

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  
(ケラニ川水系水力発電所  
リハビリテーション)

ファイナル・レポート  
Vol. I  
本 文

平成 17 年 7 月  
(2005 年)

独立行政法人 国際協力機構  
経済開発部

経済

JR

05 - 052

## 序 文

日本政府は、スリランカ民主社会主義共和国政府の要請に基づき、同国の水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査（ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション）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、2004年7月から2005年5月まで5回にわたり電源開発株式会社の中畑剛志氏を団長とし、調査団を現地に派遣しました。

調査団は、スリランカ国政府の関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内検討を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国のケラニ川水系の水力発電所のリハビリテーションの推進に寄与するとともに、両国間における友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

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

2005年7月

独立行政法人国際協力機構  
理 事 伊 沢 正

## 伝 達 状

独立行政法人国際協力機構  
理事 伊沢 正 殿

今般、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（ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション）が終了しましたので、ここに報告書を提出いたします。

本調査は、スリランカ国のケラニ川水系の5つの既設の発電所の不具合に関する調査を行い、補修、更新計画をフィージビリティ調査レベルで実施すると同時に、水力発電所の保守点検マニュアルを提案することを目的として実施されました。

今回の調査に際しましては、スリランカ国の現状を十分に踏まえ、技術的、経済的および環境的見地から最も適した計画の策定に努めてまいりました。

なお、同期間中、貴機構、外務省ならびに経済産業省各位には多大のご理解ならびにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、スリランカ国における現地調査期間中、ご協力とご助言を頂きましたセイロン電力庁、在スリランカ日本大使館、JICA スリランカ事務所その他関係機関各位に対して深く感謝申し上げます。

2005年7月

スリランカ国  
水力発電最適化計画調査  
団 長 中畑 剛志



**Laxapana Fall**



**Castlereagh Dam**



**Laxapana Hydropower Station (Old and New Laxapana Hydropower Station)**



**Wimalasurendra Hydropower Station**



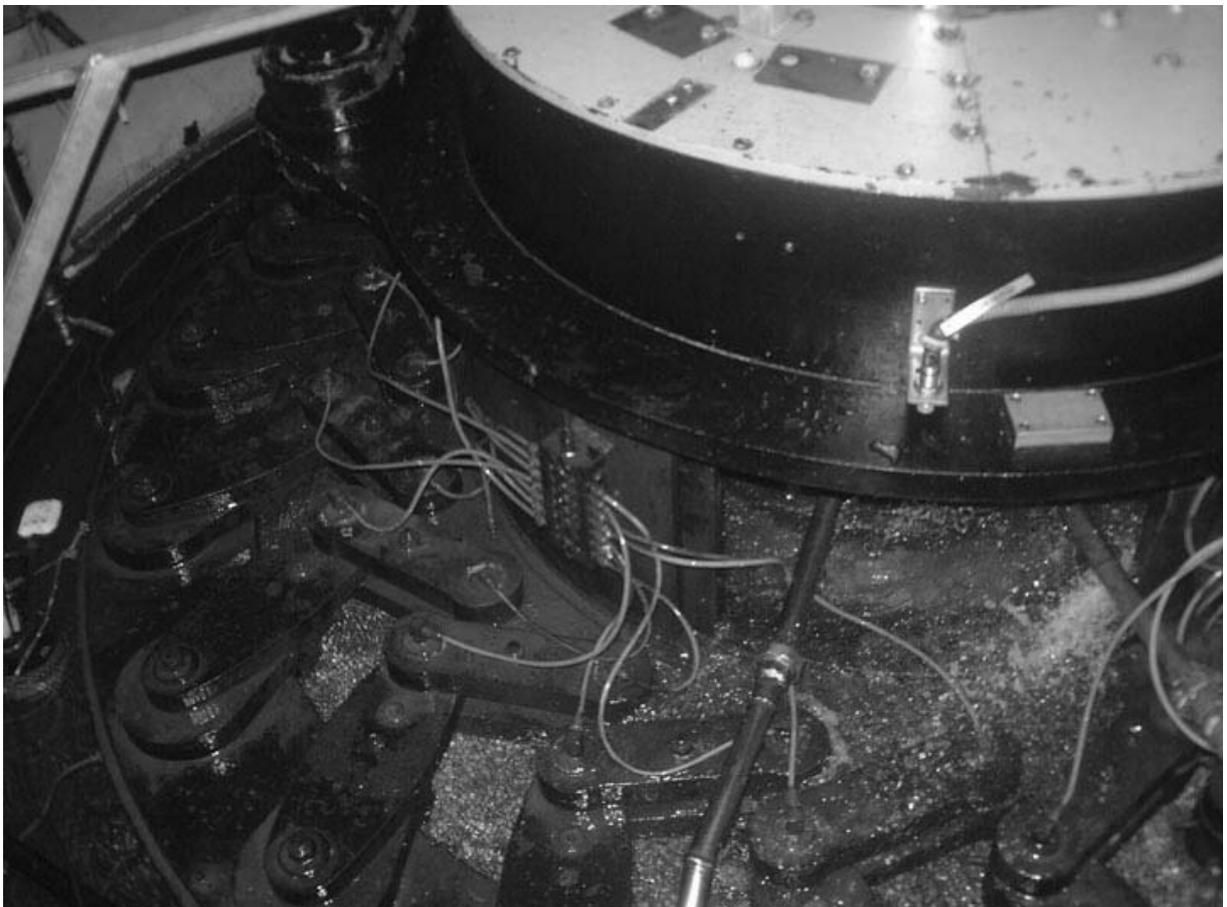
**Turbines and Generators in Old Laxapana Hydropower Station**



**Efficiency test in New Laxapana Hydropower station**



**Intake Guard Valve House of Canyon Hydropower Station**



**Water Leakage from Turbine in Polpitiya Hydropower Station**

## 目 次

|   |              |
|---|--------------|
| 結論と勧告 .....                                     | CR - 1       |
| 結 論 .....                                       | CR - 1       |
| 勧 告 .....                                       | CR - 4       |
| <br>  |              |
| <b>1. 序論 .....</b>                              | <b>1 - 1</b> |
| 1.1 調査の経緯 .....                                 | 1 - 1        |
| 1.1.1 社会・経済的背景 .....                            | 1 - 1        |
| 1.1.2 ケラニ川水力発電所のリハビリテーションの必要性和<br>技術協力の要請 ..... | 1 - 1        |
| 1.2 調査の目的 .....                                 | 1 - 2        |
| 1.3 各調査段階における実施内容 .....                         | 1 - 3        |
| 1.4 関係者リスト（所属および職位は当時のもの） .....                 | 1 - 5        |
| <br>  |              |
| <b>2. スリランカの概要 .....</b>                        | <b>2 - 1</b> |
| 2.1 地形 .....                                    | 2 - 1        |
| 2.2 気候 .....                                    | 2 - 2        |
| 2.3 政府機関 .....                                  | 2 - 2        |
| <br>  |              |
| <b>3. 社会・経済現況 .....</b>                         | <b>3 - 1</b> |
| 3.1 人口 .....                                    | 3 - 1        |
| 3.1.1 人口 .....                                  | 3 - 1        |
| 3.1.2 労働力 .....                                 | 3 - 1        |
| 3.1.3 民族 .....                                  | 3 - 1        |
| 3.2 マクロ経済状況 .....                               | 3 - 2        |
| 3.2.1 国家経済 .....                                | 3 - 2        |
| 3.2.2 各経済セクターの概況 .....                          | 3 - 2        |
| 3.2.3 対外貿易と国際収支 .....                           | 3 - 3        |
| 3.2.4 国家財政 .....                                | 3 - 3        |
| 3.2.5 対外債務・残高 .....                             | 3 - 4        |
| 3.2.6 物価指数および為替レート .....                        | 3 - 4        |
| 3.3 社会・経済構造の予測 .....                            | 3 - 5        |
| 3.3.1 人口・GDP 成長率予測 .....                        | 3 - 5        |
| <br>  |              |
| <b>4. 電力セクターの現況 .....</b>                       | <b>4 - 1</b> |
| 4.1 エネルギー事情 .....                               | 4 - 1        |
| 4.2 電力組織の変遷と形態 .....                            | 4 - 1        |
| 4.3 電力需給バランス .....                              | 4 - 6        |

|           |   |              |
|-----------|---|--------------|
| 4.4       | 発電電力量 .....                               | 4 - 8        |
| 4.5       | 電力料金 .....                                | 4 - 9        |
| 4.6       | 発電設備の現状 .....                             | 4 - 12       |
| 4.7       | IPP の導入状況 .....                           | 4 - 13       |
| 4.8       | 流通設備の現状 .....                             | 4 - 14       |
| 4.9       | 電力需給の見通し .....                            | 4 - 15       |
| 4.10      | 電源開発計画 .....                              | 4 - 16       |
| 4.11      | 電源開発の歴史と問題点 .....                         | 4 - 20       |
| 4.12      | 送配電整備計画 .....                             | 4 - 22       |
| 4.13      | ケラニ川水系水力発電所の現況 .....                      | 4 - 22       |
| <b>5.</b> | <b>土木構造物 .....</b>                        | <b>5 - 1</b> |
| 5.1       | Wimalasurendra 水力発電所の現状とリハビリテーション計画 ..... | 5 - 2        |
| 5.1.1     | Castlereagh 貯水池 .....                     | 5 - 2        |
| 5.1.2     | Castlereagh ダム .....                      | 5 - 2        |
| 5.1.3     | 取水口 .....                                 | 5 - 4        |
| 5.1.4     | 導水路トンネル .....                             | 5 - 4        |
| 5.1.5     | サージタンク .....                              | 5 - 4        |
| 5.1.6     | 水圧管路 .....                                | 5 - 4        |
| 5.1.7     | 発電所 .....                                 | 5 - 4        |
| 5.1.8     | 放水路 .....                                 | 5 - 5        |
| 5.2       | Old Laxapana 水力発電所の現状とリハビリテーション計画 .....   | 5 - 6        |
| 5.2.1     | Norton Bridge 調整池 .....                   | 5 - 6        |
| 5.2.2     | Norton Bridge ダム .....                    | 5 - 6        |
| 5.2.3     | 取水口 .....                                 | 5 - 10       |
| 5.2.4     | 導水路トンネル .....                             | 5 - 10       |
| 5.2.5     | サージタンク .....                              | 5 - 11       |
| 5.2.6     | 水圧管路 .....                                | 5 - 12       |
| 5.2.7     | 発電所 .....                                 | 5 - 12       |
| 5.2.8     | 放水路 .....                                 | 5 - 12       |
| 5.3       | Canyon 水力発電所の現状とリハビリテーション計画 .....         | 5 - 13       |
| 5.3.1     | Maussakelle 貯水池 .....                     | 5 - 13       |
| 5.3.2     | Maussakelle ダム .....                      | 5 - 13       |
| 5.3.3     | 取水口 .....                                 | 5 - 13       |
| 5.3.4     | 導水路トンネル .....                             | 5 - 14       |
| 5.3.5     | サージタンク .....                              | 5 - 14       |
| 5.3.6     | 水圧管路 .....                                | 5 - 14       |
| 5.3.7     | 発電所 .....                                 | 5 - 14       |
| 5.3.8     | 放水路 .....                                 | 5 - 14       |

|           |   |              |
|-----------|---|--------------|
| 5.4       | New Laxapana 水力発電所の現状とリハビリテーション計画 ..... | 5 - 16       |
| 5.4.1     | Canyon 調整池 .....                        | 5 - 16       |
| 5.4.2     | Canyon ダム .....                         | 5 - 17       |
| 5.4.3     | 取水口 .....                               | 5 - 17       |
| 5.4.4     | 導水路トンネル .....                           | 5 - 17       |
| 5.4.5     | サージタンク .....                            | 5 - 18       |
| 5.4.6     | 水圧管路 .....                              | 5 - 21       |
| 5.4.7     | 発電所 .....                               | 5 - 21       |
| 5.4.8     | 放水路 .....                               | 5 - 21       |
| 5.5       | Polpitiya 水力発電所の現状とリハビリテーション計画 .....    | 5 - 22       |
| 5.5.1     | Laxapana 調整池 .....                      | 5 - 22       |
| 5.5.2     | Laxapana ダム .....                       | 5 - 22       |
| 5.5.3     | 取水口 .....                               | 5 - 24       |
| 5.5.4     | 導水路トンネル .....                           | 5 - 25       |
| 5.5.5     | サージタンク .....                            | 5 - 25       |
| 5.5.6     | 水圧管路 .....                              | 5 - 25       |
| 5.5.7     | 発電所 .....                               | 5 - 25       |
| 5.5.8     | 放水路 .....                               | 5 - 26       |
| 5.6       | その他 .....                               | 5 - 27       |
| 5.6.1     | 揚圧力低減排水孔 .....                          | 5 - 27       |
| 5.6.2     | 植生除去 .....                              | 5 - 27       |
| 5.6.3     | 土木技術者の配置 .....                          | 5 - 27       |
| 5.6.4     | 定期点検 .....                              | 5 - 27       |
| 5.7       | Old Laxapana 水力発電所におけるサージング計算 .....     | 5 - 28       |
| 5.7.1     | 概要 .....                                | 5 - 28       |
| 5.7.2     | 計算条件および方法 .....                         | 5 - 28       |
| 5.7.3     | 計算結果 .....                              | 5 - 30       |
| 5.7.4     | 結論 .....                                | 5 - 33       |
| <b>6.</b> | <b>水力機械設備 .....</b>                     | <b>6 - 1</b> |
| 6.1       | Wimalasurendra 水力発電所 .....              | 6 - 6        |
| 6.1.1     | 現地調査 .....                              | 6 - 6        |
| 6.1.2     | 水圧鉄管 .....                              | 6 - 6        |
| 6.1.3     | 洪水吐フラッシュボード .....                       | 6 - 8        |
| 6.1.4     | 取水口ゲートおよびスクリーン .....                    | 6 - 9        |
| 6.1.5     | 放流設備 .....                              | 6 - 9        |
| 6.1.6     | 放水口ゲート .....                            | 6 - 11       |
| 6.2       | Old Laxapana 発電所 .....                  | 6 - 11       |
| 6.2.1     | 現地調査 .....                              | 6 - 11       |
| 6.2.2     | 水圧鉄管 .....                              | 6 - 11       |

|           |                                     |              |
|-----------|-------------------------------------|--------------|
| 6.2.3     | 洪水吐 .....                           | 6 - 12       |
| 6.2.4     | 取水ロゲートおよびスクリーン .....                | 6 - 13       |
| 6.2.5     | 放流設備 .....                          | 6 - 14       |
| 6.2.6     | 放水ロゲート .....                        | 6 - 14       |
| 6.3       | Canyon 発電所 .....                    | 6 - 14       |
| 6.3.1     | 現地調査.....                           | 6 - 14       |
| 6.3.2     | 水圧鉄管.....                           | 6 - 14       |
| 6.3.3     | 洪水吐ゲート.....                         | 6 - 16       |
| 6.3.4     | 取水ロゲートおよびスクリーン.....                 | 6 - 16       |
| 6.3.5     | 放流設備.....                           | 6 - 16       |
| 6.3.6     | 取水ロガードバルブ.....                      | 6 - 17       |
| 6.3.7     | 放水ロゲート.....                         | 6 - 17       |
| 6.4       | New Laxapana 発電所.....               | 6 - 18       |
| 6.4.1     | 現地調査.....                           | 6 - 18       |
| 6.4.2     | 水圧鉄管.....                           | 6 - 18       |
| 6.4.3     | 洪水吐ゲート.....                         | 6 - 19       |
| 6.4.4     | 取水ロゲートおよびスクリーン.....                 | 6 - 20       |
| 6.4.5     | 放流設備.....                           | 6 - 20       |
| 6.4.6     | 堆砂.....                             | 6 - 21       |
| 6.5       | Polpitiya 発電所 .....                 | 6 - 21       |
| 6.5.1     | 現地調査.....                           | 6 - 21       |
| 6.5.2     | 水圧鉄管.....                           | 6 - 22       |
| 6.5.3     | 洪水吐ゲート.....                         | 6 - 23       |
| 6.5.4     | 取水ロゲートおよびスクリーン.....                 | 6 - 24       |
| 6.5.5     | 放流設備.....                           | 6 - 25       |
| 6.5.6     | 堆砂.....                             | 6 - 26       |
| <b>7.</b> | <b>電気機械設備 .....</b>                 | <b>7 - 1</b> |
| 7.1       | 一般 .....                            | 7 - 1        |
| 7.2       | Wimalasurendra 発電所の劣化診断結果と対応策 ..... | 7 - 4        |
| 7.2.1     | 機械設備 .....                          | 7 - 4        |
| 7.2.2     | 電気設備 .....                          | 7 - 6        |
| 7.2.3     | 制御装置 .....                          | 7 - 9        |
| 7.3       | Old Laxapana 発電所の劣化診断結果と対応策 .....   | 7 - 13       |
| 7.3.1     | 機械設備 .....                          | 7 - 13       |
| 7.3.2     | 電気設備 .....                          | 7 - 20       |
| 7.3.3     | 制御装置 .....                          | 7 - 24       |
| 7.4       | Canyon 発電所の劣化診断結果と対応策 .....         | 7 - 28       |
| 7.4.1     | 機械設備 .....                          | 7 - 28       |
| 7.4.2     | 電気設備 .....                          | 7 - 30       |

|            |                                   |               |
|------------|-----------------------------------|---------------|
| 7.4.3      | 制御装置 .....                        | 7 - 31        |
| 7.5        | New Laxapana 発電所の劣化診断結果と対応策 ..... | 7 - 33        |
| 7.5.1      | 機械設備 .....                        | 7 - 33        |
| 7.5.2      | 電気設備 .....                        | 7 - 35        |
| 7.5.3      | 制御装置 .....                        | 7 - 38        |
| 7.6        | Polpitiya 発電所の劣化診断結果と対応策 .....    | 7 - 41        |
| 7.6.1      | 機械設備 .....                        | 7 - 41        |
| 7.6.2      | 電気設備 .....                        | 7 - 45        |
| 7.6.3      | 制御装置 .....                        | 7 - 48        |
| <b>8.</b>  | <b>リハビリテーション計画 .....</b>          | <b>8 - 1</b>  |
| 8.1        | 総括 .....                          | 8 - 1         |
| <b>9.</b>  | <b>運転保守管理 .....</b>               | <b>9 - 1</b>  |
| 9.1        | 土木構造物 .....                       | 9 - 1         |
| 9.1.1      | 保守管理の現状 .....                     | 9 - 1         |
| 9.1.2      | 保守点検マニュアルおよび劣化診断 .....            | 9 - 1         |
| 9.2        | 水力機械設備 .....                      | 9 - 3         |
| 9.2.1      | 現状 .....                          | 9 - 3         |
| 9.2.2      | 課題 .....                          | 9 - 3         |
| 9.2.3      | 保守技術資料 .....                      | 9 - 5         |
| 9.3        | 電気機械設備 .....                      | 9 - 6         |
| 9.3.1      | 現状 .....                          | 9 - 6         |
| 9.3.2      | 課題 .....                          | 9 - 7         |
| 9.3.3      | 推奨される点検回数と項目 .....                | 9 - 8         |
| <b>10.</b> | <b>経済・財務分析 .....</b>              | <b>10 - 1</b> |
| 10.1       | 経済分析 .....                        | 10 - 1        |
| 10.1.1     | 経済便益の推計 .....                     | 10 - 2        |
| 10.1.2     | 経済費用の推計 .....                     | 10 - 4        |
| 10.1.3     | 経済分析の結果 .....                     | 10 - 5        |
| 10.2       | EIRR の感度分析 .....                  | 10 - 5        |
| 10.2.1     | リハビリテーション工事費の変動 .....             | 10 - 5        |
| 10.2.2     | 燃料費の変動 .....                      | 10 - 6        |
| 10.2.3     | Without プロジェクトの限界点 .....          | 10 - 6        |
| 10.3       | 財務分析 .....                        | 10 - 8        |
| 10.3.1     | 財務的便益の推計 .....                    | 10 - 8        |
| 10.3.2     | 財務的費用の推計 .....                    | 10 - 8        |
| 10.4       | 財務分析の結果 .....                     | 10 - 9        |
| 10.5       | FIRR の感度分析 .....                  | 10 - 9        |

|            |                                 |               |
|------------|---------------------------------|---------------|
| 10.5.1     | 工事費の変動 .....                    | 10 - 9        |
| 10.5.2     | 電気料金単価の変動 .....                 | 10 - 10       |
| 10.6       | ODA ファイナンス .....                | 10 - 10       |
| 10.6.1     | ODA ファイナンスの分析 .....             | 10 - 10       |
| 10.7       | ODA ファイナンスの感度分析 .....           | 10 - 11       |
| 10.7.1     | 電気料金単価の変動 .....                 | 10 - 11       |
| 10.7.2     | 外国融資資金の利率の変動 .....              | 10 - 11       |
| <b>11.</b> | <b>環境影響評価 .....</b>             | <b>11 - 1</b> |
| 11.1       | 環境・社会問題への関心の高まりと EIA .....      | 11 - 1        |
| 11.2       | スリランカにおける環境関連法制度の枠組み .....      | 11 - 1        |
| 11.2.1     | 政府の組織 .....                     | 11 - 1        |
| 11.2.2     | 環境関連の法律および規制 .....              | 11 - 2        |
| 11.3       | 環境影響評価の手続きと流れ .....             | 11 - 2        |
| 11.4       | ケラニ川水系水力発電所リハビリテーションの EIA ..... | 11 - 5        |

## LIST OF TABLES

|              |  |
|--------------|--|
| Table 3.1    | Gross National Product at Current Factor Cost Price                          |
| Table 3.2    | Balance of Payments: 1998- 2003  |
| Table 3.3    | Summary of Governmental Fiscal Operations                                    |
| Table 3.4    | Net Receipt of Foreign Assistance: 1997-2003                                 |
| Table 3.5    | Outstanding Foreign Debt : 1997-2003   |
| Table 3.6    | Ownership of Outstanding Foreign Debt : 1997-2003                            |
| Table 3.7    | Sri Lanka Consumer's Price Index   |
| Table 3.8    | Foreign Exchange Rates: 1990-2003  |
|              |  |
| Table 4.1    | Demand and Supply Balance  |
| Table 4.2    | Electricity Generation 1989 - 2003   |
| Table 4.3    | Gross System Losses and Load Factor  |
| Table 4.4    | Ceylon Electricity Board Tariff (effective from 1 <sup>st</sup> August 2002) |
| Table 4.5(1) | Existing Hydropower Plants (connected to the national grid, as Jan. 2005)    |
| Table 4.5(2) | Existing Thermal Plants (connected to the national grid, as of Jan. 2005)    |
| Table 4.6    | Features of Existing IPP Plants  |
| Table 4.7    | Length of CEB Transmission and Distribution Lines                            |
| Table 4.8    | Number and Capacity of Substations   |
| Table 4.9    | Load Forecast from 2004to 2024 (Base Case)                                   |
| Table 4.10   | Generation Expansion Plan Sequence   |
| Table 4.11   | Generation Expansion Plan and Reserve Margin                                 |
| Table 4.12   | Generation Expansion Plan (in 1993)  |
|              |  |
| Table 5.1    | Summary of Investigation Results   |
| Table 5.2    | Water Quality Test Result (carried out on August 26, 2004)                   |
| Table 5.3    | Measurement Result of Leakage  |
| Table 5.4    | Annual Loss by Leakage   |
| Table 5.5    | Financial Analysis Result  |
| Table 5.6    | Water Quality Test Result at near Surge Tank of New Laxapana Power Plant     |
| Table 5.7    | Annual Loss due to Leakage   |
| Table 5.8    | Financial Analysis Result  |
| Table 5.9    | Number of Rain Gauge Stations  |
| Table 5.10   | Cost of Rain Gauge Stations  |
| Table 5.11   | Conditions of Analysis   |
| Table 5.12   | Case of Analysis   |

|              |  |
|--------------|--|
| Table 5.13   | Results of the Analysis  |
| Table 6.1    | Main Furthers of Hydro-mechanical Equipment  |
| Table 6.2    | Rehabilitation Work Cost of Hydro-mechanical Equipment   |
| Table 6.3    | Measurement Instrument   |
| Table 6.4    | Comparison Table of SR Gate, Rubber Dam and Steel Gate   |
| Table 6.5(1) | Measurement Result: Power Station: Wimalasurendra Station  |
| Table 6.5(2) | Measurement Result: Power Station: Old Laxapana Station  |
| Table 6.5(3) | Measurement Result: Power Station: Canyon Station  |
| Table 6.5(4) | Measurement Result: Power Station: New Laxapana Station  |
| Table 6.5(5) | Measurement Result: Power Station: Polpitya Station  |
| Table 7.1    | CEB's Rehabilitation Plan  |
| Table 7.2    | Facility Data of the Hydropower Stations in Kelani River Basin   |
| Table 7.3    | Insulation Resistance of Generator Stators at the Wimalasurendra Hydropower Station                          |
| Table 7.4    | Insulation Resister of No. 1 Transformers at the Wimalasurendra Hydropower Station                           |
| Table 7.5    | Insulation Resister of No. 2 Transformers at the Wimalasurendra Hydropower Station                           |
| Table 7.6    | Insulation Resister of Generator Stators at the Old Laxapana Hydropower Station                              |
| Table 7.7    | Insulation Resistance of Generator Transformers for Units 1, 2, and 3 at the Old Laxapana Hydropower Station |
| Table 7.8    | Insulation Resistance of Unit 4 Generator Transformers at the Old Laxapana Hydropower Station                |
| Table 7.9    | Insulation Resistance of Unit 5 Generator Transformers at the Old Laxapana Hydropower Station                |
| Table 7.10   | Insulation Resister of Generator Stators at Canyon Hydropower Station  |
| Table 7.11   | Insulation Resistance of Generator Transformers at the Canyon Hydropower Station                             |
| Table 7.12   | Insulation Resistance of Generator Transformers at the Canyon Hydropower Station                             |
| Table 7.13   | Insulation Resistance of Generator Stators at the New Laxapana Hydropower Station                            |
| Table 7.14   | Insulation Resistance of Generator Transformers at the New Laxapana Hydropower Station                       |
| Table 7.15   | Insulation Resistance of Generator Transformers at the New Laxapana Hydropower Station                       |
| Table 7.16   | Turbine Repair Record  |
| Table 7.17   | Bearing Oil Cooler Repair Record   |

|               |  |
|---------------|--|
| Table 7.18    | Insulation Resistance of Generator Stators at the Polpitiya Hydropower Station   |
| Table 7.19    | Insulation Resistance of No.1 Transformers at the Polpitiya Hydropower Station   |
| Table 7.20    | Insulation Resistance of No.1 Transformers at the Polpitiya Hydropower Station   |
| Table 8.1     | Present Condition of Each Hydro Power Station of the Laxapana Complex (Including Civil and Hydro-mechanical Equipment) |
| Table 8.2     | Cost of the Rehabilitation Plan (Including civil and hydro-mechanical equipment)                                       |
| Table 8.3     | Schedule of the Rehabilitation Plan (Case 1)   |
| Table 8.4     | Schedule of the Rehabilitation Plan (Case 2)   |
| Table 10.1    | Adjustment Factor, Power Value and Energy Value  |
| Table 10.2    | Power Value and Energy Value   |
| Table 10.3    | Outage Term (1)  |
| Table 10.4    | Outage Term (2)  |
| Table 10.5    | Pure Construction Cost & Economic Cost   |
| Table 10.6    | O & M Cost of Wimalasurendra P/S   |
| Table 10.7    | O & M Cost of Old Laxapana P/S   |
| Table 10.8    | O & M Cost of New Laxapana P/S   |
| Table 10.9.1  | Calculation of Economic Evaluation Indices Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)                              |
| Table 10.9.1  | Calculation of Economic Evaluation Indices Wimalasurendra P/S Case 2 (Scheduled Replace)                               |
| Table 10.10   | Calculation of Economic Evaluation Indices Old Laxapana Stage I P/S  |
| Table 10.11   | Calculation of Economic Evaluation Indices New Laxapana P/S  |
| Table 10.12.1 | Calculation of Economic Evaluation Indices Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required) with special repair 1        |
| Table 10.12.2 | Calculation of Economic Evaluation Indices Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required) with special repair 2        |
| Table 10.13   | Economical Sensitivity of Construction Cost  |
| Table 10.14   | Economical Sensitivity of Fuel Price   |
| Table 10.15   | Outage Term (3) (Replace After Crash)  |
| Table 10.16   | Cost of Energy Not Served Wimalasurendra P/S   |
| Table 10.17   | Cost of Energy Not Served Old Laxapana Stage I P/S   |
| Table 10.18   | Cost of Energy Not Served New Laxapana P/S   |
| Table 10.19.1 | Calculation of Economic Evaluation Indices Wimalasurendra P/S Replace after Crash(1)                                   |

|               |   |
|---------------|---|
| Table 10.19.2 | Calculation of Economic Evaluation Indices<br>Wimalasurendra P/S Replace after Crash(2)       |
| Table 10.20.1 | Calculation of Economic Evaluation Indices<br>Old Laxapana Stage I P/S Replace after Crash(1) |
| Table 10.20.2 | Calculation of Economic Evaluation Indices<br>Old Laxapana Stage I P/S Replace after Crash(2) |
| Table 10.21.1 | Calculation of Economic Evaluation Indices<br>New Laxapana P/S Replace after Crash(1)         |
| Table 10.21.2 | Calculation of Economic Evaluation Indices<br>New Laxapana P/S Replace after Crash(2)         |
| Table 10.22   | Pure Construction Cost & Financial Cost   |
| Table 10.23.1 | Calculation of Financial Evaluation Indices<br>Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required) |
| Table 10.23.2 | Calculation of Financial Evaluation Indices<br>Wimalasurendra P/S Case 2 (Scheduled Replace)  |
| Table 10.24   | Calculation of Financial Evaluation Indices<br>Old Laxapana Stage I P/S                       |
| Table 10.25   | Calculation of Financial Evaluation Indices<br>New Laxapana P/S                               |
| Table 10.26   | Financial Sensitivity of Hydro Power Construction Cost  |
| Table 10.27   | Financial Sensitivity of Electricity Tariff   |
| Table 10.28   | Consolidated Loans and Sources to CEB at End of 1999  |
| Table 10.29.1 | Cash Flow Statement: Case of ODA Finance<br>Wimalasurendra PS Case1                           |
| Table 10.29.2 | Cash Flow Statement: Case of ODA Finance<br>Wimalasurendra PS Case2                           |
| Table 10.30   | Cash Flow Statement: Case of ODA Finance<br>Old Laxapana StageI P/S                           |
| Table 10.31   | Cash Flow Statement: Case of ODA Finance<br>New Laxapana P/S                                  |
| Table 10.32   | Loan Finance Sensitivity of Electricity Tariff  |
| Table 10.33   | Loan Finance Sensitivity of Foreign Loan Condition  |

