

鉍工業プロジェクト形成基礎調査
(スリ・ランカ民主社会主義共和国
水力発電所最適化計画)
報告書

平成 13 年 2 月

国際協力事業団
鉍工業開発調査部

略号一覧

ADB	Asia Development Bank、アジア開発銀行
BII	Bureau of Infrastructure Investment、民間投資インフラ投資局
CEA	Central Environmental Authority、中央環境庁
CEB	Ceylon Electric Board、セイロン電力庁
CECB	Central Engineering Consultancy Bureau
DAC	Development Assistance Committee、開発援助委員会
DER	Department of External Resources, MFP、大蔵・計画省外国資源局
DGEU	Department of Government Electricity Undertakings、政府電力事業部
EIA	Environment Impact Assessment、環境影響評価
IEE	Initial Environmental Examination、初期環境調査
IPP	Independent Power Producer、独立電気事業者
JBIC	Japan Bank for International Cooperation 国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency、国際協力事業団
LECO	Lanka Electricity Company、ランカ電力会社
LTGEP	Long Term Generation Expansion Plan、長期電源開発計画
LTTE	The Liberation Tigers of Tamil Eelam、タミル・イーラム開放の虎 (タミル人過激派武装組織)
MDA	Mahaweli Development Authority、マハヴェリ開発庁
MFP	Ministry of Finance and Planning、大蔵・計画省
MIWR	Ministry of Irrigation and Water Resources、灌漑・水資源省
MOF&E	Ministry of Forestry and Environment、林野・環境省
MPE	Ministry of Power and Energy、電力エネルギー省
MPI	Ministry of Power and Irrigation、灌漑電力省
NERDC	National Engineering Research and Development Center (科学技術省の下部機関)
NPD	National Planning Department, MFP、大蔵・計画省計画局
SAPROF	Special Assistance for Project Formation、案件形成促進調査
UNDP	United Nation Development Program、国連開発計画
WB	World Bank、世界銀行
WCD	World Commission on Dam、世界ダム委員会

目 次

略号一覧

第1章 調査の概要	3
1 - 1 調査の背景・経緯	3
1 - 2 本プロジェクト形成基礎調査の目的	3
1 - 3 調査団員構成	3
1 - 4 調査日程	4
1 - 5 対処方針	5
第2章 調査結果の概要および協議議事録	11
2 - 1 調査結果概要	11
2 - 2 協議議事録 (M/M)	12
2 - 3 団長所感	13
2 - 4 主要面談者	18
2 - 5 面談議事録	19
第3章 スリ・ランカ国の社会・経済	37
3 - 1 社会・経済事情	37
3 - 2 エネルギー事情	40
第4章 要請された開発調査の実施必要性	43
4 - 1 電力需給見通し	43
4 - 2 電源設備の現状と計画・構想	53
4 - 3 系統連携の現状と整備計画	59
4 - 4 他援助機関の動向	62
4 - 5 開発調査の実施妥当性	62
第5章 開発調査の実施可能性	67
5 - 1 要請意思、背景および本要請の上位計画内位置づけ	67
5 - 2 調査に必要な関連データ整備状況	68

第6章	水力発電および電力セクターの現状および基礎情報	85
6 - 1	水力発電と電力セクターの現況の現況	85
6 - 2	主要河川とポテンシャル	90
6 - 3	新規開発構想	123
6 - 4	小水力と地方電化	161
第7章	本格調査の目的・内容・実施手法に係る基本的方向性検討	165
7 - 1	既存開発計画との整合性	165
7 - 2	先方実施能力	165
7 - 3	調査範囲・対象	166
第8章	調査対象候補地の安全管理上の留意事項	169
8 - 1	一般事項	169
8 - 2	現地調査時の安全確保体制に関する留意事項	170
附属資料		
1	現地調査写真集	177
2	質問票及び回答	195
3	収集資料リスト	201
4	水文資料データ	205

第 1 章 調査の概要

第 1 章 調査の概要

1 - 1 調査の背景・経緯

スリ・ランカ国における水力発電設備は 1999 年現在同国発電設備全体の 73% を占めており、発電体制は水力中心となっている。しかしながら、同国における包蔵水力の開発は既に限界に近づいており電力需要の伸びを勘案すると長期的には火力発電主体の発電体制を取ることが必要となる。1998 年のセイロン電力庁 (CEB) の長期電源開発計画によると 2010 年には火力発電所が全体設備の 62% になる予定であるが、長期的な電力需要増加の観点から必要とされる新規電源開発は環境問題等によって計画通り進んでおらず、2009 年時点でピーク供給力の不足が懸念されている。このような現状と将来的に予想される水力から火力中心への電源構成の変化に伴い、水力発電所の役割はこれまでのベース需要対応からミドル・ピーク需要対応へと転換させることが同国の国内資源を有効利用するうえで不可欠なものとなっている。このような状況を受けて平成 11 年 9 月にスリ・ランカ政府は日本政府に対して水力発電所の効率的な運用、設備出力の増強により系統全体の最適化を行うとともに増強計画 M/P を作成し予想されるピーク供給力不足に対応することを目的とした開発調査の実施を要請してきた。要請書に記載されている調査内容には主として、M/P 作成のための水力発電所の現在の運用状況分析、供給量増加に伴う費用便益分析、環境アセスメント、M/P に沿った新規・増設計画の優先度設定等があげられている。

このような背景のもとで、本件開発調査では、先方の長期電源開発計画及び他援助機関による取り組みとの整合性をとった上で、既設の水力発電所の運用状況を把握し、貯水池運用の効率化・設備出力の増強を通じた全電力系統全体の中での水力発電の最適化計画を策定したうえで増強計画 M/P を踏まえた優先度の高いリハビリティ・新規地点についての F/S を実行し、将来的に生じるピーク供給力不足に対応することを目的とする。

1 - 2 本プロジェクト形成基礎調査の目的

今回のプロジェクト形成基礎調査では、本件開発調査の実施の妥当性を先方との協議及び関連施設視察により検討したうえで、相手国政府の要請内容と開発調査の実施可能性を調査考察し、開発調査のフレームワーク（調査内容、実施時期、実施期間、調査対象地域、安全等）を形成し日本側に報告することを目的とする。

1 - 3 調査団員構成

- | | | |
|----------------|------|--------------------|
| (1) 総括 / 団長 | 丹羽 顯 | JICA 国際協力専門員 |
| (2) 協力計画 / 副団長 | 堀 史郎 | JICA 鉱工業開発調査部 計画課長 |
| (3) 調査企画 | 近藤 整 | JICA 鉱工業開発調査部 計画課 |

- (4) 最適電源計画 高瀬 英夫 ニュージェック
(5) 水力発電最適運用 松本 幸雄 ニュージェック

1 - 4 調査日程

平成 12 年 12 月 9 日 (土) ~ 12 月 23 日 (土) にかけて実施した。ただし、堀団員、近藤団員は 12 月 9 日 (土) ~ 12 月 16 日 (土) の期間で参団した。詳細行程は下表のとおり。

表 1 - 1 調査行程

日数	月日	行程・調査内容	宿泊先
1	12/ 9 (土)	東京 10:30 (TG641) – バンコク 15:30 バンコク 21:25 (CX703) – コロンボ 23:45	Colombo
2	12/10 (日)	団内打ち合わせ、資料整理	"
3	12/11 (月)	9:40 JICA 事務所表敬・ブリーフィング 10:40 DER 訪問 11:00 MPE 訪問 14:00 MPE 訪問、CEB を交えて協議 16:10 在スリ・ランカ大使館表敬	"
4	12/12 (火)	9:20 JBIC 訪問 (堀・近藤団員) 9:30 CEB 協議 (丹羽団長、高瀬・松本団員) 12:40 CEB 送電コントロールセンター視察 16:20 CEB 長官面会	"
5	12/13 (水)	9:40 ADB 訪問 11:30 CEA 訪問、図書館にて情報収集 14:15 CEB 協議、久保専門家と打ち合わせ 15:30 Sector Reform 事務所訪問・面談 (堀・近藤団員)	"
6	12/14 (木)	10:00 NPD 訪問 12:00 団内打ち合わせ 15:30 CEB 協議・情報収集 15:30 MASL 訪問	"
7	12/15 (金)	6:30 現地踏査出発 (丹羽団長、高瀬団員、松本団員) 11:00 CEB Mahaweli 事務所訪問 15:20 Victoria 発電所視察 14:00 JICA 事務所調査経過報告 (堀・近藤団員)	Kandy
8	12/16 (土)	コロンボ 1:50 (TG308) – バンコク 6:10 (堀・近藤団員) バンコク 11:20 (TG640) – 東京 19:00 9:05 Polgolla 取水口視察 (丹羽団長、高瀬団員、松本団員) 11:20 Kotmale 発電所視察	機内 Nuwara Eliya

9	12/17 (日)	資料整理 (以下全て丹羽団長、高瀬団員、松本団員)	Nuwara Eliya
10	12/18 (月)	10:00 CEB Laxapana 事務所訪問、協議 11:25 Old Laxapana 発電所視察 11:50 New Laxapana 発電所視察 14:45 Samanala 発電所視察 16:00 Broadlands 発電所計画サイト視察、終了後コロンボ帰着	Colombo
11	12/19 (火)	午前中 CEB (資料整理、データ収集、質問項目進捗状況確認) 16:00 Central Engineering Constancy Bureau	"
12	12/20 (水)	終日 CEB (M/M 協議、データ収集整理)	"
13	12/21 (木)	終日 CEB (M/M 協議、データ収集整理)	"
14	12/22 (金)	8:30 世界銀行協議 10:00 CEB 長官訪問、M/M 締結 14:30 JICA 事務所調査結果報告 15:30 日本大使館調査結果報告 16:30 JBIC コロンボ事務所訪問・意見交換	"
15	12/23 (土)	コロンボ 1:50 (TG308) – バンコク 6:10 バンコク 11:20 (TG640) – 東京 19:00	

1 - 5 対処方針

(1) 要請された開発調査の実施必要性の確認

1) 需要供給面の見通しの確認

以下の項目に関する情報を収集し、需要サイドの長期的な見通しと水力、火力、IPP等を含む供給計画を把握したうえで本調査実施の必要性を確認する。また、需要供給予測に電源開発計画進捗状況がどの程度含まれ、どの程度の精度で行われているかを確認する。

2) 電源開発計画に関する情報収集

電源開発計画の現状・進捗状況と今後の見通し、計画に関する情報を収集する。需要予測曲線と最適電源構成の関係を考察するために必要な基礎資料を得ることにより、水力セクターにおける最適化必要性を確認する。

3) 他援助機関の動向把握

現在世銀、ADBの支援を受けてスリ・ランカ国は電力セクター改革を実施しており、世界銀行は法的側面およびフレームワーク策定、ADBは分割後の会社経営面の側面を重点的に支援している。各援助機関の活動動向を把握したうえで、セクター改革の中に占める本調査の位置づけを明確化する。

4) 本件開発調査の実施妥当性の確認

上記項目の調査から、要請に関する全体的な位置づけと調査に関する周辺状況を把握したうえで本件開発調査を日本側が実施することの妥当性を検討・考察する。

(2) 開発調査の実施可能性の確認

1) 先方の要請に係る意志について

ア) 要請のプライオリティと内容の確認

先方が有する本開発調査要請に関する具体的な内容およびプライオリティ、組織面での実施体制について質問表を用いて調査・確認する。

イ) 上位計画（長期電源開発計画等）との整合性

本プロジェクト関連分野において既に策定された法制度や上位計画、電力セクター改革における水力発電の立場を確認し、政策面を含めた電力セクターの動向の中での本プロジェクトの位置付けを明確化する。先方が将来的な方針を明示していない分野についても、本件開発調査の調査対象となり得る項目があるかどうかを検討・確認する。

2) データの整備状況・取得可能性の確認

先方の水文、地形図、地質図、現在の運用状況等に係る把握状況を確認するとともにそれらデータの取得の可否を確認する。また、これらの状況から最適化計画調査を進めるにあたってのシミュレーション等に関するデータの充実度、本格調査時の現地踏査の必要性についても考察する。

(3) 水力発電および電力セクターに関する基礎情報の収集

下記の点を中心に本開発調査対象の絞り込みに必要な水力発電および電力セクターに関する基礎情報を収集する。なお、電力セクターに関して、スリ・ランカ国に対しては平成12年8月に鉱工業プロジェクト選定確認調査（電力分野に関するベースライン調査）に係る調査団が派遣されており、その際に得られた情報を事前に十分整理した上で補完的な調査を実施する。

1) 既設水力発電所の運用状況

現在の各発電所の運用状況を調査することにより既存施設のリハビリテーション、増強可能性を考察するための基礎情報を得る。また、現在用いられている運用システムについても情報収集し、ピーク対応可能なシステム構築の必要性についても考察する。

2) 水力発電開発計画に関する基礎情報、見通し

今後の水力開発計画の進行状況と見通しを確認し、その前提条件となる包蔵水力量評価に関する基礎情報を収集することにより今後の水力による電力供給計画を評価し、水系一貫での最適化計画に係る要請書内容の検討・妥当性評価を行う。

3) 現地踏査

ダム候補地や河川状況及び灌漑取水施設等を視察調査し、さらに発電所において現在の運用状況の詳細を調査することにより増設および補修の必要性、開発計画の妥当性を考察する。踏査地域については要請書に記載されているケラニ川上流域およびククレダムサイト（別添地図参照）を現在想定しているが、詳細な対象施設、場所については最初の CEB 表敬の際に協議し安全性等に配慮したうえで決定することとする。

4) 環境配慮

同国の新規電源開発計画は環境問題による反対運動から大幅に遅れている経緯があり、その原因の一つに住民コンセンサスを得ないまま事業が実施されるという現状がある。新規建設計画策定時の住民合意形成手法や環境アセスメント基準、環境モニタリングに関する調査を行い、本開発調査において必要となる環境配慮と影響評価に関する基礎情報を収集する。

(4) 本格調査の目的・内容・実施手法についての基本的方向性検討

先方実施機関および関連機関との協議・面談から主として以下の事項に配慮したうえで、今後協力内容（調査スケジュール、対象地域、調査項目、調査期間）を絞り込むための試案および方向性を検討し、可能であれば検討結果および協議内容を M/M にて確認する。

1) 既存開発計画との整合性

2) 先方実施能力

以下の項目を初めとする先方の実施能力を適正に把握、判定したうえで先方の実状にあった調査となるよう配慮する。

ア) 技術力

イ) 人材

ウ) 予算

3) 調査範囲・対象

(5) 調査対象候補地の安全管理情報収集

現在のところスリ・ランカ国全域に外務省危険度 2 が発令されており、また 11 月上旬

には要請書に記載されていたケラニ川上流地域の危険度がヌワラエリヤ県で発生した暴動を受けて3に上昇した。事態の沈静化を受けて12月に入り同地域の危険度は2に緩和されているものの同国の情勢は依然流動的であり、かつ本格調査実施に当たっては調査団の長期滞在が予想されるため、安全管理に関しては万全の注意を払う必要がある。現地のJICA事務所、先方関連機関等において、危険情報および調査団の安全管理体制についての情報を収集する。

なお、本プロジェクト形成基礎調査団の現地調査期間中の安全管理についても、本部安全管理課、JICAスリ・ランカ事務所および日本大使館によるブリーフィング、現地における緊急連絡体制の確保などを通じて万全を期すこととする。

第2章 調査結果の概要および協議議事録

第 2 章 調査結果の概要および協議議事録

2 - 1 調査結果概要

2 - 1 - 1 協議結果概要

調査期間中に行った CEB との協議においての議題・中心的な話題は以下のとおりである。

(1) 調査項目について

CEB の要請経緯・背景について確認し、CEB の希望としては本格調査を行う際には増強/改造 M/P 調査を行った後に個別有望地点に係る F/S 調査を行うことであると確認した。また、調査団としても個別 F/S 調査に入る以前に水系一貫開発を視野に入れた M/P 調査が必要であることを認めた。現状ではラクサパナ水系のプロードランド地点を CEB は有力視しているが、次回 S/W ミッション時に他地点についても検討・絞り込みを行うこととした。また、水力のみならず火力他全電源を対象とした電源開発計画は水力開発に対して大きな影響を持ち、かつ現状では火力発電所立地計画の進捗が大幅に遅れている状況を鑑み、ベストミックスに配慮した電源開発計画について検討する必要性についても双方で確認した。

(2) 環境配慮

要請書の段階では環境配慮に関しては調査項目に加えられていなかったが、現在環境問題の顕在化から電源開発計画が大幅に遅れている現状を踏まえて調査時に EIA、IEE についても実施することを提案した。CEB も今後一層環境問題に真摯に取り組む姿勢を打ち出しており国際基準に準拠したアセスメントを行う必要性について重要視しており、双方にて確認するに至った。

(3) セクター改革および経済財務評価

世銀・ADB が現在支援している電力セクター改革は発電・送電・配電会社に CEB を分割する内容となっており、改革後の CEB の体制は本調査の成果に対して大きな影響を及ぼすため改革の方向性を常に監視しつつ調査を進めていかなければならないことを双方で確認した。その連絡体制確立のために JICA、CEB、関係するコンサルタントの合同会議を開催することを調査団は提案し、それに対して CEB は合意したため、次回 S/W ミッション時に引き続き協議を重ねることとした。

(4) 調査実施体制

CEB は調査実施に必要な図表および数値データについて可能な限り提出する用意が

あることを表明した。また、現地調査に関しては調査実施を事前に知らせておく限りは必要な手続き等を取る旨述べた。調査団としては本格調査団の安全の確保が第一前提であることを CEB に伝え、調査開始後にはすべからく必要な措置を取るよう要請した。

2 - 1 - 2 現地調査結果概要

(1) 総論・概要

12月15日(金)から18日(月)にかけてCEB担当者2名およびCEB派遣専門家久保専門家同行の下で現地視察を行った。スリ・ランカ国には水力発電にとって有力な河川が7水系あるが、日程の都合によりこの中で最も有力な2水系(ラクサパナ水系およびマハヴェリ水系)について既設発電所の維持、管理および運用状況、新規開発/増強の可能性について視察した。その結果、これら2水系で既設部分を含まずに大略数十万kWオーダーの新規開発ポテンシャルがあることがわかった。

特に、ラクサパナ水系内ケラニ川流域はラクサパナコンプレクスと称する5ヶ所の発電所群を有しており、最上流部に設けた大規模貯水池と、これより下流の大落差(1,000m)、豊富な降雨量(5,000mm/m)を活かしてCEBの電力供給の質と量の両面を大きく支え、事業発展に大きく貢献していることがよく理解できた。更に、先方から提案のあったBroadlands計画はこのコンプレクスの最下流部の位置において、全発電所運用の要となる役割を担う位置を占めている。

また、マハヴェリ水系については、水力発電目的および灌漑目的のダムが並存しており、水利用面で複雑な特徴があることや有効容量が数億トンの3大貯水池の現存および総合開発目的の貯水池建設構想等の存在がわかった。

いずれにしても、この2水系だけでも未開発水力発電ポテンシャルはまだ多く残っており、今後の発展的調査の重要性を否応無く感得し得るところとなった。個別施設の詳細については5-2で触れることとする。

2 - 2 協議議事録(M/M)

2 - 2 - 1 概要

今回調査では先方との協議を通じてスリ・ランカの水力セクターの現況について電力セクター全体の状況およびセクター改革の進行状況も踏まえて把握すると共に、本件開発調査の要請背景および調査実施の必要性を確認した。また、要請書には記載されていない発電所の新規開発・増設に際しての環境配慮に関してその必要性と重要性が調査を通じて審明らかとなったため、調査団として本格調査を実施する場合には調査項目に盛り込むことを提案した。そのうえで、本格調査の内容に関して今回調査の結果から可能な範囲で方向性の具体化を試みた。

最終的に完成した協議議事録は 12 月 22 日に署名され、署名は Mr. P.A.M. Deraniyagala (Chairman、CEB) と丹羽顯調査団長によりなされた。以下は協議議事録に記載された項目である。

1. 電力開発の現状について
2. スリ・ランカ国における水力発電開発方針
3. 調査の必要性
4. 調査実施手順
5. 調査概要
6. 調査実施項目(案)
 - (1) 水力発電所拡張計画評価(M/P)
 - (2) データ収集およびレビュー
 - (3) ブロードランドおよびその他地点の F/S 評価(F/S)
 - (4) 経済分析と財務評価
7. 主要な議論および理解点
 - (1) 発電拡張計画のレビュー
 - (2) 水力容量評価(M/P)
 - 1) マハヴェリ水系
 - 2) ラクサパナ水系
 - (3) 環境関係
 - (4) ブロードランド水力計画に対する F/S 調査
8. 両者の Undertaking について

2 - 2 - 2 締結された協議議事録

今回調査において先方と署名・交換した協議議事録を次頁以下に示す。

2 - 3 団長所感

2 - 3 - 1 総論

電力需要の旺盛な増大が見込まれるスリ・ランカ国では、今後の電力安定供給の確保のために石炭火力発電所の建設が主体となるが、同時に、純国産資源の水力発電を加えたエネルギーベストミックスに配慮した電源開発方針を国として選択している。水力は、包蔵水力 2,000MW のうち 60% 強の 1,135MW、38 億 kWh を既に活用しており、電力供給原価の低減効果を通じて

電気事業運営の安定に大きく寄与してきたものといえる。

エネルギー資源に恵まれないスリ・ランカ国においてはエネルギー安全保障の点から水力発電にエネルギー開発の高いプライオリティが付与されるが、ここに至って水力開発としては、既設発電所の増強 / 改造や新規水力電源の確保によって一層の貢献を期待される。

今回わが国に対して要請のあった JICA 案件「水力発電所最適化計画調査」について、本調査の実施可能性及び実施した場合に盛り込まれるべき内容について先方と議論を行なった。現段階で、以下の内容を含むことが適切であるとの認識で先方と一致した。

- (1) ラクサパナ / マハヴェリ流域の既設水力発電所増強 / 改造マスタープラン調査 (環境問題及び地元開発の重要性に鑑み初期環境アセス IEE 実施を含める)
- (2) ラクサパナ流域の新規水力 Bloodlands 地点フィージビリティ調査
- (3) 環境影響評価 EIA ガイドライン作成・整備
- (4) 財務検討及び事業化提案 (CEB 分割後の水力発電実施主体の状況を見据えた財務検討ならびに将来の事業化提言とする)
- (5) 最適電源開発計画の策定 (水力、火力他全電源を対象)

今後、CEB と取り交わした協議議事録 (M/M) の確認を踏まえ日本国としての協力方針を確認できた段階に、出来るだけ速やかに S/W ミッションを派遣し、本格調査の内容について絞り込みを実施すべきと思われる。

2 - 3 - 2 各論

(1) スリ・ランカ国における電源開発の現状について

スリ・ランカ国は化石燃料資源に恵まれておらず、純国産エネルギー資源は水力発電と薪炭 / バイオマスの非商業エネルギーに限定される。非商業エネルギーは一次エネルギー合計の 60% を占める。公営の発電設備容量は合計 1542MW (1998 実績) で、そのうち水力発電が全発電設備の 70% を占める。火力発電は従来、乾期の出力が低下する水力発電の補助的な役割を担ってきた。最近の電力需要の著しい伸張 (年率 7% ~ 8%) に伴い、今後の電力供給の安定を確保するため火力はベース供給としての役割を担うこととなる。一方、水力発電は今後ピーク供給へ一層シフトしなければならない。

CEB の水力発電所における設計及び運用は、今後はピーク対応として水資源を最大限に活用する運用方式に見直していくことが肝要であり、既設水力発電設備の増強 / 改造ならびに残り少ない有望な新規発電所の建設は将来のピーク需要を満たす上できわめて重要であることは理解できるものである。

(3) 既設水力発電所のアップレート/リハビリについて

現在、スリ・ランカ国における発電設備容量は 1,135MW で、降雨に恵まれた年には 5,038kWh の発電能力がある。

既設発電所の設備容量のサマリーを以下に示す。

マハヴェリ流域発電所群	660MW
ラクサパナ流域発電所群	335MW
サマラナウェア発電所	120MW
<u>小水力発電所</u>	<u>20MW</u>
合計	1,135MW

マハヴェリ流域の発電所群は全て 1980 年代の竣工であり、7 億～8 億トンの大貯水池を有する Kotmale 発電所(3x67MW)と Victoria 発電所(3x70MW)はいずれも 1986 年に竣工している。

Victoria 発電所の設備利用率は 30%を下回っている。日運転状況では、夕方 6 時半から 3 時間のピーク時間帯に発電所はフル運転し、それ以外の時間帯は 1 台もしくは 2 台の部分運転としている。Kotmale 発電所でも同様、ピーク対応モードで運転している。

Victoria 発電所では、発電機を増設することにより現在と同じ水資源でピーク出力を倍増することが可能である。すなわち、既設の建設段階で既に将来の増設用地確保と地質調査が終了しているのみならず、増設号機用の取水設備と放水庭の準備工事がなされているので、残りの導水路と水圧鉄管工事のみによって新たに 210MW 程度の出力増が可能となる。

長年の運転実績から判断して、基礎の地質不良や漏水等の増設時の技術的課題は既にクリアされていると推察出来る優良案件である。また、増設工事ゆえに新たな環境問題提起は考えられないこと等から、増設の事業化によってピーク供給増強の最右翼となりうる。

増設工事のためのレビューと工事費積算等を効率よく行うにはオリジナルな施工図面、地質調査資料、施工計画および工事費積算書等の竣工図書が欠かせない。次回 S/W 時にこれら必要資料を CEB が用意する旨の約束があったので、レビューして Victoria 発電所他のマハヴェリ流域発電所群における増設オプションの選定について絞り込むこととする。

ラクサパナ流域の 5 発電所では、Old Laxapana 発電所 (50MW) が最も早く開発され (1950 年)、その後 New Laxapana 発電所 (100MW) が 1974 年、最も新しい Canyon 発電所 (60MW) が 1988 年に竣工している。

ラクサパナ流域の発電所は、早い時期に開発された発電所他 2 発電所においてその改造等を実施して一層合理的な河川一貫運用を志向すべきであり、これにより出力の増大ならびに発生電力増量のメリットを期待できる。改造に伴う工事費と工期は主に経年水路設備の健全性によって大きく左右される。現況調査と余寿命判定のためには、水路点検を含めた大掛かりな調査規模とならざるをえない。しかし、改造によって可能な発電出力増強はせいぜい数十 MW 級にとどまる見込みなので、今後増大するピーク需要に対するメインの供給資源とはなりえない点に留意する必要がある。

CEB はラクサパナ流域発電所群における全ての可能な改造計画についてプレ F/S 調査の実施を求めており、その結果を基にして各プロジェクトの実施の優先順位を決定したい意向である。検討対象とすべきケースについては、次回の S/W ミッション時に再度検討することとなった。

(3) 環境配慮

水力開発を含む環境問題において CEB は公共によるプロジェクトの受容性向上のために積極的に PR・情報開示していくべき立場にある。CEB の説明によれば、環境管理システムの構築、情報公開、環境モニタリングの策定はほぼ終了しており、CEB 内部において設置に必要な措置は既にとられているとのことである。したがって、本調査では現在 CEB に派遣中の JICA 環境専門家と連携を図りながら、水力発電環境アセス手法の専門家派遣を含めた知的支援の実施について先方と協議を行った。

スリ・ランカ国環境保護法の規則 23Z 号により、水力発電の開発計画は環境影響評価の対象とされ、EIA¹もしくは IEE²を実施しなければならない。EIA 制度は導入されてからの実績もまだ少なく、各関係者における共通の理解が確立されるまでに至っていない。EIA 評価が遅れてプロジェクトの建設がストップした例があるが、その背景には CEB、CEA 及び他関係機関の“代替案”の定義をめぐる意見の相違がある。水力開発は、ダム・発電所の建設や発電運転に伴う環境負荷について、様々な代替案との比較によって最適案を選択することになるが、その場合の代替案として発電所位置、規模等の組み合わせが考慮されているのみで、水力に替わる石炭火力発電とした場合の環境負荷との比較などが言及されず、供給確保を前提とした議論が恣意的に避けられているようだ。今後は、電源供給の必要性との真正面の議論が避けられまい。そのためにも JICA が EIA のガイドライン作成の支援を行い、環境国際基準に準拠した EIA 作成への支援の意義は大きいと

¹ Environment Impact Assessment、環境影響評価

² Initial Environmental Examination、初期環境調査

考える。

(4) 新規水力 Broadlands のフィージビリティ調査

Broadlands 水力は、現在のラクサパナ流域最下流の Polpitiya 発電所の下流に位置し、流域一貫開発の最後となる開発計画である。CEB が 1986 年に実施した F/S では、当時の水力の役割は発生電力量重視であった。今回、ピーク対応としてのフィージビリティ設計の見直しを JICA に対して求めているが、ラクサパナ流域の既設発電所群についての最適運用検討をまず行った上で、Broadlands のピーク供給に相応しい条件を定めるべきである。F/S に必要な既往検討の設計図書について、CEB は現地調査関連の地形図、水文データ、地質調査資料を JICA 調査団へ提供することを約束した。次回の S/W ミッションにおいて、フィージビリティ調査実施のため追加的に必要な調査内容について絞り込むが、Broadlands はラクサパナ流域カスケード開発の仕上げに相当する水力計画であり、住民移転や水利権などの環境上の問題が発生しない有望な水力開発地点と CEB は位置付けている。

(5) 電気事業経営に対する知的支援

スリ・ランカ国の電力セクター改革が現在進行中であるが、その大略が早ければ 2001 年度の前半中に固まる可能性について世銀代表は示唆した。CEB の発電部門は、火力発電会社、水力発電会社、IPP³関係等の複数の発電会社に分割されることは決まっている。ADB コンサルタントは、水力発電会社 (Hydro GENCO) を更に分割して、マハヴェリ流域 GENCO とラクサパナ流域 GENCO にする提案をしているが、現在まだ協議途中にあるようだ。

本調査の成果は、とりわけ実施機関 (CEB) の改革後の将来体制により大きな影響を受けることとなる。プロジェクト財務評価は、電気料金の設定や事業経営状態が大きく左右するので、改革の動向を頻繁にモニターしながら本調査を進める必要がある。その連絡体制確立のために JICA、CEB、関係するコンサルタントの合同会議開催の提案に対して CEB は合意したので、次回 S/W ミッション時に引き続き協議を重ねることとした。

(6) 調査団の安全について

今後の調査に必要な情報・資料の収集およびヒアリングについて CEB の全面的な協力が得られることについて確証を得た。また、本格調査段階に実施する地方での現地調査の安全確保について検討するために、今回踏査においては大使館・JICA 事務所を通じた

³ Independent Power Producer、独立電気事業者

情報連絡体制を敷くことに加えて、各発電所周辺における治安状態他について特に注視した。CEBのコロンボ本社と地元出先機関との間の情報・指示伝達体制は極めて整備されていることから、現段階においては、本調査を進める上での支障とはならないと思料する。

2 - 4 主要面談者

(1) 外国資源局 (Department of External Resources, Ministry of Finance & Planning: DER)

J.H.J. JAYAMAHA Director Japan Division

(2) 電力・エネルギー省 (Ministry of Power and Energy: MPE)

Michael A. Warnakulassoriya Additional Secretary

W.B. Dissanayake Director, Power

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

Mr. P.A.M. Deraniyagala Chairman

Mr. D.G.D.C.Wijeratna Additional General Manager

Mr. ShavIndranath Fernando Deputy General Manager

Ms. Kamani Jayasekera Chief Engineer Generation Planning

(4) 中央環境庁 (Central Environment Authority: CEA)

ThilakHewawasam Chairman

W.A.D.D.Wijesooriyo Director (EIA)

Romanie Ellepola Environmental Management Assessment Division

(5) 大蔵・計画省 (Ministry of Finance and Planning: MFP)

Mr. Dahanayake Director National Planning Division

(6) 世界銀行

Mr. Priyantha Wijayatunga Consultant Power Sector

(7) ADB スリ・ランカ事務所

Mr. Joseph E. Zveglic Deputy Resident Representative

(8) エンジニアリングコンサルタント局 (Central Engineering Consultancy Bureau: CECB)

H.B.Jayasekera	Chairman
W.M.Sarath.C.Piyadasa	General Manager
Upul S.Goonasekera	Deputy General Manager

(9) 在スリ・ランカ日本大使館

青山 健治 書記官

(10) 国際協力銀行コロンボ事務所 (Japan Bank for International Cooperation: JBIC)

三輪 修己	所長
遠山 慶	所員

(11) 国際協力事業団スリ・ランカ事務所 (Japan International Cooperation Agency: JICA)

海保 誠治	所長
鈴木 康二郎	次長
尾上 能久	所員

2 - 5 面談議事録

2 - 5 - 1 JICA 事務所打ち合わせ・ブリーフィング

・日時・場所： 12月11日(月) 9:40~10:15 JICA スリ・ランカ事務所

・出席者： 鈴木次長
調査団

・主な協議事項：

調査団より対処方針および本調査の概要について説明した後、今後のスケジュールおよびアポイントメント取付状況、現地調査地点にかかる調査団の希望を伝えた。事務所からのコメントおよび個別内容に関する要点は以下のとおり。

(1) 調査概要について

JICA 以外のドナーを含めた多くの調査がこれまでに進行しており、資料としてかなりのもものが揃うと思われる。環境問題による電源開発計画遅延については、当国においては反対運動に対して推進派が理論的な反論を行うことができず、結局スタックするパターンがまま見られる。

(2) セクター改革、他ドナー連携

全体フレームワーク中における本調査の位置づけの明確化が必要。本格調査を確実に

実施できる体制が整っているかも確認する必要がある。JBIC も技協を行う予定があるが、スリ・ランカ大蔵省は技協はグラントで行うことを希望しているとも聞いているので確認が必要。電力分野においても様々なプロジェクトが実施・計画されているので整理が必要。知的支援的な側面についても調査のなかで検討する。

(3) 治安情勢

テロはいつどこであるか予想できない。どちらかということコロンボが危険であり、基本的に要人が標的のため大臣およびトップに近い人間に近づかないことが予防策となり得る。また、人混みも危険である。電力・インフラ関係施設も標的にはなり得るが、警備はかなり厳重。国会の会期がこの週末で終了し、道路のセキュリティは平常化している。

(4) 政情に関する今後の見通し

総選挙後省庁再編があり約 10 増加した。大臣の専門分野の関係で法務省と工業開発省といった全く関係ない省庁を合併する例なども散見される。与党のほとんどは大臣という状況になっている。また、憲法改正の動きがあり、主たる内容は北東部自治拡大と大統領制の廃止である。現在は折り合いがつかず手つかずだが今後議論の対象になる可能性もある。LTTE 関係については、現在ノルウェーが政府との仲介に乗り出している。先日 LTTE が和平協議に応じる準備がある旨表明し意外な展開を見せる可能性がある。ただし、最近では北部だけでなく東部においても戦闘状態が見られる状態となっている。

2 - 5 - 2 外国資源局 (DER) 表敬

- ・日時・場所： 12月11日(月)10:40～10:55 外国資源局
- ・出席者： J.H.J. JAYAMAHA, Director (Japan Division)
調査団
- ・主な協議事項：

調査団より調査概要について説明後、意見交換を行った。概要以下のとおり。

DER は各省庁からあがってくる要請案件について優先順位を決定する機関である。本要請案件については電力セクターにおける最優先案件のひとつと位置付けている。当国において水力は唯一の純国産資源であり、出来るだけ有効活用する必要性があり、JICA 調査にもとづく設備増強を強く望んでいる。電力セクターに限定すると現在進行中の案件は ADB による構造改革以外には、CEB による小規模の案件があるのみである。電源開発計画を含めた当国の開発計画全体について計画局が担当しており、面会することを勧める。面会人氏名ならびに日時につい

て手配する。

2 - 5 - 3 電力・エネルギー省 (MPE) 表敬

- ・日時・場所： 12月11日(月) 11:20～12:30 電力・エネルギー省
- ・出席者： Michael A. Warnakulassoriya, (Additional Secretary)
W.B. Dissanayake (Director, Power)
調査団

- ・主な協議事項：

調査団より庁の目的および概要について説明し、現地調査に関する手配調整を依頼した後に質疑応答を行った。概要は以下のとおり。

(1) 省庁再編の影響について

要請は MPI より出ており、現在は MPI と MIWR に分割されている。MPE は新ビルに移転し、旧 MPI ビルは現在 MIWR が使用している。旧 MPI は灌漑・電力エネルギーの両セクターを扱っており、今回の分割は調査に及ぼす影響は実質何らないと考える。マハヴェリ水系については、灌漑・電力の多目的ダムがあるため水力発電所増強計画が貯水池または取水設備の変更を伴う場合は灌漑・水資源管理省の承認が必要となる。発電所のみの変更であれば、CEB が所管。ラクサパナ水系については全て CEB に属しているため、他省庁との調整は不要である。

(2) セクター改革について

CEB 分割により発電会社 GENCOs (複数)、送電会社 TRANSCO (単一)、配電会社 DISCOs (複数)、規制監督庁を設立する予定になっている。発電会社は、水力 (単一)、火力 (単一)、IPP (単一) の各社を予定しており、いずれも国営となる。民営化の予定はない。

2 - 5 - 4 電力・エネルギー省およびセイロン電力庁 (CEB) 協議

- ・日時・場所： 12月11日(月) 11:20～12:30 MPE
- ・出席者： Mr.D.G.D.C.Wijeratra (CEB, Additional General Manager)
Ms. Kamani Jayasekera (CEB, Chief Engineer, Generation Planning)
Mr. W.B. Dissanayake (MPE, Director, Power)

- ・主な協議事項：

(1) 調査内容について

スリ・ランカにおける水力は流れ込み式が主体で開発されてきた。1960年代には全発

電設備の 90% を水力が占めた時期もある。最近の急激な需要の伸びとともにピーク供給対応としての水力の必要性が出てきているため、ベースロードは火力へと移行させる予定。そのため、ピーク時に水力が最適に対応できるよう、水力発電に関する計画を立てて頂くことを期待している。2000 年度に策定した長期電源開発計画はあるが、火力発電の建設が不透明になっている状況。水力はスリ・ランカ唯一の純国産エネルギーであり、開発可能資源が枯渇しかけているため既設設備容量を増強する改造が最適な選択肢の一つである。水系ごとに最適な運用、設備を考えていきたい。アップグレードに関しての計画例としては、ラクサパナ水系におけるビクトリア発電所を現状の 210MW 出力を 2 倍の 400MW 程度に増強することを考えている。ただし、詳細検討は行っていない。

(2) 現地調査について

調査団による現地調査は発電運転状況、灌漑水供給等の水運用条件、増設の現実性について確認することが目的である。灌漑水資源省との間の調整についても依頼した。結果、在キャンディマハヴェリ事務所 (Mahaveli Complex Office) との協議アポイントメントを取り付けた。

(3) 水利権について

灌漑水供給の水利権等、発電運用にかかる拘束条件はコンピューター解析プログラム SYSYM⁴により運用予測を行っている。1987 年に開発したものの。

(4) CEB 分割について

CEB を複数の発電会社、単一の送電会社、複数の配電会社にすることは決定している。分割後の会社は全て従来通り国営となることに留意して欲しい。民営化することは今のところありえない。水力発電会社の構成については、ADB コンサルタントが水系ごとの分社化を提案している。マハヴェリ水系では灌漑用途が優先されるために水系ごとに会社を分けた方が経営方針が立てやすいというのがその理由である。現在検討中。

2 - 5 - 5 在スリ・ランカ日本大使館表敬

- ・日時・場所： 12月11日(月)16:10~16:30 在スリ・ランカ日本大使館
- ・出席者： 青山書記官
尾上所員 (JICA 事務所)

⁴ SYstem SIMulation package

調査団

・主な協議事項：

調査団より対処方針資料に基づき調査概要についての説明を行った。その後の打ち合わせ、コメントの主たる内容は以下のとおり。

(1) セクター改革関係

日本側は支援する方向性を打ち出しているが、問題点を含めて率直に調査を進めることを希望する。分割による効率性の向上といった面には疑問を感じる部分もあり、現地調査の際にも状況を確認することを望む。また、組合が強く首都でもストライキが起こる状況があり、この面もフォローが必要。

(2) 治安問題、政情等の今後の見通し

危険度を 2 から 3 に上昇させたのは予防的な措置という意味合いが強い。根本的に完全解決するにはなお時間が必要かと思われるが、調査を進める上では問題ないとする。選挙も終わっており、情勢は安定する方向に動いている。また、地方はシンハラ、タミルが村ごとに色分けされていることが多く、コロンボよりもむしろ安全である。自爆テロ要員が警察の尋問に引っかかった時点で自爆するケースが見られるので、そのようなポイントは避けるか短時間で通り過ぎるよう注意すること。JICA 事務所は安全対策を手厚くしており、大きな問題はないが、万一の際には大使館、JICA 事務所にすぐ連絡することを確認。

2 - 5 - 6 JBIC コロンボ事務所表敬

・日時・場所： 12月12日(火) 9:20~10:20 JBIC コロンボ事務所

・出席者： 遠山所員
調査団(堀団員、近藤団員)

・主な協議事項：

調査団より本ミッションにおける3つの重要な視点(電源開発計画の中での水力の位置づけ、CEB 分割と実施体制、環境)について言及がし、それぞれに係る JBIC の立場について質問した。以下、概要。

(1) 電力セクター全体の開発計画について

西海岸火力については、CEB および電力省の次官までは作らねば 2004~2005 年に深刻な供給不足が起こるとして建設せねばならない状況。閣議決定により代替地検討を行うこととなり、CEB はこれからコンサルを雇用することとなる。ただし、最初の計画決定時にすでに環境・コストを含めて検討を行っているはずであり、代替地にはなにかしら問

題があると思われる。そのため、検討を行った結果もとの場所が最適、という結論になるとと思われる。水力に関してはアッパーコトマレが訴訟問題もひとまず落ち着き進行中。風力に関してはまだ事業化には数ステップが必要な状態。

大規模な水力開発はアッパーコトマレが最後となる。システム・運用最適化が今後主となっていくのは理解できる。

(2) セクター改革

CEB の Mr. Wijeratra はセクター改革マネジャーも兼務しており、WB および ADB 寄りの立場をとっているが、最近では急進的改革反対派が CEB 内部で力を持っている状態である。電力省は CEB を解体して弱体化させ政府のグリップを強めたい立場をとっており、大臣も急進的改革には後ろ向き。現在改革派はやや弱い立場である。ドナーの立場としては世銀が Institution、ADB が legal な面を担当し、日本はプロ技、専門家チーム派遣等 TA を行い改革を頓挫させないように見守る役割。マネジメント支援をグラントで行う旨スリ・ランカ大蔵省が述べているというような話は聞いていない。個々案件とセクター改革をどう結びつけるかということについては、基本的には切り離して考える。緊急度が高く、成熟している案件ならば借款を行う。ただし、実施体制等の面でセクター改革の動きと逆行することのないよう留意する。

(3) 環境問題

本調査要請には入っていないが、環境問題については CEB 内部も変化してきている。アッパーコトマレについては、最初のつまづきにより 6 年事業実施が先送りされて痛い思いをしている。Mr. Ferenando は CEB が積極的に環境について発信を行い、環境ユニットを強化すべく提案している。ただし、長官の意識はそう高くないようだ。

アッパーコトマレの件で未だ反対している NGO (EFL) については、確信犯的に問題をこじらせようとしているような不穏な動きがある。JBIC 総裁に直接手紙を出したり、日本の NGO と連携したりもしているようだ。この団体と個別に会うことは避けてほしい。協議内容ではなく、会ったこと自体を宣伝に利用される恐れがある。

(4) 経済・財務分析

経済分析については、アッパーコトマレ SAPROF でも一つの企業体として見た場合のシミュレーションを Sensitive Analysis を含めて行う予定。現状では施設、人員等がどこで分断されるかが不明のため、シミュレーションは困難である。モデルを示して考える材料を与える、という方向がいいのではないかと。

2 - 5 - 7 CEB 表敬・協議

- ・日時・場所： 12月12日（火） 9:30～12:20 CEB本部（コロンボ）
- ・出席者： Mr. D.G.D.C.Wijeratra (Additional General Manager)
Mr. ShavIndranath Fernando (Deputy General Manager)
Ms. Kamani Jayasekera (Chief Engineer, Generation Planning)
調査団

・主な協議事項：

本調査団の対処方針に基づく調査目的と位置付けについて説明後、以下の意見交換を行なった。

(1) ラクサパナ水系関係

出力増強を考えているのは、最下流の Broadlands 地点（出力 40MW，年間発生電力量 145GWh）である。1997 年に F/S を終えており、工事費が 100M.US\$と算出されているが、もっと工事費を安くするための再調査が必要と CEB は考えている。一つの方策として、発電所に水車・発電機 20MW×2 台入れる設計としているものを、40MW×1 台にすることも考えている。

(2) マハヴェリ水系関係

上流域で出力増強が考えられるのは、貯水容量が 721Mm³ と多い Victoria 発電所である。ここでピーク運転に変更しても、直下流には 857Mm³ の Randenigala 貯水池があるので、下流の灌漑用水に対して影響ないと、1990 年の F/S 報告書で検討されている。最上流の Upper Kotomale 地点（150MW）は、2006 年までに建設しなければならないが、滝に対する環境問題で建設費が 450 億円にもなっており、大きな問題になっている。

(3) その他河川関係

Gin Ganga 地点（49MW）は、世界遺産に指定されている所が水没するため、ダムの高さを低くし貯水池水位を下げなければならないので発電規模が縮小し、経済性が悪くなり計画の再検討が必要になる。Kukule 地点（70MW）も、環境問題からダム高さを約 30m 低くしなければならず、100GWh 減少するので、同様の問題がある。

(4) JICA に対する要望

プロジェクト調査には M/P、F/S、D/D 等があるが、本格調査において JICA に援助要請を受入れて貰えるのは M/P と F/S と理解している。本格調査では、上記の Broadlands 地点で F/S が終了しているものを見直しをかけたい。これに他の地点を加えて調査して貰

うには、50M/M×6=300 M/Mが必要かもしれない。

(5) 現地踏査日程

Laxapana Complex と Mahaweli Complex の現地踏査は、スケジュール調整の結果、12月15日から18日とすることにし、CEB から久保専門員の他1~2名が同行することとしたい。Samarawewa 地点は、時間的に調整困難のため、今回は断念することとする。

2 - 5 - 8 CEB 長官表敬・協議

・日時・場所： 12月12日(火) 16:20~17:20 CEB 本部長官室(コロンボ)

・出席者： Mr. P.A.M. Deraniyagala (Chairman)

Mr, ShavIndranath Fernando (Deputy General Manager)

調査団

・主な協議事項：

本調査団の対処方針に基づく調査目的と位置付けについて説明後、意見交換を行なった。概要以下のとおり。

(1) 環境問題について

アッパーコトマレの住民移転(450戸)については景観問題が一段落したことと合わせ、楽観視している。また、サマラナウェアでは大学学部を巻き込んで Public acceptance を得る手法を導入している。

(2) CEB 分割について

送電、発電、規制委員会に分割される予定となっている。電力料金は発電会社サイドで決定することとなる予定。水力は唯一の国産資源エネルギーであるため、重要視している。National Security 上 200MW まではコストが高くても開発を希望している。

(3) その他

USAID の斡旋、ファンドの下でアメリカ西海岸の発電会社と人事交流をすることとなった。情報交換等の面で有益であると思われる。地方電化については、電化率の目標を需要家ベースで80%として進めている(現在は60%)。電化率が低いのは南東部であり、東部、北部もやや低い。

2 - 5 - 9 ADB スリ・ランカ事務所表敬

・日時・場所： 12月13日(水) 9:40~10:30 ADB スリ・ランカ事務所(コロンボ)

・出席者： Mr. Joseph E. Zveglich (Deputy Resident Representative)
調査団

・主な協議事項：

調査団より調査概要についての説明を行った後、意見交換を行った。特にセクター改革に関しての先方発言の要点は次のとおり。

セクター改革の視点は競争が確保されることである。水力会社の数をどのようにするかはまだ、議論が始まったばかりで、次のステージで議論することもありうる。配電会社の数も未定。ADB としては、投資の観点から水力の増設が可能かどうか考えて頂きたい。ADB のローンとしてはセクターローン、政策ローン、地方電化ローンなどを予定している。12月19日に世銀、ADB コンサルタントなどが集まる会議があり、そこでも今後の進め方について議論する予定である。長期電力設備整備計画は世銀が基本的なところを担当し、ADB は配電、送電に関心がある。発電部門はあまり関心がない。

最近、電力大臣が CEB 従業員との話し合いで CEB は廃止しないと語るなど不透明な動きがある。電力大臣は組合がストライキをするのを恐れており、不安的な状況である。世銀、ADB は今の第一フェーズの案を来年5月には決定するつもり。

水力能力増強調査の中で経済性についてもふれるとのことだが、水力会社の財務評価等の財務問題に関しては本部の Mr. Rune Strong が担当している。本日の議論は彼に伝えておく。

2 - 5 - 10 中央環境庁 (CEA) 表敬

・日時・場所： 12月13日(水) 11:30 ~ 13:30 CEA (スリジャヤ)

・出席者： ThilakHewawasam Chairman)
W.A.D.D.Wijesooriyo (Director (EIA))
Romanie Ellepola (Environmental Management Assessment Division)
調査団

・主な協議事項：

調査団より本調査の概要について説明した後、主として環境配慮と規制・法令等に関して質問を行った。先方コメントは次の通り。

(1) 法令等整備状況：下記のとおり。

- 1) 環境基本法については 1980 年制定、1988 年改正。
- 2) 環境保護と環境基準に関する規制：1990 年 2 月制定
- 3) 開発手続きに関する規則 (環境影響評価)：1993 年 6 月制定
- 4) 大気汚染関係規則：1994 年 12 月制定

(2) 環境影響評価

開発プロジェクトに関しては環境基本法において環境許可の取得が必要であると定められている。また、開発手続きに関する規則により環境許可が必要であるプロジェクトを規定している。電力セクターでは、概ね以下のものが対象である。

- ・出力 50MW 以上の水力発電所の建設、一つの地点で出力が 25MW 以上の火力発電所の建設および既設発電所に出力 25MW 以上の増設
- ・原子力発電所および 50MW 以上の再生可能エネルギー発電所の建設
- ・電圧 50kV 以上かつ 10km 以上の送電線の建設
- ・100 世帯以上の住民移転を行う場合
- ・トンネル工事を行う場合
- ・全ての河川流域開発事業および灌漑事業（簡易なものを除く）を行う場合
- ・5ha を超える樹木の伐採、1ha を超える森林の移植、50ha を超える開拓、港湾開発

(3) 開発承認手続き

事業者は、プロジェクトの開発承認官庁（水力発電の場合は、MOF&E（Ministry of Forestry and Environment）が相当）に対し、環境影響評価（EIA）等の報告書を提出し、開発承認を得る必要がある。また、環境影響についての考え方、方針、基準等は CEA が所管している。なお、承認を得る手続きは、開発手続きに関する規制（1993 年制定）において示されている。

(4) 事業者（CEB）の環境配慮に関する対応

CEB は従前の経験等から、環境配慮に対する前向きな取組みが得策であると考えている。また、本年 5 月には社内に環境配慮対応の専門部署を設置している。

(5) 本件調査に関するコメント

環境影響評価報告書は、IEE（簡易）の制度はあるが EIA に沿うことが望ましい。また、出力 40MW そのものは基準に抵触しないが、規定は出力のみではないので計画の具体的な内容を見なければならぬ。ガイドラインが無い場合は、その都度裁量で決定する。増設では、トンネル工事が規制の対象とされ、チャンネル工事は除かれる。水力発電所の場合は、便利のため、その名称をトンネルとしていても実際には、水の流れが自由水面を持ち、開渠（チャンネル）と変わらないものがある（水路式発電所の導水路・放水路が相当）。これは環境影響的には開渠と同じレベルで問題が少ない。こうした水路式発電所建設の今後の重要性を鑑みると、環境影響評価無しで事を進めた場合に問題となるのか

どうかはかなり重要な事柄である。代替案については、環境影響が最小限となることが原則であり、そのためには、代替サイトとの環境影響比較や当該サイトでの環境影響を最小限に止める対策を基とした比較評価等考量が必要とされる。具体的には、事業サイトで考量事項を案出する必要がある。建設後のモニタリングはケースバイケースであり、また IEE と EIA における境界基準は明確でない。

2 - 5 - 11 大蔵・計画省 (MFP) 表敬

- ・日時・場所： 12月13日(水) 11:30～13:30 MFP (コロンボ)
- ・出席者： Mr. Dahanayake (Director, National Planning Division)
調査団
- ・主な協議事項：

調査概要について調査団から説明した。先方のコメント主要点は以下のとおり。

(1) スリランカ経済

スリランカ経済は 2000～2010 年で 6%成長目標である。また農業中心から各種産業振興を進めるつもり。貧困対策と合わせて、3 大目標としている。12 月末にこれらをまとめたビジョン 2010 という国家長期計画が出る予定となっている。

(2) 電力見直しおよび電源開発手続き

現在、57%の地方電化率を 2010 年には 60%に上げる予定。このため、non-conventional な手段としてバイオマスや太陽光なども積極的に活用したい。昔はインドへの売電案があるほど電力に余裕があったが、現在は逆にインドから電力を買う話が進んでいる。電力需要は伸びており(過去 10 年で 6%の伸び)電力開発は高いプライオリティを持っている。また、電力のシステムロスが高く、これを引き下げることが重要である。現在 20%のロスを 14%に引き下げれば、大きな発電所にも匹敵する。また電源開発では 7つの河川の開発が重要。

電源開発については、まず CEB がプランを作り、電力エネルギー省に提出し、その後大蔵・計画省の計画部門に送付され、外国援助が必要な場合は DER に回付される。なお大規模な IPP 開発なども BII (インフラ投資部) に回付される。計画部門では、国家政策および経済合理性に合致しているかどうか審査し、外国援助の可否を決定する。

(3) 水力開発・環境アセスメント

水力開発に関しては環境分野の勢力はあらゆる理由をつけて反対している。しかし、我が国では多くの人が石油ランプを使っているが、汚染源としてはこの方が大きく、水

力発電による電化により石油ランプから解放される方のメリットがより大きい。また、火力と比べても水力は環境へのインパクトが低い。これらの国民への広報を積極的に推進すべきである。環境アセスメントについては、マスタープラン段階から環境の専門家を加えて、考察するのがよい。また、社会的な利益、例えば、効果的な水利用、火力と比べた際のコスト面での優位性などをもっと PR すべき。いままで環境問題で躓いた事例を見ても、CEB は PR が下手である。これを改善し、正確な計画に関する情報を関係者に積極的に開示していく努力を払うべき。調査の中でその実施方法についての提言もすればどうか。

2 - 5 - 12 JICA 事務所中間報告

・日時・場所： 12月15日(金)14:10~14:50 JICA スリ・ランカ事務所

・出席者： 海保所長、鈴木次長、尾上所員
調査団(堀団員、近藤団員)

・主な協議事項：

調査の途中経過について調査団より説明した後、意見交換を行った。要点以下のとおり。

(1) 今回調査の概要および経過

C/P は非常に協力的であった。環境等に関する当方の要望も受け入れそうである。全体計画としては M/P を行った後有望な個別計画に係る F/S を行うことでほぼ合意している。F/S は資金計画も含み、分割後の財務に及ぼす影響も評価するものとする予定。

(2) 環境配慮・技術移転

環境配慮だけではなく、住民対策や事業のステークホルダーといかに取り組み、対話するかという部分においても実施期間が役割を果たすべきであり、この部分への支援が JICA のレッスンとして一番大きく受け止められるのではないかと。本調査には CEB がこの機能を果たせるように例えば住民環境相談室等を作る、といった取り組みを促すきっかけ作りという面もある。他セクターでも同じ問題が発生しているが、環境庁が弱体でアセスメント能力に欠ける現実がある。そのため形式のみのアセスになりがちで、結局法廷に持ち込まれアセスの技術的裏付けがないためにさらに時間がかかる、というパターンが多い。本調査は実力を付けるきっかけ、制度改革支援といった面にも目を向けていただきたい。また、調査行為そのもの(成果品=報告書)だけでなく、M/P ならデータベースや環境アセスメント、他省庁との連携等の部分のバックアップを行えるようなシステムを構築していただきたい。これは知的支援的な部分であり、一度完成すれば相手側で日々メンテナンスしていける。

全体的には当国 JICA 事務所は他ドナーと活発に意見交換している。特に JBIC の資金力は巨大であり（援助額全体の 40% を占めたこともある）、投入分野については JICA が方向付けをしていくべき。電力分野は無償でやるわけにもいかないため、JBIC の資金力を考慮せず資金計画を作成するのはナンセンスである。

制度についてはほとんど整備されておらず、支援が必要。社会主義時代の影響か、使用者の立場、観点に欠ける部分が多い。住民の意見を取り入れた事業の進め方、実施体制の組み上げが必要である。

2 - 5 - 13 エンジニアリングコンサルタント局表敬

- ・日時・場所： 12月22日（木）15:30～17:00 JICA スリ・ランカ事務所
- ・出席者： H.B.Jayasekera(Chairman)
W.M.Sarath.C.Piyadasa(General Manager)
Upul S.Goonasekara(Deputy General Manager)
調査団（丹羽団長、高瀬団員、松本団員）、久保専門家

JICA 側の訪問目的について説明した後質疑応答を行った。主たる点は以下のとおり。

(1) 団体概要について

1973 年に設置された全額政府出資の行政法人（独立行政法人）である。税引き利益の 50% を国庫へ納入しており、地質調査（ボーリング他）は、Ministry of Construction National Building Research の実績を含め多数ある。水路、ダム等発電工作物の実施設計も多数ある。日本から見ると作業単価が安く、かつ技術も水準を維持しているのここへ発注するケースが多々あると思われる。住宅、水道、道路等インフラ調査、計画、設計、監理の実績豊富で、環境調査も可能。

(2) ブロードランド計画およびその他水力関係実施事業について

Broadlands 計画の F/S は、1984 年 CECB が実施している。これに関し、半年前には JICA と接触している。ダムサイトについては上下流 7 案があったが、下流案は地質が悪い（河床堆積物が厚い）ため上流案でまとめた。その他、Samanarawewa、Kukule の F/S、D/D に携わっている。その他、CECB からラクサパナ水系、マハヴェリ水系の増強プロジェクトについてローカルコンサルタントの立場から、関わり合い経緯、今後の展開、ドナーへのニーズの説明（PR）および JICA 関係の業務に携わりたいとする期待と要望があった。

2 - 5 - 14 世界銀行表敬

- ・日時・場所： 12月22日(木) 8:30~9:30 JICA スリ・ランカ事務所
- ・出席者： Mr. Priyantha Wijayatunga (Consultant, Power Sector)
調査団(丹羽団長、高瀬団員、松本団員)

・主な協議事項：

調査概要、訪問目的について調査団から説明した後、意見交換を行った。先方のコメント主要点は以下のとおり。

(1) セクター改革について

本件については ADB が鍵を握っており、水力発電会社はマハヴェリで 1 社とすることを 1.5 ヶ月前にコミットしている。関係コンサルタントは NERA (U.K.)。制度の発足は、2001 年 4 月か、5 月になる見込みで、2 月の閣議にかかる予定。

(2) 現在および今後の協力案件、方向性

技術支援として、MPE、CEB から依頼されたシュミレーション (SYSIM) の改良がある。現在実施中であり、完了目途は 2001 年 5 月である。現場運用については世銀での実施は課題があるので JICA に期待したい。IPP (AES) の Kelanitissa 2 期 (CCY) は ADB が支援している。JBIC は、水力はアッパーコトマレがラストだと言っているので Broadlands の融資は難しい。西海岸の石炭火力が 2001 年に浮上するであろうから、外に支援するところを模索中。

(3) 電力開発に対する世銀の見方

小水力は割高で、分散型は小さ過ぎる。全部集めても 1,000kw であり世銀にとっての魅力は無い。CO₂対策は、Dr. Somentity (環境技術者 - コロンボ在住) が担当している。西海岸の石炭火力よりは、Kotomale、Kukule など問題あるにしても水力が良い。

2 - 5 - 15 JICA スリ・ランカ事務所調査結果報告

- ・日時・場所： 12月22日(木) 14:30~15:20 JICA スリ・ランカ事務所
- ・出席者： 海保所長、尾上所員
久保専門家 (CEB)
調査団(丹羽団長、高瀬団員、松本団員)

