

スリランカ国
セイロン電力庁

スリランカ国
ピーク需要対応型電源最適化計画調査

ファイナルレポート
要 約

平成 27 年 2 月
(2015 年)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)
電源開発株式会社

産公
JR
15-020

目 次

第 1 章 序論

1.1	本件調査に至るまでの経緯	1-1
1.2	本件調査の目的、スコープ	1-2
1.3	調査計画	1-3
1.3.1	調査の流れ	1-3
1.3.2	調査スケジュール	1-4

第 2 章 電力セクターの概要とセクター開発政策

2.1	電力セクターの概要	2-1
2.1.1	電力供給実績	2-1
2.1.2	電力セクター政策	2-2
2.1.3	電力供給実施体制	2-3
2.1.4	電力セクターに対する外国支援	2-4
2.2	電力料金と CEB 財務状況	2-4
2.2.1	電力料金	2-4
2.2.2	CEB 財務状況	2-6

第 3 章 電力需要想定

3.1	電力需要の現状	3-1
3.1.1	電力需要実績	3-1
3.1.2	電化率	3-1
3.1.3	顧客カテゴリ別消費電力量の実績	3-1
3.1.4	送配電損失の状況	3-2
3.1.5	負荷率の状況	3-3
3.1.6	日負荷曲線の現状	3-3
3.2	経済状況と電力需要	3-4
3.2.1	電力需要と GDP の関係	3-5
3.3	需要想定	3-6
3.3.1	電力需要想定	3-6
3.3.2	電力需要想定手法	3-6
3.3.3	需要想定	3-7

第 4 章 電源開発計画

4.1	CEB による発電拡張計画	4-1
4.2	ピーク負荷対応型電源の必要性	4-2
4.3	2025 年時点での電源構成	4-4
4.4	ピーク負荷対応型電源の必要規模	4-4
4.5	ピーク需要対応型電源の投入時期	4-6

第 5 章	系統計画・運用	
5.1	系統運用の現状	5-1
5.1.1	系統運用基準	5-1
5.1.2	系統運用状況	5-2
5.2	系統計画の現状	5-3
5.2.1	首都圏への電力供給対策	5-3
5.2.2	電源開発計画を踏まえた系統計画	5-4
第 6 章	環境社会配慮	
6.1	スリランカ環境の概説	6-1
6.1.1	物理的環境	6-1
6.1.2	スリランカの生態系	6-1
6.1.3	種についての現状	6-2
6.1.4	生物多様性保全の現状	6-4
6.1.5	社会環境	6-6
6.2	スリランカの環境社会配慮	6-9
6.2.1	環境社会配慮に関する法制度	6-9
6.2.2	JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離	6-14
6.3	戦略的環境影響評価	6-16
6.3.1	本調査での戦略的環境影響評価	6-16
6.3.2	ピーク需要に対応した複数の電源選定時での SEA	6-16
6.3.3	サイト候補地選定時での SEA	6-17
6.3.4	ステークホルダーズ会議 (SHM)	6-17
第 7 章	ステークホルダーズミーティング	
7.1	第 1 回 SHM	7-1
7.1.1	目的とステークホルダー	7-1
7.1.2	候補地への事前視察	7-2
7.1.3	第 1 回 SHM 開催内容	7-2
7.2	第 2 回 SHM	7-3
7.2.1	目的とステークホルダー	7-3
7.2.2	候補地への事前視察	7-4
7.2.3	第 2 回 SHM 開催内容	7-5
7.3	第 3 回 SHM	7-6
7.3.1	目的とステークホルダー	7-6
7.3.2	第 3 回 SHM 開催内容	7-7
第 8 章	ピーク需要対応型電源の選定 (シナリオ検討段階 SEA)	
8.1	はじめに	8-1
8.2	オプションの洗い出し (第 1 スクリーニング)	8-1
8.2.1	電源オプション	8-1
8.2.2	電源以外のオプション	8-4