## LIST OF FIGURES

- Figure 1.1 The Follow-up Study on the Rehabilitation of Hydropower Stations in the Kelani River Basin for The Study of Hydropower Optimization in Sri Lanka
- Figure 2.1 Administrative Boundary Map
- Figure 2.2 Administrative Structure of Sri Lanka
- Figure 4.1 Organisation Structure of CEB
- Figure 4.2 Daily Load Curve over the Year
- Figure 4.3 Growth Rate of GDP and Electricity Sales
- Figure 4.4 Mechanism of CEB's Cross Subsidy to Domestic Use (1995)
- Figure 4.5 Expansion Plan and Peak Demand
- Figure 4.6 Location Map of Power Stations in Sri Lanka
- Figure 4.7 Longitudinal Section of Kelani River Basin
- Figure 4.8 Laxapana Complex
- Figure 5.1 Sampling Point of Water Quality Test
- Figure 5.2 Correlation between IRR and Remedial Works Cost
- Figure 5.3 Sampling Location and Electrical Conductivity Values
- Figure 5.4 Correlation between IRR and Remedial Works Cost
- Figure 5.5 Water Level Fluctuation in Surge Tank (Case 3)
- Figure 5.6 Water Level Fluctuation in Surge Tank (Case 8)
- Figure 5.7 Water Level Fluctuation in Surge Tank (Case 9)
- Figure 5.8 Water Level Fluctuation in Surge Tank (Case 10)
- Figure 6.1 SR Gate (Obermeyer type)
- Figure 6.2 Rotary type trash rake machine
- Figure 6.3 Wire rope type rotary rake machine
- Figure 7.1 Control System Configuration for Wimalasurendra Hydropower Station
- Figure 7.2 SCADA System Connected to the Old Laxapana Hydro Power Station (HPS)
- Figure 7.3 Control System Configuration of New Laxapana Hydropower Station
- Figure 9.1 Image of Deterioration Curve
- Figure 10.1 Comparison of Scheduled Replace and Replace after Crash

## LIST OF PICTURES

|              |   |
|--------------|---|
| Picture 5.1  | Castlereagh Dam                         |
| Picture 5.2  | Flashboard                              |
| Picture 5.3  | Plugged Drainage Relief Hole            |
| Picture 5.4  | Excessive Turbulence                    |
| Picture 5.5  | Norton Bridge Dam                       |
| Picture 5.6  | Leakage at Right Bank                   |
| Picture 5.7  | Surge Tank                              |
| Picture 5.8  | Inside of the Surge Tank                |
| Picture 5.9  | Maussakelle Dam                         |
| Picture 5.10 | Valve House                             |
| Picture 5.11 | Anti-Negative Pressure Valve            |
| Picture 5.12 | Displacement of Retaining Wall          |
| Picture 5.13 | Sedimentation                           |
| Picture 5.14 | Downstream of Canyon Dam                |
| Picture 5.15 | Dam Toe                                 |
| Picture 5.16 | Leakage near Surge Tank                 |
| Picture 5.17 | Erosion in Concrete                     |
| Picture 5.18 | Spillway of Laxapana Dam                |
| Picture 5.19 | Vortex at Intake                        |
| Picture 5.20 | Land slide Area at Laxapana Dam         |
| Picture 5.21 | Landslide Area at Polpitiya             |
| Picture 5.22 | Erosion in Concrete Wall                |
|              |   |
| Picture 6.1  | Panorama view of penstock               |
| Picture 6.2  | Ring girder support with wheels         |
| Picture 6.3  | Repairing of Intake Equipment           |
| Picture 6.4  | Leakage from needle valve               |
| Picture 6.5  | Panorama view penstock                  |
| Picture 6.6  | Spigot & socket (1 <sup>st</sup> stage) |
| Picture 6.7  | Blasting machine                        |
| Picture 6.8  | Painting machine                        |
| Picture 6.9  | Spillway of Norton Dam                  |
| Picture 6.10 | Measuring for plate thickness           |
| Picture 6.11 | Check for slide shoe                    |
| Picture 6.12 | Leakage from the expansion joint        |

|              |  |
|--------------|--|
| Picture 6.13 | Intake guard valve house   |
| Picture 6.14 | Repairing the tailrace gate by CEB   |
| Picture 6.15 | Panorama view  |
| Picture 6.16 | Touch up paint for welding joint by CEB                                      |
| Picture 6.17 | Repair work of drain   |
| Picture 6.18 | Filler material of concrete saddle   |
| Picture 6.19 | Sedimentation of reservoir   |
| Picture 6.20 | Plan for dredging by grab  |
| Picture 6.21 | Panorama view of penstock  |
| Picture 6.22 | Mechanical joint   |
| Picture 6.23 | Outside surface of welded joint  |
| Picture 6.24 | Outside surface of bottom  |
| Picture 6.25 | Trunnion requires access facility  |
| Picture 6.26 | Arm requires drain holes   |
| Picture 6.27 | Gate operation   |
| Picture 6.28 | Gate operation table (manual operation)                                      |
| Picture 6.29 | Intake equipment   |
| Picture 6.30 | Vortex on the Surface  |
|              |  |
| Picture 7.1  | Present Status of the Unit 1 Stator  |
| Picture 7.2  | Turbine and Generator of Old Laxapana Stage I (Unit 2)                       |
| Picture 7.3  | Diffuser and Needle of Old Laxapana Stage I                                  |
| Picture 7.4  | Repairing of Runner Crack of Old Laxapana Stage I                            |
| Picture 7.5  | Repaired Runner Bucket of Old Laxapana Stage I                               |
| Picture 7.6  | Indication of Runner Crack at Old Laxapana Stage I                           |
| Picture 7.7  | Slipped iron piece   |
| Picture 7.8  | Crack in Guide Ring for Wicket Gate Operating Mechanism of Polpitiya Turbine |
| Picture 7.9  | Repair Welding of Polpitiya Runner   |

## ABBREVIATIONS

### Organizations

|                |   |
|----------------|---|
| ADB            | Asian Development Bank                                |
| BOI            | Bureau of Investment                                  |
| BII            | Bureau of Infrastructure Investment                   |
| CEA            | Central Environmental Authority                       |
| CBSL           | Central Bank of Sri Lanka                             |
| CEB            | Ceylon Electricity Board                              |
| CECB           | Central Engineering Consultancy Bureau                |
| DGEU           | Department of Government Electricity Undertakings     |
| EPDC (J-POWER) | Electric Power Development Company, Ltd.              |
| ERD            | External Resources Department                         |
| ESC            | Energy Supply Committee                               |
| IAEA           | International Atomic Energy Agency                    |
| IBRD           | International Bank for Reconstruction and Development |
| JBIC           | Japan Bank for International Cooperation              |
| JICA           | Japan International Cooperation Agency                |
| LECO           | Lanka Electricity Company                             |
| MOF            | Ministry of Finance                                   |
| MPE            | Ministry of Power and Energy                          |
| NGO            | Non-Governmental Organization                         |
| OECD           | Overseas Economic Cooperation Fund                    |
| OECD           | Organization for Economic Cooperation and Development |
| OPEC           | Organization of the Petroleum Exporting Countries     |

### Technical terms

|      |   |
|------|---|
| ASTM | American Society for Testing and Material |
| CPI  | Consumer Price Index                      |
| CRT  | Cathode – Ray Tube                        |
| DSCR | Debt Service Coverage Ratio               |
| DSM  | Demand-Side Management                    |
| EEI  | Energy Efficiency Improvement             |
| EER  | Energy Efficient Ratio                    |
| EIA  | Environmental Impact Assessment           |
| EIRR | Economic Internal Return Ratio            |
| EL.  | Elevation                                 |

|        |  |
|--------|--|
| ENEPEP | Energy and Power Evaluation Programme    |
| ESCO   | Energy Service Company                   |
| FIRR   | Financial Internal Return Ratio          |
| GDP    | Gross Domestic Product                   |
| GPS    | Global Positioning System                |
| GVA    | Gross Value Added                        |
| H.P.S  | Hydropower Station                       |
| IPP    | Independent Power Producer               |
| IPZ    | Investment Promotion Zone                |
| IRR    | Internal Return Ratio                    |
| JIS    | Japanese Industrial Standard             |
| LGB    | Lower Guide Bearing                      |
| LOLP   | Loss of Load Probability                 |
| LBP    | Laser Beam Printer                       |
| LLCR   | Loan Life Coverage Ratio                 |
| LTGEP  | Long-Term Generation Expansion Plan      |
| LCU    | Local Control Unit                       |
| NEA    | National Environmental Act               |
| NPV    | Net Present Value                        |
| O&M    | Operation and Maintenance                |
| ODA    | Official Development Assistance          |
| OPGW   | Optical Ground Wire                      |
| PAA    | Project Approving Agency                 |
| PCB    | Polychlorinated – Biphenyl               |
| PIO    | Process Input Output                     |
| ROA    | Return on Asset                          |
| ROE    | Return on Equity                         |
| ROI    | Return on Investment                     |
| SCADA  | Supervisory Control and Data Acquisition |
| SOE    | Sequence of Event Printer                |
| TGB    | Turbine Guide Bearing                    |
| T&UGB  | Thrust and Upper Guide Bearing           |
| UPS    | Uninterrupted Power Supply               |
| WPI    | Wholesale Price Index                    |

## 結論と勧告

## 結論と勧告

### 結 論

ここに述べる結論は、2004年7月から2005年7月にかけて実施された「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（ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション）」の検討結果に基づくものである。

#### 1. 既設水力発電所のリハビリテーション

##### Wimalasurendra 水力発電所

###### 導水路トンネルの補修

過去に発電所放水口から濁水が発生し、本発電所の導水路トンネルの崩落が懸念されていた。セイロン電力庁（CEB）は、2005年2月に同トンネルの抜水点検を行い、本調査団も点検に参加した。その際、濁水の原因が、導水路トンネルの崩落にあることが濃厚であると推測され、本調査団は補修計画をCEBに提案した。幸い、崩落は小規模であったため、CEBは抜水点検に引き続き補修工事を実施し、同年4月には補修工事を終了し、充水後運転を再開している。

###### 発電機、変圧器の更新

発電機の固定子巻線が、ウェッジの緩みにより下降していることが確認された。早急な補修が必要であり、固定子巻線を巻き直す案と発電機を全面的に更新する案が考えられる。

変圧器の絶縁抵抗値が、大幅に低下していることが確認された。このまま、発電所の運転を継続すると、地絡や短絡事故に繋がりがねず、可及的速やかな更新が望まれる。

また、制御装置についても、老朽化に伴う不具合が確認され、そろそろ更新の時期に来ていると思われる。

##### Old Laxapana 水力発電所

###### 水車、発電機の更新

Old Laxapana 水力発電所の内、Stage I（1～3号機、8.33MW×3台）は運転開始から54年経過している。水車効率は、10%以上低下しており、原製作者がビジネスを閉じているため交換部品の供給が期待できないので、全面的に更新することが望まれる。

更新に際しては、効率向上分の出力増（8.33MWから9MW）が期待できる。

Stage II（4,5号機、12.5MW×2台）は、引き続き劣化度のモニタリングが望まれる。

## **Canyon 水力発電所**

### **負圧防止バルブの改造**

ダム直下流の導水路に負圧防止バルブが設置されている。貯水池水位が低い状態下に、最大使用水量で運転した際、過去に2度バルブが作動し水の噴出を止めるのに苦慮した経験がある。

導水路トンネルを負圧が発生しない構造するのは大掛りな改造になること、バルブの作動が頻繁ではないことから、抜本的な対策を取るよりも、バルブが作動して水が噴出しても他の設備に影響を及ぼさず直上流の取水口バルブの操作を容易に行えるよう、負圧防止バルブの排出部を建屋の外に移すのが現実的である。

## **New Laxapana 水力発電所**

### **導水路トンネルからの漏水**

発電所の運転開始以来、導水路トンネル末端調圧水槽付近からと思われる漏水が見られているが、今回の調査で漏水が導水路トンネルのものであることが確認された。

この漏水が、直ちに付近の斜面の崩壊を引き起こす可能性は極めて少ないことから、導水路トンネルの排水する機会があれば、漏水箇所の特定制水対策工を実施することが望まれる。

### **発電機の更新**

Wimalasurendra の発電機と同様、発電機の固定子巻線が、ウェッジの緩みにより下降していることが確認された。早急な補修が必要である。こちらも、固定子巻線を巻き直す案と発電機を全面的に更新する案が考えられるが、New Laxapana 発電所は周波数調整機能を有する重要な発電所で、発電所を長期間停止させることが難しい。さらに発電機の劣化度を考慮すると、より停止期間を短縮できる全面的に更新する方が現実的である。

また、制御装置についても、老朽化に伴う不具合が確認され、そろそろ更新の時期に来ていると思われる。

## **Polpitiya 水力発電所**

### **水車の振動**

Polpitiya の水車は低負荷時に振動が発生するため、運転制約を受けている。しかしながら、今回の調査においては、全面的更新を提案するまでの結論を得られなかった。水車の分解点検など更に詳細な調査が望まれる。

### **リハビリテーションにおける環境影響評価**

上記で提案されたリハビリテーションは、現地地形を大幅に改変するものではなく、水車や発電機の全面更新も既設の建屋内の作業に限定されることから、環境影響評価の手続きは必要ないものと思われる。

しかしながら、国家環境法に基づくプロジェクト承認省庁 (Project Approving Agency: PAA) の承認行為が必要とされるプロジェクトの中に、貯水池から 100m 以内の開発行為が含まれている。つまりケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションは該当することになる。

このため、工事の実施に先立ち、環境影響評価手続きの必要性を環境庁に確認する必要がある。

### **リハビリテーション実施のタイミング**

リハビリテーション工事に伴って、既設発電所の運転停止が避けられないことから、需給が逼迫している状況下で工事を実施するのは適切ではなく、タイミングを見極める必要がある。

Wimalasurendra 水力発電所の抜水が幸いにも、今回調査期間中 (2005 年 2 月) に実施され、内部点検を行うことができたが、抜水は 2004 年にも計画されていたが延期された経緯がある。また 2005 年 2 月の抜水の直前においても、IPP からの買電契約上のトラブルにより抜水の実施が危ぶまれた。

かように、現在のスリランカの電力需給バランスは脆弱なものであり、リハビリテーションの工事に先立ち、新規電源の投入が望まれる。特に New Laxapana は、停止に先立ち周波数調整機能を他の発電所に移す準備が必要で、また出力も 100MW と規模が大きく、1 台当りの発電機の更新でも 50MW が停止となるので、タイミングの見極めが重要になる。

## 勸 告

スリランカにおいては、包蔵水力の約 55%が既に開発されており、経済的に開発可能でありでありかつ環境的に受け入れられる未開発水力は限られている。このため、「Long Term Generation Expansion Plan」に述べられているように、今後の需要の伸びに対応していくための電源としては火力が中心となり、同国の電源構成は水主火従から火主水従に変わっていくこととなる。これに伴って、既設新設を問わず、水力が担う役割も変化していかなければならない。

大規模火力発電所の必要性が叫ばれている中で、新規電源の立地が困難を極めており、需給は逼迫し、点検、補修のために既設水力発電所を停止することが難しい環境にある。また、点検、補修が適宜実施できないことが、発電所の寿命を縮めることにも繋がっているのが現実である。

### 既設水力発電所のリハビリテーション

本調査の結果、ケラニ川水系の水力発電所は何れも劣化が相当進んでおり、中には、事故や故障によって何時発電所が停止してもおかしくない状況のものもある。

電力の需給が逼迫する中で、既設の水力発電所が運転できない状況に陥ることは、停電確率が上昇すること、あるいは一部電力の供給を制限することを意味する。また、長期停止を余儀なくされた場合、CEB は緊急電源を手当てする事になるが、緊急電源の常として、コストが割高であることは明らかであり、CEB の財務状況の悪化に拍車をかけることになる。

CEB にとっては、新規の電源開発も必要であることは明らかではあるが、既設の水力発電所が健全に運転されることも、新規電源と同様、あるいはそれ以上に重要なことである。

これらのことから、CEB は、将来の電力需給バランスを睨みながら、適宜既設水力発電所の停止計画を立案し、必要なリハビリテーションを実施すべきである。

### 運転保守管理

CEB はこれまで、限られた予算、電力需給が逼迫する中での運転停止制約を受ける中で、既設の水力発電所は非常に良く運転保守管理を実施してきている。特に電気機械設備については、原製造者からの交換部品の供給がないものについても、直営で修理を行っている発電所もある。

電力需給の逼迫が、点検、補修のための発電所の停止を困難にし、発電所の寿命を縮めたり、発電所の安定的な運転の信頼性を低下されることに繋がり、そのことが需給の逼迫を引き起こすという悪循環に陥っている。

土木構造物の保守点検については、不具合を早期発見するためには、日々の目視点検が最も重要である。現地電力所には土木職が配置されていないことから、他職種による代行も止むを得ないが、CEB 本部の土木職が月 1 回程度巡視点検を行うことが望まれる。また、10 年乃至は 20 年に 1 回程度、導水路を抜水し内部点検を行うことも望まれる。

水力機械、電気機械設備の定期点検は行われているが、しばしば測定方法が異なるため、正確に劣化度を判定することができない。測定頻度や測定方法について、早急に標準化することが望まれる。また、電気機械設備のオーバーホールが、何れの発電所も運転開始後 25 年以上経過しているにもかかわらず、一切実施されていないので、タイミングをみて実施することが望まれる。

# 1. 序 論

## 1. 序論

### 1.1 調査の経緯

スリランカ共和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(ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション)は、スリランカ民主社会主義共和国(以下、「スリランカ」という)大蔵・計画省外部資金局(Department of External Resources, Ministry of Finance and Planning)、電力・エネルギー省(Ministry of Power and Energy)およびセイロン電力庁(Ceylon Electricity Board: 以下、CEBという)と独立行政法人国際協力機構(以下、JICAという)との間で2004年4月28日に署名された協議議事録および実施細則に基づいて実施されているものである。

#### 1.1.1 社会・経済的背景

スリランカでは、コロンボ北部に偏在する若干量のピートを除いて化石燃料は確認されておらず、そのピートについても品質的に発電用途には向かないとの調査結果が出ている。そのため、国内のエネルギー資源としては、水力および薪等のバイオマスが中心となっている。

同国の経済は、1980年代の低迷を抜け出して拡大基調にあり、またアジア諸国を襲った経済危機の影響をほとんど受けず、90年代のGDP成長率は5%を超えている。GDPの実質成長と電力成長の関係を見ると、ほぼ経済成長に連動した形で電力の生産も伸びており、電力弾性値(電力成長率/GDP成長率)はほぼ2.0に近く、昨今の電力需要の成長が高いことを示している。今後20年間の電力需要予測においても、年率7~8%程度の旺盛な伸びが予想されている。

一方で、新規電源開発は環境問題を中心とした理由により、水力、火力を問わず新規電源の立地が難しい状況にあり、1997年以降、割高な独立電気事業者(IPP)からの電力購入を余儀なくされている。また、渇水の要因も相俟って、ここ1、2年は供給力が需要に追い付かず、地域別、時間帯別の計画停電が行われている。このような安定的な電力供給が果たせない状況は、ひいては同国の経済成長に影響を落としかねない。

このため、スリランカ政府にとっては、新規の電源開発が緊急の課題であり、特に大型の火力発電所の運開が待たれている。一方で、化石燃料のほとんどを海外に依存している同国においては、エネルギーセキュリティの観点から唯一とも言える水力資源の有効利用は重要な課題である。

#### 1.1.2 ケラニ川水力発電所のリハビリテーションの必要性と技術協力の要請

2004年1月時点でCEBが所有する発電設備は、水力が16ヶ所1,205MW、火力が5ヶ所475MWの合計1,680MWとなっている。水力および火力による2003年の発電電力量は、それぞれ3,314GWhおよび4,298GWhとなっている。一方、IPPによる発電設備は、2003年時点で水力が26地点計40MW、

火力が7地点434.5MWとなっている。このように同国の電力セクターは水力に依存しており、水力発電所の設備出力は、2003年現在でCEBが所有する発電設備出力全体の70%を超えている。

2004年にCEBによって策定された長期電源開発計画（Long Term Generation Expansion Plan: LTGEP）によれば、今後20年間の最大電力の伸びは年7～8%と予想されている。しかし、同国における今後の水力の開発は、その経済性及び環境問題等の制約のため大きな期待はできず、今後の電力需要の伸びを勘案すると、長期的には火力発電が必然的にその主体となることは明らかである。

これらの問題に対処するためには、スリランカにおける水力発電の役割をベース需要に対応するものからミドル及びピーク需要に対応するものへと変更されていくべきである。同国の包蔵水力は約2,000MWと言われている中で、既に1,100MW以上が開発されており、経済性、自然・社会環境等の面から、残された開発有望な水力地点は限られているものの、国内資源をほとんど持たない同国においては、エネルギーセキュリティ観点から、水力開発に対する期待は非常に大きい。

このような状況のもとに、スリランカ政府は1999年9月に日本政府に対して同国の水力発電最適化に関するフィージビリティ調査の実施を要請してきた。これを受けて日本政府は、2000年12月にプロジェクト形成調査を、2001年11月には予備調査を実施し、同月16日に本調査の実施に関するScope of Workが締結された。

水力発電最適化調査は、2004年3月に終了したが、この調査の中で既設の水力発電所、とりわけ設備の古いケラニ川水系の5つの水力発電所の老朽化が著しいことが確認された。CEBの電源開発は、あくまでも既設の水力発電所が健全に運転されることを前提としており、既設の水力発電所の不具合による運転停止は、電源開発の大幅見直しにも通じる。このことを受けて、CEBはJICAに対してこれらのケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションについてフォローアップ調査を要請した。

## 1.2 調査の目的

上記のScope of Workによれば、本調査の目的は以下のとおりである。

- 既設水力発電所の現状を把握すること、
- 上記で把握された不具合に対して、フィージビリティ調査レベルのリハビリテーション計画を策定すること、
- および、CEBに対して劣化診断、保守点検手法を提言すること。

具体的には、本計画調査の目的は大きく2つに分けられると考える。

第1点目は、ケラニ川水系の既設の5つの水力発電所の不具合を把握し、短期的対応が必要とされるもの、長期的対応が必要とされるものに分類する。それぞれの不具合について優先度（劣化度）を付け、フィージビリティ調査レベルのリハビリテーション計画を提案する。

第 2 点目は、CEB が現在行っている水力発電所の保守点検状況を把握し、改善点、追加点を盛り込んだ上で、過剰点検にならない程度の現実的な保守点検マニュアルを CEB に提案することである。

以上の調査目的に沿った本調査の全体フローを Figure 1.1 に示す。

### 1.3 各調査段階における実施内容

#### (1) 第一次現地調査（2004 年 7 月 25 日～9 月 4 日）

第一次現地調査の開始にあたって、調査団は CEB に対してインセプション・レポートの提出と説明を行い、調査の実施方法に対する同意を得た。

これに引き続いて、以下の項目を実施した。

- 既設の 5 つの水力発電所を運転管理統括する CEB の Laxapana 電力所を調査拠点として、CEB の本部および現地エンジニアとともに、発電所別、設備別（土木構造物、水力機械設備および電気機械設備）の不具合箇所、劣化度を調査した。
- 関係者とのインタビューや過去の点検記録などの関係書類により、劣化度の判断材料として用いた。
- 地形、地質関係現地再委託の準備。
- 環境社会配慮担当による、EIA 手続きに関する調査、関係者からのヒアリング。
- 地質担当者による計画地点の地質踏査。
- 経済・財務分析担当者により分析データの資料収集。

#### (2) 第一次国内作業

第一次現地調査で得られた成果をもとに、発電所別、設備別の不具合箇所、劣化度を整理しリハビリテーション計画をとりまとめ、プロGRESS・レポートの作成を行った。

#### (3) 第二次現地調査（2004 年 10 月 17 日～31 日）

調査団は、プロGRESS・レポートをもとに、CEB に対して、ケラニ川水系の水力発電所のリハビリテーション計画案を提案し、CEB と調査団の両者の認識を共有した。

セミナーを開催し、電力エネルギー省、CEB、CECB、JICA、JBIC などの関係者を招聘して、既設水力発電所の不具合、劣化度およびリハビリテーション計画を紹介した。

また、調査団員は、第一次現地調査で不足しているデータを追加収集した。

再委託者による現地作業の開始にあたって、これらの現地調査を担当する調査団員は、再委託者とともに現地に赴いて詳細な指示を与えた。

(4) 第二次国内作業

第二次現地調査の結果を踏まえて、項目、優先順位、工事費、工事工程を含む最終的なリハビリテーション計画を策定した。

設備別に保守管理マニュアルを作成した。

以上をとりまとめたインテリム・レポートを作成した。

(5) 第三次現地調査 (2005年1月30日～2月13日)

調査団は、インテリム・レポートにもとづき、CEBと協議の上リハビリテーション計画を取りまとめた。また、保守管理マニュアルを紹介し、CEBの理解を得た。

現地調査を担当する調査団員は、現地に赴いて再委託者による現地作業の状況を確認し成果品を査収した。

(6) 第四次現地調査 (2005年2月23日～3月9日)

調査団は、CEBがWimalasurendra水力発電所の導水路トンネル抜水後に実施した内部検査に同行し、確認されたトンネル崩落などの不具合箇所の補修方法をCEBに提案した。

(7) 第三次国内作業

現地再委託の調査結果および第四次現地調査の結果を踏まえて、主として土木構造物の不具合対策を追加し、ドラフトファイナル・レポートを作成した。

(8) 第五次現地調査 (2005年5月23日～6月3日予定)

調査団は、ドラフトファイナル・レポートをCEBに説明し、内容確認を行う。  
本調査を通じて、カウンターパートに移転した調査内容についての理解度を確認する。

#### 1.4 関係者リスト (所属および職位は当時のもの)

- (1) Ministry of Power & Energy  
Mr. P. Weerahandi Secretary
  
- (2) Ceylon Electricity Board  
Mr. Ananda S. Gunasekara Chairman  
Mr. Wijeratne General Manager  
Mr. Ranjit F. Fonseka General Manager  
Mr. K. S. P. Jayawardena AGM, Generation Projects  
Mr. M. C. Wickramasekara DGM, Generation Projects  
Mr. C. P. W. Akarawita DGM, Laxapana Complex  
Ms. Kamani Jayasekera Chief Engineer, Generation Planning  
Mr. S. D. G. L. Jayatilaka Electrical Engineer, Generation Projects  
Mr. R.K.W. Wijeratne Environmental Officer  
Mr. H. M. Anura Herath Chief Engineer, Laxapana Power Station  
Mr. D. M. D. B. Dissanayake Mechanical Engineer, Laxapana Power Station  
Mr. S. K. S. Chandrasoma Mechanical Engineer, Laxapana Power Station  
Mr. Saumya Kumara Electrical Engineer, Wimalasurendra Power Station  
Mr. G. Athula Kumara, Electrical Engineer, Polpitiya Power Station  
Mr. Liyanage Electrical Engineer, Canyon Power Station  
Mr. K.K. Kithsiri Civil Engineer, Generation Projects
  
- (3) Embassy of Japan  
Mr. Koji Iwashita First Secretary
  
- (4) Japan Bank for International Cooperation (Representative Office in Colombo)  
Mr. Shinya Ejima Chief Representative
  
- (5) Japan International Cooperation Agency (Sri Lanka Office)  
Mr. Toshio Sugihara Resident Representative  
Mr. Takumi Ueshima Resident Representative  
Mr. Jituya Ishiguro Assistant Resident Representative  
Mr. Jiro Komatsu JICA Expert

(6) JICA Study Team

|                        |  |
|------------------------|--|
| Mr. Tsuyoshi Nakahata  | Team Leader / Hydropower Facility /Power<br>Development Plan |
| Mr. Yoshiyuki Kaneko   | Civil Facility / Environmental Impact Assessment             |
| Mr. Nobuo Hoshino      | Geology  |
| Mr. Koichi Hakamatsuka | Hydro mechanical Facility                                    |
| Mr. Joshiro Sato       | Hydro turbine  |
| Mr. Shinichi Inaba     | Generator  |
| Mr. Mototaro Okada     | Control facility for Power Station                           |
| Mr. Toshiro Nakano     | Economic and Financial Analysis                              |
| Mr. Koji Tabata        | Operation Coordination                                       |

