

国際協力事業団
スリ・ランカ民主社会主義共和国
セイロン電力庁


No. 5

別冊

スリ・ランカ民主社会主義共和国
ケラワラピティヤコンバインドサイクル
発電所建設計画調査
環境影響評価書

平成11年1月

東電設計株式会社

JICA LIBRARY

J 1147647(0)

| |
|--------|
| 誌 調 資 |
| J R |
| 99-011 |

スリ・ランカ民主社会主義共和国
ケラワラピティヤコンバインドサイクル
発電所建設計画調査
環境影響評価書

平成 11 年 1 月

東電設計株式会社



1147647 [0]

環境影響評価書

目次

要約

| | |
|---|-----|
| 第1章 - 序論 | 1-1 |
| 1.0 一般事項 | 1-1 |
| 1.1 計画の目標 | 1-1 |
| 1.2 環境影響評価書の目標 | 1-1 |
| 1.2.1 環境影響評価書の目的 | 1-2 |
| 1.3 発電に関する政策 | 1-2 |
| 1.4 マスタープランとの整合性 | 1-2 |
| 1.5 調査の範囲 | 1-3 |
| 1.5.1 一般的環境配慮事項 | 1-3 |
| 1.5.2 影響対策 | 1-3 |
| 1.5.3 制限 | 1-4 |
| 1.6 計画の概要 | 1-4 |
| 1.7 計画に必要な許可 | 1-5 |
| 1.7.1 Coast Conservation Department (CCD) | 1-5 |
| 1.7.2 Marine Pollution Prevention Authority (MPPA) | 1-5 |
| 1.7.3 Wild Life Conservation Department | 1-5 |
| 1.7.4 Sri Lanka Port Authority (SLPA) | 1-6 |
| 1.7.5 Urban Development Authority (UDA) | 1-6 |
| 1.7.6 Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporation (SLLRDC) | 1-6 |
| 1.7.7 Local Authority | 1-6 |
| 1.7.8 Department of Fisheries and Aquatic Resources | 1-6 |
| 1.7.9 Road Development Authority (RDA) | 1-7 |
| 1.7.10 Environmental Licensing of Project | 1-7 |
| 1.7.11 Ministry of Defence | 1-7 |
| 第2章 - 本プロジェクトの内容 | 2-1 |
| 2.1 プロジェクトの目的及び範囲 | 2-1 |
| 2.2 プロジェクトの概要 | 2-2 |
| 2.2.1 プロジェクトの位置 | 2-2 |
| 2.2.2 設計概要及び発電所配置 | 2-2 |
| 2.2.3 ガスタービン発電機 | 2-3 |

| | | |
|---------|------------------------|------|
| 2.2.4 | 排熱回収ボイラ | 2-2 |
| 2.2.5 | 蒸気タービン | 2-3 |
| 2.2.6 | 復水器冷却系統 | 2-4 |
| 2.2.7 | 本プロジェクトに適用する燃料及び燃料供給設備 | 2-4 |
| 2.2.8 | 水処理施設 | 2-6 |
| 2.2.9 | 電気設備及び高圧開閉所 | 2-6 |
| 2.2.10 | 排水、下水及び漏油処理 | 2-6 |
| 2.2.11 | アクセス道路 | 2-8 |
| 2.2.12 | 労働力 | 2-8 |
| 2.2.13 | 建設工程 | 2-8 |
| 2.3 | 本プロジェクトの妥当性 | 2-8 |
| 2.3.1 | 電力需要 | 2-8 |
| 2.3.1.1 | 将来の需要 | 2-9 |
| 2.3.2 | 本プロジェクトの必要性 | 2-10 |
| 2.3.2.1 | 需給供給バランス | 2-10 |
| 2.4 | 代替案の評価 | 2-10 |
| 2.4.1 | 水力発電 | 2-10 |
| 2.4.2 | 火力発電 | 2-11 |
| 2.4.2.1 | ディーゼル発電所 | 2-11 |
| 2.4.2.2 | ガスタービン発電所 | 2-11 |
| 2.4.2.3 | コンバインドサイクル発電所 | 2-11 |
| 2.4.2.4 | 汽力発電所 | 2-11 |
| 2.4.2.5 | 原子力発電所 | 2-11 |
| 2.4.2.6 | 再生可能エネルギー | 2-12 |
| 2.4.3 | 地点の選定 | 2-12 |
| 2.4.4 | プロジェクトを実施しない場合の結果 | 2-12 |
| 2.4.4.1 | 住民への影響 | 2-12 |
| 2.4.4.2 | 商業への影響 | 2-13 |
| 2.4.4.3 | 工業への影響 | 2-13 |
| 2.4.4.4 | LECO及び地方配電局への影響 | 2-13 |
| 2.4.5 | エネルギー管理 | 2-14 |
| 2.4.6 | 結論 | 2-14 |
| 2.5 | 建設及び運転方法 | 2-15 |
| 2.5.1 | 工事計画 | 2-15 |
| 2.5.2 | 建設現場施設 | 2-16 |
| 2.5.3 | 建設資材の搬入 | 2-16 |
| 2.5.4 | 砂掘削 | 2-16 |
| 2.5.5 | 基礎 | 2-16 |

| | | |
|---------|----------------------|------|
| 2.5.6 | 運転 | 2-17 |
| 2.6 | 労働力 | 2-17 |
| 2.7 | 経済評価 | 2-17 |
| | | |
| 第3章 | 環境の現況 | 3-1 |
| | | |
| 3.1 | 物理及び化学的環境の現況 | 3-1 |
| 3.1.1 | 地形と水路 | 3-1 |
| 3.1.2 | 気候及び気象 | 3-1 |
| 3.1.2.1 | 降水量 | 3-1 |
| 3.1.2.2 | 相対湿度と気温 | 3-2 |
| 3.1.2.3 | 風向、風速 | 3-2 |
| 3.1.2.4 | 大気安定度 | 3-2 |
| 3.1.3 | 地質・土壌 | 3-3 |
| 3.1.3.1 | 地域の地質概要 | 3-3 |
| 3.1.3.2 | 土壌の質と分布、土地利用度、鉛直土壌分布 | 3-3 |
| 3.1.3.3 | 浸食状況 | 3-4 |
| 3.1.4 | 水文 | 3-4 |
| 3.1.4.1 | 水路 | 3-4 |
| 3.1.4.2 | 陸水及びその水質 | 3-4 |
| 3.1.4.3 | 地下水及びその汲み上げ限界 | 3-5 |
| 3.1.5 | 大気質 | 3-5 |
| 3.1.5.1 | 排出源 | 3-5 |
| 3.1.5.2 | 大気質測定 | 3-6 |
| 3.1.6 | 騒音 | 3-6 |
| 3.1.6.1 | 騒音源 | 3-6 |
| 3.1.6.2 | 騒音レベル | 3-6 |
| 3.1.7 | 海洋 | 3-6 |
| 3.1.7.1 | 水質 | 3-6 |
| 3.1.7.2 | 潮位変動 | 3-8 |
| 3.1.7.3 | 波向と波高 | 3-8 |
| 3.1.7.4 | 潮流及び海流 | 3-8 |
| 3.1.7.5 | 海岸域の水深 | 3-9 |
| 3.1.7.6 | 海岸浸食 | 3-9 |
| 3.2 | 生物資源 | 3-10 |
| 3.2.1 | 陸上生物 | 3-10 |
| 3.2.1.1 | 陸上植物 | 3-10 |
| 3.2.1.2 | 陸上動物 | 3-11 |

| | | |
|--------------------|-------------------|------|
| 3.2.2 | 水生生物 | 3-13 |
| 3.2.2.1 | 水生植物 | 3-13 |
| 3.2.2.2 | 水生動物 | 3-14 |
| 3.3 | 住民の居住と土地利用 | 3-14 |
| 3.3.1 | 土地利用状況 | 3-15 |
| 3.3.2 | 人口動態 | 3-15 |
| 3.3.3 | 収入源 | 3-16 |
| 3.3.4 | インフラストラクチャー | 3-16 |
| 3.3.5 | 交通 | 3-16 |
| 3.3.6 | 通信 | 3-16 |
| 3.3.7 | 電力 | 3-16 |
| 3.3.8 | 住宅と衛生 | 3-17 |
| 3.3.9 | 厚生施設 | 3-17 |
| 3.3.10 | 教育施設 | 3-17 |
| 3.3.11 | 水供給 | 3-17 |
| 3.3.12 | 主要経済活動 | 3-18 |
| 3.3.13 | 遺跡及び文化的要素 | 3-18 |
| 3.3.14 | 宗教関連施設 | 3-18 |
| 3.4 | 環境配慮・問題・地域の状況 | 3-18 |
| 3.4.1 | 物理的（水圏、気圏） | 3-18 |
| 3.4.2 | 生物的 | 3-19 |
| 3.4.3 | 社会文化的 | 3-19 |
| 3.4.4 | 経済的 | 3-19 |
| 第4章 - 予想される環境影響の評価 | | 4-1 |
| 4.1 | 建設段階の影響 | 4-1 |
| 4.1.1 | 固体廃棄物 | 4-1 |
| 4.1.1.1 | 発生源 | 4-1 |
| 4.1.1.2 | 環境への影響 | 4-1 |
| 4.1.2 | 輸送 | 4-1 |
| 4.1.2.1 | 材料及び機材の輸送 | 4-1 |
| 4.1.2.2 | 大気質への影響 | 4-1 |
| 4.1.3 | 騒音 | 4-2 |
| 4.1.3.1 | 交通による騒音 | 4-2 |
| 4.1.3.2 | 建設活動による騒音 | 4-2 |
| 4.1.4 | 排水及びその他廃液 | 4-2 |
| 4.1.4.1 | 下水、廃油、油漏れ、表層排水の影響 | 4-2 |

| | | |
|---------|---------------------------------|------|
| 4.1.5 | 自然に影響を与えるその他の活動 | 4-3 |
| 4.1.5.1 | 水文・水路・海岸活動 | 4-3 |
| 4.1.6 | 社会経済的環境への影響 | 4-3 |
| 4.1.6.1 | 人口と生活共同体 | 4-3 |
| 4.1.6.2 | 雇用と収入 | 4-3 |
| 4.1.6.3 | 土地利用とその計画 | 4-3 |
| 4.1.6.4 | 農業 | 4-4 |
| 4.1.6.5 | 工業開発 | 4-4 |
| 4.1.6.6 | 道路開発 | 4-4 |
| 4.1.6.7 | 歴史的価値のある地点 | 4-4 |
| 4.1.6.8 | 健康 | 4-4 |
| 4.1.6.9 | 海岸の利権、海上ターミナルやパイプライン周辺の漁業活動禁止区域 | 4-4 |
| 4.2 | 稼働による影響 | 4-5 |
| 4.2.1 | 固体廃棄物 | 4-5 |
| 4.2.2 | 排水及びその他廃液 | 4-5 |
| 4.2.3 | 温排水影響 | 4-6 |
| 4.2.3.1 | 拡散影響 | 4-6 |
| 4.2.3.2 | 取放水影響 | 4-6 |
| 4.2.4 | 大気汚染 | 4-6 |
| 4.2.4.1 | 煙突からの排出物質 | 4-6 |
| 4.2.4.2 | 拡散予測モデルとインプットデータ | 4-7 |
| 4.2.4.3 | 拡散予測結果 | 4-8 |
| 4.2.4.4 | 大気影響解析 | 4-8 |
| 4.2.5 | 騒音 | 4-8 |
| 4.2.5.1 | 騒音発生源 | 4-8 |
| 4.2.5.2 | 予測される騒音レベル | 4-8 |
| 4.2.5.3 | 騒音の影響 | 4-8 |
| 4.2.6 | 社会経済環境への影響 | 4-9 |
| 4.2.6.1 | 人口と生活共同体 | 4-9 |
| 4.2.6.2 | 雇用と収入 | 4-9 |
| 4.2.6.3 | 土地利用とその計画 | 4-9 |
| 4.2.6.4 | 農業 | 4-9 |
| 4.2.6.5 | 工業開発 | 4-9 |
| 4.2.6.6 | 道路開発 | 4-9 |
| 4.2.6.7 | 歴史的に価値のある地点 | 4-9 |
| 4.2.6.8 | 健康 | 4-10 |

| | | |
|----------------|---|------|
| | 4.2.6.9 海岸の利権、海上ターミナルやパイプライン周辺の漁業活動禁止区域 | 4-10 |
| 4.3 | 建設及び稼働段階におけるその他の影響 | 4-10 |
| 4.3.1 | 排水水路 | 4-10 |
| 4.3.2 | パイプライン | 4-10 |
| 4.3.3 | 送電線 | 4-11 |
| 第5章 - 影響緩和対策 | | 5-1 |
| 5.1 | 提案される影響緩和対策 | 5-1 |
| 5.1.1 | 大気質 | 5-1 |
| 5.1.1.1 | 建設段階 | 5-1 |
| 5.1.1.2 | 稼働段階 | 5-1 |
| 5.1.2 | 騒音 | 5-1 |
| 5.1.2.1 | 建設段階 | 5-1 |
| 5.1.2.2 | 稼働段階 | 5-1 |
| 5.1.3 | 水質 | 5-1 |
| 5.1.3.1 | 建設段階 | 5-1 |
| 5.1.3.2 | 稼働段階 | 5-2 |
| 5.2 | 偶発的事故対策 | 5-2 |
| 5.3 | 環境を考慮した便益費用分析（拡大型便益費用分析） | 5-2 |
| 5.3.1 | 経済費用 | 5-2 |
| 5.3.2 | 経済便益 | 5-4 |
| 5.3.3 | プロジェクトの経済評価結果 | 5-5 |
| 5.3.4 | 経済的観点からの感度分析 | 5-6 |
| 5.4 | 移住計画 | 5-7 |
| 5.4.1 | 序論 | 5-7 |
| 5.4.2 | 原則及びガイドライン | 5-8 |
| 5.4.3 | 土地取得及び住民移住計画 | 5-8 |
| 5.4.4 | 住民参加 | 5-11 |
| 第6章 - モニタリング計画 | | 6-1 |
| 6.1 | 必要性 | 6-1 |
| 6.2 | 計画の概要 | 6-1 |
| 6.3 | 資金 | 6-1 |
| 6.4 | 報告 | 6-1 |
| 6.5 | 緊急事態への対処内容 | 6-1 |
| 第7章 - 勧告・結論 | | 7-1 |