・主な協議事項：

調査団より調査結果と M/M、現地踏査結果報告後調査に関して意見交換を行った。概要は以下のとおり。

(1) CEB 民営化・体制について

WB の Mr. Priyautha によれば、CEB の民営化は 2001 年 5~6 月頃と思われる。JBIC の情報と比較すると、随分早まりそう。CEB の民営化は、財務調査を待って水系別に分割される予定。CEB は来年 5 月頃に貯水池運用システム SYSIM の完成を予定している。CEB は 96、99 年の渇水を経験し、ダムの観測システムを構築中で、委員会を発足させた。11 月に省庁高官の移動があったが、CEB の総裁は変らなかったことから、信認が厚いと考えられる

(2) 調査結果・今後の見通しについて

今後の F/S 調査は、環境アセスを含めた調査を一緒にやらないと、アッパー・コトマレ地点の二の舞になり、融資決定後事業が行止まる可能性が高い。ラクサパナ水系最下流地点の Broadlands 計画は、F/S 調査が 1986 年に済んでいるものの、ピーク対応にはなっていないと思われるため、見直しが必要である。今後 1950 年以降建設された発電所の出力増強や運用改善をすることになるが、必要な図書類はかなり整備されていることが判明した。スリ・ランカの電力は、火力主体に移行して行く予定だが、火力発電所の建設が進んでいない。JICA で調査した石炭火力とアッパー・コトマレの二件が、環境問題と住民の反対に遭っている。今後の調査では事業計画作成時でやるべきで、このようなことのないようすべきだ。CEB はコンセンサス作りが必要で、社会的メカニズムの確立が必要である。

本格調査とは別に、CEB が使える基礎的なデータベースを作ることも検討課題として入れて欲しい。スリ・ランカ和平後、電力部門の協力をインドがしてくる可能性がある。

2 - 5 - 16 JBIC コロンボ事務所表敬・意見交換

・日時・場所： 12月22日(木) 15:30~17:00 JICA スリ・ランカ事務所

・出席者： 三輪所長

調査団(丹羽団長、高瀬団員、松本団員)

・主な協議事項：

調査団より調査結果報告と M/M の説明後、意見交換を行った。概要以下のとおり。

(1) 環境問題

アッパー・コトマレに融資決定後、環境問題で事業が止っており憂慮している。先の選挙で大統領は一部環境団体の反対に遭い、西海岸火力発電所の開発をキャンセルしたので、近い内電力不足が深刻化する模様。今後スリ・ランカの電力が水力から火力にシフトされていく予定となっているが、政治的な理由で電力開発計画が変更されることを

政府高官や CEB が事前に知らされていなかったのかどうか、疑問である。CEB や電力・エネルギー省には、電力開発の長期計画があるのか疑わしい。

(2) 電力セクターに関する見通し、今後の課題

スリランカでは水管理と水力のリフォームの問題がある。近く電力セクターの改革があるので、見守っていきたい。今後、(日本の電力会社による)マネジメント支援をやって行きたい。これからの電力は電源調査が先か、融資先を決めることが先かの問題がある。個別案件については、JBIC が融資した Samanalawewa 発電所で導水路トンネルから漏水があり、ダムの水位を 30m 下げて修繕工事をしており、当初の発電ができていない。

第3章 スリ・ランカ国の社会・経済

第3章 スリ・ランカ国の社会・経済

3 - 1 社会・経済事情

3 - 1 - 1 社会

スリ・ランカはインドの南わずか 29 キロメートルに位置し、その国名は「聖なる島」または「美しい島」を意味しており、その形からインド洋の真珠ともいわれる。地形は西洋梨形であり、島の北半分はほとんど平地であるのに対し、南半分は密林が続く山岳地帯になっている。人口の主力を形成するシンハラ人の大部分が仏教徒（全人口の 69.3%）である。タミル人はヒンズー教（15.5%）、を、ムーア人、マレー人はイスラム教（7.6%）を信奉している。キリスト教徒（7.6%）は欧亜系などの人種にわたっておりほとんどがカトリックである。

公用語はシンハラ語及びタミル語であるが、都市部では英語も使用されている。一時的にシンハラ語が公用語とされタミル語が劣位に置かれたため、タミル語を日常語とするタミル人が、公職に就く際などに不利な扱いを受けることともあったが、現在ではタミル語も公用語として両民族の融和が図られている。なお、英語は両公用語間に介在する連結語とされている。表3 - 1 にスリ・ランカ国の一般情報を示す。

表3 - 1 スリ・ランカ国一般情報

面積	65,607km ² （北海道の約 0.8 倍）
人口	18.5 百万人（1997 年、「ス」大蔵・計画省センサス・統計局） 人口増加率 1.3%（97 年）
首都	スリ・ジャヤワルダナプラ・コッテ
人種	シンハラ人（74%）、タミル人（18.2%）、スリ・ランカ・ムーア人（7.1%）
言語	公用語（シンハラ語、タミル語）、連結語（英語）
宗教	仏教徒（69.3%）、ヒンドゥ教徒（15.5%）、イスラム教徒（7.6%）、ローマン・カトリック教徒（6.8%）

3 - 1 - 2 経済

スリ・ランカ国は、1947 年にアジア諸国の中で最も早く経済開発計画（第 1 次 6 カ年計画）を策定しその後も計画を策定していた。しかし、一次産品輸出型モノカルチャーの経済構造であったため、天候、国際市況の動向が国内経済を大きく左右していたことや、経済政策スタンスの異なる UNP（統一国民党）と SLFP（スリランカ自由党）間の政権交代により開発戦略が一貫性を持ち得なかったことなどにより、計画はいずれも実施期間途中で中止に追い込まれている。現在は包括的な経済計画はなく、公共投資部門に限った投資計画が 79 年以来策定されている。この公共投資計画（期間は各 5 年）は、各年度の投資実績、各プロジェクトの

フィージビリティ、財源の確保状況に応じて、毎年修正を加えるローリング・プランの形式で行われている。

政府は 83 年以降悪化した経済状況の建て直しを図る為、世銀・IMF との合意に基づき 88 年より財政支出の削減、公的企業の民営化、為替管理を含む規制緩和等を内容とする構造調整政策を実施した。その後 90 年代に入り国内（除く北・東部）の治安が回復したこともあり、民間部門を中心とする経済が活発化し、軍事費の増大等の事情はあったものの、90 年～97 年の平均 GDP 成長率は 5.4% を記録している。

スリ・ランカの産業別 GDP 構成比をみると、1998 年は、農業部門（林・漁業を含む）が約 21%、工業部門が約 26%、サービス部門が約 53% となっている。70 年の構成比において、農業部門が約 28%、工業部門が約 23% であったことを考えれば、当国が推進してきた農業依存型のモノカルチャー経済からの脱却がある程度進展していることがうかがえる。しかし、就業人口の 38% が農業に従事しているほか、農産物が輸出額の約 23% を占めるなど、農業は依然として重要な産業といえる。

工業部門は、化学（石油、ゴムなど）、食品（紅茶、食用油、砂糖など）、繊維・衣料の 3 業種からなる製造業を中心としている。当国製造業は、過度の国有化や公共部門重視政策による民間部門の立ち遅れ、また国内産業保護による非効率性などから、70 年代後半から 80 年代前半にかけて伸び悩み、GDP 構成比も低下した。しかし、80 年代後半からは、民間部門の生産量が繊維・衣料部門を中心に拡大している。また、GDP 成長率でも、製造業は 90 年以降、安定的に比較的、高い成長を続けている。なお、当国の工業部門は、単純加工・労働集約型の繊維・衣料が工業製品輸出の 7 割近くを占めるなど、軽工業が主体である。経済に関する基本データについて表 3 - 2 に示す。

表 3 - 2 基本経済指標

主要産業	農業（紅茶、ゴム、ココナツ、米作）、繊維製造業
GDP	157.1 億米ドル（98 年、市場価格表示）
一人当たり GDP	837 米ドル（98 年、市場価格表示）
GDP 経済成長	4.7%（98 年）
物価上昇率	9.4%（98 年コロンボ消費者物価指数）
失業率	9.1%（98 年）
主要貿易品目 （1998 年）	輸出：工業製品（繊維・衣類製品等）、農産品（紅茶等）、宝石 輸入：中間財（繊維関連等）、消費財（食料品等）、資本財
10. 主要貿易相手 国（1998 年）	輸出：米国（40.3%）、英国（11.3%）、ドイツ（4.9%） 輸入：日本（9.7%）、インド（9.5%）韓国（8.0%）
通貨	ルピー

3 - 1 - 3 治安状況

スリランカでは、北部・東部地域の分離独立を主張するタミル過激派（LTTE）が政府軍・警察に対する武力闘争を続けており、治安上の懸念材料となっている。

1980年代当初政府は対タミル過激派（LTTE）融和政策をとり、LTTEとの間で和平準備会合を開催し、敵対行為の無期限停止に合意するなど一定の成果を上げていたが、95年4月、LTTEは一方的に和平交渉の継続を拒否し、敵対行為の停止合意を破棄する旨政府に通告し戦闘を再開した。その後、政府側もLTTEとの軍事対決を強める政策に方向転換し、95年後半より政府軍は北部に於いて大規模な軍事作戦を展開した。この結果、政府軍はLTTEの活動拠点であったジャフナ市およびジャフナ半島全体をその支配下に治めることに成功した。一方、LTTEは活動の中心を北部州南部のジャングル地帯及び東部地域に移し、現在も両地域に於いて政府軍との間で戦闘を続けている。

LTTEは99年よりジャフナ半島への攻勢を強め、2000年4月末にはジャフナ防衛の政府軍の重要拠点であるエレファント・パスを一次陥落させた。2000年12月現在、戦闘はジャフナ半島東部沿岸のナガルコーヴィル地域で、政府軍の防衛戦を挟んで継続的に戦闘が行われている。

東部州については、パティカロアを中心とする地域には依然としてLTTEの拠点が数多く存在しており、LTTEと政府軍、警察との間の散発的な戦闘が続いており、東部州南端のアルガム・ベイ地区を含め、安易な立ち入りは非常に危険な状況である。

中央州ヌワラエリヤ県については、2000年10月元LTTE要員を収容しているとされる施設が同地域の住民約千人から攻撃を受け、収容されたタミル人26名が虐殺された事件の発生にタミル人が暴動を起こした。ヌワラエリヤ県には連日夜間外出禁止令が発令された。現在では軍・警察による警戒によりヌワラエリヤの治安は回復し、今回の暴動に伴って派遣された兵士や警察官は11月下旬までに全て元の所属に戻されている。

南東部のヤーラ国立公園については、1998年2月以来、同公園の一部（南端のブロック1地区のみ）が一般公開されているが、同公園奥部でスリランカ人がLTTEと見られるグループに誘拐されるという事件が発生した。現在は同公園内（特にブロック1地区）で軍が警備を強化しており同種の事件はその後発生していないが、安全性の確認は今暫く様子を見る必要がある。

上記以外の地域については、北部ジャフナ半島での戦況の悪化及びこれに伴うスリランカ政府の緊急事態令の公布・施行等はあるものの、2000年12月現在、治安情勢には基本的な変化はなく比較的平穏な状況にある。

コロンボ市内については、爆弾テロをはじめとするテロがしばしば発生している。また、今後LTTEによるコロンボ市内等でのテロ活動が活発化する可能性があると共に、ジャフナ半島の戦況の如何によっては社会的な緊張が高まり、これが一般治安情勢を悪化させる可能性もある。

3 - 2 エネルギー事情

スリ・ランカには化石燃料資源はほとんど存在せず、国産エネルギーとしては、水力による一次電力、および薪、砂糖きびかる、バイオマス等の非商業用エネルギーがあるにすぎない。これら非商業用エネルギーは総エネルギー消費量の7割を占めるといわれ、エネルギー供給の中心となっている。

1996年の民間部門以外の発電能力は14,09MWで、1992年以来変わっていない。水力発電は8割を占め、水力中心の発電体制である。火力発電は、従来渇水時における水力発電の補助電源として位置付けられてきたが、電力安定供給のために能力の向上が望まれている。電力不足を補うための自家発電設備の輸入関税と貸出金利の優遇措置により民間自家発電設備も大きく増加しており、96年の自家発電能力は44MW、発電量は154GWhとなった。

政府のエネルギーに対する基本政策は、

- 1) 最少費用によるエネルギー供給、
- 2) 省エネルギーの推進と浪費の削減、
- 3) 供給コストを反映した価格設定による効率的なエネルギーの利用とエネルギー資源の配分の推進、
- 4) 水力を中心とする利用可能な国内資源による輸入石油製品の代替、
- 5) 電力供給の質及び信頼度の向上と電力システム操業の効率の改善、
- 6) 電力の最終需要者の省エネ推進と農村でのエネルギー需要に対応する再生可能エネルギーのアベイラビリティの向上

の6点である。これらの目標を達成するためには火力発電を中心とする新しい発電施設の建設が不可欠な状況である。

エネルギー開発計画については、公共投資に限った公共投資計画(Public Investment Program: PIP)が策定されている。公共投資計画1997~2001において、エネルギー部門では電力供給を毎年10%ずつ増やし2004年までに1,000MWの発電能力を追加すること、2000年末までに火力発電の割合を42%にまで高めることを掲げている。

第4章 要請された開発調査の実施必要性

第4章 要請された開発調査の実施必要性

4 - 1 電力需給見通し

4 - 1 - 1 電力需給の現状

(1) 最大電力(最大ピーク電力)

1998年(1999年値はドラフト)の最大電力は、1,136.5MWで、1990年の639.7MW以降、毎年7.5%の高い伸び率を維持している(表4-1)。

また、最大電力を示す日の電力負荷は、概ね18時過ぎから急上昇を始め、20時頃にピークに達し、以後、減少を続けて23時頃には18時頃の需要に収まる。1991年以降、1999年の間、最大電力は年々先鋭化している(図4-1参照)。

1998年の負荷率は55.9%と低い。前年より2%近く高くなってはいるが、改善と言うほどのものではなく、統計上で見れば平常のパラツキ範囲と考えられる(表4-1)。なお、この低い負荷率は、経営の安定を図る上から高くすることが重要である。

表4-1 Gross System Losses and Load Factor in the Past few Years

Year	Generation* (GWh)	Sales* (GWh)	Peak (MW)	Losses (%)	LF* (%)
1986	2653	2232	540.3	15.9	56.1
1987	2707	2253	570.0	16.8	54.2
1988	2799	2371	593.5	15.3	53.8
1989	2858	2353	617.9	17.7	52.8
1990	3150	2608	639.7	17.2	56.2
1991	3377	2742	685.1	18.8	56.3
1992	3540	2869	742.0	19.0	54.5
1993	3979	3270	812.0	17.8	55.9
1994	4365	3565	910.0	18.3	54.8
1995	4783	3915	979.7	18.1	55.7
1996	4377	3588	968.4	18.0	51.6
1997	4911	4039	1037.0	17.8	54.1
1998	5569	4521	1136.5	18.8	55.9
1999	6070	4809	1291	20.9	53.7

*Generation, Sales and LF exclude self generation.

[出典] CEB: LTGEP 2000 - 2014

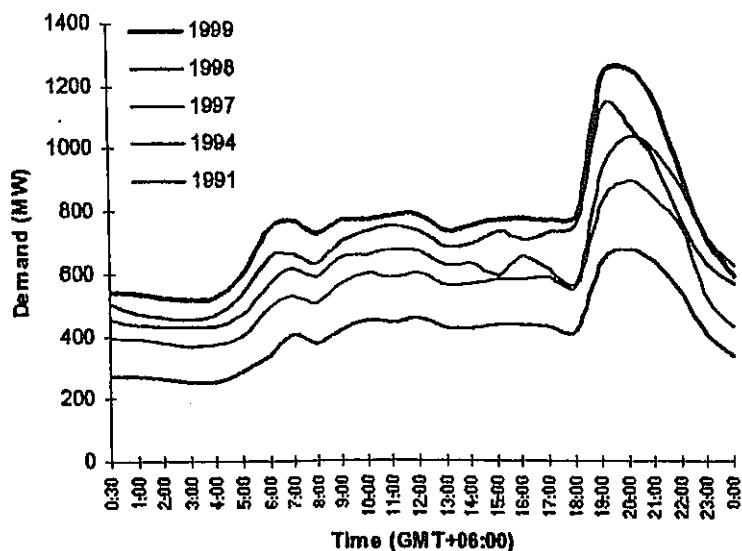


図 4-1 Change in Daily Load Curve over the Years

[出典] CEB : LTGEP 2000-2014

(2) 発電電力量

1998年の電力セクターの発電電力量⁵は、55億6,900万 kWh（発電端ベース）、販売電力量は、45億2,100万 kWh（1999年値はドラフト）である。発電電力量と販売電力量の差は、所内電力量プラス電力損失量である（表4-1）。また、IPP、移動発電所、自家発電電力量は以下のとおりである（表4-2）。

表 4-2 Generation by Independent Power Producers (IPPs),
Hired Thermal Plants and Self Generation

Year	IPP Generation (GWh)		Hired Thermal	Self Generation	Total (GWh)	% of Total Generation
	Hydro	Thermal				
1996	2.7	—	152	152	306.7	6.8%
1997	4.5	13	398	235	650.5	12.6%
1998	6.3	390	18	114	528.3	9.3%

[出典] CEB : LTGEP 1999-2013

⁵ ここでは CEB、IPP、移動発電所（短期賃借契約締結分）を指し、自家発電は除く。

1990 年時点では、水力発電電力量の比重はほぼ 100%であった。その後、若干量の火力発電の投入があったが、新規投入機運に火がついたのは 1996 年の大渇水で生じた水力発電の供給能力不足によるものであった。この年には厳しい電力使用制限が敷かれ、経済活動は対前年比マイナスとなった。水力発電電力量は前年比対 72%で大幅減産となった。

1997 年に入っても渇水は続き、CEB は IPP からの導入、移動発電車からの電力購入を進めた他、自家発電に対する優遇措置を取ることで自家発電の設置を奨励、電力使用制限の緊急回避に努めた。第 2 四半期に入り、降水は例年通りとなり平常化した。この大渇水の経験により CEB は水力発電が通常コスト（燃料代）が掛からない利点はあるものの、安定的運営を水力だけで行うことが不可能であることを察し、火力発電の必要性はもとより、貯水池運用手法の重要性についても新たな認識を有すところとなった。

結果、1998 年現在電力量の内訳は水力発電 68%、火力発電 32%となっている。

表 4 - 3 Electricity Generation from 1985 to 1999

Year	Peak Demand	Hydro Generation		Thermal Generation		Self Generation		Total
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	
	MW	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh
1985	515	2395	97.2	69	2.8	-	-	2464
1986	540	2645	99.7	7	0.3	-	-	2652
1987	570	2177	80.4	530	19.6	-	-	2707
1988	594	2597	92.8	202	7.2	-	-	2799
1989	618	2801	98.0	57	2.0	-	-	2858
1990	640	3144	99.8	5	0.2	-	-	3149
1991	685	3116	92.3	260	7.7	-	-	3376
1992	742	2900	81.9	640	18.1	-	-	3540
1993	812	3796	95.4	183	4.6	-	-	3979
1994	910	4089	93.2	275	6.3	22.2	0.5	4386
1995	980	4514	94.0	269	5.6	17	0.4	4800
1996	968	3249	71.8	1126	24.9	152	3.4	4527
1997	1037	3448	67.0	1463	28.4	235	4.5	5146
1998	1136.5	3915	68.5	1654	29.1	114	2.8	5683
1999	1291	4174.6	67.6	1901.4	30.8	97	1.6	6137
5yr Avg Growth	5.7%	-1.1%	-	56.6%	-	50.5%	-	6.7%
10yr Avg Growth	7.0%	3.8%	-	45.4%	-	-	-	7.9%

Note:Hydyo Generation figure for 1999 includes 3.5 GWh of Wind Power and 18.08 GWh of Mini Hydro
 [出典] CEB : LTGEP 2000-2014

実質 GDP と電力成長の関係を見ると、電力は実質 GDP の伸びに連動し、電力弾性値（電力成長／実質 GDP 成長）は、ほぼ 2 であり、電力需要の伸びは強い（図 4-2）。

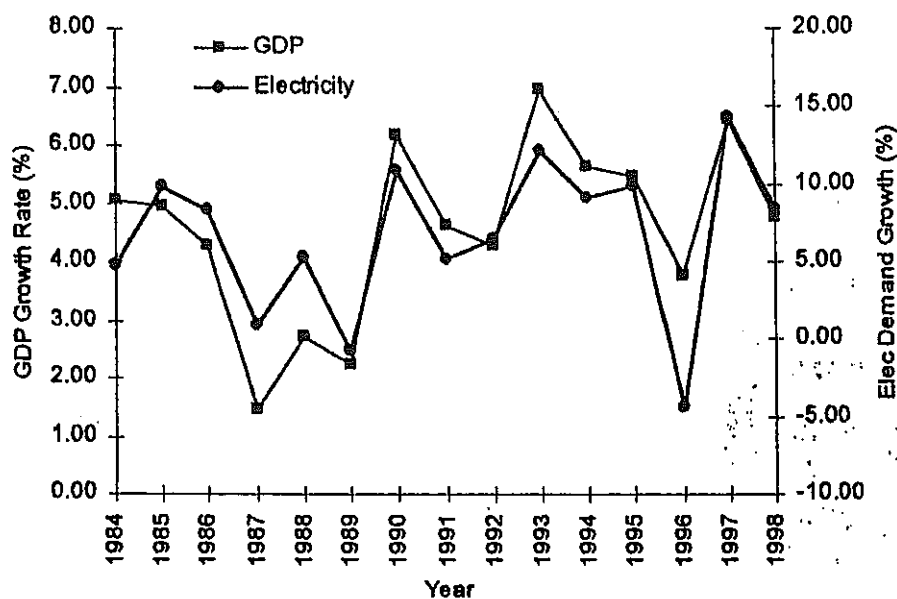


図 4-2 Growth Rates of GDP and Electricity Sales in the Recent Past 10 Years

[出典] CEB : LTGEP 2000-2014

(3) 販売電力量

1998 年、総販売電力量は 45.21 億 kWh と前年に比べ 11.9% 増加している（表 4-4）。分野別で見ると産業用 35.7%、家庭用 30.5% が共に全体のほぼ 3 分の 1 を占めている。しかし、1990 年は産業用 38.5%、家庭用 19.6% であったため、家庭用の伸びが顕著である。

1999 年の住宅電化率は、56.6%（評価値）であり、50% を少し越した程度である。一方、CEB は 2010 年までには電化率を 80% に高めたいとしている。

将来のこの 80% 目標に加え、既家庭ユーザーが電気を一層享受することにより、電力需要は夕方から夜半の時間帯（6 時間）に集中することとなる。従って、この面からも CEB はピーク電力供給力の一層の拡充に努めなければならないことは明瞭である。

なお、商業用のシェアは、1998 年 16.8%、1990 年 16.1% であり、ほぼ 10 年前と変わっていない。しかし将来的には住宅需要と同様前記時間帯での需要を増やす要素となる。

表 4 - 4 Electricity Consumption (GWh, %)

年	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	98年 構成比
産業用	1,010	958	1,057	1,223	1,406	1,527	1,361	1,430	1,614	1,613	35.7%
商業用	423	466	581	641	582	631	592	689	758	829	16.8%
家庭用	514	644	704	826	928	1,034	1,046	1,213	1,378	1,555	30.5%
卸供給	657	572	545	536	609	683	542	657	722	762	16.0%
街路灯	18	22	29	43	40	40	47	50	49	50	1.1%
合計	2,622	2,662	2,916	3,269	3,565	3,915	3,588	4,039	4,521	4,809	100%
成長率	15.4%	1.5%	9.5%	12.1%	9.1%	9.8%	-8.4%	12.6%	11.9%	6.4%	

(注) 消費電力量の産業用ホテル、家庭用には教会用を含む。

卸供給は LECO 等配電会社への供給。

[出典] Central Bank of Sri Lanka : Economic and social statistics of Sri Lanka 1999
CEB : Statistical Digest 1999

(4) 電力料金

2000年10月に行われた「電力分野に関するベースライン調査」(国際協力事業団鉱工業開発調査部)のスリ・ランカ国分報告によると、現行の電力料金は2000年1月1日から適用されているもので、過去に存在していた家庭用料金と産業用料金の逆鞘の補正が明らかに進んでおり、過去の制度と比べ改善されていることが指摘されている。一方で、今後は発電比重が火力発電にシフトしていくことから燃料費が原価に占める比重が高まり経営の収支に与える影響が大きくなることも指摘されている。

なお、料金の内訳は、

- 1) 月額制(種別は小口と大口、その中に用途別があり、さらに電圧別に分離)
- 2) 家庭用は従量制で規模別に4段階料金を設定、使用量が増すにつれ単価は高くなる。最初の2段階は社会政策への配慮から最低料金としている。
- 3) 産業用はピーク時間帯(午後7時から10時)料金(オフピーク時の2.3倍)を徴収する。

などである。また、全平均売電価格は、1998年および1999年でそれぞれ4.46Rs、4.43Rs(-0.7%)であり、途上国の平均レベルである。

4 - 1 - 2 将来見通し

(1) 需給見通し

CEBの発電計画部(Generation Planning Branch)は毎年将来の15年間の長期電源開発計画を策定し発表している。プロジェクトのプライオリティは、系統費用を最小化するプログラム(WASP)で決定している。精度を確保するためには、個々のプロジェク

トの調査水準が同一である必要がある。

1999年1月に発表された長期電源開発計画では、電力需要の予測を標準ケース（中期で8%）、高需要ケース（中期で9%）、低需要ケース（中期で7%）の3シナリオを設け、ケース毎に電源開発計画を策定している。

電力需要は、過去10年間で見ると年率7.8%で成長している。前記の標準ケースはこの実態に沿うもので、今後2009年までの10年間を年率8%程度、以後は、7.5%程度と見ている。負荷率は実績の実態を踏まえて55%としてピーク需要を算定している。

これらの設定手法は大胆であるが、毎年見直しを行っており想定ブレは至近年では修正される。しかし、それでも5年先でのブレは大きく、実態として標準ケースの値が低需要のケースに留まるところとなっている。

他方、電源施設の建設には、その準備を含め長期間を要する。CEBは需要予測数値にはある程度の幅があるため、この幅の中で供給力の確保が行えるよう弾力的に取り組まなければならないとし、そのために個別電源開発計画は、常々、ブラッシュアップを行い、一定レベルの精度を確保することにより即戦力とすべきと考えている。現在ベース供給力の中核的役割を担っている西海岸石炭火力発電所の建設計画は環境問題、住民の立地反対運動などの理由で棚上げ⁶となっているが、その戦力化は必須の課題であり、これにとって替わる計画は見当たらないのが現状である。水力にピーク供給役割を持たせることがベストミックスに繋がることから、特に供給予備力（ピーク供給力および電力量）が小さくなる2009年の新規水力発電所営業開始に向けて開発を推進することが重要である。ただし、長期電源開発計画には、ガスタービン（35MW）を一種のダミーとして記載してある。その理由は、現在既存の水力発電計画のどれもが前記ガスタービン発電水準の調査結果を得ておらず、開発優先順位を決定出来ない状況にあるからである。なお、供給計画全体の見通しは石炭火力発電所立地の問題があるために不透明で、2000年に策定の長期電源開発計画は2000年12月現在未公開である。

⁶ 大統領の建設中止指示があり、代替サイト検討後に計画見直しを行うことになっている。

表 4 - 5 Base Load Forecast 2000

Year	Demand (GWh)	Growth Rate (%)	Gross* Losses (%)	Generation (GWh)	LF (%)	Peak (MW)
2000	5387	11.4%	18.5	6605	55	1371
2001	5749	6.8%	17.0	6927	55	1438
2002	6209	8.0%	15.8	7374	55	1531
2003	6381	2.8%	15.2	7525	55	1562
2004	6967	9.2%	15.0	8196	55	1701
2005	7620	9.4%	14.6	8923	55	1852
2006	8342	9.5%	14.5	9757	55	2025
2007	9118	9.3%	14.3	10639	55	2208
2008	9892	8.5%	14.3	11543	55	2396
2009	19684	8.0%	14.3	12467	55	2588
2010	11505	7.7%	14.3	13425	55	2786
2011	12374	7.6%	14.3	14439	55	2997
2012	13306	7.5%	14.3	15526	55	3223
2013	14303	7.5%	14.3	16690	55	3464
2014	15368	7.4%	14.3	17932	55	3722
2015	16506	7.4%	14.3	19260	55	3998
2016	17727	7.4%	14.3	20685	55	4293
2017	19034	7.4%	14.3	22210	55	4610
2018	20430	7.3%	14.3	23839	55	4948
2019	21922	7.3%	14.3	25580	55	5309

*Gross losses include losses at all levels, generation and distribution and any non-technical losses.

表 4 - 6 Generation Expansion Plant Sequence - Base Demand Forecast

YEAR	HYDRO ADDITIONS	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS	LOLP %
2000	-	60MW Barge, BOO Plant	-	3.751
2001	-	2×20MW Medium-term diesel plants	-	1.673
2002	-	100MW GT part of 150MW Combined Cycle at Kelanitissa(funded by JBIC) 100MW GT part of 150MW AES Combined Cycle at Kelanitissa(BOO)	-	0.019
2003	-	50MW Completion of 150MW Combined Cycle at Kelanitissa (funded by JBIC) 50MW Completion of 150MW AES Combined Cycle at Kelanitissa(BOO)	2×22MW Kelanitissa Oil Steam Plant	0.022
2004	70MW Kukule	150MW Combined Cycle at Kerawalapitiya	-	0.010
2005	-	-	-	0.152
2006	-	300MW Coal Steam West Coast	-	0.077
2007	150MW Upper Kotmale	-	-	0.109
2008	-	300MW Coal Steam West Coast	-	0.050
2009	-	35MW Gas Turbine	4×18MW Sapugaskanda Diesel Plant	0.529
2010	-	300MW Coal Steam West Coast	-	0.289
2011	-	300MW Coal Steam Trincomalee	2×20MW Medium-term Diesel Plants	0.249
2012	-	105MW Gas Turbine	-	0.715
2013	-	300MW Coal Steam Trincomalee	22.5MW Landanavi Diesel Plant	0.639
2014	-	210MW Gas Turbine	-	1.031

Total PV Cost up to year 2019. US\$2,549.5 million(Rs 183,563.6 Million)

Notes : Discount rate 10%, Exchange Rate as at 1ST January 2000 - US\$1=SL Rs. 72.00

All additions / retirements are carried out at the beginning of each year

Shown in Italic are committed plants.

表 4 - 7 Capacity Balance for the Base Case-2000 (MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HYDRO	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115
Existing major hydro															
Kukule					70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Upper Kotmale							150	150	150	150	150	150	150	150	150
Hydro Capacity	1115	1115	1115	1115	1185	1185	1185	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
Thermal															
Existing and Committed	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
Gas Turbine -KPS	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Steam -Fuel Oil -KPS	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Diesel Sapugaskanda	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Diesel Ext. Sapugaskanda	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
Diesel Lakdanavi	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Diesel Asia Power*															
Barge Mounted Plant	30	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Diesel Plant-Anuradhapura		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Diesel Plant-Matara		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Comb. Cycle -KPS		100	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Comb. Cycle -BOO		100	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
New Plants					150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Kerawalapiya Comb. Cycle							300	300	600	600	900	900	900	900	900
West Coast Coal										35	35	34	140	140	140
Gas Turbine												300	300	600	600
Trinco Coal															
Thermal Capacity	524.5	594.5	794.5	850.5	1001	1001	1301	1301	1601	1564	1864	2124	2229	2506	2716
Total Capacity	1640	1710	1910	1966	2186	2186	2486	2636	2936	2899	3199	3459	3564	3841	4051
Peak Demand	1371	1438	1531	1562	1701	1852	2025	2208	2396	2588	2786	2997	3223	3464	3722
Reserve Capacity	268.5	271.5	378.5	403.5	484.5	333.5	460.5	427.5	539.5	310.5	412.5	461.5	340.5	377	329
Reserve Margin(%)	19.6	18.9	24.7	25.8	28.5	18	22.7	19.4	22.5	12	14.8	15.4	10.6	10.9	8.8

*Effective capacity of the plant

表 4 - 8 Energy Balance for the Base Case-2000 (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HYDRO															
Existing major hydro	3891	3891	3891	3891	3889	3889	3889	3889	3889	3889	3889	3889	3889	3889	3889
Kukule					305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Upper Kotmale						530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
Hydro Capacity	3891	3891	3891	3891	4194	4194	4194	4724	4724	4724	4724	4724	4724	4724	4724
Thermal															
Existing and Committed															
Gas Turbine -KPS	696	548	92	29	1	50	4	10	2	34	13	10	25	21	31
Steam -Fuel Oil -KPS	253	217	260												
Diesel Sapugaskanda	501	502	503	504	505	505	500	500	469						
Diesel Ext. Sapugas	544	546	546	546	546	546	543	546	534	542	491	331	423	309	403
Diesel Lakdanavi	147	145	151	153	154	155	144	150	77	148	81	37	91		
Diesel Asia Power	324	327	327	327	329	330	327	327	256	326	252	157	227	141	225
Barge Mounted Plant	201	409	416	416	416	419	410	413	275	410	273	144	270	139	267
Diesel Plant-Anuradhapura		159	164	166	166	167	161	163	90	162	94				
Diesel Plant-Matara		167	167	167	167	168	163	163	100	164	97				
Comb. Cycle -KPS			566	948	1046	1093	693	847	374	809	405	175	425	237	481
Comb. Cycle -BOO			294	378	580	1029	319	441	97	487	160	92	193	130	280
New Plants															
Kerawalapitiya Comb. Cycle					91.3	267	25.3	81.2	11.8	114.6	46.3	23.7	80.3	56.8	1182.2
West Coast Coal							2272	2272	4534	4542	6784	6472	6761	6357	6718
Gas Turbine										3	2	1	32	28	133
Trinco Coal												2272	2272	4544	4544
Thermal Generation	2666	3013	3486	3634	4000	4728	5562	5913	6820	7741	8698	9715	10799	11962	13202
Total Generation	6557	6904	7377	7525	8195	8922	9756	10683	11544	12465	13422	14439	15523	16686	17926
Peak Demand	6606	6929	7377	7526	8196	9757	10639	11544	12470	13424	14440	15529	15529	16690	17934
Unreserved Energy(GWh)	49.3	24.7	0.1	0.9	1.2	1.6	1.1	1.1	0.4	4.3	1.5	1.4	5.7	4	7.8

Notes : 1.Numbers may not add exactly due to rounding off

2.Energy demand may not exactly match the forecast owing to small discrepancies in the formation of I.D.C

3.Segregation of hydro dispatches for individual plant are not possible owing to integrated operation and dispatch of hydro energy.

4.All energy figures are shown for weighted average hydrological condition.

4 - 2 電源設備の現状と計画・構想

4 - 2 - 1 現状

1999年、CEBの運転中発電所は水力15ヶ所1,137.45MW（Ukuwewa発電所の定格落ちがあり有効出力1,135.45MW）、火力6ヶ所453MW（Kelanitissa、Sapugaskanda発電所は定格落ち）風力1ヶ所3MWの合計1,593.45MWとなっている（表4-9）。

一方、IPPの発電所は99年末で97.7MWであり、火力5ヶ所92.1MW、水力9ヶ所5.6MWとなっている。水力の比率はCEBベースで71%、国内計で68%となっている。

電源立地は、水力発電所は中南部の丘陵地域に、火力発電所はコロombo北部の工業地域にそれぞれ集中している。CEBは上記の2火力発電所の他に、北部地域に2火力発電所を所有している（1.4万kWディーゼルと0.7万kWガスタービン）が内戦の影響によって現在は稼働していない。また、南東部で世銀支援による3MW風力発電パイロットプラントを運転している。

表4-9 Transition of Generation Facility Capacity (GW)

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
水力	CEB	101.7	101.7	113.7	113.7	113.7	113.7	113.7	113.7	113.7	113.7
	IPP	-	-	-	-	-	-	0.14	0.15	0.2	0.7
火力	CEB	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	40.5	40.5	45.3
	IPP	-	-	-	-	-	-	-	4.2	9.2	9.2
	移動発電車	-	-	-	-	-	-	4.3	11.3	2	-
合計		126.7	126.7	138.7	138.7	138.7	138.7	143.1	169.9	165.6	168.9

Note: Not include two substation located in north area (Total 22 MW) which are not operated, because of influence of civil war

[出典] CEB: Statistical Digest 1999, etc.

(1) 水力設備

同国の主な河川には内陸部から西部のコロンボ周辺に至るケラニ水系、内陸部から東北部のトリンコマレー周辺に至るマハヴェリ水系、内陸部から南部のハンバントータ周辺に至るワラウェ水系などがある。

水力発電所の多くはケラニ水系支流とマハヴェリ水系の流域に集中している。ケラニ川の2つの支流には合計33.5万kWの5発電所があり、これらの発電所は発電を主目的として建設されている。

一方、マハヴェリ水系の6発電所（合計66万kW）は、流域全体の総合開発計画の一環として建設されたもので、灌漑を優先目的としている。そのため、各発電所の発電は下流の灌漑の必要性によって判断され、季節によって発電所の運転が大きく制限されてい

る。

ワラウェ川上流にはサマナラウェア発電所（12 万 kW）が 92 年に建設されている。同発電所は現在導水部分で毎秒 2m³ 弱の水漏れがあり、修復中である。今後灌漑に支障のない範囲で、既設水力をピーク対応できるように再開発していく計画がある。

また、系統に接続されていない小水力発電所については、かつては紅茶工場への電力供給を目的として中南部の丘陵地帯を中心として 400 地点以上で発電所が稼動していた。その後系統接続により多くの発電所が廃止されたが、現在でも約 60 の地点で稼動している。

表 4 - 10 Hydro Power Stations Owned by CEB

	発電所名	運開年	設備容量(MW)		推定平均 発電量 (GWh)	推定平均 設備 利用率(%)
Kelani 川 水系	Old Laxapana	1950 1958	3* 8.33 2*12.5	50	279	63.7
	Wimalasurendra (ダム式)	1965	2*25	50	114	26.0
	Polpitiya (SamanaIa)	1969	2*37.5	75	409	62.3
	New Laxapana	1974	2*50	100	467	53.3
	Canyon (ダム式)	1983 1989	1*30 1*30	60	163	31.0
Mahaweli 川 水系	Ukuwela	1976	2*20 [2*19]	40 [38]	172	49.1
	Bowatenna	1981	1*40	40	54	15.4
	Victoria	1984 1985	2*70 1*70	210	769	41.8
	Kotmale	1985 1988	1*67 2*67	201	494	28.1
	Randenigala	1986	2*61	122	392	36.7
	Rantambe	1990	2*24.5	49	219	51.0
Walawe 川 水系	SamanaIawewa	1992	2*60	120	361	34.3
小水力	Inginiyagala	1954	2*2.475 2*3.15	11.25	-	-
	Udawalawe	1969	3*2	6	-	-
	Nilambe	1988	2*1.6	3.2	-	-
合 計			1,137.45	[1,135.45]	3,893	

(出典) CEB :LTGEP 2000-2014 その他資料より作成

(注) Ukuwela 発電所は定格落ちしており、有効出力を[]内に表記している。

(2) 火力設備

98 年末時点で CEB が所有している主な発電所は 5 ヶ所、設備容量は 39.1 万 kW となっている。その他に小型のディーゼル設備をいくつか所有している(表 4 - 11)。

96 年の大渇水による電力不足によって火力発電整備を早急に増強する必要が生じ、97 年には国家電力網に 17.75 万 kW の火力を新規投入した。ケラニティッサ・ガスタービン火力(11.5 万 kW)、サブガスカンダ火力(拡張 4 万 kW、総工費 55 億ルピー)、ラダナビ社による同国初の B00 火力(2.25 万 kW)である。また、電力不足に対する緊急避難策として、96 年から短期契約で移動発電車(7 基、合計設備容量 113.2MW)からの電力購入を行った。なお、移動発電車からの購入については買電単価が高額であるため、98 年 5 月には全ての契約を終了している。

表 4 - 11 Thermal Power Stations Owned by CEB

燃料種	発電所名 (地点名)	運開年	設備容量(MW)		年最大発電量 (GWh)
Furnace Oil	Kelanitissa	1996 ~ 1964	2*25 [2*22]	50 [44]	274.6
ガスタービン	Kelanitissa	1980 1981 1982	1*20 3*20 2*20	120	748.8
ガスタービン	Kelanitissa (新型)	1997	1*115	115	850.6
ディーゼル	Sapugaskanda	1984	4*20 [4*18]	80 [72]	505.4
ディーゼル	Sapugaskanda (拡張)	1997 1999	4*10 4*10	80	546.6
ディーゼル	Chunnakam	1959	8	8	-
火力小計			453 [439]		-

(注) Kelanitissa (oil)および Sapugaskanda ディーゼル発電所は定格落ちしており、有効出力を []内に表記している。

[出典] CEB: Report On Long Term Generation Expansion Planning Studies 2000-2014, etc.

(3) IPP の導入状況

国策として、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建設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。

99 年現在で IPP は火力発電所が 5 地点 9.21 万 kW、小水力発電所が 8 地点 5,600kW 稼

動している（表4 - 12 参照）。

IPP 導入推進のため、MEP、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 1 万 kW 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、1 万 kW 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。97 年末時点で認可を受けている小水力 IPP は 8 件、15.9MW となっている（表4 - 13 参照）。また、紅茶工場などでかつて自家発電用に使われ、系統の延伸により破棄されたマイクロ水力（50～100kW）が数多くあり、IPP によるこれらの再開発についても期待されている。

表4 - 12 Outline of Sri Lanka's IPP

	発電所 (地点)	容量 (MW)	97 年発電量 (万 kWh)	運開年	備 考
火力	Sapugaskanda	22.5	359	1997	Lakdhanavi 社（変圧器会社の子会社）による Boo ディーゼル火力（15 年契約）。総工費 9.7 億ルピー。年間 1.56 億 kWh を電力網に売電する計画。
	Sapugaskanda	51	-	1998	Ashia Power 社（独 KHD 社，日商岩井等の出資会社）による Boo ディーゼル火力。総工費 6 千万ドル。
	Etulkotte	11.2	941	1997	Koolair Ventures 社の運営する IPP。 環境問題による移転のため 97 年に廃止された。
	Malambe	8.2		1997	Koolair Ventures 社の運営する IPP。
小水力	Dickoya	1.28 [0.96]	435	1996	Hydrotech Lanka 社による IPP。総工費 8800 万ルピー。
	Seethaeliya	0.09	8	1996	紅茶工場による IPP。
	Ritigahaoya	0.1	3	1997	紅茶工場による IPP。

（注）Dickoya は現在、960kW が運転中。

[出典] CEB 各種資料より作成

表 4 - 13 Authorized Micro-Hydropower Project

地点名	河川	容量(MW)	プロジェクト企業
Palapathwala	Sude Ganga	2.25	Vanik Incorporation
Delgoda	Delgoda Ganga	2.4	Zylex Power
Atabage	Galatha Oya	1.2	Hydrodynamics
Perawella	Bomuruella Oya	0.650kW	South Asia Regional Development Consultant
Banagoda	Bambarabotuwa Oya	3.2	Vidullanka
Guruluwana	Kalu Gange 支流	0.31	Ms L Senaviratna
Uda Asswedduma	Hasalaka Oya	4.0	Powerbase Technology
Niriella	Niriella Ganga	1.9	

[出典] CEB 各種資料

4 - 2 - 2 計画・構想

(1) 計画

スリ・ランカ国は、将来的な電力需要の成長に対応するため下記のような対策を打ち出している。

- 1) 水力への依存体制を脱却し電源構成の分散を図る
- 2) 電力分野への民間投資を呼び込む
- 3) 効率的な省エネプログラムの実施による需要管理
- 4) 経済ゾーンに沿った投資計画
- 5) 配電ロスの低減

1999 年策定による 2013 年までの電源開発計画は表 4 - 14 の通りであり、15 年で 219 万 kW の設備を新設するとしていた。しかし、同表中で 2000 年現在の状態を見てみると開発は資金調達や立地問題等から計画通りに進んでいないことが分かる。

なお、この開発計画には IPP による小水力発電や風力等新エネルギーによる発電計画は含まれていない。

表 4 - 14 LTGEP prescribed in 1999 and conditions in 2000

発電所(地点)名	運開年	燃料	容量(MW)	2000年未現在の状態
Sapugaskanda	2000	ディーゼル	40	従来設備を拡張、独 KFW の融資。1999年へ前倒し。
Colombo Port	2000		60	バージ船の BOO、三井 Engineering が出資。
Kelanitissa	2001 ~ 2002	コパントサイクル	150	JBIC ローンを利用。50MW 分は 2003 年へ先送り。
Kelanitissa	2001	コパントサイクル	150	AES(米)による Boo プロジェクト(20年契約)。 100MW は 2002 年に、50MW は 2003 年へとそれぞれ先送り。
Kukule	2003	流れ込み式水力	70	JBIC ローンを利用、建設中。2004 年に先送り。
Muthurajawala (Kerawalapitiya)	2003	コパントサイクル	150	JICA が F/S を実施。ADB ローン利用可能性有、2004 年へ先送り。最終規模は 750MW を想定。
Puttalam (West Coast)	2004 2008 2010	石炭	300 * 3	JBIC が D/D ローン実施。環境影響評価は終了したが、環境悪化を理由に住民・教会等が反対運動を実施。2006 年へ先送り。2008、2010 年は変更なし。
Upper Kotmale	2006	水力	150	OECF が D/D を実施。環境影響評価の手続で訴訟、解決。 2007 年へ先送り。
	2009	ガスタービン	105	35MW に変更。
Trincomalee	2012 2013	石炭	300 * 2	最終計画は 900MW。2012 年は 2011 年へ前倒し。
	2013	ガスタービン	105	210MW に増強。
	2013	ディーゼル	10	燃料は残さ油。計画から外している。

(注) 2003 年には Kelanitissa 石油火力(44MW)、2009 年には Sapugaskanda ディーゼル(40MW 72MW)、2013 年には Lakdanavi ディーゼル(IPP, 22.5MW)が、また、2011 年には Medium-term Diesel Plants(2000 年に新規投入(40MW))が、それぞれ廃止等により系統から離脱する。

[出典] CEB 各種資料より作成

(2) 将来水力開発構想

長期電源開発計画に組み込まれていない主要水力計画は表 4 - 15 のとおりである。

表 4 - 15 Major Hydropower Plan not set in to LTGEP

地点名	水系	容量 (MW)	年間発電量 (万 kWh)	備 考
Broadlands	Kelani River	40	14,500	単体 F/S は完了したが、水系全体の開発計画を見直す予定。
Gin Ganga	Gin Ganga River	49	21,200	南部の Gin 水系に建設。
Belihul oya	Walawe River	17	7,100	
Moragolla	Mahaweli River	27	11,100	
Uma Oya	Mahaweli River	150	44,700	プレ F/S は完了。

[出典] CEB : LDGEP 2000-2014

(3) 新エネルギー

新エネルギーについては、1992 年に CEB が風力及び太陽エネルギーについて資源評価研究を実施している。その結果、風力について 2 種類の季節風の影響を受ける南東部地域で 3,000kW のパイロット風力プラントを運転しているが、今後 1 万 kW 級の発電設備に着手する計画がある。

太陽エネルギーについては、開発コストが高いことから、系統から離れた遠隔地における分散型電源としての活用が検討されている。

4 - 3 系統連携

4 - 3 - 1 現状

スリランカの基幹送電線は 220kV および 132kV である。50 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。99 年現在、基幹送電線の全長は約 1,557km であり、そのうちの 90% が 132kV で、220kV 送電線はマハヴェリ水系の発電所とコロンボ周辺の工業地域を連系している。

配電線については 33kV 及び 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。配電線は中圧が 33kV と 11kV、低圧は 400V・230V となっている (表 4 - 16)。また、変電所は、99 年末現在で 12,839 台となっている (表 4 - 17)。

表 4 - 16 CEB's Transmission and distribution power lines (km)

	220kV	132kV	33kV	11kV	400/230V
1998 年	140	1,2,75	14,054	2,649	48,117
1999 年	152	1,405	15,274	2,606	52,246

(注) 上表には含まれていないが、LECO は 11kV 配電線を約 1,100km、低圧配電線を約 4,300km 所有している。
[出典] CEB : Statistical Digest 1999

表 4 - 17 CEB's Substation (1999)

	220/132/33kV	132/11kV	33/11/3.3kV	33/11/LV
台数 (台)	32	2	129	11,839
容量 (MVA)	1,993	180	886	2,695

[出典] CEB : Statistical Digest 1999

4 - 3 - 2 整備計画

図 4 - 3 にスリ・ランカ国の電力系統図を示す。

現在の CEB の問題として送配電ロスが大きいことがあり、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に 97 年から 71 億円の借款を供与しており、配電網の増強事業にも 98 年から 60 億円の借款を供与している。送変電整備では広域に電化を進めていく計画であり、JICA が開発調査 (スリ・ランカ国電気通信網整備計画) にて推奨した 6 つの指針を実行することで電力の安定供給を行うとしている。中圧配電線増強計画は電力システムの改善・拡大のために高速線や構台を利用する。

また、独 KFW の借款を利用して、Kelaniya-Ratmalana の変電所建設計画を進めている。

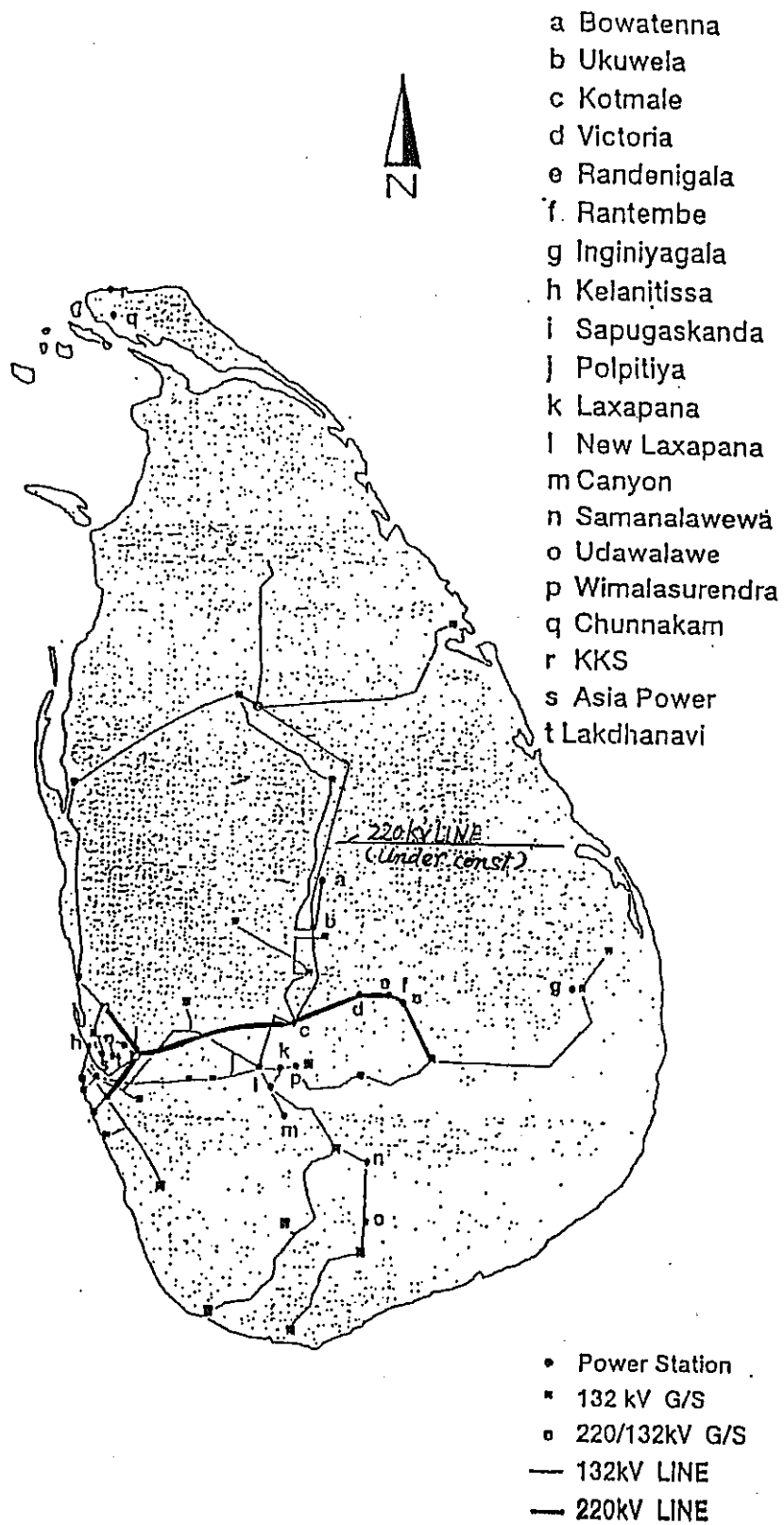


图 4-3 Electricity System in Sri Lanka

4 - 4 他援助機関の動向

4 - 4 - 1 アジア開発銀行 (ADB)

現在 ADB はスリ・ランカ国電力セクター改革に関する支援を世界銀行と共同で行っている。ADB は特に配電・送電分野に関心があり、CEB 分割に関する法的・財務側面を支援している。本件に関する関係コンサルタントは NERA (U.K.) である。制度の発足は、2001 年 4 月か、5 月になる見込みで、2000 年 2 月の閣議にかかる予定。実際の制度の大略は 2000 年 4 月頃固まる公算が大きい。

また、IPP (AES) の Kelanitissa2 期 (CCY) への支援も行っている。

4 - 4 - 2 世界銀行 (WB)

上述した電力セクター改革支援において世銀は CEB 分割後の組織経営面に関する支援を中心に行っている。また、技術支援として MPE、CEB から依頼されたシュミレーション (SYSIM-To Evaluate The Hydro Potential of The System) の改良も行っており、これは 2001 年 5 月完了目途。現場運用については世銀での実施は課題があるため、JICA に期待している。

小水力および分散型水力発電に関しては魅力を感じていない。

4 - 4 - 3 国際協力銀行 (JBIC)

セクター改革については JBIC としては支援しつつ必要な部分に借款を入れるという姿勢で、リフォームについては IPP が入る余地がある可能性があるため政府系資金以外の分析も十分に行いつつ、必要性が明確であれば円借款を行うとしている。セクター改革に関する支援は分割後を見据えたマネージメント部分を中心に行っており、具体的にはこれまでの F/S レビュー用の SAPROF を 2001 年 1~3 月に行うとしている。

個別案件については、融資した Samanalawewa 発電所で導水路トンネルから漏水があり、ダム の水位を 30m 下げて修繕工事をしており、当初の発電ができていない状況である。Upper Kotomale については融資決定後、環境問題で事業が止っており (現在は訴訟も一段落している) 憂慮している。なお、アッパーコトマレは大型としては最後の円借款になる予定で総事業費は 600 億円程度で 80% を円借款で負担する。額が大きいため 2~3 回に分けてコミットする予定である。

4 - 5 本件開発調査の実施妥当性

スリ・ランカ国経済は世銀・IMF 支援による 1988 年からの財政支出の削減、公的企業の民営化、為替管理の規制緩和等の構造調整政策が奏効したこともあり、90 年代に入り紅茶や繊維製品の輸出増大ならびに国内消費の堅調な伸びで、GDP 年率 5%~6% 前後の好調を持続した。

この民間部門における活発な経済を支える電力供給は、現在のところ水力が全体の発電設備の70%を占める水主火従であるが、今後の電力消費の伸びに見合った経済的に開発可能な水力地点は残り少ないので、徐々に火主水従体制へと移行していく。2010年度に火力発電所は全体設備の62%を占めることが予測されている。

ところが、すぐに必要となるはずの新規電源設備開発はベース供給を担う火力発電ならびにピーク供給を担う水力発電のいずれもが深刻な環境問題の生起と住民反対の高まりを受け政府が開発をストップする等、計画通りに進んでいないジレンマに置かれている。

このような背景で要請のあった「スリ・ランカ国水力発電所最適化計画調査」は、予想されるピーク供給力不足に対応するために既設水力発電所の効率的な運用ならびに設備出力の増強による系統全体の最適化を行うもので、新規・増設計画のM/Pを作成することが主目的である。対象とする発電設備の改造と新規水力地点開発は、住民移転や景観保護などの環境問題を伴わないため有利であり、さらに、ピーク増強の点からも経済的な開発が可能である。先行する水力/火力発電計画の着工が必ずしも楽観視できない現状にあるため、他に開発可能性のオプションを用意しておくことはきわめて時宜を得たものであるといえる。

なお、スリ・ランカ国とわが国は1952年の外交関係樹立以来、貿易、経済、技術協力を中心に良好な関係が続いている。また、日本の対スリ・ランカ国ODAは主要援助国合計のうち59%を占める最大援助国である(1997年DAC資料)。また、わが国はスリランカの全体の9.7%を占める最大の輸入相手国となっている(1998年統計)。

スリ・ランカ国における競争力のある輸出振興育成のため、運輸、交通、電力エネルギー等の主要インフラ施設の整備・改修はわが国としての支援の重点項目であり、今次要請のあった電力分野における開発調査の実施はわが国の責務と思量される。

第5章 開発調査の実施可能性

第5章 開発調査の実施可能性

5 - 1 要請意思、背景および本要請の上位計画内での位置づけ

CEB は、電力セクターの今後の最優先案件として、「水力発電最適化計画」の実施を要請している。この要請および背景の重要点は以下のとおりである。

5 - 1 - 1 要請内容に関する留意点

調査は以下の内容を含むことが適切であるとの認識で相手側と調査団は一致したが、取り交わした協議議事録の確認を踏まえ、日本国としての協力方針が確認できた段階で、来年度早いうちに S/W ミッションを派遣して細部のつめを行うことをプロジェクト形成基礎調査団としては提案する。

- (1) 長期電源開発計画のレビューおよび策定支援
- (2) 代表的水系における水力発電能力増強の可能性マスタープラン調査（環境問題および地元開発の重要性に鑑み初期環境アセス IEE の実施を含める）
- (3) ケラニ川水系（ラクサパナコンプレックス）最下流地点 Broadlands 水力発電開発計画ファイ - ジビリティ調査（環境影響評価 EIA 実施のための調査を含む）
- (4) 財務検討（CEB 分割後の水力発電実施主体の状況を見据え、財務的な実施可能性検討では将来の資金調達に係る提言を行う）

5 - 1 - 2 調査背景に関する留意点

(1) 実施体制

- 1) 調査に必要な情報・資料の収集およびヒアリングについては、CEB の全面的な協力を得ることについて先方の確証を得ている。
- 2) 地方における調査展開時の安全確保については、今回の現地踏査において特に注視した点であるが、CEB の地元機関との通信ならびに協力体制は整備されており、現段階において本調査を進める上で支障はないと思料する。
- 3) 環境問題について CEB はより積極的に PR・情報開示を行っていくべきと思料されるが、本調査では久保 JICA 環境専門家（CEB へ派遣中）との連携を取りながら、特に水力発電環境アセスメント手法の専門家派遣を含めた知的支援を実施する必要性について先方と一致を見ている。
- 4) 電力セクター改革の行く末は本調査成果の妥当性に係ってくる重要関心事であり、S/W ミッション時に ADB コンサルタントを含めた調整会議を開催し、その際に日本の知的支援の可能性について協議することで一致した。（本件については 6 - 1 - 2 およ

び 6 - 1 - 3 も参照のこと)

(2) その他

1) 需給状況

電力需要の伸びは堅調(10年平均7%、今後8%/年)であり、継続的な供給施設の拡充が課題。(詳細については4-1-2参照)

2) 電源構成

低廉なピーク供給力の確保が重要である。発電所が産み出す便益の観点から、今後水力発電所へ依存していく体制構築が期待される。(4-2-2参照)

3) 水力運用

新規水力開発、既設水力発電所の増強、運用改善が具体的な課題である。また、水力発電は、国家エネルギー安全保障の確保の観点でも重要。(6-1-1参照)

4) 新規計画構想上

上記3)に伴う計画構想地点をある程度確保済みである。これらを母集団として、個々の計画につき明確な開発プライオリティを付けることが重要である。(6-3-3参照)

また、環境対策面および工事中水力の技術的問題が連続的に発生している。CEBの取り組み方に課題がある。(6-3-3参照)

5 - 1 - 3 上位計画との整合性

(1) 経済成長と電力需要

電力弾性値はほぼ2倍の水準で増加しており今後もその傾向を想定している。(4-1参照)

(2) 長期電源開発計画

電源開発は計画に対し遅れ気味で、対策の強化が重要である。(4-2参照)

(3) 情報開示度

上記の(1)と(2)は、支援国の信頼確保に対応しても纏められており、かなり細部に亘る内容を長期電源開発計画に掲載し開示している。この姿勢は歓迎される。

5 - 2 調査に必要な関連データ整備状況

5 - 2 - 1 水文資料

Kelani 川, Mahaweli 川, Walawe 川の3水系に建設されたダムによる貯水池・調整池の水文資料として、1990年1月から1999年12月までの至近10年間のデータを入手し整理した。た