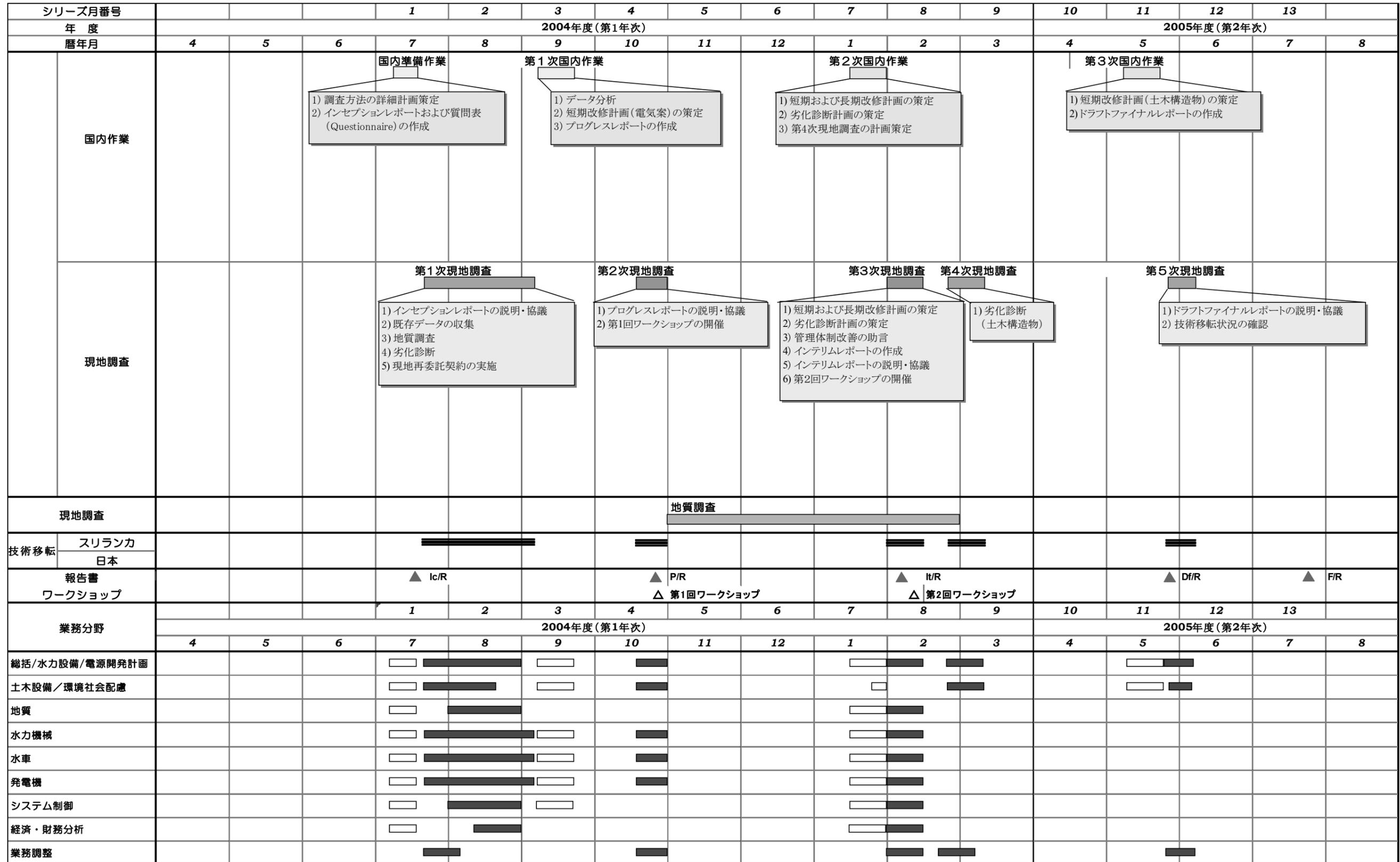


Figure. 1.1 The Follow-up Study on the Rehabilitation of Hydropower Stations in the Kelani River Basin for The Study of Hydropower Optimization in Sri Lanka

## 2. スリランカの概要

## 2. スリランカの概要

### 2.1 地形

スリランカ民主社会主義共和国（以下、「スリランカ」という）はインド亜大陸の南のインド洋に浮かぶ島国である。その本島は北緯 5°55′から 9°55′、東経 79°42′から 81°52′に位置し、東西約 240km、南北約 435km である。その国土面積は、1,170km<sup>2</sup>の内水を含めて 67,095km<sup>2</sup>である。

行政上の首都は 1984 年にコロンボから郊外のスリー・ジャヤワルダナプラに移されたが、実質的な首都機能はコロンボに残されている。

スリランカの地形は、標高によって中央高地、平原地帯および海岸地帯の三つに特徴づけられる。

中央高地はスリランカの中南部に位置し、その中心地域は南北に約 65km にわたって連なる山脈である。この地域にはスリランカで最も高い山々が含まれており、その最高峰は標高 2,524m の Mt. Pidurutalagala である。この山脈の南側では、山地が西方の Adams Peak (2,243m) へ約 50km、東方の Mt. Namunakuli (2,036m) へ約 50km 連続している。この中央（脊梁）山脈の両脇（東西）には二つの台地がある。西側の Hatton Plateau は北に向かって徐々に低くなる、深く開析された一連の尾根であり、東側の Uva Basin は幾筋もの深い谷や溪谷が横切る傾斜の緩やかな丘陵地帯である。北方には、中央高地の主山塊から広い谷によって隔てられて、急峻な断崖や深い峡谷、更に標高 1,800m を超える峰々を有する Knuckles 山塊が存在する。Adams Peak の南には、1,400m を超える幾つかの峰を有する平行した尾根からなる Rakwana Hills がある。

本島の大部分は、標高 30m から 200m の平原地帯である。南西部では開析の進んだ尾根や峡谷が中央高地へ徐々に標高を上げている。尾根は広域的に浸食され、農業に適した肥沃な土壌が下流域に堆積している。南東部は、赤色のラテライト質の土壌が比較的平坦な大地を覆っており、ところどころに一枚岩からなる丘が散在している。南東部では平原地帯から中央高地への遷り変わりは急激であり、山々は壁のように立ち上がっている。東部および北部では平原地帯は平坦であり、中央高地から続く花崗岩質の狭く長い尾根によって分断されている。

本島は、標高 30m 程度の海岸地帯によって取り囲まれている。海岸の大部分は砂浜であり、潟湖が形成されている。ジャフナ半島の数ヶ所では、波に浸食され石灰岩が低い崖を呈している。北東部および南西部では、海岸線は結晶岩類の層構造を横切っており、絶壁や湾および沖合いの島々が形成されている。これらの地形条件は、北東部の Trincomalle や南西部の Galle に世界有数の自然港を形成している。

スリランカの河川は、中央高地に源を発し、海に向かって放射状に流下している。延長 100km を超える河川数は 16 であり、そのうちの 12 河川が国全体の平均河川流量の 75%を流下させている。最長河川は Mahaweli 川 (335km) であり、Aruvi 川 (164km) がこれに続いている。中央高地では河道

はしばしば不連続な地形によって分断され、断崖や急斜面では数多くの滝や急流が形成されている。平原地帯に出ると流速は遅くなり、氾濫原やデルタを蛇行して流れる。上流域は流れが激しく一般的に航行不能であり、下流域は季節的な洪水に襲われやすい傾向がある。

## 2.2 気候

スリランカの気候は全体としては熱帯性であり、コロンボの年平均気温は27°Cである。しかし、標高の高い地域では気温は比較的低く、標高約1,800mのNuwara Eliyaでは15°C程度である。

降雨パターンはインド洋およびベンガル湾からの季節風の影響を受けており、四つのシーズンによって特徴づけられる。第一シーズンは5月中旬から10月にかけて、南西の季節風がインド洋から水蒸気をもたらす。この季節風が中央高地にぶつかり、山腹や島の南西部に雨を降らせる。しかし、風下となる東側および北東側斜面にはほとんど降水はない。第二シーズンは10月から11月にかけてであり、季節風が吹かない期間である。この時期には定期的なスコールが発生し、しばしば熱帯低気圧による曇天と降雨が島の南西部、北東部および東部にもたらされる。第三シーズンである12月から3月にかけては、北東の季節風によってベンガル湾からもたらされる水蒸気が、中央高地の北東斜面に雨を降らせる。第四のシーズンである3月から5月中旬は二つの季節風の間の時期である。コロンボおよびヌワラエリヤの月別平均気温および月別降水量を以下に示す。

Monthly Mean Temperature (°C)

|              | Jan  | Feb  | Mar  | Apr  | May  | Jun  | Jul  | Aug  | Sep  | Oct  | Nov  | Dec  |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Colombo      | 26.4 | 26.7 | 27.6 | 28.0 | 28.0 | 27.6 | 27.3 | 27.3 | 27.4 | 26.8 | 26.4 | 26.3 |
| Nuwara Eliya | 14.2 | 14.3 | 15.1 | 16.2 | 16.9 | 16.0 | 15.5 | 15.7 | 15.7 | 15.8 | 15.5 | 14.7 |

Monthly Total Precipitation (mm)

|              | Jan   | Feb  | Mar   | Apr   | May   | Jun   | Jul   | Aug   | Sep   | Oct   | Nov   | Dec   |
|--------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Colombo      | 79.7  | 81.8 | 113.7 | 255.8 | 368.7 | 199.5 | 147.0 | 90.1  | 233.7 | 372.2 | 319.0 | 175.1 |
| Nuwara Eliya | 116.1 | 89.6 | 68.9  | 168.9 | 184.7 | 215.0 | 185.0 | 160.1 | 177.1 | 245.0 | 221.9 | 212.9 |

## 2.3 政府機関

国家元首である大統領は直接選挙によって選ばれ、その任期は6年である。スリランカでは大統領は政府首班を兼務し、首相と協議を行って閣僚を任命する。2003年9月現在で25の内閣レベルの省庁が設置されており、CEBは電力エネルギー省の管轄下にある。

立法府は225議席の一院制の議会である。議員は修正比例代表制による一般投票によって選出され、その任期は6年である。

行政区画としては全国が九つの県（Province）に分けられており、その下に 25 の郡（District）がある。最小行政単位は Assistant Government Agent of Division (AGA Division)であり、全国に 247 の AGA Division がある。Broadlands 水力発電計画は Central 県の Nuwara Eliya 郡と Sabaragamuwa 県の Ratnapura 郡の境界に位置する。

Figure 2.1 に行政区域境界を、Figure 2.2 に地方行政機構を示す。

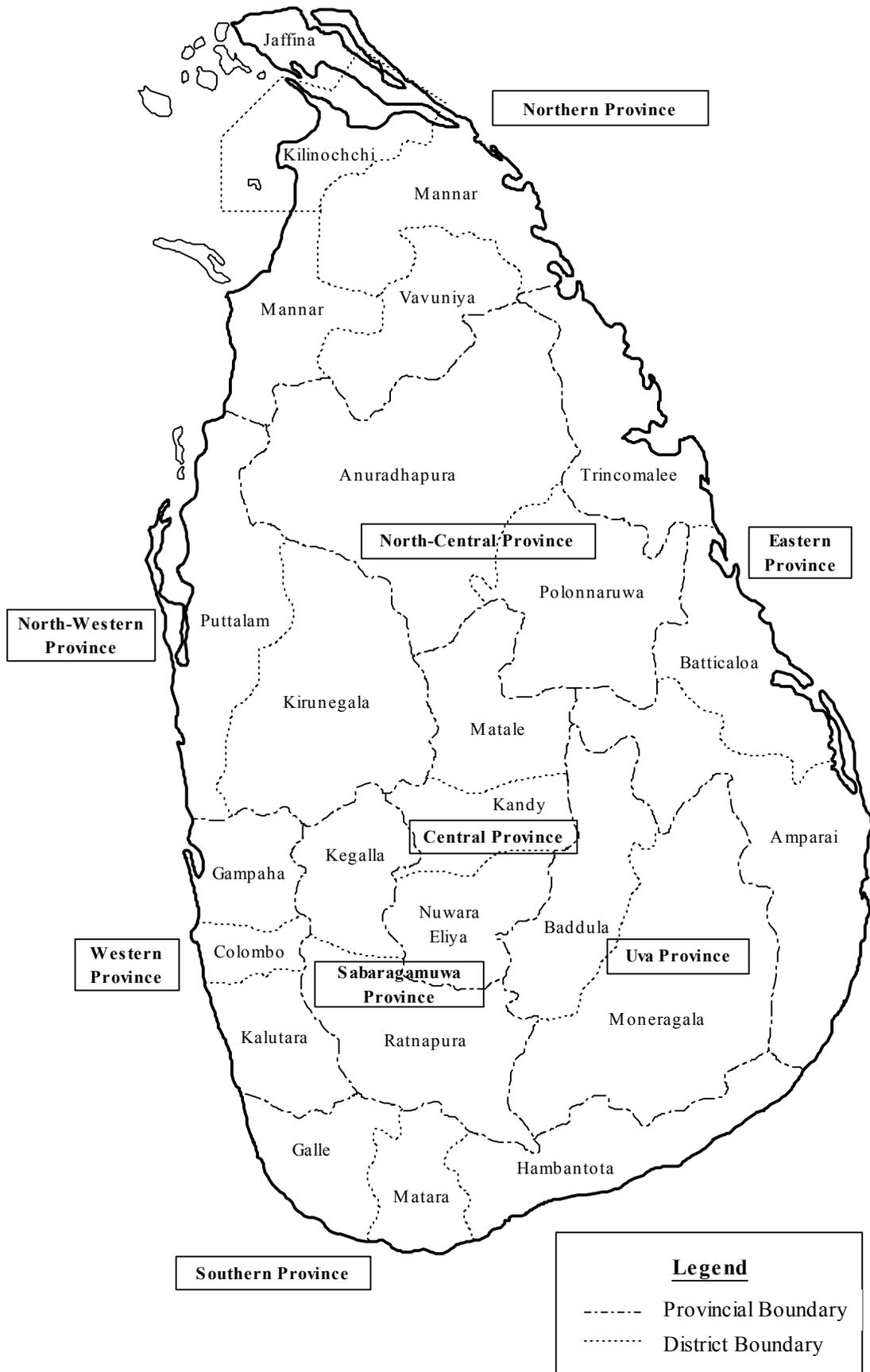
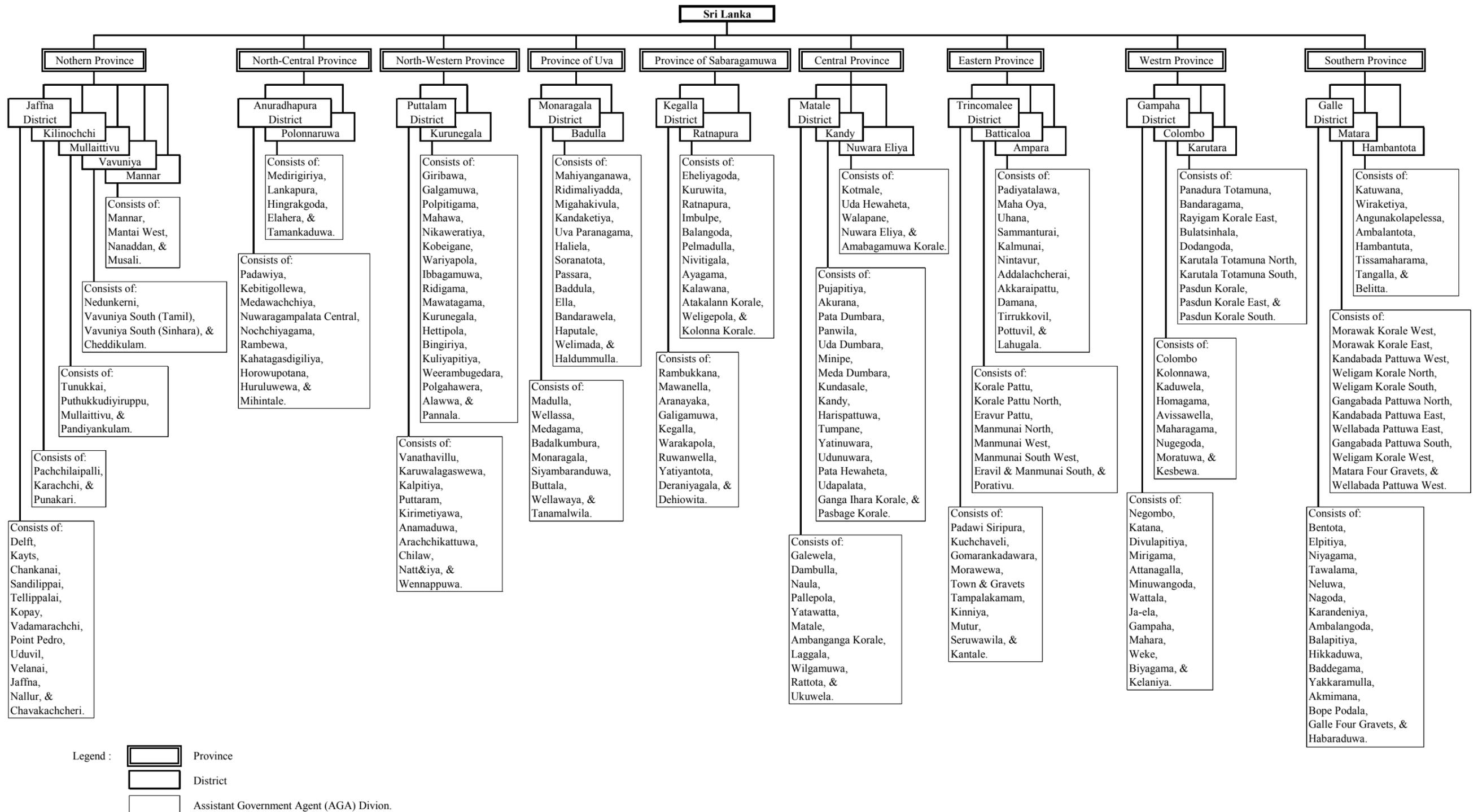


Figure 2.1 Administrative Boundary Map



Legend :  Province  
 District  
 Assistant Government Agent (AGA) Divion.

Source : CEB

Figure 2.2 Administrative Structure of Sri Lanka

### **3. 社会・経済現況**

### 3. 社会・経済現況

#### 3.1 人口

##### 3.1.1 人口

スリランカ国の人口については以下のとおり、1998年の18百万人から2003年には19百万人にまで増加しており、年率1.3%程度の平均人口増加率で推移している。

スリランカ国人口

|       | 単位  | 1998  | 1999  | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  |
|-------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 人口    | 百万人 | 17.94 | 18.21 | 18.47 | 18.73 | 19.01 | 19.25 |
| 人口増加率 | %   | 1.3   | 1.5   | 1.4   | 1.4   | 1.5   | 1.3   |

Source: Annual Report of Central Bank of Sri Lanka 2003

##### 3.1.2 労働力

スリランカ中央銀行2003年次報告書によれば、2003年時点での労働力はおよそ760万人で、その内約91.5%は実際に雇用されていたと報告されている。即ち、失業率は約8.5%である。1995年には失業率が12%以上であったが、2000年以降で見れば8%前後で推移している。

2003年時点の労働市場の中では、「農業」セクターは全労働力の35%を吸収しており、主な経済セクターの中で依然として最大のものとなっている。労働市場における第2位のセクターは「対個人サービス他」セクターで、全労働力の22%を吸収しており、堅調な伸びを示している。それらに続いては、「製造業」セクターが16%、「商業/ホテル」セクターが14%の労働力を吸収している。「農業」セクター以外のこれらの主なセクターが、全体の雇用率を増加させているようである。

##### 3.1.3 民族

スリランカは、3つの主な民族、すなわちシンハラ人、タミール人、イスラム教信奉徒によって構成されており、これらの3民族で全人口の99%以上を占めている。これらの民族グループは、宗教・言語の区別に基づいている。これら3つの民族のなかでは、シンハラ人が全体のほぼ4分の3を占めている。

## 3.2 マクロ経済状況

### 3.2.1 国家経済

スリランカの国内総生産 (GDP) は、Table 3.1 に示されているように、2003 年で 1.56 兆 Rs であった。主な経済部門の中で、「商業」セクターは、3,138 億 Rs と最大の粗付加価値 (GVA) を記録した。次いで「農業/林業/漁業」セクター (2,965 億 Rs)、「製造業」セクター (2,421 億 Rs) となっている。

2001 年の国民一人当たりの GDP は、下記に示すとおり 2001 年の 841US\$ を記録した以降は成長を継続しており、2003 年は 947US\$ となっている。

GDP 成長率と国民一人あたり GDP

|          | Units | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|----------|-------|------|------|------|------|------|
| 成長率      | %     | 4.3  | 6.0  | -1.5 | 4.0  | 5.9  |
| 一人あたりGDP | US\$  | 863  | 899  | 841  | 870  | 947  |

Source: Annual Report of Central Bank of Sri Lanka 2003

### 3.2.2 各経済セクターの概況

Table 3.1 に示されるように、経済実績の視点からは、「商業」セクターが 2003 年に GDP の 20% を占め、国家経済へ最大の貢献度を記録した。第 2 番目に大きな貢献をしたセクターは「農業/林業/漁業」セクターで、同じ年に GDP の 19% を占めている。第 3 位には「製造業」セクターで、16% を占めている。

「製造業」セクターは、およそ 85% が紅茶・ゴム・ココナッツの加工処理を除く製造部門によって構成されている。その中でも「織物、衣服、革製品」製造業が最も高いシェアを持っており、2003 年には工場生産部門生産額に占める比率が 43% となっていた。続いて 2 位には 25% を占める「食物、飲料、タバコ」製造業、また第 3 位は 17% を占める「化学製品および石油・プラスチック製品」製造業となっている。これら製造業種の生産比率はここ数年大きな変化を見せていない。なお、トップの 3 つの製造業種で、2003 年の総生産額の 85% を占めている。

ほとんどの大規模工業は、現在政府によって運営されている。また、民間部門の製造業は主として消費財、および機械用具や建築資材のような生産財を生産している。こうした中で、1970 年代コロンボ市北部において、免税効果によって海外投資を誘引するための投資促進ゾーン (Investment Promotion Zone: IPZ) が設立された。

商業、ホテル、輸送、銀行業務、公共および対個人のサービスを含む「サービス」セクターは、労働力合計の約 3 分の 1 を吸収している主要経済セクター中の最大のセクターであり、2003 年には GDP 成長率 7.7% を記録しスリランカ国経済の堅調な伸びを支えている。

サブ・セクターの中では、「輸送・通信」および「銀行業務、保険、不動産」の両サブ・セクターは、2003年においてはそれぞれ10.2%および10.6%成長を記録している。

### 3.2.3 対外貿易と国際収支

Table 3.2 で明らかのように、スリランカの経常収支は長年の間赤字を計上している。これは、貿易収支の赤字が要因である。

資本勘定については黒字を記録してきた。金融勘定については同表に示されているように、短期金融勘定は赤字を計上する年度もあったが、長期金融勘定の黒字によってカバーされてきた。その結果として資本・金融勘定全体としては黒字を計上してきた。

経常収支と資本・金融勘定による総合的な国際収支は2001年から2003年までの3年間黒字を計上しており、2003年には5億US\$の黒字となっている。

スリランカの対外貿易は、上述したように恒常的に赤字を計上している。その貿易構造としては、従来のパターンを維持してきている。すなわち、輸出商品としては、紅茶、ゴム、ココナッツなど、また織物、衣服、石油製品などの軽工業製品が中心であり、一方、輸入品としては、米、小麦、砂糖などの消費財、石油、肥料、化学薬品などのような中間財、そして機械類、輸送機器などのような資本財などが中心である。これは、開発途上国の典型的な対外貿易構造であると言える。従って、農産品や工業製品の国際市場動向は、スリランカの対外貿易だけでなく国家の経済に対しても大きな影響を及ぼしている。

(単位: 10 億 Rs)

| 項目   | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|------|------|------|------|------|------|------|
| 商品輸出 | 310  | 325  | 411  | 431  | 450  | 495  |
| 商品輸入 | 380  | 422  | 554  | 533  | 585  | 643  |
| 貿易収支 | -70  | -97  | -143 | -103 | -135 | -148 |

注: 上記表示価格は、輸出額はFOBに、輸入額はCIFに基づく。

### 3.2.4 国家財政

スリランカの会計年度は、暦年と同じで1月1日からスタートし、同年12月31日に終了する。2002年、2003年のスリランカ政府の財政は、Table 3.3 に示されるように、歳入がそれぞれ総計2,619億Rsおよび2,765億Rsで、歳出は4,030億Rsおよび4,177億Rsであった。従って、これらの財政運営の結果は2002年には1,411億Rsの、2003年には1,412億Rsの赤字を計上した。これらの赤字は、借入金と無償援助と公社民営化によって補填される状況となっている。

税収の全歳入に占める比率は、2002年で85%、2003年には84%と、ここ数年間大きな変化は見られない。

### 3.2.5 対外債務・残高

#### (1) 外国援助

先進工業国や OECD の加盟国および国際援助機関からの経済的援助の状況を Table 3.4、Table 3.5 および Table 3.6 に示す。Table 3.4 は 1997 年から 2003 年の間の国および援助機関からの純受取額を表しており、Table 3.5 および Table 3.6 はローン債務残高を表している。スリランカは日本から最も多く無償援助を受け取っており、これまで長い間、有償援助および無償援助ともに日本と重要な関係性を構築しており、それは今も継続している。

#### (2) 対外債務と残高

2003 年における対外債務は、金額で前年度から 14%増加して 106 億 US\$を記録した。これは GDP に対して 58.4%に相当する。一方、債務返済率については、2002 年の 13.2%から 2003 年の 11.6%に改善が見られている。通常この指標は 20%以下が望ましいとされていることから、スリランカ国は十分な対外債務返済能力を有すると言える。

(単位: 百万 US\$)

| 項目           | 1999  | 2000  | 2001  | 2002  | 2003   |
|--------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 長期債務残高       | 8,613 | 8,456 | 7,839 | 8,732 | 10,025 |
| 債務総残高        | 9,088 | 9,031 | 8,372 | 9,333 | 10,644 |
| 債務返済額        | 846   | 953   | 813   | 788   | 757    |
| 利払い額         | 296   | 332   | 254   | 216   | 229    |
| 品物とサービスの輸出合計 | 6,801 | 7,787 | 7,436 | 7,330 | 8,099  |
| 債務返済率 (DSR)  | 15.2  | 14.7  | 13.2  | 13.2  | 11.6   |

### 3.2.6 物価指数および為替レート

#### (1) 物価指数

Table 3.7 は、2000 年から 2003 年までの消費者物価の物価指数を示している。スリランカの消費者物価指数 (Consumer Price Index: CPI) は、2003 年には 158 (ベース: 1995 年から 1997 年を 100) まで増加した。

一方、スリランカの卸売物価指数 (Wholesale Price Index: WPI) は 2003 年には 147 (ベース: 1996 年を 100) まで増加した。特に目立つ要因はセラミックを中心とした非金属製品が 3,344、電気等のための燃料費が 143 まで増加しているところである。

(2) 外国為替相場

Table 3.8 は、1990 年から 2003 年までの 14 年間に亘る外国為替相場（対 US\$および日本円）の毎年の値を、1US\$当たりのルピーで示している。対 US\$のルピーの交換レートは、1990 年に 1US\$当たり 40.07Rs であったものが 2003 年には 96.52Rs へと下落した。同様に対日本円のルピー交換レートは、1990 年に 1 円当たり 0.292Rs であったものが 2003 年には 0.833Rs へと下落した。

### 3.3 社会・経済構造の予測

#### 3.3.1 人口・GDP 成長率予測

ここでは、スリランカ中央銀行 2003 年次報告書に報告されている人口・GDP 成長率のベースケースの見通し値を示す。スリランカのビジネスが今後ますます国際展開していくことに伴い、順調に経済成長を続けていくものと考えられている。

| 項目          | 2003 | 計画値  |      |      |      |
|-------------|------|------|------|------|------|
|             |      | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| GDP 成長率 (%) | 5.9  | 5.5  | 6.5  | 7.0  | 7.2  |
| 人口 (百万)     | 19.3 | 19.4 | 19.6 | 19.8 | 20.0 |

## 4. 電力セクターの現況

## 4. 電力セクターの現況

### 4.1 エネルギー事情

スリランカでは、コロンボ北部に偏在する若干量のピートを除いて化石燃料は確認されておらず、そのピートについても品質的に発電用途には向かないとの調査結果が出ている。そのため、国内のエネルギー資源は水力および薪等のバイオマスが中心となっている。

同国の2001年の一次エネルギー供給量を見ると、薪（Bio-mass）が50%、石油が41%、水力が9%となっている。

一方、非商業エネルギーを含めた最終エネルギー消費は、2002年データで7,282ktoeとなっており、非商業エネルギーが全体の約2/3を占めている。エネルギー消費に占める電力消費の割合は6.2%に過ぎない。分野別に見ると、産業用が19%、輸送用が28%、商業・民生用等が53%となっている。

同国のエネルギー事情は、以下のように総括される。

- 化石燃料がほとんど無い。国産エネルギーは、薪、水力、バイオマス。
- 包蔵水力は約2,000MW、既に約1,205MW（マイクロを除く）が開発済み。

### 4.2 電力組織の変遷と形態

スリランカの電気事業は、1895年にコロンボに水力発電所が設置されたことに始まる。1922年にはコロンボ電鉄電灯会社が設立されたが、当時の電力供給は政府組織や商業地域などに限定されていた。1927年に政府電力事業部（Department of Government Electricity Undertakings: DGEU）が設立され、電気事業は行政によって運営されることとなった。