添付資料

| | |
|---------------------------|------------|
| ANNEX 1 参考資料 | ANNEX-1-1 |
| ANNEX 2 関係者一覧 | ANNEX-2-1 |
| ANNEX 3 住民、NGO、その他機関からの意見 | ANNEX-3-1 |
| ANNEX 4 TOR | ANNEX-4-1 |
| ANNEX 5 風向・風速分布 | ANNEX-5-1 |
| ANNEX 6 水質調査結果 (CISIR) | ANNEX-6-1 |
| ANNEX 7 大気質調査結果 (NBRO) | ANNEX-7-1 |
| ANNEX 8 騒音調査結果 | ANNEX-8-1 |
| ANNEX 9 動植物資料 | ANNEX-9-1 |
| ANNEX 10 大気拡散予測 | ANNEX-10-1 |
| ANNEX 11 騒音予測 | ANNEX-11-1 |
| ANNEX 12 温排水拡散予測 (LHI) | ANNEX-12-1 |
| ANNEX 13 補償調査 (TEAMS) | ANNEX-13-1 |

ABBREVIATIONS USED

| | | |
|-----------------|---|--|
| μ m | - | Micro meter |
| BOD | - | Biochemical Oxygen Demand |
| °C | - | Degrees Celsius |
| CEA | - | Central Environmental Authority |
| CEB | - | Ceylon Electricity Board |
| CO | - | Carbon Monoxide |
| COD | - | Chemical Oxygen Demand |
| EIA | - | Environmental Impact Assessment |
| GWL | - | Ground Water Level |
| ha | - | Hectare |
| HRB | - | Heat Recovery Boiler |
| HRSG | - | Heat Recovery Steam Generator |
| JICA | - | Japan International Cooperation Agency |
| kg/s | - | Kilograms per Second |
| km | - | Kilo Meter |
| kV | - | Kilo Volt |
| LPG | - | Liquefied Petroleum Gas |
| m | - | Meter |
| mg/l | - | Milligrams per Liter |
| mm | - | Millimeter |
| M.S.L. | - | Mean Sea Level |
| MVA | - | Mega Volt Amperes |
| MW | - | Mega Watts (1,000 kilo watts) |
| NO _x | - | Nitrogen Oxides |
| OECF | - | Overseas Economic Co-operation Fund of Japan |
| PAA | - | Project Approving Agency |
| Pb | - | Lead |
| pf | - | Plant Factor |
| RDA | - | Road Development Authority |
| SO ₂ | - | Sulfur Dioxide |
| SPM | - | Suspended Particulate Matters |
| SPMB | - | Single Point Mooring Buoy |
| SS | - | Suspended Solid |
| t | - | Ton |
| t/hr | - | Tons per Hour |
| TOR | - | Terms of Reference |

LIST OF TABLES

| Table No. | Description |
|-----------|---|
| 2.1 | Typical Combined Cycle Performance Figures for Various Options and Configurations |
| 2.2 | Properties of Auto Diesel Oil |
| 2.3 | Breakdown of Historical Electricity Sales |
| 2.4 | Consumption of Energy by Sectors |
| 2.5 | Energy and Peak Load Forecast - Base Case 1994 |
| 2.6 | Base Case Results - Generation Expansion Planning Studies - 1997 |
| 2.7 | Capacity Balance |
| 2.8 | Energy Balance |
| 3.1 | Rainfall Data at Katunayaka |
| 3.2 | Relative Humidity Data at Colombo |
| 3.3 | Atmospheric Temperature Data at Katunayaka |
| 3.4 | Frequency of Wind Direction and Speed |
| 3.5 | Frequency of Ambient Stability at Katunayaka |
| 3.6 | Minimum and Maximum Values Recorded for Selected Water Quality Indicators |
| 3.7 | Water Quality at the Hamilton Canal and the Sea |
| 3.8 | Current Traffic Volume at Welisara on the Colombo-Negombo Road |
| 3.9 | Ambient Air Quality |
| 3.10 | Ambient Noise Level at Boundary of the Site |
| 3.11 | Sea Water Temperature and Salinity |
| 3.12 | Current Characteristics of the Sea in front of the Site |
| 3.13 | Social and Economic Situations of Wattala Division |
| 4.1 | Solid Waste Produced During Construction Period |
| 4.2 | Increase Ratio by Construction Vehicles During Construction Phase |
| 4.3 | Input Data for Noise Level Estimation During Construction Phase |
| 4.4 | Estimated Noise Level at 4 Points on the Boundary |
| 4.5 | The Estimated Employment Opportunities During Construction |
| 4.6 | Summary of Compensation and Land Acquisition |
| 4.7 | Parameter and Dimension Used in the Prediction |
| 4.8 | Maximum Ground Level of One Hour Average Value and the Distance (150MW) |
| 4.9 | Maximum Ground Level (S = 0.50%, NO _x = 61 ppm, SPM = 13 ppm) |
| 4.10 | Increase Ratio by Vehicles at Regular Inspection Period During Operational Phase |
| 4.11 | Input Data for Noise Level Estimation During Operational Phase |

| Table No. | Description |
|------------------|---|
| 4.12 | Estimated Noise Level at 4 Points on the Boundary |
| 4.13 | Employment Opportunities During Operation and Maintenance |
| 5.1 | Calculation of Economic Internal Rate of Return |
| 5.2 | Calculation of Economic Internal Rate of Return |

LIST OF FIGURES

| Figure No. | Description |
|------------|---|
| 2.1 | Location of Project Site |
| 2.2 | Conceptual Site Layout Plan for 1:1:1 Configuration |
| 2.3 | Conceptual Site Layout Plan for 2:2:1 Configuration |
| 2.4 | Kerawalapitiya Combined Cycle Power Plant Single Line Diagram |
| 2.5 | Construction Schedule of Kerawalapitiya Combined Cycle Power Plant |
| 3.1 | Muthurajawela Structure Plan Concept |
| 3.2 | Average Annual Rainfall in Sri Lanka |
| 3.3 | Wind Roses |
| 3.4 | Vertical Section of Layer |
| 3.5 | Water Flow Pattern in Muthurajawela During the Dry and Wet Seasons |
| 3.6 | Sampling Stations for Water Quality |
| 3.7 | Road Distribution Around the Project Site |
| 3.8 | Current Rose (May 13, 1998) |
| 3.9 | Shore Line Changes at Crow Island Reconstructed from Historical Maps Aerial Photographs |
| 3.10 | Local Government Districts in Wattala Division |
| 3.11 | The Age Structure of the Squatter Population in the Muthurajawela Marsh |
| 3.12 | Main Infrastructure Facilities in Gampaha District |
| 4.1 | Estimation of Noise Level from Construction Activity |
| 4.2 | Location Map for Working Area of SPM Buoy and Submarine Fuel Pipeline |
| 4.3 | Location Map for Working Area of Intake Tower and Pipeline |
| 4.4 | Waste Water Flow |
| 4.5 | Predicted Dispersion of Cooling Water (150MW) |
| 4.6 | Predicted Concentrations of SO ₂ (150MW, SO ₂ = 0.5%) |
| 4.7 | Predicted Concentrations of NO _x (150MW, NO _x = 61 ppm) |
| 4.8 | Predicted Concentrations of SPM (150MW, SPM = 13 ppm) |
| 4.9 | Predicted Spatial Dispersion of SO ₂ 1996 |
| 4.10 | Predicted Spatial Dispersion of NO _x 1996 |
| 4.11 | Predicted Spatial Dispersion of SPM 1996 |
| 4.12 | Predicted Spatial Dispersion of SO ₂ 1997 |
| 4.13 | Predicted Spatial Dispersion of NO _x 1997 |
| 4.14 | Predicted Spatial Dispersion of SPM 1997 |
| 4.15 | Estimation of Noise Level from Main Facilities During Operational Phase |

| Figure No. | Description |
|-------------------|--|
| 4.16 | Location Map for Restricted Area of SPM Buoy |
| 4.17 | Location Map for Restricted Area of Intake Tower |

要 約



要 約：

プロジェクト

セイロン電力庁 (CEB)は、スリランカ国の発電、送電及び配電に関して責任を負っており、スリランカ国の将来における電力需要に見合うよう発電量の増強を計画している。CEBが作成した1995～2009年の長期発電拡大計画によると、需要の増加に対して数機の小型火力発電所が1996～1999年の間に必要となることが確認されている。

コロンボ市から北方のケラワラピティヤにある造成地に建設予定の150 MWコンバインドサイクル火力発電所は、将来の需要に対して経済的に優れた計画の1つである。

環境影響評価書

本プロジェクトの環境影響評価書は、セイロン電力庁(CEB)及び国際協力事業団(JICA)により作成された。

開発計画

計画されている発電所は、約28haの敷地内に設置され、将来同容量のプラントを4基増設できるスペースがある。本プロジェクトで計画されているプラントは、150MWの出力を有し、100MW級ガスタービン1基または50MW級ガスタービン2基、及び50MW級蒸気タービンから構成されている。

ボイラ補給水は、プラント運開後2、3年間は海水淡水化装置により供給され、その後、国営上下水道公社より供給される計画である。供給水量はおおよそ毎時55トである。蒸気タービン(復水器)への冷却水供給方法には、2つの方法がある。1つは、直接海水冷却水方法であり、もう1つは、湿式冷却塔方式である。前者の場合、毎秒約3,700kgの海水が必要であり、後者の場合は毎秒約100kgの淡水が必要となる。

本プラント用の燃料としては、オートディーゼル油が使用される予定である。本プラント用としては、年間約184,000トンの燃料が必要である。このため、15,000トン、1基及び8,000トン、2基の燃料油貯蔵タンクが発電所構内に建設される計画である。

発電所構内には、220kV開閉所が建設される。プラントで発電された電力は、環境への影響が少ないルートで220kV架空送電線により既設コツゴダ変電所に送電される。

計画されているプラントは、中短期間での電力需要に対応すべく、ベースロードで運用され、最小コストで発電容量を拡大できる方式として位置づけられている。

スリ・ランカ電力庁は、日本政府による非常に優遇された融資を期待している本プロジェクトの実施を優先案件と考えている。

代替発電所

経済評価/財務分析においてコンバインドサイクル発電所と比較すべき代替発電所は、次の理由により油焚従来型発電所とした。

1. 発電所として最も信頼性のあるものの1つである。
2. 同容量が適用できる。
3. 燃料油及び海水冷却復水器系統が適用できるので、同じ設備が適用でき、土木工事の価格差が少ない。
4. 石炭焼き火力発電所に見られるような追加設備及び設置スペースが不要である。
5. 環境に対する影響は、同程度と予想される。
6. 土木工事期間は長期に亘るので、建設期間は同程度である。

代替発電所の仕様は、次の通りである。

- | | |
|-------------|--|
| 1. 出力 | : 150MW |
| 2. 主要機器及び台数 | : ボイラ 1基、タービン1基、排煙脱硫装置1台 |
| 3. 燃料 | : 重油(硫黄分2.0%) |
| 4. 燃料消費量 | : 33,100 kg/hr (150MW時) |
| 5. プラント効率 | : 38% (発電端) |
| (高位発熱量基準) | 35% (送電端) |
| 6. 排ガス組成 | : SO _x 265ppm NO _x 200ppm |

環境の現況

発電所計画地点は、Western Province、Ganpaha Districtにあるコロombo市より北方約10 kmに位置するインド洋に面した地点である。本地点はケラワラピティヤ埋立計画により埋め立てられた造成地の一部であり、Muthurajawelaと呼ばれる湿地帯の南部に作られた工業及び住居地域である。

計画地点は海砂で埋め立てられ、平均水面 (M.S.L.) より約1.5~1.8 m高くなっており、その海砂の厚さは約2~3 mである。湿地帯の上層部は比較的柔らかいピート層から成っており、地下約9 mの位置に砂層が形成されている。

計画地点の西側にはKelani川とNegombo Lagoonを結ぶHamilton Canalが海岸と並行に南北に流れている。東側にはOld Dutch Canalが流れ、Hamilton Canalと多くの小さな水路により結ばれている。

計画地点の西側約1 kmには海岸があり、斜度1/120の比較的浅い海が広がっている。この海岸より南約8 kmにはKelani川河口が、河口からさらに南約2 kmにはコロombo港が存在する。

気候は年間降雨量2,000~2,500 mm、平均気温が28℃前後で比較的湿度の高い地域となっている。

環境影響評価のための調査範囲は、大気及び海象調査に関しては計画地点を中心に半径10 km圏内、その他の調査については半径2 km圏内とした。送電線に関する調査範囲は、ルートに沿って左右50 mずつ計100 mの幅で行った。計画地点から半径2 kmの範囲には17の村落 (Grama Niladari divisions) があり、その人口は約66,000人である。住民の多くは適切な教育

を受けている地域であるが、この地域に生活する3分の1の世帯は政府から経済的援助を受けている。本プロジェクトの建設段階において、期間は限られているが多くの労働者が地元より雇用される計画である。

予測される環境への影響

(1) 大気質

NO_x、SO₂及びCO₂は火力発電所が燃焼するいかなる燃料からも排出される物質である。コンバインドサイクル火力発電所は最も高い燃焼効率を有するため、発電量に対する大気汚染物質排出量が他の火力発電と比較して最も小さいことになる。燃料には硫黄含有率が最大0.5%のオートディーゼル油が使用される。また、蒸気噴射及び水噴射によりNO_xを制御する設備を設ける計画となっている。

調査範囲内で実施された調査の結果から、現状の大気質はスリランカ国環境庁（CEA）が定めた環境基準を満たしていることが確認された。

建設段階においては、工事作業からの埃の発生による影響が考えられるが、この影響を極力低減するために、工事区域において頻繁に散水を行う対策を講ずる。

発電所稼働時における大気拡散の予測については、米国環境保護庁（USEPA）が開発したコンピュータモデルを用いて行った。この結果によると、NO_x、SO₂及びSPMの濃度はスリランカ国環境庁（CEA）が定めた環境基準を満たしていることが確認された。

(2) 騒音

発電所の建設及び稼働段階において騒音の発生が予測される。現状の発電所計画地点において測定された騒音レベルは、CEAが定めた基準を満たしていることが確認された。

建設段階において発生する工事車両からの騒音については、世界的に広く用いられている計算式により行った。この結果によると、工事車両からの騒音はスリランカ国で定められている最大許容範囲の騒音レベルを下回ることが確認された。

