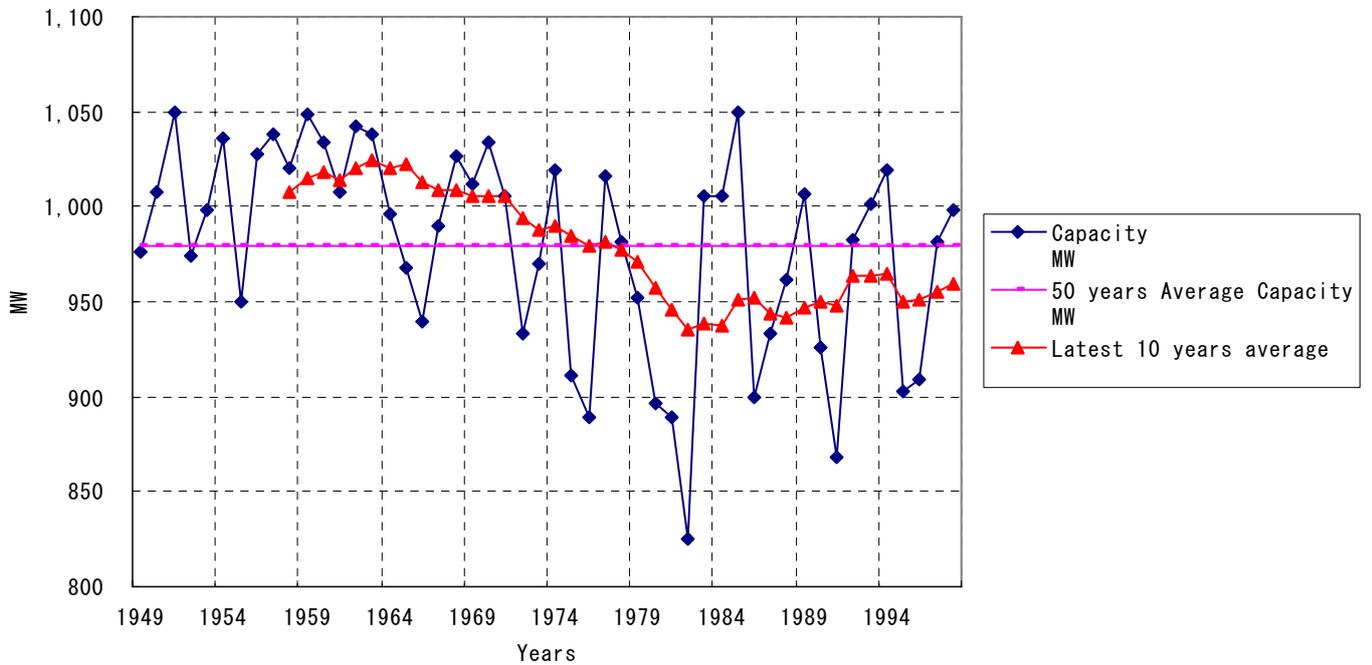


図 6.2.17 SYSIM シミュレーション結果 (50 年間の流量資料に基づく供給力)

## (2) 可能発電力および可能発電電力量

CEB の WASP シミュレーションに用いられている既設水力発電設備の可能発電力および可能発電電力量に関するデータは、前節 6.2.5 (1) に記述するように水系シミュレーションソフトウェア SYSIM (System Simulation package) を用いて各月および各出水条件ごとに算出されている。

本調査ではこのデータは見直さないこととする。

表 6.2.15 に本調査に用いた既設水力発電設備の可能発電力および可能発電電力量(SYSIM 結果)を示す。

表 6.2.15 既設水力可能発電電力量および可能発電力 (MP 調査)