1951年には電力部門を規制する「電力法（Electricity Act）」が制定され、DGEUが発送電を担当し、配電および供給は各地方自治体によって運営されるようになった。

1969年のCEB法の公布に伴って、電力エネルギー省の管轄のもとにセイロン電力庁（Ceylon Electricity Board: CEB）が創設され、DGEUの發送電業務を受け継いだ。

また、配電事業については、1983年にコロンボ周辺の地方自治体から業務を引き継ぐ形で、ランカ電力会社（Lanka Electricity Company: LECO）が設立された。スリランカの販売電力量の1/6程度はLECOによって販売されている。その他の地域については順次CEBに業務が移管され、1998年にすべての地方自治体からの移管が完了した。

電気事業に関する主務官庁としては、電力エネルギー省（Ministry of Power and Energy: MPE）が、政策立案等を担当している。

現在、電力分野への民間投資を促進し、競争によるコスト低減をはかるため、世界銀行やアジア開発銀行のアドバイスのもとで組織改革が検討されている。具体的には、2005年前半を目処に CEB を発電会社、送電会社および5つの配電会社に分社化する計画である。

(1) 電力エネルギー省（MPE）

国の電力およびエネルギー政策を総括している主務官庁。1951年に公布された電力法に基づいて、各電力組織に関する規制等を行う。1994年の組織改革で、電力エネルギー省と土地開発灌漑マハヴェリ開発庁の土地部門以外が統合されて灌漑電力省（Ministry of Irrigation & Power: MIP）が発足したが、2000年10月の組織改革で再び電力エネルギー省と灌漑水資源開発省に分離され現在に至っている。

(2) セイロン電力庁（CEB）

CEBは発送配電一貫の垂直統合型国有組織である。会長（Chairman）、社長（General Manager）を中心とする役員会のもとに発電、送電、4つの配電（Region 1、2、3、4）、財務の7部門が存在し、分社化を控えた暫定的な部門として配電（Region 5）、Company X（基金運用）、Company Z（新規プロジェクト管理）が存在している（Figure 4.1 参照）。独立機関として設置されているものの、役員任命は電力エネルギー省によって行われ、投資および料金決定については政府の許可が必要とされている。

配電部門はLECOの供給エリアを除く全土（総面積の90%）を担当している。

(3) ランカ電力会社（LECO）

LECOはCEB、都市開発公社、地方自治体の出資により設立された配電会社であり、株式の54%はCEBが所有している。LECOの供給エリアは西部州および南部州の海岸地域を中心とした全土の10%程度となっているが、エリアは点在しておりまとまってはいない。電力販売量は2003年で846.2GWhとなっており、スリランカ全体の約14%を占めている。エリア内の総需要家数は約38万戸で、電化率は全国平均より高い。

(4) 財務計画省（Ministry of Finance & Planning）

対外援助の窓口機関である、外国援助局（External Resources Department: ERD）と、対外要請案件の国家的位置づけ、技術審査および案件の援助要請先を決定する国家開発局（National Planning Department: NPD）がある。外国援助局内に各実施監督責任機関（各省）からERDへ上げられる要請の整理とNPDとの連絡窓口である政策課（Policy Division）、我が国の技術協力

(専門家派遣、研修を除く)、無償資金協力、円借款を担当する日本課 (Japan Division)、我が国の技術協力 (専門家、研修) およびボランティア活動を担当する技術援助課 (Technical Assistance Division) がある。日本課には、援助実施の支援を目的として JICA 専門家が派遣されている。

(5) エネルギー供給委員会 (Energy Supply Committee: ESC)

エネルギー供給委員会 (ESC) は、2002 年の「電力供給法 (No. 2)」に基づいて、電力エネルギー省傘下のもと 2002 年 3 月に設立された。2 年間に限定された委員会で、現状のエネルギーセクターの問題をただちに解決する指令を受けている。ESC は、財務省、電力エネルギー省および産業開発省の次官、セイロン電力庁、セイロン石油公社、産業基盤投資局およびそのほかに任命されたメンバーにより構成されている。ESC の果たす責務の中には、以下のようなことが含まれる。

- 政府に対して (i) 電力に関する発電、送電、配電および供給と利用、(ii) 石油および石油製品の輸出入、貯蔵、流通および供給、について提言を行うこと。
- セイロン電力庁とセイロン石油公社の監督と指令の発行
- その時々々の電力料金等の規制と設定

(6) 公益事業規制委員会 (Public Utilities Commission: PUC)

電力セクターの監督・規制は PUC が行う。PUC は 5 名の委員 (委員長 1 名を含む) と事務局からなる。当面は電力セクターと上水セクターが規制の対象である。委員 5 名が 2003 年 7 月に指名され、正式に発足した。

PUC の機能は①電力事業者に対する免許の交付、②料金の承認、③運用・技術基準の制定と検査等があり、電力事業全体が効率的・経済的かつ公平に運営されるような適切な規律を課す。PUC には、電力供給システム全体として安定性を確保しつつ、発電・送電・配電の各分野の特性に応じて私企業経営としての自由な活動を活用し、経済的効率性が引き出せるような制度を設計し、これが適切に運用されているか監視することが求められることとなる。

(7) 戦略的公益企業経営庁 (Strategic Enterprise Management Agency: SEMA)

SEMA は、CEB を含む 12 のスリランカの公共企業の効率的経営を促進し確保する。その目的は、これら企業を国有化のまま民間会社と同等の立場に据えることにより、スリランカ経済の効率性や有効性を改善することにある。SEMA の役割には、戦略的国営企業を投資ができるような黒字経営に再生させることがある。SEMA のタスクには、SSOE に財務的に健全な体質を確保させることも含まれる。12 の企業は、銀行、エネルギー、港湾、運輸、貿易・製造および上下水道の 6 つのグループに分けられる。

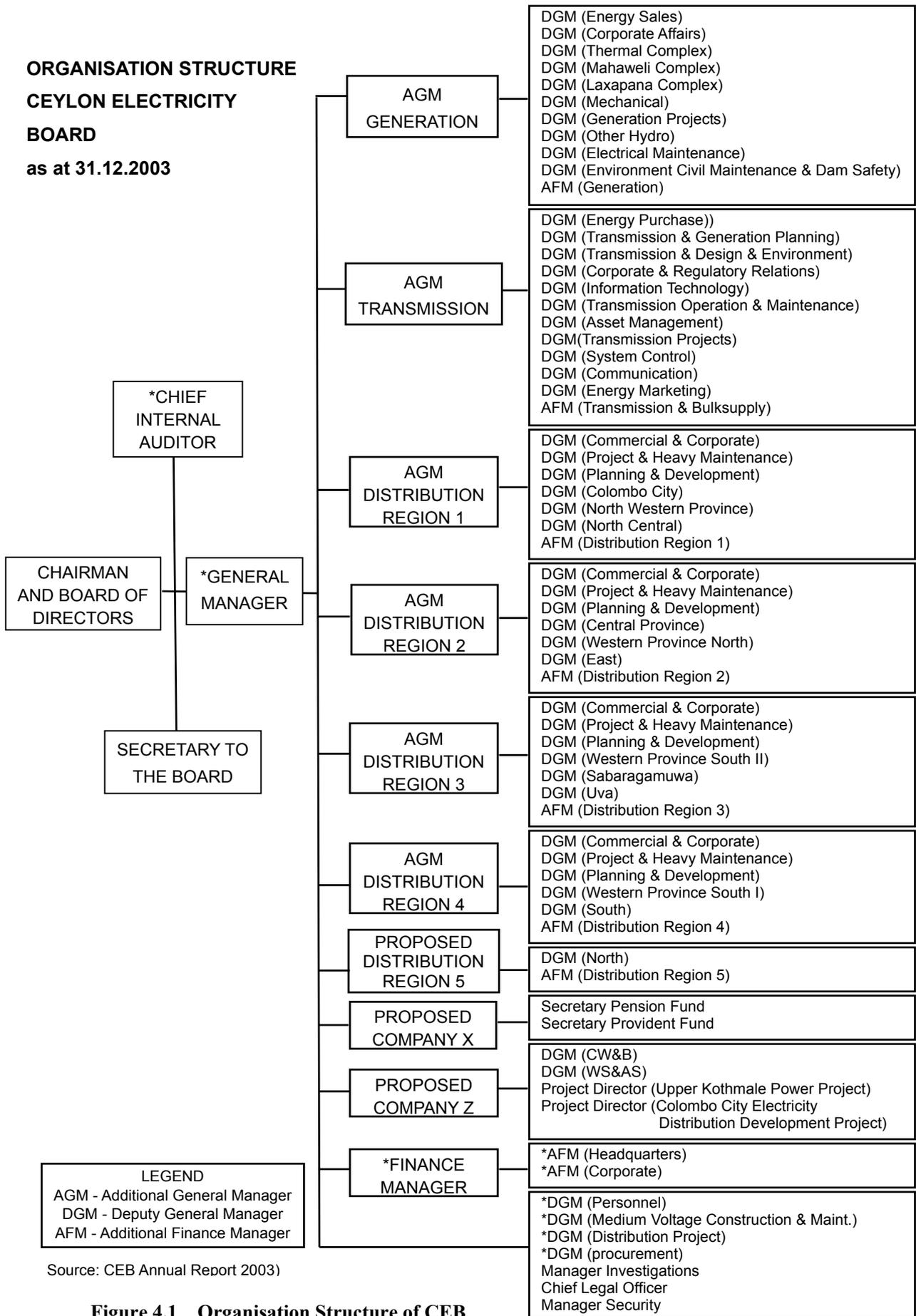
(8) 国家調達庁 (National Procurement Agency: NPC)

NPA は、調達をモニターリングし、能力向上および政策に関する事項を監視し、政府の調達体系を強化、合理化するために設立された独立した規制機関である。NPC は、簡素化、調和された調達政策、ガイドライン、基準の作成を通して、調達の遅延や非効率性を避けることを義務付けられている。

(9) 投資局 (Bureau of Investment: BOI)

投資局 (BOI) は、1978 年に設立され、海外および国内の投資家の中央の促進窓口として機能するよう組織された。独立した国家機関であり、スリランカの経済戦略に合致する適合基準を満足する会社に対して、免税、本国への送金保証等の特権許可する担当局である。産業基盤開発は、BOI が与える許可のひとつであり、BOI とは別には産業整備基盤への民間資本の参入を調整し促進する産業基盤投資局 (Bureau of infrastructure Investment: BII) がある。

**ORGANISATION STRUCTURE  
CEYLON ELECTRICITY  
BOARD  
as at 31.12.2003**



**Figure 4.1 Organisation Structure of CEB**

### 4.3 電力需給バランス

スリランカの 2003 年の発電電力量は、7,612GWh（発電端、自家発は除く）となっている。販売電力量は 6,209GWh となっており、残りは所内用電力と送配電損失となっている。

同国の最大電力は、1996 年（968.4MW）には干ばつの影響を受けて前年の水準より低くとどまったが、その後は堅調に伸び、2003 年には 1,516MW に達し至近 5 ヶ年で平均 7%伸びてきた。このため、2001 年には供給力不足により輪番停電を実施し、2002 年においても解消されなかった。2003 年は豊水のおかげで、輪番停電を行うことはなかった。2002 年は、販売電力量が伸びたにもかかわらず、最大電力は 1,422MW で前年比-1.6%になったが、この原因は特定されていない。ひとつの推測として、ピーク負荷の最大原因である家庭用需要（照明、テレビ）への料金を 2002 年 4 月に大幅に値上げしたことにより需要調整機能が働いたことが考えられる。

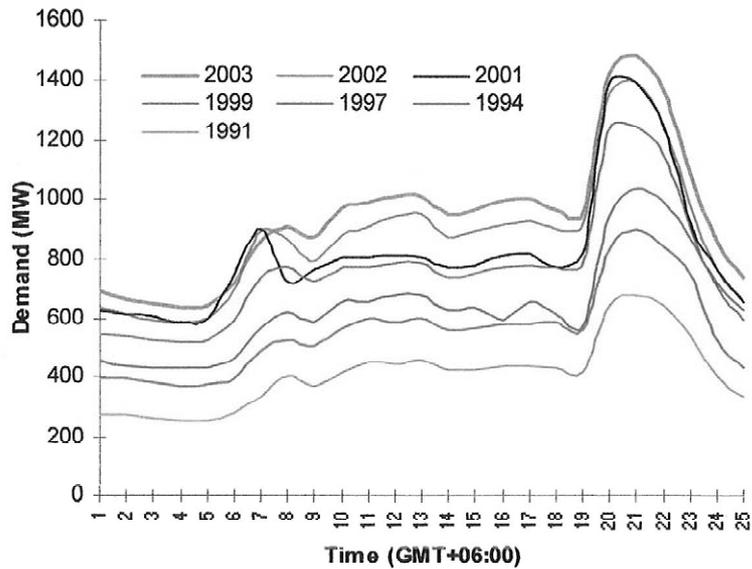
Table 4.1 Demand and Supply Balance

|   |                  | 1994  | 1995  | 1996  | 1997  | 1998  | 1999  | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  |
|---|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Generation<br>(GWh)                       | Hydro            | 4,089 | 4,514 | 3,249 | 3,443 | 3,909 | 4,152 | 3,154 | 3,045 | 2,589 | 3,190 |
|   | Thermal          | 275   | 269   | 1,126 | 1,450 | 1,264 | 1,396 | 2,569 | 2,237 | 2,866 | 2,587 |
|   | Wind             | -     | -     | -     | -     | -     | 3     | 3     | 3     | 4     | 3     |
|   | Hydro<br>(IPP)   | -     | -     | 3     | 5     | 6     | 18    | 43    | 65    | 104   | 120   |
|   | Thermal<br>(IPP) | -     | -     | -     | 13    | 390   | 507   | 916   | 1,170 | 1,248 | 1,711 |
|   | Captive          | 22    | 17    | 152   | 235   | 114   | 108   | 167   | 105   | 141   | -     |
|   | Total            | 4,386 | 4,800 | 4,527 | 5,146 | 5,683 | 6,185 | 6,853 | 6,625 | 6,951 | 7,612 |
| Sectoral<br>Electricity<br>Sales<br>(GWh) | Industrial       | 1,406 | 1,527 | 1,361 | 1,430 | 1,614 | 1,613 | 1,731 | 1,719 | 1,866 | 2,159 |
|   | Commercial       | 582   | 631   | 592   | 689   | 758   | 829   | 895   | 859   | 921   | 1,042 |
|   | Domestic         | 928   | 1,034 | 1,046 | 1,213 | 1,378 | 1,555 | 1,755 | 1,798 | 1,821 | 2,030 |
|   | Others           | 649   | 723   | 589   | 707   | 771   | 812   | 877   | 862   | 894   | 977   |
|   | Total            | 3,565 | 3,915 | 3,588 | 4,039 | 4,521 | 4,809 | 5,258 | 5,236 | 5,502 | 6,209 |
| Peak (MW)                                 |                  | 910   | 980   | 968   | 1,037 | 1,137 | 1,291 | 1,405 | 1,445 | 1,422 | 1,516 |

Source: CEB Statistical Digest 2003

1996 年の渇水を境に、水力の占める割合は年々減少し、また、1997 年以降の独立電気事業者（IPPs）の参入以降、CEB 設備の発電電力量の割合も減少している。

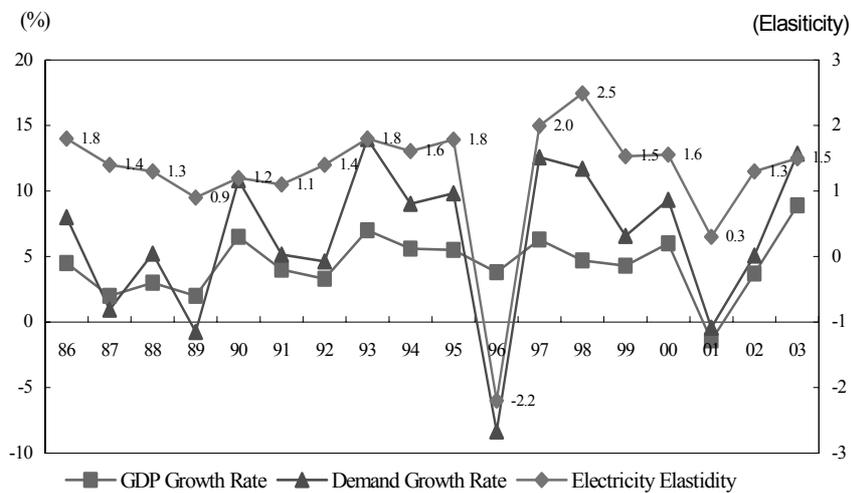
下図に示すように、一日の電力ピークは年間を通じて夕方から 22 時頃までであり、電灯需要によるところが大きいことがわかる。一日のピーク格差はおおよそ 2.4 : 1 となっている。同国では季節による温度変化が少ないため、季節的な負荷変動は少なく、月を経るごとに最大電力が更新されていくという傾向が見られる。



Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

**Figure 4.2 Daily Load Curve over the Year**

GDP の実質成長と電力成長との関係を見ると、ほぼ経済成長に連動した形で電力の生産も伸びているが、電力弾性値（電力成長/GDP 成長）はほぼ 2 に近く、電力需要の成長が高いことを示している。



Source: Central Bank of Sri Lanka: Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2003.  
 CEB: Sales & Generation Data Book 2003.

**Figure 4.3 Growth Rate of GDP and Electricity Sales**

#### 4.4 発電電力量

スリランカの発電電力量は、渇水年を除き堅調な成長を示している。至近 10 ヶ年（1993 年から 2003 年）の平均では年率 6.7%の伸びが記録されている。

電源構成については、1996 年の渇水による電力危機を契機として水力依存の傾向が徐々に緩和されつつあり、現在では 50%を下回っている。同国では、1995 年まで発電設備の 8 割程度が水力であり、さらに灌漑を主目的とする水力設備も多いことから、渇水年には発電量が不足して電力の供給制限を余儀なくされる状態であった。

1997 年以降、CEB は IPP の導入や優遇スキームによる自家発電の設置を奨励し、電力制限の回避に努めた。さらに降水量が例年並に戻ったこともあって、1997 年以降は高い成長を示している。

しかしながら、2001 年には新規電源開発の遅延と渇水の影響により潜在需要に供給力が追いつかず、再び輪番停電を余儀なくされて発電電力量は低下した。2002 年においてもこの状態は改善されていない。2001 年、2002 年の輪番停電量は、それぞれ 289GWh、525GWh と想定されている。2003 年は、豊水の効果と円借款により 2002 年 8 月に Kelanitissa コンバインドサイクルが運開したことにより輪番停電は回避されている。

Table 4.2 Electricity Generation 1989 - 2003

| Year | Hydro Generation (GWh, %) | Thermal Generation (GWh, %) | Self Generation (GWh, %) | Total (GWh) | Growth Rate (%) |
|------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------|-----------------|
| 1989 | 2,801 (98.0)              | 57 (2.0)                    | -                        | 2,858       | 2.1             |
| 1993 | 3,796 (95.4)              | 183 (4.6)                   | -                        | 3,979       | 12.4            |
| 1994 | 4,089 (93.2)              | 275 (6.3)                   | 22 (0.5)                 | 4,386       | 10.2            |
| 1995 | 4,514 (94.0)              | 269 (5.6)                   | 17 (0.4)                 | 4,800       | 9.4             |
| 1996 | 3,249 (71.8)              | 1,126 (24.9)                | 152 (3.4)                | 4,527       | -5.7            |
| 1997 | 3,448 (67.0)              | 1,463 (28.4)                | 235 (4.6)                | 5,146       | 13.7            |
| 1998 | 3,915 (68.9)              | 1,654 (29.1)                | 114 (2.0)                | 5,683       | 10.4            |
| 1999 | 4,175 (67.6)              | 1,901 (30.8)                | 97 (1.6)                 | 6,173       | 8.6             |
| 2000 | 3,197 (46.7)              | 3,486 (50.9)                | 158 (2.4)                | 6,841       | 10.8            |
| 2001 | 3,113 (47.0)              | 3,407 (51.4)                | 105 (1.6)                | 6,625       | -3.2            |
| 2002 | 2,696 (38.8)              | 4,114 (59.2)                | 136 (2.0)                | 6,946       | 4.8             |
| 2003 | 3,314 (43.5)              | 4,298 (56.5)                | -                        | 7,612       | 9.6             |

Note: Total Generation figures since 2000 exclude Wind Power

Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

過去のシステムロス（CEB のシステムロスには、発電、送電、配電およびノン・テクニカル・ロス等すべてのロスを含む）とロードファクター（負荷率）を下表に示す。1998 年から 2000 年の 3 ヶ年にかけてシステムロスが著しく増加しているが、これは CEB の資金難により個別需要家の料金メーターを購入できなかったため、ここでの消費電力量が全てシステムロスに含まれたことによる。

Table 4.3 Gross System Losses and Load Factor

| Year | Generation*<br>(GWh) | Sales*<br>(GWh) | Peak<br>(MW) | Losses<br>(%) | Load Factor*<br>(%) |
|------|----------------------|-----------------|--------------|---------------|---------------------|
| 1989 | 2,858                | 2,353           | 617.9        | 17.7          | 52.8                |
| 1990 | 3,150                | 2,608           | 639.7        | 17.2          | 56.2                |
| 1991 | 3,377                | 2,742           | 685.1        | 18.8          | 56.3                |
| 1992 | 3,540                | 2,869           | 742.0        | 19.0          | 54.5                |
| 1993 | 3,979                | 3,270           | 812.0        | 17.8          | 55.9                |
| 1994 | 4,365                | 3,565           | 910.0        | 18.3          | 54.8                |
| 1995 | 4,783                | 3,915           | 979.7        | 18.1          | 55.7                |
| 1996 | 4,377                | 3,588           | 968.4        | 18.0          | 51.6                |
| 1997 | 4,911                | 4,039           | 1,037.0      | 17.8          | 54.1                |
| 1998 | 5,569                | 4,521           | 1,136.5      | 18.8          | 55.9                |
| 1999 | 6,076                | 4,809           | 1,291.0      | 20.9          | 53.7                |
| 2000 | 6,687                | 5,258           | 1,404.0      | 21.4          | 54.2                |
| 2001 | 6,520                | 5,236           | 1,444.5      | 19.7          | 51.5                |
| 2002 | 6,810                | 5,502           | 1,421.8      | 19.2          | 54.7                |
| 2003 | 7,612                | 6,209           | 1,515.6      | 18.4          | 57.3                |

Generation, Sales and LF exclude self generation

Losses include losses at all levels, generation, transmission and distribution and any non-technical losses.

(Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019 and Statistical Digest 2003)

#### 4.5 電力料金

電気料金体系は固定料金と従量料金の二部制度を引いており、産業用では時間帯別料金の選択もできるようになっている。低所得者への配慮から家庭用の料金は比較的安く抑えられているものの、南西アジアとしては高い料金水準となっている。

1996年以降の火力設備の増加はCEBの経営にも大きな影響を与え、燃料費は1995年が9億Rsであったのに対し、1996年には40億Rs、至近の2000年、2001年および2002年にはそれぞれ、107億Rs、119億Rs（CEB所有分が97億Rs、レンタル発電所分が49億Rs）および146億Rs（CEB所有分が97億Rs、レンタル発電所分が49億Rs）に達している。2003年の燃料費は、138億Rs（CEB所有分113億Rs、レンタル発電所分25億Rs）と減少した。2003年に燃料費が減少したのは、レンタル発電所分の燃料費が減少したためであるのは事実であるが、CEBの企業努力もある。2003年は、CEB所有の火力発電所の発電電力量が12.3%伸びたにもかかわらず、燃料使用量は0.5%減少している。これは、低効率発電所の稼働率を下げ、高効率発電所（Kelanitissaコンバインドサイクル）の稼働率を上げたことによる。

電力不足を解消するための火力発電設備の増加費用と新規開発計画における資金を賄うために、1997年9月より電気料金が引き上げられ、総合平均単価は4.05Rs/kWhから4.52Rs/kWhへと11%上昇した。その内訳は、家庭用の料金は14.6%、商業用は12.8%値上がりしたのに対して、工業用電力は他の分野と比べ比較的 low 水準である9%の値上げに抑えている。その結果、1997年の販売電力収入は、販売電力量の大幅な増加も影響して167.8億Rsとなり前年比16.5%増加した。

一時は CEB の財務体質も改善されたものの、その後の石油価格上昇に伴う燃料費の増嵩および割高な IPPs からの電力購入により、2000 年、2001 年には収益率がマイナスに転じ、2000 年 6 月、2001 年 3 月、2002 年 4 月に相次いで電気料金が値上げされた。

同国の電気料金に関しては、国からの補助金等は CEB に一切支給されない。その結果、低所得者層への救済策として、工業用・商業用需要家の費用から家庭用電気料金への内部補助を行わざるを得ない状態である。2001 年の総合単価と契約別の平均料金単価を比較すると、商業用電力は総合平均単価の 1.60 倍であり、工業用電力も 1.15 倍近くになっている。これに対し、家庭用電力は総合単価の 72% 程度、LECO などの配電事業者への卸売価格は 67% 程度となっており、商業用との価格差は 2 倍以上となっている。1995 年ベースでの内部補助の構成内訳については、Figure 4.4 に示す。

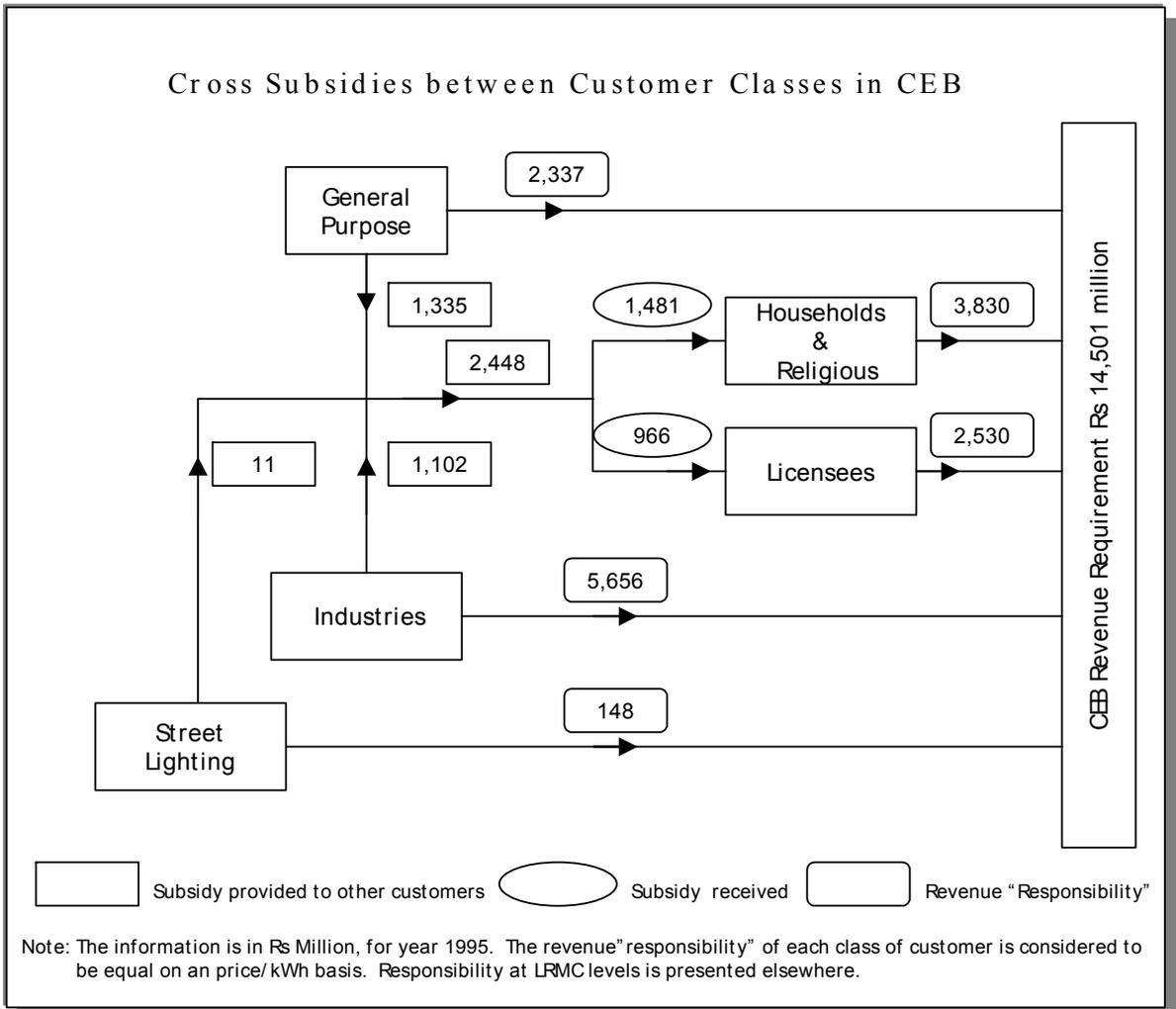
CEB は、これらの内部補助のあり方について段階的に修正を行い、2001 年には内部補助を廃止したいとしていたが、実現には至っていない。