稼働段階において発電所から発生する騒音は、発電機を建屋の中に設置することにより最小限のレベルとなっている。発電所敷地境界において予測された騒音レベルは、スリランカ国で定められている最大許容範囲の騒音レベルを下回ることが確認された。

(3) 廃液及び温排水

建設及び稼働段階における発電所からの排水は、工事作業からの排水、発電所設備からの排水、衛生施設からの排水及び雨水等があげられる。工事作業からの排水は沈砂池といった水質処理対策により適切に処理した後運河に排水される。稼働段階における発電所からの排水は、排水処理装置により水質基準を満たす水質に処理した後海域に排水する。したがって、周辺環境に与える影響はほとんどないと考えられる。

発電所からの温排水はDickowitaと呼ばれる海岸域に排水されることとなる。温排水の設定温度差は10℃と予定している。排水量は3.6 m³/secであり、その流速は放水口で0.5 m/secである。EPAモデルを用いた温排水拡散予測結果によると、1℃上昇域は潮流が10 cm/secの場合

海岸線より約800mまで広がり、その面積は0.06 km²となる。温排水は放水後速やかに周辺の海水と混合され、その温度を短い距離の間に急速に下げていくことが予測される。放水速度が十分小さいこと、急速にその温度が低下すること、また、自然界における水温の変化を考慮すると、火力発電所からの温排水はこの地域の海生生物や漁業に重大な影響を与えるものではないと考えられる。

(4) 社会経済状況

調査範囲の地域では、湿地帯、水域、住居地域といった変化に富んだ土地利用状況がみられる。

本プロジェクトでは住民の移住又は用地取得が送電線ルート、取放水路及びアクセス道路地域において必要となる。住民の反感を避けるため、移住及び用地取得に当たっては適切な補償を行うと同時に十分に計画された移住計画に基づき実施するものとする。

建設段階において、限られた期間ではあるが地元からの雇用が期待できる。

したがって、移住及び用地取得に際しては十分な配慮が必要であるが、発電所の建設が周辺住民に与える影響は少ないと考えられる。

影響緩和対策

本プロジェクトが環境に与える影響を削除、削減又は減少させるための影響緩和対策を以下に示す。

| 項目 | 段階 | 影響緩和対策 |
|------|------|---|
| 大気質 | 建設段階 | 工事作業から発生する埃は頻繁な散水により削減する。 |
| | 稼働段階 | 排出される大気汚染物質は効果的な煙突の設置により拡散される。 |
| 騒音 | 建設段階 | 発生する騒音を軽減するため、夜間における工事作業を制限する。 |
| | 稼働段階 | 施設の劣化に伴う騒音の発生を抑制するために、定期的な点検及びメンテナンス作業を行う。 労働者の健康を損ねることを防ぐため、耳栓等を配布する。 |
| 水質 | 建設段階 | 沈砂池等の適切な水質処理対策を実施する。 |
| | 稼働段階 | 中和凝集沈殿装置や油分離装置等により構成した排水処理装置を設置する。 |
| 災害対策 | 稼働段階 | 火災防止装置及び施設を設置する。 敷地外への漏洩を防ぐため、燃料タンクの周辺には防油堤等を設置する。 |

結 論

本コンバインドサイクル火力発電所は、比較的低公害のエネルギーによりこの国の急がれる電力供給に貢献するものである。負の環境影響は最新の技術をもって緩和される。建設段階における影響は最小であると予測され、また、必要な影響緩和対策は全て実施される計画である。よって、正の影響が負の影響に対して十分大きいため、このプロジェクトを実施することが望まれる。

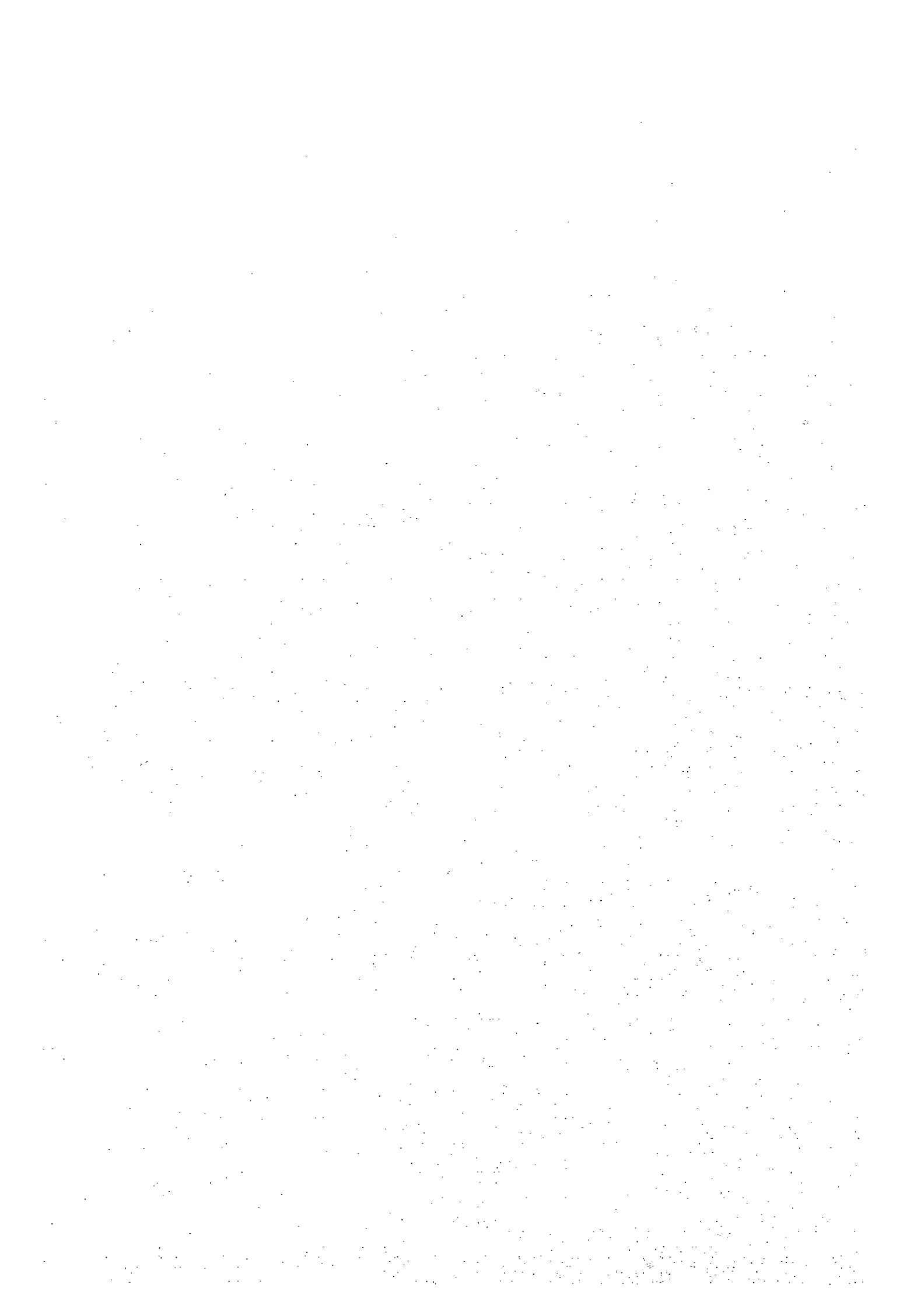
SUMMARY SCHEDULE OF LEVEL OF POLLUTANTS AND PROPOSED MITIGATION MEASURES

| Environmental Component & Pollutant | Existing Ambient Level | Maximum Contribution from Power Station | Predicted Ambient Level | Standard Specified | Proposed Mitigation & Monitoring |
|--|---|---|---|--------------------|--|
| Air Quality** (mg/m ³) | | | | | |
| SO ₂ (1 hr) | 0.051 | 0.135 | 0.186 | 0.20 | - Frequent watering - Effective stack arrangements - Regular monitoring for SO ₂ , NO _x , SPM will be done to ensure compliance with the required standard. |
| NO ₂ (1 hr) | 0.059 | 0.060 | 0.119 | 0.25 | |
| SPM (24 hr) | 0.266 | 0.006 | 0.272 | 0.50 | |
| Day of weekend | 0.287 | 0.006 | 0.293 | 0.50 | |
| Noise (dB(A)) | | | | | - Designed acoustic enclosure - Limited construction work during night time - Ear protection worn by workers - Regular monitoring will be done to ensure compliance with the required standard. |
| Day | 44 | +7 | 51 | 70 | |
| Night | 42 | +9 | 51 | 60 | |
| | Average Noise Level at the boundary | | Predicted Noise Level at the boundary during the operational phase | | |
| Effluent Water Quality | | | | | - Installation of waste water treatment system. - Regular monitoring will be done to ensure compliance with the required standards. |
| pH | 8.0 | 6.0-8.5 | Effluent from waste water treatment system will discharge into the sea with following the water quality standard. | Effluent Limits | |
| COD (mg/l) | (3.4 - 7.9)* | 0.3 | Waste water (5 l/sec) will be mixed and discharged with cooling water (3,600 l/sec). | 6.0 - 8.5 | |
| BOD ₃₀ (mg/l) | - | 0.1 | | 250 | |
| SS (mg/l) | < 10 | 0.2 | | 100 | |
| Oil & Grease (mg/l) | 3 | < 0.1 | Area of 1°C up will be about 800 m from the discharge point. | 150 | |
| Thermal Pollution (°C) | 32.7°C | ΔT = 10°C | | 20 | |
| Ecology Biodiversity | Contribution to overall biodiversity is small | Impact on biodiversity is insignificant | | 45 | - Detail study at the base of transmission towers will be done before constructing, in order to minimize the impact on biodiversity. |

NOTICE * : These data were obtained from the reference, "The Study Report on the Development of New Port of Colombo (1996)" [4].

** : Following emission condition was used on the prediction work. : Two point sources (keeping 50 m off) ; Gas flow rate (wet, m³/sec) - 148, respectively ; Concentrations - SO₂ 98 ppm, NO_x 61 ppm, SPM 13 mg/m³N ; Stack height above ground 80 m ; Gas exit temperature 170 °C ; Diameter of stack inside 3.2 m.

第1章 序 論



第1章 序論

1.0 一般事項

スリランカ電力省 (CEB)は、スリランカ国における電力の発電、送電及び配電に関して責任を有する国家機関である。

現在、CEBは、総出力1,135MWの水力発電所15ヶ所と総出力 405 MWの火力発電所2ヶ所を所有及び運用している。

CEBが行った長期発電拡張計画調査によると、火力発電による300 MW容量の電力が2001年には系統に追加される必要があることがわかっている。本計画である Muthurajawelaにおける150 MWコンバインドサイクル火力発電所は、増加する需要を満たすための計画の中の1つである。

1.1 計画の目標

現在、スリランカの電力は、その需要を水力発電、ディーゼル及びガスタービン、等による火力発電によりまかなっている。既に経済的な水力発電は開発されており、潜在的に残る水力発電の開発には過度のコストと環境への影響が伴うこととなる。したがって、火力発電所の開発が需要にみあうための最高の選択であると考えている。

計画されているコンバインドサイクル火力発電所は、85%の利用率で年間1110 GWhの電力を供給することができる。

1.2 環境影響評価書の目標

スリランカ国家環境法No 47 (1980) のIV部C、法No. 56 (1588、NEA) により改訂、の条項に基づき、本プロジェクト及び機関は認可を受ける必要のあるものと決定された (指定事業)。

計画されている150 MWコンバインドサイクル火力発電所は、以下の理由により指定事業と見なされる。

- I 25 MW以上の出力を有する火力発電所である。
- II 長さ10 km以上、電圧50 kV以上の送電線を有する事業である。
- III 長さ1 km以上のパイプラインを有する事業である。
- IV 一部が沿岸域に位置する事業である。

CEBはスリランカ環境省(CEA)に対して予備的な情報を国家環境規則No. 1 (1993) に基づいて提出した。CEAはスリランカ灌漑電力省を本プロジェクトの Project Approving Agency (PAA)として認定している。

本環境影響評価書は規則により定められたPAAが本プロジェクト用に作成した指示書(TOR)を基に作成されたため、本評価書の提出先はPAAとなっている。

本報告書は、計画の申請及び公的参照手順の一部を形成している。住民からの意見が提出された場合、追加で対応する。

1.2.1 環境影響評価書の目的

環境影響評価書の主な目的は以下のとおりである。

- 本計画以外の開発に関する環境の変化を含めた現況における計画地域の状況を記載する。
- 計画地点における環境上重要と思われる項目を確認する。
- 本計画により発生する主な影響を確認する。
- 本計画の実施を中止せざるを得ないほど重大な環境への影響がある場合、その影響を確認する。
- 計画による影響の緩和対策又は補償を提案する。
- 可能であれば追加の対策及び補償を提案する。
- モニタリング及び環境管理計画を提案する。
- 環境モニタリング計画を策定する。

本環境影響評価書は、Muthurajawelaに計画される地理的及び技術的に定義付けされたコンバインドサイクル火力発電所の影響について記載する。

1.3 発電に関する政策

スリランカ政府により受諾されている電力開発に関する要素は以下のとおりである。

- スリランカで必要な基礎的電力の供給。
- 最小コストで電力需要を満たすエネルギー資源の最適条件の選定。
- 社会経済的発展を促進するためのエネルギー資源の最適化。
- 電力の生産及び使用におけるエネルギー資源の保全と浪費の解消。
- 森林及び非森林燃料資源の開発と管理。
- 海外エネルギー資源への依存の削減及びエネルギー輸入源の分散。
- エネルギー分野の発展が可能となる価格政策の適用。
- 電力安定供給と価格安定の保持。

エネルギー分野を発展及び管理するための人的能力の確立。

1.4 マスタープランとの整合性

Muthurajawelaマスタープランの開発は1964年の閣議準委員会でMuthurajawelaに水田をこれ以上実施させないという決定より始まった、一連の動きによる結果である。

1989年にGreater Colombo Economic Commission (GCEC, 現在の BOI Sri Lanka)は、生態系調査についてオランダ政府の援助を受けてMuthurajawelaマスタープランの作成を行った。この報告書が、“Environmental Profile of Muthurajawela and Negombo Lagoon”である。

1989年1月25日の政府決定にしたがって、マスタープランの目標は、Muthurajawela湿地帯の環境面を配慮しつつ発展させることである。

Muthurajawelaの埋立（海砂による埋立）は都市地区を形成するマスタープランの重要な部分であり、開発と雇用の促進を助長するインフラを整備し、工業地域を具体化することとなる。