だし、Walawe 川水系の Samanalawewa 貯水池は完成後 7 年しか経過していない。また、月平均流入量だけは 1990 年～1996 年の 7 年間のみデータしか入手できなかった。（巻末附属資料参照）

- (1) 月始めと月末の貯水容量 (10^6m^3) と水位 (m)
- (2) 月間の発電使用水量 (10^6m^3) と発生電力量 (GWh)
- (3) 月間の越水量 (10^6m^3) と平均流入量 (m^3/s)
- (4) 月間の平均流入量 (1949 年から 1996 年までの 48 年間)

整理できた貯水池・調整池は、以下の 12 ヶ所のダムである。

Kelani 川水系： Castlereagh 貯水池、Norton 調整池、

Mousakellis 貯水池、Canyon 調整池、Laxapana 調整池

Mahaweli 川水系： Kotmale 貯水池、Victoria 貯水池、Randenigala 貯水池、

Rantambe 調整池、Polgolla 調整池、Bowatenne 調整池

Walawe 川水系： Samanalawewa 貯水池

5 - 2 - 2 地形図関係

CEB に要求した縮尺 1 : 50,000 地形図は、本調査に関係する部分⁷ 25 葉であったが、帰国時までに入手できたのは次の 3 葉で、残る 22 葉は、後日 JICA 鉱工業開発調査部宛に送付されることとなっている。

シート No . 54 Kandy、68 Nuwara Eliya、75 Balangoda

5 - 2 - 3 地質図関係

地質関係資料を CEB に要求したが入手できなかった。日本にて収集できた地質図は次の 3 葉である。

- ・ GEOLOGICAL MAP OF SRI LANKA Scale = 1 : 506,880
- ・ SRI LANKA 1:100,000 Geology Sheet 13 KOCHCHIKADE - ATTANAGALLA
- ・ SRI LANKA 1:100,000 Geology Sheet 16 COLOMBO - RATNAPURA

⁷ シート No . 52～56 , 59～63 , 66～70 , 73～77 , 79～83

5 - 2 - 4 水力発電設備調査

水力発電設備の調査は事前に調査質問表を提出しており、相手側によりデータ記入されたものを受領することができた。

- (1) Kelani 川水系に完成している 5 ヶ所の発電所の概略位置図は、図 5 - 1 に示し、設備一覧を表 5 - 1 に示す。
- (2) Mahaweli 川水系に完成している 6 ヶ所の発電所の概略位置図は、図 5 - 2 に示し、設備一覧を表 5 - 2 に示す。
- (3) Walawe 川水系に完成している唯一の Samanawewa 発電所の概略位置図は、図 5 - 1 中に併記し、設備一覧を表 5 - 1 の右端欄に挿入した。

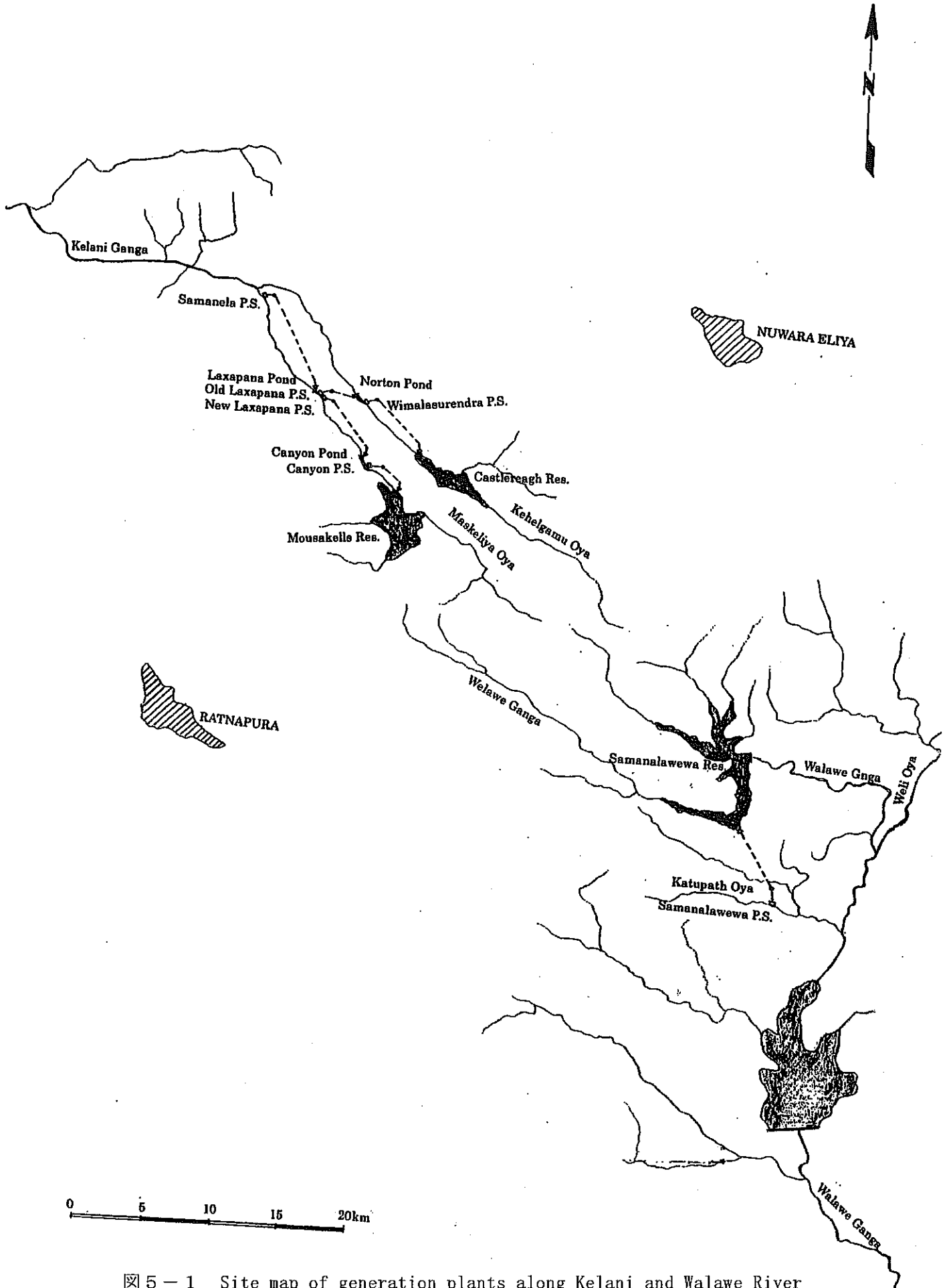
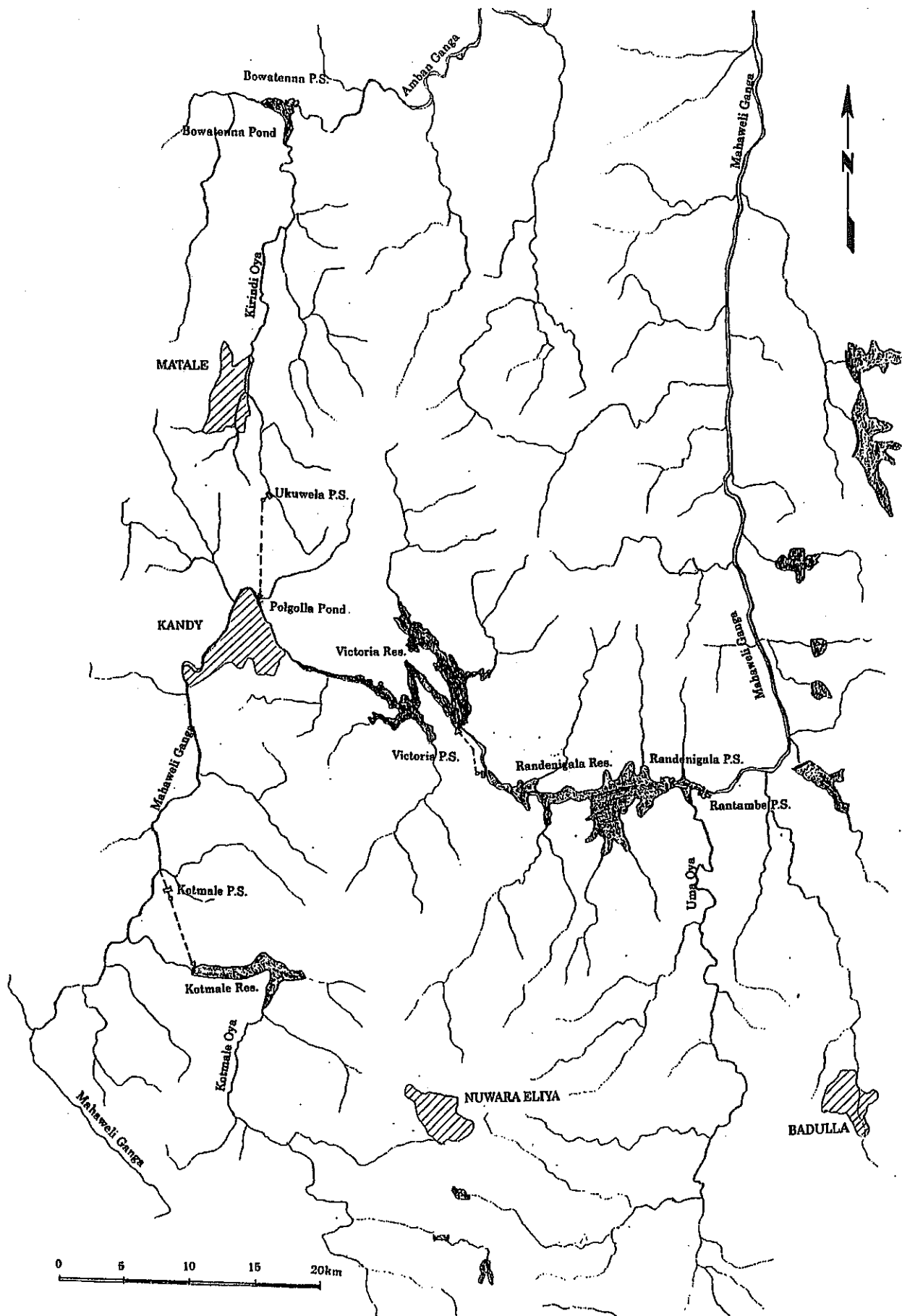


图 5-1 Site map of generation plants along Kelani and Walawe River



☒ 5-2 Site map of generation plants along Mahaweli River

表 5 - 1 Generation Plants of Kelani and Walawe river system

Name of Power Station	Unit	Wimalasurendra	Old Laxapana	Canyon	New Laxapana	Samanela (Polpoftiya)	Samanalawewa
Type of Generating		Reservoir-Pressure Tunnel	Pond-Pressure Tunnel	Reservoir-Pressure Tunnel	Pond-Pressure Tunnel	Pond-Pressure Tunnel	Reservoir-Pressure Tunnel
River :							
Name of basin		Kelani	Kelani	Kelani	Kelani	Kelani	Walawe
Name of river		Kehegamu Oya	Kehegamu Oya	Maskeliya Oya	Maskeliya Oya	Maskeliya Oya	Walawe
Reservoir/Pond :							
Name of Reservoir/Pond		Castlereagh	Norton	Mousakelles	Canyon	Laxapana	Samanalawewa
Catchment area	km ²	115.2	134.6	128.0	150.7	313.8	341.7
High water level	m	1,096.4	870.2	1,170.4	962.3	383.0	460.0
Low water level	m	1,076.2	863.8	1,145.4	953.4	374.0	424.0
Effective drawdown	m	20.2	6.4	25.0	8.9	9.0	36.0
Storage capacity	10 ³ m ³	59,700	394.0	114,714	952.1	202.3	278,000
Usable capacity	10 ³ m ³	53,583	245.3	107,929	629.1	113.5	218,200
Mean annual runoff	m ³ /s	7.6	9.1	12.7	16.2	9.1	17.3
Annual total flow	10 ⁶ m ³	205.1	79.9	425.5	127.2	69.6	449.0
Dam :							
Type		Concrete gravity natural spillway	Concrete gravity natural spillway	Concrete gravity radial gate spillway	Concrete gravity radial gate spillway	Concrete gravity radial gate spillway	Center clay core rockfill type
Height	m	47.2	28.7	41.5	28.0	29.6	100.0
Crest length	m	143.3	73.2	32.0	23.4	32.0	530.0
Volume	m ³	102,486	27,882	101,733	22,607	50,663	4,500,000
Intake :							
Type of intake		Fixed Screen	Rotating Screen	Fixed Screen	Fixed Screen	Fixed Screen	Concrete line circular shape
Inside diameter	m		2.3	3.4	-		4.5
Length	m		-	65	-		5,159
Headrace :							
Type of waterway		Concrete lined horse shoe shape	Concrete lined horse shoe shape	Concrete lined horse shoe shape	Partially lined U shape	Partially lined U Shape	Same as intake data

Name of Power Station	Unit	Wimafasurendra	Old Laxapana	Canyon	New Laxapana	Samanela (Polpotiya)	Samanalawewa
Inside diameter	m		2.7	3.4	2.3	5.2	
Length	m	6,096	2,560	3,830	5,447	7,742	
Headrace Surge Tank :							
Type of surge tank		Simple Type	Simple Type	Restricted Orifice Type	Restricted Orifice Type	Simple Type	Restricted orifice concrete line
Inside diameter	m	18.3	12.2	9.5	6.0	5.0	18.0
Height	m	36.5	21.8	70.0	90.0	36.5	88.0
Penstock :							
Type of penstock		steel	Steel	steel	steel	steel	open air steel
Number of penstock		2	4	2	2	2	1
Inside diameter	m	2.0-1.05	1.75~0.98	2.44-2.0	1.7	2.29-2.05	4.5~3.85
		887	1,527	915	1,804	582	840
Power Plant							
Type of power plant		Conventional bearing type	Horizontal Shaft	Conventional bearing type	Semi Umbrella Type	Conventional bearing type	Semi Umbrella Type
Length	m		87.8	38.0	32.7	37.5	50.0
Tailrace Surge Tank :							
Type of surge tank		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Inside diameter	m	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Height	m	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tailrace :							
Type of tailrace			Open Square Type	Rectangular box conduit	Open Square Type	Open Square Type	Open channel
Inside diameter	m		Side-3.05	4.7 X 3.6	Side-3.05	7.3	-
Length	m		-		-		585.0
Power Generation :							
Number of unit		2	3+2	2	2	2	2
Maximum discharge	m ³ /s	28.0	14.2	36.0	23.0	35.0	45.0
Tailrace Water level	m	848.5	383.8	958.0	375.4	108.2	118.0
Maximum effective head	m	227.0	472.4	207.2	541.0	259.0	343.0
Maximum output (all units)	kW	50,000	50,000	60,000	100,000	75,000	120,000

Name of Power Station	Unit	Wimalasurendra	Old Laxapana	Canyon	New Laxapana	Samanela (Polpotiya)	Samanalawewa
Annual energy production	MWh	117,000	265,000	197,000	490,000	259,000	277,300
Average plant factor	%						26.4
Generation duration	hr		7,464		8,760		
Construction :							
Start			1942	1987		1964	1987
Completion		1965	1958	1989	1974	1969	1992

表 5 - 2 Generation Plants Mahaweli river system

Name of Power Station	Unit	Kotmale	Victoria	Randenigala	Rantambe	Ukuwela	Bowatenna
Type of Generating		Reservoir-Pressure tunnel	Reservoir-Pressure tunnel	Reservoir-Pressure tunnel	Pond-Pressure tunnel	Pond-Pressure tunnel (Unlined)	Pond-Pressure tunnel
River :							
Name of basin		Mahaweli	Mahaweli	Mahaweli	Mahaweli	Mahaweli	Mahaweli
Name of river		Kotmale Oya	Mahaweli	Mahaweli	Mahaweli	Ambon Ganga	Ambon Ganga
Reservoir/Pond :							
Name of Reservoir/Pond		Kotmale	Victoria	Randenigala	Rantambe	Polgolla	Bowatenna
Catchment area	km ²	544.0	1,891.0			117.4	6.1
High water level	m	703.0	438.0	232.0	152.0	440.8	251.8
Low water level	m	665.0	370.0	199.5	140.0	438.6	243.8
Effective drawdown	m	38.0	68.0	32.5	8.0	2.2	8.0
Storage capacity	10 ³ m ³	174,000	722,000	875,000	22,000	4,112	56,012
Usable capacity	10 ³ m ³	147,000	688,000				36,540
Mean annual runoff	m ³ /s	30.8	57.3	34.1	48.2		
Annual total flow	10 ⁶ m ³	1,009.0	545.0	608.0	257.0	930.0	221.5
Dam :							
Type		Rockfill with concrete facing	Double Curvature Mass Concrete Arch	Rockfil Dam	Concrete Gravity Dam	Barrage-Concrete Gravity	Concrete Gravity
Height	m	87.0	122.0	94.0	41.5	14.6	29.8
Crest length	m	600.0	520.0	485.0	420.0	144.0	225.8
Volume	m ³	430,000	480,000	370,000	200,000		
Intake :							
Type of intake		Horse shoe	Bell mouth			Fixed Wheel Gate	Bell Mouth
Inside dia	m	5.5	6.2×4.9			4.57×5.18	5.4×9.1
Length	m	85.0	14.0			-	33.5
Headrace :							
Type of waterway		Horse Shoe shape	Circular			Modified Horse Shoe shape	Inverted 'D' type lined

Name of Power Station	Unit	Kotmale	Victoria	Randenigala	Rantambe	Ukuwela	Bowatenna
Inside diameter	m	6.4	6.2				5.5
Length	m	6,954	5,700			8,000	1,366
Headrace Surge Tank :							
Type of surge tank		Restricted orifice concrete line	Inside concrete line				
Inside diameter	m	15.0	21.0				13.7×6
Height	m	142.0	166.0			12.1	60.0
Penstock :							
Type of penstock		Circular steel line	Steel-circular	Circular steel line		Circular	Steel
Number of penstock		1.0	3.0			2.0	1.0
Inside diameter	m	5.5-4.8	3.0	6.2			4.9
Length	m		180.0			220.0	142.4
Power Plant							
Type of power plant			Semi Umbrella				
Length	m		9.3				50.2
Tailrace Surge Tank :							
Type of surge tank		Equal area criteria	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Inside diameter	m	6.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Height	m	31.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tailrace :							
Type of tailrace		Horse shoe concrete lined	Open channel				Open cut Trapezoidal unlined
Inside diameter	m	6.4	-				-
Length	m	635.0	45.0				114.3
Power Generation :							
Number of unit		3	3	2	2	2	1
Maximum discharge	m ³ /s	113.3	45.0	180.0	180.0	56.6	110.0
Tailrace water level	m	476.6	230.0	125.3	102.0	360.7	182.8
Maximum effective head	m	226.0	208.0			314.5	52.7
Maximum output	kW	201,500	240,000	123,900	52,000	38,500	40,000

Name of Power Station	Unit	Kotmale	Victoria	Randenigala	Rantambe	Ukuwela	Bowatenna
Annual energy production	MWh	445,000	686,540				
Average plant factor	%						
Generation duration	hr/day/machine		19.0				
Construction :							
Start		Sep.1979	1980			1972	1974
Completion		Nov.1984	1985	1986	1990	1976	1981

5 - 2 - 5 既設発電所の概要

(1) Kelani 川水系 (Laxapana Complex)

1) Wimalasurendra 発電所

Wimalasurendra 発電所は Kehelgamu 川の最上流にあり、流域面積 115.2km² 地点に設けたダム高 47.2m, 満水位 1,096.4m, 有効貯水容量 44,800,000m³ の Castlereagh 貯水池ダムから、最大使用水量 29.8m³/s を右岸に取水し、約 6.1km の圧力トンネルと約 890m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 247.0m を得て最大出力 50,000kW を発電した後、Norton 調整池に放水している。

年間発生電力量は 113,000MWh、設備利用率は 25.8% でピークロード運転しており、IBRD の資金により 1965 年に竣工し、Kelani 川水系で 2 番目に建設された発電所である。

2) Old Laxapana 発電所

Old Laxapana 発電所は Kehelgamu 川中流、流域面積 134.6km² 地点に設けたダム高 28.7m, 満水位 870.2m, 有効貯水容量 400,000m³ の Norton 調整池ダムから、最大使用水量 14.4m³/s を左岸に取水し、Maskeliya 川筋に流域変更する形で約 2.6km の圧力トンネルと約 1,530m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 471.0m を得て最大出力 50,000kW を発電した後、Laxapana 調整池に放水している。

年間発生電力量は 289,000MWh、設備利用率は 66.0% でベースロード運転しており、IBRD とカナダの資金により 1950 年～58 年に竣工した。Kelani 川水系で最初に建設された発電所である。

3) Canyon 発電所

Canyon 発電所は Maskeliya 川の最上流にあり、流域面積 129.5km² 地点に設けたダム高 41.5m, 満水位 1,170.4m, 有効貯水容量 123,400,000m³ の Mousakells 貯水池ダムから、最大使用水量 36.0m³/s を右岸に取水し、約 4.1km の圧力トンネルと約 920m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 225.0m を得て最大出力 60,000kW を発電した後、Canyon 調整池に放水している。

年間発生電力量は 162,000MWh、設備利用率は 30.8% のピークロード運転しており、ADB と OPEC の資金により 1983 及び 1988 年に竣工し、Kelani 川水系で最後の 5 番目に建設された発電所である。

4) New Laxapana 発電所

New Laxapana 発電所は Maskeliya 川の中流にあり、流域面積 152.2km² 地点に設けたダム高 28.0m, 満水位 963.2m, 有効貯水容量 925,000m³ の Canyon 調整池ダムから、最大使用水量 22.7m³/s を右岸に取水し、約 5.6km の圧力トンネルと約 1,800m の水圧管

路で Old Laxapana 発電所の上流に隣接した発電所に導水し、有効落差 587.3m を得て最大出力 100,000kW を発電した後、Laxapana 調整池に放水している。

年間発生電力量は 481,000MWh、設備利用率は 54.9% でベースロード運転しており、IBRD とカナダの資金により 1974 年に竣工し、Kelani 川水系で 4 番目に建設された発電所である。

5) Samanela 発電所 (別名 Polpotiya 発電所)

Samanela 発電所は Maskeliya 川の下流にあり、流域面積 315.3km² 地点に設けたダム高 29.6m、満水位 383.0m、有効貯水容量 400,000m³ の Laxapana 調整池ダムから、最大使用水量 39.0m³/s を右岸に取水し、約 7.7km の圧力トンネルと約 580m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 267.9m を得て最大出力 75,000kW を発電した後、Maskeliya 川に放水している。

年間発生電力量は 404,000MWh、設備利用率は 61.5% でベースロード運転しており、カナダの資金により 1969 年に竣工し、Kelani 川水系で 3 番目に建設された発電所である。

(2) Mahaweli 川水系 (Mahaweli Complex)

1) Kotmale 発電所

Kotmale 発電所は Mahaweli 川の上流支流 Kotmale 川にあり、流域面積 544km² 地点に設けたダム高 87.0m、満水位 703.0m、有効貯水容量 147,000,000m³ の Kotmale 貯水池ダムから、最大使用水量 113.3 m³/s を右岸に取水し、約 7.0km の圧力トンネルと水圧管路で発電所に導水し、有効落差 226.0m を得て最大出力 201,500kW を発電し、約 640m の放水路トンネルで Kotmale 川と Mahaweli 川との合流付近に放水している。

年間発生電力量は 495,000MWh、設備利用率は 28.1% でピークロード運転しており、Sweeden の資金により 1985~88 年に竣工し、Mahaweli 川水系で 5 番目に建設された発電所である。

2) Victoria 発電所

Victoria 発電所は Mahaweli 川の中流部にあり、流域面積 1,891km² 地点に設けた、ダム高 122.0m、満水位 438.0m、有効貯水容量 688,000,000m³ の Victoria 貯水池ダムから、最大使用水量 135.0m³/s を右岸に取水し、約 5.7km の圧力トンネルと約 180m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 248.0m を得て最大出力 210,000kW を発電した後、Randenigala ダム貯水池に直接放水している。

年間発生電力量は 735,000MWh、設備利用率は 40.0% でミドルロード運転しており、英国の資金により 1984~86 年に竣工し、Mahaweli 川水系で 3 番目に建設された発電所

である。

3) Randenigala 発電所

Randenigala 発電所は Victoria ダム貯水池の直下流にある。ダム高 94.0m, 満水位 232.0m, 有効貯水容量 857,000,000 m³ の Randenigala 貯水池ダムから、最大使用水量 180.0 m³/s を左岸に取水し、水圧管路でダム直下に設けた発電所に導水し、有効落差 106.8m を得て最大出力 122,000kW を発電した後、Rantambe ダム調整池に直接放水している。

年間発生電力量は 381,000MWh、設備利用率は 35.7% でミドルロード運転しており、ドイツの資金により 1986 年に竣工し、Mahaweli 川水系で 4 番目に建設された発電所である。

4) Rantambe 発電所

Rantambe 発電所は Randenigala ダム貯水池の直下流にあり、Randenigala 発電所の逆調整池の機能を持つ発電所で、ダム高 41.5m, 満水位 152.0m、有効貯水容量 21,000,000 m³ である。Rantambe 調整池ダムから最大使用水量 180.0 m³/s を右岸に取水し、水圧管路でダム直下に設けた発電所に導水し、有効落差 50.0m を得て最大出力 49,000kW を発電した後、Mahaweli 川に放水している。

年間発生電力量は 223,000MWh、設備利用率は 52.0% でミドルロード運転しており、ドイツの資金により 1990 年に竣工し、Mahaweli 川水系で最も新しい 6 番目に建設された発電所である。

5) Ukuwela 発電所

Ukuwela 発電所は Victoria ダム貯水池の上流で、Mahaweli 川が Kandy 市内を蛇行して流れる地点に設けたダム高 14.6m, 満水位 440.8m, 有効貯水容量 1,200,000m³ の Polgolla 調整池ダムから最大使用水量 56.6m³/s を左岸に取水し、約 8.0km の圧力トンネルで Mahaweli 川支流の Amban 川に流域変更して Matale 市郊外の山岳部に設けるサージタンクに導水し、約 220m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 80.0m を得て最大出力 38,000kW を発電した後、Amban 川に放水している。

年間発生電力量は 164,000MWh, 設備利用率は 49.3% でミドルロード運転しており、MDB (Mahaweli Development Board) の資金で 1976 年に竣工し、Mahaweli 川水系で最初に建設された発電所である。

6) Bowatenna 発電所

Bowatenna 発電所は Mahaweli 川水系 Amban 川の中流部にある。ダム高 29.8m, 満水位 251.8m, 有効貯水容量 49,900,000 m³ の Bowatenna 調整池ダムから最大使用水量 110.0m³/s を左岸に取水し、約 1.4km の圧力トンネルと約 140m の水圧管路で発電所に

導水し有効落差 69.0m を得て最大出力 40,000kW を発電した後、Amban 川に放水している。

年間発生電力量は 50,000MWh , 設備利用率は 14.3% でピークロード運転しており、ADB と OECF の資金により 1981 年に竣工し、Mahaweli 川水系で 2 番目に建設された発電所である。

(3) Walawe 川水系

1) Samanlawewa 発電所

Samanlawewa 発電所は Walawe 川水系 Walawe 川本川上流にあり、流域面積 341km² 地点に設けたダム高 100m , 満水位 460.0m , 有効貯水容量 218,200,000 m³ の Samanlawewa 貯水池ダムから、最大使用水量 45.0m³/s を右岸に取水し、約 5.2km の圧力トンネルと約 840m の水圧管路で発電所に導水し、有効落差 343.0m を得て最大出力 120,000kW を発電した後、約 550m の放水路で支流の Katupath 川に放水している。

年間発生電力量は 277,300MWh , 設備利用率は 26.4% でピークロード運転しており、ODA 、 OECF 、 LMB (Loydes Merchant Bank) CDC (Commonwealth Development Corporation) の資金により 1992 年に竣工し、Walawe 川水系に建設された唯一の発電所である。

第6章 水力発電および電力セクターの現状 および基礎情報

第6章 水力発電および電力セクターの現状および基礎情報

6 - 1 水力発電と電力セクターの現況

6 - 1 - 1 水力発電の位置付け

(1) エネルギー資源

スリ・ランカ国において純国産エネルギー資源と呼べるのは、水力とバイオマスのみである。コロンボ北部に偏在するとされる僅かなピートも発電には向かない品質だとされる。バイオマスは、薪やバガスであり、薪のシェアが圧倒的で8割を占める(表6 - 1)。

表6 - 1 Transition of production of preliminary energy (ktoe)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
水力発電	747.9	696.0	911.0	981.4	1,083.4	780.4
薪	3,861.2	3,971.0	3,861.6	3,518.0	3,519.0	3,804.4
バガス、 その他	110.8	108.8	124.2	128.1	120.7	120.7
合計	4,719.9	4,775.8	4,896.8	4,627.5	4,723.0	4,705.5

[出典] Ministry of Irrigation, Power & Energy : Sri Lanka Energy Statistics 1991-96

火力を含む最終エネルギー消費の電力シェアは5%程度と低い。しかし、電力の用途が多くあることやその利便性から考えるとこのシェアは今後拡大の一途を辿ると考えられる。(表6 - 2)

表6 - 2 Transition of the final energy consumption (ktoe)

年	1991	1992	1993	1994	1995	1996	
非商業エネルギー	3,937.1	4,045.5	3,970.3	3,632.7	3,639.6	3,925.0	
石油製品	1,227.1	1,346.3	1,403.7	1,552.1	1,652.9	1,855.4	
電力	235.8	250.8	277.6	308.5	332.4	319.6	
石炭	0.6	0.7	0.7	0.4	1.1	0.2	
合計	5,400.6	5,643.3	5,652.2	5,493.7	5,626.0	6,100.3	
内訳	商業・民生	3,570.5	3,695.8	3,556.4	3,755.3	3,800.7	3,834.8
	輸送用	838.5	908.6	964.2	1,070.8	1,174.1	1,202.0
	産業用	822.6	868.9	883.6	397.7	582.6	998.7
	その他	169.1	170.0	248.1	269.8	68.7	64.8
一人当たりの 消費量(toe/人)	0.31	0.32	0.32	0.31	0.31	0.33	

[出典] Ministry of Irrigation, Power & Energy : Sri Lanka Energy Statistics 1991-96

(2) 電気事業

電力の中で、水力発電は現在に至っても全需要量の 2/3 の供給を果たしており、供給瞬動力の全部を担う役割も果たしている。供給瞬動力とは負荷即応能力のことを指し、この能力が不足していると停電等の供給事故が頻繁に発生する。スリ・ランカ国ではこの供給瞬動力が優れているため停電等の供給事故は少なく、この供給特性面を考えると将来にわたる供給信頼度の確保はかなり容易である。この点は、石油火力に大部分を依存する他途上国の状況とは大いに異なる。なお、供給瞬動力の集合をピーク供給力と考える。

また、事業運営面では、水力発電による全発電原価の低減効果に加え、経済インフレにおける対抗力や技術のハンドリングが確実、かつ容易であるなどのメリットがある。これらの点は実業界出身である CEB 長官自身も指摘しているところである。

(3) 国策

スリ・ランカ国はエネルギーセキュリティ上から国策として純国産エネルギーである水力発電を積極的に開発していくとしている。開発可能包蔵水力は約 2,000MW といわれており、1999 年迄にその 5 割を超える 1,143MW が開発されている。上記 2,000MW は、13 年前に求められたものであるが、今日でも水力開発資料の基本として重要である。

また、水力発電は、地球レベルで CO₂ 等排出ガス削減対策の観点で最も有効である。

6 - 1 - 2 電力セクター

(1) 電力組織の変遷と形態

この国の電気事業は、1885 年、コロンボで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。1927 年には政府電力事業部 (DGEU) が設立され、行政による電気事業が始まった。独立後の 1951 年に電気事業法 (Electricity Act) が制定され、DGEU が発送電を、また、配電は地方自治体がそれぞれ行うことになった。1965 年にセイロン電力庁法 (CEB Act) が制定され、電力エネルギー省の管轄下で DGEU の発送電を承継した。配電では、1983 年、ランカ電力会社 LECO が設立されてコロンボ周辺の地方自治体の業務を承継した。ランカ電力会社は、同国全販売電力量の 1/6 程度のシェアを持っている。その他の地方自治体の配電業務の移管は、順次 CEB になされ、1998 年には終了した。

現在、電気事業に関わる主務省としてエネルギー電力省 (MPE、MIP 分割による新省庁で 2000 年 7 月に発足)、インフラ投資局 (BII、民間投資窓口)、電力委員会 (MPE 大臣・CEB 会長等で構成される検討会) 等がある。

(2) 電力および関係機関の概要

1) 事業組織

ア．CEB (6 - 1 - 2 (1) 参照)

イ．LECO (6 - 1 - 2 (1) 参照)

ウ．IPP (4 - 2 - 1 (3) 参照)

2) 関係機関

ア．MPE (Ministry of Power and Energy)

イ．MFP (Ministry of Finance and Planning)

ウ．NPD (National Planning Department - MFP)

エ．CEA (Central Environmental Authority)

オ．MDA (Mahaweli Development Authority)

カ．CECB (Central Engineering Consultancy Bureau)

(政府が 1973 年に設置した全額出資の総合建設コンサルタント会社 (国営) 。

Mahaweli Complex での地質調査実績多数。)

参考：CEB の組織について

CEB の組織図を図 6 - 1 に示す。カウンターパートのコンタクトパーソンは、Generation Planning (D.G.M, Mr. Shavindranath Fernando) である。技術者構成は、大部が電気技術者、次いで機械技術者であり、土木技術者は極少。実数で 20 人余りで、この現状は立地対策、技術課題等の解決に不十分な人員数である。

CEYLON ELECTRICITY BOARD (CEB)

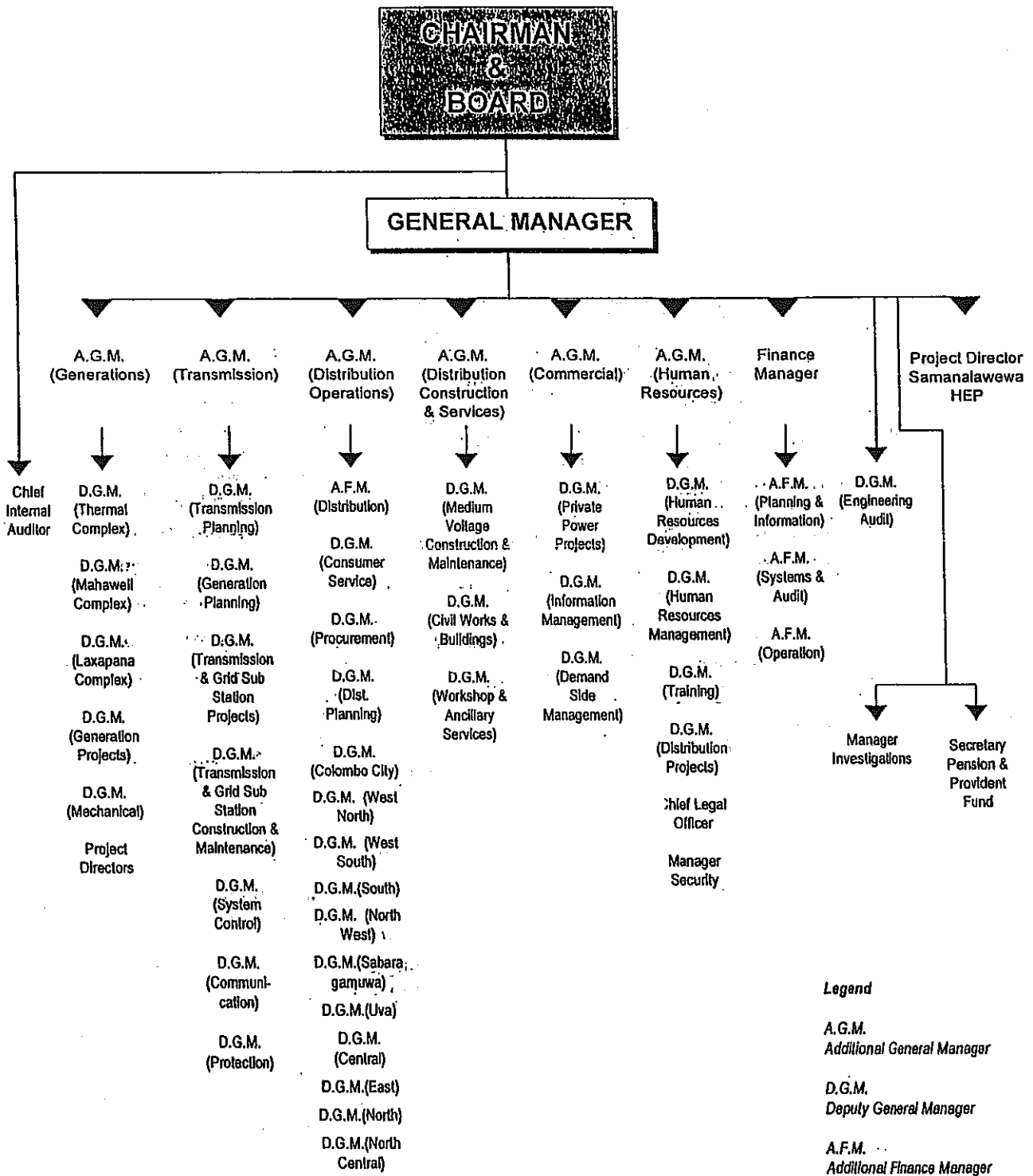


Fig 6 - 1 Organization Chart of CEB

6 - 1 - 3 水力発電会社

(1) 構造改革

一般には途上国の電気事業経営は非効率、不健全で政府財政を圧迫していると言われるが、CEB の経営はそうした途上国の様相とは別で、高い水準にあることが既存調査で示されている。にもかかわらず、電力セクター改革が現在進行している。

改革が必要な理由の一つは今後の電力需要に見合ったテンポで電力施設を拡充して行くために必要な資金需要対応であり、二つ目は電気料金水準をより低水準に抑制するためである。

日本は、この国の電力セクターに対する世界最大の ODA 供与国であり、この改革が適切に為されるどうかは重要な関心事である。

改革推進の中心役は世界銀行（法制度）とアジア開発銀行（会社分割/運営）であり、これをこの 2~3 年間で達成しようと計画している。また、日本側ではモニター、技術支援の面から JBIC もこの改革に関与することとなっている。

ここでいう会社分割とは、CEB を発電、送電、配電の各会社に分割することを指す。発電会社は火力会社と水力会社に、また水力会社はラクサパナ・マハヴェリ各水系毎の 2 会社に分割する案が立てられている。世銀によれば、制度発足は 2001 年 4 月になるとしている。

なお、水力開発プロジェクトの推進には水系毎に分割された小規模会社では火力開発の場合と比べ初期段階に集中する特性がある資金需要対応および経験技術が分散するといったマイナス面が大きい。これらのことは、前述してきた水力発電の位置付けに照らして考えると問題であるように思われる。本件は本開発調査の結果に対して大きな影響を及ぼすことは必至であり、今後の推移を注視していく必要がある。

(2) 新河川法

水資源の利用は、灌漑水資源省が所管しており、その下にマハヴェリ開発庁がある。

マハヴェリ川水系は国内最大の水系河川で流域は大きいがその域内雨量は比較的少ない。流域内の農用地は広大であり、この水系は Polgolla Daiversion Project（1970 年竣工）を原点とする農業水利に見られるように灌漑用の重要河川となっている。

この水系は流域が大きいこともあり、水力発電の中で全水力発電能力の約 2/3、全水力発電力量でも 6 割を依存していて電力にとって最重要水系である。

このような状況下では渇水期には水の奪い合いが生じ社会的、経済的な問題に発展する。水利用の調整はこうした問題解決の為に重要である。

政府はこうした問題解決や将来の水資源の利用増大を考慮し、水資源の利用を総合的

に企画、管理する機関の権限を強化してその利用の円滑化を図る方針で、これに必要な新河川法の制定を近いうちに行うものとされている。

今後、電力が参画すると考えられる多目的ダムの開発計画（Uma Oya/150MW）がある他、電力単目的の開発計画（Moragolla/27MW）もある。

CEB 長官は水力開発の行方は上記の新河川法の内容に大きく関わるとしており、その為水利用の最適化やエネルギーのセキュリティ確保を主張している。

6 - 2 主要河川とポテンシャル

6 - 2 - 1 一般

(1) 地理・気候

1) 地理

スリ・ランカ国は、インド南端から東 80km に位置する。面積は 65,610m² と北海道の 8 割程度と小さい。しかし、中央南部の Nuwara Eliya（海拔 1,800m、紅茶の産出地）を中心に 1,000m を超える丘陵地帯とジャングルや「黄金海岸」との名を持つ南西部の 100km に及ぶ海岸線など変化に富む。

行政区分は 9 個の州とその内にある 24 の行政区からなる。

北東部地域では、70 年代後半に始まったタミル人の分離独立運動が激化しており、20 年を経た今日でも政府と LTTE との間で武力紛争が続いている。

2) 気候

北緯 5°55' ~ 9°55' に位置しており、熱帯性モンスーン気候に属する。赤道からの南西モンスーンとベンガル湾からの北東モンスーンの影響を受け、雨季と乾季がある。5 月から 9 月は赤道からの南西モンスーンにより島の南西部・丘陵部に雨が降る。しかし、北東部は乾燥した日が続く。11 月から 3 月は北東モンスーンの影響で北東部を中心に雨季となる。気温は一年を通して大きな変化はなく、中央部の丘陵地帯（16 程度）を除いて 23 ~ 29 である。降雨量は地域により異なるが、西部から中央部にかけては多く、例えば、ラトナブラ（サバラガムワ州）では年間 4,000mm 以上（コロンボは 2,500mm）降水がある。

丘陵部は南西モンスーンと北東モンスーンの両方の影響を受けて年間を通じて降雨のある恵まれた地域もあるが、一方モンスーンが来ない場合もある。このような場合には、降雨の当てがはずれ、貯水池の水位は低下したままとなり、下流への水補給が不能となり渇水現象が起きる。1996 年の大渇水はこの現象による。

(2) 河川・雨量・流量、渇水

1) 河川・雨量・流量

スリ・ランカ国には大小合わせて 100 以上の河川がある。うち、図 6 - 2 に示す 7 水系⁸は、水力ポテンシャルの有力水系である。薄黒色でマークされている地域は、年間降雨量が多く 3,000mm ~ 5,000mm 程度ある。また、南部地域ほど雨量は多い。

これら 7 水系を水力ポテンシャルの有力順に並べると次のとおりである。

1. Mahaweli Ganga (マハヴェリ川水系 (マハヴェリ河))
2. Kelani Ganga
3. Walawe Ganga
4. Kalu Ganga
5. Gin Ganga
6. Nilwala Ganga
7. Maha Oya (マハ川)

2) 渇水

1996 年は前述したように大渇水であったが、2000 年末においても貯水池水位は低下したままの状況にあり、2001 年上半期への補給に必要な貯水が乏しく、このまま降雨がなければ貯水はもとより自流も減少して渇水になる見込みである。特に、マハヴェリ川は、本来、2 シーズンの降雨を期待しているが、2000 年は 1 シーズン空降りに終わっている。

(3) ポテンシャル

1) 包蔵水力調査

CEB は 1987 年、GTZ/Lahmeyer International decon/CECB に電力供給マスタープラン作成業務を発注した。この業務は 1989 年までの 2 年間で行われ、CEB の考慮すべき方向が提案されている。内容は電力需要、水力発電、火力発電、新エネルギー (温度差・太陽・風力・波力等の発電)、両電源の運用、プロジェクトの優先順位、財務分析、感度分析、民間事業者その他についての実態、展望、取り組み等を研究したものである。

⁸ 流域を含む。

この調査は電力供給上の基礎的な情報を提供する役割を果たしてきた。CEB は毎年長期電源開発計画を策定しているが、その内容はこの基礎的な情報が源となっていることが多い。

個別事項としては、水力発電に関する情報構築に重点が置かれている。ここでは、結論の一部として、1990 年代の後半において下記それぞれのプロジェクトについて、() 内に示した国又は機関への取り組みの強化が重要だと指摘している。なお、今日これらプロジェクトはその開発進捗度は異なるにしても全て具体的な取り組みが実現している。

1. Uma oya (ドイツ)
2. Upper Kotmale (日本)
3. Gin Ganga (未定)
4. Kukule Ganga (UNDP/WB)

について、

また、本調査において包蔵水力の全貌は明らかとなっており、その重要点は、以下のとおりである。

1. 有力地点 (USc15 / kWh 以下、5MW 以下の小水力は除く) (表 6 - 4)
 - ・地点数 : 25
 - ・出力 : 845MW
 - ・発生電力量 : 3,509Gwh
2. 増強地点 (表 6 - 5、6 - 6)
 - ・地点数 : 8
 - ・増分出力 : 317.5MW 以上

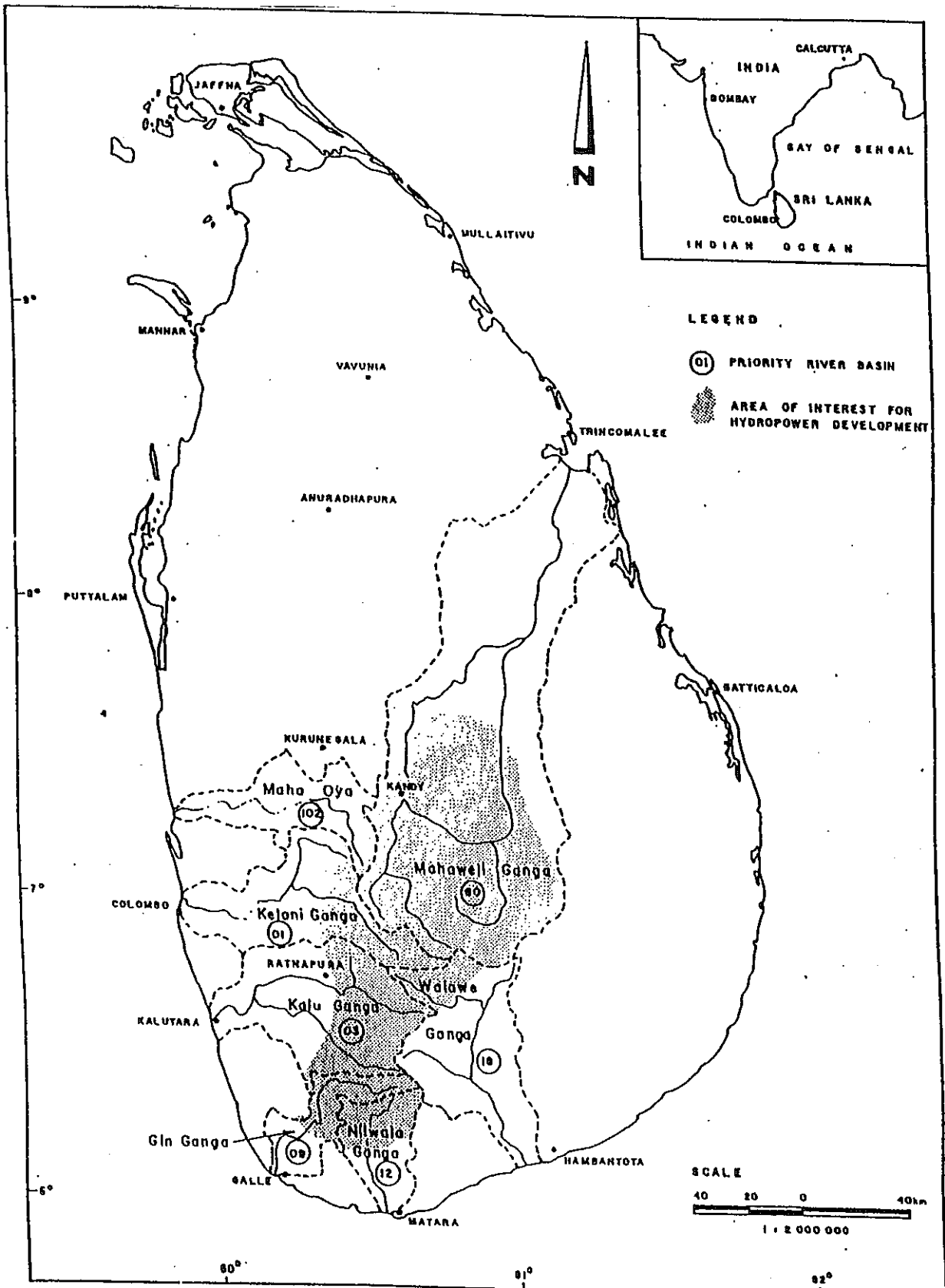
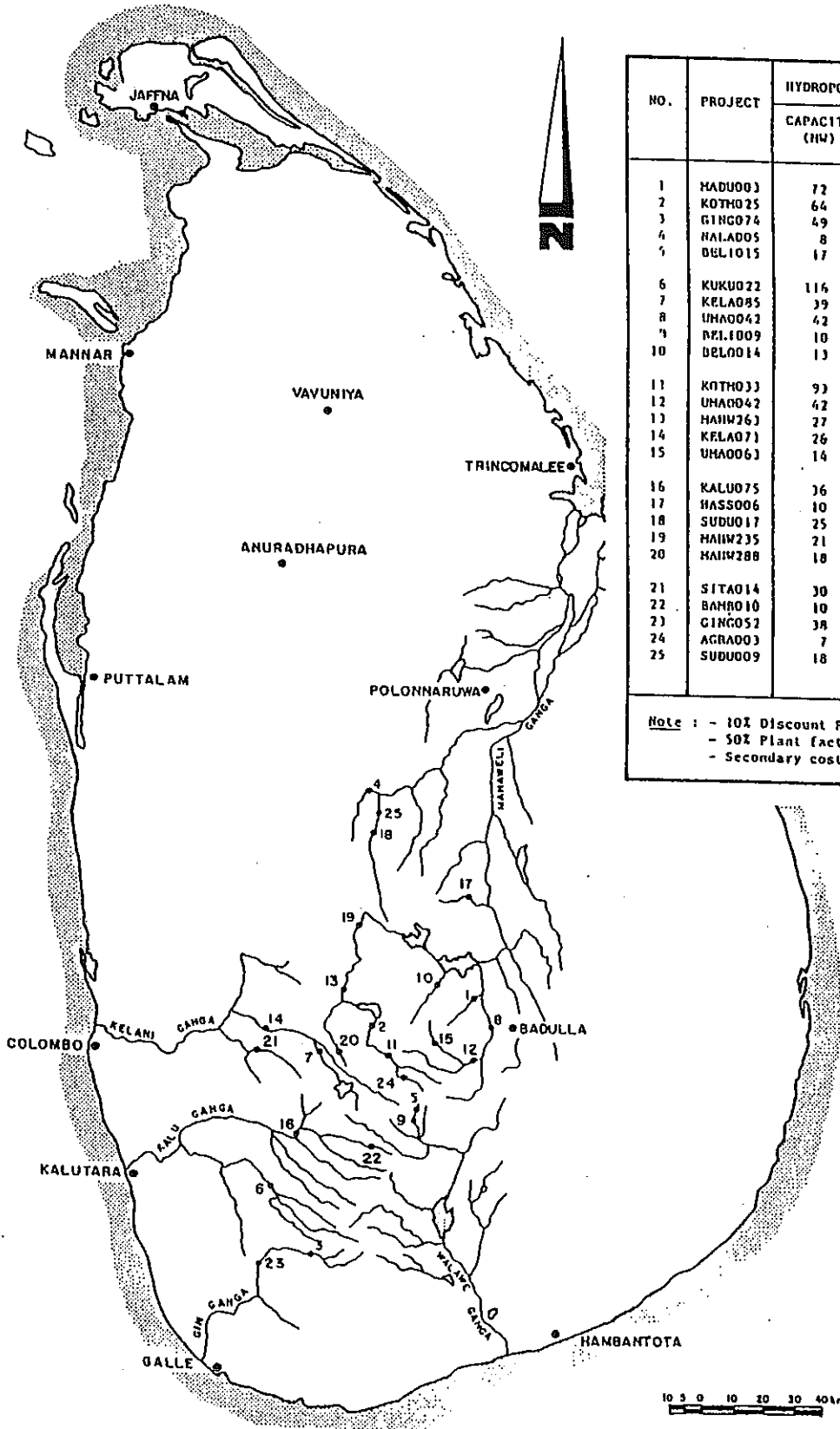


图 6-2 Priority river basins defined by the Master plan Study

表6-3 Locations of Selected Candidate Hydropower Projects
(Ranked in order of weighted generation cost)



NO.	PROJECT	HYDROPOWER OUTPUT		SPEC. COST (US\$/kwh) (Weighted)
		CAPACITY (MW)	ENERGY (GWh/a)	
1	HADU003	72	298	4.5
2	KOTH025	64	268	5.4
3	GING074	49	211	5.5
4	HALAD05	8	27	5.5
5	DEL1015	17	73	6.6
6	KUKU022	116	512	7.5
7	KELA085	39	170	7.9
8	UHA0042	42	173	8.1
9	DEL1009	10	43	8.2
10	DEL0014	13	53	8.4
11	KOTH033	93	390	8.8
12	UHA0042	42	172	9.1
13	HAIW263	27	111	9.5
14	KELA071	26	114	9.6
15	UHA0063	14	58	9.6
16	KALU075	36	149	10.8
17	HASS006	10	35	11.0
18	SUDU017	25	113	11.8
19	HAIW235	21	83	11.9
20	HAIW288	18	75	11.9
21	SITA014	30	123	12.3
22	BANU010	10	40	12.3
23	GING052	38	159	12.5
24	AGRA003	7	28	14.7
25	SUDU009	18	79	14.8

Note : - 10% Discount Rate
- 50% Plant factor
- Secondary costs included

表6-4 Existing Hydro's—Modifications Required for Capacity Extension (1)

HADROPOWER PLANT	PRESENT CAPACITY (MW)	SUGGESTED EXTENSION	RECOMMENDATION
Wimalasurendra	2×25.0 (50.0)	None	An expansion seems Hardly recommendable
Old Laxapana	3×8.3 2×12.5 (50.0)	None	Cannot be recommended
Canyon	1×30.0 1×30.0 (60.0)	None	Stage II with extra 30MW is under construction. 60MW seems to be sufficient.
New Laxapana	2×50.0 (100.0)	1×50.0	Recommended, cost – effective capacity additions, further study warranted.
Samanala	2×37.5 (75.0)	1×37.5	Recommended and cost – effective, but only with capacity extension of New Laxapana, further study warranted
Ukuwela	2×20.0 (40.0)	1×20.0	Recommended only if irrigation releases to be increased, which is unlikely. Then cost – effective addition of capacity.
Bowatenna	1×40.0 (40.0)	None	Cannot be recommended due to limited period of water availability
Victoria	3×70.0 (210.0)	3×70.0 (210.0)	Recommended, cost – effective capacity additions, further study warranted

表 6 - 5 Existing Hydro's - Modifications Required for Capacity Extension (2)

HADROPOWER PLANT	EXISTNG HYDRO'S – MODIFICATIONS REQUIRED FOR CAPACITY EXTENSION				
	INTAKE	HEADRACE TUNNER	SURGE TANK	PENSTOCKS	POWERHOUSE
Wimalasurendra	Must be Checked	The existing tunnel allows an expansion of 20 MW	Must be checked	Extra Penstok Required	Powerhouse Addition and extra turbine generator unit required
Old Laxapana	New trash rack required	The existing tunnel diameter would be efficient for an expansion of 25MW but is built at too high an elevation	Must be lowered extensive modifications	Extra penstock required / Extensive modifications	Powerhouse addition and extra turbine – generator unit required
Canyon					
New Laxapana	None	None	Small modifications if any, must be checked	Extra penstock, investigations for the third penstock connection to the existing surge tank necessary	Powerhouse addition and extra turbine – generator unit required
Samanala	Must be checked	None	Must be checked	Extra penstock Required	Powerhouse addition and extra turbine – generator unit required
Ukuwela	For an increase of the inflow model tests must be performed for the necessary modifications	None	Must be checked	Extra penstock required	Powerhouse addition and extra turbine – generator unit required
Bowatenna	Must be checked	The existing tunnel allows an expansion of 15MW	Must be checked	Extra penstock required	Powerhouse addition and extra turbine – generator unit required
Victoria	Already Constructed	Extra tunnel required	Extra surge tank required	Extra penstock required	Powerhouse addition and extra turbine – generator units required

2) 運用改善ポテンシャル

水力発電所の運用は、SCC⁹ によっている。運用便益の拡大や効率を高めるには、SCC と現地の気象、河川流量の予測等が一定の精度を有しなくてはならない。SCC の運用意思決定過程（電算システム）のレビューは重要であり、運用改善の鍵ともなる。

長期電源開発計画には、包蔵水力以外の既設水力発電所の運用関連データが掲載されている。そこでは、Laxapana Complex（5 発電所 - 1,382.8Gwh）、Mahaweli Complex（6 発電所 - 1,745Gwh）の 1999 年度の年平均発電電力量は 3,127.8 億 kWh であるとし、この実績に対して今後の運用改善で LaxapanaComplex（1,449Gwh、4.8% 増し）、Mahaweli Complex（2,048Gwh、17.4% 増し。Victoria, Kotmale, Randenigala の 3 ケースでこの 86% を占める）と併せて年平均発電電力量 3,497 億 kWh、11.8% 増しが期待できるとされている。この期待値は長期運用シミュレーション結果から得られたものである。Mahaweli Complex（灌漑との共用河川）の比重が大きい特徴があり、CEB は改善の重要点として捉えている。この値を新設発電所に代替すると 80MW 程度のものとなり、その便益と効率は非常に大きい。

MPE と CEB は、WB に対しこのシミュレーションの妥当性の検討を依頼済みであり、2001 年 5 月にはその成果が出る予定である。しかし、ダム流入量、放流量等の水文記録の灌漑現場との擦り合せはこの調査には含まれておらず、その後に委ねられる。

権益問題の解決を課題に置いたものであるため、例えば貯水池運用ルールの改善（貯水池の高水位運用化）のような簡明な目標を設定して権益競合者と協議を行うことが重要である。

3) 経済性の検討方法

貯水池式および調整池式の水力発電所の経済性を算出する場合は、一般的にまずこれら発電所の電力供給特性を踏まえてその価値（V）を出力と電力量のそれぞれの価値から併せて考える。また、コスト（C）を算出し、経済性の指標として「V-C（便益）」および「V/C（効率）」を求めて計画各案の比較評価を行い、開発優先度設定を行う。

スリ・ランカ国の包蔵水力調査においてもこの手法が用いられている。なお、計画各案の比較評価の状況把握については今後必要に応じて過去の調査結果を点検する必要がある。

⁹ System Control Center

(参考)

$$V = A \times PG + (B \times EG + C \times ES) \times DF$$

ここに、PG = guaranteed capacity (kW)、数値は包蔵水力調査の採用値。

A = specific value of guaranteed capacity (US\$/kW) = 375

EG = guaranteed energy (kWh/year)

B = specific value of guaranteed energy (US\$/kWh) = 0.056

ES = non - guaranteed energy (kWh/year)

C = specific value of non-guaranteed energy (US\$/kWh) = 0.028

DF = present worth factor over project life time = 9.915

4) 今後の検討方向

MPE および CEB は今後の水力開発の方向をピーク供給力の確保に置いているが、ピーク供給力のみ拡大に価値を置いているわけではない。前記3)の経済性の検討方法の項で示したように、個別プロジェクトの便益は、出力(瞬時対応力)と発電電力量の両方を併せ持つ場合で大きい。一般的には、水力発電の瞬時対応力原価は、安さの面でこれが容易なガスタービンには及ばない。しかしながら、夜間の余剰電力が安定的にしかも相当な規模で発生するとする場合この利用を基としたスケールメリットで得られた原価の安い揚水発電がガスタービンに勝ることとなる。スリ・ランカ国において、このような余剰電力状態が生まれる時期は計画検討中とされる 300MW 級の石炭火力発電所の立地が将来的に進んだ時期となる。

「スリ・ランカ国水力発電所最適化計画」は最適運用と最適電源計画の両視点から水力開発の見通しを得る構想である。まず、最適運用の概念を検討しこれを現場で適合出来るよう具象化する必要がある。

単一でほぼ電力専用に利用されている河川(Kelani 川水系、Laxapana Complex)を前提とするば、その概念の具象化の実現は一貫開発、一貫運用に求められる。しかし、灌漑やその他利水、洪水調節等の目的が現存する河川(Mahaweli 川水系、Mahaweli Copmplex)を含め、複数の河川を一つのテーブルで考える場合にはこれはかなり難しく、適当な割り切りが必要である。