8.2.3	第1スクリーニング結果.....	8-6
8.3	最適オプションの絞込み（第2スクリーニング）.....	8-6
8.3.1	電源の負荷追従性・発電特性.....	8-6
8.3.2	環境社会配慮.....	8-7
8.3.3	経済性.....	8-12
8.3.4	最適ピーク対応電源の選定.....	8-14
8.4	揚水発電の開発規模.....	8-15
8.5	電源の組み合わせ開発.....	8-15
8.5.1	揚水発電と再生可能エネルギー発電.....	8-15
8.5.2	揚水発電とLNG CC 発電.....	8-15
8.5.3	揚水発電とLNG シンプルガスタービン発電.....	8-16
第9章	候補地点の一次選定	
9.1	候補地点の計画諸元.....	9-1
9.2	第一次スクリーニング.....	9-2
9.3	自然・社会環境影響による評価.....	9-2
9.4	地質による評価.....	9-5
9.5	施工性に関する評価.....	9-9
9.6	ポンプ水車製作限界.....	9-9
9.7	概算工事費.....	9-10
9.8	有力地点選定.....	9-10
第10章	候補地点の二次選定	
10.1	概要.....	10-1
10.2	地質による評価.....	10-3
10.3	施工性による評価.....	10-3
10.4	接続送電線・系統安定性.....	10-4
10.5	ポンプ・水車の製作限界.....	10-4
10.6	概算工事費.....	10-5
10.7	自然・社会環境影響.....	10-5
10.8	最有力候補地点の選定.....	10-17
第11章	経済・財務分析	
11.1	経済評価.....	11-1
11.1.1	本計画の経済費用.....	11-1
11.1.2	本計画の経済便益.....	11-3
11.1.3	本計画の経済分析と感度分析.....	11-5
11.2	財務評価.....	11-7
11.2.1	本計画の財務費用及び便益.....	11-7
11.2.2	感度分析.....	11-11

第 12 章 結論および提言

12.1	最有力地点の概要	12-1
12.2	提言	12-3
12.2.1	プロジェクト実施計画	12-3
12.2.2	次段階の調査実施に向けた提言	12-4

Appendix

A.12.1	Drawings of the most promising site (Maha 3)
--------	--

表リスト

Table 1.1-1	Annual Variation of Economic Indicator of Sri Lanka	1-1
Table 1.1-2	Annual Variation of Power Demand and Supply	1-1
Table 1.3.2-1	調査スケジュール	1-4
Table 2.2.1-1	Revisions of Electricity Tariffs 2008 – 2013	2-5
Table 2.2.1-2	Comparison of Category-wise Average Charge 2012/2013	2-6
Table 2.2.2-1	CEB's Financial Performance 2007–2013	2-7
Table 3.3.2-1	販売電力量想定に用いる変数.....	3-7
Table 4.1-1	Generation Expansion Plan.....	4-1
Table 4.4-1	Generation Record of Power Generation on Monthly Peak Demand Day in 2011	4-5
Table 5.1.1-1	Voltage Criteria	5-1
Table 5.1.1-2	Allowable Maximum 3 ϕ Short Circuit Levels.....	5-1
Table 5.1.1-3	Load Shedding Scheme for Frequency Drop.....	5-2
Table 6.1.3-1	スリランカの動物種のレッド・リストの要約.....	6-2
Table 6.1.3-2	スリランカの植物種のレッド・リストの要約.....	6-3
Table 6.1.3-3	スリランカでの世界規模での絶滅危惧種数.....	6-4
Table 6.2.1-1	水力発電開発に必要な許認可.....	6-10
Table 6.2.1-2	発電、送電線プロジェクト	6-11
Table 6.2.2-1	EIA に関する JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離.....	6-14
Table 6.2.2-2	非自発的住民移転に関する JICA ガイドラインとスリランカ法制度との 乖離	6-15
Table 7.1.1-1	招待する学識経験者と NGO.....	7-1
Table 7.1.1-2	招待する関係省庁	7-2
Table 7.1.2-1	揚水発電所開発候補地点についてのスコーピング（案）	7-2
Table 7.1.3-1	第 1 回 SHM のまとめ.....	7-3
Table 7.2.1-1	招待する学識経験者と NGO.....	7-4
Table 7.2.1-2	招待する関係省庁	7-4
Table 7.2.2-1	揚水発電所開発有望地点についてのスコーピング（案）	7-5
Table 7.2.3-1	第 2 回 SHM のまとめ.....	7-6
Table 7.3.2-1	第 3 回 SHM のまとめ.....	7-7
Table 8.2.1-1	Options of Hydropower (New)	8-1
Table 8.2.1-2	Options of Hydropower (Extension).....	8-2
Table 8.2.1-3	Options of Coal Thermal Power	8-3
Table 8.2.2-1	Generation Cost (2012).....	8-5
Table 8.3.1-1	Comparison of Generation Characteristics	8-6
Table 8.3.2-1	各電源の大気汚染についての評価.....	8-7
Table 8.3.2-2	各電源の水質汚染についての評価.....	8-8
Table 8.3.2-3	各電源の温室効果ガス排出についての評価.....	8-8