本計画は地域の環境を配慮しつつ社会経済の発展のため、インフラの整備を行うものであり、よってこの計画はマスタープランの目的に合致しているものである。

1.5 調査の範囲

環境影響評価の範囲はPAAより提示されたTORに示されている。

1.5.1 一般的環境配慮事項

一般的に、非生物、生物、社会経済といった3つの環境要素について考慮する必要がある。環境の特徴は、本計画により影響を受ける全ての要素を網羅しなければならない。すなわち配慮事項の選択、方法の選択、配慮必要事項の解析、性質、プロジェクトが与える影響を考慮する必要がある。したがって、可能な限り望ましくない影響を削減する目的でプロジェクト計画の中で環境への配慮を適切に組み込むために、環境専門家と技術者が共同でプロジェクト設計及び計画に関与することが重要である。

1.5.1.1 非生物的環境

非生物的環境には、気象（気候、大気）、地殻（地質、土壌）、水文（表層水、地下水）等の物理的及び非生物の環境要素といったものが含まれる。本プロジェクトはこれらの要素に影響を与える可能性が考えられる。

1.5.1.2 生物的環境

生物的環境には、動植物が含まれる。指定された調査範囲全域に生息する動植物をあげることは不可能である。しかしながら、調査は生物指標及びプロジェクトにより影響を受ける種について集中的に調べる必要がある。動植物は非生物的環境や人間活動により大きく影響される。本調査は陸上及び海域に生息する動植物について調査を行う。

1.5.1.3 社会環境

調査範囲に生活する人々の実態について記載する。また、これらの人々により利用されている自然資源（農業、漁業等）や、本プロジェクトにより影響を受ける居住者に対する補償についても同様に記載する。

1.5.2 影響対策

本環境影響評価書には、プロジェクトが与える主な影響を明らかにし、これら影響に対する対策について記載する。一般的に以下に示す3つの影響緩和対策がある。

- 回避：影響の発生を防ぐ最上策であり、特別な適応策により成し得る。
- 削減：避けられない場合、特定の技術や設計によりできる限り影響を削減する。
- 補償：重大な影響により回避又は削減不可能である場合、適切な補償を行う必要がある。

1.5.3 制限

本環境影響評価書は、フィージビリティ調査と同時期に準備されたものである。したがって、本書はフィージビリティ調査の重要な一部分であり、単独のものではない。

1.6 計画の概要

要約の部分では環境の現況、予測される影響、影響緩和対策、モニタリング及び環境管理計画、結論に関する内容を簡潔な形で記載した。主要な問題点及び解決策の概要がわかりやすく記載し、また、個々の目的に沿った章の概要を把握するために有効である。

第2章は、プロジェクトの特徴について記載した。記載した特徴は、主に環境に対する影響が考えられる要素についてであり、詳細な技術面についての記載は避けた。

第3章は、環境の現況について記載した。非生物、生物及び社会環境に分かれている。

第4章は、プロジェクト実施によりおこる影響について記載した。前半では工事中の影響に関して記載し、後半では供用後に考えられる影響について記載した。

第5章では、第4章と同様な構成となっており、影響緩和対策について記載した。第4章で明らかとなった影響に対する緩和策が示されている。重要な影響がないものについては、緩和策を設けていない。

環境は非常に複雑な構成であり、自然や人工的におこる様々な要素により常に変化している。ある影響を明らかにし、影響緩和対策が有効に作用するために、モニタリングを行う必要がある。第6章には、これらモニタリングについて記載する。

第7章には、特定の制度の方向付け等に関する環境管理計画について記載する。

最後に、第8章には調査により得られた結果について記載する。

1.7 計画に必要な認可

1.7.1 Coast Conservation Department (CCD)

本計画の一部（燃料パイプライン及び冷却水パイプライン）は、以下のCoast Conservation Act, Number 57（1981）に定義づけられる沿岸域に建設される。

「平均最高水位における陸域300 mの範囲であること、平均低水位における水域2 kmの範囲であること、一時的に海域と接する場合を含む河川、小川、湖沼又はその他水域であること、自然の進入路の間の線に垂直に計測して2 kmを越える陸域の境界（平均低水位として定義される）であること及びこれらの河川、小川、湖沼又はその他水域を含む地域であること」。平均最高水位は、平均水位より0.6 m上側とする。また、平均低水位は、平均水位より0.6 m下側とする。

Conservation Act, Number 57, of 1981によりディレクターの許可が必要となる。したがって、CEBはCCDにケラワラピティヤの該当地域に計画している150 MWのコンバインドサイクル発電所の情報を提供した。

CCDからの許可は以下の場合発行される。

- a./ 沿岸管理計画に反していない場合
- b/. 安定、生産及び環境に重要な影響を与えない場合

1.7.2 Marine Pollution Prevention Authority (MPPA)

MPPAはMarine Pollution Prevention Act, Number 59（1981）により規定されている。本法は、スリランカ海域に進入する全ての船舶に対し、石油、石油化学製品、有機溶媒、有機及び無機混合物、下水及び廃棄物による汚染に対する適切な対策が要求される。本法は船舶からの汚染防止に関する国際協定(the MARPOL 1973 / 1978 Convention)を含む。本計画に関係する全ての船舶は本法に従うことが求められている。

CEBがMPPAの意見を聞いた結果、本計画に対するMPPAの意見は以下のとおりである。

- (a) パイプラインは二重包装型とし、海底2 mに埋設することとする。
- (b) 以下に示す最低限の非常用対策設備を設置すること。
 1. 協議の元、適切な長さの張り出し棒を設置する。
 2. MPPAにより要求される分散剤の配置。
 3. 中型オイルスキマーの設置。

1.7.3 Wild Life Conservation Department

動物保護法（第469章、Act Numbers 44（1964）及びAct 1（1970）により改訂）及び動植物保護法、Number 49（1993）により動植物は保護されている。本法は海域を含む保護地区への進入の制限を定義している。

Muthurajawela保護区は、動植物保護法Number 49（1993）に基づく1996年10月31日付官報により公示されている。この保護区の南端は、本計画地点より約2 kmである。本計画地点には保護動植物は存在せず、付近にも生息していない。したがって本計画の建設は法律を犯すものではない。

発電所からKotugoda変電所まで建設予定の送電線は、本保護区の境界線を通過することとなる。

Wildlife Conservation Departmentの考えが記載される。

1.7.4 Sri Lanka Port Authority (SLPA)

燃料輸送パイプライン及び係留ブイはSLPAの管轄区域外に設置される。SLPAの意見が記載される。

1.7.5 Urban Development Authority (UDA)

No. 41（1978）法により設置されたUrban Development Authority (UDA)は、社会環境に関する計画の策定及び特定地区の発展に貢献するものである。UDAは、Muthurajawela地区を特定区域として公示している。これによると、SLLRDCはUDAが策定した本計画を実施することとなっている。埋め立て作業は、UDAにより準備されたMuthurajawelaに関するマスタープランの一部である。

本法のpart II、8J部に基づき、CEBは本計画実施の許可を得る必要がある。

1.7.6 Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporation (SLLRDC)

ケラワラピティヤ埋め立て地区は現在の所 Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporation (SLLRDC)に所属している。したがって、いかなる事業もSLLRDCの許可が必要となっている。

1.7.7 Local Authority

関連団体としてはWattala Pradesiya sabhaがある。

本計画に対する意見をWattala Pradesiya sabhaから聞く必要がある。

1.7.8 Department of Fisheries and Aquatic Resources

漁業水域資源法 No.2、1996年、セクション36

法のセクション36は、漁業専用水域の指定に関するものである。

この指定された水域では、以下の目的を実施するに当たり、漁業及び水域資源局長又は局長より権限を委譲された人物による許可が必要である。

- (1) 全ての専用水域におけるいかなる漁業への従事
- (2) 採掘
- (3) 珊瑚又はいかなる水域資源の収集、採集又は加工
- (4) 砂または砂利の浚渫又は掘削

- (5) 廃棄物または他のいかなる汚染物質の排出又は廃棄
- (6) 専用水域内での魚又は水域資源、それらの繁殖地域、生息環境に対するいかなる攪乱、妨害又は破壊
- (7) 専用水域内の土地又は水域でのいかなる建物又は他の構造物の建設、組立

これらの行動は、セクション61(o)に基づく取り上げられている。
本計画により利用される水域は、本法による専用水域の指定を受けていない。

1.7.9 Road Development Authority (RDA)

本プロジェクトの建設作業に際して重機材の運搬が国道A3を通過して行われる。
Kelani橋の通過にはRDAの許可が必要となる。

1.7.10 Environmental Licensing of Project

1988年法のPart IVAにより水域、陸域及び大気への拡散には許可が必要となる。
1988年法のPart IVBにより水質の排出基準が設定されている。国家環境規則 Number 1 (1990) は、水質の基準及び許可に関して設定している。1996年5月23日付官報 Number 924/12では騒音に関する基準及び許可について記載している。大気環境基準及び排出許可に関しては、国家環境規則 (1994) により定められている。

廃棄物に関する国家環境規則は、許可及び収集、輸送、貯蔵、リサイクル、廃棄について設定している。本規則では人体及び環境に危険な廃棄物に関する対策を設定している。この廃棄物とは金属混合物、非金属、有機化学物質を含むものである。

1988年法及び関係法に基づき、CEBはCEAに対してプロジェクトの完了、排水に関する許可、排煙及び騒音の排出、廃棄物の処理に関して法的義務を有する。

1.7.11 Ministry of Defense

Ministry of defenseはケラワラピティヤの海岸線から約4.6 Kmの場所に建設予定の一点係留ブイの設置に関して同意している。

第2章 本プロジェクトの内容

第2章 本プロジェクトの内容

2.1 プロジェクトの目的及び範囲

CEB は、スリ・ランカ国における電力需要の増加に対応する可能性を分析するため、最小コスト電源開発計画を実施した。計画は15年間を網羅し、毎年更新される計画である。この計画の最新結果は、1996年7月に Long Term Generation Expansion Planning Studies 1996-2010 の報告書として出版されている。これによると、CEB は増加する需要に対し、いくつかの新しい火力発電所を設置する必要がある。計画されている150MW コンバインドサイクル発電所は、この目的のため2,000~2,001に運用に入るべき発電所の1つである。

本プロジェクトの主な受益者は、CEB、ランカ電力会社 (LECO)の消費者であり、住居、商業及び産業の消費者から成る地方当局である。居住地区における急速な産業化及び成長により、CEB は増加する需要に対してギアアップされなければならない。居住消費者の数は、CEB だけで10年前の50万に比較して150万に達している。

電力業界の拡大は、産業界の予測される成長に対して重要である。スリ・ランカに投資しようとしている外国投資家は、少なくとも継続的に電力が供給されることを確信する必要がある。電力開発に欠くことができない経済発展は、より良い生活水準及び人々の雇用機会も保証するであろう。

電力不足は、電力消費者に不便を与えるばかりでなく、国の経済成長に悪い影響を与え、強いては工業生産の減産という結果となるであろう。

ここで、電化されていない農村部の人々は、電気を使っている人々に比べて、家庭内の電灯に灯油を使うことでより多くの支出をしていることを述べなければならない。従って、より多くの発電容量の増加を盛り込んだ地方電化計画により、農村部の人々により大きな社会・経済的な利益がもたらされるであろう。

更に、もしこのプロジェクトが適切な時期に実施されない場合は、停電が避けられないであろう。売電の損失により歳入が減り、生産の損失が度重なる状態により国の経済にたいして非常に重大な打撃があるであろう。電力不足は、スリ・ランカ国における新たな投資に対する外国投資家を招聘しようとする努力に不利となる。

1998年以降、平年以下の降水量の年は、CEBは1982年及び1992年に見られたような深刻な電力不足を避けるため、電力供給は主に火力発電所に頼らざるを得ない。従って、ケラワラピティヤコンバインドサイクル発電所は必要不可欠となる。また、コンバインドサイクル発電プラントは、熱効率が高く、建設工期が比較的短いのでベース負荷の火力発電に見合った理想的な選択であると認識されている。

2.2 プロジェクトの概要

2.2.1 プロジェクトの位置

計画中のコンバインドサイクル発電所は、コロンボ市の北、12kmのガンバハ地区ケラワラピティヤの埋立地に建設される。

湿地を埋め立てた土地は、工業団地及び住居用として開発された。

2.2.2 設計概要及び発電所配置

計画の発電所は、150MWの出力を有し、100MWガスタービン1基又は50MWガスタービン2基からなり、各々に排熱回収ボイラが接続されている。ガスタービン用燃料としてオートディーゼル油を使用する。排熱回収ボイラで発生した蒸気は、50MW蒸気タービン発電機の駆動源となる。プラントからの排ガスは主煙突又は、バイパス煙突から排出される。

発電所予定地は、将来同容量のプラントが4機設置できる約28ha(500m×550m)の面積の所に位置する。発電設備の主要機器は次の通りである。

- a. ガスタービン発電機 (1台または2台)
- b. 排熱回収ボイラ (1台または2台)
- c. 蒸気タービン発電機 (1台または2台)
- d. 復水器冷却水設備
- e. 燃料供給、処理及び貯蔵設備
- f. 水処理設備
- g. 所内電源設備
- h. 高電圧電気設備
- i. 計装・制御設備
- j. 環境監視設備

- k. 電気及び機械共通設備
- l. 事務棟、操作室、工場及び倉庫

しかしながら、基本的な発電設備の構成は、最終的な設備の選択による。ガスタービンの数量及び型式は、最終的に請負業者による。

2.2.3 ガスタービン発電機

本プロジェクトには、ホットエンドドライブまたはコールドエンドドライブで出力が 50 又は 100MW のガスタービン発電機が採用される。

各ガスタービンの出口側には、単独運転ができるようにバイパスダンパー及びバイパス煙突が設けてある。

ガスタービン発電機 1 台－排熱回収ボイラ 1 台－蒸気タービン発電機 1 台及びガスタービン発電機 2 台－排熱回収ボイラ 2 台－蒸気タービン発電機 1 台の組合せによる標準的な配置を Figure 2.2 及び 2.3 に示す。