例えば、Mahaweli 川水系における場合は、プロジェクトの便益や効率が優れていても必ずしも直ちに取りかかれるわけではない。他部門との既得権益(環境配慮を含む。)等の調整が必要であり、時間のかかる要素が大きく働く。この点が Kelani 川水系とは異なる事情である。

従って、最適運用の概念は上記を踏まえ、次のように単純化しておくことが有効で

ある。

まず上記 2 水系を含む主力河川（7 水系）をベースとして、個々の既存計画（新規計画、運用改善、流域変更を含む増強）の中で進捗度の高いものをプールし、下記の面から個別既存計画を比較評価する。また、最適電源計画策定は以下の規準に見合う開発優先度首位の地点を採択し、その地点の計画性を一層上げることで対応する。

- ア) 便益と効率の優れる計画は開発優先度が高い。
- イ) 開発見通しの得られる計画は開発優先度が高い。
- ウ) 技術移転の付加価値が大きい。
- エ) CEB の考え方と調和が取れる。

6 - 2 - 2 開発一般

(1) Kelani 川水系

水力発電所群の便益は、他の河川の場合と比べ下記の理由から非常に大きいといえる。

第一に、最上流部で 2 個の貯水池を有しておりこれらの電水比は 1,000 であり非常に効率がよい（水 1 トンで 10,000kw の発電が可能）。この貯水池運用の巧拙は経営に響くものであり、他流域からのこの貯水池への導水は極めて効果的である。なお、New Laxapana 水力発電所は電力系統の周波数調整発電所の役割も有している。

第二には灌漑などの利水が無く、河川が急峻であり一貫開発（一貫運用）の余地を残していることがある。降雨量は中下流部で 5,000mm 以上と豊富で、発電未利用分の雨量、落差の活用に妙味（Broadlands 計画（40MW））がある。ただし、逆調整池の観点を含む Broadlands の下流部での計画案を考慮する考え方がある。

（参考）

- ・図 6 - 3 Reservoir Systems in Kelani and Walawe River Basins
- ・図 6 - 4 River Basin-01 Kelani Ganga

(2) Mahaweli 川水系

電力と灌漑の共用河川（Polgolla、Ukuwela、Bowatenna、Rantembe）であり、灌漑システムの一層の発展計画がある。電力では貯水池運用の高水位化が重要である。なお、Victoria 水力発電所は電力系統の周波数調整発電所の役割も有している。その他の留意事項は以下のとおり。

- ・実施設計中地点（Upper Kotmale（150MW））、総合開発地点（計画中 Uma Oya（150MW））、および発電単独の Moragolla（27MW）がある。
- ・増強（第 期）計画地点（Victoria、Kotmale）がある。

- ・ 資金供与国は英国 (Victoria)、ドイツ (Randenigala)、スウェーデン (Kotmale) 等多数である。

(参考)

- ・ 図 6 - 5 Reservoir Systems in Mahaweli River
- ・ 図 6 - 6 Key Map of Mahaweli River Basin and River Basin-60 Mahaweli Ganga Basin

(1) ~ (3)

- ・ 図 6 - 7 Mahaweli Irrigation (1) ~ (2)

(3) Walawe 川水系

開発計画に関する留意点を以下に示す。

- ・ Samanalawewa (120MW) は漏水対策工事中、Belihul Oya 計画 (17MW) あり。

(参考)

- ・ 図 6 - 8 Layout of the Existing Project

(4) その他水系

1) Kalu 川水系

- ・ Kukule (150MW) は工事中

(参考)

- ・ 図 6 - 9 River Basin-03 Kalu Ganga

2) Ging 川水系

- ・ Gin Ganga 計画 (49MW) あり。

(参考)

- ・ 図 6 - 10 River Basin-09 Gin Ganga

3) Nilwana 川水系

(参考)

- ・ 図 6 - 11 River Basin-12 Nilwala Ganga

4) Maha 川

KELANI RIVER

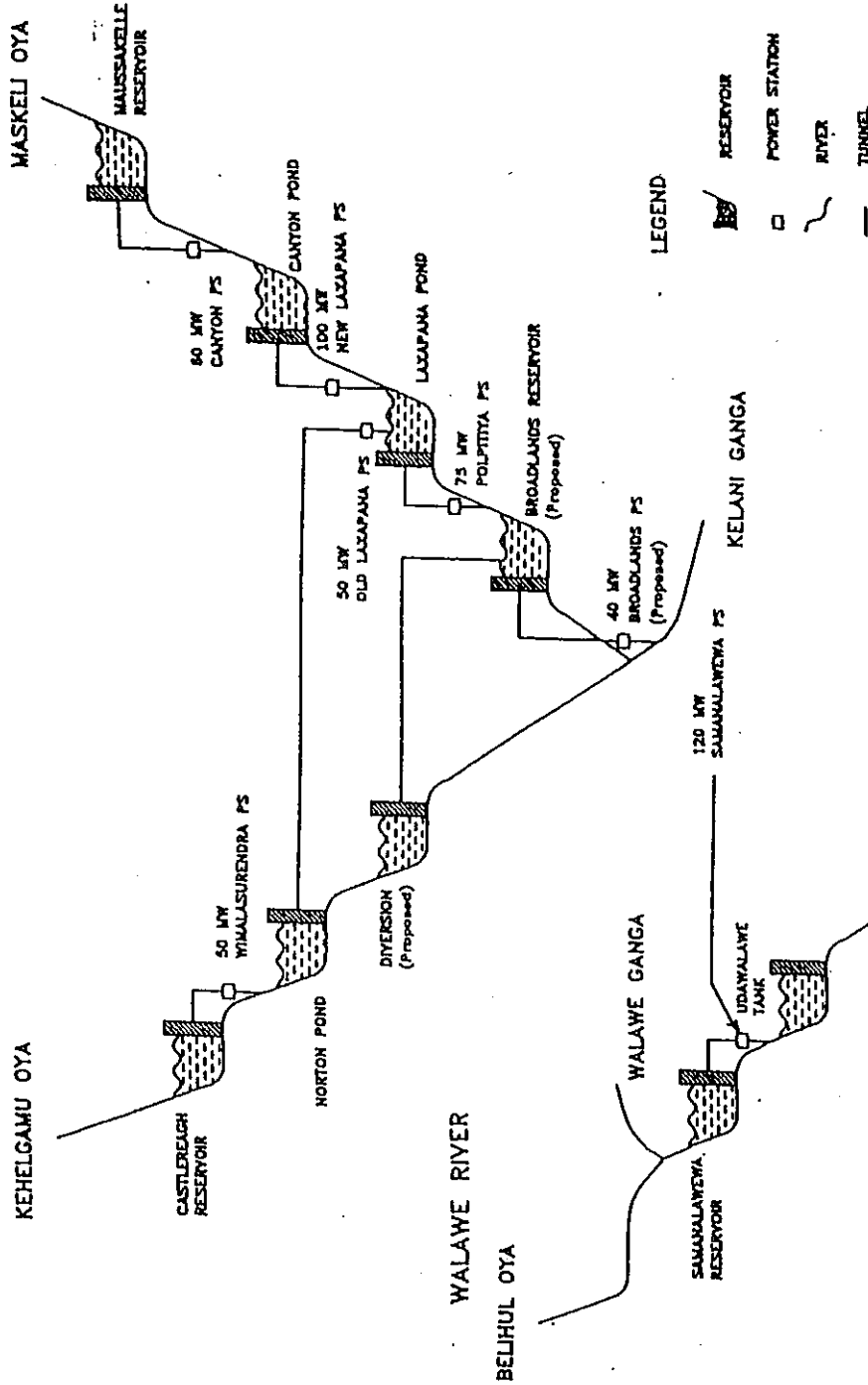
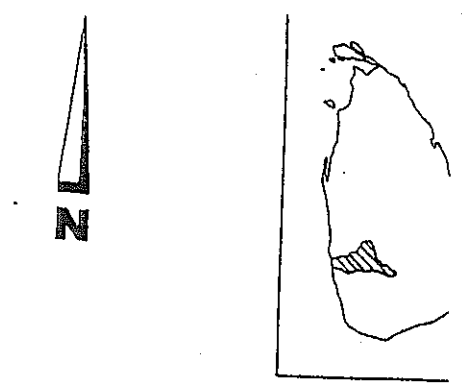
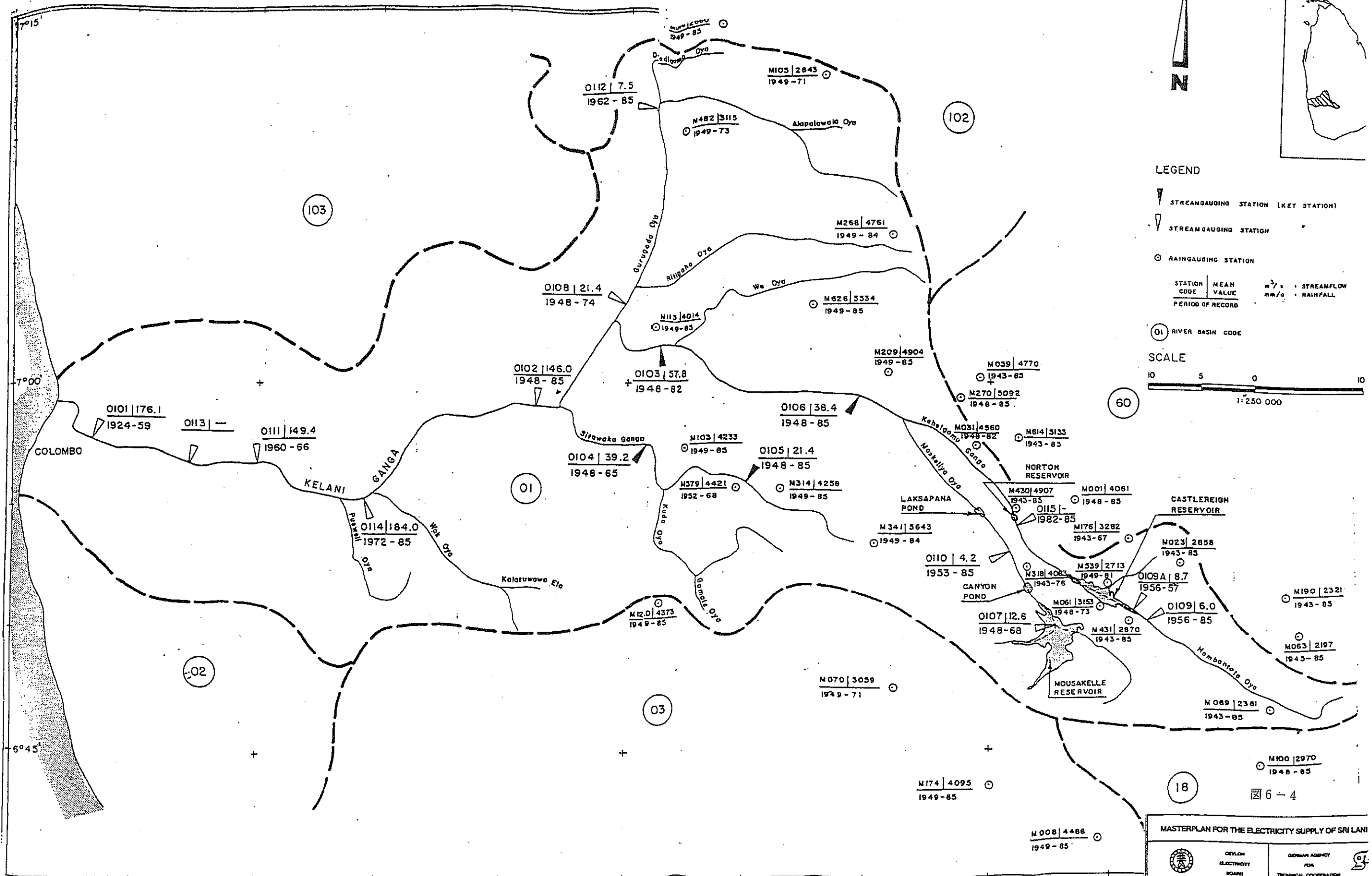


Fig 6 - 3 Reservoir Systems in Kelani and Walawe River Basins



LEGEND

- ▼ STREAMGAUGING STATION (KEY STATION)
- ▽ STREAMGAUGING STATION
- RAINGAUGING STATION

STATION CODE	MEAN VALUE	PERIOD OF RECORD	UNIT	TYPE
M 268	4761	1949-84	m ³ /s	STREAMFLOW
M 270	5092	1948-85	mm/d	RAINFALL

○ RIVER BASIN CODE

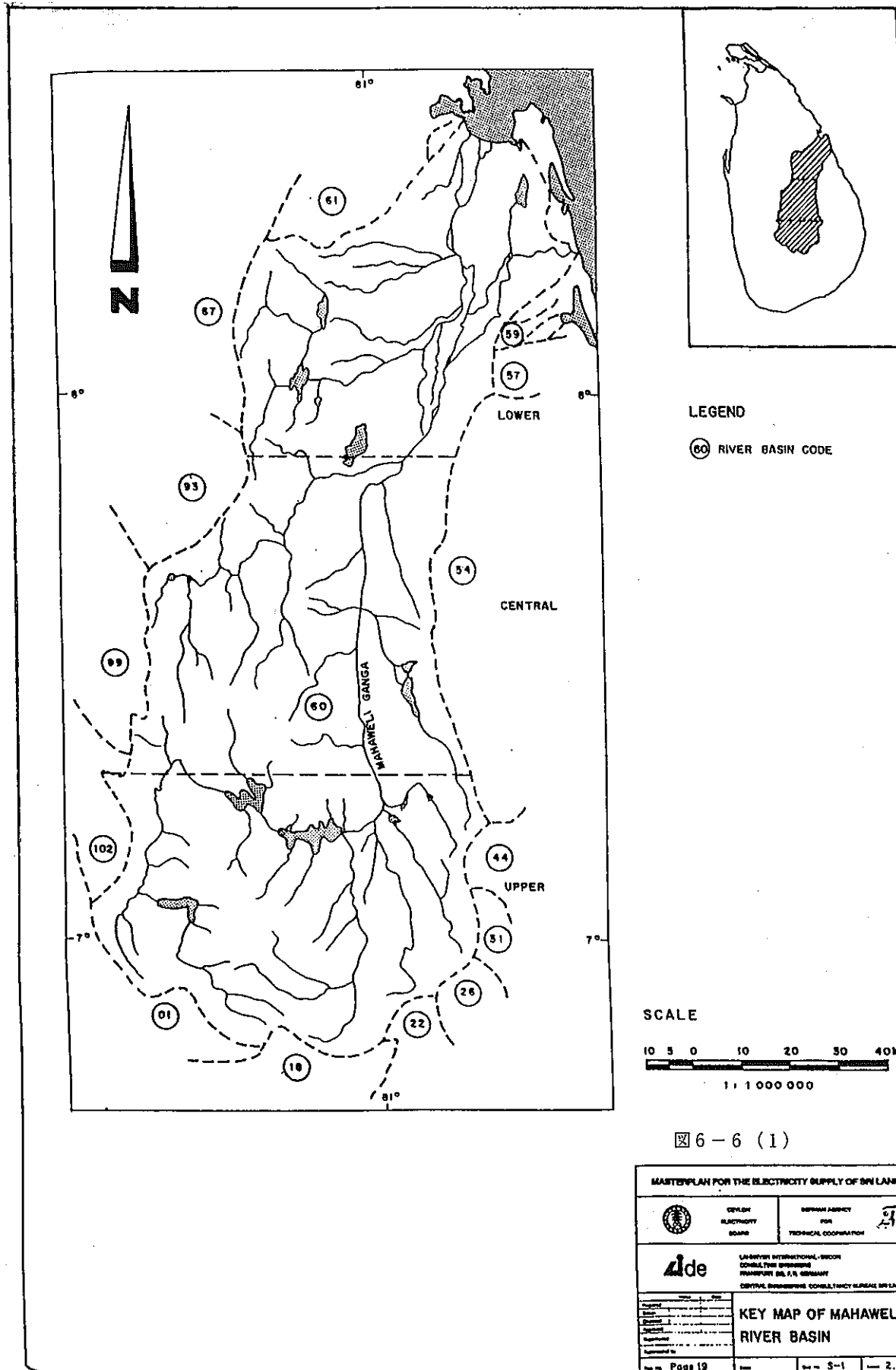
SCALE

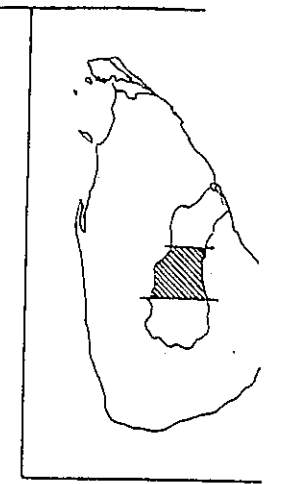
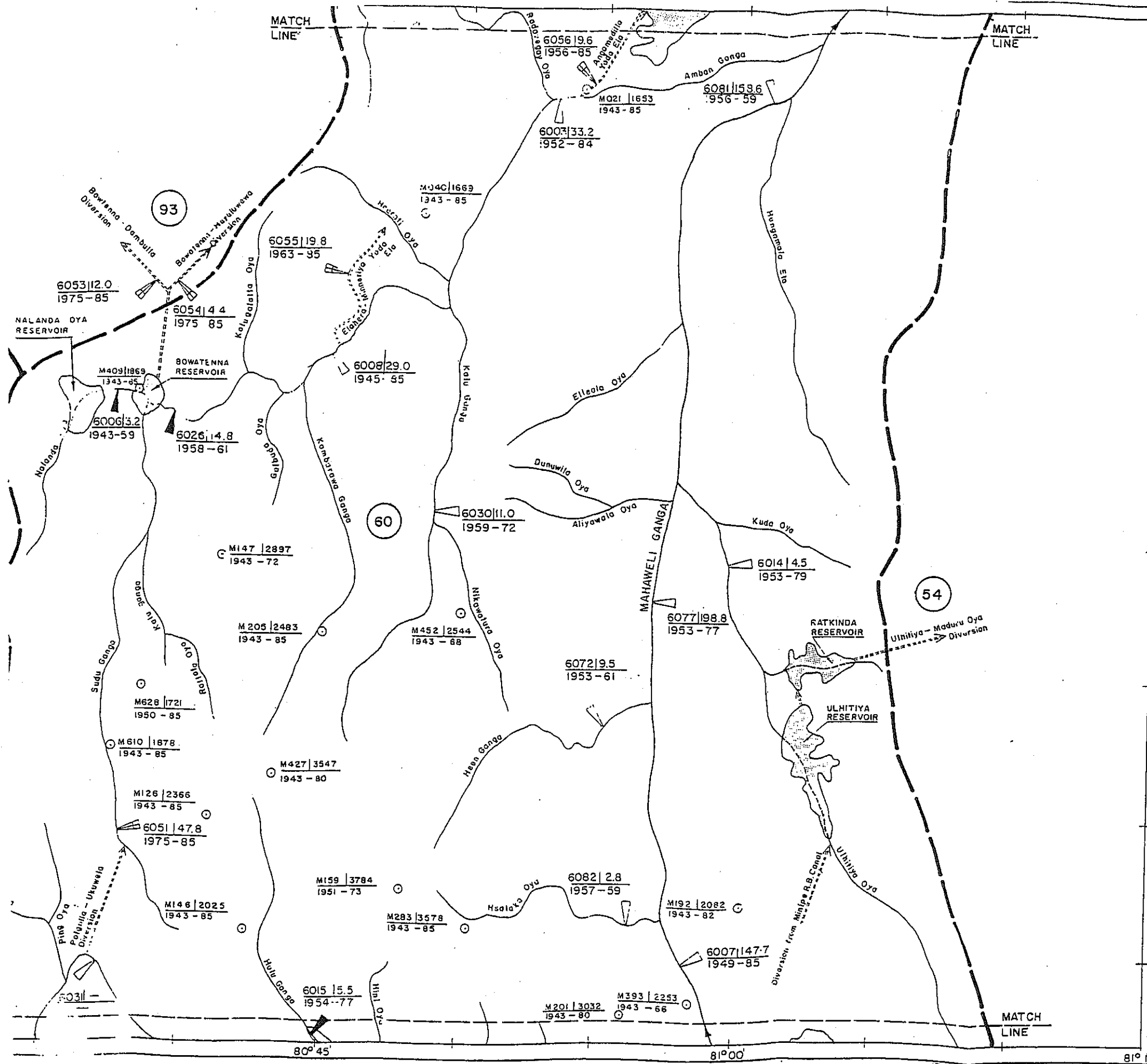
10 5 0 10
1:250 000

MASTERPLAN FOR THE ELECTRICITY SUPPLY OF SRI LANKA

 CEYLON ELECTRICITY BOARD	 GERMAN AGENCY FOR TECHNICAL COOPERATION

RIVER BASIN - 01
KELANI GANGA





LEGEND

- STREAMGAUGING STATION (KEY STATION)
 - STREAMGAUGING STATION
 - CANALGAUGING STATION
 - RAINGAUGING STATION
- | | | |
|------------------|------------|--------------------------------|
| STATION CODE | MEAN VALUE | m ³ /s : STREAMFLOW |
| | | mm/a : RAIN FALL |
| PERIOD OF RECORD | | |
- RIVER BASIN CODE

SCALE

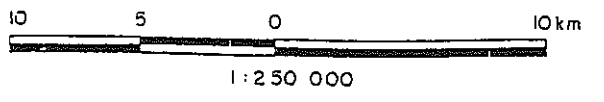
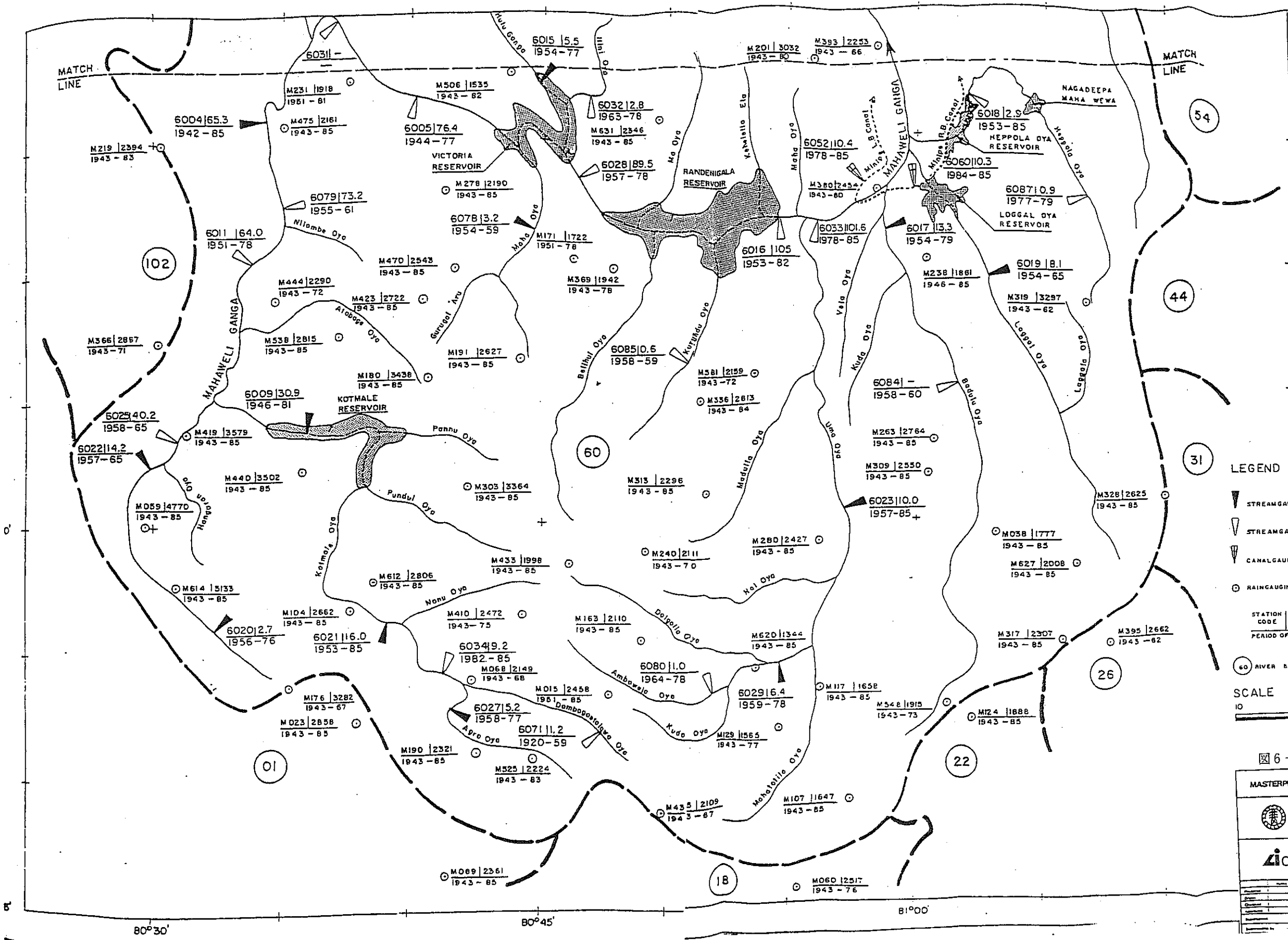
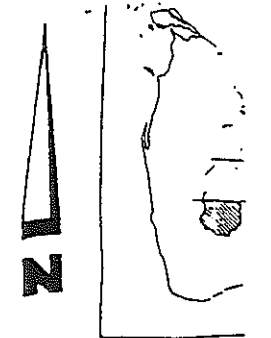


Fig 6-6 (2)

MASTERPLAN FOR THE ELECTRICITY SUPPLY OF SRI LANKA															
 CEYLON ELECTRICITY BOARD	GERMAN AGENCY FOR TECHNICAL COOPERATION 														
LANZMEYER INTERNATIONAL-DECON CONSULTING ENGINEERS FRANKFURT (M), F.R.G. GERMANY CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU, SRI LANKA															
<table border="1"> <tr><th>Name</th><th>Date</th></tr> <tr><td>Prepared</td><td></td></tr> <tr><td>Drawn</td><td></td></tr> <tr><td>Checked</td><td></td></tr> <tr><td>Approved</td><td></td></tr> <tr><td>Supervised</td><td></td></tr> <tr><td>Supervised by</td><td></td></tr> </table>	Name	Date	Prepared		Drawn		Checked		Approved		Supervised		Supervised by		RIVER BASIN - 60 MAHAWELI GANGA
Name	Date														
Prepared															
Drawn															
Checked															
Approved															
Supervised															
Supervised by															
Page 21 Scale Doc. No. S-1 Annex 2.1															



LEGEND

- ▶ STREAMGAUGING STATION (KEY STATION)
- ▽ STREAMGAUGING STATION
- ▽ CANALGAUGING STATION
- RAINGAUGING STATION

STATION CODE	MEAN VALUE	PERIOD OF RECORD	mm/yr
			mm/yr

60 RIVER BASIN CODE
 SCALE
 10 5 0
 1:250 000

6-6 (3)

MASTERPLAN FOR THE ELECTRICITY SUPPLY

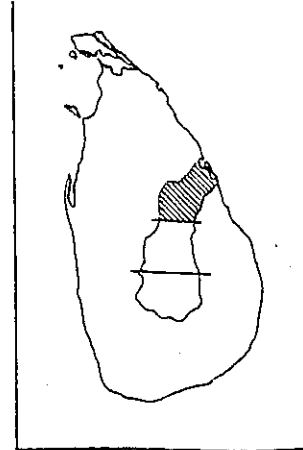
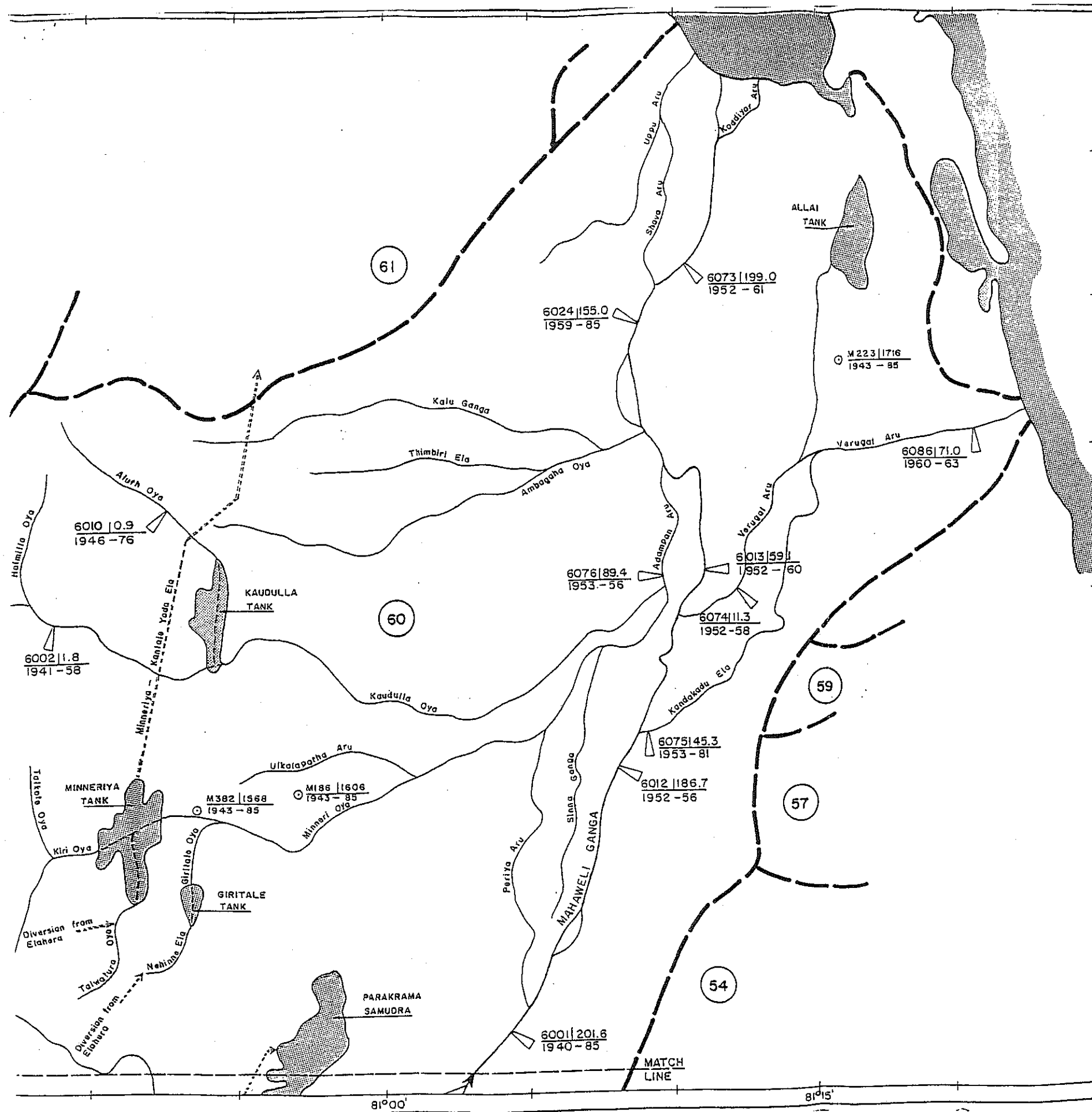
Ceylon Electricity Board

LAURENCE INTERNATIONAL CONSULTING ENGINEERS

PRANANATH SRI LANKA COMPANY

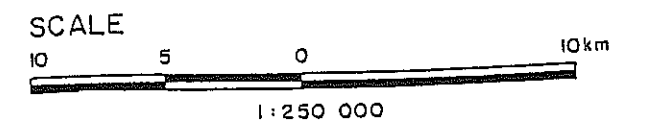
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANTS

RIVER BASIN - 6
MAHAWELI Ganga



LEGEND

- ▼ STREAMGAUGING STATION (KEY STATION)
 - ▽ STREAMGAUGING STATION
 - ▽ CANAL GAUGING STATION
 - RAINGAUGING STATION
- | STATION CODE | MEAN VALUE | PERIOD OF RECORD |
|--------------|-------------------|------------------|
| | m ³ /s | : STREAM FLOW |
| | mm/a | : RAINFALL |
- RIVER BASIN CODE



6-7 (1)

MASTERPLAN FOR THE ELECTRICITY SUPPLY OF SRI LANKA											
<p>CEYLON ELECTRICITY BOARD</p>	<p>GERMAN AGENCY FOR TECHNICAL COOPERATION</p>										
<p>LANMEYER INTERNATIONAL-DECON CONSULTING ENGINEERS FRANKFURT (M), F.R. GERMANY CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU, SRI LANKA</p>											
<table border="1"> <tr><td>Prepared</td><td></td></tr> <tr><td>Checked</td><td></td></tr> <tr><td>Approved</td><td></td></tr> <tr><td>Supervised</td><td></td></tr> <tr><td>Supervised by</td><td></td></tr> </table>	Prepared		Checked		Approved		Supervised		Supervised by		<p>RIVER BASIN - 60 MAHAWELI GANGA</p>
Prepared											
Checked											
Approved											
Supervised											
Supervised by											
Page 22	Scale: 1:250 000, Sheet: S-1, Level: 2.1										

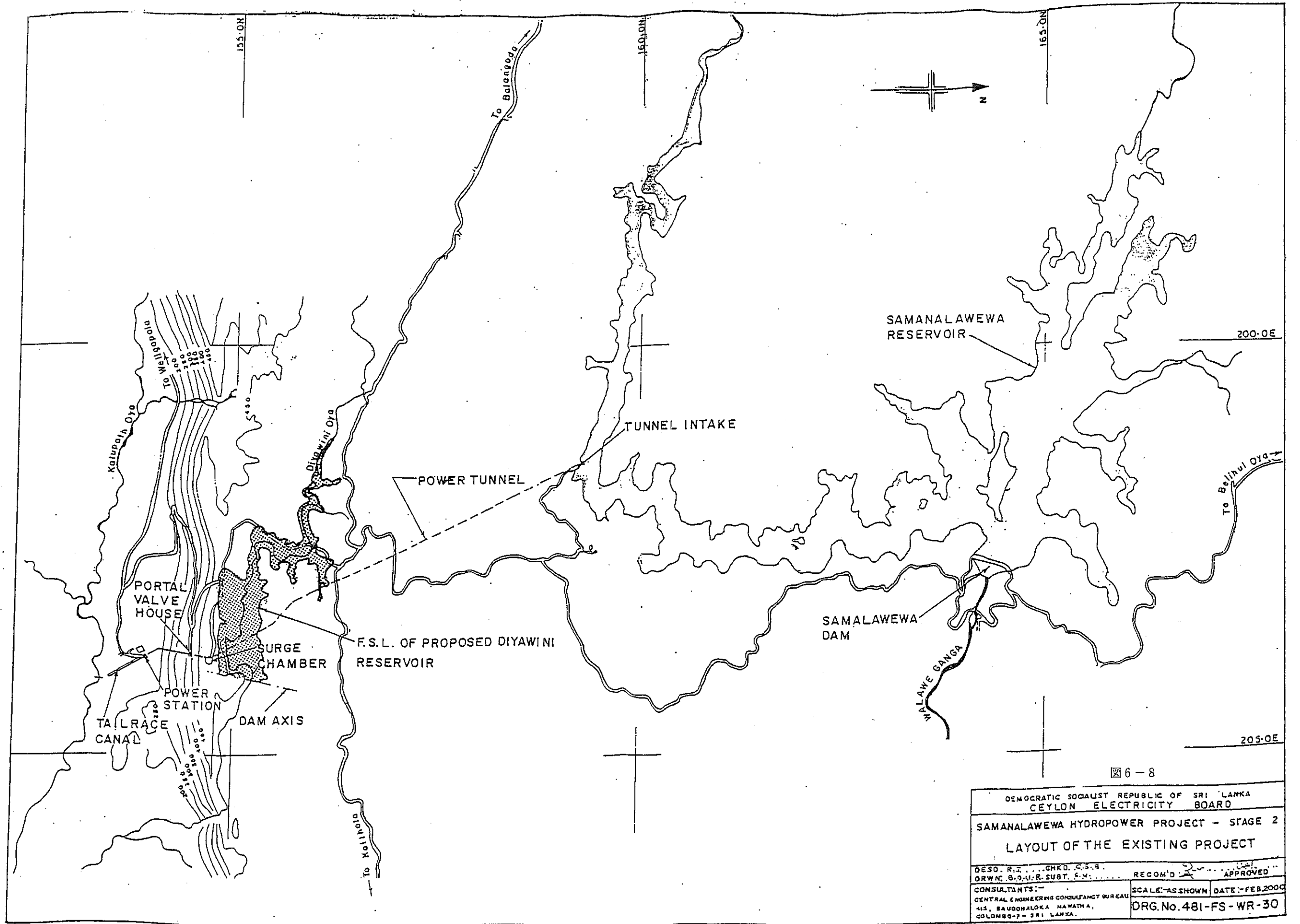
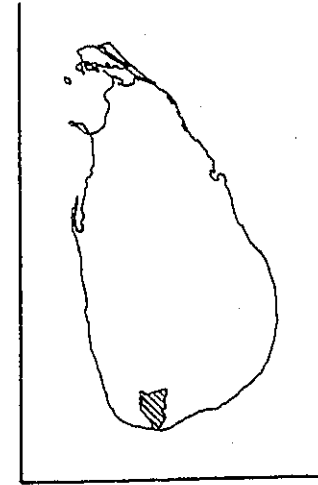
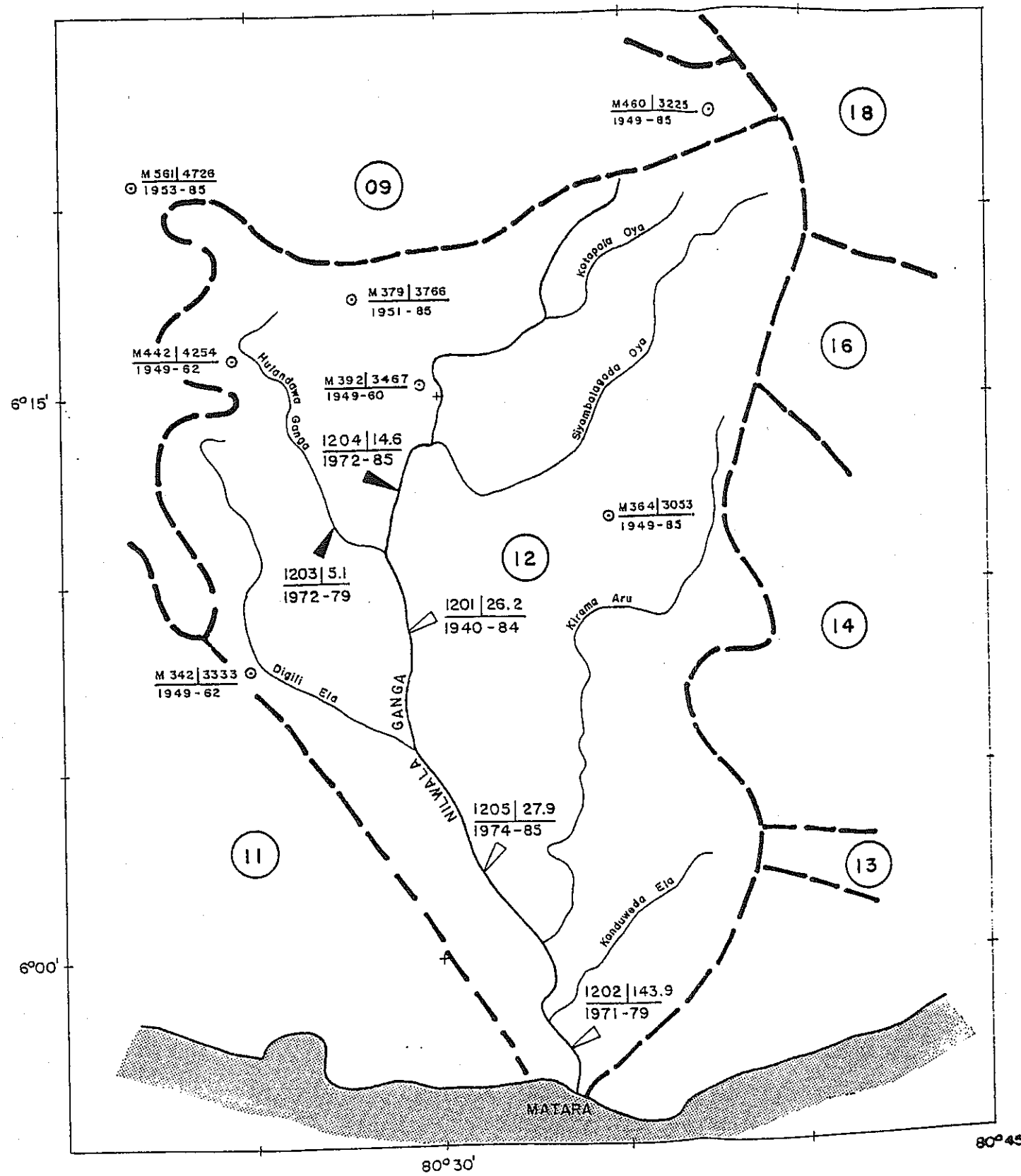


图 6-8

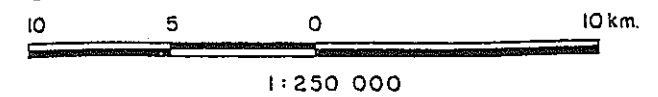
DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA CEYLON ELECTRICITY BOARD	
SAMANALAWEWA HYDROPOWER PROJECT - STAGE 2 LAYOUT OF THE EXISTING PROJECT	
DESIGNER: ...	CHKD. C.S.B.
DRWN. B.D.M.R. SUBT. S.M.	RECOM'D APPROVED
CONSULTANTS: ...	SCALE: AS SHOWN DATE: FEB 2000
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU 413, SAUNDHALOKA, MAWATHA, COLOMBO-7 - SRI LANKA.	DRG.No.481-FS-WR-30



LEGEND

- ▼ STREAMGAUGING STATION (KEY STATION)
 - ▽ STREAMGAUGING STATION
 - RAINGAUGING STATION
- | STATION CODE | MEAN VALUE | PERIOD OF RECORD | m ³ /d : STREAMFLOW | mm/d : RAINFALL |
|--------------|------------|------------------|--------------------------------|-----------------|
| 12 | | | | |
- RIVER BASIN CODE

SCALE



6-11

MASTERPLAN FOR THE ELECTRICITY SUPPLY OF SRI LANKA																									
 CEYLON ELECTRICITY BOARD	 GERMAN AGENCY FOR TECHNICAL COOPERATION																								
 LAMMEYER INTERNATIONAL - OECON CONSULTING ENGINEERS FRANKFURT (M), F.R.GERMANY CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU, SRI LANKA																									
<table border="1"> <tr><td>Prepared</td><td></td><td>Date</td><td></td></tr> <tr><td>Drawn</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Checked</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Approved</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Supervised</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Supervised by</td><td></td><td></td><td></td></tr> </table>	Prepared		Date		Drawn				Checked				Approved				Supervised				Supervised by				<p>RIVER BASIN - 12 NILWALA GANGA</p>
Prepared		Date																							
Drawn																									
Checked																									
Approved																									
Supervised																									
Supervised by																									
Reg. No. Page 5	Scale	Doc. No. S-1	Annex 2.1																						

6 - 3 新規開発構想

6 - 3 - 1 一貫開発（再開発および新規開発計画）

(1) Kelani 川水系（Laxapana Complex）

1) Wimalasurendra 発電所

現地調査時に Wimalasurendra 発電所の Castlereagh 貯水池に Maskeliya 川の最上流にある Mousakells 貯水池からの余剰水を引水する計画があることを聴取した。僅か 3.5km 程度のトンネルで連絡でき、Castlereagh 貯水池の満水位が 74m 低いので水位的には可能であるが、導水できるほどの余剰水があり発電も可能か、また Kalu Ganga 川上流域の溪流からの引水計画をも含めた詳細検討が必要となる。

2) Old Laxapana 発電所

マスタープランでは、圧力導水路トンネルは 1950 年竣工による経年劣化から粗度係数の悪化と漏水を改善することにより、18,000kW の出力回復が可能と計画している。

3) Canyon 発電所

Mousakells 貯水池は有効貯水容量が大きいですが、流域面積が小さいため年間流入量が少なく、年間調整が可能で越流量は少ないと思料される。このためマスタープランには南部を流れる他流域である Kalu Ganga 川の上流域の溪流から Mousakells 貯水池に導水する計画が提案されている。これが実現すると、下流に連なる New Laxapana および Samanela の二発電所、更に新規開発地点の Broadlands 地点を含めた年間発生電力量の増加が期待できる。

4) New Laxapana 発電所

マスタープラン中では New Laxapana 発電所の圧力トンネルに通水能力があるため、上流の Canyon 発電所がミドルピーク運転してくる最大使用流量との流量差、約 15m³/s を用いて 80,000kW の増設を行う計画を提案されている。

増設のための構造物は、新設が圧力トンネル末端部での分岐トンネル、サージタンク、バルブ室付き水圧管路で、改造が取水口、発電所拡張、放水口、開閉所等であり、新たな関連機器は水車、発電機、変圧器等である。

5) Samanela 発電所（別名 Polpotiya 発電所）

マスタープランでは、New Laxapana 発電所の圧力トンネルには通水能力に余裕があるため、上流の Canyon 発電所のミドルピーク運転してくる最大使用流量との流量差約 15m³/s を用いた 30,000kW の増設を計画している。

増設のための構造物は、新設が圧力トンネル末端部での分岐トンネル、サージタンク、バルブ室付き水圧管路で、改造が取水口、発電所拡張、放水口、開閉所等であり、新たな関連機器は水車、発電機、変圧器等である。

更に、Laxapana 調整池ダムの下流左岸を流れている溪流から取水し、同ダムに引水し電力量の増量を計画している。

6) Broadlands 発電計画地点

Broadlands 発電計画は、Kelani 川水系 (Laxapana Complex) の最下流部 Kehelgamu 川と Maskeliya 川の合流点付近に計画されており、Norton ダムと Laxapana ダム下流からの残流量を含む Kelani 川流域全体からの全流量を有効利用しようとする発電計画で、1986 年 12 月に CEB により F/S 報告書が出されている。

発電計画諸元は、最大使用水量 $72.3\text{m}^3/\text{s}$ 、最大有効落差 68.0m、最大出力 40,000kW、年間発生電力量 145,000MWh、設備利用率 41.4%で、ミドルロード運転する計画である。

(2) Mahaweli 川水系 (Mahaweli Complex)

1) Kotmale 発電所

Kotmale 発電所の再開発計画として、現地調査時に Kotmale ダムを約 30m 嵩上げし、20%程度の年間発生電力量の増量を計画していることを聴取した。

ダムの基礎岩盤下約 50~60m に石灰岩層があり地質上の問題があるうえ、洪水吐を含むダム改造と、発電施設の改造を含めた全体工事費を考慮すると、この上流域で Upper Kotmale 地点が Kotmale ダム貯水池に放水する発電計画があることからこちらの放水位を下げて発電力を増強する方が有利と考えられる。

2) Victoria 発電所

Victoria 発電所の開発計画には、当初から一系列 210,000kW の増強計画があったため、取水口制水ゲート直下流のトンネル一部と、発電所上流に隣接して発電所と放水庭部分の開削が施工されている。今後必要となる増強工事は、既設圧力トンネルに並行する圧力トンネルを川側にもう 1 本掘り、続くサージタンク、水圧管路、発電所、放水口等を増設し、発電機器 3 台分の機械・電気工事等である。

発電所長の話では、放水している Randenigala ダム貯水池の水位が年間を通して空虚状態の期間が長いので、現在の放水位を 10m 程度下げて出力増強と発生電力量の増量を考慮中とのことであった。

3) Bowatenna 発電所

Bowatenna 発電所は Bowatenna 調整池ダム下流の利水を満足するダム操作で発電しているが、今後、発電所から他流域への分水計画があるため灌漑用水供給トンネルを計画しており、ここに約 40m の落差が生ずるため発電が可能となり、11,000kW の出力増強が計画されている。

(3) Walawe 川水系

1) Samanalawewa 発電所

Samanalawewa 発電所は竣工直後、地質不良が原因で導水路トンネル部分から漏水したため、貯水池水位を約 30m 低下させて改修工事を行なっている。

将来的には二期工事として同規模の 120,000kW の増設が予定されているが、今回調査では現地調査ができなかったため詳細は不明である。

(4) 問題点と課題

以上 3 水系における再開発および新規開発計画の中で明らかになった問題点と課題について以下記述する。

1) Canyon 発電所

Kalu Ganga 川上流域の渓流から Maskeliya 川上流にある MousakelIs 貯水池に導水する計画については、Kalu Ganga 川の下流域での開発計画に与える影響や Kehelgamu 川の Castlereagh 貯水池に引水する場合の Kelani 川水系全体の利水計画検討が必要であると共に環境問題を含む総合的な調整が必要である。

2) Broadlands 発電計画地点

Broadlands 地点は最大出力 40,000kW の調整池式・水路式の発電計画として、1986 年 12 月 CEB により F/S 報告書が出されているが、当時 Laxapana Complex の上流域全体の発電所群をピークロード運転で運用することを前提として計画していなかったと思料される。

今後 Laxapana Complex 発電所群全体をピークロード運転で運用する場合、本地点が逆調整池としての機能を持たせる必要があるれば、その必要容量を持ったダム・発電計画の見直しと、環境立地調査が必要となる。

3) Victoria 発電所

Victoria 発電所は、増設のための取水口と発電所及び放水庭が既に施工されているため、増設用の導水路トンネル、水圧管路、発電所と放水口を施工すればよい。しかし、放水する Randenigala 貯水池の水位が常に空虚状態なので、当初計画していた放水水位より約 10m 程度低くする検討を進めている。その中に、発電所を約 10m 掘り込み放水路トンネルを延ばす案や、ダム左岸に新たな取水口を設け直下に地下発電所を置き、放水路トンネルでショートカットする案も検討されている。

いずれにしても、210,000kW の出力増強と、落差が 5%程度増えることによる電力量の増加が可能な本地点の開発は経済的であり、大いに検討に値すると考えられる。

4) Ukuwela 発電所

Polgolla ダム調整池から最大使用水量 $56.6\text{m}^3/\text{s}$ を左岸に取水しているが、取水口が Mahaweli 川の左岸に流入する支流に入った位置にあり、その流域からの流入土砂が取水口前面に堆積している。このため、満足に取水できない状態のため、Mahaweli 川本川の Polgolla ダム左岸に隣接した位置に新たな取水口を設けてカルバート等による水路切替えの対策を早急に講じなければならない。

6 - 3 - 2 最適電源計画案

本調査で CEB が早期開発を計画し F/S の再調査を希望している地点が、Broadlands 地点であることが判明したので、以下、本地点について記述する。

(1) 計画サイトの基礎情報

1) 河川状況

Kelani 川はスリ・ランカ島中央高原南部のヌワラエリヤ市の南約 20km にある標高 2,395m の Kirigalpotta 山から 2 本の川となって北西に流れ、40km 下流の Kitulgala 集落付近で合流しコロombo市北のインド洋に流れている。

上流域東側の Kehelgamu 川は中流部に満水位 1,096.4m の Castlereigh ダムがあり、西側の Maskeliya 川は中流部に満水位 1,170.4m の Mousakells ダムが開発されている。両ダム下流の流路約 18km 間は、幅約 2~4km の山々を挟んで平行して流れ、Kitulgala 集落の上流約 1.5km、標高約 100m で合流している。この合流点での流域面積は Kehelgamu 川が 176km^2 、Maskeliya 川が 201km^2 、の合計 377km^2 であり、両河川とも平均河川勾配 1/20 程度の急流河川である。

2) 地形・地質

両河川とも深く侵食した渓谷状を呈して直線状に流下しており、左右両岸から本川に向けて流路の短い小さな沢が各所で流入している。本川の中流部には Kehelgamu 川に Aberdeen Falls (Castlereigh ダムの下流約 11km) と Maskeliya 川に Laxapana Falls (Mousakells ダムの下流約 8km) との著名な滝があり、共に 100m を超える落差を誇る景勝地として名高い。

この当り一帯の地質は片麻岩を基岩とし、その上部にラテライトが覆っている。急峻な部分の片麻岩は硬質で各所で崖状に切立っており、地形の緩い部分では現位置風化状にラテライトが数メートルの厚さで分布し、地表は裸地が少なく植物が繁茂している。

3) 流量

Kelani 川上流域における河川流量の測水所は、上流の Kehelgamu 川と Maskeliya 川

の合流点下流約 1.5km にある Kitulgala 集落にあり、1984 年以降観測が続いている。この地点の流域面積は 400km² で、年間平均流量は 33.2m³/s、年間最小流量は 16.3m³/s である。

洪水量についての推定は、比流量を 9m³/s/km² として Kehelgamu 川の出合で 1,584m³/s、Maskeliya 川の出合で 1,809m³/s としている。

(2) 計画案の概要

1) 計画諸元

- ・最大出力：40,000kW (立軸フランシス水車 20,000kW × 2 台)
- ・最大使用水量：72.3m³/s
- ・最大有効落差 68.0m (取水口 122.0m, 放水口 52.0m)
- ・年間発生電力量 145,000MWh
- ・設備利用率 41.4%

入手した F/S 報告書の添付設計図の抜粋を、図 6 - 12 から図 6 - 24 に示す。

2) 計画概要

Broadlands 発電計画地点の発電使用水量は年間 874Mm³ であるが、その 70% 相当の 605Mm³ が Maskeliya 川の Samanela 発電所からの放流水で、残り 30% の流量は Kehelgamu 川からの残流量を引水して使用する計画である。

Maskeliya 川に設ける調整池ダム地点は、Samanela 発電所の放水路出合下流約 200m に予定され、Kehelgamu 川から引水するダム地点は合流点上流約 800m とし、この間を約 800m のトンネルで調整池ダム地点に引水する。取水口は左岸に設け 72.3m³/s を取水し、約 3.4km の圧力トンネルと約 250m の水圧管路で発電所に導水し、2 台の水車・発電機を備えた発電所から、約 300m の開削放水路で Kelani 川本川に放水するものである。

Kehelgamu 川取水堰は高さ 12.5m、堤長 39.0m のコンクリート越流堰で、Maskeliya 川調整池ダムは高さ 24.0m、堤長 100.0m のコンクリート越流ダムで、10.0m × 13.5m のラジアルゲート 3 門を備えている。

(3) 現地踏査と計画案

1) 計画案の評価

Broadlands 地点の計画はピーク供給力に懸念が生じる以前の 1986 年に F/S 調査したため、Laxapana Complex の運用をピーク運転に考慮したものとなっていない。その後、Kukule 川上流域から Maskeliya 川の Mousakellis ダム貯水池へ、更にここから Kehelgamu 川の Castlereagh ダム貯水池への導水、及び Laxapana ダム調整池への溪流か

らの引水による電力量増量の他、New Laxapana、Samanelia 両発電所の出力増強等が計画されている。Laxapana Complex 全体の利水・発電計画の見直しを行ない、その上で、最下流に位置する Broadlands 地点を、一貫開発計画としてどのように開発すべきかを、詳細に検討すべきである。

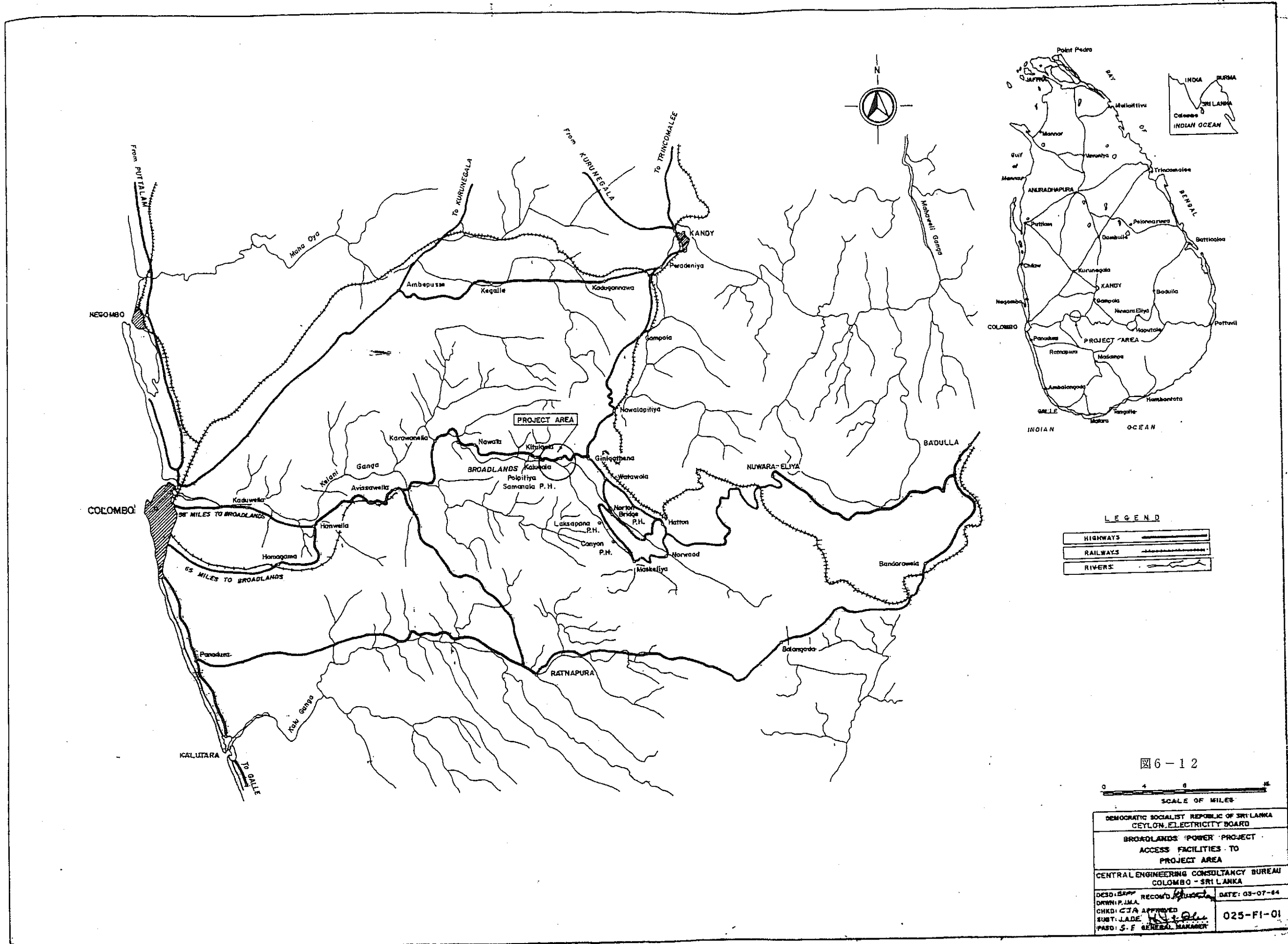
2) 既得利水

Kelani 川は Broadlands 地点の下流約 20km 間で丘陵地帯を流れ、更にその西約 40km 先の Colombo 市まで平坦部を流下している。これら区域に農業用水や上水道、工業用水等の取水施設があれば、Laxapana Complex がピーク運転する場合には、それらの利水に対して平準流況に戻さなくてはならず、Broadlands 地点は逆調整池の機能を持つ必要がある。このため、既得利水の現状と季節的な利水必要量等の調査が必要である。

3) 課題

Maskeliya 川に設ける調整池ダムの容量を大きくする必要性が生じた場合、現在計画しているダム地点は満水位を Samanelia 発電所の放水位に合わせておりこれ以上満水位を上げることができないため調整池ダムの位置を Keheigmu 川との合流点下流に移動させ、Kelani 川本川に計画する必要がある。