**Table 4.4 Ceylon Electricity Board Tariff (effective from 1<sup>st</sup> August 2002)**

|                             |                            | Fixed Charge<br>(Rs/month)    | Unit Charge<br>(Rs/kWh)       |                           |                               |        |      |
|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------|--------|------|
|                             |                            |                               | 1~30                          | 31~60                     | 61~90                         | 91~180 | 180< |
| Domestic                    |                            | 30.0                          | 3.0                           | 3.7                       | 4.1                           | 10.6   | 15.8 |
| Religious Purpose           |                            | 30.0                          | 2.5                           | 2.7                       |                               | 4.0    | 7.2  |
|                             |                            |                               | Fixed Charge<br>(Rs/month)    | Demand Charge<br>(Rs/kVA) | Unit Charge<br>(Rs/kWh)       |        |      |
| General Purpose             | Low Voltage<br>(400/230V)  | Contract Demand<br><42kVA     | 30.0 (~10kVA)<br>230 (10kVA<) | —                         | 10.9                          |        |      |
|                             |                            | >=42kVA                       | 800                           | 480                       | 10.8                          |        |      |
|                             | High Voltage (11/33/132kV) |                               | 800                           | 460                       | 10.7                          |        |      |
| Industrial                  | Low Voltage<br>(400/230V)  | Contract Demand<br><42kVA     | 30.0 (~10kVA)<br>230 (10kVA<) | —                         | 7.5                           |        |      |
|                             |                            | >=42kVA                       | 800                           | 400                       | 7.1                           |        |      |
|                             | High Voltage (11/33/132kV) |                               | 800                           | 380                       | 7.0                           |        |      |
| Industrial<br>(time-of-day) | Low Voltage<br>(400/230V)  | Contract Demand<br><42kVA     | 30.0 (~10kVA)<br>230 (10kVA<) | —                         | 15.0 (peak)<br>6.9 (off peak) |        |      |
|                             |                            | >=42kVA                       | 800                           | 380                       | 14.7 (peak)<br>6.5 (off peak) |        |      |
|                             | High Voltage (11/33/132kV) |                               | 800                           | 360                       | 14.0 (peak)<br>6.1 (off peak) |        |      |
| Industrial Standby          | Low Voltage<br>(400/230V)  | Contract Demand<br><42kVA     | —                             | —                         | —                             |        |      |
|                             |                            | >=42kVA                       | 800                           | 100 (CD)                  | 7.1                           |        |      |
|                             | High Voltage (11/33/132kV) |                               | 800                           | 90 (CD)                   | 7.0                           |        |      |
| Bulk Supplies to LECO       |                            | Low Voltage<br>(400/230V)     | —                             | 240                       | 7.2                           |        |      |
|                             |                            | High Voltage<br>(11/33/132kV) | —                             | 220                       | 5.4                           |        |      |
| Street Lighting             |                            |                               | —                             | —                         | 7.8                           |        |      |

CD: Contract Demand

Source: CEB Statistical Digest 2003



Source: Institute of Policy Studies, Electricity Pricing Policy in Sri Lanka

**Figure 4.4 Mechanism of CEB's Cross Subsidy to Domestic Use (1995)**

#### 4.6 発電設備の現状

2005年1月現在、CEBが所有している運転中の発電所は水力が16カ所で1,205MW、火力が5カ所で475MW（有効出力）、合計1,680MWとなっている。火力発電所は、2003年1月にKelanitissaのガスタービン（Old）3機と石油火力2機の廃止により88MW（48MW + 40MW）出力が減り、2002年8月にJBICが資金供与したKelanitissaコンバインドサイクル発電所の蒸気部の完成により61MWの出力が増加している。残るKelanitissaガスタービン（Old）3機（51MW）およびSapugaskandanディーゼル4機（72MW）は、それぞれ2010年および2013年に廃止することが計画されている。

**Table 4.5 (1) Existing Hydropower Plants (connected to the national grid, as Jan. 2005)**

| Hydro Project          | Capacity (MW)                | Annual Energy (GWh) | Plant Factor (%) | Storage Capacity (MCM) | Commissioning                            |
|------------------------|------------------------------|---------------------|------------------|------------------------|--|
| Laxapana (KM*) Complex |                              |                     |                  |                        |  |
| Canyon                 | 60 (30 x 2)                  | 160                 | 30               | 123.4                  | #1 Mar.'83, #2 '88                       |
| Wimalasurendra         | 50 (25 x 2)                  | 112                 | 26               | 44.8                   | Jan.'65                                  |
| Old Laxapana           | 50 (8.33 x 3<br>+ 12.5 x 2)  | 286                 | 65               | 0.4                    | 8.33MW x 3 Dec.'50<br>12.5MW x 2 Dec.'58 |
| New Laxapana           | 100 (50 x 2)                 | 552                 | 63               | 1.2                    | #1 Feb.'74, #2 Mar.'74                   |
| Polpitiya              | 75 (37.5 x 2)                | 453                 | 69               | 0.4                    | Apr.'69                                  |
| Laxapana Total         | 335                          | 1,563               |                  |                        |  |
| Mahaweli Complex       |                              |                     |                  |                        |  |
| Victoria               | 210 (70 x 3)                 | 865                 | 47               | 721.2                  | #1 Jan.'85, #2 Oct.'84,<br>#3 Feb.'86    |
| Kotmale                | 201 (67 x 3)                 | 498                 | 28               | 172.6                  | #1 Apr.'85, #2,3 Feb.'88                 |
| Randenigala            | 122 (61 x 2)                 | 454                 | 42               | 875.0                  | Jul.'86                                  |
| Ukuwela                | 38 (19 x 2)                  | 154                 | 46               | 1.2                    | #1 Jul.'76, #2 Aug.'76                   |
| Bowatenna              | 40 (40 x 1)                  | 54                  | 15               | 49.9                   | Jun.'81                                  |
| Rantambe               | 49 (24.5 x 2)                | 239                 | 56               | 21.0                   | Jan.'90                                  |
| Mahaweli Total         | 660                          | 2,258               |                  |                        |  |
| Other Hydro            |                              |                     |                  |                        |  |
| Samanalawewa           | 120 (60 x 2)                 | 344                 | 34               | 278.0                  | Oct.'92                                  |
| Kukule                 | 70 (35 x 2)                  | 300                 | 49               | 1.7                    | .Jul.'03                                 |
| Other Hydro Total      | 190                          | 644                 |                  |                        |  |
| Small Hydro Plants     |                              |                     |                  |                        |  |
| Inginiyagala           | 11 (2.475 x 2<br>+ 3.15 x 2) |                     |                  |                        | Jun.'63                                  |
| Uda Walawe             | 6 (2 x 3)                    |                     |                  |                        | Apr.'69                                  |
| Nilambe                | 3 (1.6 x 2)                  |                     |                  |                        | Jul.'88                                  |
| Small Hydro Total      | 20                           |                     |                  |                        |  |
| Hydro Total            | 1,205                        | 4,465               |                  |                        |  |

\*KM: Kehelgamu Oya - Maskeliya Oya

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

**Table 4.5 (2) Existing Thermal Plants (connected to the national grid, as of Jan. 2005)**

| Thermal Power Plant        | Name Plate Capacity (MW) | Capacity used for Studies (MW) | Annual Max. Energy (GWh) | Commissioning                    |
|----------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| Kelanitissa Power Station  |                          |                                |                          |                                  |
| Gas turbine (Old)          | 60 (20 x 3)              | 51 (17 x 3)                    | 328                      | Dec.'81, Mar.'82, Apr.'82        |
| Gas turbine (New)          | 115 (115 x 1)            | 115 (115 x 1)                  | 707                      | Aug.'97                          |
| Combined Cycle (JBIC)      | 165 (165 x 1)            | 165 (165 x 1)                  | 1,290                    | Aug.'02                          |
| Kelanitissa Total          | 340                      | 331                            | 2,325                    |                                  |
| Sapugaskanda Power Station |                          |                                |                          |                                  |
| Diesel                     | 80 (20 x 4)              | 72 (18 x 4)                    | 472                      | May'84, May'84, Sep'84, Oct.'84  |
| Diesel (Extension)         | 80 (10 x 8)              | 72 (9 x 8)                     | 504                      | 4 Units Sep.'97, 4 Units Oct.'99 |
| Sapugaskanda Total         | 160                      | 144                            | 976                      |                                  |
| <b>Total Thermal</b>       | <b>500</b>               | <b>475</b>                     | <b>3,301</b>             |                                  |

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

#### 4.7 IPP の導入状況

スリランカは国の政策として、海外のソフトローン利用は社会整備や教育部門を優先し、今後の電力設備については民間資金の導入を中心とすることとしている。2004年現在で IPP は火力発電所が 7 地点 434.5MW (有効出力)、2003年時点で小水力発電所が 26 地点合計 40MW 稼働している。現在 IPP により運転されている 7 つの発電所の諸元は、下表の通りである。

**Table 4.6 Features of Existing IPPs Plants**

| Plant Name          | Name Plate Capacity (MW) | Capacity used for Studies (MW) | Annual Energy (GWh) | Commissioning            | Contract Period (Years) |
|---------------------|--------------------------|--------------------------------|---------------------|--------------------------|-------------------------|
| IPPs                |                          |                                |                     |                          |                         |
| Lakdhanavi          | 22.5                     | 22.5                           | 156                 | 1997                     | 15                      |
| Asia Power          | 51                       | 49                             | 330                 | 1998                     | 20                      |
| Colombo Power       | 64                       | 60                             | 420                 | Mid.'00                  | 15                      |
| Diesel Plant Matara | 24.8                     | 20                             | 167                 | Mar.'02                  | 10                      |
| Diesel Plant Horana | 24.8                     | 20                             | 167                 | Dec.'02                  | 10                      |
| Kelanitissa AES CCY | 163                      | 163                            | 1,314               | GT-Jan.'03<br>ST-May '03 | 20                      |
| Heladanavi          | 100                      | 100                            | 698                 | Oct.'04                  | 10                      |
| <b>IPPs Total</b>   | <b>450.1</b>             | <b>434.5</b>                   | <b>3,252</b>        |                          |                         |

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

IPP 導入推進のため、大蔵計画省と CEB はそれぞれ BOT プロジェクトに関するガイドラインを作成した。原則として、今後建設予定の火力発電所は競争入札による BOO/BOT スキームを利用することとしている。

水力発電所については、10MW 以上の設備は水資源の多目的利用等の観点から CEB が運営するが、10MW 以下の水力発電所については IPP の参入を奨励している。これらの小水力発電所に対しては、CEB は電力網への接続と「回避可能原価」に基づいた料金での買い取りを行うとしている。また、ESC は、50MW 以下の水力についても民間資本の参入を促しているが、CEB の同意を含めて完全には是認されていない。

#### 4.8 流通設備の現状

スリランカの基幹送電線は 220kV および 132kV である。1950 年代に設置されていた 66kV 送電線はすべて 132kV に昇圧された。2003 年現在、送電線の全長は約 1,800km（内戦のため現在使用されていない北東部の送電線 242km を除く）であり、そのうちの約 80%が 132kV で、220kV 送電線は Mahaweli 水系の発電所とコロombo 周辺の工業地域を連系している。

配電線については中圧が 33kV および 11kV となっており、低圧は 400V および 230V で需要家に送られている。また、変電所は 2003 年末で 14,938 ヶ所となっている。

発送配電に関するシステムロス率は 18.4%（2003 年）となっており、2002 年より 0.8 ポイントと大幅に低下している。その理由としては、CEB が 1998 年から 2000 年にかけて現われた料金メーター未設置需要家に対して、料金メーターの設置を始めたことによるものと思われる。

**Table 4.7 Length of CEB Transmission and Distribution Lines**

|        | (Unit: km) |        |        |       |          |
|--------|------------|--------|--------|-------|----------|
|        | 220 kV     | 132 kV | 33 kV  | 11 kV | 400/230V |
| 2002 年 | 315        | 1,501  | 17,784 | 2,420 | 68,810   |
| 2003 年 | 315        | 1,531  | 18,639 | 2,390 | 74,478   |

Note: Excludes 242 route km of 132kV transmission lines in the North & East

Source: CEB, Statistical Digest 2003

**Table 4.8 Number and Capacity of Substations**

|         | 220/132/33 kV | 220/132 kV | 132/33 kV | 132/11 kV | 33/11/3.3 kV | 33/11/LV |
|---------|---------------|------------|-----------|-----------|--------------|----------|
| 台数(台)   | 5             | 1          | 33        | 2         | 125          | 14,772   |
| 容量(MVA) | 2,100/500     | 105        | 2,154     | 180       | 1,056        | 3,657    |

Source: CEB, Statistical Digest 2003

#### 4.9 電力需給の見通し

CEB の発電計画の担当部署 (Generation Planning Branch) は、毎年長期電源開発計画 (Long Term Generation Expansion Plan: LTGEP) を策定している。2004 年に発表された電源開発計画では、電力需要予測を行うに当たり、電力需要の成長率を標準ケース (7.8%)、高需要ケース (8.7%) および低需要ケース (7.0%) の 3 種類のシナリオを設定し、ケース毎に電源開発計画を策定している。

CEB の需要想定は、民生用、工業・商業用およびその他部門の 3 分野毎に行い積み上げられる。民生用は前年の民生用需要と消費者数から、工業・商業用は当該年の GDP 予測値、前年の GDP 値および前年の工業・商業用需要から、その他部門は過去の需要増加率から、それぞれ当該年の需要を予測している。

なお、これらの需要想定に際しては、紛争地域であった北部は考慮されていない。

この需要予測での前提として、システムロスが 2003 年の 18.4% から漸次低下し 2008 年以降 14.1% で安定することと、負荷率が一律 55% であることとしている。システムロスの低減目標達成は、主として配電線ロスの減少に期待している。

また、Table 4.3 に示されるように、負荷率についてはここ 10 数年の傾向としては、波があるものの長期的には漸減する、すなわちピーク需要が先鋭化する傾向にある。2002 年に、大規模な (525GWh) 輪番停電が行われた中で、最大電力が前年を下回りかつ負荷率が急上昇したが、その原因を特定するまでには至っておらず、負荷率の低下傾向すなわちピーク需要の先鋭化に歯止めがかかったと判断するのは早計である。供給制限のあった 1996 年 (51.6%) と 2001 年 (51.5%) には、負荷率が卓越して小さな値を示している一方で、2003 年 (57.3%) には逆に大きな値となったことから、今暫くの間その傾向を見極める必要がある。

需要想定之感度分析の中で、DSM (Demand Side Management) 効果を期待し負荷平準化が成功した場合のシナリオも用意されているが、地方電化の進展は負荷の先鋭化につながることも考慮する必要がある。

Table 4.9 Load Forecast from 2004 to 2024 (Base Case)

| Year | Demand (GWh) | Growth Rate (%) | Gross* Losses (%) | Generation (GWh) | Load Factor (%) | Peak (MW) |
|------|--------------|-----------------|-------------------|------------------|-----------------|-----------|
| 2004 | 6,573        | 5.9             | 18.2              | 8,038            | 55.0            | 1,668     |
| 2005 | 7,032        | 7.0             | 17.3              | 8,506            | 55.0            | 1,765     |
| 2006 | 7,567        | 7.6             | 15.3              | 8,937            | 55.0            | 1,855     |
| 2007 | 8,149        | 7.7             | 14.8              | 9,565            | 55.0            | 1,985     |
| 2008 | 8,804        | 8.0             | 14.1              | 10,245           | 55.0            | 2,126     |
| 2009 | 9,515        | 8.1             | 14.1              | 11,072           | 55.0            | 2,298     |
| 2010 | 10,284       | 8.1             | 14.1              | 11,967           | 55.0            | 2,484     |
| 2011 | 11,112       | 8.1             | 14.1              | 12,931           | 55.0            | 2,684     |
| 2012 | 12,005       | 8.0             | 14.1              | 13,970           | 55.0            | 2,900     |
| 2013 | 12,965       | 8.0             | 14.1              | 15,087           | 55.0            | 3,131     |
| 2014 | 13,995       | 7.9             | 14.1              | 16,286           | 55.0            | 3,380     |
| 2015 | 15,100       | 7.9             | 14.1              | 17,571           | 55.0            | 3,647     |
| 2016 | 16,283       | 7.8             | 14.1              | 18,948           | 55.0            | 3,933     |
| 2017 | 17,556       | 7.8             | 14.1              | 20,429           | 55.0            | 4,240     |
| 2018 | 18,920       | 7.8             | 14.1              | 22,017           | 55.0            | 4,570     |
| 2019 | 20,383       | 7.7             | 14.1              | 23,719           | 55.0            | 4,923     |
| 2020 | 21,949       | 7.7             | 14.1              | 25,541           | 55.0            | 5,301     |
| 2021 | 23,627       | 7.6             | 14.1              | 27,494           | 55.0            | 5,707     |
| 2022 | 25,429       | 7.6             | 14.1              | 29,591           | 55.0            | 6,142     |
| 2023 | 27,361       | 7.6             | 14.1              | 31,839           | 55.0            | 6,608     |
| 2024 | 29,431       | 7.6             | 14.1              | 34,248           | 55.0            | 7,108     |

\* Gross losses include losses at all levels, generation, transmission and distribution and any non-technical losses.  
Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

#### 4.10 電源開発計画

スリランカは、将来的な電力需要の成長に対応するため、a) 水力への依存体制を脱却し電源構成の分散を図る、b) 電力分野への民間投資を奨励する、c) 効率的な省エネプログラムの実施による需要管理、d) 経済ニーズに沿った投資計画、および e) 配電ロスの低減を打ち出している。

最新の長期電源開発計画によると、2019年までの電源開発計画はTable 4.10の通りとなっており、15年間で4,180MWの設備を新設する計画である。また、2024年までのプロジェクト総工費は4,865百万ドル(471,195百万ルピー)と想定されている。国際原子力機関(International Atomic Energy Agency: IAEA)が開発した電力評価プログラム(Energy and Power Evaluation Program: ENEPEP)を用いて、最適電源開発計画が立案されている。停電確率(Loss of Load Probability: LOLP)を0.82%以下、すなわち年間3日以下の停電に止めることを目標にしている。

長期電源開発計画、ピーク需要、予備率およびLOLPの関係をTable 4.11に示す。計画上は、2005年以降は、ほぼ目標とするLOLP値を満足できているが、問題は投入される予定の新規電源が計画どおり進められるかにかかっている。

長期電源開発計画とピーク需要の関係を Figure 4.5 に示す。

**Table 4.10 Generation Expansion Plan Sequence**

| Year | Hydro Additions | Thermal Additions   | Thermal Retirements  | Capacity (MW)       | Present Status   |
|------|-----------------|---|--|---------------------|--|
| 2005 |                 | Heladhanavi Diesel Power Plants at Puttalam<br>ACE Power Diesel Power Plant at Embilipitiya |  | 100<br>100          | Commissioned in October 2004<br>Under construction<br>Expected in March 2005 |
| 2006 |                 |   |  |                     |  |
| 2007 |                 | GT part of Kelawalapitiya CCY   |  | 200                 | Under Evaluation   |
| 2008 |                 | ST part of Kelawalapitiya CCY<br>Gas Turbines   |  | 100<br>105          | Under Evaluation   |
| 2009 |                 | Gas Turbines  |  | 140                 |  |
| 2010 | Upper Kotmale   | Coal Steam  | Kelanitissa Gas Turbine (Old)                                | 150<br>300<br>-51   | JBIC Pledged   |
| 2011 |                 | Coal Steam  |  | 300                 |  |
| 2012 |                 | Coal Steam  | Lakdhanavi plant<br>Matara diesel plant                      | 300<br>-22.5<br>-20 |  |
| 2013 |                 | Coal Steam  | Sapugaskanda diesel plant<br>Horana diesel plant             | 300<br>-72<br>-20   |  |
| 2014 |                 | Coal Steam  |  | 300                 |  |
| 2015 |                 | Gas Turbines  | Colombo power barge plant<br>Medium-term Diesel Power Plants | 285<br>-60<br>-200  |  |
| 2016 |                 | Coal Steam  |  | 300                 |  |
| 2017 |                 | Coal Steam  | Kelanitissa Gas Turbine (New)                                | 300<br>-115         |  |
| 2018 |                 | Coal Steam<br>Gas Turbines  | Asian power plant  | 300<br>180<br>-49   |  |
| 2019 |                 | Gas Turbines  |  | 420                 |  |

Source: CEB Data

**Table 4.11 Generation Expansion Plan and Reserve Margin**

| Year | Total Installed Capacity (MW) | Peak Demand (MW) | Reserve Capacity (MW) | Reserve Margin (%) | LOLP (%) |
|------|-------------------------------|------------------|-----------------------|--------------------|----------|
| 2005 | 2,194.5                       | 1,668            | 526.5                 | 31.6               | 0.245    |
| 2006 | 2,194.5                       | 1,765            | 429.5                 | 24.3               | 0.850    |
| 2007 | 2,394.5                       | 1,855            | 539.5                 | 29.1               | 0.465    |
| 2008 | 2,599.5                       | 1,985            | 614.5                 | 31.0               | 0.515    |
| 2009 | 2,739.5                       | 2,126            | 613.5                 | 28.9               | 0.740    |
| 2010 | 3,138.5                       | 2,298            | 840.5                 | 36.6               | 0.124    |
| 2011 | 3,438.5                       | 2,484            | 954.5                 | 38.4               | 0.064    |
| 2012 | 3,696.0                       | 2,684            | 1,012.0               | 37.7               | 0.061    |
| 2013 | 3,904.0                       | 2,900            | 1,004.0               | 34.6               | 0.093    |
| 2014 | 4,204.0                       | 3,131            | 1,073.0               | 34.3               | 0.080    |
| 2015 | 4,229.0                       | 3,380            | 849.0                 | 25.1               | 0.509    |
| 2016 | 4,529.0                       | 3,647            | 882.0                 | 24.2               | 0.545    |
| 2017 | 4,829.0                       | 3,933            | 896.0                 | 22.8               | 0.660    |
| 2018 | 5,145.0                       | 4,240            | 905.0                 | 21.3               | 0.717    |
| 2019 | 5,565.0                       | 4,570            | 995.0                 | 21.8               | 0.618    |

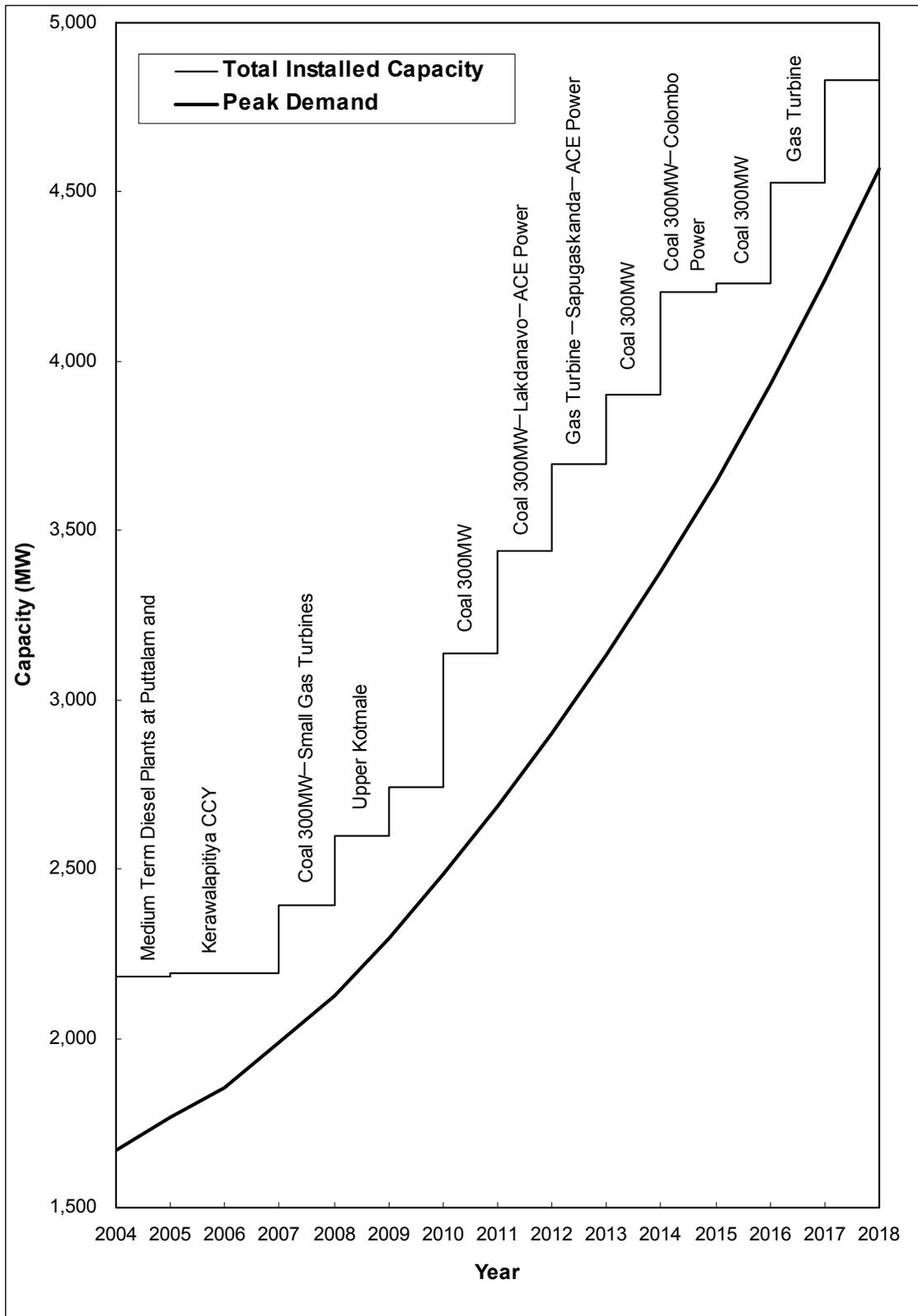


Figure 4.5 Expansion Plan and Peak Demand

#### 4.11 電源開発の歴史と問題点

スリランカの電力需給バランスは、大渇水であった 1996 年を除くと供給力が確保されていたが、2001 年、2002 年は連続して供給制限が行われた。結果としては、2000 年以前は供給力が確保されていたことになるが、これは必ずしも CEB が描いていた電源開発が計画通り進められていたのではない。そのことを説明するために、参考として、1993 年に作成された 1994 年から 2008 年までの長期電源開発計画を Table 4.12 に示す。

1993 年時点では、緊急電源として 1996 年にガスタービン 66MW とディーゼルの増設 40MW を、1997 年、1998 年にそれぞれ 110MW、40MW のディーゼルの投入が計画され（合計出力 256MW）、それ以降は、Kukule (70MW)、Upper Kotmale (124MW) 水力発電所と大型石炭火力 (2002 年までに 300MW)、ガスタービン改造 60MW が順次運開することが期待されていた。2003 年までの総開発規模は、809MW が予定されていた。つまり当時から、安定供給の観点から大型ベース火力発電所と貴重な国内資源である水力発電所の必要性は認識されており、火力の燃料としては価格が比較的安定している石炭の利用が予定されていた。

これに対して、2004 年末の既設設備で 1994 年以降運転を開始した新たな発電所は、Kelanitissa のガスタービン (New) 115 MW、コンバインドサイクル 165 MW、Sapugaskanda のディーゼル増設 72MW、Kukule 水力発電所 70MW およびディーゼルを主体とした IPPs からの購入分の 434.5MW で、合計出力は 856.5MW になる。いずれの発電所も石油系燃料を用いており、緊急電源と言える。つまり、水力発電所および大型石炭火力発電所の建設が遅れたことにより、予定以上の緊急電源が投入されたことになる。このことが、現在の CEB の財務体質の悪化を招いている。

ここで現在の 2005 年から 2019 年までの長期電源開発計画を見てみると、1993 年当時に計画されていた水力発電所と石炭火力発電所は、Kukule 水力発電所が 2003 年 7 月に運開した以外は、石炭火力発電所 (300MW) は 2010 年に、Upper Kotmale 水力発電所は 2010 年に繰り延べられており、それまでの間、相変わらず緊急電源に頼っている。

Table 4.12 Generation Expansion Plan (in 1993)

| Year | Hydro Additions | Thermal Additions                                   | Thermal Retirements    | Capacity (MW)    |
|------|-----------------|---|------------------------|------------------|
| 1994 |                 |   |                        |                  |
| 1995 |                 |   |                        |                  |
| 1996 |                 | Gas Turbine<br>Diesel (Extension)                   |                        | 66<br>40         |
| 1997 |                 | Diesel  |                        | 110              |
| 1998 |                 | Diesel  |                        | 40               |
| 1999 | Kukule          |   |                        | 70               |
| 2000 | Upper Kotmale   |   |                        | 123              |
| 2001 |                 | Coal Steam (Trincomalee)                            | Kelantissa Oil Steam   | 150<br>-44       |
| 2002 |                 | Coal Steam (Trincomalee)                            | Kelantissa Gas Turbine | 150<br>-48       |
| 2003 |                 | Refurbished Gas Turbine                             | Kelantissa Gas Turbine | 60<br>-48        |
| 2004 |                 | Refurbished Gas Turbine<br>Coal Steam (Trincomalee) | Sapugaskanda Diesel    | 60<br>300<br>-32 |
| 2005 |                 |   |                        |                  |
| 2006 | Gin Ganga       | Gas Turbine   |                        | 49<br>22         |
| 2016 |                 | Coal Steam (Trincomalee)                            |                        | 300              |
| 2017 |                 | Gas Turbine   | Sapugaskanda Diesel    | 66<br>32         |