2.2.4 排熱回収ボイラ

排熱回収ボイラは、縦型または横型で、2 圧式である。

最終的な排熱回収ボイラの型式は、請負業者が決めることになる。

各ガスタービン及び排熱回収ボイラ出口には、バイパス煙突及び主煙突が設置される。80m 高さのバイパス煙突は、排熱回収ボイラが故障、休止及び起動時に排ガスを逃がすために設けられている。

一方、80m 高さの主煙突は、排熱回収ボイラからの排ガスを排出するための設備である。なお、定常運転時には、バイパス煙突から排ガスが排出されることはない。

補給水は、海水淡水化装置により供給され、国営上下水道公社からの補給も将来可能となるであろう。この水は、化学的なフィルターで処理される。

2.2.5 蒸気タービン

本コンバインドプラントでは、ガスタービンの数に係わらず蒸気タービン発電機は 1 台設置される。排熱回収ボイラからの高・低圧蒸気が蒸気タービ

かれる。蒸気タービンは、現地での平均大気条件で排熱回収ボイラの全負荷を受け入れられるように設計される。典型的な油焼きコンバインドサイクルの性能諸元を Table 2.1 に示す。

2.2.6 復水器冷却水系統

復水器冷却水系統は、以下の2案が考えられる。

直接海水冷却方式

毎秒 3,700kg の海水がアラビア海側からポンプアップされ、復水器に供給される。循環水ポンプ室は、発電所構内に設置される。冷却水は復水器を通り、10℃上昇した水が海に放流される。

湿式冷却塔方式

湿式冷却塔方式は、機械式通風機で冷却水の蒸発潜熱により冷却水をひやす方法である。従って、蒸発分を補給しなければならず、その量はキャリーオーバー分を含み、冷却水ブロー量の2から3%程度と言われている。その他に、冷却水をブローすることにより冷却水の凝縮を防ぐため、さらに水を補給する必要がある。合計で、毎秒 100kg の補給水が必要となる。

しかし、ケラワラピティヤ地区では、供給源となる淡水がなく、本プロジェクトには、このタイプの冷却方式は採用できない。

2.2.7 本プロジェクトに適用する燃料及び燃料供給設備

本プロジェクトに対する燃料の選択

スリ・ランカ国の国内情勢及び実績を考慮すると、本プロジェクト用の燃料としては、次の候補が挙げられる。

- ・液化天然ガス (以下、LNG)
- ・液化石油ガス (以下、LPG)
- ・ナフサ
- ・ヘビーディーゼル油
- ・オートディーゼル油

各燃料の特徴は以下の通りである。

- a. LNG の受入れについては、CEB または CPC は、初期段階から LNG プロジェクトに参加しなければならない。つまり、LNG の取引は柔軟性がなく、既存の LNG プロジェクトの規模に比較して、実質的な LNG の取引を確立するには本プロジェクトでの LNG 消費量が少なすぎるためである。
- b. 世界の LPG 市場は 1 つの企業に牛耳られているので、安定かつ適切な価格での供給が懸念される。シェルガスランカ社からの LPG の供給は、スリランカでのシェルガスランカ社の設備容量に限度があり、期待できない。
- c. ナフサを燃料として使えるガスタービンを有するガスタービンメーカーは限られている。ナフサをガスタービン用燃料として使用する場合、ナフサは揮発性が高いので、起動用としてディーゼル油等の別の燃料が必要となる。
- d. ヘビーディーゼル油はガスタービンに適用できるが、一般市場では流通しておらず、CPC は 1996 年以降この燃料の供給を停止している。
- e. オートディーゼル油はガスタービン用燃料として特に問題はなく、世界中の市場で流通しているので簡単に入手できる。

上記に述べたように、LNG, LPG, ナフサ及びヘビーディーゼル油はそれぞれ問題があるので、本プロジェクトにはオートディーゼル油が最も適していると結論づけられる。

オートディーゼル油の性状を Table 2.2 に示す。

燃料供給系統

ガスタービン用の燃料は、沖合の一点係留ブイに接続されたタンカーから揚油され、海底に敷設された燃料パイプラインにより燃料油貯蔵タンクに運ばれる。

オートディーゼル油を輸入する時の時間を考慮して、より大きな貯蔵容量が推奨される。15,000 トン 1 基、8,000 トン 2 基の燃料貯蔵タンクを設置することを推奨する。燃料供給システムには、燃料ろ過、計量及び処理装置を装備したポンプ室が含まれる。

2.2.8 水処理設備

水処理設備及び水貯蔵設備は、補給水用及び NOx 制御蒸気噴射用の純水を処理、貯蔵するために設置される。補給水用の淡水は、運開から数年間は海水淡水化装置より供給されるが、将来は国営上下水道公社から供給される予定である。供給量は毎時 55 トンである。

本プロジェクトでは、混床ポリリッシャー式の純水装置を採用する予定である。

2.2.9 電気設備及び高圧開閉所

発電機の数及び設計は、ガスタービン及び蒸気タービンの数及びサイズによる。ガスタービン発電機の容量は、50MVA 又は 100MVA 級であり、蒸気タービン発電機の容量は、50MVA 級である。220kV 母線および 6.6kV 母線がガスタービン及び蒸気タービンの起動用に設置される。GT2-HRSG2-ST1 のプラント構成の単線結線図を Figure 2.4 に示す。

2.2.10 排水、下水及び漏油処理

計画されている開発地区から発生する排水は以下の通りである。

- ・酸・アルカリを含むイオン交換樹脂の再生排水
- ・事務エリア及び仮設建設所から排出される下水
- ・発電所雨水、等
- ・ボイラブロー水
- ・ボイラ酸洗及び漏油事故を含む非定常排水

約 500 名の建設労働者及び約 80 名の運転・保守要員の下水は、下水処理設備に排水される。

全てのドレンを油分離槽により処理することで、いかなる漏油から汚染を防ぐことができる。油分離槽は定期的に検査、清掃され、スラッジは発電所構外に搬出される。ドレンの排出は、スリランカの法律に適合するように含油分が試験される。

ボイラからのブローダウンは、1 週間に 2, 3 時間行われる。ブローダウン水は減圧フラッシュタンクを經由して、ドレンピットに排水される。これは非常にきれいな水で、数 ppm に濃縮されたわずかなアンモニアとリン酸を含むだけであり、排水前に処理をする必要はない。

ボイラの酸洗は、通常、運開時及び約 5 年の不定期な間隔で行われる。酸洗には、通常、塩酸が使用され、少量の金属類ばかりでなく鉄の混合物を多量に含んだ排水が出る。酸洗による排水は、石灰または水酸化ナトリウムにより中和され、沈殿物は埋立用に発電所構外に搬出される一方、液体は安全に排水される。

ボイラのガス側の水洗は、堆積物を取り除くために時々、行われる。しかしながら、燃料としてオートディーゼル油を使用する場合、これらの堆積物は重大な問題とはならないだろう。

薬品の漏洩の危険性は、水酸化ナトリウム、塩酸、アンモニア及びヒドラジンのような主な薬品タンクの廻りに防液堤を設けることで避けることができる。

漏油の危険性

燃料油、潤滑油または他の油の漏洩は、水環境への大きな危険要因となる。全ての燃料油タンクに防油堤が設けられたとしても、パイプラインからの漏洩、変圧器からの漏洩、並びにドラム缶の取扱い、廃油などに危険が潜んでいる。油分離槽を設置することにより、海への漏洩等の危険性を最小限にすることができる。

処理後の排水は、冷却水に混ぜて放水される。

標準的な処理装置を設置することにより、排水基準を守れるであろう。各排水源からの排水量は下記の基準を守れるであろう。

排水基準

- TSS : < 150 mg/l
- Particle size of TSS : Floatable Solids, Max.: < 3mm
Settlable Solids, Max. : < 850 micron m
- pH : 6.0 to 8.5
- BOD : < 100 mg/l
- Oil and Grease : < 20 mg/l
- Temperature : < 45°C

- COD : < 250 mg/l
- Total residual chlorine : < 1.0 mg/l

2.2.11 アクセス道路

A3 国道と現地を結ぶ既存の道路は、発電機器及び設備の輸送のため改造される。

建設工事用のゲートが埋め立てられた工業団地用地の北西及び東側に設置される。

2.2.12 労働力

本プロジェクトの建設は、約 31 ヶ月を要する。この期間、ピークの労働者数は約 650 名の熟練労働者と非熟練労働者となるであろう。発電所の営業運転中は、技術者、技能者及び熟練・非熟練労働者から成る約 80 名の職員が雇用される。

2.2.13 建設工程

Figure 2.5 を参照ください。

2.3 本プロジェクトの妥当性

計画されている 150MW コンバインドサイクル発電所は、コロンボ市の北、ガンパハ地区の埋め立て地にあり、拡大する電力需要に合うため最小コスト解決法の一部を形成する。

CEB が行った長期電源開発計画により、増加する電力需要及び廃止される発電所の代わりとして新しい発電所を設置する必要がある。以下の文章には、過去及び将来の電力需要、本プロジェクトの必要性、並びに本プロジェクトが実施されなかった場合の結論が述べられている。

2.3.1 電力需要

CEB が行った研究によれば、2013 年までにシステムロス発電量の 14.6% に減少させ、2007 年までに負荷率を 58% に改善することにより、次の 20 年間は年平均で 7.1% の電力の伸びが予想されることを示している。

この成長の大部分は、農村部の電化計画の発展と、家電製品の使用の増加の結果として国内の電力消費量が伸びることに依存している。軽工業、医療、

履き物製造業および農業生産業界における電力の使用の増加は、需要の増加に大きく貢献している。

1990年代の初頭、94年、95年及び96年のピーク需要はそれぞれ12.1%、7.7%及び-1.2%の増加率を示している。1995年の最大電力需要は、980MWで、一方1996年は、計画停電により-1.2%の減少を示し、968MWに需要が落ち込んだ。Table 2.3に過去の電力需要の内訳を示す。

1992年は降雨量が平年を大きく下回り、水力発電所による発電量に多大な影響を与えた。1月から7月は、火力発電所を連続運転することによりバックアップしたが、4月及び5月は毎日、3から4.5時間の停電を余儀なくされた。マハベリ及びケラニ川の貯水池は、1982年の干ばつの時と同じように最低運転レベルまで水位が低下した。

1994年、1995年及び1996年における各業界毎の電力消費量をTable 2.4に示す。

Table 2.4 各業界毎の電力消費量

| | 1994 | 1995 | 1996 |
|-----|-------|-------|-------|
| 工業 | 39.6% | 39.0% | 37.9% |
| 商業 | 16.9% | 16.1% | 16.5% |
| 国内 | 25.5% | 25.9% | 28.6% |
| その他 | 18.0% | 19.9% | 17.0% |

工業及び国内業界の電力消費量のシェアは、近年増加されつつある。

2.3.1.1 将来の需要

CEBは、将来の電力需要を予測するために経済的予測モデル“Econometric Software Package”(ESP)を使っている。この予想方法は、電力需要と一人当たりの国民総生産、一人当たりの国内総生産及び人口のような社会経済的な指標との間の推測関係を基にしている。これら変動の衝撃と電力需要との相関関係が評価され、それから予測手法の一部としてモデルに挿入される。様々な社会経済的な要因に対する予測は、関係政府機関から得られている。

需要の変化の影響を増加するために3つの予測がCEBによって開発さ

れた。すなわち、ロウ、ベース及びハイ予測である。妥当性に対しては、ベース予測のみが考慮される。CEBは毎年、需要予測を最新化しており、最新のデータは、1996年に作成されたもので、使用されたベース予測をTable2.5に示す。1998年から2014年の間は、年平均の売電成長率は、8.1%/年まで増加する予想である。

2.3.2 本プロジェクトの必要性

将来の電力需要に見合うようにスリランカにより考えられた選択肢は、水力発電、化石燃料焼き火力発電、原子力発電及び再生可能エネルギーから成る。CEBの長期電源計画によると火力発電を系統に付加することを推奨している。CEBでは最適発電計画の開発や分析を行うために、主にWien Automatic System Planning (WASP III) が使われている。このソフトは、最小コストで電力需要に合う発電開発手順を最適化するものである。

1994年に実施された長期計画によると最小コストで電力需要に見合うように火力発電所を数基増設することを描いている。Table 2.6に電源開発計画のベースケースの結果を示す。これらの結果によると2000年~2001年に150MWのコンバインドサイクル発電プラントを建設する必要がある。

2.3.2.1 需要供給バランス

CEBの全設置容量およびエネルギーに関する1994年のCEBの予測をTable 2.7及び2.8に示す。ピークでの需要は、1997年の前半から水力発電所の全設置容量を超え、エネルギー需要は、1995年前半から水力エネルギーより高い。火力発電は、もし非常な湿度の高い状態が続ずかなくとも1994年から毎年、需要を賄うために必要である。しかし、1995年以降、たとえ水力の状況が良くとも、火力発電量を増やす必要がある。

2.4 代替案の評価

2.4.1 水力発電

現在、スリランカは設置容量1115MWの水力発電設備を持ち、年平均3,785Gwhの発電能力を有している。CEBは、ククレ(70MW)及びアッパーコトマレ(150MW)を建設する計画である。次の10年間の初頭にこれら発電所を完成させることは、スリランカの経済的に育てられた水力発電能力の殆どを利用することを意味している。

2.4.2 火力発電

次の火力発電プラントが長期電源計画で考えられている。

2.4.2.1 ディーゼル発電所

残さ油で当初、運転しているディーゼル発電所はいろいろある。ディーゼルプラントは、中速の場合、20MWまで容量アップが可能であり、低速の場合は、47MWまでアップ可能である。ディーゼルプラントの運転経費は、残さ油で運転しているのが比較的安い。初期投資がコンバインドサイクルプラントよりかかる。

2.4.2.2 ガスタービン発電所

長期電源計画では、ガスタービンは高品質燃料で運転している。このプラントは、一般的にピーク運転用ならびに短期間の運転用であるが、特に干ばつの際に水力エネルギーの不足を補うために必要である。

2.4.2.3 コンバインドサイクル発電所

このプラントは、ガスタービン及び蒸気タービンから構成されている。排熱回収ボイラは、ガスタービンの排ガスから熱を受け、蒸気を蒸気タービンに送っている。この結果、熱効率は約50%と高い。これは、ベース負荷要求に見合う中期での魅力的な選択肢である。