1986 年の調査で合流点下流ダムサイトでの地質調査が行なわれているが、石灰岩層が存在することで断念した経緯があり、再調査する場合には費用と時間が必要となる。



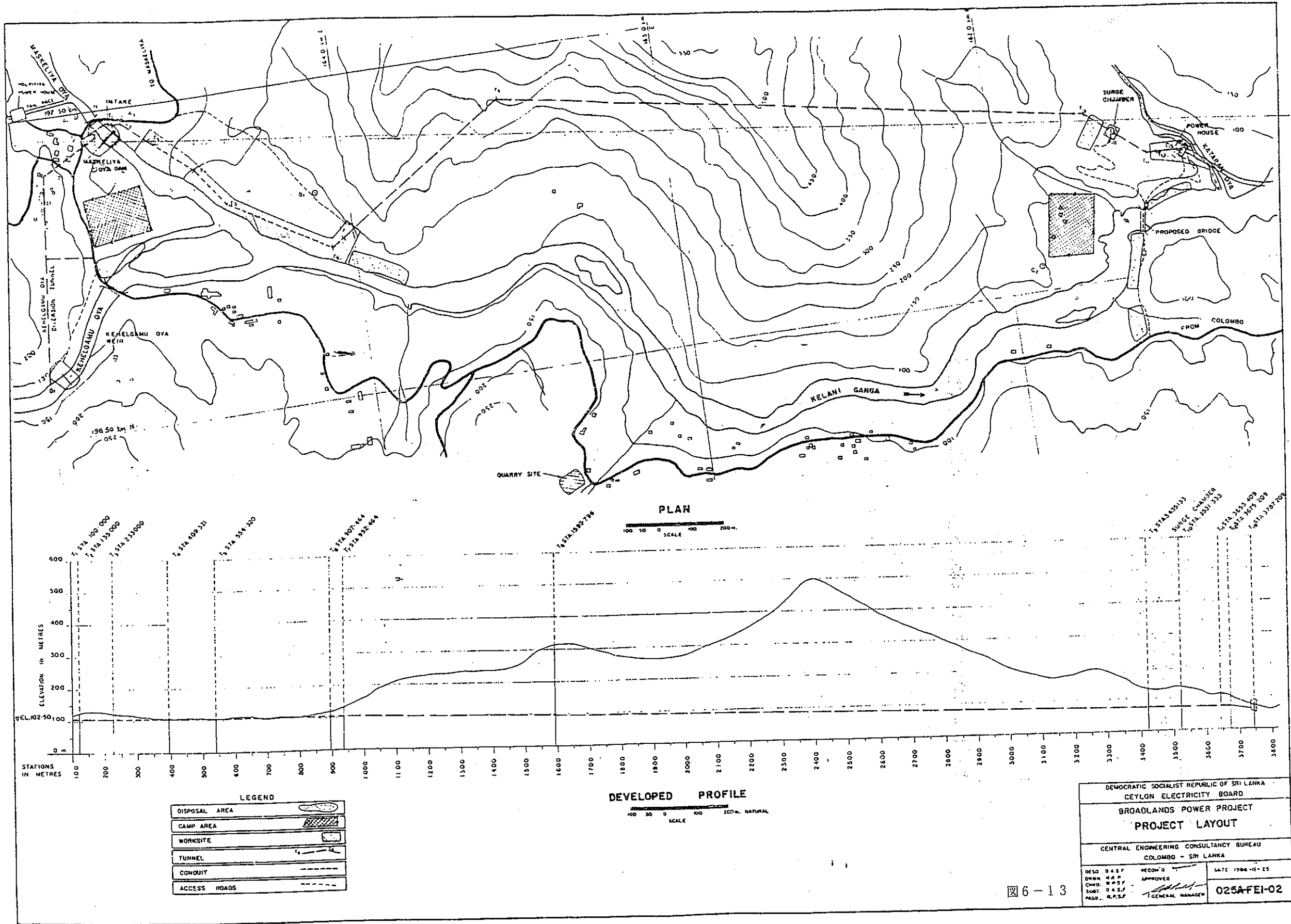
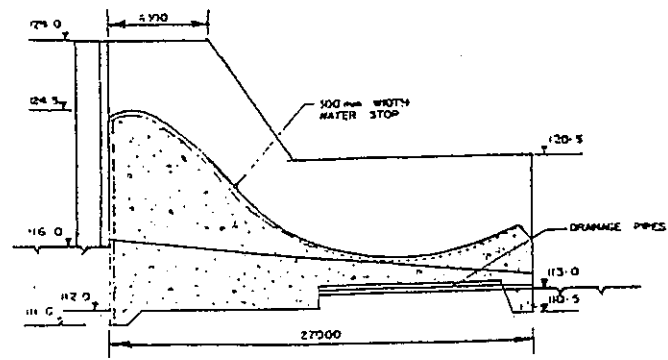
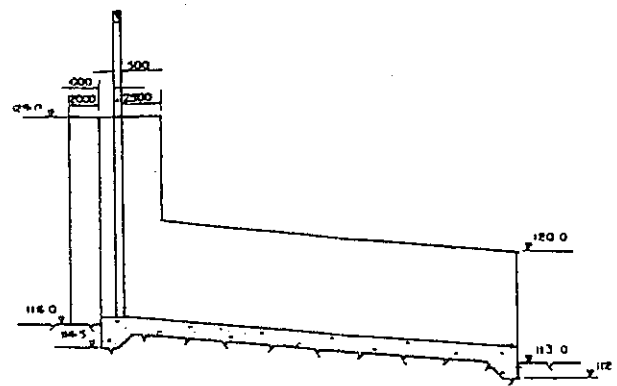


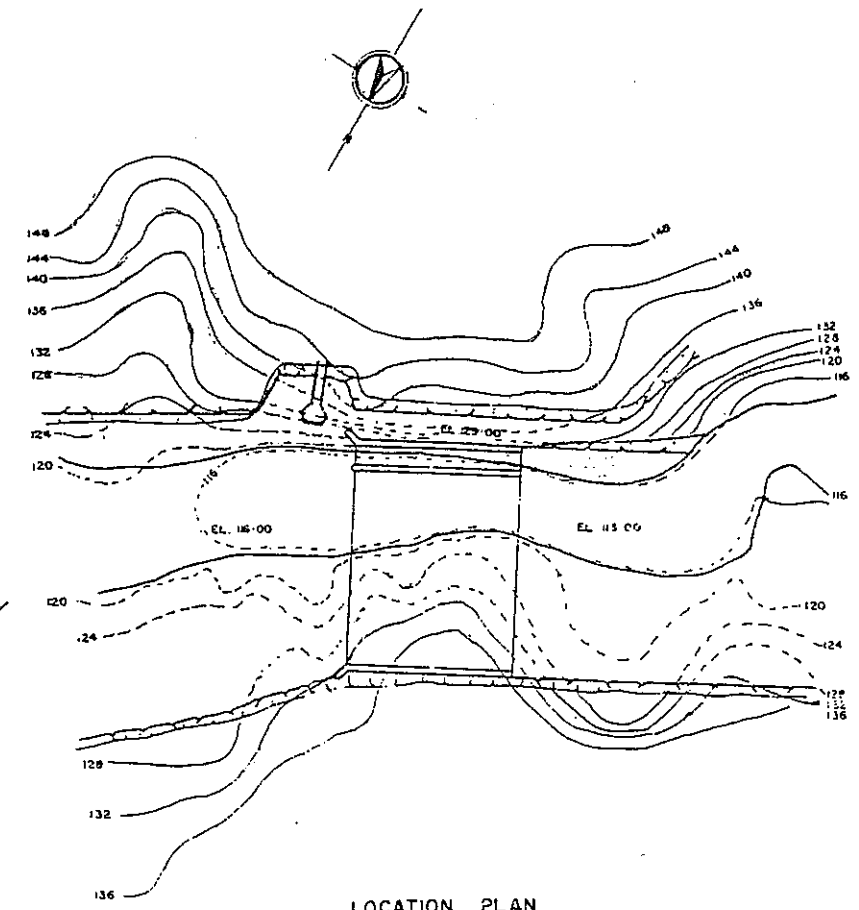
图 6-13



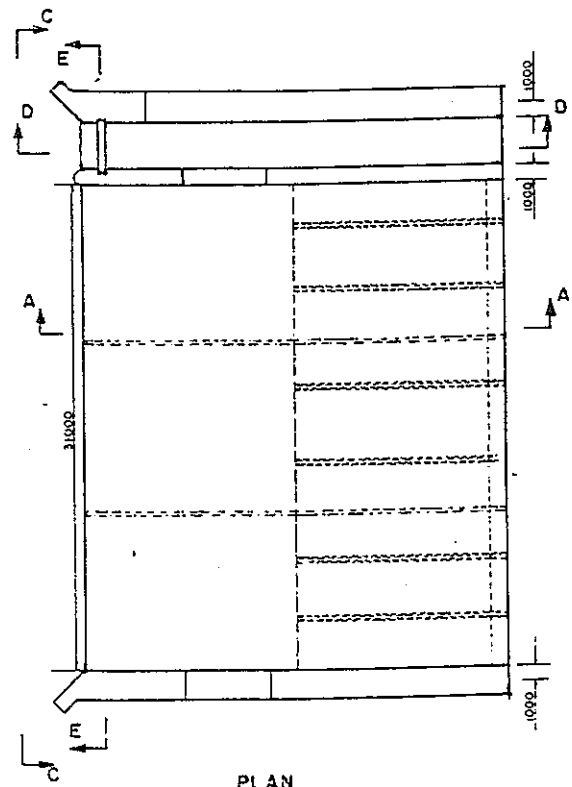
SECTION A-A



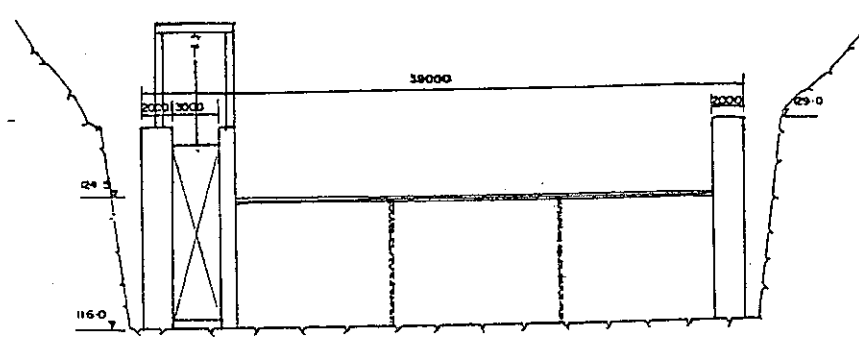
SECTION D-D



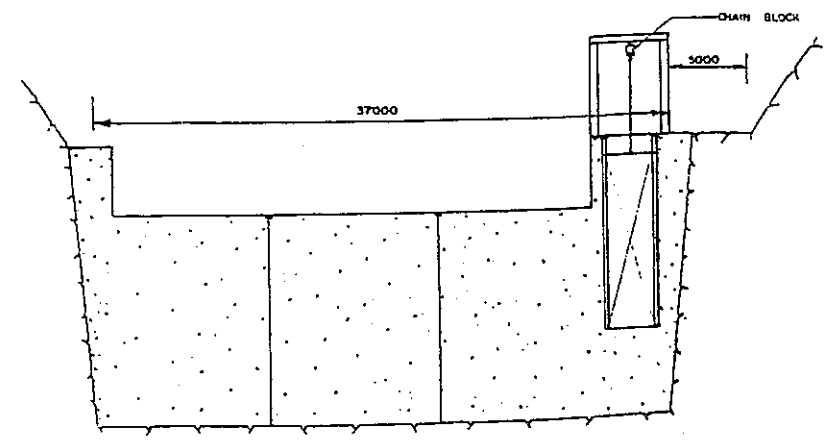
LOCATION PLAN
SCALE



PLAN



ELEVATION C-C



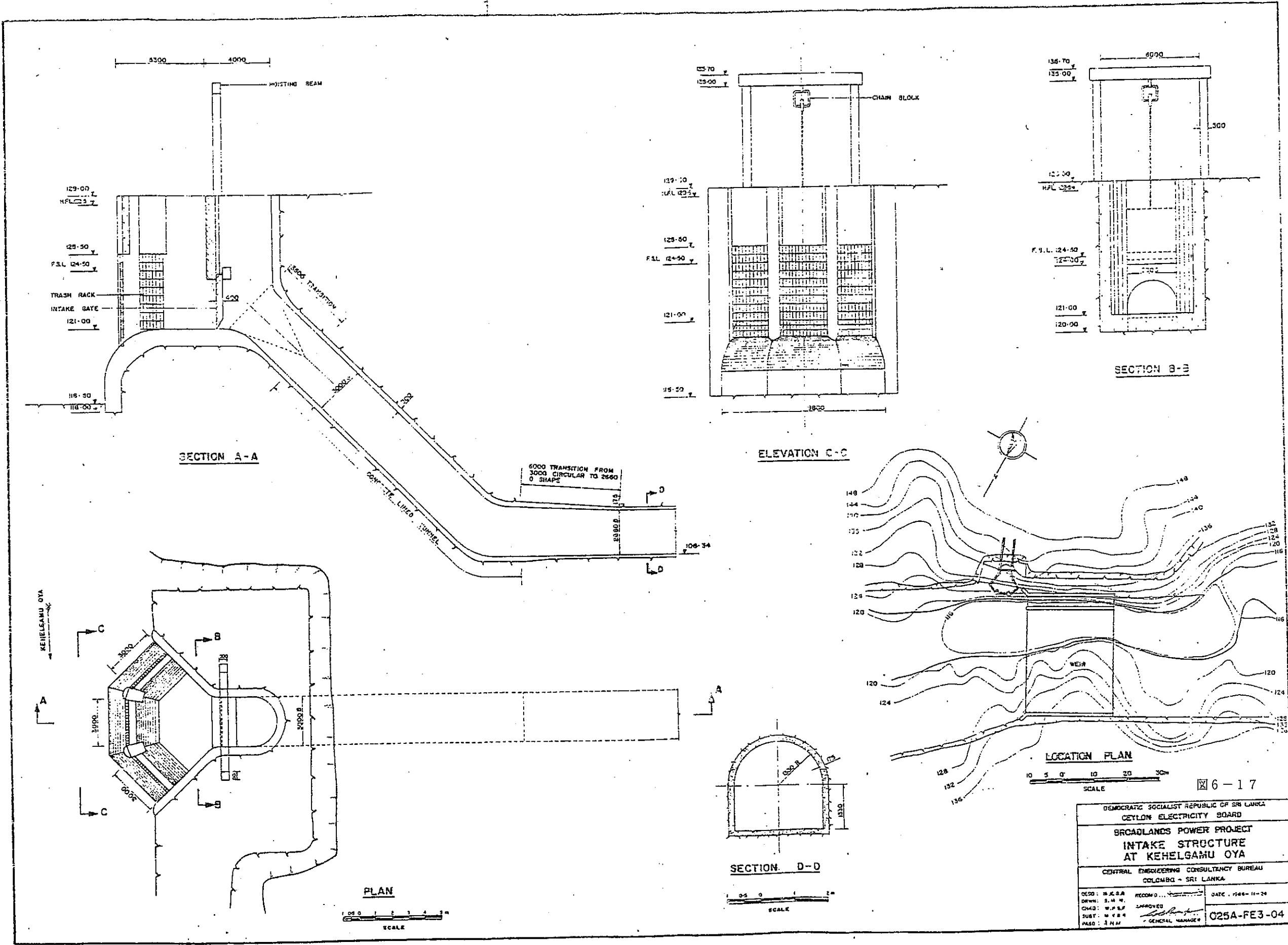
SECTION E-E

SCALE

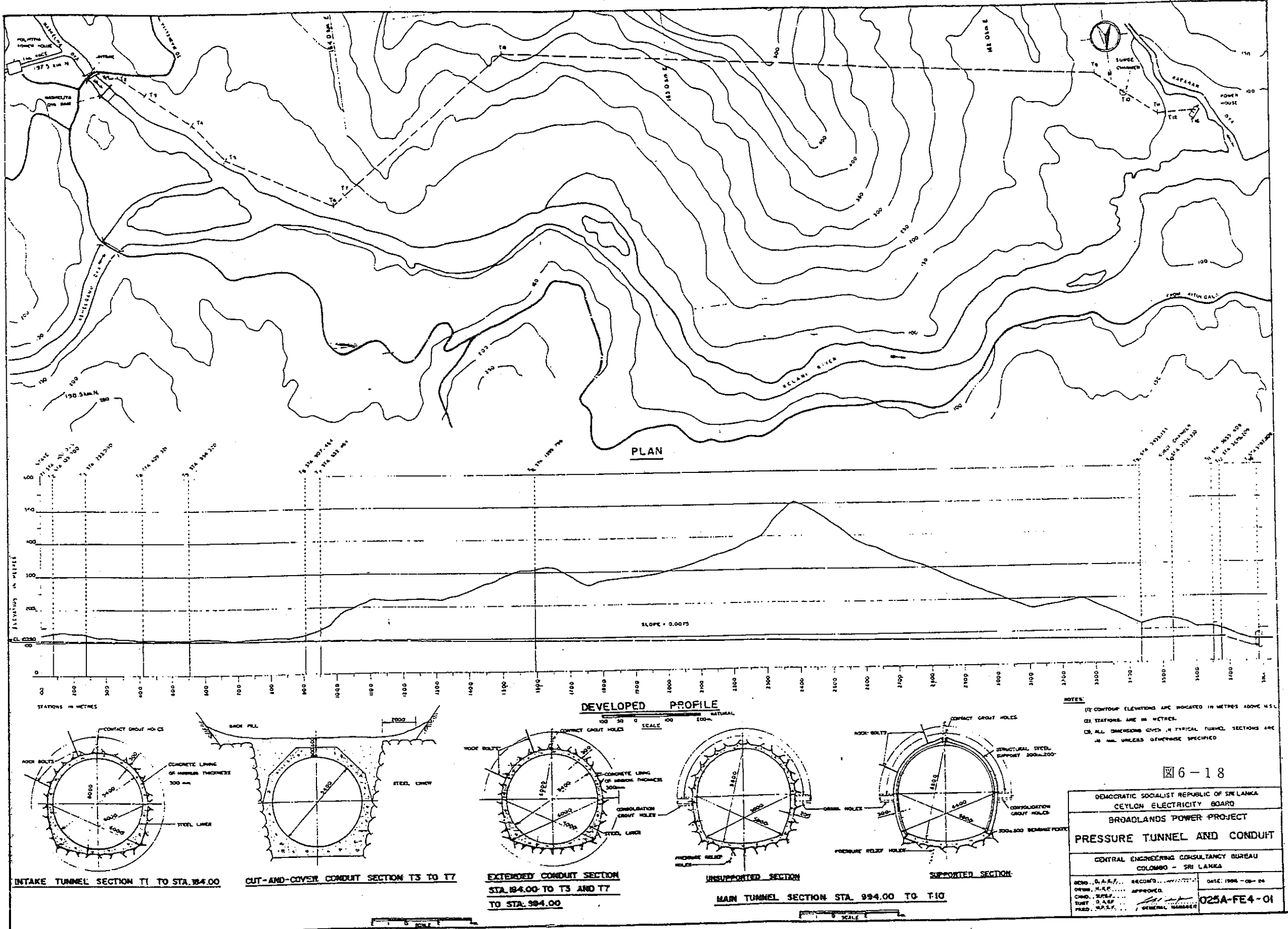
- NOTES
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES
 2. ALL ELEVATIONS ARE IN METRES ABOVE MEAN SEA LEVEL
 3. REINFORCEMENT DETAILS ARE NOT SHOWN

6-16

DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA		
CEYLON ELECTRICITY BOARD		
BROADLANDS POWER PROJECT		
WEIR ACROSS KEHELGAMU OYA		
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU		
COLOMBO - SRI LANKA		
DESIGN: M. S. S. R.	RECON'D: ...	DATE: 08-10-04
DRWN: S. M. M.	APPROVED: [Signature]	025A-FE3-03
CHKD: M. P. S. F.	GENERAL MANAGER	
SUBT: M. S. S. R.		
PRD: [Signature]		



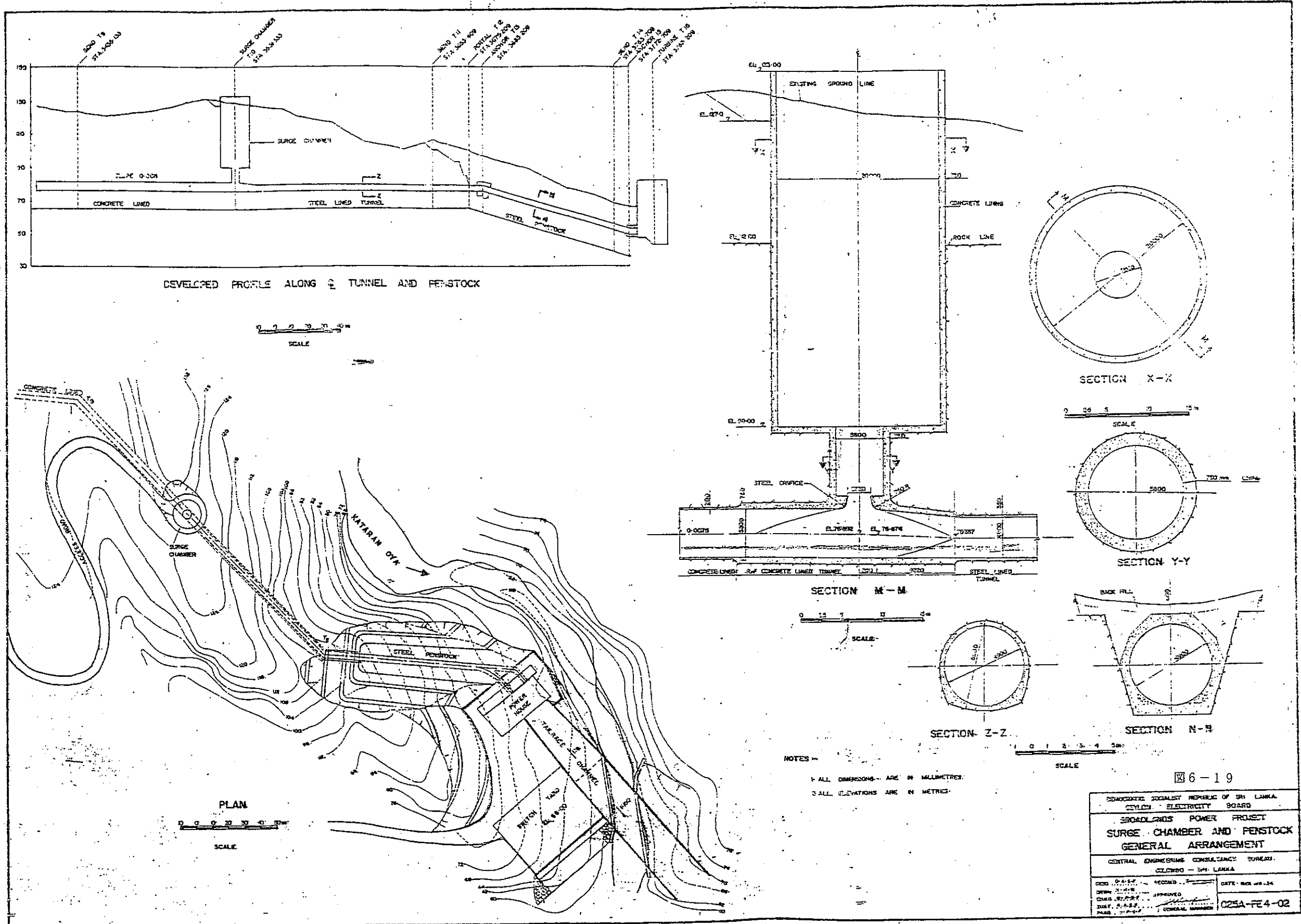
DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA		
CEYLON ELECTRICITY BOARD		
BROADLANDS POWER PROJECT		
INTAKE STRUCTURE AT KEHEL GAMU OYA		
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU		
COLOMBO - SRI LANKA		
DESIGN: S. S. S. A.	RECORDS: [Signature]	DATE: 1988-11-24
DRAWN: S. S. S. A.	APPROVED: [Signature]	
CHECKED: S. S. S. A.	GENERAL MANAGER	
SUBST: S. S. S. A.		
PROJ: S. S. S. A.		
		C25A-FE3-04

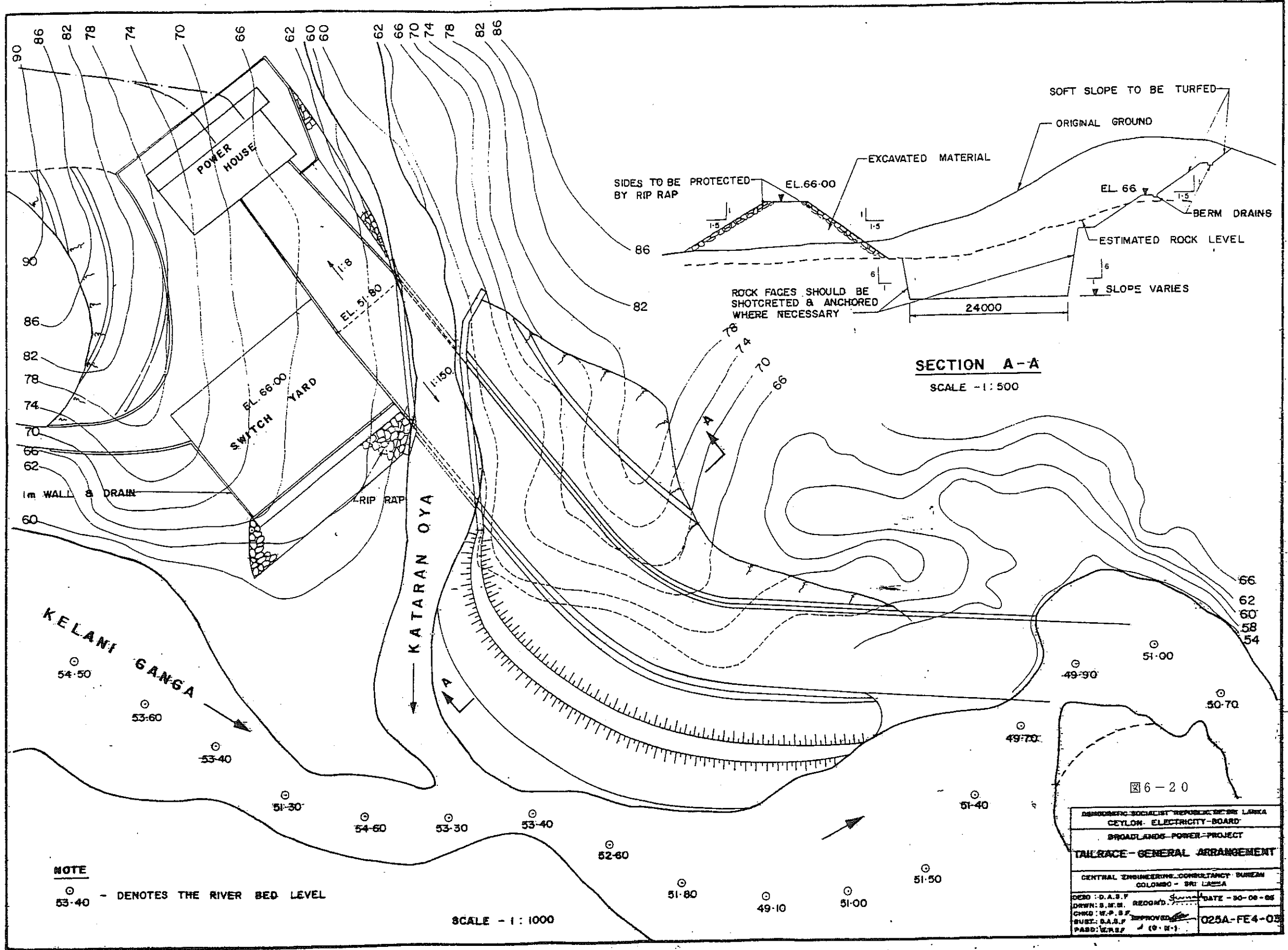


NOTES:
 (1) CONTOUR ELEVATIONS ARE INDICATED IN METRES ABOVE M.S.L.
 (2) STATIONS ARE IN METRES.
 (3) ALL DIMENSIONS GIVEN IN TYPICAL TUNNEL SECTIONS ARE IN MM. UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.

6-18

DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA	
CEYLON ELECTRICITY BOARD	
BROADLANDS POWER PROJECT	
PRESSURE TUNNEL AND CONDUIT	
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU	
COLOMBO - SRI LANKA	
DESIGN: S.A.S.P. ...	RECORDS: ...
CHKD. SUPP. ...	APPROVED: ...
ENGR. S.A.S.P. ...	DATE: 1984-08-24
PROJ. M.A.S.P. ...	GENERAL MANAGER
	025A-FE4-01





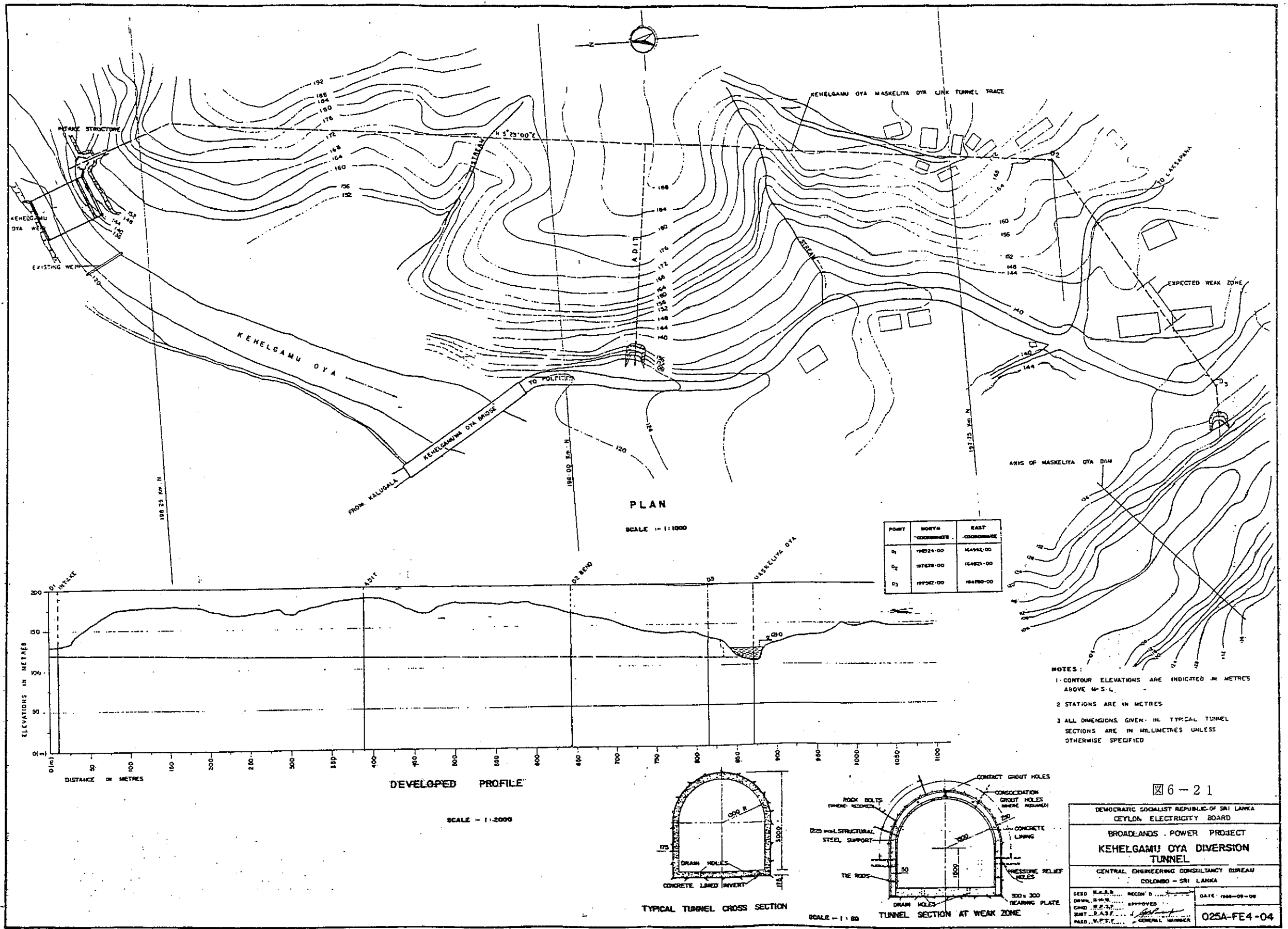
NOTE
 ○ - DENOTES THE RIVER BED LEVEL

SCALE - 1 : 1000

SECTION A-A
 SCALE - 1 : 500

6-20

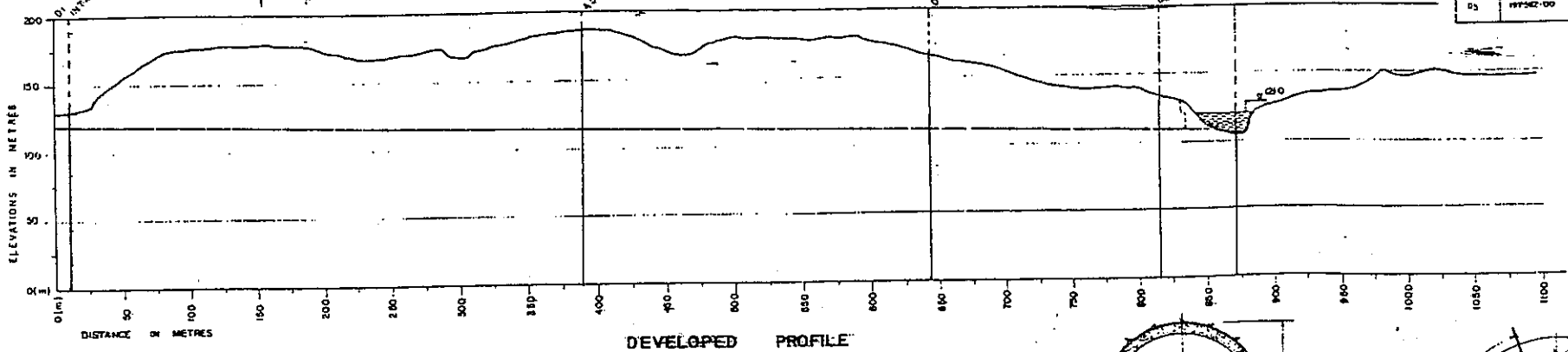
DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA	
CEYLON ELECTRICITY BOARD	
BROADLANDS POWER PROJECT	
TAILRACE - GENERAL ARRANGEMENT	
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU COLOMBO - SRI LANKA	
DESIGN: D.A.S.F.	DATE: 30-08-85
DRWN: S.S.M. REDOND.	
CHKD: W.P.S.F.	
SUBJ: D.A.S.F.	025A-FE4-03
PABD: W.P.S.F.	(9-N-1)



PLAN

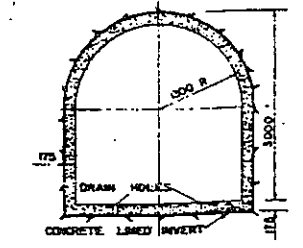
SCALE = 1:1000

POINT	NORTH COORDINATE	EAST COORDINATE
D ₁	194224.00	644324.00
D ₂	197638.00	648221.00
D ₃	197362.00	644780.00

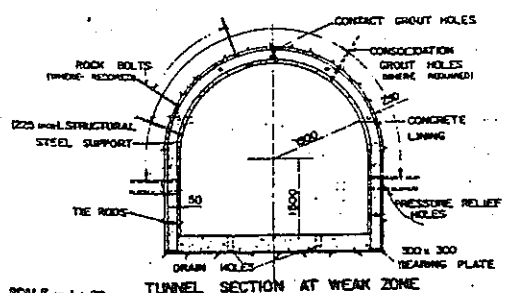


DEVELOPED PROFILE

SCALE = 1:2000



TYPICAL TUNNEL CROSS SECTION



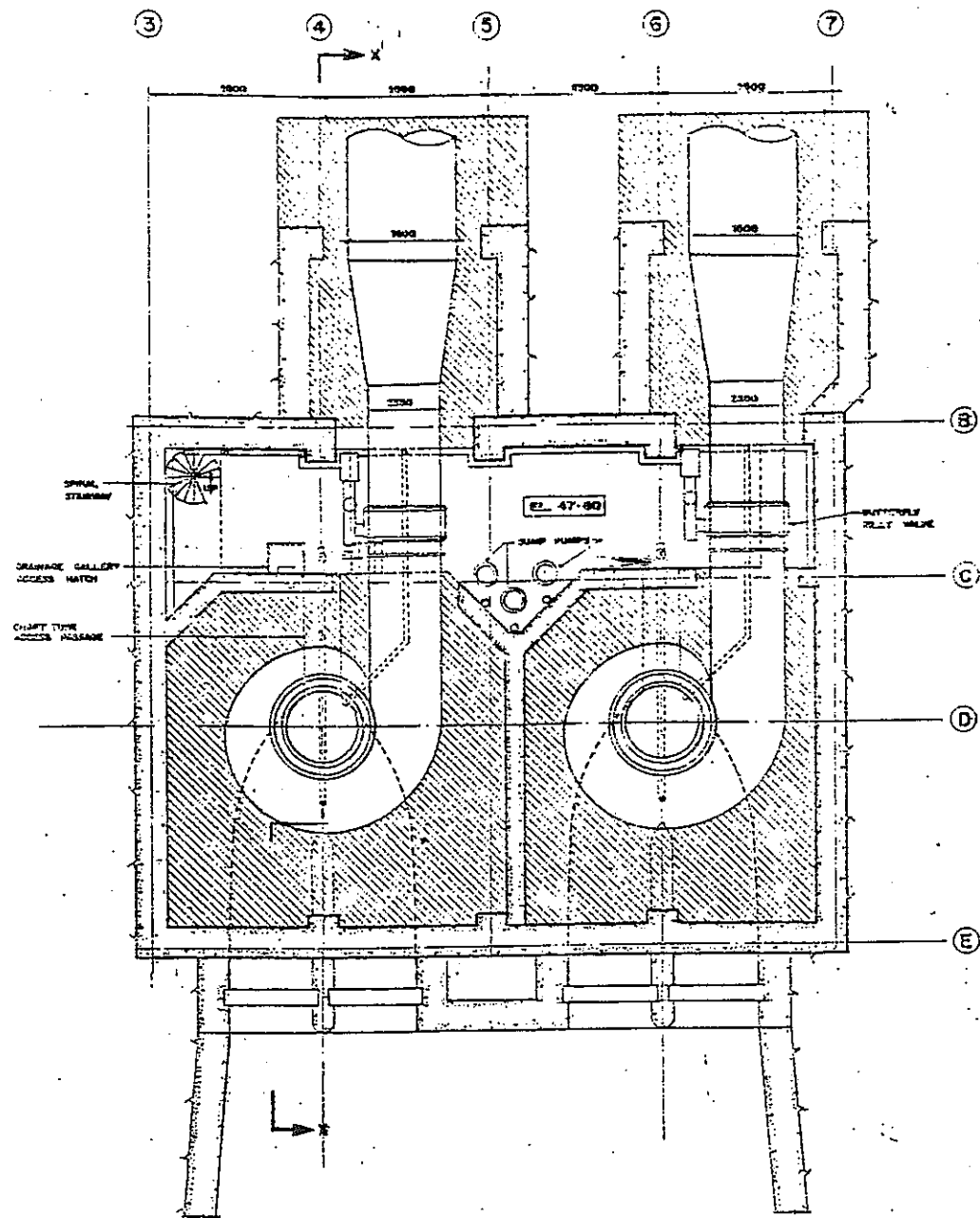
TUNNEL SECTION AT WEAK ZONE

SCALE = 1:100

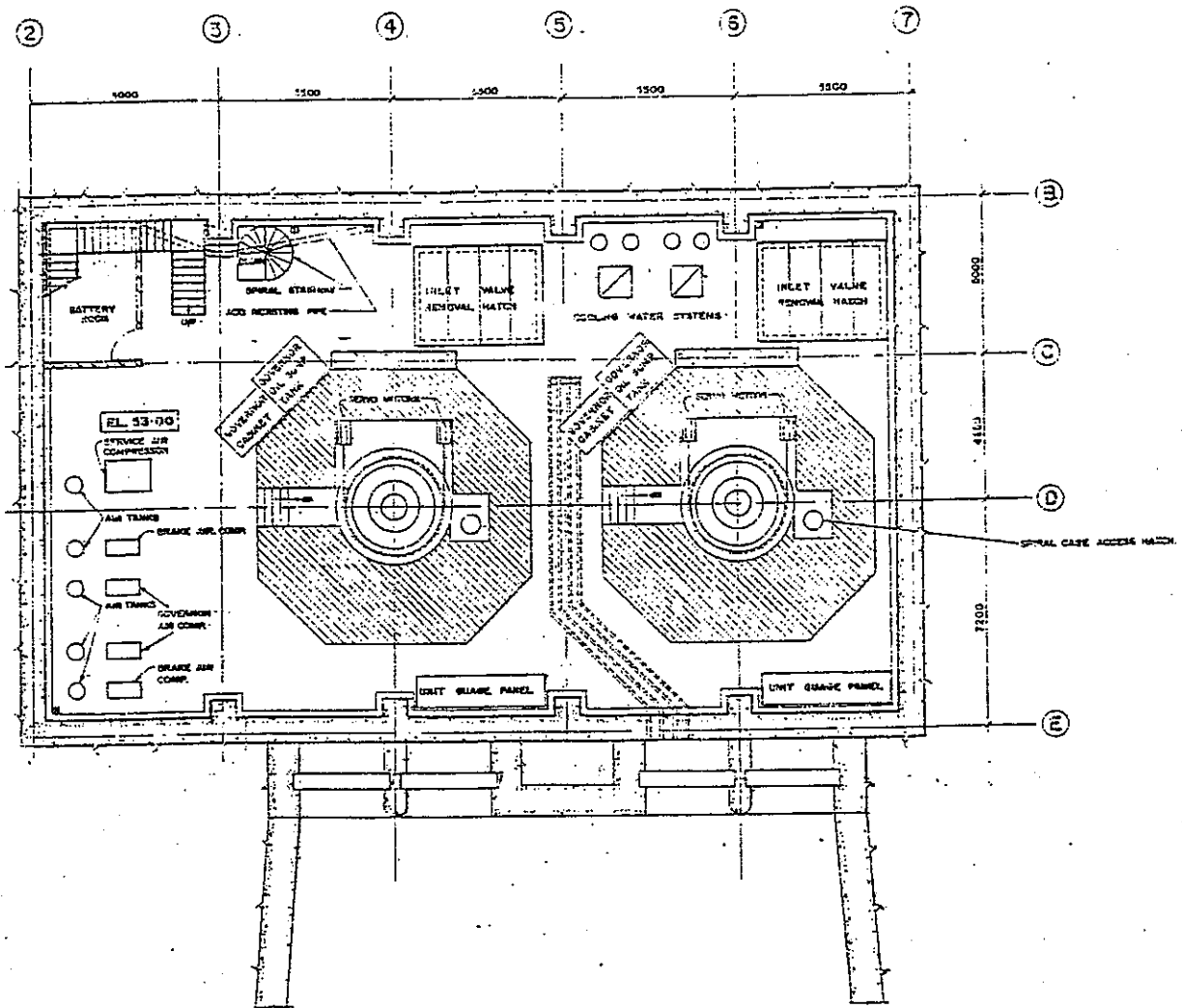
- NOTES:**
- 1- CONTOUR ELEVATIONS ARE INDICATED IN METRES ABOVE M.S.L.
 - 2 STATIONS ARE IN METRES
 - 3 ALL DIMENSIONS GIVEN IN TYPICAL TUNNEL SECTIONS ARE IN MILLIMETRES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED

6-21

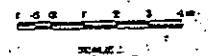
DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA CEYLON ELECTRICITY BOARD	
BROADLANDS POWER PROJECT	
KEHELGAMU OYA DIVERSION TUNNEL	
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU COLOMBO - SRI LANKA	
DESIGNED BY: M.S.P. DRAWN BY: M.S.P. CHECKED BY: M.S.P. APPROVED BY: M.S.P. SCALE: AS SHOWN	RECON'D BY: M.S.P. APPROVED BY: M.S.P. DATE: 1988-09-08 025A-FE4-04



PLAN AT EL. 51-00



PLAN AT EL. 55-00

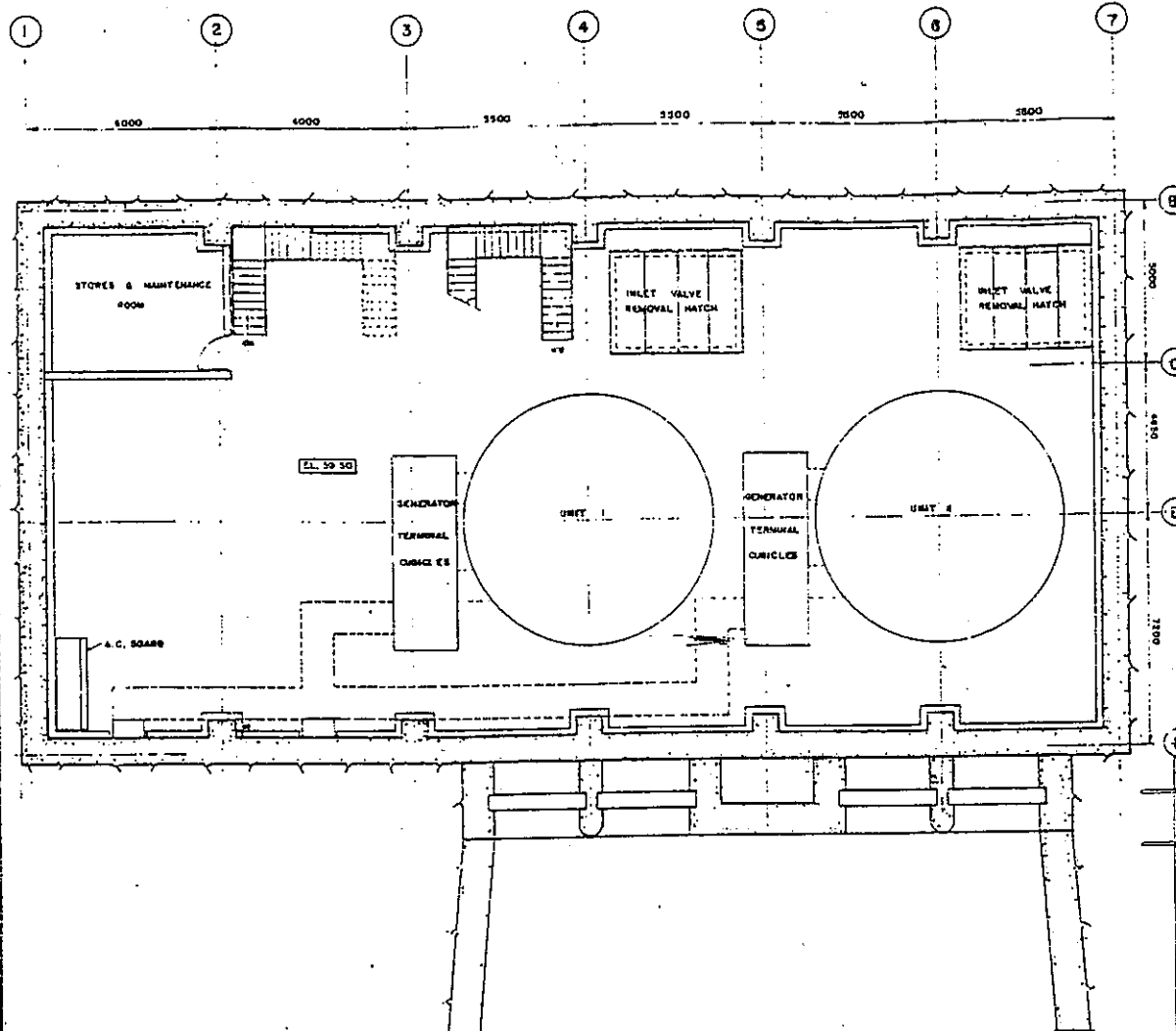


NOTES

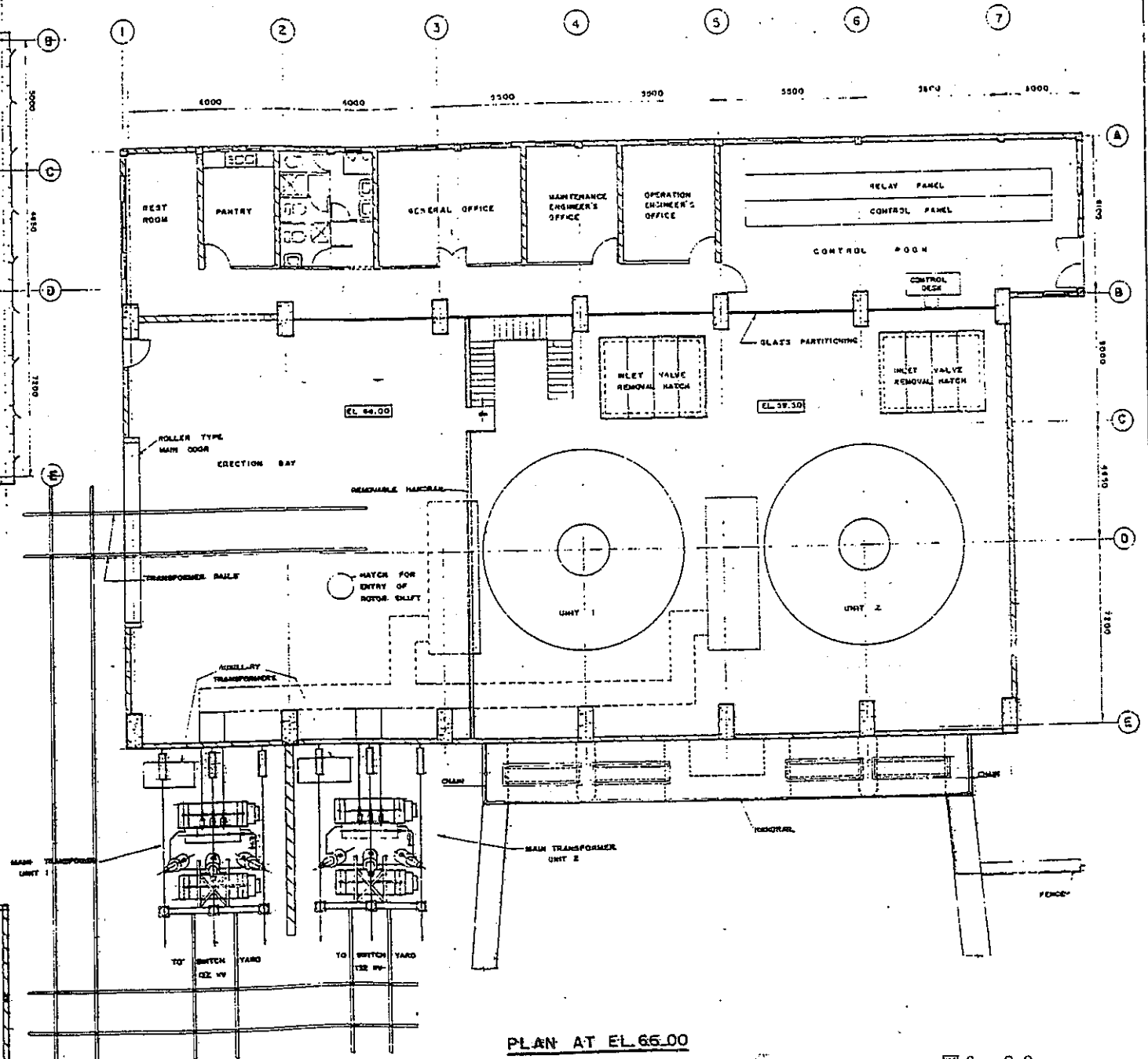
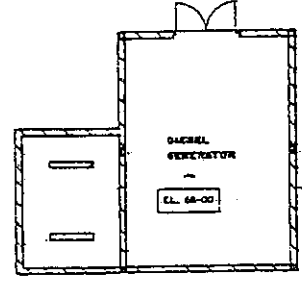
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES.
2. ALL ELEVATIONS ARE IN METRES ABOVE M.S.L.
3. FIRST STAGE CONCRETE SHOWN THIS
4. SECOND STAGE CONCRETE SHOWN THIS
5. THIS DRAWING SHOULD BE READ IN CONJUNCTION WITH
 C.E.B. No. 025A-FES-02 POWER HOUSE - GENERAL ARRANGEMENT
 FLOOR PLANS - SHEET 2 OF 2
 025A-FES-03 POWER HOUSE - GENERAL ARRANGEMENT
 SECTIONAL ELEVATIONS

6-22

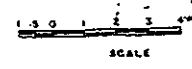
DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA CEYLON ELECTRICITY BOARD		
BROADLANDS POWER PROJECT POWER HOUSE - GENERAL ARRANGEMENT FLOOR PLANS - SHEET 2 OF 2		
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU C.C.E.C.B. - SRI LANKA		
DESIGNED BY: D.A.S.P. DRAWN BY: S.K.K. CHECKED BY: S.K.K. DATE: 1988-12-16	APPROVED BY: S.K.K. GENERAL MANAGER	025A-FES-01



PLAN AT EL. 59.50



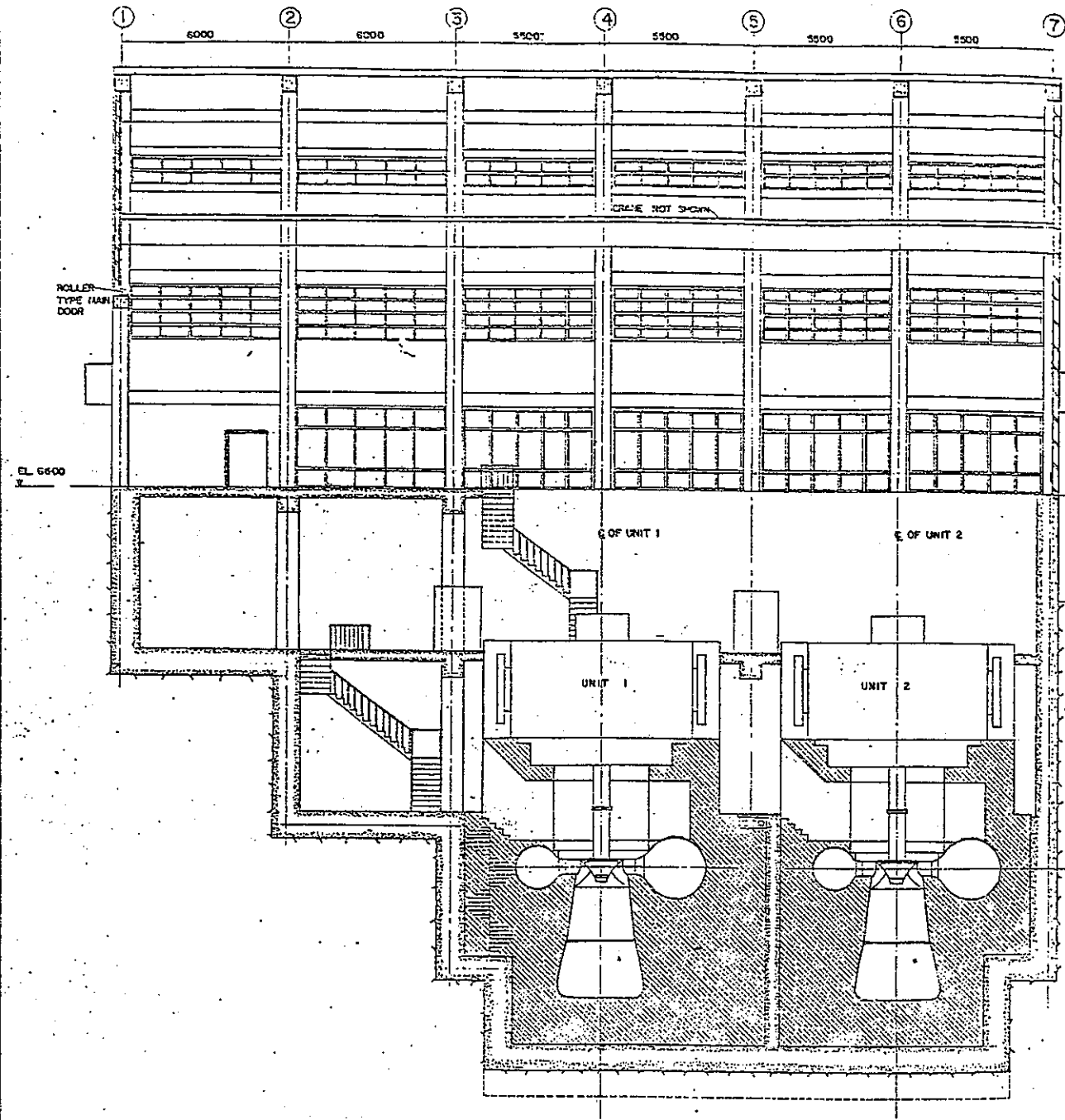
PLAN AT EL. 66.00



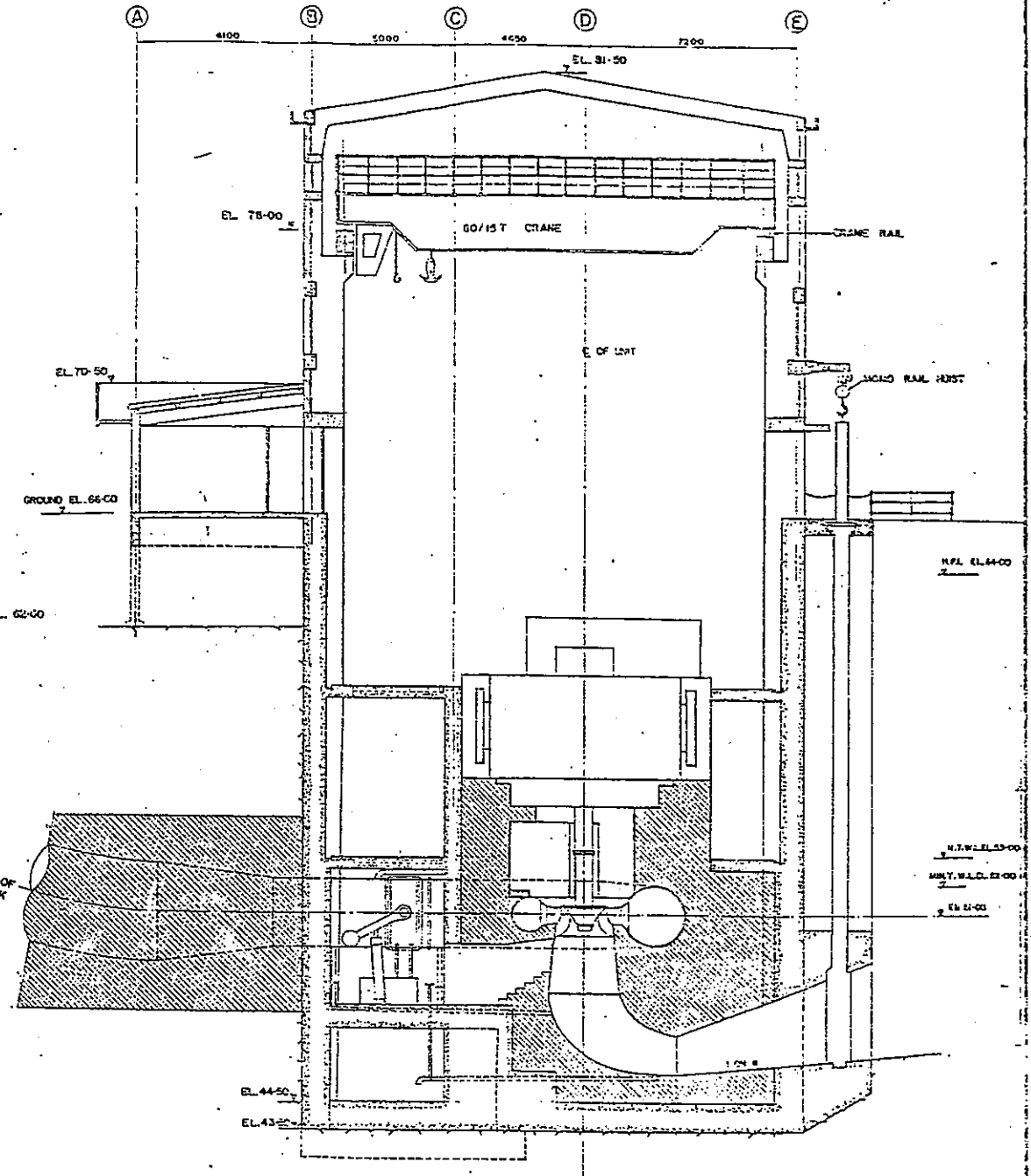
- NOTES:-
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES.
 2. ALL ELEVATIONS ARE IN METRES ABOVE M.S.L.
 3. FIRST STAGE CONCRETE SHOWN THIS
 4. THIS DRAWING SHOULD BE READ IN CONJUNCTION WITH
 DRL. NO. 025A-FE5-03 POWERHOUSE-GENERAL ARRANGEMENT FLOOR PLANS-SHEET 1 OF 2
 DRL. NO. 025A-FE5-03 POWERHOUSE-GENERAL ARRANGEMENT SECTIONAL ELEVATIONS