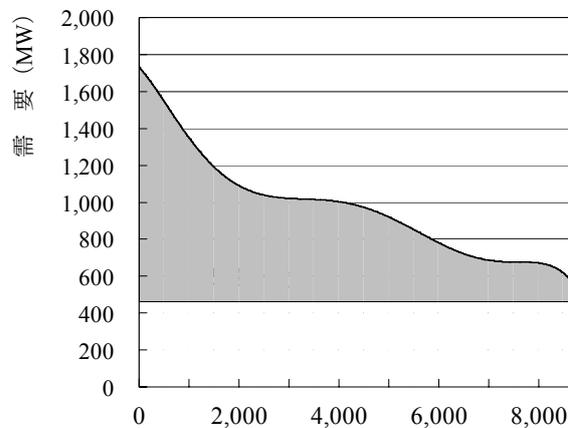
月	出水条件										平均	
	Very Wet (発生確率 10%)		Wet (発生確率 20%)		Midium (発生確率 40%)		Dry (発生確率 20%)		Very Dry (発生確率 10%)			
	可能発電電力量 (GWh)	可能発電力 (MW)	可能発電電力量 (GWh)	可能発電力 (MW)	可能発電電力量 (GWh)	可能発電力 (MW)	可能発電電力量 (GWh)	可能発電力 (MW)	可能発電電力量 (GWh)	可能発電力 (MW)	可能発電電力量 (GWh)	可能発電力 (MW)
1月	439	1,003	411	953	356	865	359	881	298	804	370	894
2月	364	842	335	820	296	855	252	850	207	760	293	836
3月	403	851	377	850	299	882	252	830	175	720	300	846
4月	413	1,058	357	870	281	886	250	840	200	750	295	877
5月	524	1,082	390	1,046	342	920	267	918	270	818	348	951
6月	533	1,075	469	1,065	437	1,015	311	908	301	826	414	990
7月	520	1,082	521	1,074	465	1,041	353	933	326	864	446	1,012
8月	477	1,057	472	1,050	383	971	307	881	286	827	385	963
9月	468	1,032	442	1,026	379	973	266	788	268	721	367	928
10月	430	1,040	455	1,016	448	1,031	456	1,012	326	898	437	1,012
11月	468	1,012	401	1,014	422	1,017	435	1,026	386	960	421	1,012
12月	433	992	401	996	379	982	374	979	387	969	389	984
計	5,472		5,031		4,487		3,882		3,430		4,465	

出典：CEB LTGEP (2005-2019)

## (3) 発電パターンの模擬

CEB の WASP シミュレーションに用いられているデータでは、ベース供給力に相当する最小流入エネルギー (Minimum Inflow Energy) はすべて 0GWh で設定されている。

この条件のもとでは、既設水力発電設備の発電電力量はすべてピークエネルギーとしてシミュレーション内にて模擬されることとなる (図 6.2.18)。



出典：LTGEP (2005-2019) 結果をもとに  
JICA 調査団にて作成

図 6.2.18 WASP シミュレーションにおける既設水力発電パターンの模擬 (LTGEP 2005-2019)