2.4.2.4 汽力発電所

汽力発電所は、他の化石燃料燃きの発電プラントに比較して初期投資が高い。しかしながら、使用燃料（油及び石炭）は比較的安い。発電所の位置は、大量の燃料を輸入する必要があるのでクリテカルとなる。例えば、石炭燃き発電所は、石炭を荷揚げするため海岸に棧橋が必要となる。しかしながら、石炭の場合、燃料費が安いので、長期のベースロード運転に対して魅力的な選択肢となることでその高い投資額を穴埋めしている。

2.4.2.5 原子力発電所

原子力発電所は、相対的に非常に高い投資額を伴う。原子力プラントの計画期間は非常に長く(6から10年)掛かる。加えて、これに対しては、公共的な受入れについて問題が伴うかもしれない。更に、スリランカの系統規模は、近い将来、大容量原子力発電所を誘致するには比較的小さい。

2.4.2.6 再生可能エネルギー

スリランカでは、電力について再生可能エネルギーの開発の可能性はある。最も適当な選択肢としては、風力、太陽光、波力及びバイオマス発電がある。再生可能エネルギー技術は、まだコストが高く、完全に開発されていない。結果として、このエネルギーは CEB の最小コスト分析には含まれていなかった。

2.4.3 地点の選定

理想的には、新しい発電所は需要の大きなところに近い位置に建設すべきであり、燃料の供給が容易であるべきである。土地造成会社により造成された土地は、コロンボ市の北で大需要地内にある。新発電所への燃料は、新設のパイプラインによりタンカーから供給される。

現地は既に顕著な工業地区として位置づけられており、本プロジェクトの開発には適している。対照的に、新しい土地を開発するにはより多くの時間と金が必要であり、既設発電所サイトでは建物より環境に対する影響がある。従って、新しい工業地区でのコンバインドサイクル発電所の建設が望ましい。

2.4.4 プロジェクトを実施しない場合の結果

プロジェクトを実施しない場合を評価するために、スリランカにおける成長するエネルギー需要に見合うように系統電力の代わりに使われているエネルギーの代替フォームで分析が行われた。分析は、次の 4 大ユーザーに分けて行われた。4 大ユーザーとは、住宅、商業、工業、LECO 並びに地方の配電当局である。

2.4.4.1 住民への影響

電気の国内消費量は、1996 年では CEB が供給した全電力量の 28.6% であった。電気の第 1 の使用は、電灯、電動ファン及びテレビやラジオのような娯楽機器であった。もし必要とされる発電所が建設されない場合は、次のような影響があるであろう。

- ・新しい消費者は電気が使えない。
- ・CEB がしばしば干ばつの状態をみて停電に踏み切った 1982 年と 1992 年と同じ状況が予想される。
- ・既存の消費者は日中及び夜間のピーク、即ち午前 10 時から正午ならびに午後 6 時から 9 時の間に、停電を余儀なくされる。

- ・これらの停電により個人消費者は灯油ランプのような別の照明を使わざるを得なくなる。これは、スリランカ経済に重い財政及び経済負担を課せることになる。
- ・子供の教育を妨げたり、街灯の不足による安全性の問題を生むであろう。

2.4.4.2 商業への影響

1996年は商業部門では、CEBが供給する全電力量の16.5%を消費した。この業界には、ホテル、事務所、商店及び政府庁舎が含まれる。もし、発電所が建設されない場合は、住宅部門で述べたコメントと同じことがここでも言える。これは、スリランカにおける経済発展を制限し、新たなビジネスチャンスに対する系統接続を遅らせることになる。

2.4.4.3 工業への影響

1996年は工業部門では、CEBが供給する全電力量の37.9%を消費した。工業部門での停電による経済の損失は、生産の減少により系統から電力を購入しなかった場合の損失の約10倍となることが見積もられている。この部門の代替電源としては、自家用のディーゼル油のような液体燃料を使用した発電機を使用することである。

このような発電機を使用している新規及び既存の消費者ともに、発電における経済の度合いの恩恵を受けないであろう。また、かれらはプロジェクトの投資に対するコストの増加する発電機を輸入するために資金を見つける必要がある。加えて、彼らは、発電設備の運転及び保守のため特別な職員を持つ必要がある。更に、これら小さな発電設備は比較的、効率が低いので、硫黄酸化物(SO₂)、一酸化炭素(CO)及び窒素酸化物(NO_x)の排出量を増加させることになる。

2.4.4.4 LECO 及び地方配電会社への影響

1996年、この部門は全消費電力量の17.0%を計上した。停電の間、電気を別に受けることはできない。街灯のような申請はなくなるであろう。街灯がなくなることは、交通事故や犯罪の増加に繋がる。地方当局自身は、住宅、商業及び小さな工業部門全てが影響を受けるので、消費者により厳しく監視されている。

2.4.5 エネルギー管理

スリランカでは電気の使用が十分に管理されている。しかしながら、多くのエネルギー管理対策の実施は、公共部門及び個人部門の両方で必要である。通常、ある勧誘を行うことは、初期資本投資を促進するのに必要である。

最適なエネルギー管理でさえ、ピーク需要時には 120～150MW の節約をなし遂げることは現実的でない。更に、発電所の廃止、急速な工業成長のため、新しい発電所の建設が無条件に必要となろう。

2.4.6 結論

プロジェクトの利益及びプロジェクトを実施しない結果を基に、スリランカにおけるエネルギー需要ばかりでなくピーク電力に対応するため、並びに電力部門の成長を維持するためにプロジェクトを進める必要がある。結果として、経済の他の部門においても、GDP の成長率を約 6%とするには、電力の成長率は約 9%必要と判断される。

代替案の選定

CEB は、水力や火力のような幾つかの発電プラント候補の技術的/経済的な変数を基に最小コスト開発計画を行った。資本費、運転・保守費及び建設期間が最小コスト開発計画に考慮されている。火力発電所では、典型的にピークでは、例えば低負荷では、最小コスト計画試験が開発計画手順に含むべき比較的高い運転経費の低投資コスト発電所となる。同時に、ベースロード運転に対して、例えば、高負荷率では、高い資本費と低い運転・保守費用の発電所が最小コスト計画で形成される。

経済への最小コストの結果として、実施される最も最適な発電所シーケンスは、これと需要における予想される成長から得られる。この場合、いかなる選定の代案が技術/経済的な利点及び電力系統に合う適合性の観点で考慮されている。上記を基に、発電容量の開発について最小コスト手順が結論付けられている。従って、2001 年に運開されるコンバインドサイクル発電所は、経済的に劣った解決として結論づけられることは明らかである。

燃料選定

燃料としては、調達が容易なこと、計画されている発電所からの SO₂ の排出が環境に与える影響を考慮すると、オートディーゼル油が良い。オートディーゼル油は、硫黄分の量が多くなく、優れた燃料である。

サイト選定

現在の形態では、ケラワラピティヤ地区の利用可能な土地が計画中の発電所には最適である。他のサイトでは、土地の取得、住民移転の可能性、燃料供給の燃料配管の敷設が必要である。

2.5 建設及び運転方法

2.5.1 工事計画

本プロジェクトの建設工程表を Figure 2.5 に示す。サイトでの工事は、1999年の四半期初頭から開始され、商業運転は 2001 年の初頭から開始されると予想される。主な工事計画を Table 2.5-1 に示す。

Table 2.5-1 工事計画

| 項目 | 寸法 | 備考 |
|--------|-----------------------|---|
| アクセス道路 | 2.0km | サイトへのアクセス道路は、A3 国道から分岐しており、2.0km の長さを補修する必要がある。補修後、アクセス道路は重量物、等の運搬に適するようになる。工事は、1998 年の初頭から開始される。 |
| 輸送 | | 重量物及び大型部品は大型輸送車により運搬される。小さい橋は、重量物を通すために新しい橋と交換される。工事は、土木工事計画にしめされるように 1999 年の四半期初頭に開始される。計画は 1998 年の半ばから 1999 年の初頭に決定される。 |
| 砂、砂利等 | 800,000m ³ | 現在、2 つの案が考えられている。即ち、沖合から砂を採取すること、及びサイトの北の砂浜から砂を採取することである。最終的な決定は、まだなされていなく、プロジェクトエンジニアと海岸保護局との間で議論中である。 |
| 建設現場 | | 建設現場は、650 名分の施設が必要である。詳細計画は、1998 年の半ばに行われる。現場事務所は、固形及び液体廃棄物を捨てる為の汚水廃棄設備が設置される。建設が終わると、建設事務所は解体される。 |

| 項目 | 寸法 | 備考 |
|----------|----|---|
| 労働力 | | Table2.5-2 に建設期間中のピーク労働力を示す。 |
| 仮設建設現場施設 | | 建設資材の貯蔵、駐車等の詳細は、1999年に計画される。サイトの25ヘクタールは建設用及び建設資材として使用される。海水の取水及び放水、燃料配管並びに送電線用の土地が必要である。 |

2.5.2 建設現場施設

貯蔵施設は必要な時期及び場所に設置される。全ての固体及び液体は、第4、5及び6章に記載されているように囲いの中に貯蔵され、漏洩は管理されている。汚水処理及び他の廃棄物は、第4章にその条項が記載されている。汚水処理施設の建設及び完成は、発電所のエンジニアリングの前に行われる。

2.5.3 建設資材の搬入

コロンボとの間の国道は、正常な状態である。荷重限度は軸重で15トン(耐荷重容量は、 $2.5t/m^2$)である。エラピイテワラでは、A3国道からのアクセス道路がサイトの西側に通じている。

アクセス道路は、改善及びアスファルト舗装が必要であり、この問題は4.1.2項で述べられている。

2.5.4 砂掘削

砂は建設現場の改良及びレベリング、並びに4.1.8項で述べられている混合セメントに対して必要である。砂は、海底からの採取、またはサイトの北にある砂浜から採取される。現時点では、砂の正確な供給源は決定されておらず、プロジェクト提案者と海岸保護局との間で議論中である。これら2つの供給源から砂を採取することに対する緩和対策は、5.1.3項に述べられている。

2.5.5 基礎

基礎は、地方の帯水層に達している。帯水層の活性化及び地下水の汚染を防止する対策は、第4章で詳細が議論されている。緩和対策は第5章に記載されている。

2.5.6 運 転

燃料輸送及び処理、排ガス処理、水処理、排水処理のような運転に採用すべき原則的な方法は、それらが異なる発電機器と密接な関係があるので、2.2 項(プロジェクトの概要)に述べられている。

2.6 労働力

150MW の建設時期を通して必要となる労働者の最大数を Table 2.6-1 に示す。労働力は出来る限り地方から引き抜く。遠い町から雇った労働者には、仮設の宿泊施設をサイト内に建設する。他の宿泊施設は、サイト周辺の村落から見つけ出す。

Table 2.6-1 労働力数

| 年 | 労働者数 |
|------|------|
| 1998 | 250 |
| 1999 | 400 |
| 2000 | 650 |
| 2001 | 300 |

2.7 経済評価

推奨される緩和対策への正確なコストは、即ち、移転に必要な補償、発電所周辺の社会基盤整備への改善に対しては、CEB が調査を行った。これらに関する全ての費用は、CEB により慎重に審査され、発電所に割り当てられる全予算に含まれなければならない。

Table 2.1 Typical Combined Cycle Performance Figures for Various Options and Configurations

| Plant Configuration | Cooling Type | Method of NO _x Reduction | Estimated NO _x (ppm) | Total Fuel Flow (kg/s) | Total Exh. Flow (kg/s) | Gas Turbine Exh. Temp. (°C) | HRSG Exh. Temp. (°C) | No. of Bypass and HRSG Stack | GT Output MW Total Gross | ST Output MW | CC Output MW | Gross Heat Rate (LHV) (KJ/KWhr) | ST Injection (ton/hr) | Direct River Cooling Cool Flow (ton/hr) | Direct River Cooling Temp. Rise (°C) | Net Plant Efficiency (LHV, %) |
|----------------------------------|--------------|-------------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------------|----------------------|------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|---------------------------------|-----------------------|---|--------------------------------------|-------------------------------|
| Plant Type 1 Configuration 2.2.1 | Sea | No | 350 | 7.83 | 338 | 548 | 170 | 2 and 2 | 107 | 48 | 155 | 7,690 | 0 | 3.7 | 10 | 45.0 |
| | Sea | Steam Injection | 70 | 8.31 | 371 | 551 | 170 | 2 and 2 | 121.73 | 40.57 | 162.30 | 7,840 | 46.30 | 3.1 | 10 | 45.1 |
| Plant Type 2 Configuration 1.1.1 | Sea | No | 250 | 7.89 | 385 | 545 | 170 | 1 and 1 | 106 | 52 | 158 | 7,210 | 0 | 4 | 10 | 46.4 |
| | Sea | Steam Injection | 70 | 8.21 | 395 | 547 | 170 | 1 and 1 | 115.37 | 46.65 | 162.02 | 7,740 | 34.00 | 3.6 | 10 | 45.7 |
| | | | | | | | | | | | 159.45 (net) | 7,980 (net) | | | | |
| | | | | | | | | | | | 159.13 (net) | 7,880 (net) | | | | |

Table 2.2 Properties of Auto Diesel Oil

| Property/Test | Test Method | | Specification |
|---|-------------|-------------|--|
| | IP | ASTM-D | |
| Appearance | | | Clear & free from water and impurities |
| Density @15°C kg/m ³ | 160 | 1298 | Max.870 |
| Color ASTM | 196 | 1500 | To be reported |
| Marketing Colour | | | Amber |
| Distillation:- | 123 | 86 | |
| I.B.P. | | | To be reported |
| 10% Evaporated °C | | | To be reported |
| 50% Evaporated °C | | | To be reported |
| 90% Evaporated °C | | | Max. 370 |
| Recovery @315°C | | | Min. 50 |
| Recovery @350°C | | | Min. 80 |
| Cetane Index | | 976 | Min. 45* |
| Cetane Number | | 613 | Min. 48 |
| Cloud Point °C(F) | | 2500 | Max. 15.5(Max. 60) |
| CFPP °C(F) | 309 | | Max. 10(Max. 50) |
| Sulphur Content %(w/w) | 61 | 129 or 1552 | Max. 1.0 |
| Flash Point (PMCC) °C(F) | 34 | 93 | Min. 60(Min. 140) |
| Viscosity Kin @37.8°C,cSt | 71 | 445 | 1.5-5.0 |
| Water Content %(w/w) | 74 | 95 | Max. 0.05 |
| Cu-Strip corrosion 3hrs @50°C | 154 | 130 | Max. 1 |
| Ash %(w/w) | 4 | 482 | Max. 0.02 |
| Carbon Residue, Rambottom on 10% residue %(w/w) | 14 | 524 | Max. 0.3 |
| Sediment by Extraction %(w/w) | 53 | 473 | Max. 0.01 |
| Total Acid No.KOH mg/g | 1 | 974 | Max. 0.2 |
| Strong Acid No.KOH mg/g | 1 | 947 | Nil |
| Calorific Value Gross kcal/kg | 12 | 240 | Min. 10500 |

*Not applicable if any Cetane improver additive is present.