Source: CEB Data

つまり 1993 年当時、短期的にはディーゼルやガスタービンを主体とする緊急電源に頼り、長期的には大型石炭火力発電所や水力発電所の投入を予定していたが、緊急電源以外はほとんどが延期され、2005 年現在に至っても短期的には、更なる緊急電源に頼らざるを得ない状況を繰り返している。

大型火力発電所や水力発電所の建設計画が遅延した理由は、一言で言えば、立地難あるいは CEB の電源開発能力の欠落と言えるが、複合的なものと考えられ、以下にその例を紹介する。

#### (1) 環境問題

すべての発電計画は、その実施にあたり環境問題を抱えているが、同国の水力発電所および石炭火力発電所計画も環境問題によりプロジェクトが遅れてきた。環境影響審査の手続きの不適切さを指摘されたものや、一部の強硬な反対派のために頓挫しているものもある。多民族・多宗教国家であることや政治的不安定が、反対派への対応への拙さにつながっている面もある。

#### (2) 民間資金の導入と組織化改革の流れ

世銀の協力により 1997 年にまとめられた電力改革方針により、電源開発の民間資金を導入や CEB の分社化が推奨されている。この方針が打ち出される時期を前後として、CEB の電源開発

に対する方針が揺れ動いたことが、新規電源開発の遅延を招いたことも否めない。つまり、分社化後の責任体制が明確で無かったこと、また資金面では、これまでの国際金融機関からの借款による自社開発から民間資金による開発に方向転換するまでにある程度の時間を要した。

### (3) 契約手続きの遅延

以前の電源開発は国際金融機関からの支援により CEB が実施してきたが、融資を得るための諸手続き、融資を受けた後のコンサルティングやコントラクターの選定手続きの遅延がプロジェクトの実施を遅らせた例もある。また、民間資金すなわち IPP の参入後は、その交渉、契約に多大な時間を要してきたし、また現在も要している。

### (4) 政治的指導力の欠如

新規発電所の立地難の一因は環境問題にあることについて触れたが、時として環境問題は政治問題をも内包している。CEB の立案した電源開発計画を推し進めるには、監督官庁の後押しもあることながら政治的支援も不可欠である。

## 4.12 送配電整備計画

CEB は、送配電ロスが大きく、特に配電ロスの低減が同国にとって重要な課題となっている。そのため、海外からの借款を利用して、送配電の整備・増強を図っている。

JBIC は、送電網および変電所の整備事業（Transmission Grid Substation Development Project I and II）に 1997 年から 71 億円の借款を供与しており 2004 年に終了した。中圧配電網の増強事業にも 1998 年から 60 億円の借款を供与している。

コロンボ市配電網整備事業は 2001 年から 60 億円の供与を決定しており、まもなくプロジェクトが始まる予定である。ケラワラピティヤの IPP による発電所とコロンボ郊外コトゥゴダを結ぶ送電線に対しても 29 億円の円借款供与が決定しているが、CEB による IPP の選定が遅れているのに伴い、この送電線プロジェクトも遅れている。また、内戦により被災した北部地域の復興支援として、2005 年 6 月には、ワウニア・キリノッチ送電線修復事業に対して 13 億円の円借款貸付契約に調印している。

## 4.13 ケラニ川水系水力発電所の現況

ケラニ川水系には、Laxapana Complex と呼ばれる発電専用ダム（発電所）が 5 ヶ所あり、合計出力は 335 MW になっている。発電施設の維持管理については古い発電設備も概ね良好に維持してきた。オーバーホールやメンテナンスは予算制約もあり十分ではないが、概ね及第点を与えることができていたが、最近になって、ケラニ川水系の既設水力発電所の不具合が次々に表面化してきた。また、これら不具合が供給力の低下や非効率的な運転をまねき、電力不足に拍車をかけている。

ケラニ川はスリランカ中央南部の丘陵地帯に源を発し、西部のコロンボ周辺を経てインド洋に流れ込む、流域面積約 2,300 km<sup>2</sup> の河川である。同水系は、全体が多雨地帯に属し、発電所がある地域では年降水量が 4,000mm を、流域最上流部では 5,000mm を超え、同国の中でも有数の多雨地帯である。既設の 5 発電所は、コロンボの東約 80 km~100 km に位置し、電力の需要地から比較的近いこともあり、早い時期から開発が進んでいる。同国における大規模水力発電所の開発の歴史は、1950 年に運転開始したケラニ川の Old Laxapana 発電所の建設に端を発する。ケラニ川の 5 発電所の位置図を Figure 4.6~4.8 に示す。

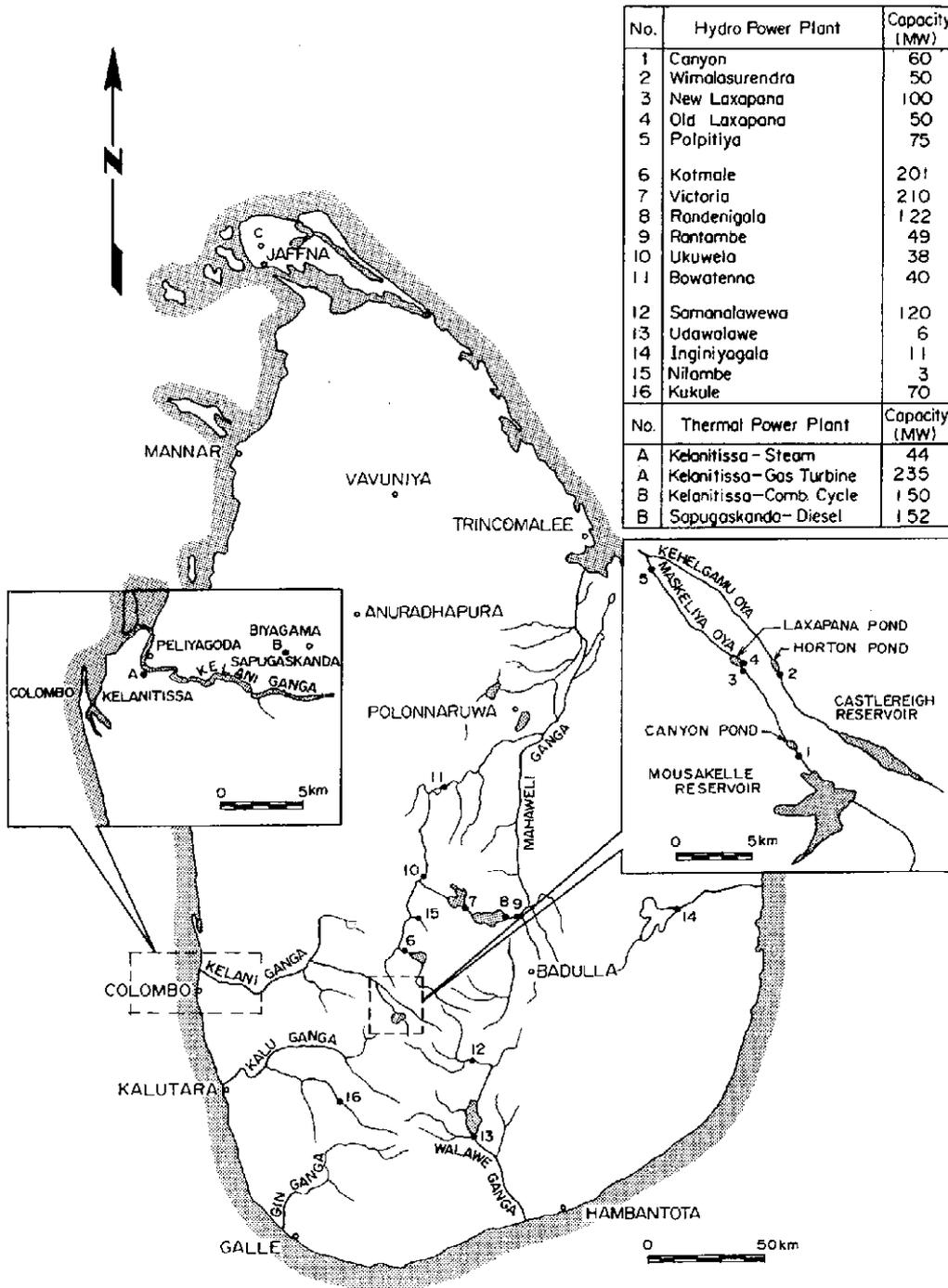


Figure 4.6 Location Map of Power Stations in Sri Lanka

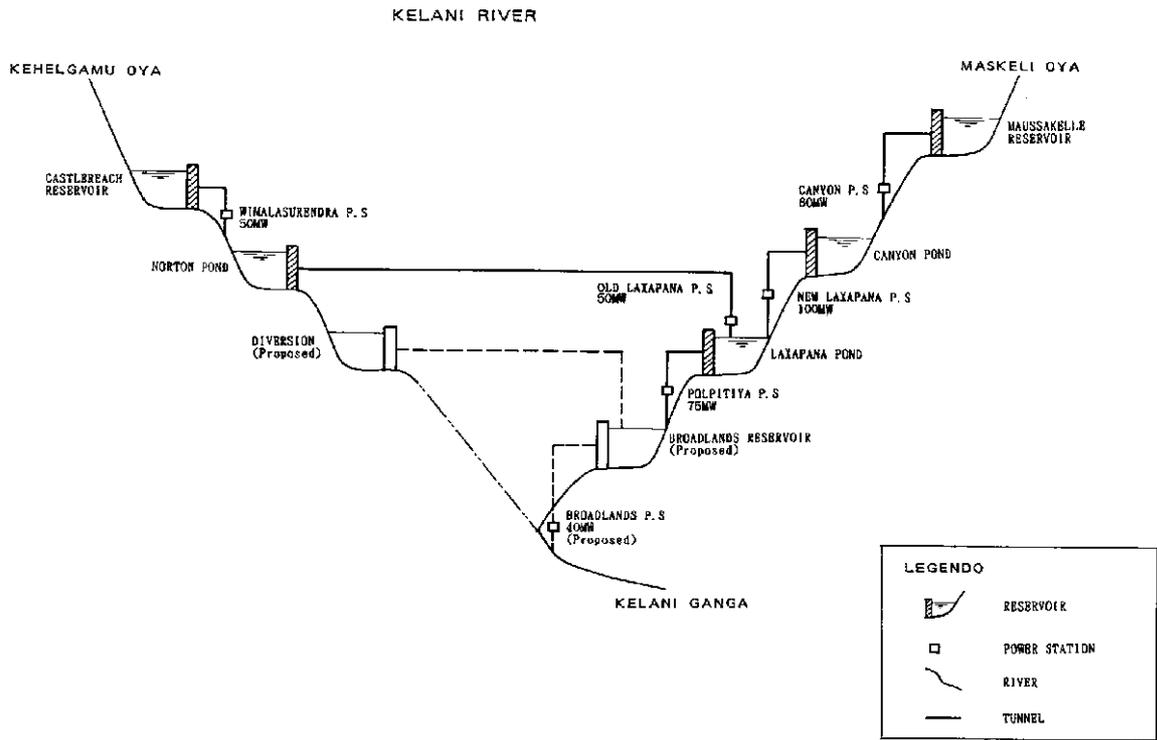


Figure 4.7 Longitudinal Section of Kelani River Basin

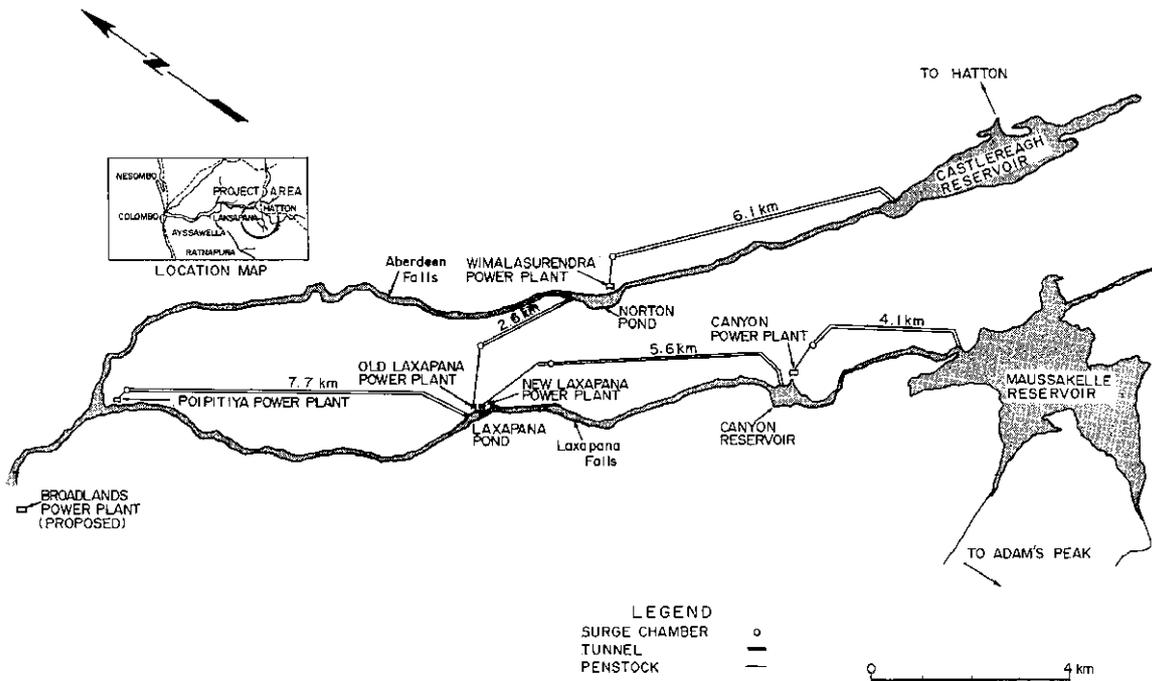


Figure 4.8 Laxapana Complex

### (1) Wimalasurendra 発電所

本発電所は世銀（IBRD）の支援により建設されたもので、2001年に、放水口から著しい濁水が発見された。現地主任技師は、圧力導水路トンネルのどこかで崩落が発生しているものと判断している。その根拠としては、発電所出力を抑えて（25MW）運転したところ、つまり流量を絞りトンネル内流速を抑えた結果濁水の発生が止まったことによる。トンネル内を抜水しての点検によりその原因を究明する必要があるものの、CEB 本部の指示により運転を継続している。主任技師は、抜水によって更なるトンネル崩落が発生することを懸念しているが、それ以外の対応策は考えられない。上記以外の土木設備には、運転に支障をきたすような不具合はない。

電気設備は、1965年の運転開始以来40年が経過していることから、主機の劣化診断を適宜定期的に行い、各機器の経年変化を把握していく時期にきている。CEBは、本発電所における制御装置、保護継電装置および調速機などの更新計画を持っているが、資金難のため計画は進んでいない。

### (2) Old Laxapana 発電所

本発電所は、世銀等の支援により建設されたものである。1～3号機は1950年の運転開始以来54年が経過しており、4および5号機は1958年の運転開始で46年経過している。土木構造物に関しては、顕著な問題が発生していない。

電気設備については、1994、5年と2003年に監視制御装置、保護装置、調速機およびAVRなどの制御機器を中心に更新工事を実施している。しかし、入口弁、ニードル、軸受用オイルリフタポンプについては不具合が頻繁に発生し続けているため、深夜の低需要期でも発電所を停止できないなど運用に影響を与えている状態である。

### (3) Canyon 発電所

本発電所は、ADBとOPECの支援により建設されたものである。現地におけるヒアリングでは、建設途中で発電所出力を大きく変更したものの、水路系構造物は60MWの発電所に対応しておらず、水路が小さすぎることにより著しい摩擦損失が発生している。特に、取水口から導水路トンネル入口までの水路径が小さく、この間で負圧が発生する構造になっている。負圧の発生は管の破壊につながる恐れがあり、これを避けるための負圧対策バルブが設置されているものの、しばしば動作に不具合が発生してきた。

電気設備については、運転開始から1号機が22年、2号機が17年経過しているが、現在のところ主機、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。なお、本発電所の水車、発電機および変圧器は何れも日本製である。

#### (4) New Laxapana 発電所

本発電所は、世銀等の支援により建設され、1974年に運転を開始している。大きな問題として、水路末端部の調圧水槽付近から、大量の漏水（約0.1m<sup>3</sup>/s）が発生し、斜面から流出している。経済性が損なわれるのはもとより、長期間の放置は、斜面の安定に支障を来す恐れもある。また、Canyonダム堤趾部の基礎岩盤内に空洞が確認されている。

電気設備としては1号機の调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。また、この不具合により周波数調整は2号機によってのみ実施されている。本発電所の调速機の型式は古く、将来の周波数調整容量の増大を考慮すれば、1、2号機一括の调速機更新を検討すべきである。

#### (5) Polpitiya 発電所

本発電所は、カナダの支援により建設され、1969年に運転を開始した。導水路トンネルの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。

電気設備については、2003年に監視制御装置、保護装置、调速機およびAVRなどの制御機器を中心に更新工事を実施している。水車が振動および軸振れの問題を抱えており、2台ともに、1台当たり37.5 MWの出力を有しているにもかかわらず、5 MW、32 MWあるいは37.5 MWの3段階でしか運転できない。振動問題は、極めて非効率的な運転制約を強いられる為、詳細な調査のうえその対策が必要である。

## 5. 土木構造物

## 5. 土木構造物

土木構造物の現状把握およびリハビリテーション計画立案のために、CEB の Laxapana Complex のチーフエンジニア Mr. Herath およびそのスタッフの協力のもと、現地踏査および現場担当のインタビューを実施した。下表はその概略実施行程を示す。第1回目の調査では全体概要把握を行い、第2回、3回はCEBより要望のあった構造物について詳細に調査を行った。第4回は懸案となっていた Wimalasurendra 発電所の導水路抜水点検を行った。Table 5.1 に調査結果を総括する。

| 現地調査 | 期間            | 現地出張者  |
|------|---------------|--|
| 第1回  | 8月9日<br>~10日  | 中畑（総括）<br>金子（土木設備）<br>星野（地質）<br>その他3名（ローカルコンサルタント）                   |
| 第2回  | 8月16日<br>~18日 | 金子（土木設備）<br>星野（地質）<br>その他2名（ローカルコンサルタント）                             |
| 第3回  | 8月26日<br>~27日 | 中畑（総括）<br>金子（土木設備）<br>星野（地質）<br>その他2名（ローカルコンサルタント）                   |
| 第4回  | 2月25日         | 中畑（総括）<br>金子（土木設備）<br>田畑（業務調整）<br>小松（JICA 専門家）<br>その他多数（ローカルコンサルタント） |

Table 5.1 Summary of Investigation Results

|             | Wimalasurendra<br>水力発電所                                 | Old Laxapana<br>水力発電所 | Canyon<br>水力発電所  | New Laxapana<br>水力発電所         | Polpitiya<br>水力発電所 |
|-------------|---|-----------------------|------------------|-------------------------------|--------------------|
| 貯水池         | 特記事項なし  | 特記事項なし                | 特記事項なし           | 堆砂                            | 堆砂                 |
| ダム          | 洪水吐改造<br>揚圧力低減排水<br>孔清掃                                 | ダム右岸漏水<br>フラッシュホート設置  | 特記事項なし           | 基礎岩盤空洞                        | 雨量計設置<br>洪水吐増設     |
| 取水口         | 特記事項なし  | 特記事項なし                | 負圧防止バルブ<br>改造    | 堆砂                            | 渦発生<br>地滑り         |
| 導水路<br>トンネル | トンネル小崩落   | 特記事項なし                | 特記事項なし           | 特記事項なし                        | 特記事項なし             |
| サージタンク      | 特記事項なし  | 流れの乱れおよび<br>爆発音       | 特記事項なし           | 漏水                            | 特記事項なし             |
| 水圧管路        | 特記事項なし  | 特記事項なし                | アンカーブロック基礎<br>洗掘 | アンカーブロック基礎<br>洗掘<br>伸縮ジョイント漏水 | アンカーブロック基礎<br>洗掘   |
| 発電所         | 特記事項なし  | 特記事項なし                | 特記事項なし           | 特記事項なし                        | 地滑り<br>漏水          |
| 放水路         | 放水口の乱れ  | 特記事項なし                | 放水路擁壁変位          | コンクリート洗掘                      | コンクリート洗掘           |
| 共通          | 揚圧力低減排水孔の清掃<br>土木構造物周辺の植生除去<br>土木技術者の配置<br>土木構造物の定期点検実施 |                       |                  |                               |                    |

## 5.1 Wimalasurendra 水力発電所の現状とリハビリテーション計画

### 5.1.1 Castlereagh 貯水池

#### (1) 貯水池周辺の地滑り

貯水池周辺斜面の地滑り可能性調査に関しては地形図、航空写真、現地踏査により行われた。貯水池周辺は緩やかに斜面に囲まれておりそれらの斜面の多くは茶畑として利用されている。急斜面は湖岸より離れたところに見うけられる。緩やかな斜面は主に風化した片麻岩により構成されている。当該地区において、地滑り地形は見当たらない。



Picture 5.1 Castlereagh Dam

#### (2) 堆砂

特記すべき堆砂問題はない。

### 5.1.2 Castlereagh ダム

#### (1) 洪水吐改造

##### 1) 現状

CEBは、貯水池容量を増やすために洪水吐に設置されているフラッシュボードを改造したいと考えている。その目的は、下流の安全確保および無駄な放流を減らすためである。フラッシュボードはPicture 5.2に示すように、木製板、ゴムシート、サポート用鋼管とワイヤーから構成されており、流量調整の機能は備えられてはいない。従って、一旦放流が始まると貯水位が越流部天端標高以下に下がるまで放流を止めることができない。フラッシュボードによる放流において以下の問題がある。



Picture 5.2 Flash Board

- 洪水開始時において、水位が急激に上昇する場合がある。これは、下流の人々に影響を及ぼす恐れがある。
- 洪水が終了し貯水池への流入量が減っても、水位が越流部天端標高以下に下がるまでフラッシュボードを設置できず、放流を止めることができないため、電力量の損失がある。

それゆえ、CEB は放流を制御できる機械的なゲートへの変更を望んでいる。

このような機械的なゲートへの変更は、洪水吐越流部の改造やピアにかかる荷重条件が変わる可能性があり、また、現状の鉄筋コンクリート構造物の劣化状況によっては許容応力を上回る事態も考えられる。

従って、竣工図を入手し配筋や構造物の正確な寸法を把握し、使用されているコンクリートや鉄筋の基本物性を把握し、ゲートの荷重条件なども把握しなければならない。しかしながら、竣工図等過去の記録は CEB に整理されて保管されていないため、本件を実施するためには、現状構造物の調査を行い上記諸条件を把握しなければならない。

## 2) リハビリテーション計画

本件に関する機械的事項は第 6 章に示す。

### (2) 揚圧力低減排水孔

#### 1) 現状

通常、コンクリート重力ダムギャラリー内には、ダム底面に作用する揚圧力の低減を目的として排水孔が設置されている。当該ダムの排水孔のうちいくつかのものから排水がでていないものが見うけられ、途中で閉塞しているものと考えられる。これはダムの安定に影響を与えるため、再度ボーリング等を行うことにより、この閉塞を解消し排水できるようにする必要がある。これら排水孔から出た水はギャラリー内の排水側溝を経由して、ダム下流面へ排水されるが、その排水孔も詰まっている部分があるため、それらも清掃する必要がある。さらに、揚圧力低減排水孔周辺において藻類が繁殖している部分があり、それらも清掃する必要がある。



Picture 5.3 Plugged Drain Hole

#### 2) リハビリテーション計画

閉塞している揚圧力低減排水孔はそれを解消するために基礎岩盤に達するまで削孔する。また、監査廊からダム下流面へ通じている排水孔で閉塞しているものおよび藻類に覆われている部分は清掃する。

- (2) クラック  
コンクリートは良好な状態であり、ダム上流面・下流面とも目だったクラックは見当たらない。
- (3) 漏水  
堤体およびその取付部からの漏水は見当たらない。  
ニードルバルブからの漏水がある。本件は第 6 章で述べる。
- (4) 磨耗  
洪水吐コンクリートは良好な状態であり、顕著な磨耗は見当たらない。

### 5.1.3 取水口

調査時は水没しており観察できなかったが、CEB からはクラック・堆砂等の問題の報告はなかった。

### 5.1.4 導水路トンネル

#### (1) トンネル崩落

##### 1) 現状

CEB によれば、2001 年発電所運転中に放水口より濁水が出ているのが観察され、導水路圧力トンネルにおいて崩落が発生していると想定された。

状況を確認するためには抜水調査が必要不可欠と判断され、CEB は 2005 年 2 月抜水点検調査を実施した。概要は次の通りであり、詳細は添付資料に述べる。

崩落は当初予想されていた箇所ではなく、それよりもさらに下流の TD3,350ft 付近において小規模な崩落が認められた。損傷は当初想定したものよりも小規模であり、トンネルは全体的に健全であった。

調査に引き続き、当該箇所およびその他の損傷に対する補修工事が現地業者により行われた。2005 年 4 月中旬にそれらの作業を終え、再充水した。

### 5.1.5 サージタンク

特記すべき問題の報告はなかった。

### 5.1.6 水圧管路

特記すべき問題の報告はなかった。

### 5.1.7 発電所

特記すべき問題は見当たらなかった。

### 5.1.8 放水路

(1) クラック

特記すべき問題は見当たらなかった。

(2) 磨耗

特記すべき問題は見当たらなかった。

(3) 放流状況

発電放流される水に過剰な乱れが観察され、定期的なエアの排出と騒音が認められる。エアの混入する場所として、取水口と調圧水槽が考えられる。この乱れにより生じる放水口の水位変動が土木構造物に与える影響は、無視できる程度と考えられる。CEB は本件を問題視していないが、発電に与える影響については、乱れが生じているときの発電出力の変動を把握しておく必要がある。



Picture 5.4 Turbulence at Outlet

## 5.2 Old Laxapana 水力発電所の現状とリハビリテーション計画

### 5.2.1 Norton Bridge 調整池

#### (1) 調整池周辺の地滑り

調整池周辺斜面の地滑り可能性調査に関しては、地形図、航空写真、現地踏査により行った。調整池周辺は、崖錐堆積物や風化片麻岩で構成される 20～30°の緩やかな斜面に囲まれており、それらの斜面の多くは茶畑として利用されている。調整池左岸の一部において小さい地滑りの存在が知られている。しかしながら、特記すべき地滑り地形は見当たらない。

#### (2) 堆砂

過去には堆砂処理したこともあり、慢性的な堆砂問題がある。

### 5.2.2 Norton Bridge ダム

#### (1) クラック

コンクリートは良好な状態であり、ダム上流面・下流面とも目立ったクラックは見当たらない。

#### (2) 漏水

##### 1) 現状

Norton Bridge ダムは、左岸側に約 25°傾いた層理面をもつ堅硬な片麻岩の上に建設されている。漏水は、2 回目の現地調査時（8 月 18 日）に、ダム直下右岸斜面に発見された。発見当時の漏水量はおよそ  $0.3\sim 0.5\text{m}^3/\text{s}$  で色は濁っていた。また、その濁りはダム直上流右岸に流入する Agro oya 川の色と同じようであった。

漏水対策を検討するに際しては、以下のことに着目する必要がある。

- 漏水経路の発展性
- 周辺斜面安定性への影響
- 漏水による電力収入の損失



Picture 5.5 Norton Bridge Dam



Picture 5.6 Leakage at Right Bank

一点目の「漏水経路の発展性」の観点から言えば、漏水が濁っていることは、一般的には重大な問題の可能性を示唆する。すなわち、漏水経路において浸食が起こり、その経路が拡大している可能性があるからである。しかしながら、その可能性はほとんどないと考えられる。それは、2回目の調査で観察された濁水が3回目の調査では観察されず、透き通った水が流出していたこと、また、当該範囲の地質は堅硬な片麻岩であり、漏水経路もその中に形成されていると考えられること、さらに、現地で行った漏水（Sampling Point No.9, 10, 11）と Agro oya 川（Sampling Point No.1, 2, 3）の電気伝導度の測定値が大変近く漏水が Agro oya 川に直結している可能性が高いことなどから推測される。

二点目の斜面安定性については、上記のように漏水は岩盤内を通っていると考えられること、および、地元住民によれば漏水はおよそ 30 年以上も続いているとのことから、安定性に与える影響はないと考えられる。

三点目の電力収入に対する影響は、次の 2) リハビリテーション計画で述べる。

**Table 5.2 Results of Water Quality Test (August 26, 2004)**

| 採水地点 | 採水地点特性           | 水温<br>(°C) | 電気伝導度<br>(μS) |
|------|------------------|------------|---------------|
| 1    | Agro oya川        | 22.0       | 27.4          |
| 2    | Agro oya川の滝直下部   | 21.8       | 26.7          |
| 3    | Agro oya川の滝直下部   | 21.7       | 27.4          |
| 4    | Agro oya川と調整池合流部 | 21.8       | 29.0          |
| 5    | Agro oya川と調整池合流部 | 21.9       | 29.1          |
| 6    | ダム直下左岸溜まり水       | 27.1       | 87.5          |
| 7    | 左岸の小川            | 23.0       | 29.9          |
| 8    | 湧水地点直上流          | 21.7       | 29.6          |
| 9    | 湧水地点             | 21.4       | 27.8          |
| 10   | 湧水地点             | 21.4       | 27.8          |
| 11   | 湧水地点             | 21.3       | 27.9          |
| 12   | Norton Bridge調整池 | 23.3       | 44.7          |