図 6.2.19 に 2004 年における既設水力発電設備の各月発電電力量実績を示す。

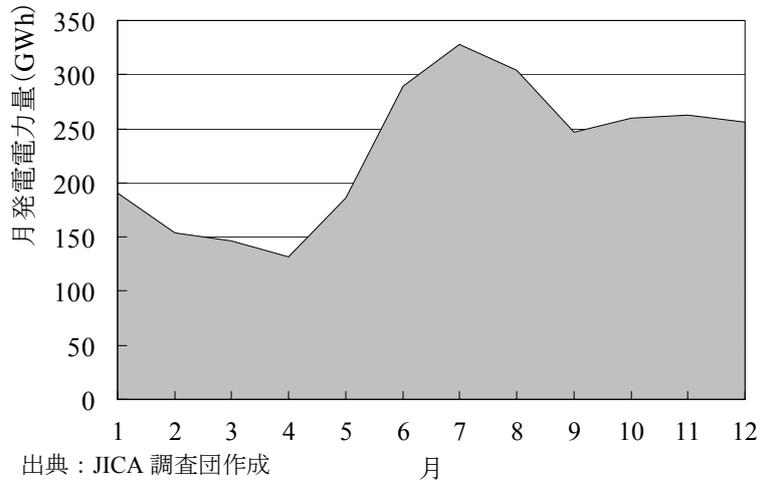


図 6.2.19 既設水力月別発電電力量実績（2004 年）

図 6.2.20 に 2004 年の 2 月、7 月および 12 月における既設水力発電設備の代表的日発電パターンを示す。

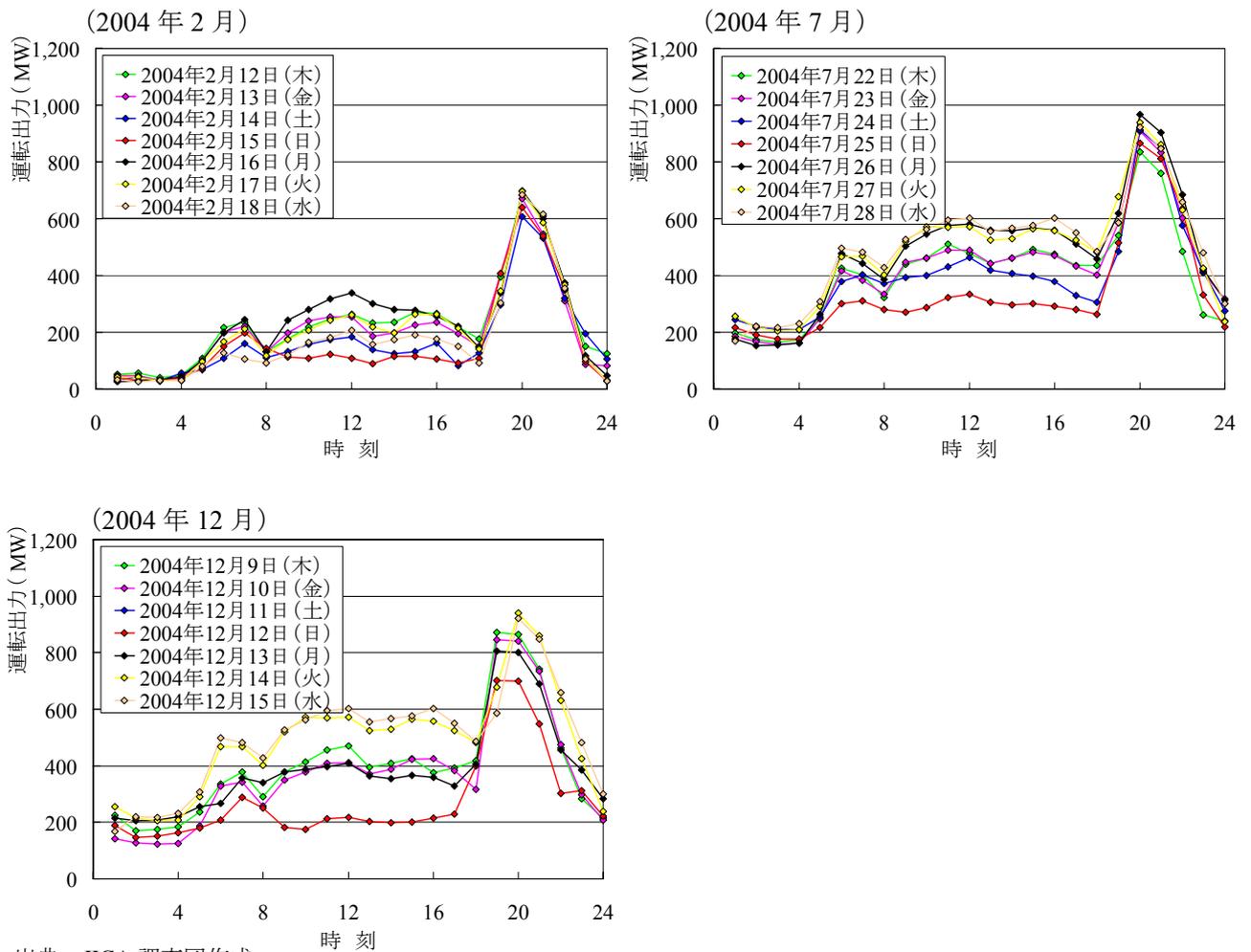
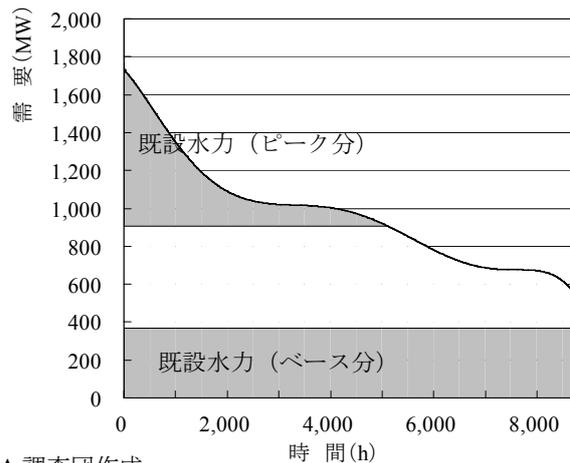


図 6.2.20 既設発電設備の代表日発電パターン（2004年）

図 6.2.20 より、2004 年の既設水力発電設備の発電パターンは乾季である 2 月にこそ少ないものの、7 月および 12 月には約 200MW 程度のベース供給力が存在することがわかる。