Table 2.3 Breakdown of Historical Electricity Sales

| Year | Total Sale (GWh) | Sales Per Capita (kWh/Person) | Percentage of Sales by Tariff Group % | | | |
|--------|---------------------|----------------------------------|---------------------------------------|---------|---------|---------|
| | | | Domes. | Indust. | Commer. | Others* |
| 1975 | 965 | 71 | 9.0 | 54.3 | 12.4 | 24.3 |
| 1976 | 997 | 73 | 9.5 | 51.8 | 13.5 | 25.2 |
| 1977 | 1,041 | 75 | 10.2 | 49.9 | 14.2 | 25.7 |
| 1978 | 1,166 | 82 | 10.2 | 50.9 | 13.9 | 25.0 |
| 1979 | 1,298 | 90 | 11.8 | 48.7 | 15.5 | 24.0 |
| 1980 | 1,392 | 94 | 13.7 | 45.0 | 16.0 | 25.3 |
| 1981 | 1,510 | 101 | 14.3 | 44.9 | 14.6 | 26.2 |
| 1982 | 1,694 | 112 | 15.3 | 43.6 | 15.5 | 25.6 |
| 1983 | 1,797 | 117 | 17.0 | 41.8 | 16.2 | 25.0 |
| 1984 | 1,886 | 121 | 16.8 | 41.3 | 17.0 | 24.9 |
| 1985 | 2,060 | 130 | 16.8 | 41.3 | 17.0 | 24.9 |
| 1986 | 2,232 | 138 | 16.5 | 41.5 | 17.1 | 24.9 |
| 1987 | 2,253 | 138 | 16.9 | 38.5 | 18.6 | 26.0 |
| 1988 | 2,371 | 143 | 16.5 | 38.1 | 19.5 | 25.9 |
| 1989 | 2,353 | 140 | 17.3 | 36.1 | 19.1 | 27.5 |
| 1990 | 2,608 | 154 | 19.0 | 34.9 | 16.2 | 29.9 |
| 1991 | 2,742 | 159 | 23.5 | 34.9 | 19.9 | 21.7 |
| 1992 | 2,916 | 168 | 23.1 | 36.7 | 19.6 | 20.6 |
| 1993 | 3,270 | 186 | 24.6 | 37.4 | 19.6 | 18.4 |
| 1994** | 3,565 | 200 | 25.5 | 39.6 | 16.9 | 18.0 |
| 1995 | 3,915 | 216 | 25.9 | 39.0 | 16.1 | 19.0 |
| 1996 | 3,588 | 204 | 28.6 | 37.9 | 16.5 | 17.0 |

Notes :

* Includes bulk sales to Lanka Electricity Company and Local Authorities, some of which were gradually being taken over by CEB and completely taken over in 1997.

** Consumption by Hotels is included in the Industry from January 1994.

Table 2.5 Energy and Peak Load Forecast – Base Case 1994

| Year | Sales | | System Loss % | Generation | | Load Factor % | Maximum Demand MW |
|------|--------|----------|---------------|------------|----------|---------------|-------------------|
| | GWh | Growth % | | GWh | Growth % | | |
| 1998 | 4,948 | 8.1 | 17.6 | 6,005 | 7.8 | 56.3 | 1,218 |
| 1999 | 5,363 | 8.4 | 17.4 | 6,493 | 8.1 | 56.5 | 1,312 |
| 2000 | 5,804 | 8.2 | 17.2 | 7,010 | 8.0 | 56.7 | 1,411 |
| 2001 | 6,296 | 8.5 | 17.0 | 7,586 | 8.2 | 56.9 | 1,522 |
| 2002 | 6,843 | 8.7 | 16.8 | 8,225 | 8.4 | 57.1 | 1,644 |
| 2003 | 7,428 | 8.5 | 16.6 | 8,906 | 8.3 | 57.3 | 1,774 |
| 2004 | 8,054 | 8.4 | 16.4 | 9,634 | 8.2 | 57.5 | 1,913 |
| 2005 | 8,742 | 8.5 | 16.2 | 10,432 | 8.3 | 57.7 | 2,064 |
| 2006 | 9,457 | 8.2 | 16.0 | 11,258 | 7.9 | 57.9 | 2,220 |
| 2007 | 10,221 | 8.1 | 15.8 | 12,139 | 7.8 | 58.0 | 2,389 |
| 2008 | 11,036 | 8.0 | 15.6 | 13,076 | 7.7 | 58.0 | 2,574 |
| 2009 | 11,927 | 8.1 | 15.4 | 14,098 | 7.8 | 58.0 | 2,775 |
| 2010 | 12,858 | 7.8 | 15.2 | 15,163 | 7.6 | 58.0 | 2,984 |
| 2011 | 13,851 | 7.7 | 15.0 | 16,295 | 7.5 | 58.0 | 3,207 |
| 2012 | 14,931 | 7.8 | 14.8 | 17,525 | 7.5 | 58.0 | 3,449 |
| 2013 | 16,082 | 7.7 | 14.6 | 18,831 | 7.5 | 58.0 | 3,706 |
| 2014 | 17,290 | 7.5 | 14.4 | 20,199 | 7.3 | 58.0 | 3,975 |
| 2015 | 18,599 | 7.6 | 14.2 | 21,677 | 7.3 | 58.0 | 4,266 |
| 2016 | 19,993 | 7.5 | 14.0 | 23,248 | 7.2 | 58.0 | 4,576 |
| 2017 | 21,492 | 7.5 | 14.0 | 24,991 | 7.5 | 58.0 | 4,919 |

Table 2.6 Base Case Results – Generation Expansion Planning Studies – 1997

| Year | Hydro Add. | Thermal Additions | Thermal Retirement | LOLP |
|-------|-------------|--|----------------------------------|-------|
| 1998 | - | Lakdanavi 22.5MW Diesel Plant(BOO) | - | 8.266 |
| 1999 | - | Sapugaskanda 40MW Diesel Extension(KFW) | - | 1.002 |
| | | KHW Plant 51MW (BOO) | | |
| | | Kelanitissa 100MW Part of 150MW CC (OECF) | | |
| 2000 | - | Gas Turbine 105MW | | 0.023 |
| | | Steam Turbine 50MW Part of 150MW CC (OECF) | | |
| 2001 | | Kerawalapitiya 150MW CC | Kelanitissa 2×22MW Steam Turbine | 0.039 |
| | | CC Plant 150MW (BOO or BOT) | | |
| 2002 | Kukule 70MW | - | - | 0.080 |
| 2003 | - | - | - | 0.374 |
| 2004 | - | West Coast 300MW Coal Fired | Sapugaskanda 2×18MW Diesel | 0.249 |
| 2005 | - | Gas Turbine 105MW | - | 0.441 |
| 2006 | - | West Coast 300MW Coal Fired | - | 0.251 |
| 2007 | - | - | - | 0.920 |
| 2008 | - | West Coast 300MW Coal Fired | Sapugaskanda 2×18MW Diesel | 0.820 |
| 2009 | - | Trincomalee 300MW Coal Fired | - | 0.660 |
| 2010 | - | Gas Turbine 105MW | - | 1.229 |
| 2011 | - | Trincomalee 300MW Coal Fired | - | 1.112 |
| 2012 | - | Gas Turbine 2×105MW | - | 1.400 |
| Total | 70MW | 2588.5MW | 116MW | - |

Notes :

LOLP : “Loss of Load” Probability

Table 2.7 Capacity Balance

| Year | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Hydro | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 |
| Existing Hydro | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| Kukule | | | | | | | | | | | | | | | |
| Installed Hydro Capacity(MW) | 1115 | 1115 | 1115 | 1115 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 | 1185 |
| Thermal | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kelanitissa GT | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 | 235 |
| Kelanitissa ST | 44 | 44 | 44 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sapugaskanda Diescl | 112 | 112 | 112 | 112 | 112 | 112 | 76 | 76 | 76 | 76 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Lakdanavi Diescl | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 | 22.5 |
| SapugaskandaDiescl(Ext.) | | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| KHD Plant Diescl | | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| Kelanitissa CC | | 100 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Kerawalapitiya CC | | | | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| West Coast Coal Fired | | | | | | | 300 | 300 | 600 | 600 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 |
| Trincomalee Coal Fired | | | | | | | | | | | | 300 | 300 | 600 | 600 |
| GT(105MW) | | | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 315 | 315 | 525 |
| Total Thermal Capacity(MW) | 413.5 | 604.5 | 759.5 | 1015.5 | 1015.5 | 1015.5 | 1279.5 | 1384.5 | 1684.5 | 1684.5 | 1948.5 | 2248.5 | 2353.5 | 2653.5 | 2863.5 |
| Total Installed Capacity(MW) | 1528.5 | 1719.5 | 1874.5 | 2130.5 | 2200.5 | 2200.5 | 2464.5 | 2569.5 | 2869.5 | 2869.5 | 3133.5 | 3433.5 | 3538.5 | 3838.5 | 4048.5 |
| Peak Demand(MW) | 1218 | 1312 | 1411 | 1522 | 1644 | 1774 | 1913 | 2064 | 2220 | 2389 | 2574 | 2775 | 2984 | 3207 | 3449 |
| Reserve(MW) | 310.5 | 407.5 | 463.5 | 608.5 | 556.5 | 426.5 | 551.5 | 505.5 | 649.5 | 480.5 | 559.5 | 658.5 | 554.5 | 631.5 | 599.5 |
| Reserve(%) | 25.5 | 31.1 | 32.8 | 40.0 | 33.9 | 24.0 | 28.8 | 24.5 | 29.3 | 20.1 | 21.7 | 23.7 | 18.6 | 19.7 | 17.4 |

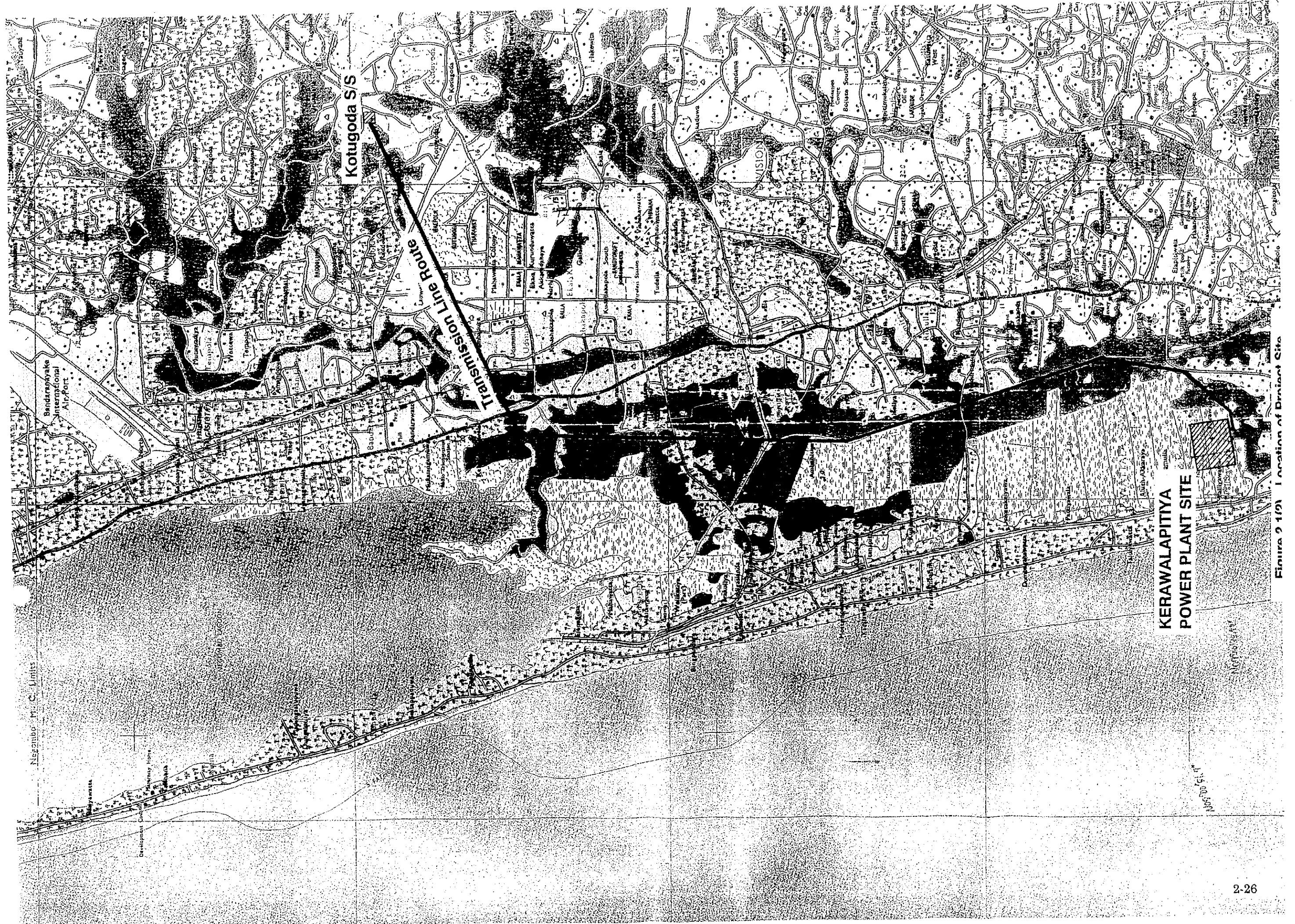
Table 2.8 Energy Balance

| Year | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Hydro | | | | | | | | | | | | | | | |
| Existing Hydro | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 |
| Kukule | | | | | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 |
| Total Hydro Energy(GWh) | 3850 | 3850 | 3850 | 3850 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 | 4155 |
| Thermal | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kelanitissa GT | 911 | 434 | 161 | 5 | 27 | 113 | 37 | 44 | 10 | 44 | 27 | 16 | 30 | 26 | 30 |
| Kelanitissa ST | 242 | 235 | 187 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sapugaskanda Diesel | 740 | 1006 | 1039 | 860 | 916 | 986 | 677 | 740 | 635 | 712 | 513 | 440 | 501 | 426 | 492 |
| Lakdanavi Diesel | 152 | 151 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 147 | 156 | 141 | 107 | 133 | 97 | 131 |
| KHD Plant Diesel | | 263 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 266 | 257 | 266 | 242 | 201 | 236 | 185 | 232 |
| Kelanitissa CC | | 543 | 956 | 354 | 485 | 767 | 339 | 626 | 216 | 434 | 288 | 146 | 300 | 181 | 375 |
| GT(105MW) | | | 393 | 72 | 117 | 274 | 77 | 264 | 100 | 260 | 145 | 55 | 202 | 114 | 364 |
| Kerawalapitiya CC | | | | 2023 | 2102 | 2186 | 1849 | 2100 | 1580 | 1947 | 1329 | 790 | 1305 | 888 | 1386 |
| Coal Fired | | | | | | | 2079 | 2079 | 4158 | 4158 | 6233 | 8184 | 8288 | 10211 | 10342 |
| Total Thermal Energy(GWh) | 2045 | 2631 | 3158 | 3736 | 4069 | 4748 | 5480 | 6276 | 7104 | 7977 | 8917 | 9939 | 10994 | 12128 | 13353 |
| Total Energy Dispatched(GWh) | 5895 | 6481 | 7008 | 7587 | 8224 | 8903 | 9635 | 10431 | 11259 | 12132 | 13072 | 14094 | 15149 | 16283 | 17508 |
| Total Demand(GWh) | 6007 | 6494 | 7008 | 7586 | 8223 | 8905 | 9636 | 10432 | 11260 | 12138 | 13078 | 14099 | 15161 | 16294 | 17523 |
| Deficit(GWh) | 112 | 12 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 3 | 2 | 7 | 6 | 6 | 12 | 11 | 16 |