6-23

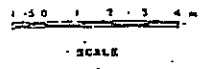
DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA	
CEYLON ELECTRICITY BOARD	
BROADLANDS POWER PROJECT	
POWERHOUSE - GENERAL ARRANGEMENT	
FLOOR PLANS SHEET 2 OF 2	
CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU	
COLOMBO - SRI LANKA	
DESIGN: S. A. S. F.	DATE: 1966-12-16
DRAWN: W. R. S. F.	APPROVED <i>[Signature]</i> GENERAL MANAGER
CHECKED: S. A. S. F.	
PAGE: S. W. R. S.	
025A-FE5-02	



LONGITUDINAL SECTION Y-Y



TRANSVERSE SECTION X-X



- NOTES
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES.
 2. ALL ELEVATIONS ARE IN METRES ABOVE M.S.L.
 3. FIRST STAGE CONCRETE SHOWN THUS.
 4. SECOND STAGE CONCRETE SHOWN THUS.
 5. THIS DRAWING SHOULD BE READ IN CONJUNCTION WITH
 DRW. NO. 025A-FE5-01 POWERHOUSE - GENERAL ARRANGEMENT FLOOR PLANS - SHEET 1 OF 2
 DRW. NO. 025A-FE5-02 POWERHOUSE - GENERAL ARRANGEMENT FLOOR PLANS - SHEET 2 OF 2

6-24

DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA
 CEYLON ELECTRICITY BOARD
 BRADLANDS POWER PROJECT
 POWER HOUSE-GENERAL ARRANGEMENT
 SECTIONAL ELEVATIONS

CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU
 COLOMBO - SRI LANKA

DRG - D.A.S.P.	RECD -	DATE - 1986.02.13
CHKD - A.A.K.	APPROVED -	
CHKD - H.A.S.P.		
CHKD - D.A.S.P.		
		025A-FE5-03

6 - 3 - 3 環境配慮

(1) 規制等の整備状況

1) 法令

- ア) 環境基本法：制定は 1980 年、1988 年改正
- イ) 環境保護と環境基準に関する規制：1990 年 2 月制定
- ウ) 開発手続きに関する規則（環境影響評価）：1993 年 6 月制定
- エ) 大気汚染関係規則：1994 年 12 月制定

2) 環境影響評価

開発プロジェクトは、環境基本法において、環境許可の取得が必要であると定められている。また、開発手続きに関する規則により環境許可が必要であるプロジェクトを規定している。電力セクターでは、概ね以下のものが対象である。

- ア) 出力 50MW 以上の水力発電所の建設
- イ) 一つの地点で出力が 25MW 以上の火力発電所の建設および既設発電所に出力 25MW 以上の増設を行う場合
- ウ) 原子力発電所の建設を行う場合
- エ) 50MW 以上の再生可能エネルギー発電所の建設を行う場合
- オ) 電圧 50kV 以上かつ 10km 以上の送電線を建設する場合
- カ) 100 世帯以上の住民移転を行う場合
- キ) トンネル工事を行う場合
- ク) 全ての河川流域開発事業および灌漑事業（簡易なものを除く）を行う場合
- ケ) 5ha を超える樹木の伐採
- コ) 1 ha を超える森林の移植
- サ) 50ha を超える開拓
- シ) 港湾開発

3) 開発承認手続き

事業者は、プロジェクトの開発承認官庁（水力発電の場合は、MOF & E、図 6 - 25）に対し、環境影響評価（EIA）等の報告書を提出し、開発承認を得る必要がある。また、環境影響についての考え方、方針、基準等は CEA が所管している。

なお、承認を得る手続きは、開発手続きに関する規制（1993 年制定）において示され、その概要は以下のとおりである（図 6 - 26）。

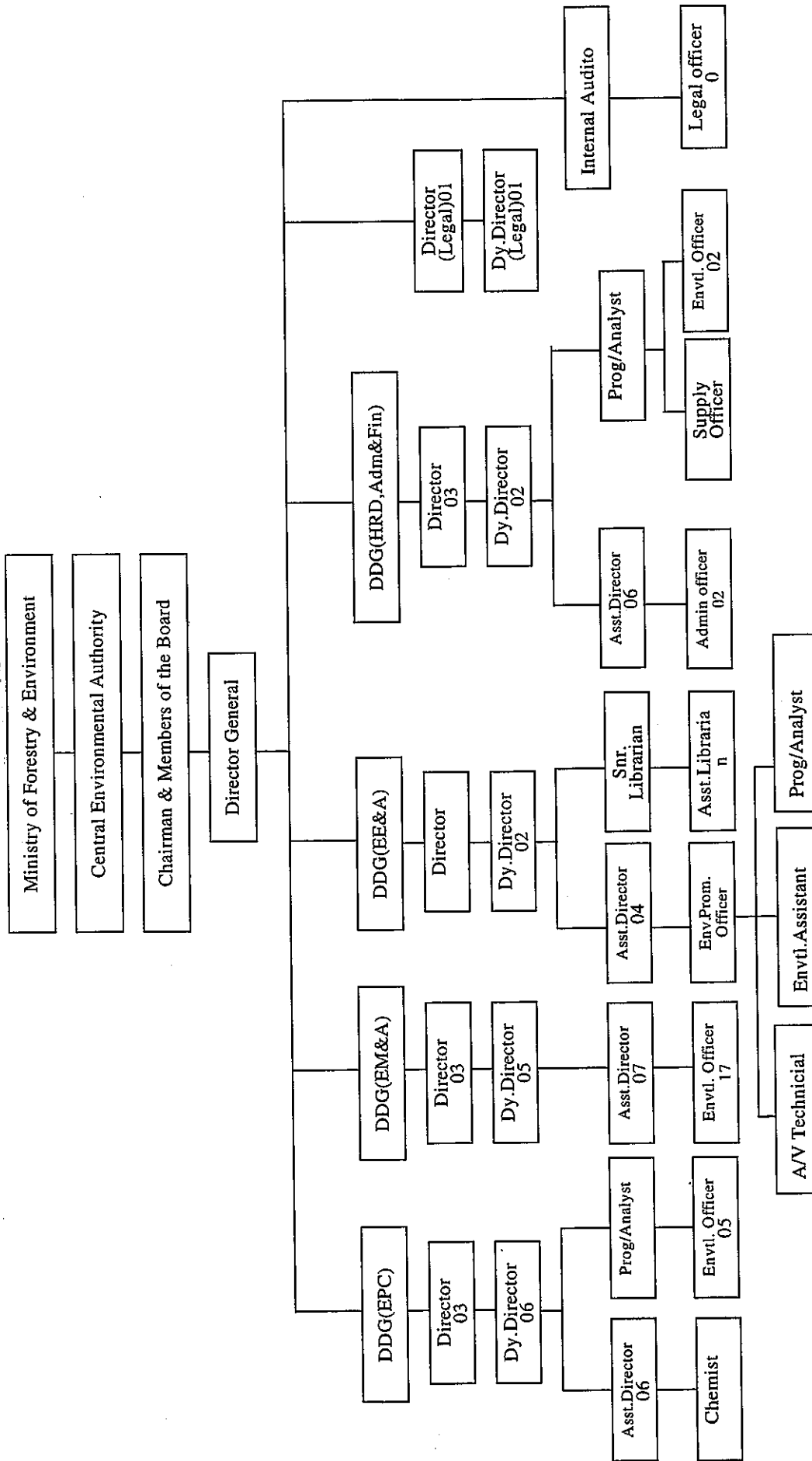


图 6-25 发展行政组织架构图

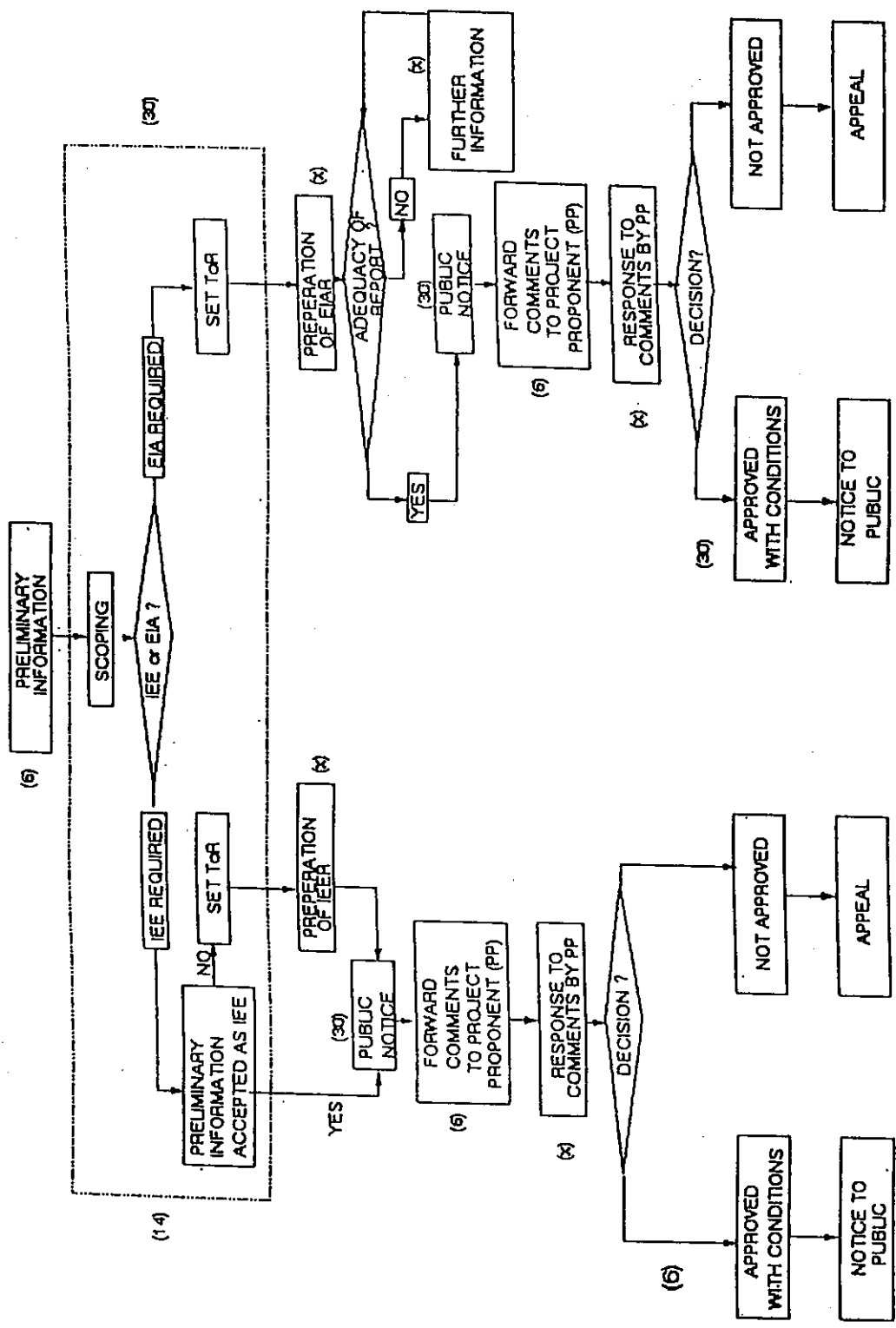


Figure 6-26 Environmental impact assessment Procedure

4) 事業者 (CEB) の考え方

CEB は従前の経験等から環境配慮に対する前向きな取組みが得策であると考えている。また、2000年5月には社内に環境配慮対応の専門部署を設置している。

なお、CEB のプロジェクトについて CEA より聴取した彼らの意見、規準は次のとおりである。

ア) CEA の意見

具体的な Broadlands (新規立地)、Victoria (増設) の例等を基として質疑応答を行ったところ、概ね以下のような意見であった。

- ・ 環境影響評価報告書は、IEE (簡易) の制度はあるが EIA に沿うことが望ましい。
- ・ 出力 40mw そのものは基準に抵触しないが、規定は出力のみではないので計画の具体的な内容を見なければならない。
- ・ 第一段階として出来るだけ早い段階でアクセスすることが望ましい。
- ・ ガイドラインが無い場合は、その都度裁量で判断する。
- ・ 増設では、トンネル工事が規制の対象とされ、チャンネル工事は除かれる。水力発電所の場合は便利のためその名称をトンネルとしていても実際には水の流れが自由水面を持ち開渠 (チャンネル) と変わらないものがある。これは水路式発電所でいうところの導水路・放水路に相当する。これは環境影響的には開渠と同じレベルで問題が少ない。実際問題としてこうした水路式発電所の場合に環境影響評価無しで事を進めた際に問題となるかどうかはかなり重要な事柄である。これは、今後水路式発電所の建設が重要になるためである。
- ・ 代替案：環境影響が最小限であることが原則であり、そのためには、代替サイトとの環境影響比較や当該サイトでの環境影響を最小限に止める対策を基とした比較評価等考量が必要とされる。具体的には、事業サイドで考量事項を案出する必要がある。
- ・ モニタリング：建設後のモニタリングの必要性はケースバイケースと考えている。
- ・ バウンダリー：IEE と EIA における境界基準は明確でない。
- ・ 補償基準：特に無い。

イ) EIA 関連ガイダンス

1. A General Guide for Project Approving Agencies (PAA)
2. A General Guide for Conducting Environmental Scoping (EIA)
3. Public Participation Handbook (EIA)

5) その他

NPD¹⁰ は環境影響評価で示すオールタネイティブとは石油・石炭火力のクリーン化、水力では、ダム・貯水池サイトの代替案の検討、電力ロスの最小化（水力発電所の運用改善）であるとしている。この行政庁は省庁のプロジェクトの経済社会での位置付けを行い、制度、資金、環境面からシ・リングを行っている。従って、CEB プロジェクトの推進の是非は、実施予算の査定を通じて明確にされる。

CEB 長官は今後制定される新河川法により高度利用を図る目的での水資源管理が一元化されることから、既得水利の扱いや運用面で従来水準以上の確保が可能か否か、確保するための方策、また総合開発のイニシアティブの担い手等が水力発電の生命線を握ると考えている。

CEB はアッパーコトマレで自然環境対策面で後手をとったとされ、他プロジェクトではこれを契機に対策を講じて来ている（表 6 - 6）。しかし、環境対策はその質的向上が重要であり、またプロジェクトによっては調査段階で解決しておくべき技術問題が着工後に大きくなり計画通り進まないものもある。今後はこれまで以上のプロジェクトと関わりが生ずることから、立地対策、技術面の強化は重要である。具体的には、CEB への新規専門家派遣、CEB への調査協力による対応等が考えられる。

WCD¹¹ は第一回会議（1998 年）をスリ・ランカ国で開催している。その観点からも、この国の水資源の利用は広く注目されていることがわかる。日本が支援を行う場合には、WCD や関係情報を有するスリ・ランカ国および日本大ダム会議との接触をすることが望ましい。

¹⁰ National Planning Department - Ministry of Finance and Planning

¹¹ World Commission on Dam:WB が IUCN（国際自然保護連合）を中心に国連の専門機関や各国政府、WWF（世界自然保護基金）、世界の NGO や民間団体、さらには建設業者、電力会社など、ダムに関する利害関係者などの協力も得て 1998 年に結成された委員会。

表 6 - 6 Achievement of IEE/EIA

	Description of the Project	IEE / EIA	Project Approving Agency	Date of Approval
1.	70MW Kukule Ganga Hydro Power Project	EIA	Ministry of Power & Energy	17 th December, 1993
2.	Sapugaskanda Power Station Extension Project 40 MW	EIA	Central Environment Authority	24 th March, 1993
3.	Sapugaskanda Power Station Project 2 nd 40MW extension	EIA	Ministry of irrigation Power & Energy	14 th March, 1997
4.	120/165MW Combined Cycle Power Plant Project at Kelanitissa	EIA	-ditto-	11 th March, 1996
5.	300MW Coal fired Power Station Project West Coast	EIA	I. Coastal Conservation Department II. Provincial Environmental Authority North Western Provincial Council	21 st December, 1998 12 th January, 1999
6.	115MW GT Plant Project at Kelanitissa	IEE	Ministry of irrigation Power & Energy	10 th June, 1997
7.	220kv Transmission Line Project Kotmale to Veyangoda	IEE	Ministry of irrigation Power & Energy	1 st August, 1997
8.	132kv Transmission Line Project Ampara - Inginiyagala	IEE	-ditto-	8 th september, 1997
9.	132kv Tramsinsson Line Project Balangoda - Rathnapura	IEE	-ditto-	8 th september, 1997
10.	3MW Wind Farm at Hambantota	EIA	Central Environment Authority	8 th September, 1998
11.	132kv Transmission Line Project Embilipitiya -Hambantota	IEE	Ministry of irrigation & Power	26 th November, 1998
12.	220kv Transmission Line from Veyangoda to Puttlam	IEE	-ditto-	7 th October, 1998
13.	132kv Transmission Line from Ukuwela - Pallekele	IEE	-ditto-	Not yet approved

6 - 4 小水力、地方電化

6 - 4 - 1 小水力のポテンシャル

前記の包蔵水力は小水力についても調査を行っている。それによれば、5MW 以下の小水力は次のとおり算出されている。

- 1) 未開発分：62 地点、合計 30MW
- 2) 灌漑施設の利用による分：290 地点、合計 8MW
- 3) 既存小水力のリハビリテーションによる分：140 地点、合計 50MW

である。なお、CEB は、上記 1) の地点の一部について有望であると考え詳細検討を行っている。その結果は表 6 - 7 のとおりである。

6 - 4 - 2 地方電化事業

地方電化事業は、CEB と LECO がそれぞれの供給区域で計画から建設、供給、料金徴収に亘って責任をもって実施している。

政府は地方電化が農業生産の向上、小工業、商業の発展、都市と地方の格差是正に有効であることから海外支援、国家予算の活用を梃子に CEB 等を後押しして実施している。この電化には、手法として以下のようなものがある。

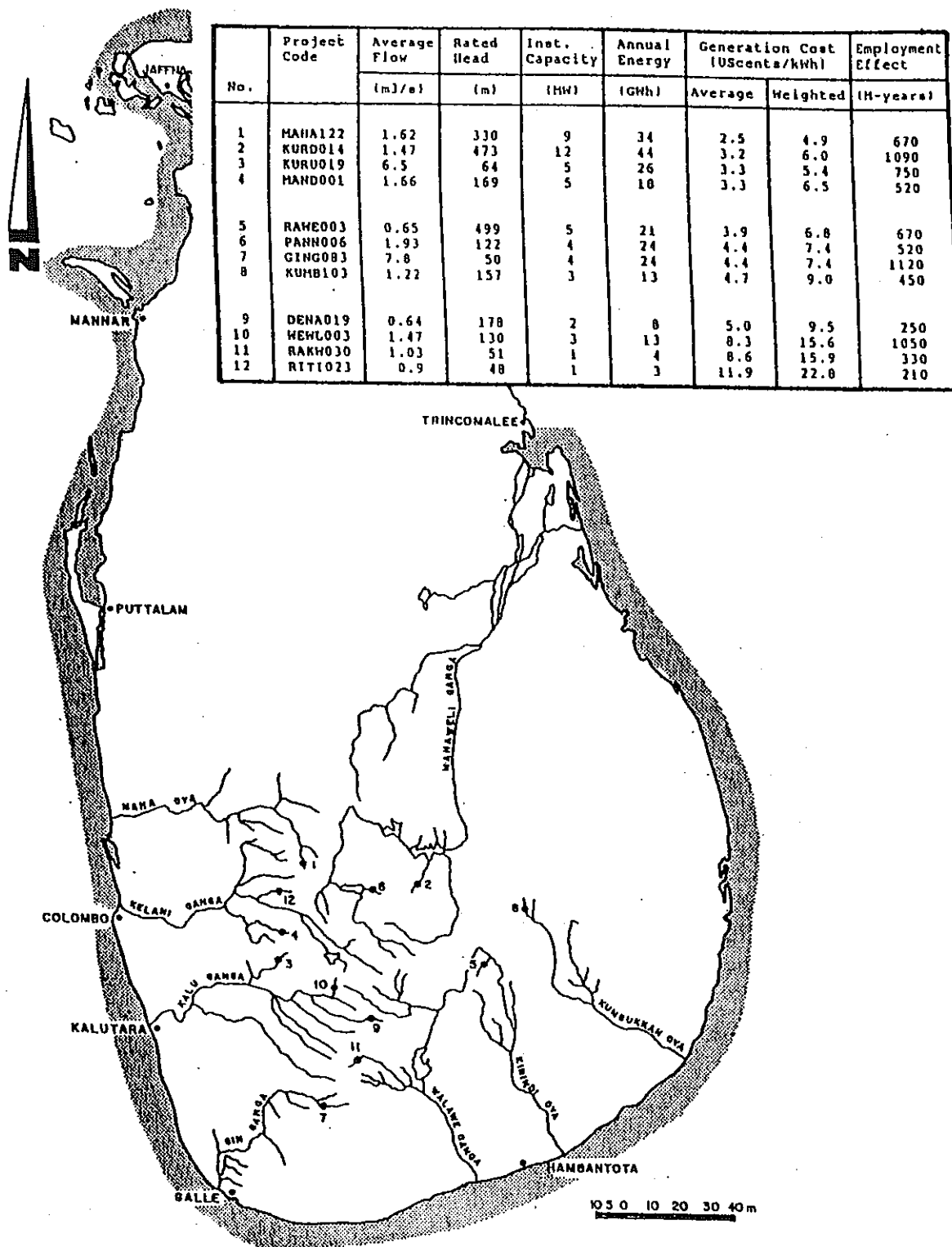
- 1) 系統に連携して行うもの
- 2) 系統に連携しないクローズド型（分散型）

CEB 等は事業を上記 1) の配電線の延伸によって推進しており、分散型はコスト高となることから消極的である。1983 年から ADB の支援を得ており、近年ではスウェーデンやクウェートからも同様の支援を得ている。

系統からの距離が長く配電線の延伸が困難な地域では、マイクロ水力、太陽光等の分散型電源等による手法が有効である。この面では科学技術省の下部機関 NERDC¹² がマイクロ水力、バイオガス、風力、太陽熱の利用を推進している。小水力の包蔵水力調査は、この取り組みに貢献している。

¹² National Engineering Research and Development Center

表 6-7 Locations and Parameters of Selected Small - Scale Hydropower Project



第7章 本格調査の目的・内容・実施手法に係る 基本的方向性検討

第7章 本格調査の目的・内容・実施手法に係る基本的方向性検討

今回のプロジェクト形成調査において要請の背景および実施可能性について確認を行い、検討対象の既設発電所群ならびに新規地点の現地調査後に CEB と本格調査の目的、内容、実施方法について協議を行った。その結果、基本的方向性について先方と一致を見たが、その骨子は以下の3点である。

- 1) ラクサパナ流域ならびにマハベリ流域における既設水力発電所群の最適運用検討とピーク供給力増強のマスタープラン調査
- 2) 新規水力発電所 Broadlands のフェージビリティ調査
- 3) 最適電源開発計画の策定

なお、上記以外に環境影響評価と事業化を想定した財務検討を含むこととなった。詳細については M/M に記載のとおりであるが、既存開発計画との整合性、先方実施能力、調査範囲/対象等、今後の S/W ミッションに向けての課題を中心に以下に記す。

7 - 1 既存開発計画との整合性

既存開発計画との整合性が問題になるとすれば、それはラクサパナ流域ならびにマハベリ流域の既設発電所の増設を検討する際に、当初の2期工事設計計画について見直しが必要となる可能性がある点である。すなわち、数十年前の当初計画立案時点と現在における当該発電所の役割が大きく様変わりしており、ピーク供給力の増強を主目的とした運用を前提とした当初設計からの変更設計の必要が生ずる。本格調査における地質調査などの追加調査の必要性について検討する必要がある。

また、最適電源開発計画の策定において、ケラワピティヤコンバインドサイクル発電所建設計画、アッパーコトマレ水力発電所建設計画等の既存の火力・水力開発事業との関わりで運用最適化の導入時期等について配慮することが必要となる。

7 - 2 先方実施能力

本調査の実施機関である CEB は、電力セクター改革に伴い将来的に発電、送電、配電に分割される運命にあるが、本案件の実質担当部局である CEB 発電計画課は、分割後に送電会社の内部機関として、引き続き全国の電源開発計画の中樞を担うことはほぼ間違いないと考えられる。また、当発電計画課は久保 JICA 環境長期専門家の受け入れ先でもあり、CEB における環境 PA 推進等を担当している。したがって、現在のところ、本格調査のローカルコスト負担ならびにカウンターパートの確保について実施上の問題が生じるとは考えられないが、S/W ミッションにおいて予算と人材関係について確認をとる。

7 - 3 調査範囲・対象

本格調査は全国の水力開発を対象としており、次回 S/W 調査時にはプロジェクト形成調査の今回の現地調査で訪問できなかったマハヴェリ流域新規開発地点やサマラナウェア増設計画他について現地調査を行い、水力供給力増強の可能性の大きい地点について選別していく必要がある。

なお、既設設備の最適化運用においては現況調査を踏まえた設備の余寿命診断が前提となるが、1960年代に開発されたラクサパナ流域発電所は導水路設備の老朽化がネックとなると思われる。運用開始以来一度も水路内部の点検調査を行ったことがない等、土木設備の維持管理がないがしるにされてきた設備が多いため、通水能力アップによるピーク増強の可能性判定のために発電所停止による水路点検調査が欠かせない。水路点検調査の実施の可能性ならびに時期について先方機関との協議を必要とする。

第 8 章 調査対象候補地の安全管理上の留意事項

第 8 章 調査対象候補地の安全管理上の留意事項

8 - 1 一般事項

8 - 1 - 1 内戦問題・政情

スリ・ランカでは、政府軍と北部・東部の分離独立を求める LTTE（タミル人過激派武装組織）の間の内戦が 1983 年から継続しており、その犠牲者は 6 万人に及んでいる。2000 年 12 月現在は、北部の要地ジャフナ半島を巡る攻防が焦点となっている。なお、ノルウェー政府が、政府と LTTE の和平交渉の仲介役を努めようとしているが、現在迄の所目立った成果は上げていない。最近 LTTE 側が和平協議に応じる用意がある旨表明しているが、これに関しては注視していく必要がある。

北部州、東部州については、LTTE と政府軍との間ででの戦闘が激化しており、渡航上問題が生じている。特に北部州のジャフナ半島については、LTTE 側が拠点を奪還すべく政府軍への攻勢をジャフナ市近郊まで戦闘地域を拡大し、政府軍と対峙している。

東部州バティカロアを中心とする地域には依然として LTTE の拠点が数多く存在しており、LTTE と政府軍・警察との間の散発的な戦闘が続いており、東部州南端のアルガム・ベイ地区を含め、安易な立ち入りは非常に危険な状況である。

トリンコモリー市及びその近郊は、政府軍が掌握しており、また当局の警戒体制もあり日中の治安情勢は一応落ち着いているが、同地域の情勢は引続き、流動的である。

ヤーラ国立公園では、98 年 4 月に LTTE と見られるグループによる外国人を含む観光客への襲撃事件が発生した。その後、軍が警備を強化しており同種の事件は発生していないが、安全性の確認は今暫く様子を見る必要がある。

LTTE は社会不安を煽り、後方かく乱を目的として、コロンボ近郊を中心に爆弾テロを実行している。過去、政府・軍の要人及び施設、公共交通機関、経済施設等が爆弾テロの標的となっており、99 年 12 月には、クマラドゥンガ大統領の演説会場において、LTTE の自爆テロが発生、大統領、閣僚及び支持者を中心とする市民 102 名が負傷、13 名が死亡するという事件が発生した。また、2000 年 10 月に行われた総選挙期間中も対立政党間の暴力事件が 1000 件以上発生しており、多数の死傷者が出ている。2000 年 12 月の調査団来訪時はコロンボ市内は国会会期が終了しセキュリティは平常化していた。

8 - 1 - 2 テロ被害防止対策

前述したとおり、現在コロンボにおいては LTTE による爆弾テロが散発しており、調査を行う上で危険回避方法に関して十分に留意する必要がある。爆弾テロは基本的にはいつどこで発生するか予想し難く事前の対策は困難な面があるが、LTTE による爆弾テロには一般的に下記

のような特徴があり、これを避けることが多少の防止策となり得る。

- ・ 政治的な要人を狙う(大臣等周辺は危険)
- ・ 政治集会等での人混みにおいて実行する
- ・ 市内の軍・警察の検問所において爆弾が発見され、その時点で自爆する

また、ホテル、ロビー、レストラン等にいる場合でも道路に面した場所、またはガラス窓の近くは避けたほうが賢明である。爆弾テロの場合、爆風による衝撃と共に、破碎したガラス破片が体に刺さって怪我をするケースが多く、室内では厚手のカーテン、金属製のブラインドを閉めておく効果がある。

また、LTTE の爆弾テロのその他の特徴として、最初に小爆発を起こし見物人が集まったところで第二次の大規模な爆弾を爆発させ死傷者を増加させる、といった手法が見られる。そのため、万一爆発音をホテル等で聞いた場合には第二次の爆発の可能性を見越して決して窓等には近づかず強固な壁に囲まれた空間で様子を静観することが安全の確保のために必要とされる。

8 - 2 現地調査時の安全確保体制に関する留意事項

8 - 2 - 1 CEB 側対応

今回調査においては事前に現地への来訪希望を伝えておく限りにおいては CEB の対応はきめ細やかであり、調査実行に対して懸念は生じなかった。現地調査実行に際しては事前に CEB 本部より訪問日程、訪問者等の情報が届いている必要があるため、今回調査では CEB と協議の上で日程および訪問施設を決定後 CEB 本部より連絡が地方事務所、発電施設に対して行われ、アポイントメント取付、ホテル手配等も事前に CEB 本部より行われた。

8 - 2 - 2 日本側対応

爆弾テロおよび緊急事態時への対応のため、JICA スリ・ランカ事務所は調査団に緊急連絡網用のポケベルを貸与しており、政治集会開催による特定道路の回避推奨等の安全に係る留意事項も適宜流している。なお、今回調査時には調査団独自の判断で緊急連絡用として携帯電話を別途ホテルより借り上げたが、その料金は約 600Rs/日(通話料別、事前にデポジットとして 3000Rs が別途必要、使用終了時に返却)であった。

8 - 2 - 3 電力施設訪問時留意事項

前述したとおり、調査団による訪問に際しては事前に CEB に計画書を提出し、現地事務所または発電施設に CEB 本部から連絡が届いていることが必須条件となる。また、運転手付き車輛を備上し現地へ向かう場合には運転手の免許証コピー(写真入り)、当該車輛の車検証等証明書類を CEB に提出することも必要であった。今回調査時には前述したとおり CEB 職員 2 名が現

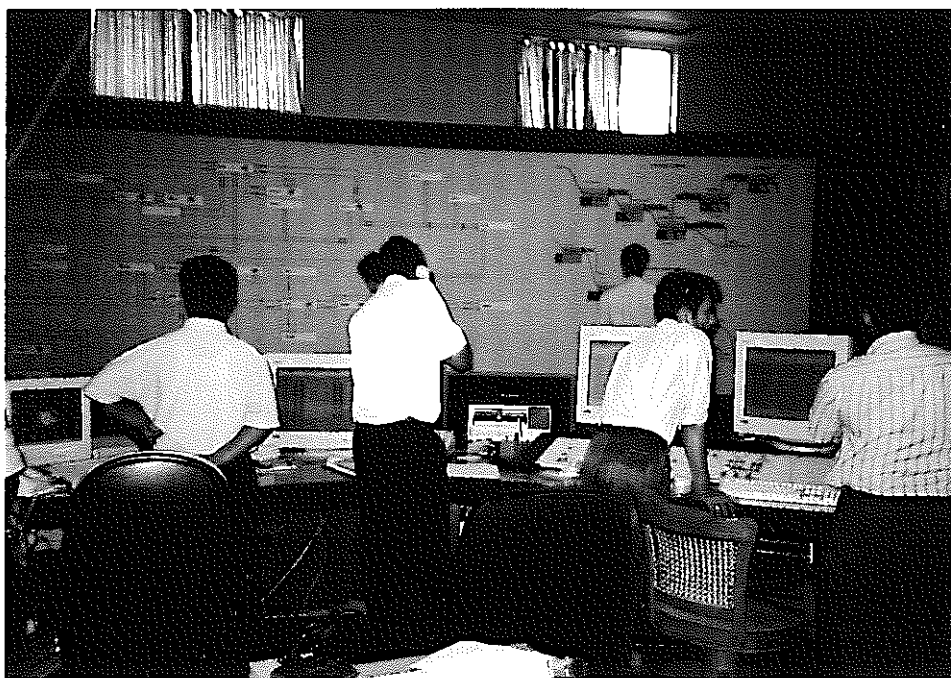
地調査に付き添っていたが、計画書を提出していなかった施設に関しては立ち入ることができなかったこと、調査団が電力施設近辺で軍により幾重にも設置されている警備小屋等を目撃したこと等から、警備は相当に厳重であると考えられる。

附 属 資 料

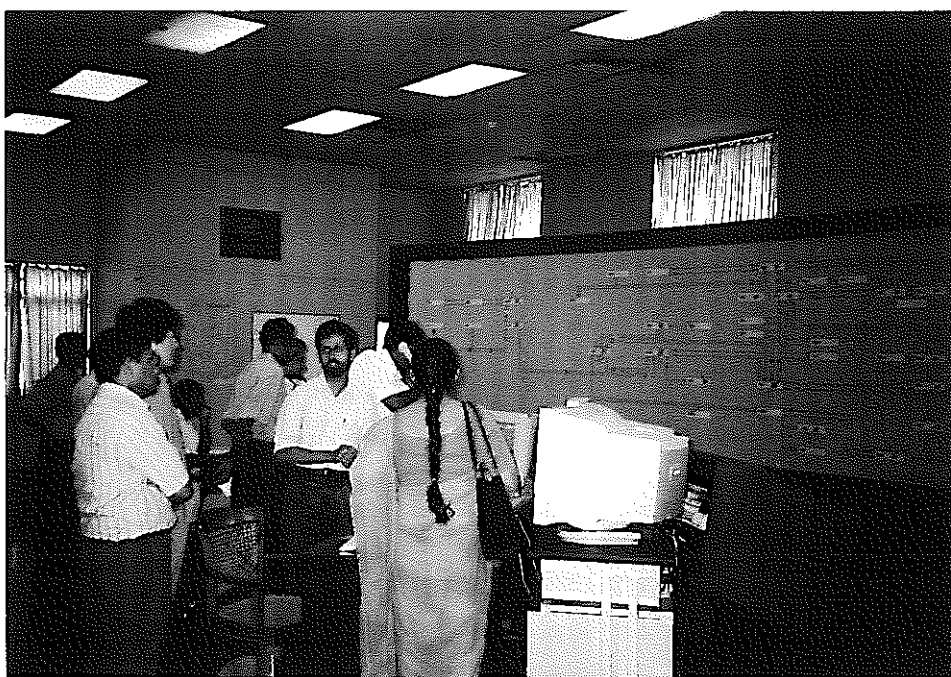
- 1 現地調査写真集
- 2 質問票及び回答
- 3 収集資料リスト
- 4 水文資料データ

1 現地調査写真集

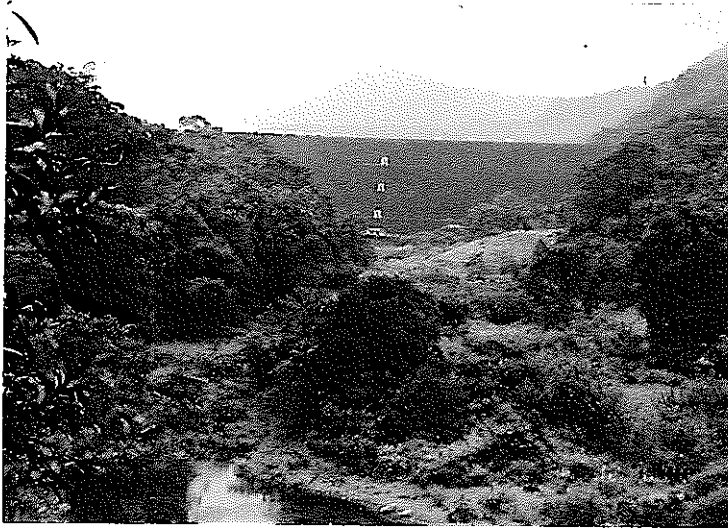
1 現地調査写真集



CEB 送電システムコントロールセンター



CEB 送電システムコントロールセンター (2)



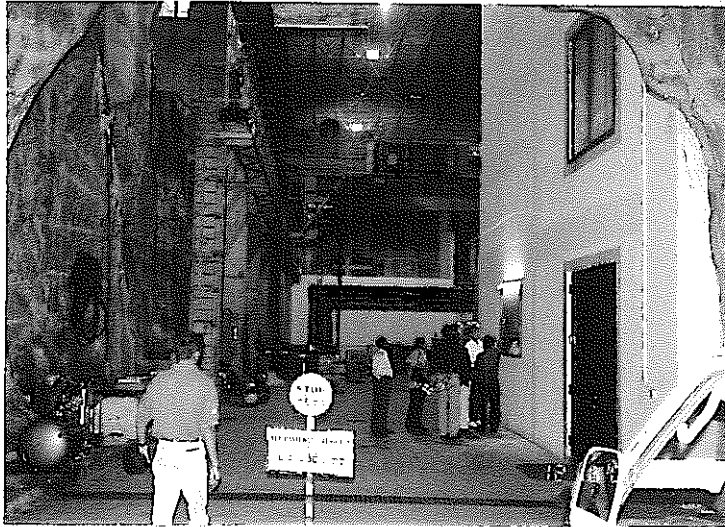
Kotmale ロックフィルダム下流面の
遠景



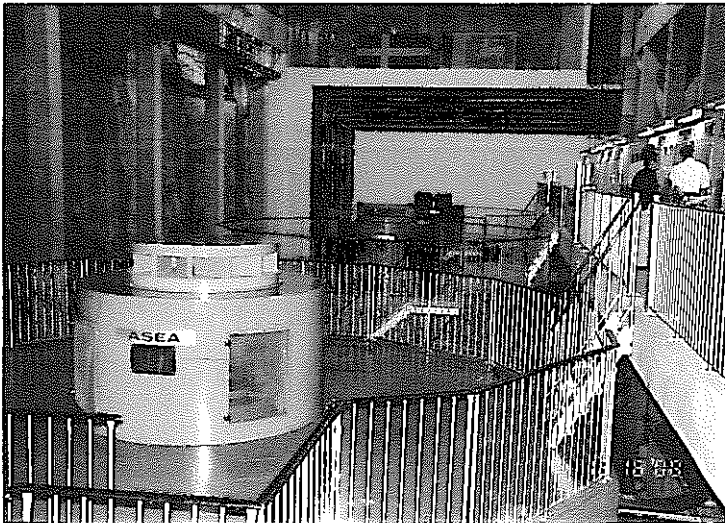
Kotmale ロックフィルダムの洪水吐



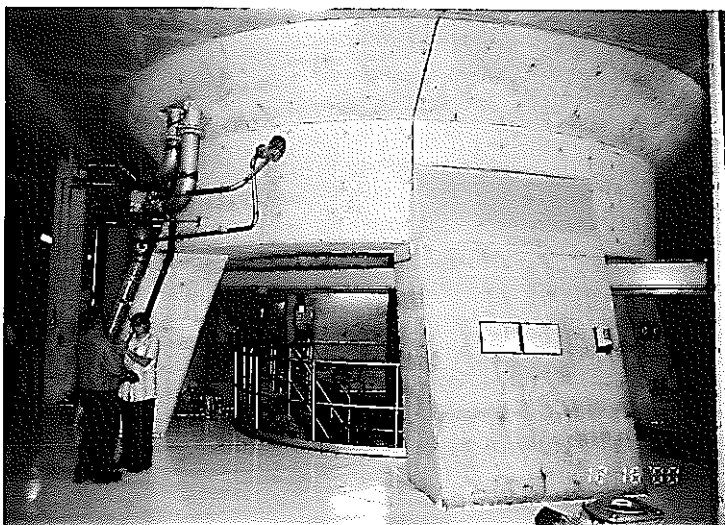
Kotmale コンクリートフェーシング
ダム上流面の遠景



Kotmale 地下発電所入口



Kotmale 発電所内 3 台の発電機



発電機を支える 4 本の柱状バーレル



右岸下流からの Victoria アーチダム
ム全景



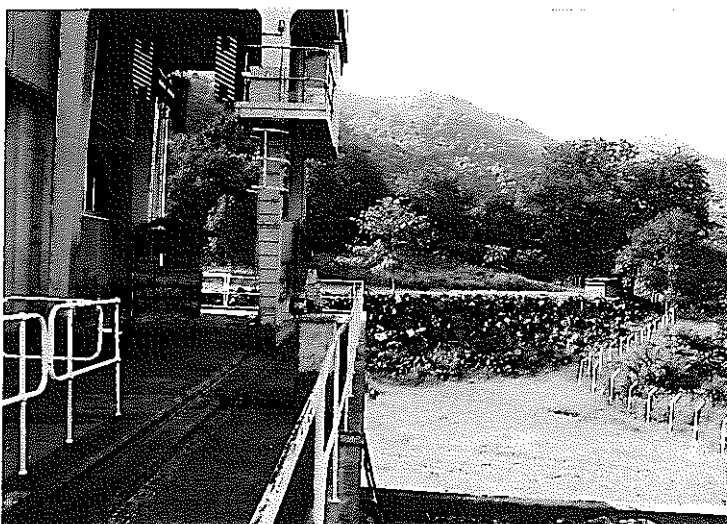
取水口からの Victoria アーチダム
上流面



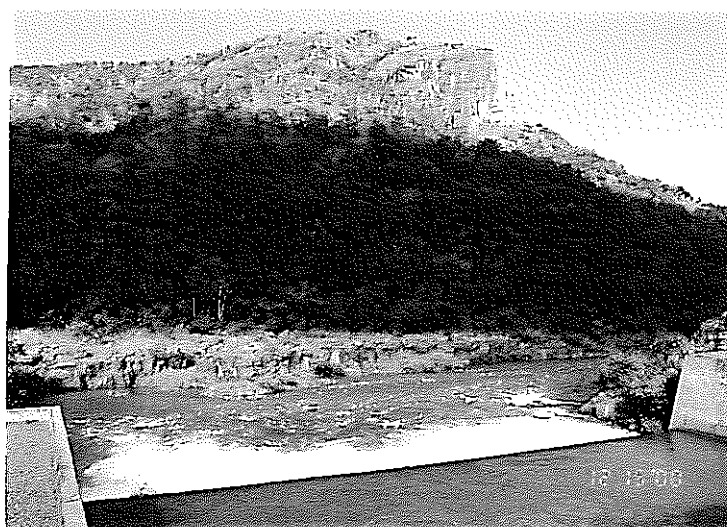
取水口からの Victoria 貯水池



Victoria 発電所内 3 台の発電機



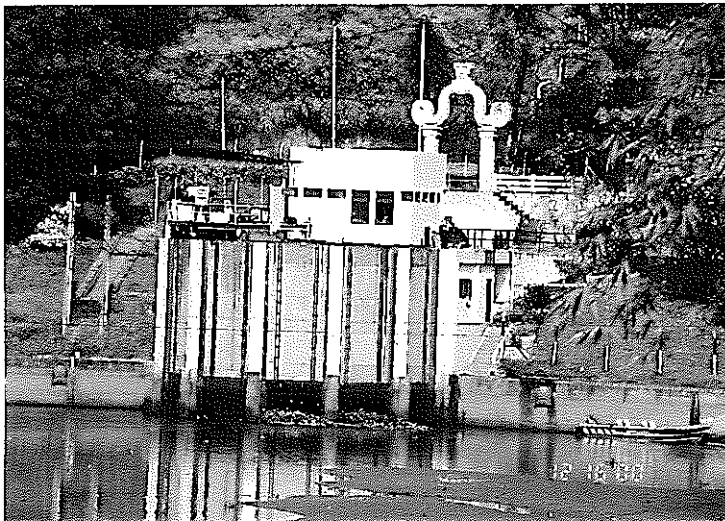
発電所上流隣の増設用発電所・放水
庭スペース



Victoria 発電所放水口からの放水
状況



Ukuwela 発電所放水口付近の支流入江堆砂状況



Polgolla 調整池支流入江から取水する取水口



取水口は Polgolla 調整池支流入江に入った所（遠方が Mahaweli 川）



Upper Kotmale 発電計画の Pundal
Oya Falls 溪流取水地点



Upper Kotmale 発電計画の
Talawakelle 調整池ダム上流の St.
Clair Falls



Upper Kotmale 発電計画の Devon Oya
Falls 溪流取水地点



Wimalarurendra の Castlereagh ダム
下流全景



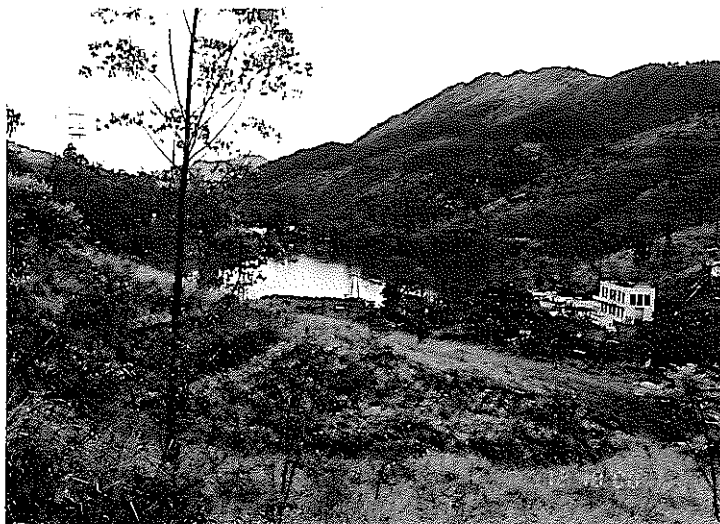
Castlereagh 貯水池右岸にある
Wimalarurendra 発電所取水口



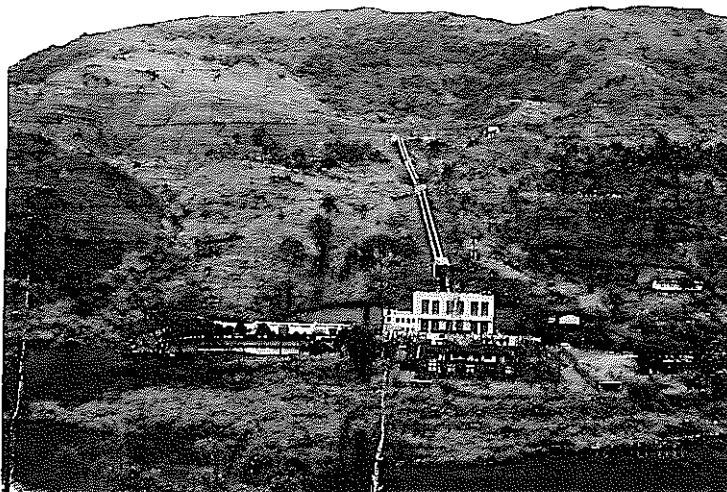
貯水増量のためダム洪水吐越流天端
に約 2m の木製ゲートを設置



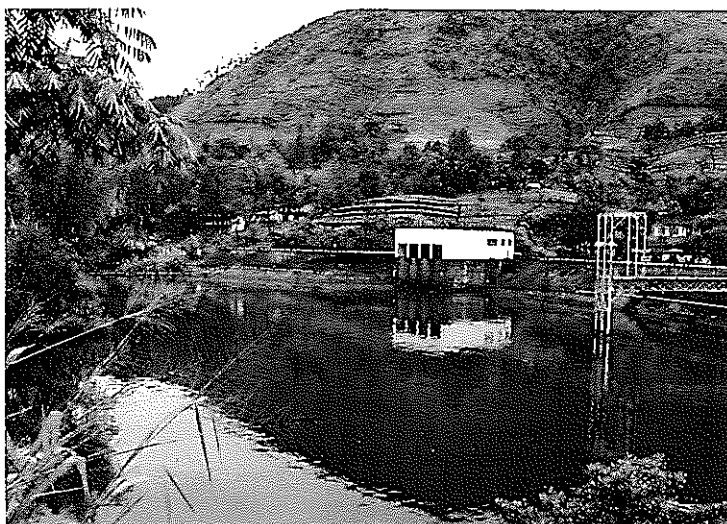
Wimalarurendra 発電所のサージタンク、バルブ室、水圧管路上部の遠望



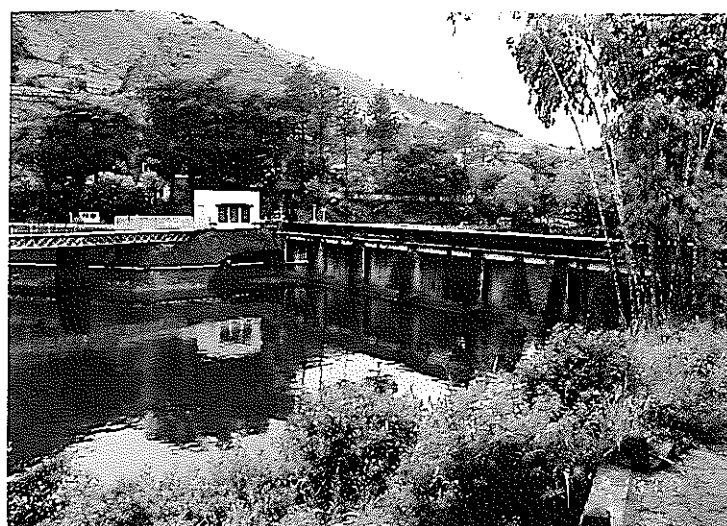
Wimalarurendra 発電所と Norton 調整池の遠望



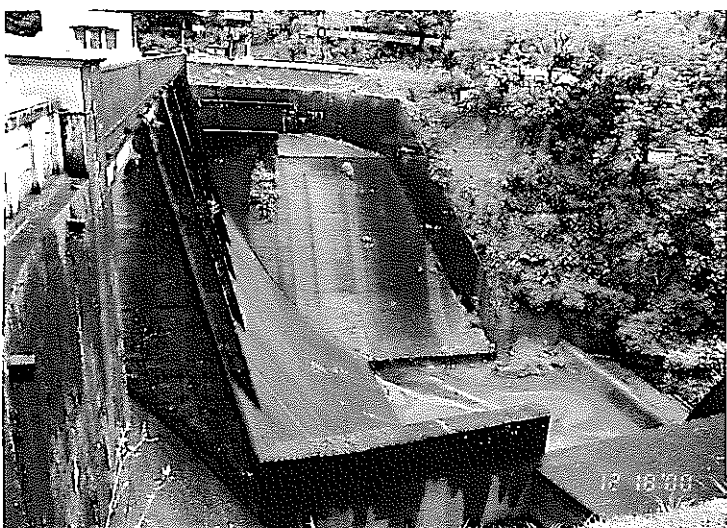
Wimalarurendra 発電所と水圧管路下部の遠望



Norton 調整池左岸から取水する Old Laxapana 発電所の取水口



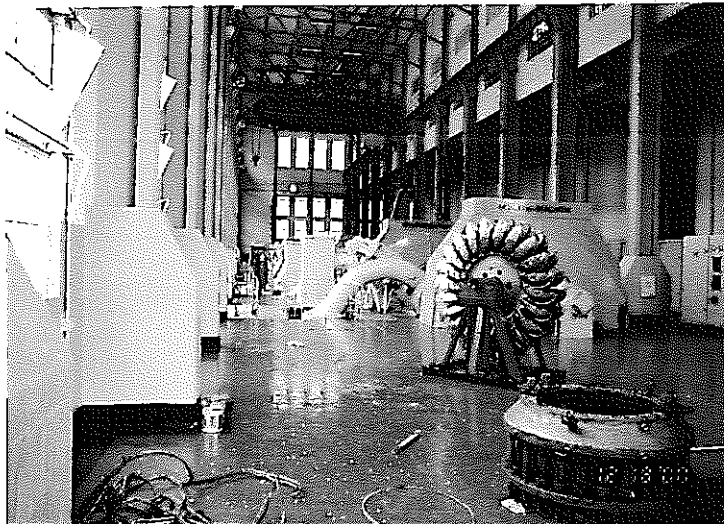
Norton 調整池ダムを上流右岸から見た



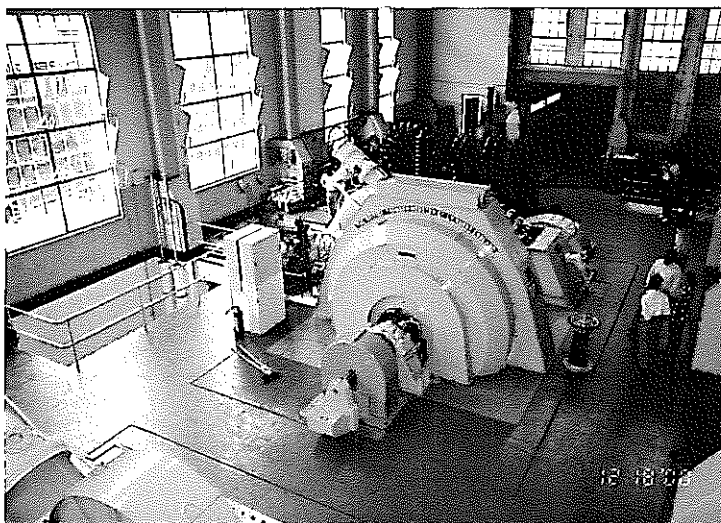
減勢工を小型化するため両端から混流させるダム水平水叩



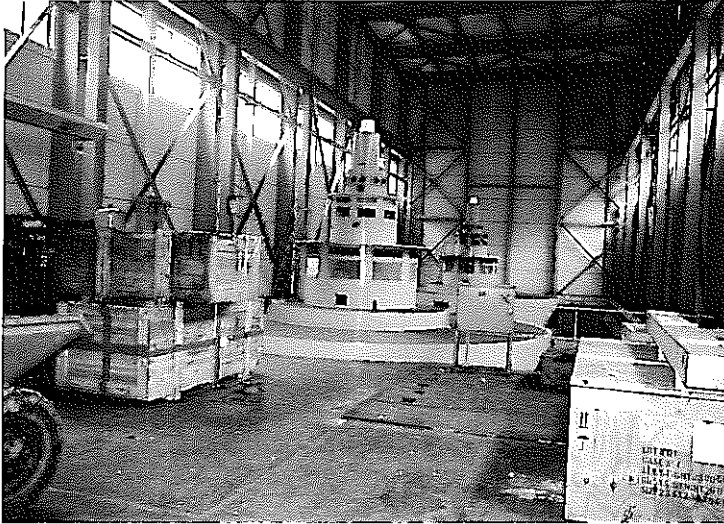
Old Laxapana 発電所の水圧管路下部



発電所内に並ぶ 5 台のペルトン水車
と発電機



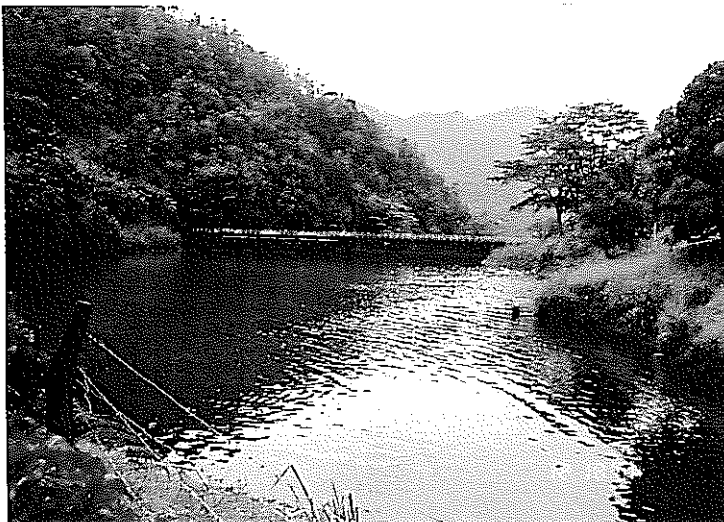
1950 年から稼動している 8,330kw の
ペルトン水車と発電機



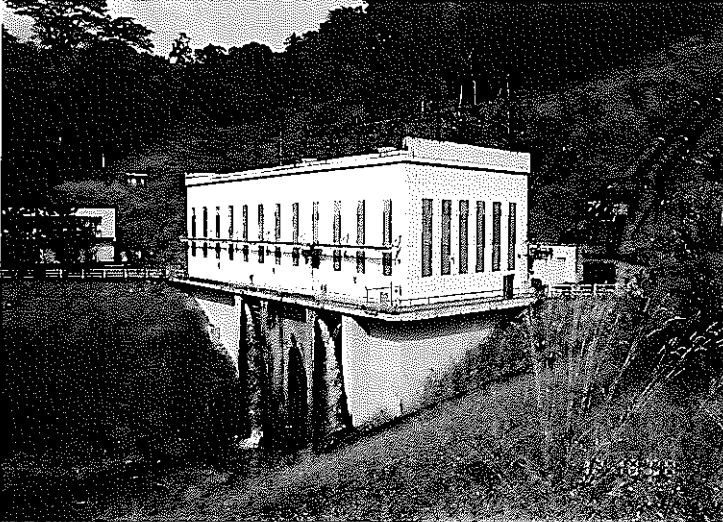
New Laxapana 発電所内 2 台の発電機



New Laxapana 発電所の水圧管路下部



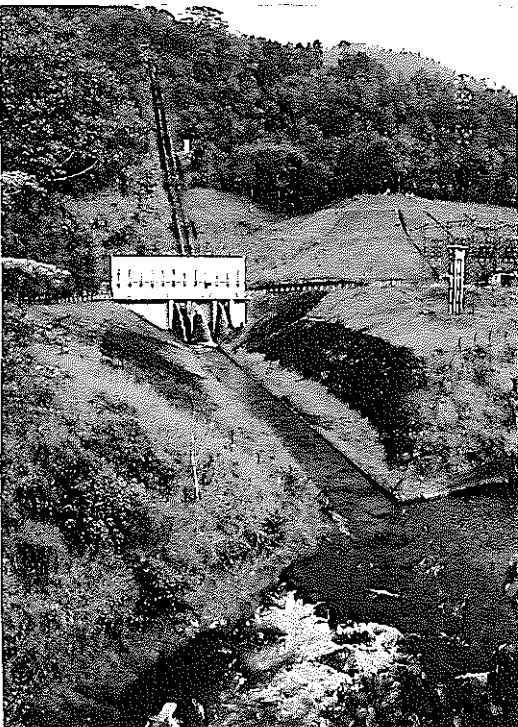
発電所から放水している Laxapana 調整池とダム



Samanela 発電所の建屋全景



Samanela 発電所の水圧管路全景



Samanela 発電所の水圧管路、建屋、
放水路の全景



Broadlands 計画 Maskeliya 調整池ダム地点を上流から見た



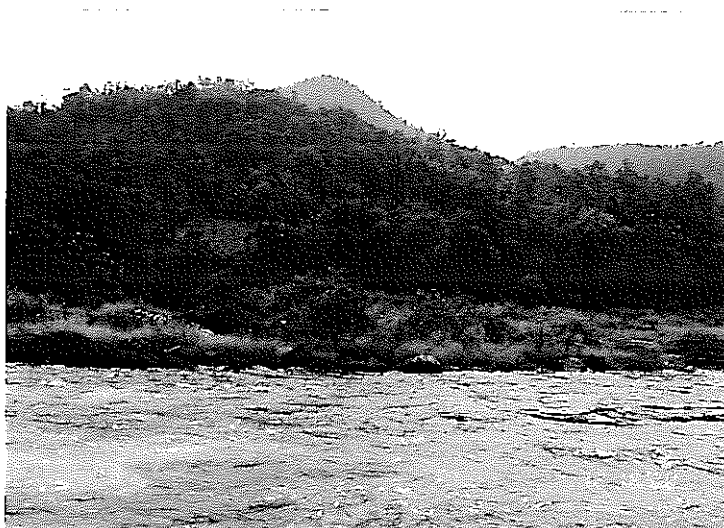
Broadlands 計画 Kehelgamu 取水ダム地点を下流から見た



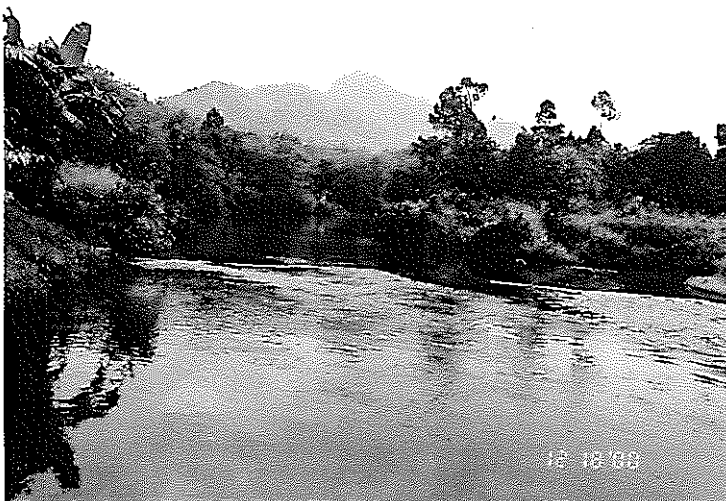
Maskeliya 調整池ダム地点を Kelani 川下流から遠望



Broadlans 計画のサージタンク、水
圧管路予定の山体



Broadlans 計画の発電所、放水路の
Kelani 川出合付近



発電所予定地点下流の Kitulgala 側
水所を下流から見た

2 質問票及び回答

QUESTIONNAIRE / INFORMATION REQUIRED

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)		QUESTIONNAIRE / INFORMATION REQUIRED	
PROJECT NAME : Project Formation for Hydropower Optimization in Sri Lanka		Implementing Agency : Ceylon Electricity Board (CEB)	
		Ref.No. :	
		Issue Date : December 4, 2000	
		Revision Date :	