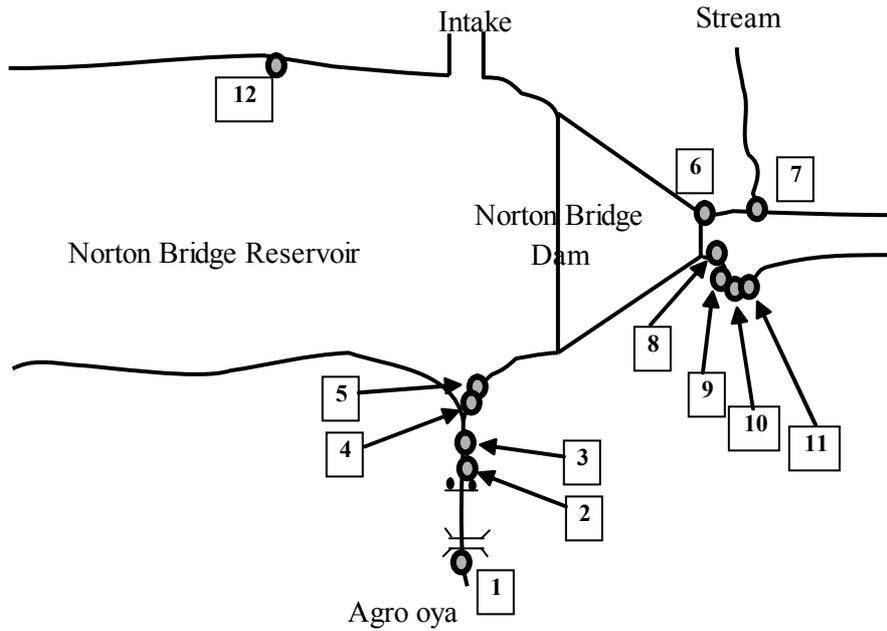


Figure 5.1 Location Map of Water Quality Test

2) リハビリテーション計画

詳細なリハビリテーション計画を検討する前に、漏水を止めた場合の電力収入増を把握する必要がある。そのためには、漏水量と漏水の入口を把握しなければならない。漏水量は本調査における現地再委託業務において実施したが、漏水入口を見つける調査は別途実施するべきと考えられる。

以下 Table 5.3, 5.4, 5.5、Figure 5.2 に、漏水量調査の結果に基づく損失電力料金の試算結果、財務分析結果について示す。

Table 5.3 Measurement Result of Leakage

| Date      | Time  | Quantity | Norton RWL |
|-----------|-------|----------|------------|
|           |       | l/s      | EL. (m)    |
| 18-Jan-05 | 13:40 | 40       | 865.32     |
| 20-Jan-05 | 13:25 | 38       | 864.82     |
| 25-Jan-05 | 13:40 | 39       | 865.09     |
| 27-Jan-05 | 13:30 | 38       | 865.01     |
| 1-Feb-05  | 15:15 | 48       | 865.31     |
| 2-Feb-05  | 11:10 | 56       | 865.52     |
| 9-Feb-05  | 14:05 | 50       | 864.69     |
| 11-Feb-05 | 13:35 | 48       | 864.94     |
| 19-Feb-05 | 14:30 | 44       | 866.33     |
| 20-Feb-05 | 14:25 | 43       | 866.7      |
| Average   |       | 44.4     | 865.37     |

Table 5.4 Annual Loss due to Leakage

|         | Q<br>(m <sup>3</sup> /s) | H<br>(m) | $\eta$<br>(%) | P<br>(kW) | PF<br>(%) | W<br>(kWh) | Tariff<br>(Rs/kWh) | Annual Loss<br>(Rs) |
|---------|--------------------------|----------|---------------|-----------|-----------|------------|--------------------|---------------------|
| Minimum | 0.038                    | 449      | 85            | 142       | 64        | 796,109    | 7.68               | 6,114,116           |
| Maximum | 0.056                    | 449      | 85            | 209       | 64        | 1,171,738  | 7.68               | 8,998,945           |
| Average | 0.0444                   | 449      | 85            | 166       | 64        | 930,662    | 7.68               | 7,147,487           |

Table 5.5 Financial Analysis Result

|               |        |
|---------------|--------|
| IRR           | 20.00% |
| Discount rate | 0.1    |
| NPV (*1000Rs) | 31,933 |

| Item              | Note             | Unit     | 2006    | 2007  | 2008  | 2009  | ~ | 2056  |
|-------------------|------------------|----------|---------|-------|-------|-------|---|-------|
|                   |                  |          |         | 1     | 2     | 3     |   | 50    |
| 1. Remedial Works |                  | ×1000 Rs | 35,740  |       |       |       |   |       |
| 2. Income         |                  |          |         |       |       |       |   |       |
| Electricity       |                  | GWh      |         | 0.93  | 0.93  | 0.93  |   | 0.93  |
| Income            | 7.68 Rs/kWh      | ×1000 Rs |         | 7,147 | 7,147 | 7,147 |   | 7,147 |
| Cash Out          | Remedial works   | ×1000 Rs | 35,740  | 0     | 0     | 0     |   | 0     |
| Cash In           | Electricity sale | ×1000 Rs | 0       | 7,147 | 7,147 | 7,147 |   | 7,147 |
| Inflow-Outflow    |                  | ×1000 Rs | -35,740 | 7,147 | 7,147 | 7,147 |   | 7,147 |

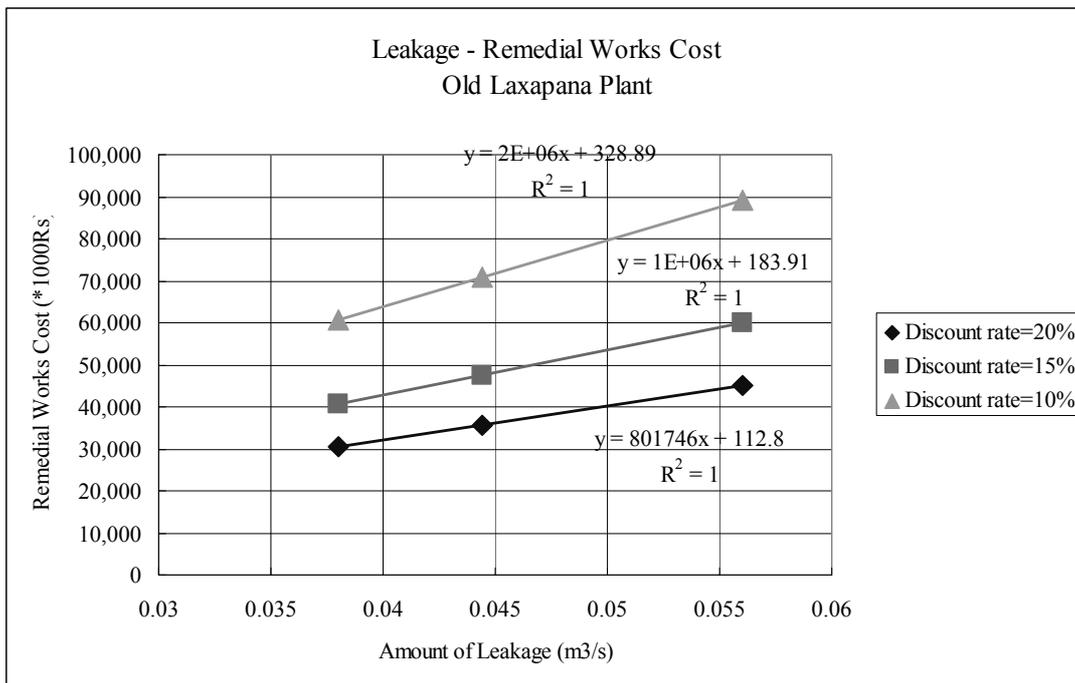


Figure 5.2 Correlation between Amount of Leakage and Remedial Works Cost

上記は、漏水量から損失電力料金を求め、補修工事を行い漏水が完全に止まったと想定し、Figure 5.2に割引率(Discount rate)における現在価値(NPV)が0となる補修工事費をプロットしたものである。すなわち、漏水量と補修工事の限界投資額の関係を示したものである。計測期間中の平均漏水流量

(0.044m<sup>3</sup>/s)で考え、割引率を10%とした場合、限界投資額は約70,000,000Rsになる。なお、この工事費は税金等を含むものである。また、本件に関する工事は発電とは関係なく行うことができるため、運転停止に伴う売電収入の減を考慮する必要はない。

(3) 磨耗

特記すべき磨耗は見当たらなかった。

(4) 洪水吐改造

1) 現状

CEBは現在Castlereaghダムに設置されているフラッシュボードと同様のものを設置し、調整池容量を増やしたいと考えている。

CastlereaghダムのフラッシュボードはPicture 5.2に示すように、木製板、ゴムシート、サポート用鋼管とワイヤーから構成されており、流量調整の機能は備えられてはいない。

2) リハビリテーション計画

フラッシュボード設置のような変更は、洪水吐越流部の改造やピアにかかる荷重条件が変わる可能性があり、また、現状の鉄筋コンクリート構造物の劣化状況によっては許容応力を上回る事態も考えられる。

従って、竣工図を入手し配筋や構造物の正確な寸法を把握し、使用されているコンクリートや鉄筋の基本物性を把握し、ゲートの荷重条件なども把握しなければならない。しかしながら、竣工図等過去の記録はCEBに整理されて保管されていないため、本件を実施するためには、現状構造物の調査を行い上記諸条件を把握しなければならない。

また、国家環境法には、貯水池から100m以内の開発行為はプロジェクト承認省庁の承認行為が必要となるため、フラッシュボード設置は調整池の満水位上昇につながり、結果として開発制限を受ける範囲が拡大されることになることから、その影響は大きく、環境影響評価が必要になる可能性が高い。機械的事項は第6章で述べる。

### 5.2.3 取水口

特記すべき問題の報告はなかった。

### 5.2.4 導水路トンネル

今回調査では排水調査は実施しなかったため、トンネル内の状況は不明である。

### 5.2.5 サージタンク

(1) 水槽内の乱れと爆発音

1) 現状

CEB によれば、最大使用水量で発電中において調圧水槽内のステージ I (1~3 号機) 鉄管入口前の水面がときどき激しく乱れ、爆発音が聞こえることがあるとのことであった。

それらが発生するメカニズムは以下の状況が想像される。

最大使用水量で運用されているときのサージタンク内水位は低い状況にあり、エアーが流入しやすくそれに伴って流入部において乱れが生じる。流入したエアーは水圧鉄管内のサージタンクに近いどこかで蓄積され、あるときにそれがサージタンクに向かって逆流する。それがサージタンクに達したときに爆発音を発し、サージタンク内の乱れを増長させている。



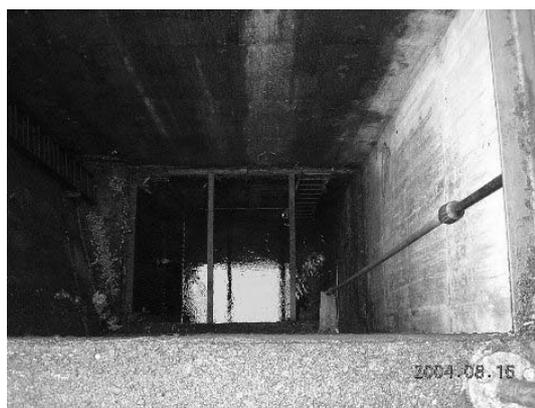
Picture 5.7 Top of Surge Tank

2) リハビリテーション計画

この問題は前記メカニズムによるものと仮定したとき、考えられる原因は、以下が考えられる。

- 導水路の損失水頭が大きくサージタンク水位が下がりすぎている。
- サージタンクの設置標高が高い。
- ダム水位が低い。

しかしながら、この問題の発生状況が定量的に明確でなく、発電に対する影響も定量的に把握できていない。従って、問題発生状況および発電への影響を定量的に把握することが望ましい。すなわち、調整池水位・サージタンク音および水位変動・発電使用水量を同時に確認し、その相互関係の有無を把握するべきである。



Picture 5.8 Inside of Surge Tank

なお、本件に関わるサージングの検討は 5.7 で詳細に述べるが、運転状況によってはサージタンク内で水圧管路内にエアーが流入するという結果になった。

### 5.2.6 水圧管路

特記すべき問題は見当たらなかった。

### 5.2.7 発電所

特記すべき問題は見当たらなかった。

### 5.2.8 放水路

特記すべき問題は見当たらなかった。

## 5.3 Canyon 水力発電所の現状とリハビリテーション計画

### 5.3.1 Maussakelle 貯水池

#### (1) 貯水池周辺の地滑り

貯水池周辺斜面の地滑り可能性調査に関しては地形図、航空写真、現地踏査により行った。貯水池周辺は緩やかな斜面に囲まれており、それらの斜面の多くは茶畑として利用されている。貯水池南側に流入する滝周辺を除いて、急斜面や崖は貯水池からは離れたところにある。貯水池周辺の緩やかな斜面は崖錐堆積物や風化した片麻岩で構成されている。貯水池西側の緩斜面において多少の地滑り地形が見うけられるが、それらの動きは遅く貯水池内に危険な段波を発生させることはないと考えられる。貯水池南端の急斜面は、堅硬な片麻岩の層理面が斜面とは反対方向へ傾斜していることから安定していると考えられる。

#### (2) 堆砂

特記すべき問題の報告はなかった。

### 5.3.2 Maussakelle ダム

特記すべき問題は見当たらなかった。

### 5.3.3 取水口

#### (1) 負圧防止バルブの改造

##### 1) 現状

負圧防止バルブはダム直下流にあり、発電停止の過程で発生する恐れのある負圧によって鉄管が座屈することを防止するために設けられている設備である。バルブは内圧が3.5気圧を下回ったときにバルブが開く機構になっている。発電所運転開始以来、貯水池水位が低い状況において最大使用水量で運転したとき、二度誤作動している。この負圧防止バルブからの水の噴出を止めるためには、このバルブの直上流に設置されている取水口バルブを閉める必要がある。なお、これらのバルブは同じバルブハウス内に収納されている。しかし、負圧防止バルブから水が噴出している間はそこに近付くのは大変困難であるため、CEBはその部分の改造をしたいと考えている。すなわち、たとえ負圧防止バルブが作動し水が噴出していても、そこに近づけるよう構造を変更したいと考えている。



Picture 5.9 Maussakelle Dam



Picture 5.10 Valve House

2) リハビリテーション計画

本件の現実的な対策は、CEB が考えているように、負圧防止バルブから排出される水を、上流の取水口バルブの操作に影響を与えることなく、バルブハウスから外へ導きだせるよう排水管等を付加することである。補修の考え方は第 6 章で述べる。



Picture 5.11 Anti-Negative Pressure Valve

(2) クラック

特記すべき問題の報告はなかった。

(3) 流入状況、堆砂

特記すべき問題の報告はなかった。

### 5.3.4 導水路トンネル

今回調査では排水調査は実施しなかったため、トンネル内の状況は不明である。

### 5.3.5 サージタンク

特記すべき問題の報告はなかった。

### 5.3.6 水圧管路

(1) アンカーブロックにおけるクラック

特記すべきクラックは報告されていないが、アンカーブロックコンクリート基礎周辺の洗掘の問題が発生していた。従って、洗掘されている部分を整形し、コンクリート等を打設し側溝を補修する必要がある。



Picture 5.12 Displacement in Retaining Wall at Outlet

### 5.3.7 発電所

特記すべき問題は見当たらなかった。

### 5.3.8 放水路

(1) 擁壁の変位

Picture 5.12 に示すように、放水路擁壁コンクリート継ぎ目に土圧の影響によると考えられる変位が認められた。しかしながら、現地におけるヒアリングの結果、「当該変位は建設当初からあるものであり、運転の影響ではない。」と当時の建設担当者よりコメントが得られた。しか

しながら、定量的にその変化を捉えているわけではないため、定期的に計測し変位の進行を観察する必要がある。

- (2) クラック  
特記すべきクラックは見当たらなかった。
- (3) 磨耗  
特記すべき磨耗は見当たらなかった。
- (4) 流出状況  
特記すべき状況は見当たらなかった。

## 5.4 New Laxapana 水力発電所の現状とリハビリテーション計画

### 5.4.1 Canyon 調整池

#### (1) 調整池周辺の地滑り

調整池周辺斜面の地滑り可能性調査に関しては地形図、航空写真、現地踏査により行った。調整池左岸は急斜面があり森林に覆われており、右岸側には20°~30°の緩やかな斜面が広がり、茶畑として利用されている。周辺に地滑り地形は見当たらない。

#### (2) 堆砂

##### 1) 現状

Picture 5.13 に示されているように、Canyon 調整池において堆砂が顕著になっている。過去にバックホーおよびダンプトラックを使用して堆砂排除を行った。周辺は斜面が急であることや茶畑に利用されていることから、土捨場の確保が難しい問題になっている。



##### 2) リハビリテーション計画

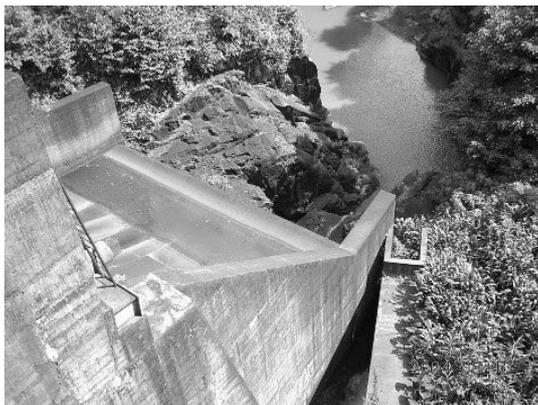
リハビリテーション計画は第6章の6.4.6で述べる。

**Picture 5.13 Sedimentation**

## 5.4.2 Canyon ダム

### (1) ダムの洗掘

ダム基礎の岩盤内に空洞があることが認められている。この空洞は Picture 5.15 に見える岩盤の下部に存在しており、洪水吐からの放流水により洗掘されたものと考えられる。この空洞はコンクリート等により埋める必要があると考えられる。



Picture 5.14 Canyon Dam Downstream



Picture 5.15 Bedrock of Dam

### (2) クラック

コンクリートは良好な状態であり、ダム上流面・下流面とも目立ったクラックは見当たらない。

### (3) 漏水

特記すべき状況は見当たらなかった。

### (4) 磨耗

特記すべき状況は見当たらなかった。

## 5.4.3 取水口

### (1) クラック

特記すべき問題の報告はなかった。

### (2) 流入状況、堆砂

流入に関して特記すべき状況は見当たらなかった。堆砂に関しては 5.4.1 (2)の通り。

## 5.4.4 導水路トンネル

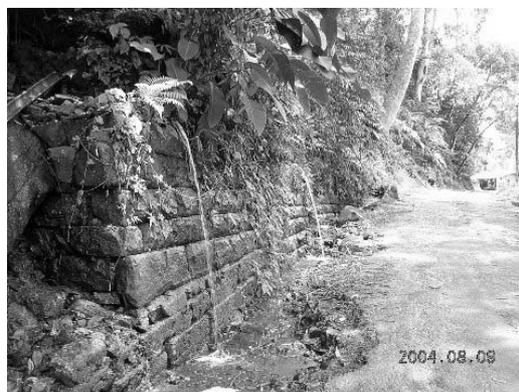
今回調査では放水調査は実施しなかったため、トンネル内の状況は不明である。

### 5.4.5 サージタンク

#### (1) 漏水

##### 1) 現状

New Laxapana サージタンクは約 20°の斜面にあり、高さ 10~20m の崖のふもとにあるバルブハウスにおいて、導水路と水圧鉄管が繋がっている。水圧鉄管の上流部は、斜面に平行に傾いた片麻岩と片麻岩の岩塊を含む崖錐堆積物からなる緩やかな斜面に設置されている。



Picture 5.16 Leakage near Surge Tank

この地域では、多くの湧水があり、2003 年の New Laxapana Tunnel Water Leakage テクニカルレポートによると、これらの湧水は 1998 年のトンネル排水時に途絶えたことが観察されており、さらに、トンネルが再充水したときに再び湧水が見られた。

これら湧水の起源を確認する目的で、JICA スタディーチームは 2004 年 8 月に電気伝導度測定をおこなった。測定結果と測定位置図を Table 5.6 と Figure 5.3 に示す。それによると、これら湧水の電気伝導度は New Laxapana 発電所で採取されたものと似通っており、湧水付近の小川で測定したものと大きく異なる。従って、サージタンク基部斜面に出ている湧水は導水路トンネルからの漏水であると考えられる。

Table 5.6 Electrical Conductivity of Springs near Surge Tank

| Data No. | Figure 5.2 に示す採水地点番号 | 採水地点の特性                | 水温 (°C) | 電気伝導度 (µS) |
|----------|----------------------|------------------------|---------|------------|
| 1        | -                    | New Laxapana 発電所放水口    | 20.9    | 26.0       |
| 2        | ③                    | サージタンク周辺道路上流側斜面        | 20.9    | 27.4       |
| 3        | ③                    | 同上                     | 20.7    | 26.2       |
| 4        | ⑱                    | サージタンク周辺道路斜面上部湧水ポイント   | 20.8    | 25.9       |
| 参考       |                      |                        |         |            |
| 5        | -                    | Maussakelle 貯水池に流入する支流 | 17.5    | 8.9        |
| 6        | -                    | Maussakelle 貯水池        | 21.9    | 26.1       |
| 7        | -                    | Castlereagh 貯水池        | 24.4    | 44.6       |

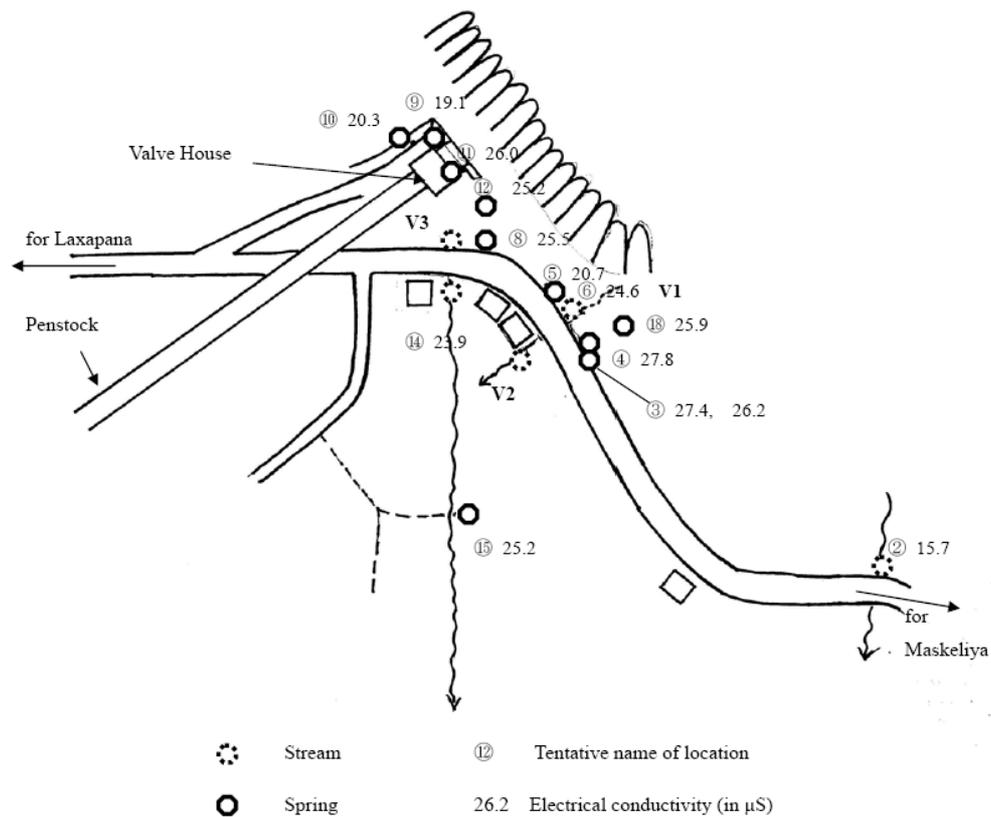


Figure 5.3 Location Map of Electrical Conductivity Test

2) リハビリテーション計画

上記の結果を確認するため、正確な水質試験を行い、漏水量とその変動を把握ため、各漏水地点において三角堰を設置した。また、周辺の正確な地形図や地質図を得るために、地形測量および地質図作成も行った。それらの結果は APPENDIX A-1 地質調査等で述べる。

サージタンクからの漏水は周囲の地下水位の上昇を招き、それは斜面安定性の低下を招く場合がある。しかしながら、小規模な斜面表層の動きはあったものの、顕著な動きは認められていない。従って、漏水量補修の費用対効果を検討するため漏水量測定を実施し、それに基づく損失電力料金や財務分析の試算結果を以下に示す。

Table 5.7 Annual Loss due to Leakage

|         | Q<br>(m <sup>3</sup> /s) | H<br>(m) | $\eta$<br>(%) | P<br>(kW) | PF<br>(%) | W<br>(kWh) | Tariff<br>(Rs/kWh) | Annual Loss<br>(Rs) |
|---------|--------------------------|----------|---------------|-----------|-----------|------------|--------------------|---------------------|
| Minimum | 0.0143                   | 519.4    | 85            | 62        | 53        | 287,854    | 7.68               | 2,210,716           |
| Maximum | 0.1262                   | 519.4    | 85            | 546       | 53        | 2,534,969  | 7.68               | 19,468,560          |
| Average | 0.07025                  | 519.4    | 85            | 304       | 53        | 1,411,411  | 7.68               | 10,839,638          |

Table 5.8 Financial Analysis Result

|               |        |
|---------------|--------|
| IRR           | 20.00% |
| Discount rate | 0.1    |
| NPV (*1000\$) | 48,430 |

| Item              | Note             | Unit     | 2006    | 2007   | 2008   | 2009   | ~ | 2056   |
|-------------------|------------------|----------|---------|--------|--------|--------|---|--------|
| 1. Remedial Works |                  | ×1000 Rs | 54,200  | 1      | 2      | 3      |   | 50     |
| 2. Income         |                  |          |         |        |        |        |   |        |
| Electricity       |                  | GWh      |         | 1.41   | 1.41   | 1.41   |   | 1.41   |
| Income            | 7.68 Rs/kWh      | ×1000 Rs |         | 10,840 | 10,840 | 10,840 |   | 10,840 |
| Cash Out          | Remedial works   | ×1000 Rs | 54,200  | 0      | 0      | 0      |   | 0      |
| Cash In           | Electricity sale | ×1000 Rs | 0       | 10,840 | 10,840 | 10,840 |   | 10,840 |
| Inflow-Outflow    |                  | ×1000 Rs | -54,200 | 10,840 | 10,840 | 10,840 |   | 10,840 |

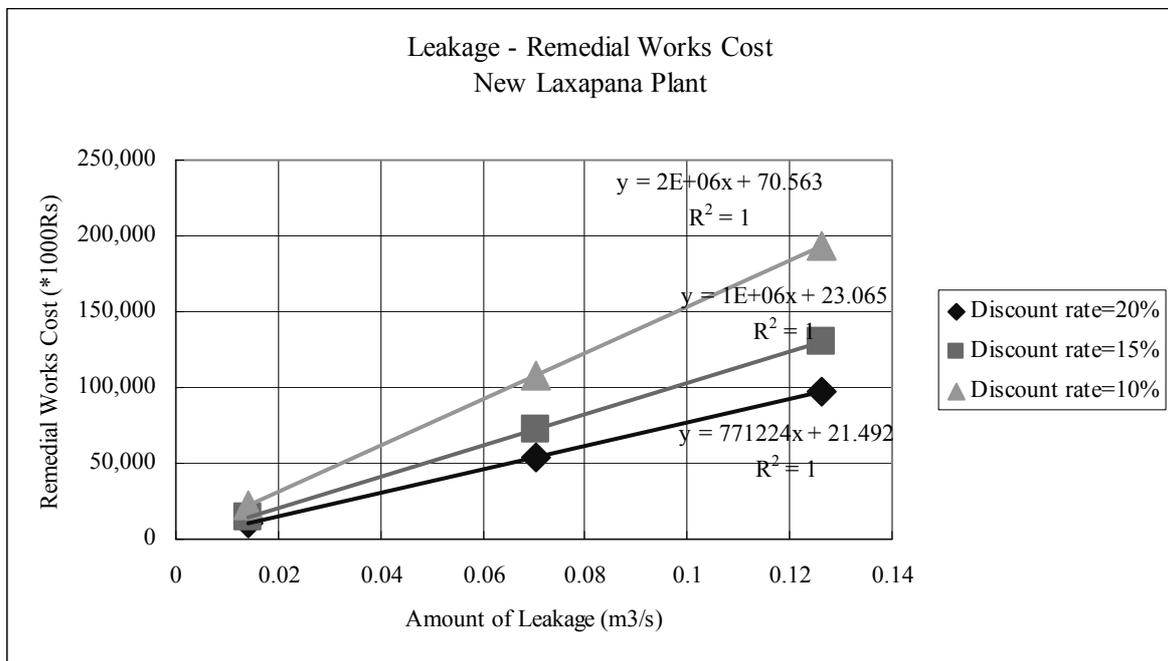


Figure 5.4 Correlation between Amount of Leakage and Remedial Works Cost

上記は、漏水量から損失電力料金を求め、補修工事を行い漏水が完全に止まったと想定し、Figure 5.4 に割引率(Discount rate) における現在価値(NPV)が 0 となる補修工事費をプロットしたものである。すなわち、漏水量と補修工事の限界投資額の関係を示したものである。計測期間中の平均漏水流量(0.070m3/s)で考え、割引率を 10%とした場合、限界投資額は約 105,000,000Rs になる。この工事費は税金等を含むものである。また、本件に関わる補修工事を実施する場合、発電停止に伴う売電収入の減を考慮する必要がある。ただし、発電機のオーバーホール等に合わせて行うのであれば、この限りではない。