LOCATION MAP (S=1:50,000)
THE FEASIBILITY STUDY ON COMBINED CYCLE
POWER DEVELOPMENT PROJECT AT KERAWALAPITIYA

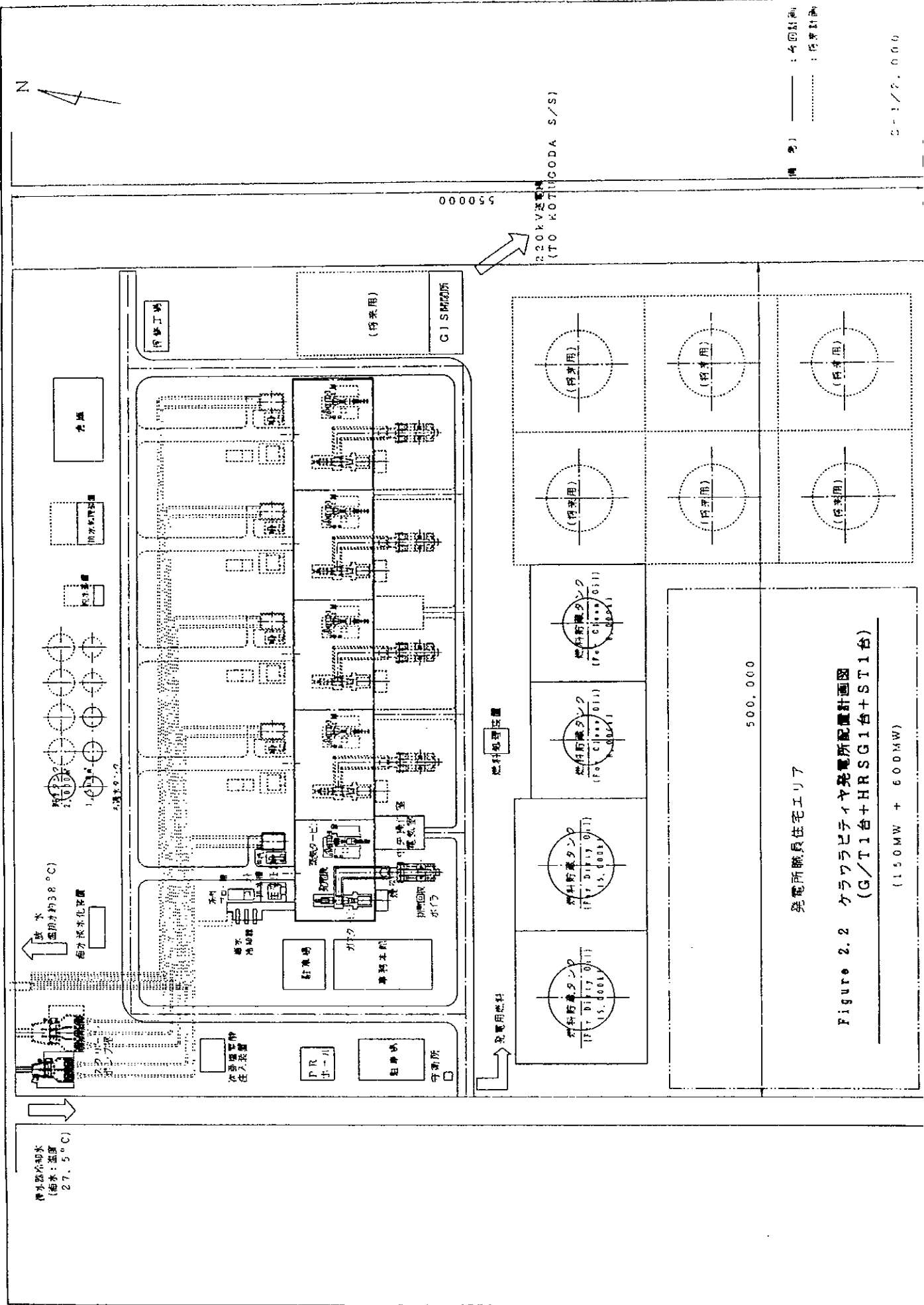


Figure 2.1(1) Location of Project Site



**KERAWALAPITIYA
POWER PLANT SITE**

Figure 2 1/91 Location of Drinbat Site



備考) : 今回計画
: 従来計画

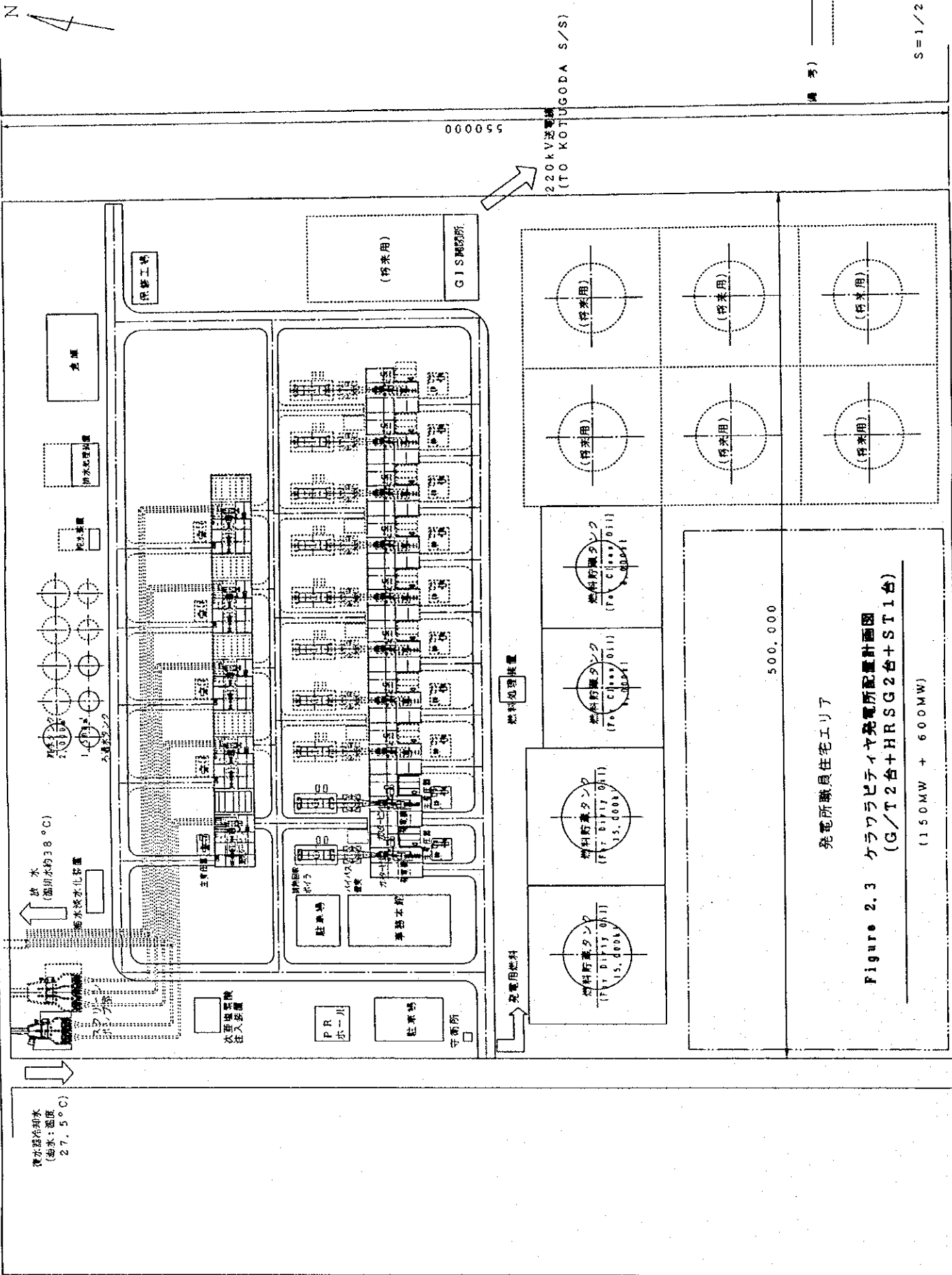
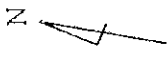
C-1/2,000

発電所職員住宅エリア

Figure 2.2 カラフルタシティ発電所配置計画図
(G/T1台+HRSG1台+ST1台)

(150MW + 600MW)

500,000



備考) ———— : 今回計画
 : 将来計画

S=1/2,000

Figure 2.3 ケララビヒティヤ発電所配置計画図 (G/T2台+HRSG2台+ST1台)

(150MW + 600MW)

発電所職員住宅エリア

500,000

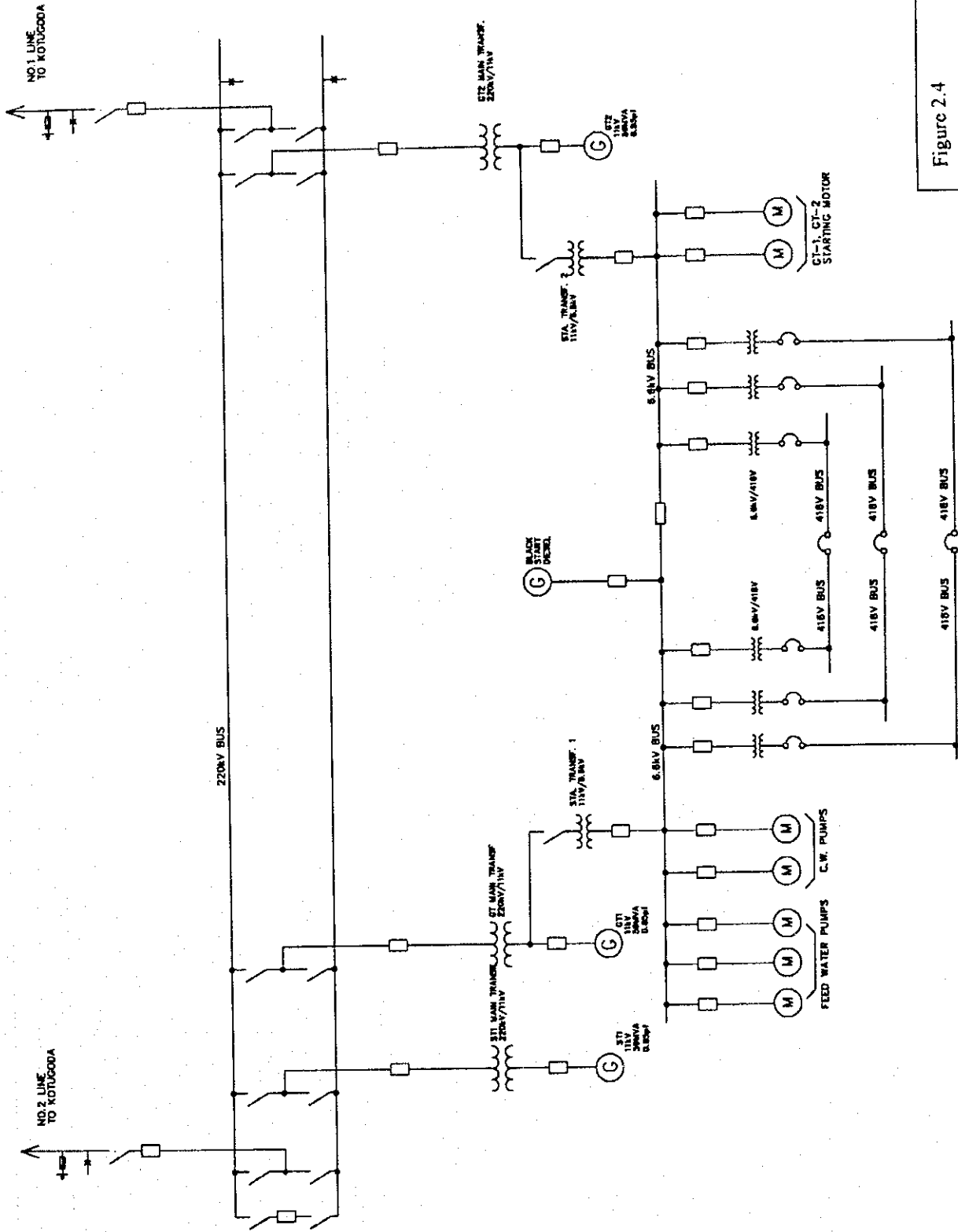


Figure 2.4
 Kerwalepitiya Combined Cycle Power Plant
 Single line Diagram
 2GT/1ST

第3章 環境の現況