No.	Questionnaire / Information Required	Reply
1.	<p>Possible Area of Technical Assistance</p> <p>The Purpose of this Project Formation is to collect the related information on the optimum operation of the hydroelectric power station and to study on the cooperation needs for Technical Assistance for Hydropower Optimization Study in Sri Lanka.</p> <p>To collect the information and data effectively in short-term during the Mission stay in Sri Lanka and to make the discussions with the authorities concerned smooth and fruitful, the following questionnaire has been prepared in advance before departure of the Mission.</p>	
2.	<p>Questionnaire / Information Required</p> <p>(1) Canyon Hydro Power Station Canyon Hydro Power Station located in the upper stream of Maskeli Oya has an installed capacity of 60MW(30MW×2units). However, in case the two units were operated at the same time, only 50MW of output can gain. <u>Kindly let us know the reason.</u></p> <p>(2) Samanalawewa Hydro Power Station We learned that Samanalawewa Power Station having the installed capacity of 120MW(60MW×2units) is in a limited operation due to the leakage of water from the reservoir. <u>Is there any plan for rehabilitation ?</u> Also, explain about justifications for developing plan to install additional units of 120MW(60MW×2units).</p>	<p>(1) Canyon Hydro Power Station Canyon power station has an installed capacity of 2 × 30MW. However, the maximum output from this station is limited to 58 MW due to the limitation in the intake. First unit of Canyon station was installed in March 1983. Later, it was decided to install another unit with the same design. Hence, by installing a unit of same design, the cost of designing was reduced and also the reliability was improved.</p> <p>(2) Samanalawewa Hydro Power Station Samanalawewa power station of capacity 120 MW was commissioned at the end of 1992. At present, leakage from Samanalawewa reservoir has been reduced to about 1.5m³/s. This power plant was earlier operated as run-off the river plant and the reservoir level was maintained at 432 masl. After successful completion of wet blanketing, the reservoir can now be filled up to the full supply level 460 masl. Hence, the operation of</p>

No.	Questionnaire/ Information Required	Reply
	<p>(3) Wimalasurenda and Old Laxapana Hydro Power Stations Kindly explain about the reason why these two power stations can not generate enough power as designed. Let us know the contents of rehabilitation plan and the completion time of the rehabilitation.</p> <p>(4) Maussakella and Castlereach Hydro Power Stations We would like to know about the reservoir operation system of the above two power stations, ① Whether CEB uses meteorological observation systems ? ② Is there any regulation of reservoir operation ? If so, provide us the information.</p>	<p>Samanlawewa power plant is not restricted due to the leakage. During the design and construction stages, provision has been made for an additional 2 × 60MW power plant. Feasibility study on Samanalawewa Hydro power Project –Stage II was updated by Central Engineering Consultancy Bureau (CECB) in April 2000. CECB has recommended that stage II development of Samanalawewa scheme be undertaken with immediate installation of a single additional unit 60 MW with provisions for adding the second unit of similar capacity at a later date. However, the consultants for Samanalawewa project, Nippon Koei Ltd. has strongly recommended in their periodical inspection report on Samanalawewa that WASP simulation be made to justify the third unit installation.</p> <p>(3) Wimalasurenda and Old Laxapana Hydro Power Stations According to the records. The energy generations from Wimalasurenda and Old Laxapana power stations are average or above average. Both stations are capable of generating the designed values. The tender for rehabilitation of Old Laxapana stage II and Polpitiya Stations has been awarded to ABB, Sweden. The project is funded by SIDA of Sweden. Rehabilitation of Wimalasurenda and New Laxapana power stations is being planned and documents are under preparation. Funding for this rehabilitation work has not yet been identified.</p> <p>(4) Maussakella and Castlereigh hydro Power Station Reservoir system is operated by System Control Centre of CEB. Maussakelle and Castlereigh reservoirs which are under CEB control are seasonally regulated. In operating these reservoirs. System demand, the irrigation water releases from Mahaweli reservoirs, the availability of thermal plants and inflows to these reservoirs are taken into consideration. System Control Centre uses the medium-term operation package to decide on the releases from each reservoir / pond in the system. Water releases from Mahaweli reservoirs are decided weekly by a panel comprising representatives from Mahaweli Authority, CEB, and irrigation Department etc.</p>

N o .	Questionnaire/ Information Required	Reply								
3 .	<p>(5) Issues on Water Rights in the downstream and Environment</p> <p>① We learned that Broadlands Tea Factory is located in the downstream of Kehelgamu Oya Intake Dam at Broadlands, which is the development plan in the most downstream of Kelani Ganga. Water intake at the tea factory and the irrigation and water supply facilities at further downstream were water intake at the tea factory considered and calculated in the development plan ?</p> <p>② Is the river maintenance discharge considered and calculated not to affect the ecology in the whole catchment area including the existing power stations in the upstream and the downstream of Broadland site ?</p>	<p>(5) Issues on Water Rights in the downstream and Environment</p> <p>① Broadlands tea factory which is located on the downstream of Kehelgamu Oya intake dam at Broadlands does not use any water from Kehelgamu Oya stream .power plant of the tea factory which was earlier driven by the Kehelgamu Oya water has now been removed from operation.</p> <p>② Ecology in the whole catchment</p> <p>So far any environmental problems have not arisen in the Laxapana complex. Side flows are sufficient in the upstream of the existing power stations to maintain the ecology. Minimum outflow from Polpitiya power station is maintained during dry seasons in order to supply water to Colombo city.</p>								
	<p>Data and Documents Required</p> <p>(1) Topographic Maps We would like to obtain the following maps.</p> <p>① Scale 1 : 50,000 Sheet Nos. 52 to 56, 59 to 63, 66 to 70, 73 to 77 and 79 to 83</p> <p>② Scale 1 : 10,000 Area covered in the attached map.</p> <p>(2) Reference and Data on the Hydroelectric Power Expansion Plan (Hydro Potential Study Report prepared by Lahmeyer in 1989,etc)</p> <p>① Kindly fill up the project features of three (3) complexes of Laxapana, Mahaweli and Samanalawewa in the attached Project Data Sheet.</p> <p>② We would like to obtain the monthly hydrological data measured at the existing dam for the last 10 years, or such data by the respective years by wet, dry and mean</p> <p>(a) Inflow volume and discharge duration curve (b) Water volume used for generation and overflow volume</p>	<p>Data and Documents required</p> <p>(1) Topographic Maps</p> <p>① Following maps are provided</p> <table border="0"> <tr> <td>Scale 1:50,000</td> <td>No.</td> </tr> <tr> <td>1.Kandy</td> <td>54</td> </tr> <tr> <td>2.Nuwara Eliya</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td>3.Balangoda</td> <td>75</td> </tr> </table> <p>The other 22 maps will be provided in due course.</p> <p>② A.N</p> <p>(2) ① Date on Laxapana, Mahaweli and Samanalawewa Complexes are attached.</p> <p>② & ③ Following monthly data for last 10 years (1990-1999) already provided</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Inflow to all reservoirs in Disk 2. Water volume used for generation 3. Spill data 	Scale 1:50,000	No.	1.Kandy	54	2.Nuwara Eliya	68	3.Balangoda	75
Scale 1:50,000	No.									
1.Kandy	54									
2.Nuwara Eliya	68									
3.Balangoda	75									

N o .	Questionnaire / Information Required	Reply
	<p>(c) Historical data on water level. (d) Other related data</p> <p>③ We would like also to obtain the record of monthly generation at each existing dam for the last 10 years, or such data by the respective years by wet, dry and mean.</p> <p>(a) Hourly generation : kWh (b) Daily and Monthly generation : kWh (c) Annual generation : kWh (d) Other related information if any</p> <p>(3) Reports on the Existing Hydro Power Stations of 3 River Complexes (Laxapana, Mahaweli and Samanlawewa) and the New Schemes.</p> <p>The following documents and drawings are expected to provide.</p> <p>① Figures / Drawings of Each Reservoir and Regulating Pond (a) General Plan and profile to waterway (b) Water level and each volume (c) Reservoir volume curve (d) Other related reference</p> <p>② Design Documents of Each Dam and Power Station (a) General layout, cross-section and typical section of waterway (b) Power plant facilities from dam and intake to tailrace (c) Hydraulic calculations (d) Other related data</p> <p>③ Documents related to geological conditions (a) Survey Report during feasibility and design stage (b) Shop drawings and as-built drawings (c) Survey data for the newly proposed scheme (d) Other related data</p>	<p>3. water levels 4. Generation</p> <p>(3) Report on existing Power stations and new schemes Following documents were provided</p> <p>1. Feasibility study report on Broadlands Power Project by CECB December 1986 Volume I — Main Report Volume II — Appendices Volume III — Drawings</p> <p>2. Old Laxapana Power Station Upgrading Study by Mott MacDonald Ltd in Nov 1999</p> <p>3. Schematic diagrams of Laxapana and Mahaweli complexes 4. Geological excavation plan of Victoria power station</p>

3 収集資料リスト

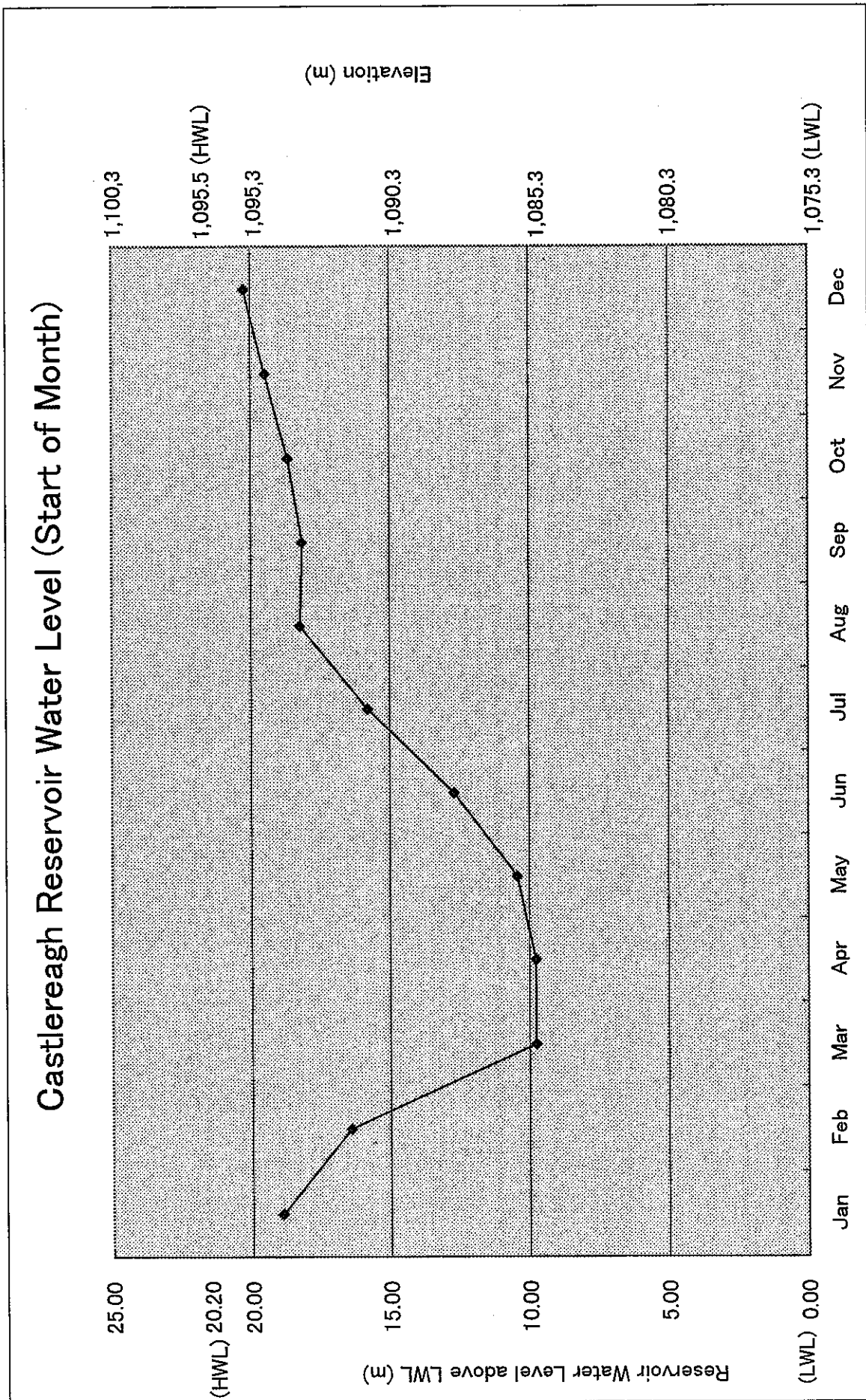
3 収集資料リスト

資料リスト (収集資料)

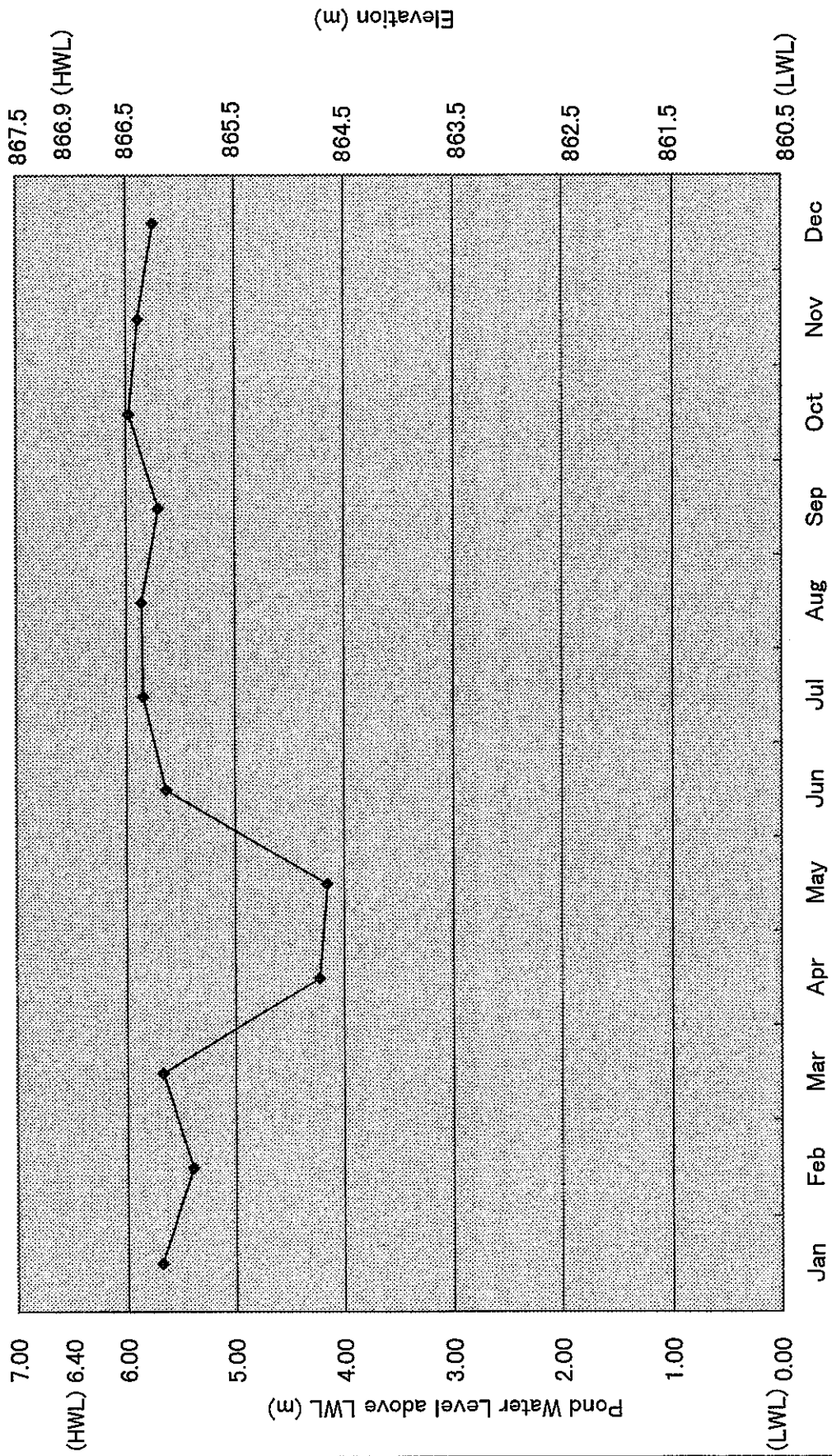
地域	スリランカ	調査団名	スリランカ国鉱工業プロジェクト形成基礎調査(最速電源計画)
国名	スリランカ国	相手先機関名	CEB (Ceylon Electricity Board)

番号	資料の名称	版型	ページ数	オリジナルコピーの別	部数	収集先名称又は発行機関	寄贈・購入(価格)の別
1.	MAHAWELI & Maduru Oya	A4	30	北-	1	a tale of two rivers	寄贈
2.	POLGOLLA DIVERSION PROJECT	A4	6	北-	1	HEDADWORKS ADMINISTRATION OPERATION &MAINTENANCE DIVISION	寄贈
3.	PHASE E -OPERATION STUDIES DATE REPORT I	A4	19	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
4.	PHASE E REPORT E1 TENDER DESING REPORT EXTENSION OF NEW LAXAPANA AND POLPITIYA HYDROPOWER STATION VOLUME1報告書(抜粋コピー)	A4	20	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
5.	PHASE E REPORT E1 TENDER DESING REPORT EXTENSION OF NEW LAXAPANA AND POLPITIYA HYDROPOWER STATION VOLUME2報告書(抜粋コピー)	A4	28	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
6.	PHASE E REPORT E1 TENDER DESING REPORT EXTENSION OF NEW LAXAPANA AND POLPITIYA HYDROPOWER STATION VOLUME3報告書(抜粋コピー)	A4	18	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
7.	PHASE E REPORT E1 TENDER DESING REPORT DRAWINGS EXTENSION OF NEW LAXAPANA AND POLPITIYA HYDROPOWER STATION VOLUME4報告書(抜粋北-)	A4	10	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
8.	PHASE E REPORT E1 TENDER DESING REPORT DRAWINGS EXTENSION OF NEW LAXAPANA AND POLPITIYA HYDROPOWER STATION VOLUME5報告書(抜粋北-)	A4	11	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
9.	PHASE E REPORT E2 SYSTEM STUDIES AND BENEFIT COST CALCULATION EXTENSION OF NEW LAXAPANA AND POLPITIYA HYDROPOWER STATION VOLUME1報告書(抜粋北-)	A4	31	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
10.	PHASE E REPORT E3 TECHNICAL AUDIT REPORT AND UPDATED PREVENTIVE MAINTENANCE SCHEDULE 報告書(抜粋北-)	A4	7	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
11.	PRELIMINARY DESIGN UPPER KALU GANGA DIVERSION SCHEME 報告書(抜粋北-)	A4	37	北-	1	EB(CEYLON ELECTRICITY BOARD)	寄贈
12.	Upper Kotmale H.P開発計画報告書コピー	A4	50	北-	1	INSTITUTE OF POLICY STUDIES	寄贈
13.	BROADLANDS POWER PROJECT FEASIBILITY REPORT VOLUME I OF III MAIN REPORT	A4	159	北-	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈
14.	BROADLANDS POWER PROJECT FEASIBILITY REPORT VOLUME II OF III APPENDICES	A4	300	北-	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈
15.	BROADLANDS POWER PROJECT FEASIBILITY REPORT VOLUME III OF III DRAWINGS	A3	36	北-	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈
16.	Mahaweli Authority of Sri Lanka KOTMALE HYDROPOWER PROJECT	A4	8	北-	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈
17.	MAHAWELI川開発計画報告書抜粋コピー	A4	9	北-	1	MINISTRY FOR MAHAWELI DEVELOPMENT	寄贈
18.	Old Laxapana Power Station Uprating Study	A4	19	北-	1	Mott MacDonald Ltd	寄贈
19.	FEASIBILITY STUDY OF KUKULE GANGA HYDROPOWER PROJECT CONCEPTUAL DESIGN REPORT MAIN REPORT	A4	25	北-	1	Nippon Koei Co,Ltd	寄贈
20.	Draft Annual Operating Plan Maha 2000/2001 & Yala 2001	A4	65	別紙	1	WATER MANAGEMENT SECRETARIAT	寄贈
21.	CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU	A4	27	別紙	1	CENTRAL ENGINEERING CONSULTANCY BUREAU	寄贈
22.	CEYLON ELECTRICITY BOARD ANNUA REPORT1998	A4	95	別紙	1	Smart Media Productions(Pvt)Ltd.	寄贈
23.	MAHAWELI - AMBAN GANGA SYSTEM	A1	霄煥図面	別紙	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈
24.	VICTORIA PROJECT POWER STATION EXCAVATION	A0	霄煥図面	別紙	1	MAHAWELI AUTHORITY OF SRI LANKA	寄贈
25.	KEHEL GAMU AND MASKELI OYA POWER DEVELOPMENT PLAN	A0	霄煥図面	別紙	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈
26.	CEYLON ELECTRICITY BOARD SYSTEM CONTOROL CENTER 1990.1~1999.12	A4	131	北-	1	CEB(CEYLON ELECTRICITY BOARD) SYSTEM CONTOROL CENTER	寄贈

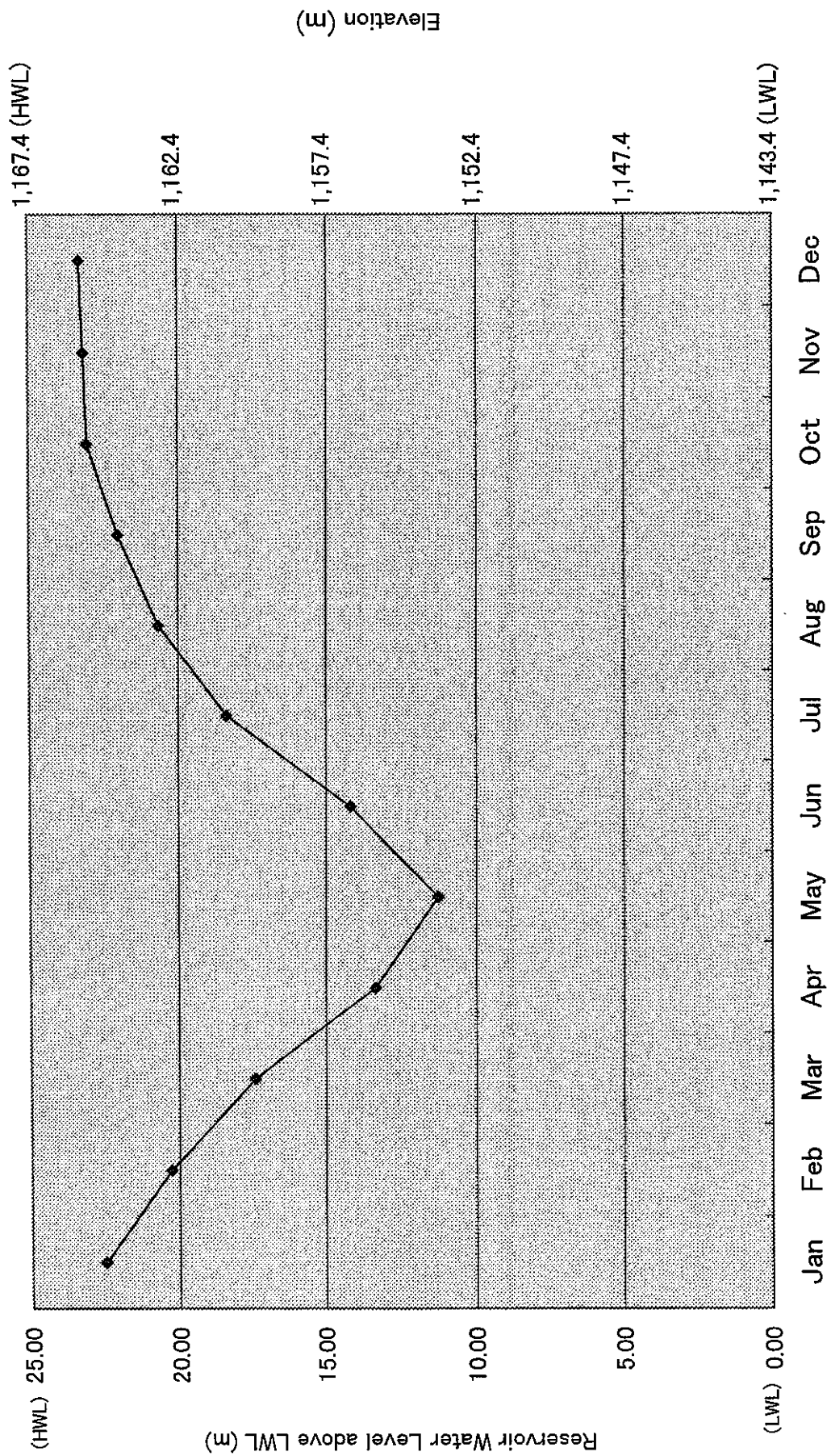
4 水文資料データ



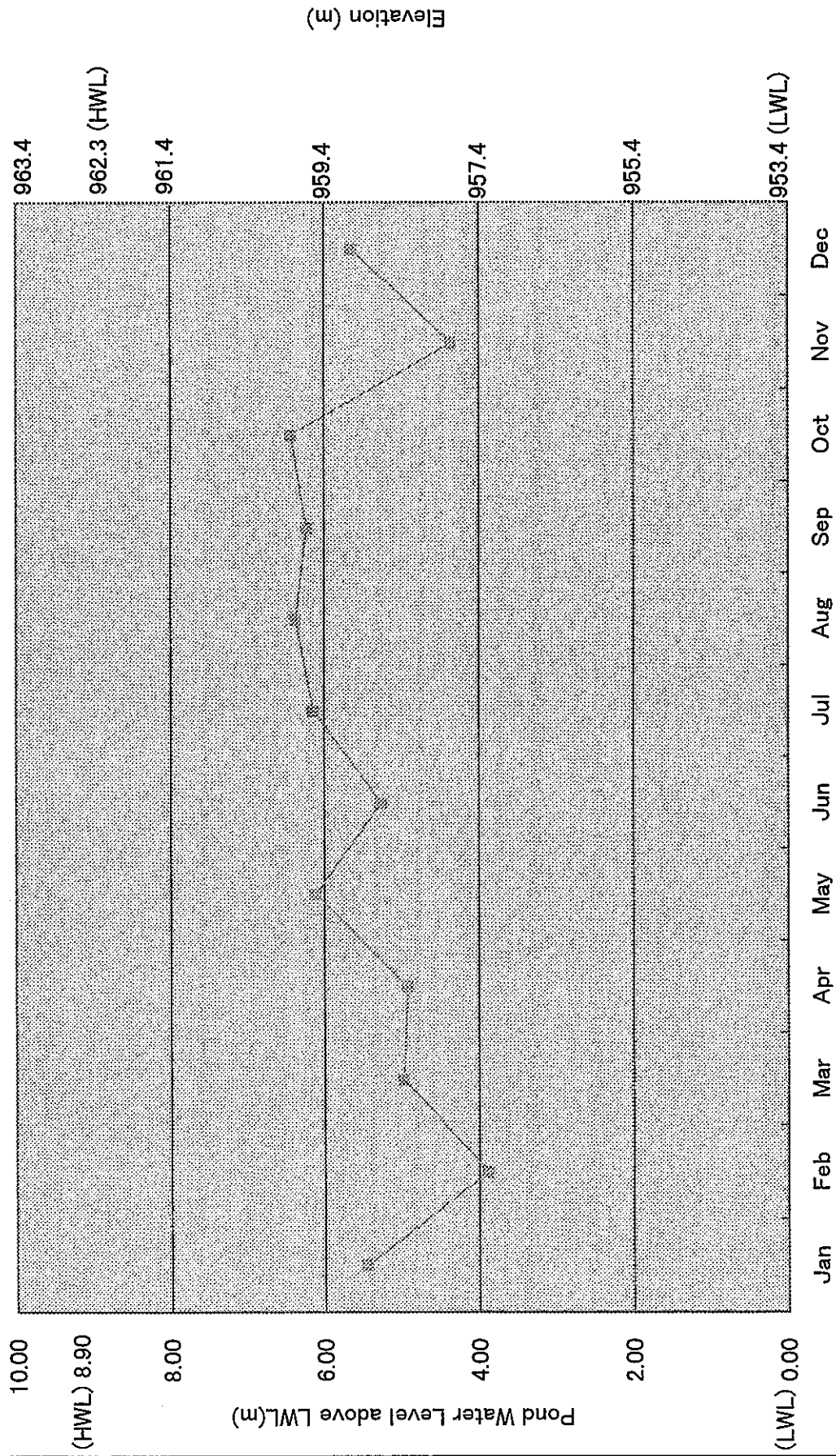
Norton Pond Water Level (Start of Month)



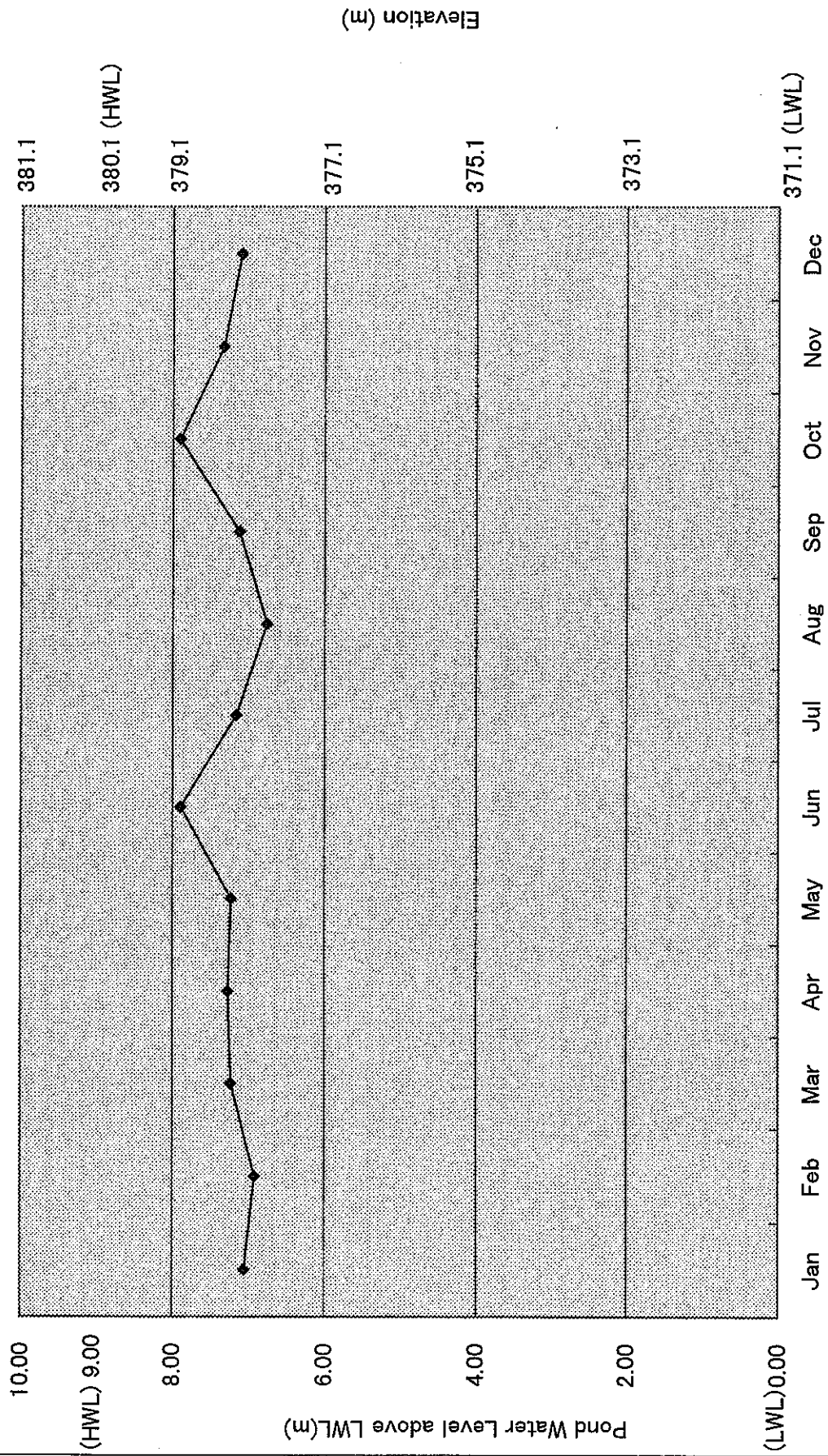
Mousakells Reservoir Water Level (Start of Month)



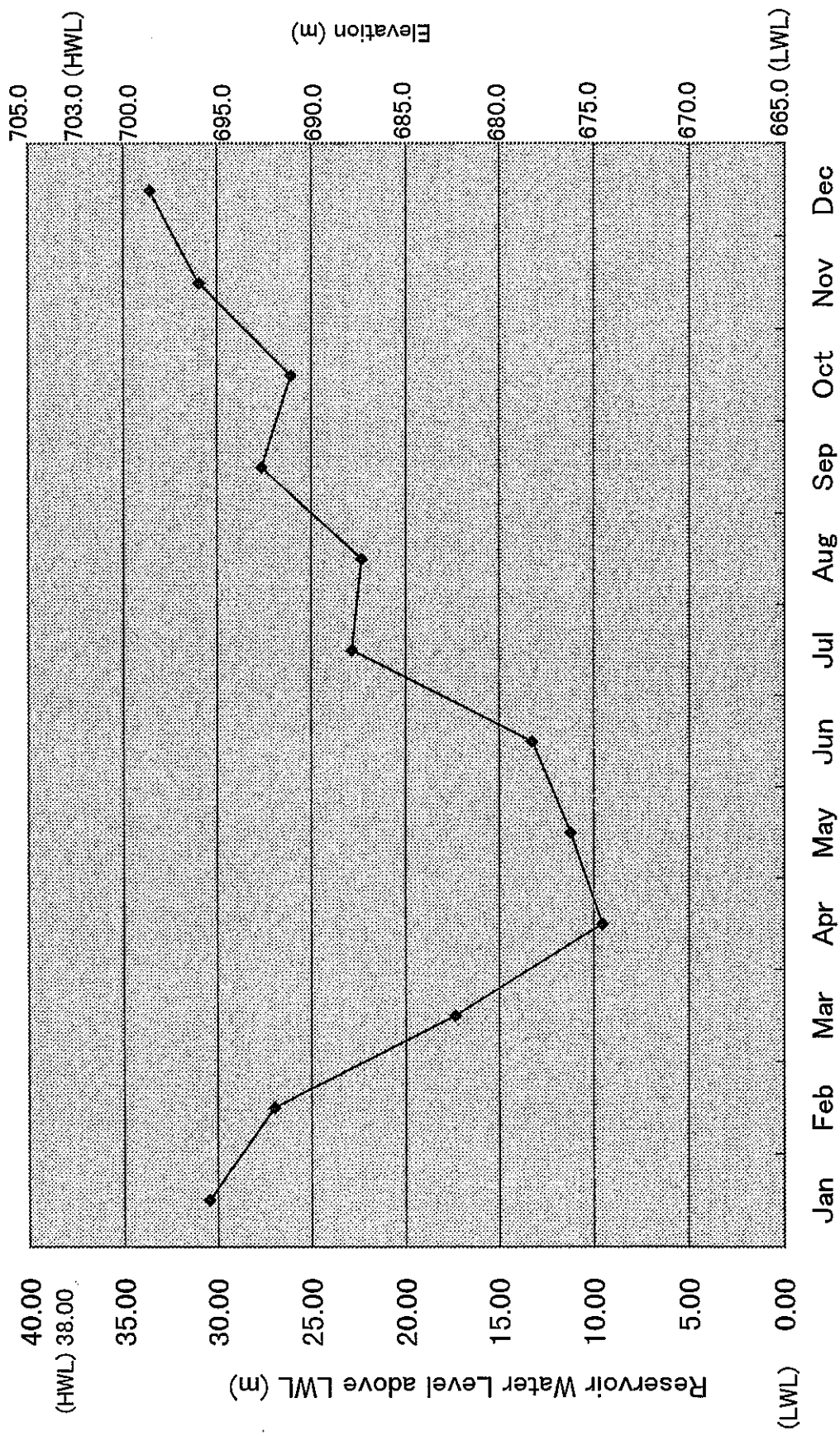
Canyon Pond Water Level (Start of Month)



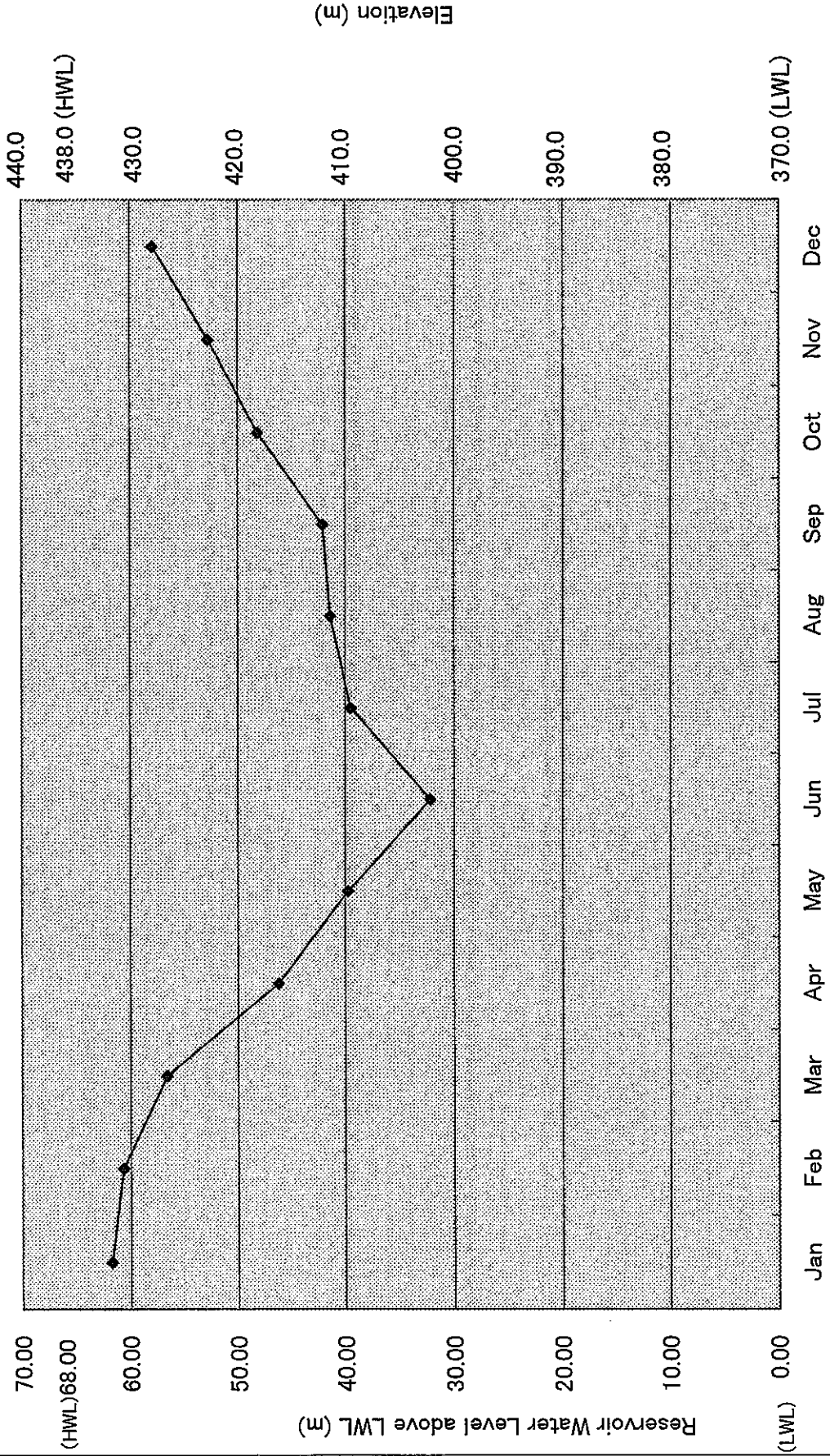
Laxapana Pond Water Level (Start of Month)



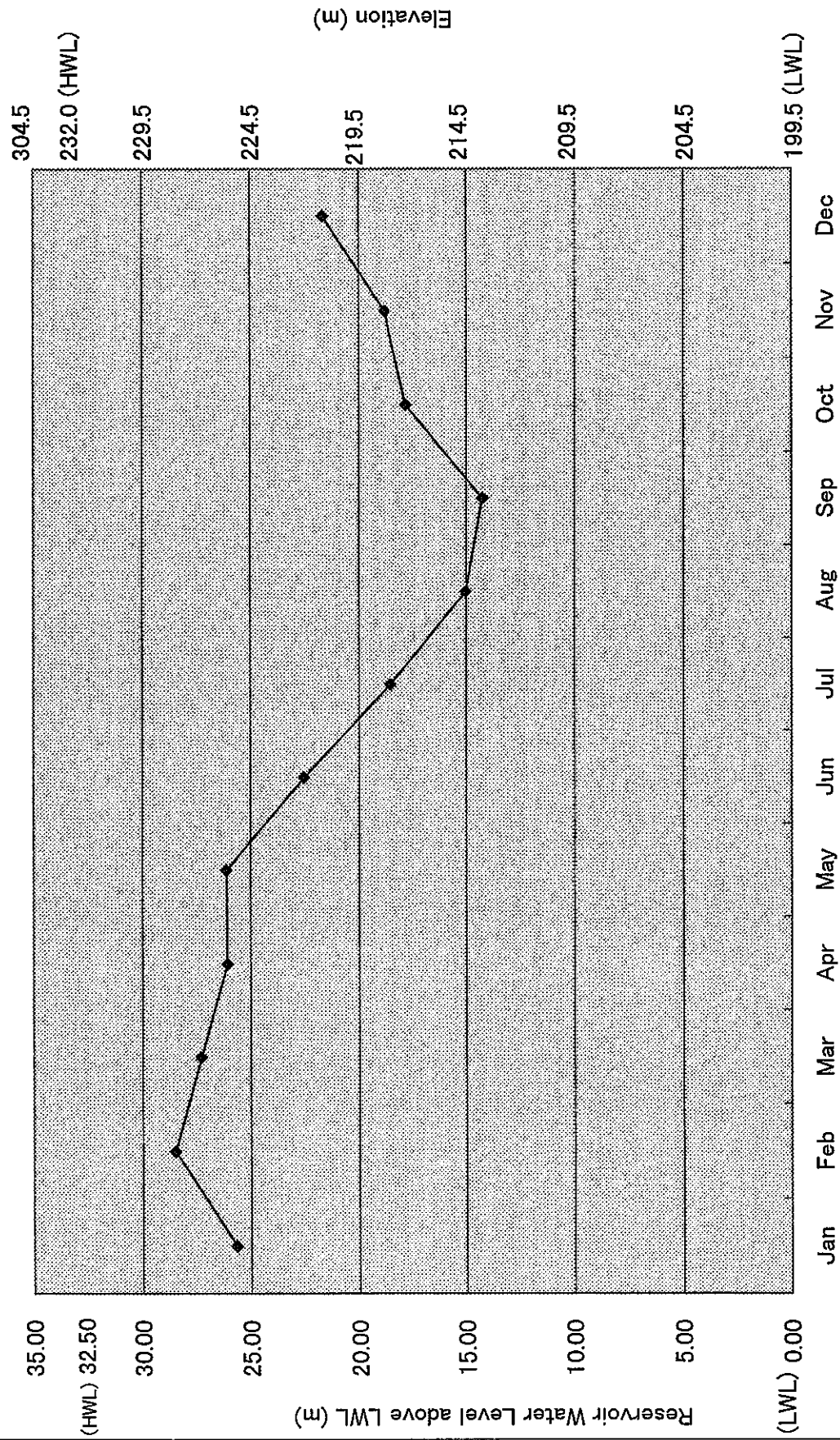
Kotmale Reservoir Water Level (Start of Month)



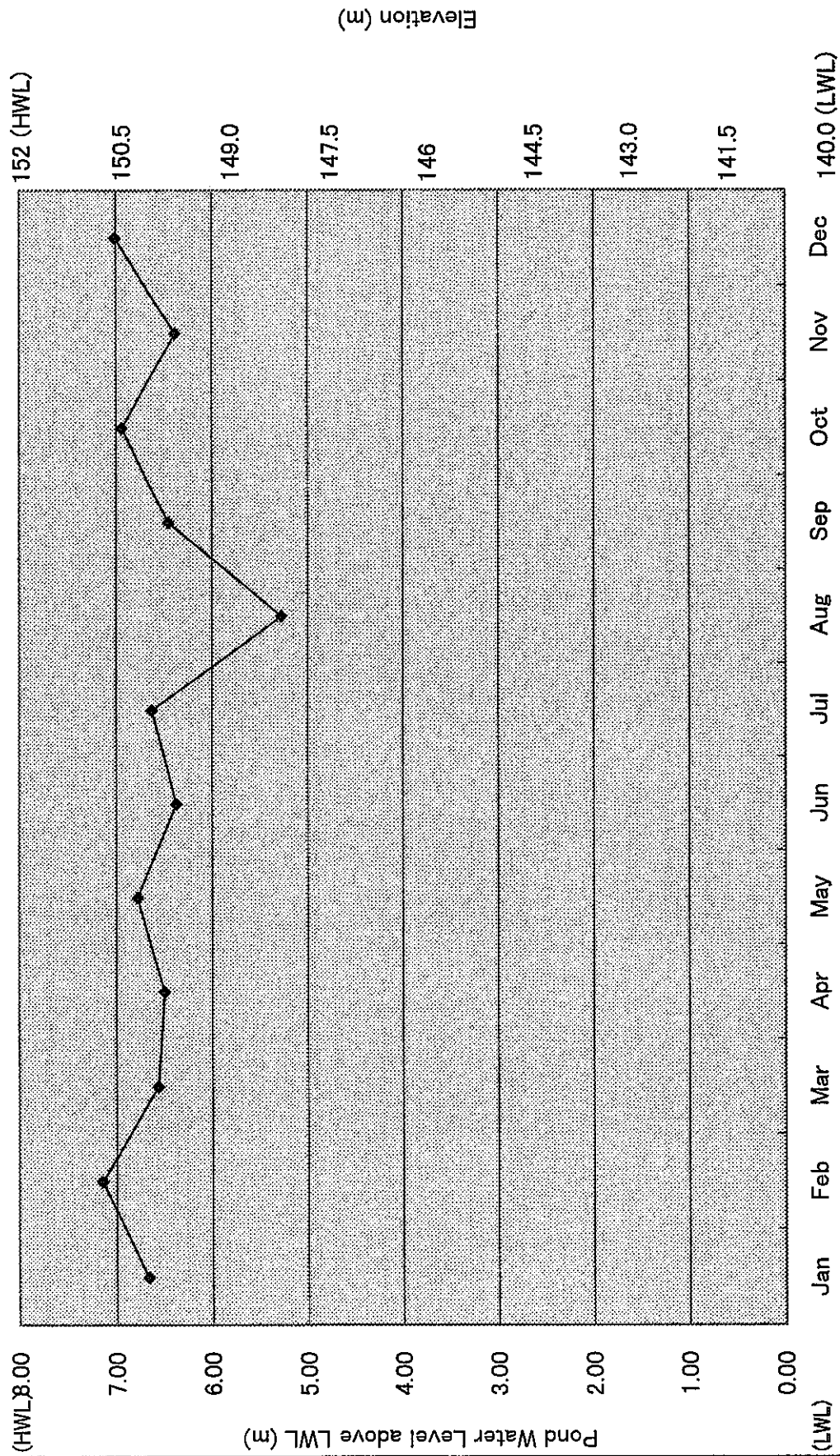
Victoria Reservoir Water Level (Start of Month)



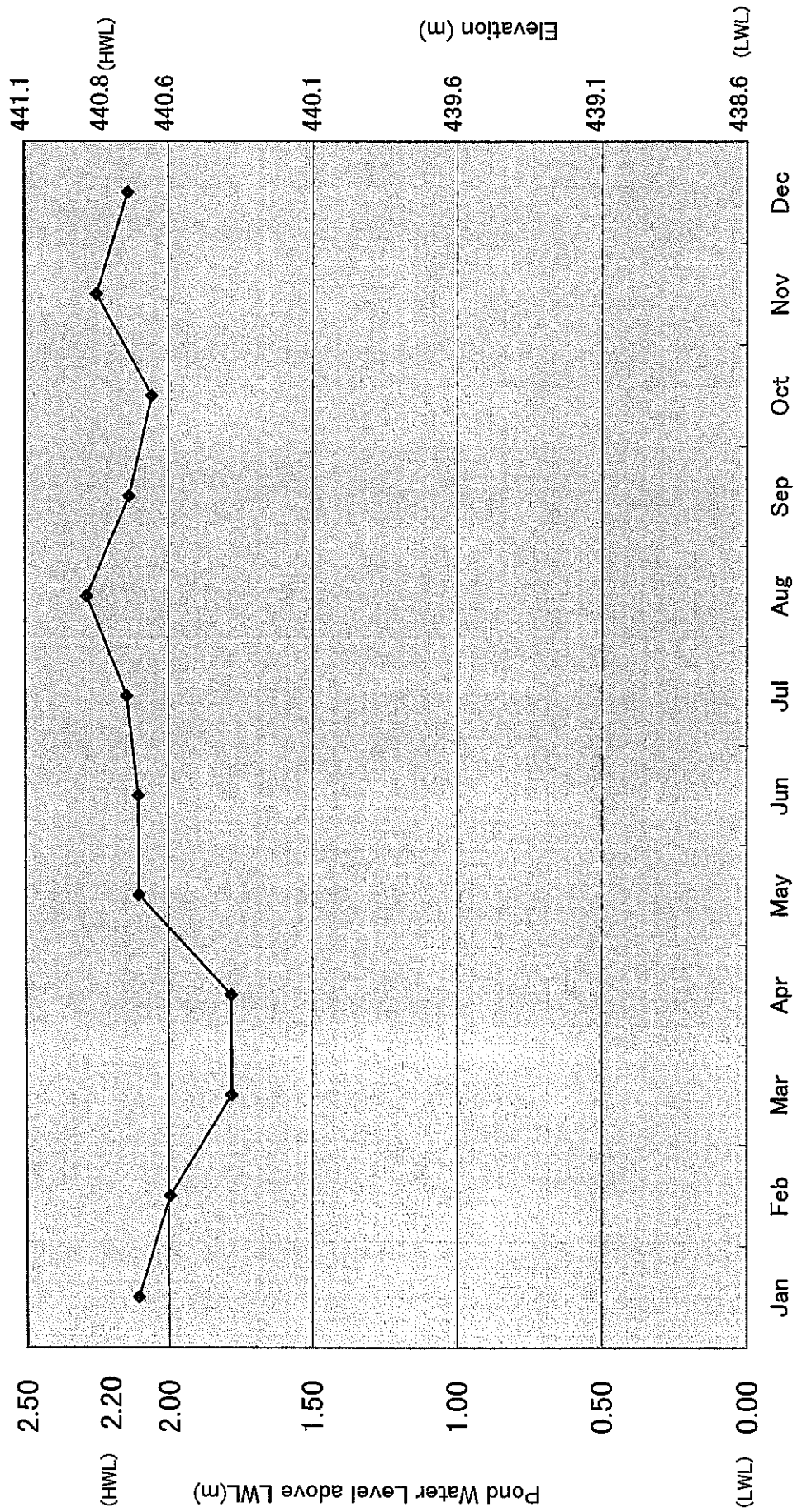
Randenigala Reservoir Water Level (Start of Month)



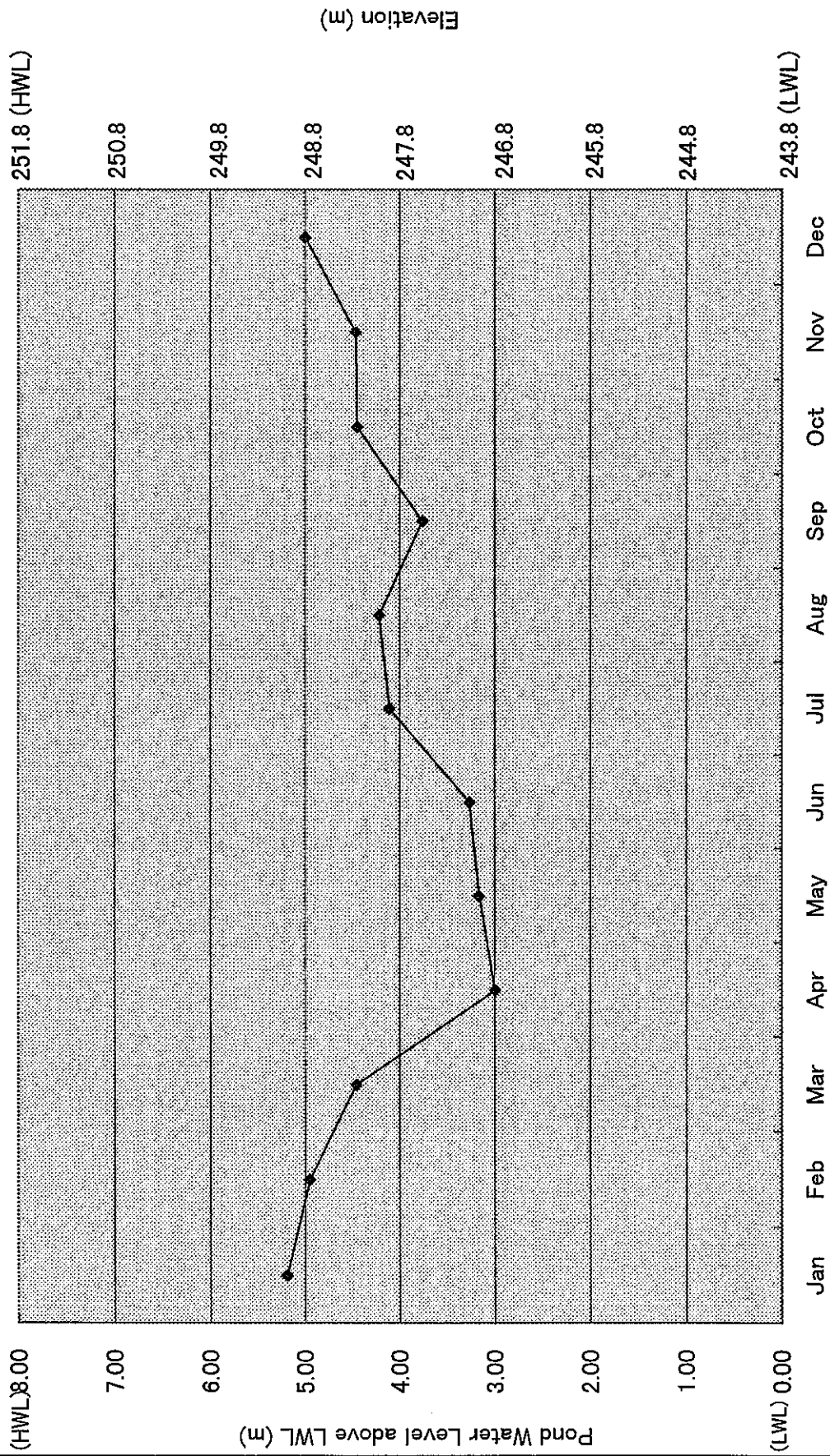
Rantambe Pond Water Level (Start of Month)



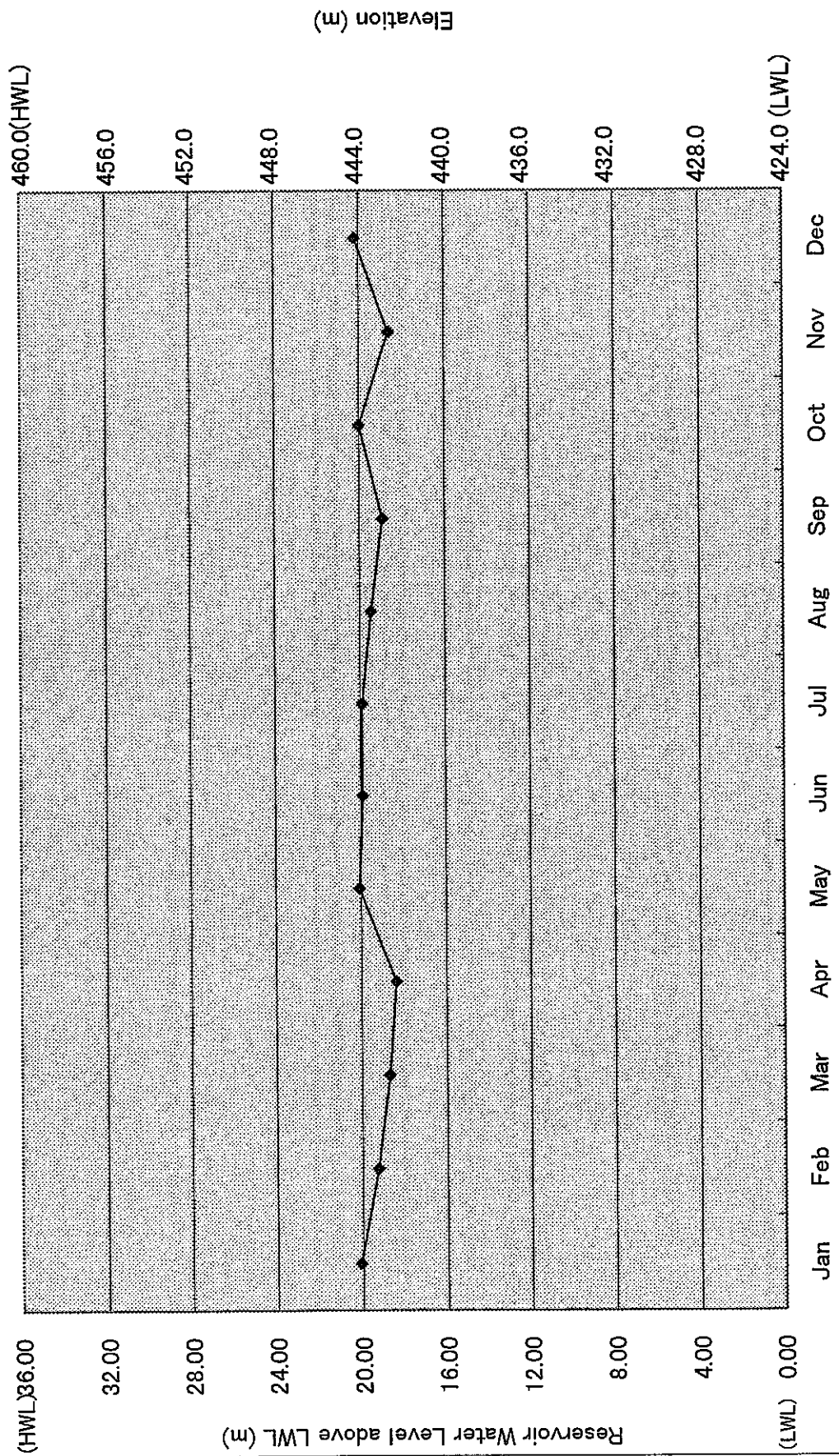
Polgolla Pond Water Level (Start of Month)