#### 5.4.6 水圧管路

(1) アンカーブロックのクラック

特記すべきクラックの報告はなかったが、アンカーブロックコンクリート基礎周辺に洗掘されている部分がある。従って、洗掘されている部分を整形し、コンクリート等を打設し側溝を補修する必要がある。

#### 5.4.7 発電所

特記すべき問題は見当たらなかった。

#### 5.4.8 放水路

(1) クラック

特記すべきクラックは見当たらなかった。

(2) 磨耗

Picture 5.17 に示すように、放水路コンクリートの一部に洗掘されている部分があった。コンクリートを充填し補修する必要がある。



(3) 流出状況

特記すべき状況は見当たらなかった。

Picture 5.17 Erosion in Concrete

## 5.5 Polpitiya 水力発電所の現状とリハビリテーション計画

### 5.5.1 Laxapana 調整池

#### (1) 調整池周辺の地滑り

調整池周辺斜面の地滑り可能性調査に関しては地形図、航空写真、現地踏査により行った。当該斜面の不安定化は降雨によるものと思われ、斜面安定のためには降雨の浸透防止が有効である。対策として、巡視路を設けて降雨時の斜面の状態を観察し排水網の補強をすることが望ましい。詳細は添付資料で述べる。

#### (2) 堆砂

過去に堆砂処理した実績から堆砂が進行しているものと予想され、調整池容量も小さいことから、それらは除去する必要がある。

リハビリテーション計画は第 6 章の 6.5.6 で述べる。

### 5.5.2 Laxapana ダム

#### (1) 雨量計設置

##### 1) 現状

2004 年 5 月 6 日に 3 時間で 264mm の降雨を記録し、そのときの最大流入量は  $1,700\text{m}^3/\text{s}$  であり、ダムを越流しそうな状況になった。また、過去にはダムを越流したこともあるとのことである。洪水時の CEB のダム運用ルールは発電放流量とダム放流量の合計が流入量に等しくなるようにゲート操作を行うことを基本としている。しかしながら、調整池容量が小さいことやダム流入量予測のための雨量計が上流域にないことから、その操作は大変難しい。従って、CEB はダム下流の安全確保のために、上流域に雨量計の設置を望んでいる。

##### 2) リハビリテーション計画

ダム流入量予測のためにダム上流域に、雨量計を設置することは有効である。日本の河川法では Table 5.9 に示すように、流域面積に応じて雨量計の設置数が決められている。従って、これを目安に雨量計を設置することが考えられる。

Table 5.9 Japanese Criteria for Rain Gauge Station

| 雨量計数 | 流域面積                         |
|------|------------------------------|
| 1 ≦  | $< 200\text{km}^2$           |
| 2 ≦  | $200 \leq, < 600\text{km}^2$ |
| 3 ≦  | $600\text{km}^2 \leq$        |

本件に係る費用は、日本製品を購入・運搬・据付調整を行うものと仮定すると、以下の Table 5.10 の通りとなる。

**Table 5.10 Estimated Cost of Rain Gauge Station**

| 項目          | 単位・数量 | 金額 (US\$) |
|-------------|-------|-----------|
| 監視制御装置      | 1 基   | 250,000   |
| 水位観測局装置     | 1 基   | 70,000    |
| 雨量観測局装置     | 3 基   | 160,000   |
| 据付調整費       | 1 式   | 90,000    |
| 運搬費         | 1 式   | 10,000    |
| 建物          | 1 式   | 20,000    |
| コンサルティングフィー | 10%   | 60,000    |
| 予備費         | 10%   | 70,000    |
| 合 計         |       | 730,000   |

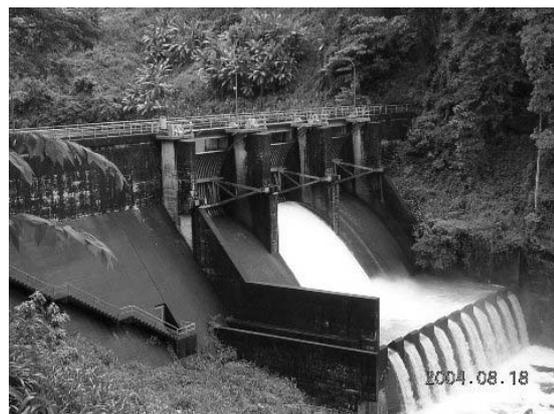
(2) 洪水吐増設

1) 現状

雨量計設置の理由と同じ観点から、CEB は洪水吐増設の可能性を模索している。

2) リハビリテーション計画

可能性としては二通り考えられる。それは、左岸側にある建設時に使用した仮排水路トンネルの有効利用する案と右岸側のスペースを利用して別途洪水吐を増設する案である。しかしながら、昨年12月に World Bank 支援のもと行われたダムの安全調査によれば、洪水吐容量は可能最大洪水量



**Picture 5.18 Discharge at Laxapana Dam**

(Probable Maximum Flood: PMF) にも対応できる容量を有しており、過去の洪水吐越流は洪水量の問題でなくゲート不具合の問題により発生したものである上、建設費の面でも洪水吐の増設は現実的とは考えられない。また、雨量計設置の効果を評価してからそれらの可能性を検討するべきと考えられる。

(3) 揚圧力低減排水孔

ダム監査廊内にある揚圧力低減用排水孔はすべて機能していた。

(4) クラック

コンクリートは良好な状態であり、ダム上流面・下流面とも目立ったクラックは見当たらない。

- (5) 漏水  
特記すべき状況は見当たらなかった。
- (6) 磨耗  
特記すべき状況は見当たらなかった。

### 5.5.3 取水口

- (1) クラック  
特記すべき問題の報告はなかった。
- (2) 流入状況

1) 現状

Picture 5.19 にあるように、取水口に渦が発生していた。一般的に渦は以下の問題を引き起こすことがある。

- 渦発生により空気が水路に流入し通水断面が縮小し、さらには発生電力量が減る。
- 水路内に流入した空気が逆流することによりエアハンマーが発生する。
- 渦により巻き上げられた細粒土砂が流入し、水車の磨耗を引き起こす。



Picture 5.19 Vortex at Intake

2) リハビリテーション計画

J-POWER がこれまでに実施した水理模型実験によれば、筏を表面に浮かせることが渦解消に効果があることが知られている。しかしながら、この問題の発生状況が定量的に明確でなく、その発電に対する影響も定量的に把握できていない。従って、問題発生状況および発電への影響を定量的に把握することが望ましく、例えば、渦発生時の発電状況と渦のない場合の発電状況のデータを収集し分析することである。

(3) 地滑り

Polpitiya 水力発電所の取水口は Laxapana ダム右岸上流側の約 40°勾配斜面ふもとに設置されている。この斜面は崖錐堆積物で構成されておりおよそ 10 年おきに滑っている。地滑りを起こした範囲は幅 50m、長さ 30m、厚さ 5m 程度である。

この斜面の上部には、降雨によって不安定になる恐れのある範囲が存在する。従って、その範囲の安定に関する状況を把握するために、本調査において地形測量と地質図作成が実施した。詳細は APENDIX A-1 地質調査等に示す。



**Picture 5.20** Landslide in Right Bank Area of Laxapana Dam

#### 5.5.4 導水路トンネル

今回調査では抜水調査は実施しなかったため、トンネル内の状況は不明である。

#### 5.5.5 サージタンク

特記すべき問題の報告はなかった。

#### 5.5.6 水圧管路

(1) アンカーブロックのクラック

特記すべきクラックの報告はなかったが、アンカーブロックコンクリート基礎周辺に洗掘されている部分がある。従って、洗掘されている部分を整形し、コンクリート等を打設し側溝を補修する必要がある。

#### 5.5.7 発電所

(1) クラック、漏水

発電機フロアと水車フロアに壁から染み出す水が見うけられた。これらは補修する必要があると考えられる。

(2) 地滑り

Polpitiya 発電所背後の約 40°の斜面は、過去に地滑りを起こしたことがある。その範囲は 30m × 20m であり崖錘堆積物である。この斜面上部にはコンクリート製の排水側溝が設けられている。将来の地滑りの兆候はこの排水側溝を定期的に点検することにより容易に発見することができる。この排水溝に変状が認められなかったことから、斜面は安定していると考えられる。この範囲の安定に関する状況を把握するために、本調査において地形測量と地質図作成が実施した。



Picture 5.21 Landslide in Upstream Area of Polpitiya Powerhouse

(3) 天井からの漏水

発電所天井に止水材として施工されたアスファルトにクラックが発生しているため、多くの漏水が発生しているとの情報があった。これらは補修すべきである。

### 5.5.8 放水路

(1) クラック

屋外開閉所の川沿いの法面コンクリート擁壁に洗掘されている部分が見うけられた。定期的に観察する必要がある。

(2) 磨耗

特記すべき状況は見当たらなかった。



Picture 5.22 Erosion in Concrete Wall

## 5.6 その他

### 5.6.1 揚圧力低減排水孔

CEB から Castlereagh ダムと Laxapana ダムにおいて監査廊内の揚圧力低減排水孔が閉塞している恐れがあるとの情報に基づき調査を行った。その結果 Castlereagh ダムに閉塞しているものが見つかった。このことから判断して、他のダムにおいても閉塞が発生している恐れがあるため、全ダムについて確認する必要がある。閉塞しているものは機能回復させなければならない。

### 5.6.2 植生除去

雑草等の植生が構造物周辺に多く生えており、定期点検しやすくするため、それらは除去されるべきである。

### 5.6.3 土木技術者の配置

Laxapana Complex には土木技術者が常駐していない。従って、土木構造物の定期点検は行われていない。また、ダム放流時のゲート操作は電気技術者によって行われている。雨量データを判断して流入予測を行うことは電気技術者には難しい作業であると考えられ、ゲート操作を誤ることも考えられる。昨今はダム下流住民もダム放流における安全に対して意識が高まりつつあり、CEB に対し諸々の要求をしてくる恐れもある。従って、土木技術者を常駐させることが望ましい。

### 5.6.4 定期点検

CEB は土木構造物に関して定期点検を実施していない。また、点検マニュアルもない。従って、点検マニュアルの作成および定期点検の実施が望まれる。今回の調査の一環で点検マニュアルは作成予定である。

## 5.7 Old Laxapana 水力発電所におけるサージング計算

### 5.7.1 概要

Old Laxapana 水力発電所のサージタンクにおける水位変動を把握するためにサージング計算を行った。この結果は、5.2.5 章に記載されている水槽内の乱れと爆発音問題の解明の手掛かりになると考えられる。

### 5.7.2 計算条件および方法

サージング計算は J-POWER 本店にあるプログラムを用いて実施された。なお、プログラムは運動量方程式および連続方程式によるものである。

Table 5.11 および 5.12 はそれぞれ計算条件と計算ケースを示している。入手できた情報が十分でないため、計算条件には多少の仮定値が含まれている。

Table 5.11 Conditions

| 項目                      | 条件  |
|-------------------------|---|
| Norton Pond 水位          | 満水位: EL.866.85m<br>低水位: EL.860.75m  |
| 導水路延長                   | 2,556.7m  |
| 導水路通水断面積                | 5.98m <sup>2</sup>  |
| 導水路損失水頭                 | 6.57m (使用水量 15.1m <sup>3</sup> /s において)                                       |
| 最大使用水量 (5 台運転時)         | 13.4, 17.0, 14.64, 14.32, 15.1m <sup>3</sup> /s                               |
| サージタンクタイプ               | 単胴型   |
| サージタンク内空断面積             | 116.71m <sup>2</sup>  |
| サージタンク天端標高              | EL. 874.77  |
| サージタンクと導水路の境界標高 (仮定値)   | EL. 855.19m   |
| 運転条件<br>(バルブ閉鎖モード: 仮定値) | 全負荷遮断 5/5⇒0: 直線変化 60 秒<br>負荷急増 2/5⇒5/5: 直線変化 60 秒<br>負荷急増 2/5⇒5/5: 直線変化 300 秒 |

Table 5.12 Analysis Cases

| ケース | Norton Pond 水位<br>EL. (m) | 運転条件 (バルブ閉鎖モード)  |
|-----|---------------------------|--|
| 1   | 866.85 (満水位)              | 5/5⇒0 (15.1m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      |
| 2   | 866.85 (満水位)              | 5/5⇒0 (13.4m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      |
| 3   | 866.85 (満水位)              | 5/5⇒0 (17.0m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      |
| 4   | 866.85 (満水位)              | 5/5⇒0 (14.64m <sup>3</sup> /s⇒0)                                     |
| 5   | 866.85 (満水位)              | 5/5⇒0 (14.32m <sup>3</sup> /s⇒0)                                     |
| 6   | 860.75 (底水位)              | 5/5⇒0 (15.1m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      |
| 7   | vary*                     | 5/5⇒0 (14.64m <sup>3</sup> /s⇒0)                                     |
| 8   | 860.75 (底水位)              | 2/5⇒5/5 (7.24m <sup>3</sup> /s⇒15.1m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 60 秒   |
| 9   | vary*                     | 2/5⇒5/5 (7.26m <sup>3</sup> /s⇒14.64m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 60 秒  |
| 10  | 860.75 (底水位)              | 2/5⇒5/5 (7.26m <sup>3</sup> /s⇒14.64m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 300 秒 |
| 11  | 861.75                    | 2/5⇒5/5 (7.26m <sup>3</sup> /s⇒14.64m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 300 秒 |

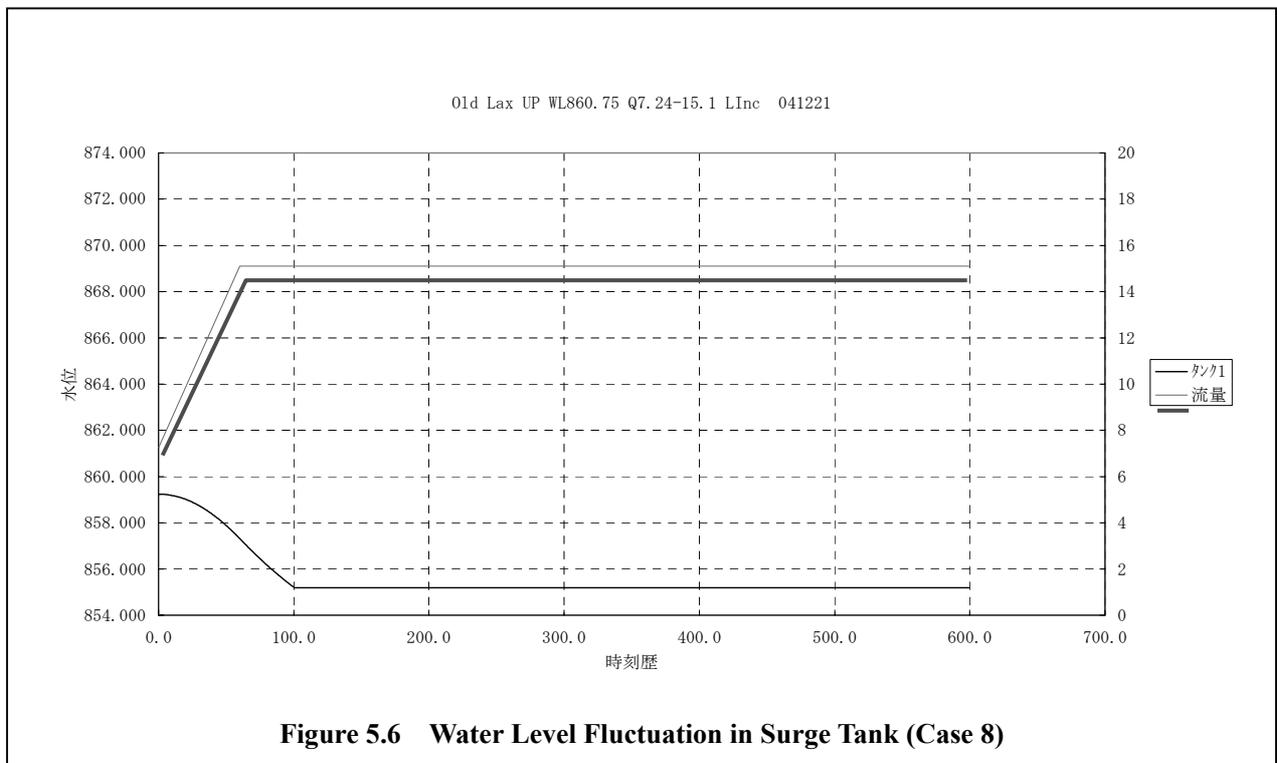
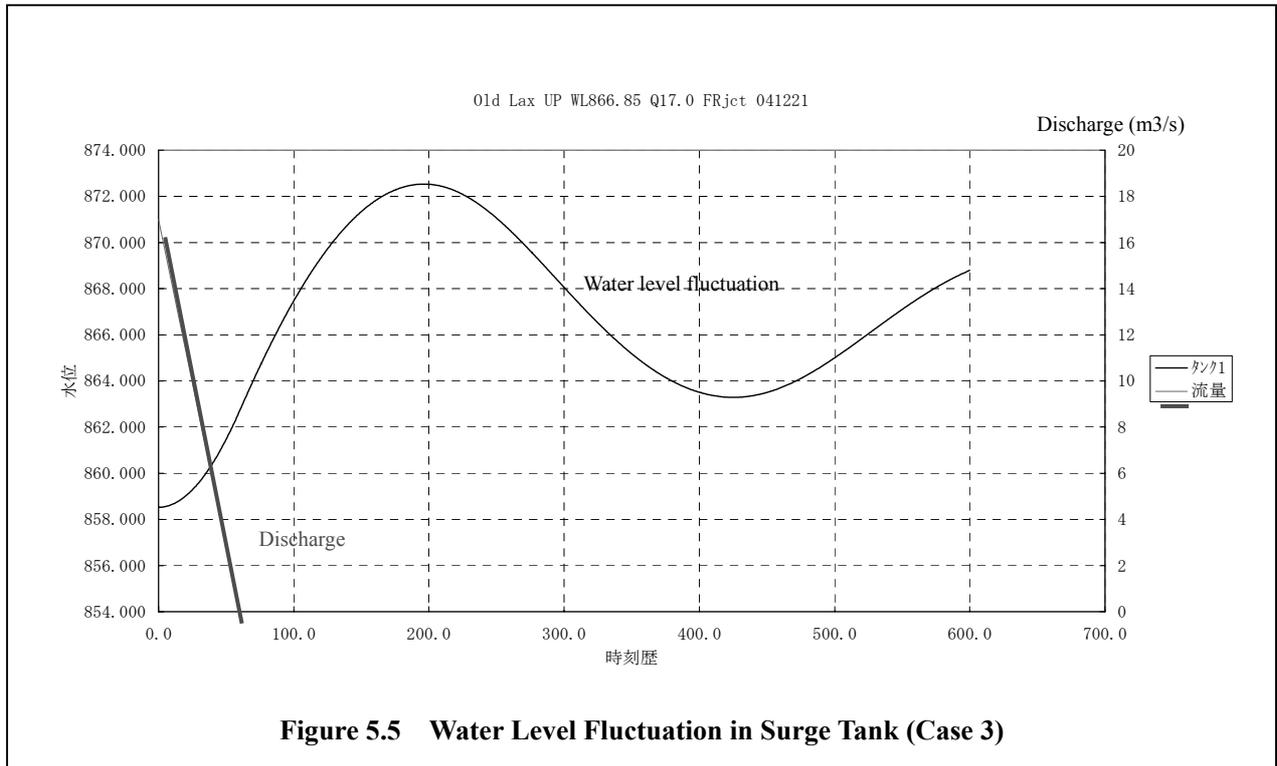
\* これらのケースにおける Norton 調整池の水位は、底水位を初期条件とし、結果が得られるまで変化させた。サージタンク水位が導水路との境界標高を下回ると不連続となり適切な結果が得られない。

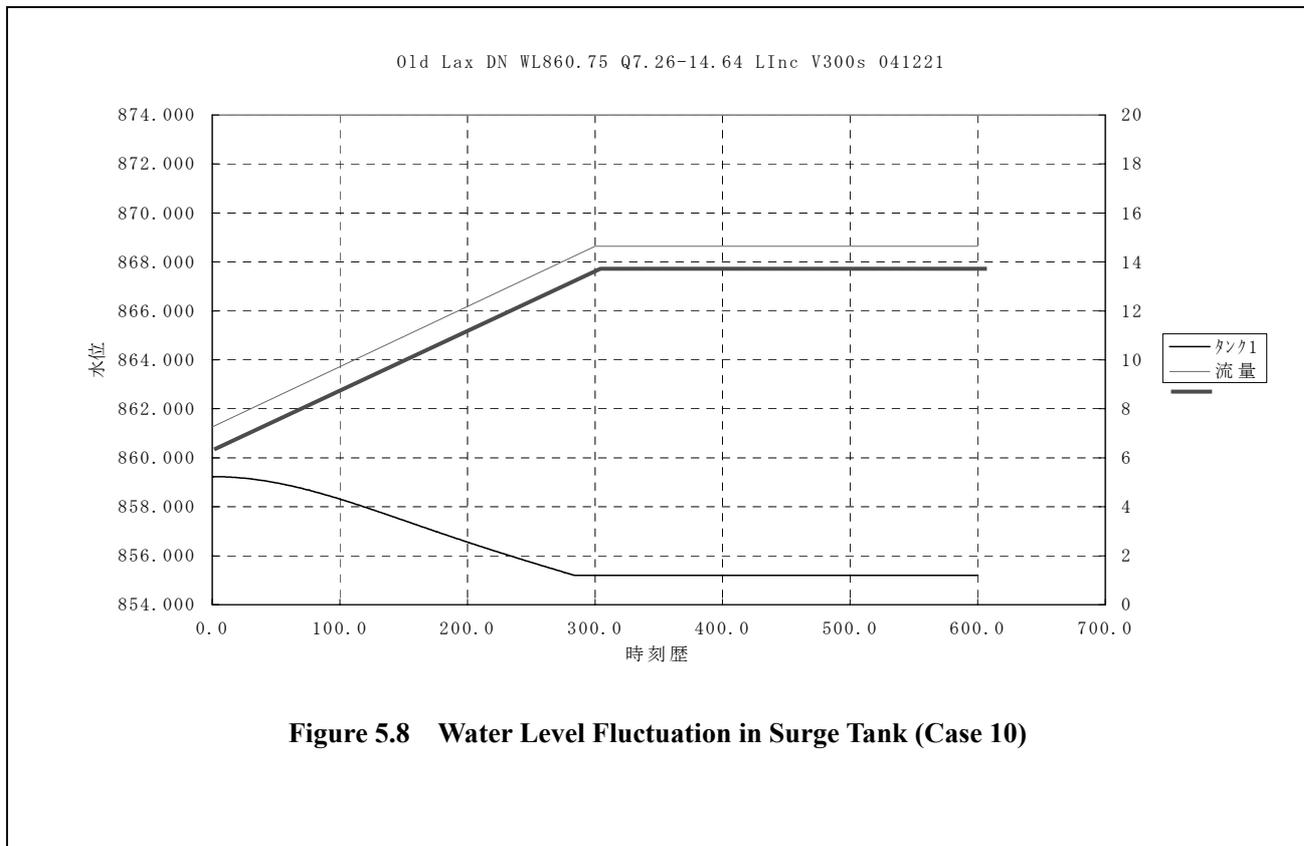
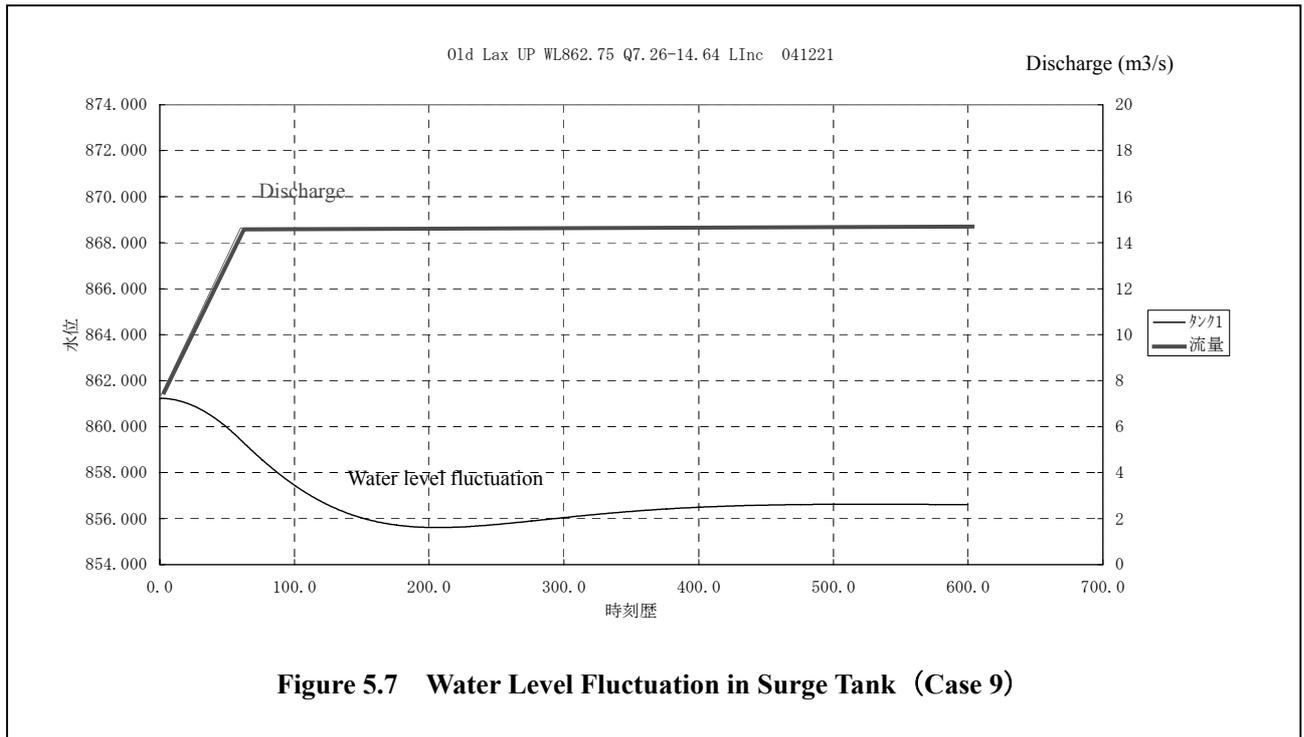
### 5.7.3 計算結果

Table 5.13 は計算結果を示している。また、Figure 5.5 から 5.8 は代表ケースのサージタンクにおける水位変動とバルブの流量変化を表したものである。

**Table 5.13 Results**

| ケース | Norton 水位<br>EL. (m)     | 運転条件<br>(バルブ閉鎖モード)   | 最高<br>水位<br>EL. (m) | 最低水位<br>EL. (m) |
|-----|--------------------------|--|---------------------|-----------------|
| 1   | 866.85 (満水位)             | 5/5⇒0 (15.1m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      | 872.253             | -               |
| 2   | 866.85 (満水位)             | 5/5⇒0 (13.4m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      | 871.943             | -               |
| 3   | 866.85 (満水位)             | 5/5⇒0 (17.0m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      | 872.533             | -               |
| 4   | 866.85 (満水位)             | 5/5⇒0 (14.64m <sup>3</sup> /s⇒0)                                     | 872.174             | -               |
| 5   | 866.85 (満水位)             | 5/5⇒0 (14.32m <sup>3</sup> /s⇒0)                                     | 872.118             | -               |
| 6   | 860.75 (底水位)             | 5/5⇒0 (15.1m <sup>3</sup> /s⇒0)                                      | -                   | 855.19 未満       |
| 7   | vary*<br>(計算可能水位 861.75) | 5/5⇒0 (14.64m <sup>3</sup> /s⇒0)                                     | -                   | 855.577         |
| 8   | 860.75 (底水位)             | 2/5⇒5/5 (7.24m <sup>3</sup> /s⇒15.1m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 60 秒   | -                   | 855.19 未満       |
| 9   | vary*<br>(計算可能水位 862.75) | 2/5⇒5/5 (7.26m <sup>3</sup> /s⇒14.64m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 60 秒  | -                   | 855.611         |
| 10  | 860.75 (底水位)             | 2/5⇒5/5 (7.26m <sup>3</sup> /s⇒14.64m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 300 秒 | -                   | 855.19 未満       |
| 11  | 861.75                   | 2/5⇒5/5 (7.26m <sup>3</sup> /s⇒14.64m <sup>3</sup> /s)<br>直線変化 300 秒 | -                   | 855.254         |





#### 5.7.4 結論

5.7.2 章で述べた条件において、以下の通り結論付けられる。

- ケース 1～5 の結果より、想定した最大使用水量において、5 台同時負荷遮断を行っても、サージングの最高水位はサージタンク天端標高を超えない。
- 底水位 (EL.860.75m) において最大使用水量で運転を行う場合、本検討における条件において、サージタンク内水位は導水路で生じる損失 (6.57m) により 855.19m 以下に低下し空気が吸い込まれる。
- ケース 8 及び 10 の結果より、底水位において 2/5 から 5/5 への負荷急増を行うと、サージタンク水位が 855.19m 以下に低下し水圧管路内に空気が吸い込まれる。
- 現状において、水圧管路内への空気吸込みを防止するためには、低水位においては運転に制約を与える必要がある。例えば、運転台数の制限や負荷急増を行わない等である。詳細な制約条件を決めるためにはさらなる計算が必要である。