このように、既設水力発電設備の発電パターンとしては、ベース供給力およびミドル・ピーク供給力が存在することがわかった。そのため、このような発電パターンをより忠実に模擬するために WASP シミュレーションにおける既設水力発電入力データを変更した。なお SYSIM 結果との整合をとるために、各出水条件および各月の可能発電電力量および可能発電力は変更せず、最小流入エネルギーのデータのみ変更を行った。

図 6.2.21 に本調査における既設水力発電パターンの模擬形態を示す。



出典：JICA 調査団作成

図 6.2.21 WASP シミュレーションでの既設水力発電パターンの模擬

## 6. 2. 6 開発固定設備

2005年11月時点で、150MW Upper Kotmale 水力プロジェクト（2010年末運転開始）の開発が決定している。また、300MW IPP Kerawalapitiya コンバインドサイクルプラントについては、当初、CEBは設備規模300MWのプロジェクトとして、日本政府からのODAにて進める予定であったが、その後、IPPプロジェクトに変更され、BOOTベースにてIPP入札が行われた。2002年6月には6社がプレクオリファイされ、2005年当初より2社に対し契約交渉を行ったが、契約条件で交渉が難航し、交渉は不調に終わった。

2005年9月にCEBは、IPPではなくCEB所有による発電設備としてのプロジェクト実施についての資金調達を政府外国援助局<sup>117</sup>に要請した。

1999年にJICAによって実施されたF/S調査によると、工事着工からオープンサイクルガスタービン運転開始まで約22ヶ月、コンバインドサイクルプラントの運転開始までは31ヶ月を要することとなっており、LTGEP（2005-2019）に示される2008年のコンバインドサイクルプラントの運転開始は不可能であるといわざるを得ない。

一般的に、300MW級のコンバインドサイクル発電設備の純建設工期は2.0年～4.0年程度であり、EIAの実施およびEIA審査にかかる期間は1.0～1.5年程度である。また、コンサルタントの選定から契約締結までの作業を短縮または平行作業によって行うことにより若干の工期の短縮を行うことができる。

そのため、Kerawalapitiya コンバインドサイクル発電プロジェクトの最短工程による運転開始時期は2009年中旬頃であると考えられる。

しかしながら、2009年中旬のコンバインドサイクルプラント設備の運転開始のためには、2006年当初にプロジェクト実施のための資金調達が行われなければならない。また、これが行われた場合においても、迅速かつ適正なEIAの準備と実施、契約手続きの短縮化および厳しい工程管理といった多くの課題の克服が必要となる。

表 6.2.16 に Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトの最短実施工程（例）を示す。

<sup>117</sup> External Resources Department

表 6.2.16 Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクト最短実施工程（例）

	2006年	2007年	2008年	2009年
	Finance Agreement ▽	EIA報告書提出 ▽	GT運転開始 ▽	CC運転開始 ▽
コンサルタント選定	■			
入札準備		■		
契約手続		■		
プラント建設			■	■
EIA	■			

出典：調査団作成

本調査においては、300MW IPP Kerawalapitiya CCGT プロジェクトを、2008年に200MW オープンサイクルガスタービンの運転開始および2009年に300MW コンバインドサイクルの運転開始が期待されるプロジェクトとして、開発固定プロジェクトとして設定した。

### 6. 2. 7 廃止および IPP 契約満了設備

現在、CEB は設備の老朽化による効率低下を考慮し、いくつかの発電設備について廃止が計画されている。本調査においても、この廃止計画を考慮する。

また、IPP 発電設備については、10年～20年の長期契約が結ばれており、それぞれ契約期間の満了とともに系統における供給力から除外しなければならない。

表 6.2.17 に廃止および IPP 契約が満了することにより供給力として除外される設備を示す。

表 6.2.17 廃止および IPP 契約満了設備

所有者	発電所	ネット定格出力 (MW)	廃止または 契約満了年	運転期間																					
				2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025					
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	20.000	2013	■	■	■	■																		
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1-8	10.000	2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	20.000	2010	■																					
	Keranitissa GT (New) 1	115.000	2018	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	Kelanitissa CCGT	165.000		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	5.630	2013	■	■	■	■																		
	IPP Asia Power Limited	6.375	2018	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	IPP Colombo Power (Private) Limited	15.681	2015	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	IPP ACE Power Horana	6.200	2013	■	■	■	■																		
	IPP ACE Power Matara	6.200	2012	■	■	■	■																		
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1-6	17.000	2015	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1-10	10.000	2015	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	163.000	2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		

出典：CEB からデータをもとに JICA 調査団作成