Bowatenna Pond Water Level (Start of Month)



Samanalawewa Reservoir Water Level (Start of Month)



ダム別 7ヶ年平均流入量

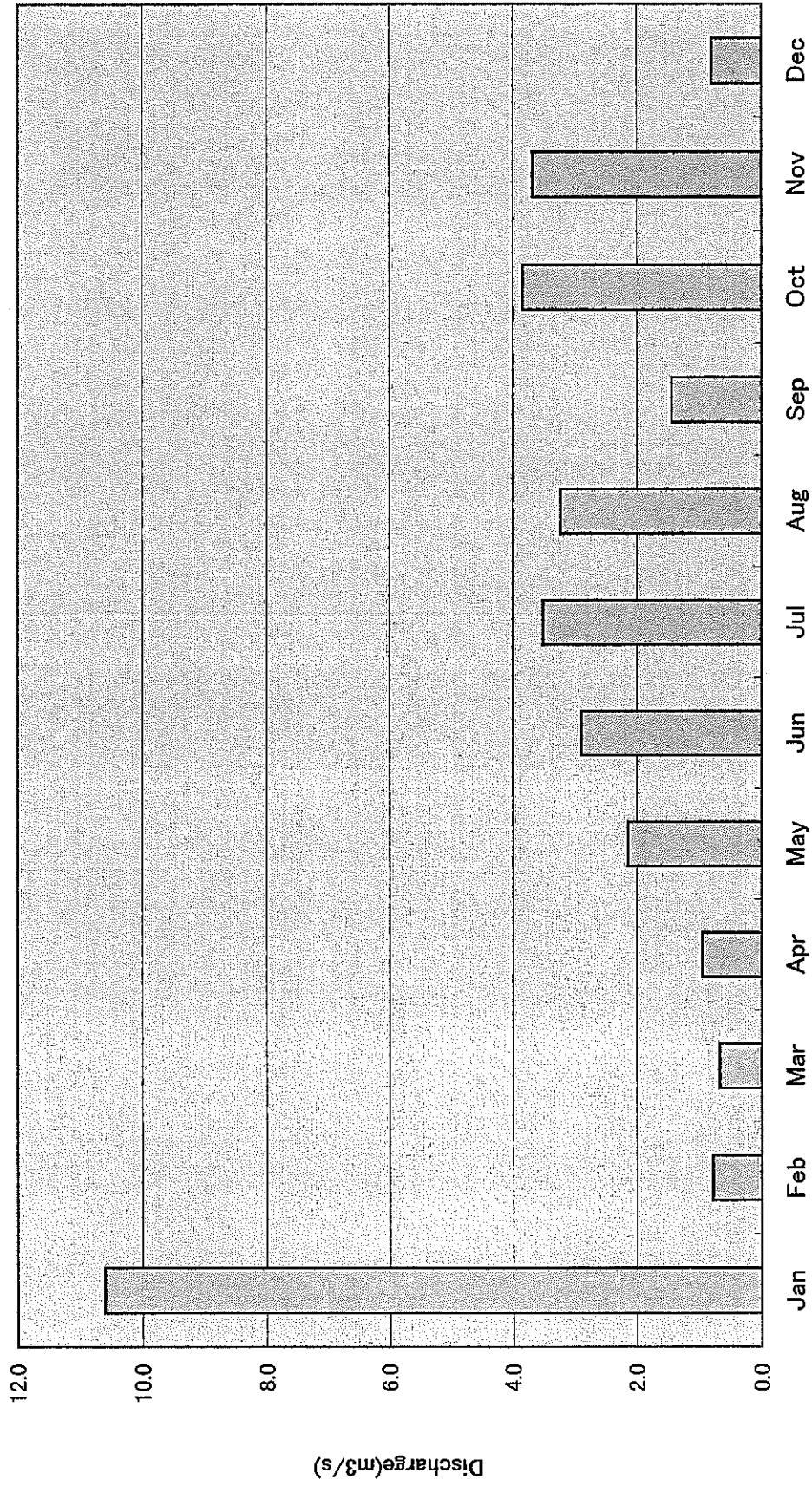
(m³/s)

ダム名	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
ケカニ川水系													
Castlereagh	3.2	2.7	3.1	8.3	8.9	10.8	9.3	6.1	5.9	8.2	8.9	4.8	6.7
Norton	10.6	0.8	0.7	0.9	2.1	2.9	3.5	3.2	1.4	3.8	3.7	0.8	2.9
Mousakells	4.1	3.8	3.8	8.5	15.7	24.2	17.7	13.7	12.3	18.0	13.1	5.6	11.7
Canyon	0.9	10.3	1.0	1.7	4.3	6.6	7.3	5.0	4.5	6.4	4.3	1.6	4.5
Laxapana	0.7	0.5	0.6	1.1	2.5	3.8	4.2	2.8	2.4	3.0	2.5	0.8	2.1
マハウェイ川水系													
Kotmale	14.4	9.3	6.9	12.7	19.4	46.8	42.7	39.7	33.2	44.4	32.3	20.9	26.9
Victoria	22.5	14.2	7.9	9.5	18.4	18.9	22.5	15.2	11.4	31.2	38.2	26.9	19.7
Randnigala	31.8	17.9	6.4	5.7	8.6	6.4	8.2	5.9	6.8	18.7	32.0	32.5	15.1
Rantambe	26.2	17.7	10.0	13.3	16.7	9.1	10.5	8.4	8.2	18.7	33.3	47.7	18.3
Polgolla	10.2	7.4	6.7	18.6	37.3	58.0	40.7	33.1	33.2	45.0	40.6	21.2	29.3
Bowatenne	20.1	14.8	9.5	7.1	7.0	5.0	3.7	4.5	4.2	11.5	20.3	25.1	11.1

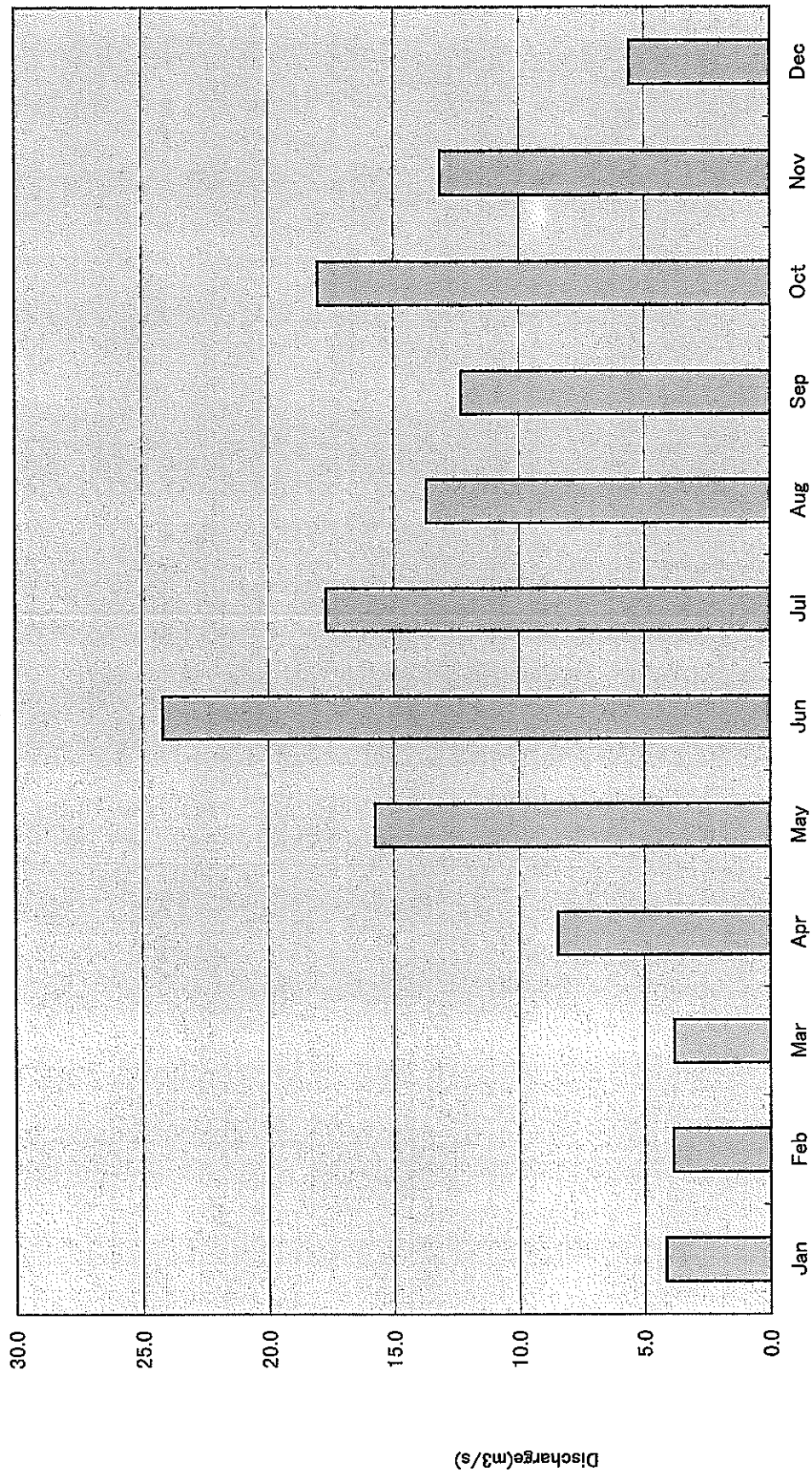
Monthly Average Inflow of Castlereagh Reservoir
(1990/1996)



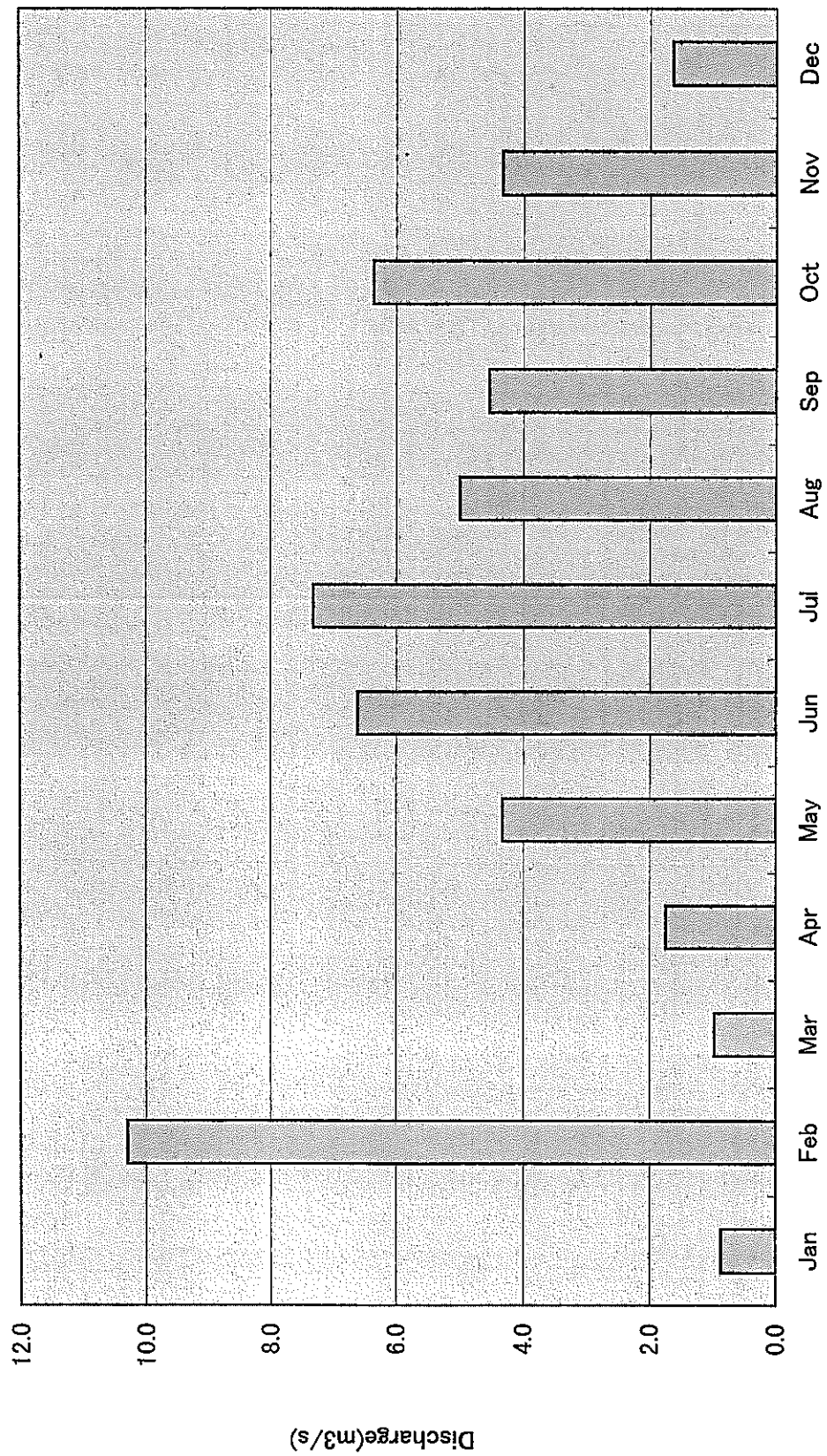
Monthly Average Inflow of Norton Pond
(1990/1996)



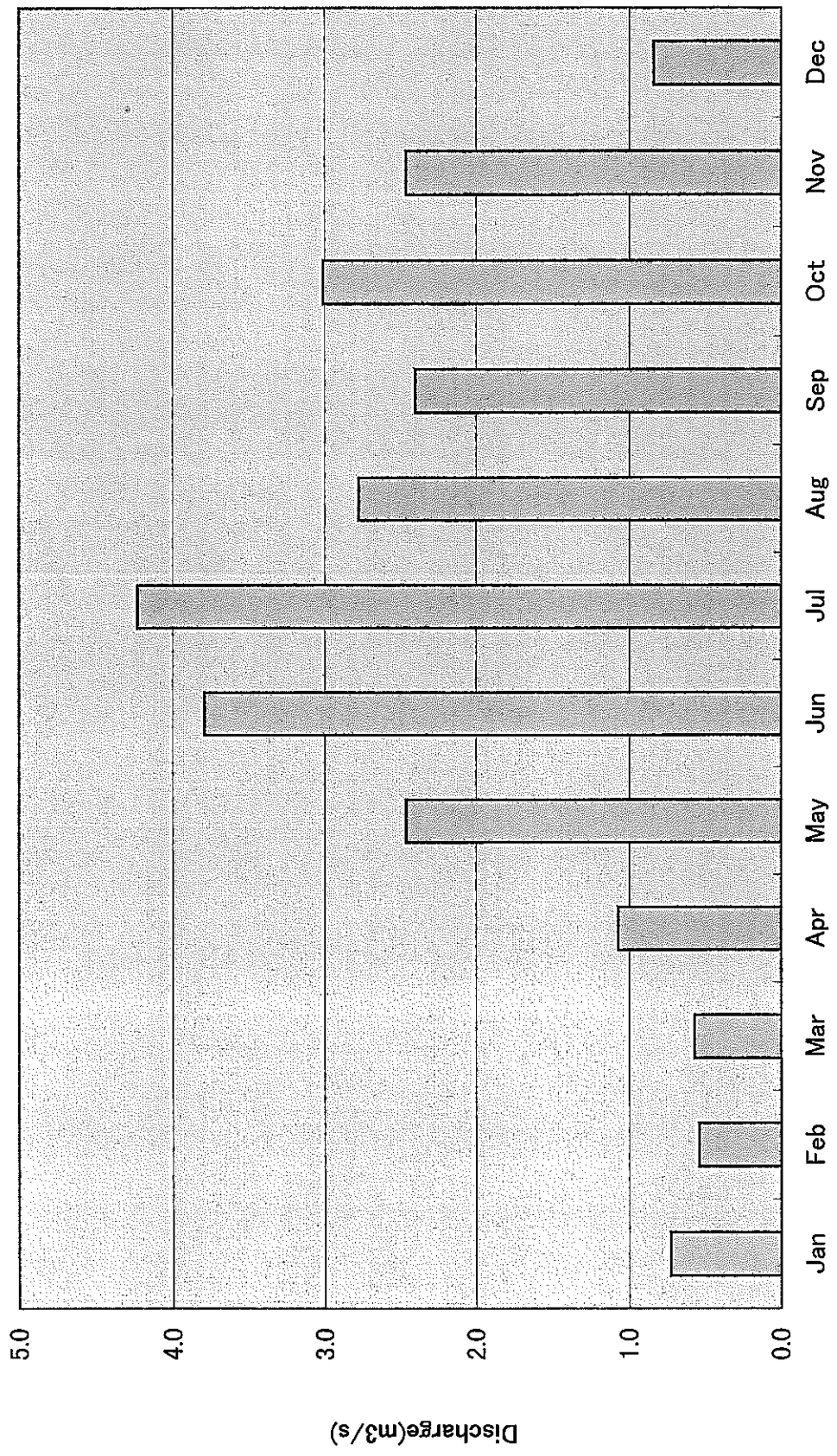
Monthly Average Inflow of Mousakelles Reservoir
(1990/1996)



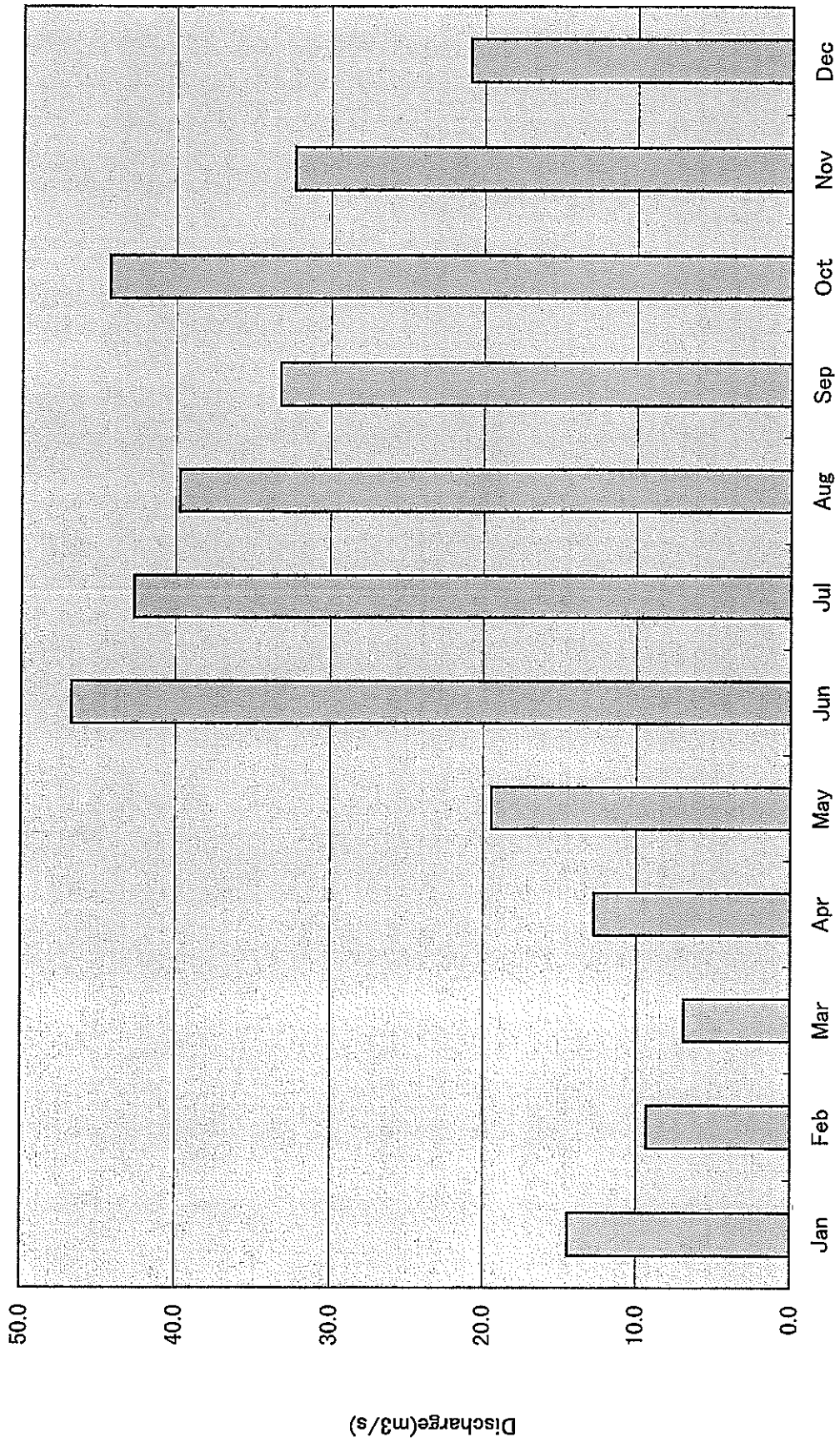
Monthly Average Inflow of Canyon Pond
(1990/1996)



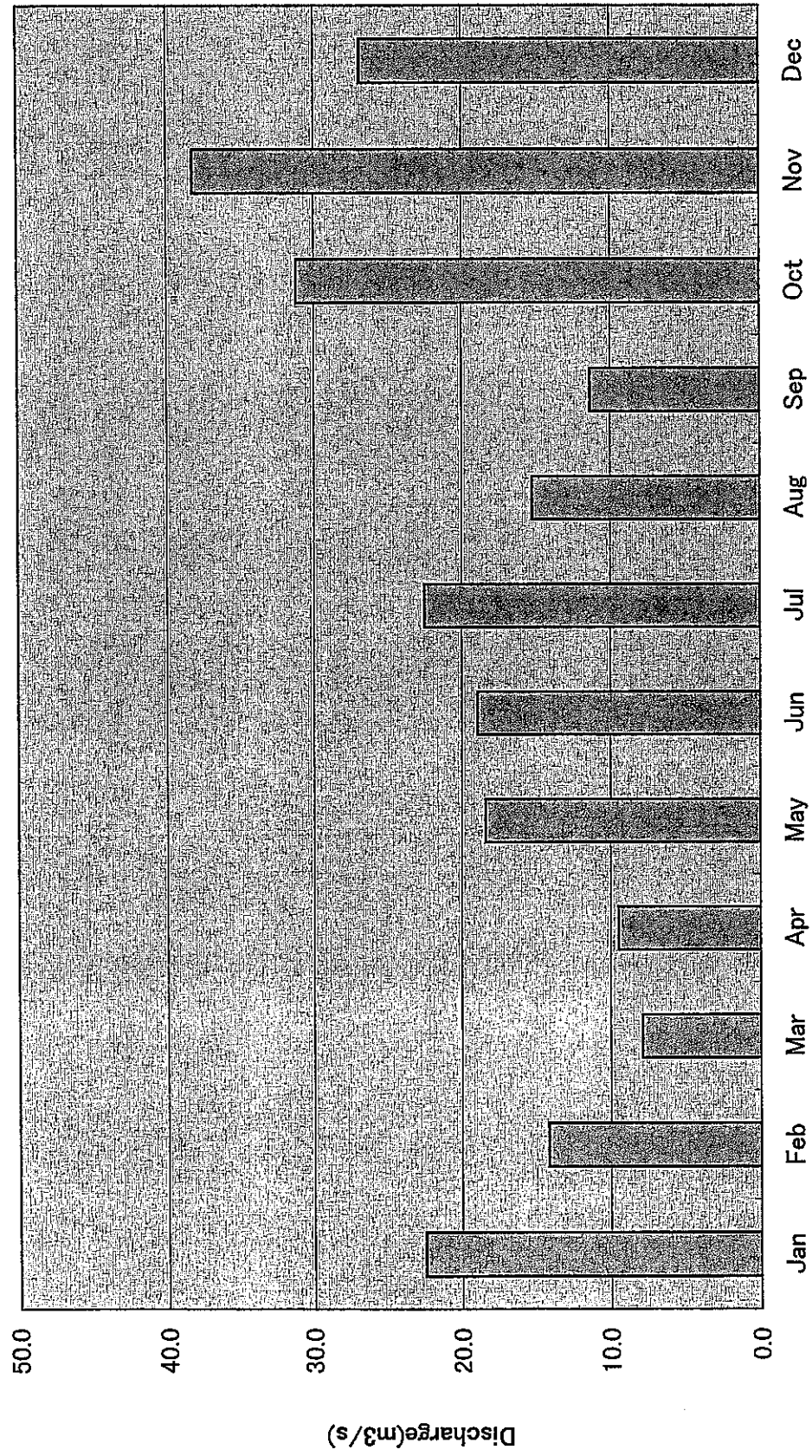
Monthly Average Inflow of Laxapana Pond
(1990/1996)



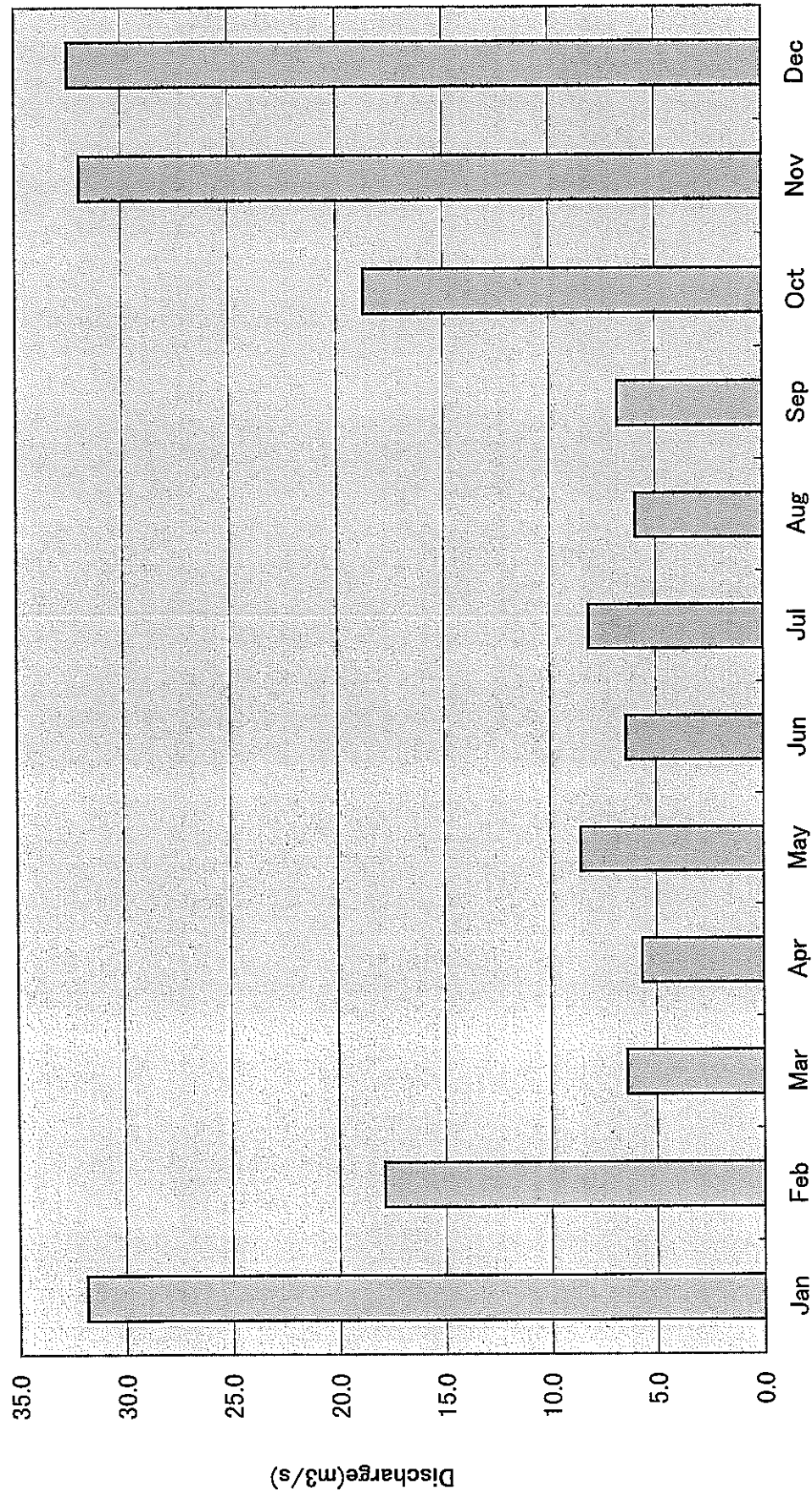
Monthly Average Inflow of Kotmale Reservoir
(1990/1996)



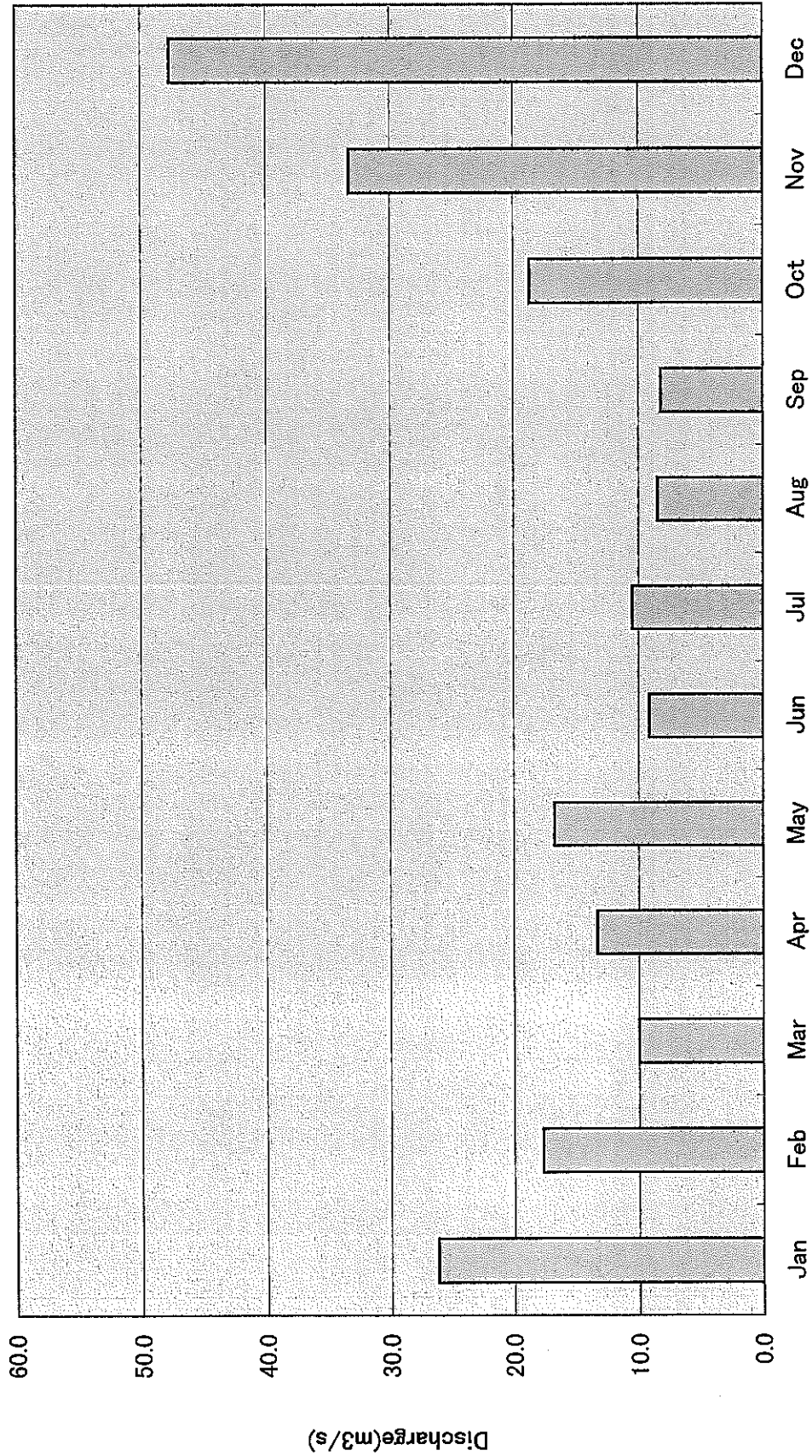
Monthly Average Inflow of Victoria Reservoir
(1990/1996)



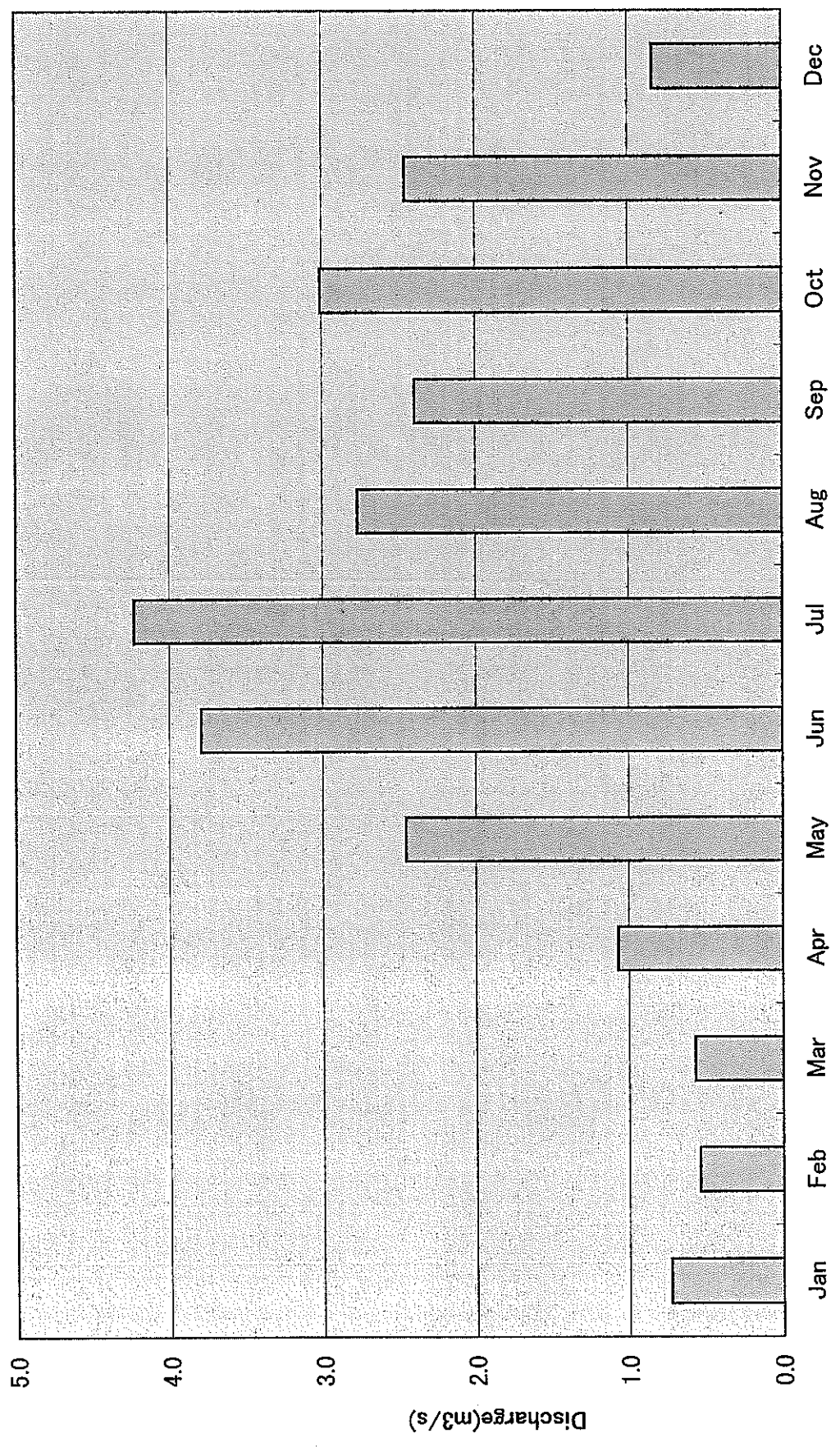
Monthly Average Inflow of Randenigala Reservoir
(1990/1996)



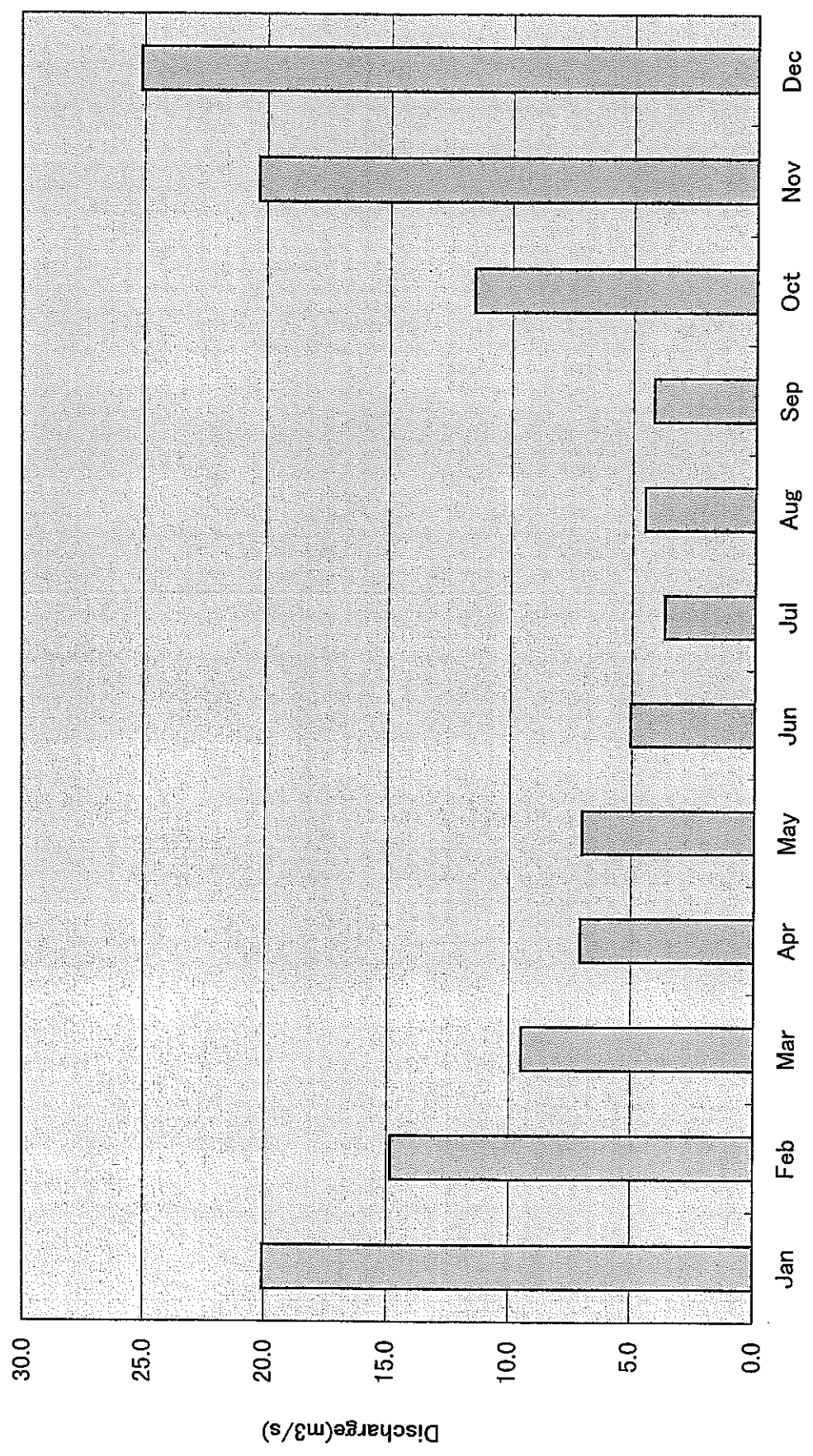
Monthly Average Inflow of Rantambe Pond
(1990/1996)



Monthly Average Inflow of Polgolla Pond
(1990/1996)



Monthly Average Inflow of Bowatenna Pond
(1990/1996)



ダム別月平均水文データ(1990/1999)

水系名及びダム名	Start of Month			Power Releases			Spills			Inflow		
	Month	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)
Kelani川水系 Castlereagh	1	37.10	80.83	1.30	18.61	9.38	0.00	0.00	11.08	24.12	3.24	
	2	29.58	64.44	3.78	15.94	8.04	0.00	0.00	6.82	14.85	2.74	
	3	20.46	44.61	10.43	13.62	6.87	0.00	0.00	9.57	11.85	3.07	
	4	13.71	29.86	10.43	10.28	5.19	0.00	0.00	13.84	30.17	8.27	
	5	14.46	31.51	9.75	16.53	8.33	0.01	0.00	18.23	36.36	8.83	
	6	19.98	43.54	7.52	19.49	9.83	1.71	0.86	29.52	64.33	10.79	
	7	0.70	60.68	4.42	19.20	9.67	0.30	0.15	25.87	56.33	9.26	
	8	34.22	154.53	1.98	23.20	11.70	1.08	0.55	24.94	44.03	6.07	
	9	34.87	75.74	2.06	20.98	10.59	0.06	0.03	20.27	44.13	5.93	
	10	32.29	70.29	1.54	24.15	12.18	3.50	1.77	30.87	596.23	8.23	
	11	38.01	82.78	0.73	28.33	14.29	2.18	1.10	32.38	70.59	8.91	
	12	39.88	78.56	-0.04	23.48	11.84	0.22	0.11	19.04	413.17	4.84	
Total	-	817.37	-	233.81	117.91	9.06	4.57	242.43	1406.16	80.18		
Average	-	68.11	-	19.48	9.83	0.76	0.38	20.20	117.18	6.68		
Kelani川水系 Norton	1	0.25	0.41	0.71	19.94	21.32	0.24	0.39	1.60	2.66	1.06	
	2	0.22	0.36	1.00	17.11	18.30	0.00	0.00	1.21	2.01	0.78	
	3	0.25	0.41	0.73	14.74	15.76	0.11	0.16	1.20	1.84	0.67	
	4	0.20	0.33	2.17	11.03	11.79	0.86	1.44	1.62	2.71	0.94	
	5	0.22	0.37	2.24	16.42	17.56	3.69	6.19	3.57	5.23	2.14	
	6	0.24	0.41	0.76	21.56	23.06	13.59	20.44	13.97	23.39	2.89	
	7	0.26	0.44	0.55	23.64	25.31	6.74	11.31	10.88	16.48	3.51	
	8	0.24	0.41	0.54	26.18	28.00	10.82	18.15	12.79	19.70	3.23	
	9	0.26	0.43	0.70	23.48	25.12	4.06	6.78	6.36	10.62	1.44	
	10	0.25	0.42	0.42	22.83	24.74	9.85	16.49	6.65	11.10	3.84	
	11	0.27	0.45	0.50	22.66	24.23	24.23	22.07	5.30	8.86	3.68	
	12	0.26	0.44	0.65	23.37	25.00	2.84	4.77	2.49	4.14	0.80	
Total	-	4.88	-	242.96	260.19	65.96	108.19	67.64	108.74	24.98		
Average	-	0.41	-	20.25	21.68	5.50	9.02	5.64	9.06	2.08		
Kelani川水系 Mousakells	1	102.37	230.63	2.50	26.74	11.91	0.00	0.00	10.48	23.73	4.13	
	2	85.52	193.77	4.73	25.36	11.29	0.00	0.00	7.07	15.98	3.83	
	3	67.21	136.76	7.59	30.42	13.55	0.03	0.01	7.71	14.58	3.79	
	4	44.47	100.61	11.67	27.83	12.39	1.71	0.76	17.62	39.95	8.46	
	5	28.03	63.43	13.72	19.85	8.84	0.15	0.07	33.79	70.21	15.73	
	6	52.18	118.29	10.82	25.76	11.47	10.60	4.72	60.19	136.49	24.19	
	7	75.72	171.67	6.62	27.88	12.45	3.65	4.33	44.74	101.41	17.67	
	8	88.93	201.61	4.33	26.15	11.64	4.14	1.84	39.57	72.74	13.69	
	9	98.21	232.62	2.98	30.88	13.75	4.75	2.12	39.78	90.05	12.31	
	10	94.09	213.11	1.96	33.46	14.90	9.51	4.23	47.27	107.15	17.99	
	11	106.43	241.14	1.94	32.67	14.55	7.12	2.77	40.15	91.03	13.14	
	12	107.70	243.81	1.71	28.03	12.48	0.37	0.17	18.02	40.77	5.59	
Total	-	2147.45	-	335.03	149.22	42.03	21.02	366.39	804.09	140.52		
Average	-	178.95	-	27.92	12.44	3.50	1.75	30.53	67.01	11.71		

ダム別月平均水文データ(1990/1999)

水系名及びダム名	Month	Start of Month			Power Releases			Spills			Inflow		
		Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Inflow (m ³ /s)
Kelani川水系 Canyon	1	0.45	0.95	3.45	30.63	37.26		0.15	0.18		3.94	7.07	0.87
	2	0.40	0.63	5.02	28.68	34.89		0.02	0.02		3.39	6.16	1.03
	3	0.45	0.82	3.93	34.97	42.54		0.31	0.37		4.80	7.99	0.97
	4	0.43	0.86	3.97	34.88	41.94		0.41	0.13		5.56	11.44	1.74
	5	0.47	0.85	2.79	27.35	33.27		0.95	1.16		21.19	13.20	4.33
	6	0.44	0.90	3.63	35.66	43.25		18.24	22.19		15.76	33.22	6.61
	7	0.56	1.09	2.76	37.36	45.25		9.27	11.24		16.85	26.04	7.31
	8	0.52	0.98	2.53	32.06	34.63		9.06	11.35		13.24	22.00	5.00
	9	0.52	0.89	2.68	37.64	46.31		10.15	12.34		10.89	22.26	4.54
	10	0.51	0.77	2.46	35.51	44.22		21.73	26.44		12.93	25.99	6.36
	11	0.57	1.04	4.54	35.31	42.65		14.43	17.55		12.97	19.60	4.33
	12	0.52	0.97	3.25	31.80	39.02		1.83	2.23		6.06	9.49	1.63
Total	-	10.75	-	-	401.85	485.23		86.55	105.20		127.58	204.46	44.72
Average	-	0.90	-	-	33.49	40.44		7.21	8.77		10.63	17.04	3.73
Kelani川水系 Laxapana	1	0.08	0.04	1.95	52.92	31.68		0.34	0.21		2.54	1.42	0.73
	2	0.07	0.04	2.09	48.00	28.65		0.02	0.01		3.05	1.84	0.54
	3	0.08	0.04	1.77	50.72	30.62		0.85	0.51		2.75	1.60	0.57
	4	0.08	0.08	1.74	46.37	27.95		3.16	1.92		3.51	2.14	0.77
	5	0.15	0.09	1.78	45.88	27.67		9.77	5.94		10.95	6.50	2.46
	6	0.10	0.06	1.10	66.78	40.33		34.72	21.11		26.05	15.78	3.79
	7	0.07	0.04	1.84	72.98	44.07		23.15	13.18		24.38	32.70	4.23
	8	0.06	0.04	2.25	69.31	41.77		22.17	13.47		21.94	12.12	2.77
	9	0.07	0.04	1.88	67.77	40.87		26.37	15.93		22.88	13.76	2.40
	10	0.08	0.05	1.09	63.34	38.16		48.57	29.26		31.54	18.91	3.01
	11	0.09	0.05	1.68	60.85	36.69		32.63	23.57		21.34	12.91	2.46
	12	0.08	0.12	1.91	58.05	34.82		6.01	3.72		7.05	4.25	0.84
Total	-	0.69	-	-	702.97	423.28		207.76	128.83		177.98	123.93	24.87
Average	-	0.06	-	-	58.58	35.27		17.31	10.74		14.83	10.33	3.83
Walawe川水系 Samanalawewa	1	44.98	35.23	15.91	23.36	18.61		5.88	4.59		22.66	17.85	
	2	38.62	30.08	16.75	17.53	13.67		5.15	4.00		19.15	15.10	
	3	35.01	27.25	17.31	13.24	10.19		5.03	3.91		17.27	13.52	
	4	34.01	26.46	17.63	27.60	21.14		6.10	4.75		39.73	30.93	
	5	22.90	17.61	15.94	26.02	20.04		9.94	7.72		37.02	23.58	
	6	42.64	33.28	16.11	21.82	16.98		5.24	4.11		27.61	19.58	
	7	43.19	33.74	16.10	15.29	12.02		5.32	4.15		15.74	12.26	
	8	38.33	29.73	16.53	11.74	9.28		5.21	4.08		12.28	7.62	
	9	33.65	26.00	17.10	15.17	11.79		3.81	2.97		18.07	14.13	
	10	23.49	18.07	16.00	25.14	19.48		3.92	3.05		37.76	29.49	
	11	40.08	31.10	17.39	30.48	23.63		9.51	7.61		49.59	39.32	
	12	49.68	38.86	15.82	30.30	23.93		8.66	6.95		41.99	33.38	
Total	446.58	347.41	198.59	257.69	200.76		73.77	57.89		338.87	256.76	-	
Average	37.22	28.95	16.55	21.47	16.73		6.15	4.82		28.24	21.40	-	

ダム別月平均水文データ (1990/1999)

水系名及びダム名	Start of Month			Power Releases			Spills			Inflow					
	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Water Level (m)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Inflow (m ² /s)
Mahaweli川水系 Kotmale	1	109.18	54.49	7.57	59.88	31.47	0.78	0.43	44.97	23.85	14.41	9.30	24.72	11.92	6.93
	2	93.48	46.36	11.02	58.80	30.67	0.37	0.20	24.72	11.92	6.93	9.30	15.73	6.46	12.73
	3	55.85	27.49	20.64	40.95	21.10	0.00	0.00	25.14	12.31	19.44	46.76	40.93	17.82	59.88
	4	30.63	14.82	28.46	28.01	14.28	0.00	0.00	111.53	58.25	42.71	39.73	101.71	51.44	39.73
	5	20.51	9.86	26.80	35.44	18.05	0.00	0.00	94.14	50.93	33.20	44.36	125.28	60.40	32.30
	6	37.73	17.99	24.77	71.55	36.89	6.23	3.29	875.36	454.84	322.78	26.90	72.95	37.90	26.90
	7	77.97	38.38	15.14	92.71	49.51	4.78	2.63	86.80	42.14	22.50	22.50	86.80	42.14	22.50
	8	92.01	45.29	15.68	102.29	56.55	6.31	3.44	48.99	23.70	14.17	7.87	48.99	23.70	14.17
	9	95.11	48.99	10.35	102.95	54.30	5.97	3.12	15.99	6.37	9.49	9.49	15.99	6.37	9.49
	10	76.42	37.88	11.91	91.60	48.84	6.29	3.41	20.18	8.66	8.66	8.66	20.18	8.66	8.66
	11	112.80	60.08	7.03	92.50	49.80	6.32	3.45	26.21	11.62	18.40	18.40	26.21	11.62	18.40
	12	122.63	64.99	4.42	78.03	38.00	3.45	1.90	47.01	20.26	18.94	18.94	47.01	20.26	18.94
Total	-	466.62	-	854.71	449.46	40.50	21.87	39.01	16.89	22.53	22.53	39.01	16.89	22.53	22.53
Average	-	38.89	-	71.23	37.46	3.38	1.82	41.09	15.02	15.24	15.24	41.09	15.02	15.24	15.24
Mahaweli川水系 Victoria	1	558.15	229.46	6.25	144.85	73.22	18.33	9.09	86.80	42.14	22.50	22.50	86.80	42.14	22.50
	2	538.89	219.54	7.35	111.48	55.30	4.93	2.45	48.99	23.70	14.17	14.17	48.99	23.70	14.17
	3	471.43	109.53	11.37	168.70	79.79	0.12	0.05	15.99	6.37	9.49	9.49	15.99	6.37	9.49
	4	328.73	130.02	21.74	145.47	66.07	0.00	0.00	20.18	8.66	8.66	8.66	20.18	8.66	8.66
	5	188.54	71.95	28.22	110.31	47.14	0.00	0.00	26.21	11.62	18.40	18.40	26.21	11.62	18.40
	6	199.51	77.83	35.84	90.41	41.08	0.20	0.10	47.01	20.26	18.94	18.94	47.01	20.26	18.94
	7	270.85	107.42	28.50	97.70	45.30	4.91	2.38	39.01	16.89	22.53	22.53	39.01	16.89	22.53
	8	294.20	117.10	26.63	122.18	56.21	5.90	2.92	41.09	15.02	15.24	15.24	41.09	15.02	15.24
	9	299.65	121.41	25.88	124.00	57.16	0.00	0.00	48.99	23.86	11.36	11.36	48.99	23.86	11.36
	10	279.90	110.55	19.85	107.15	50.66	0.78	0.38	84.40	38.86	31.19	31.19	84.40	38.86	31.19
	11	421.82	173.68	15.29	110.94	54.88	42.29	20.84	91.73	45.27	38.23	38.23	91.73	45.27	38.23
	12	505.54	210.54	10.11	130.09	65.99	70.78	35.20	125.73	62.85	26.93	26.93	125.73	62.85	26.93
Total	-	1679.03	-	1463.28	692.80	148.24	73.41	676.09	315.50	263.75	263.75	676.09	315.50	263.75	263.75
Average	-	139.92	-	121.94	57.73	12.35	6.12	56.34	26.29	19.74	19.74	56.34	26.29	19.74	19.74
Mahaweli川水系 Randnigala	1	455.55	69.34	6.86	193.34	36.10	18.92	3.68	108.63	19.96	31.84	31.84	108.63	19.96	31.84
	2	510.60	78.58	4.01	186.27	35.02	3.62	0.70	78.94	14.26	17.87	17.87	78.94	14.26	17.87
	3	488.98	74.07	5.21	214.89	40.69	0.00	0.00	21.45	3.68	6.39	6.39	21.45	3.68	6.39
	4	464.36	70.02	6.43	178.37	33.27	0.00	0.00	25.96	4.73	5.67	5.67	25.96	4.73	5.67
	5	405.91	61.02	6.39	201.23	33.93	0.01	0.01	18.36	2.71	8.56	8.56	18.36	2.71	8.56
	6	388.68	57.22	9.97	178.95	30.32	0.00	0.00	22.49	2.25	6.40	6.40	22.49	2.25	6.40
	7	312.86	45.20	13.97	176.48	28.42	1.61	0.27	8.71	1.43	8.16	8.16	8.71	1.43	8.16
	8	243.59	34.37	17.47	149.40	25.11	0.00	0.00	10.73	1.34	5.93	5.93	10.73	1.34	5.93
	9	230.56	34.76	18.24	89.85	16.22	0.00	0.00	14.99	2.38	6.76	6.76	14.99	2.38	6.76
	10	236.37	33.09	14.66	105.22	16.55	0.00	0.00	27.01	4.34	18.71	18.71	27.01	4.34	18.71
	11	312.43	47.57	13.71	130.98	23.12	21.61	4.02	63.21	11.32	31.96	31.96	63.21	11.32	31.96
	12	376.27	58.27	10.85	159.21	24.07	54.51	10.65	80.76	14.23	32.50	32.50	80.76	14.23	32.50
Total	-	663.51	-	1964.19	342.82	100.28	19.32	481.24	82.63	180.75	180.75	481.24	82.63	180.75	180.75
Average	-	55.29	-	163.68	28.57	8.36	1.61	40.10	6.89	15.06	15.06	40.10	6.89	15.06	15.06

ダム別月平均水文データ (1990/1999)

水系名及びダム名	Month	Start of Month			Water Level (m)	Power Releases			Spills			Inflow		
		Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Generation (GWh)		Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Volume (10 ⁶ m ³)	Generation (GWh)	Inflow (m ³ /s)
Mahaweli川水系 Rantambe	1	65.35	9.91	22.72	1.34	248.54	22.72	25.96	3.06	76.37	7.59	26.16		
	2	10.80	0.72	16.04	0.86	197.88	16.04	24.01	1.96	30.17	2.40	17.70		
	3	64.94	10.26	20.38	1.44	227.31	20.38	0.00	0.00	13.88	1.30	10.00		
	4	10.77	0.71	15.37	1.51	193.11	15.37	0.01	0.00	14.99	1.18	13.30		
	5	10.57	0.70	16.70	1.23	209.89	16.70	0.04	0.00	14.77	1.16	16.74		
	6	10.84	0.71	13.79	1.63	157.27	13.79	11.60	0.89	5.07	0.37	9.13		
	7	11.01	0.73	13.76	1.38	171.01	13.76	10.17	0.79	4.83	0.38	10.51		
	8	38.04	4.57	11.34	2.73	142.68	11.34	10.62	0.84	4.31	0.31	8.43		
	9	10.67	0.70	6.91	1.55	86.89	6.91	10.07	0.78	8.52	0.19	8.19		
	10	10.70	0.71	19.51	1.06	131.09	19.51	0.41	0.03	25.61	2.04	18.66		
	11	10.57	0.69	14.70	1.62	182.23	14.70	21.58	1.75	52.58	4.17	33.30		
	12	11.91	0.79	18.35	0.99	224.69	18.35	60.67	4.92	71.32	5.68	47.66		
Total	266.17	31.20	17.34	17.34	2172.59	189.57	175.14	15.02	322.42	27.30	219.78			
Average	22.18	2.60	15.80	1.45	181.05	15.80	14.60	1.25	26.87	2.28	18.32			
Mahaweli川水系 Polgolla	1	2.35	0.44	8.95	0.09	47.84	8.95	57.13	10.71	46.29	8.66	10.24		
	2	2.02	0.38	10.57	0.20	56.45	10.57	16.65	3.14	16.40	3.08	7.41		
	3	1.86	0.35	7.97	0.42	42.37	7.97	10.36	1.94	14.95	1.82	6.69		
	4	1.99	0.37	7.32	0.42	39.05	7.32	26.99	5.29	38.69	7.24	18.63		
	5	1.91	0.36	8.79	0.10	46.84	8.79	56.16	10.56	69.92	12.11	37.30		
	6	2.14	0.40	17.34	0.09	92.26	17.34	114.94	22.01	130.59	22.08	58.01		
	7	2.08	0.38	20.71	0.05	110.15	20.71	86.94	16.76	103.08	16.76	40.73		
	8	2.23	0.42	21.09	-0.09	112.01	21.09	82.43	15.48	86.44	14.52	33.14		
	9	2.12	0.41	18.15	0.06	96.37	18.15	87.46	16.36	68.14	14.53	33.16		
	10	1.81	0.34	18.00	0.14	95.56	18.00	147.04	27.58	144.35	27.23	45.01		
	11	2.13	0.40	17.93	-0.05	95.60	17.93	145.21	28.32	125.36	28.75	40.61		
	12	2.16	0.40	12.09	0.06	64.63	12.09	88.76	16.78	92.20	14.98	21.21		
Total	-	4.65	168.91	-	899.13	168.91	920.07	174.93	936.41	171.76	352.14			
Average	-	0.39	14.08	-	74.93	14.08	76.67	14.58	78.03	14.31	29.35			
Mahaweli川水系 Bowatenne	1	20.69	2.01	4.49	2.81	34.60	4.49	29.15	3.47	53.48	6.40	20.07		
	2	17.82	1.99	2.09	3.05	17.88	2.09	15.21	1.82	21.53	2.58	14.84		
	3	17.87	2.01	1.76	3.54	16.27	1.76	8.59	0.98	6.29	0.74	9.50		
	4	12.65	1.41	1.81	5.00	14.51	1.81	3.63	0.40	9.97	1.17	7.09		
	5	10.21	1.14	7.04	4.83	20.25	7.04	3.68	0.42	14.77	1.20	7.03		
	6	12.97	1.44	3.36	4.73	29.02	3.36	16.62	1.91	15.20	1.45	5.04		
	7	15.66	1.74	3.67	3.90	32.77	3.67	22.72	2.63	15.36	1.74	3.69		
	8	16.12	1.80	3.59	3.79	32.07	3.59	20.26	2.34	14.34	1.39	4.49		
	9	15.97	1.78	3.21	4.24	28.60	3.21	16.54	1.91	6.49	0.75	4.16		
	10	14.35	1.60	4.25	3.56	35.91	4.25	20.05	2.33	28.68	3.31	11.53		
	11	16.45	1.83	6.74	3.54	56.80	6.74	22.13	2.63	46.14	5.48	20.34		
	12	19.82	2.23	4.32	3.00	36.36	4.32	43.87	5.21	61.19	8.22	25.13		
Total	-	20.98	46.33	-	355.04	46.33	222.45	26.05	293.44	34.43	132.91			
Average	-	1.75	3.86	-	29.59	3.86	18.54	2.17	24.45	2.87	11.08			