Table 8.3.2-4	各電源の生態系への影響についての評価.....	8-9
Table 8.3.2-5	各電源の住民移転による影響についての評価.....	8-9
Table 8.3.2-6	各電源の水利用および水利権への影響についての評価.....	8-10
Table 8.3.2-7	各電源の農業への影響についての評価.....	8-10
Table 8.3.2-8	各電源の漁業への影響についての評価.....	8-11
Table 8.3.2-9	各電源の観光への影響についての評価.....	8-11
Table 8.3.2-10	各電源の健康への影響についての評価.....	8-12
Table 8.3.2-11	各電源の環境社会配慮面での比較結果.....	8-12
Table 8.3.3-1	Indices of Generation Options	8-14
Table 8.3.3-2	Ranking of Options from Economic Aspect	8-14
Table 8.3.4-1	Ranking Summary of Options	8-15
Table 8.5.3-1	Study Cases.....	8-16
Table 8.5.3-2	Case Study of Annual Cost along with Pumping Source.....	8-17
Table 9.1-1	候補地点の計画諸元（200MW×3 台案）	9-1
Table 9.2-1	第一次スクリーニング結果	9-2
Table 9.3-1	自然・社会環境調査結果の概要.....	9-3
Table 9.4-1	地質による評価	9-5
Table 9.4-2	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-1).....	9-6
Table 9.4-2	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-2).....	9-7
Table 9.4-2	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-3).....	9-8
Table 9.5-1	施工性に関する評価	9-9
Table 9.6-1	ポンプ水車製作限界の評価結果.....	9-10
Table 9.7-1	建設工事費単価と評価	9-10
Table 9.8-1	地点ランキング結果（Even ケース）	9-12
Table 9.8-2	地点ランキング結果（環境重視 ケース）	9-13
Table 10.1-1	有力候補地点の計画諸元	10-2
Table 10.2-1	有力候補地点の評価結果	10-3
Table 10.3-1	施工性に関する評価	10-3
Table 10.4-1	系統解析の結果に対する評価.....	10-4
Table 10.5-1	ポンプ・水車の製作限界に対する評価.....	10-4
Table 10.6-1	概算工事費	10-5
Table 10.7-1	Selection Criteria from the Environmental considerations	10-5
Table 10.7-2	Outlines and results of evaluation of each site.....	10-9
Table 10.7-3	Environmental and Social Assessment on the proposed transmission lines' routes.....	10-17
Table 10.8-1	各候補地点のスコア計算表	10-19
Table 10.8-2	Even ケースのランキング結果	10-20
Table 10.8-3	環境重視ケースのランキング結果.....	10-20
Table 10.8-4	環境関連評価基準によるランキング結果.....	10-21
Table 10.8-5	環境関連評価基準によるランキング結果（自然環境重視）	10-21

Table 11.1.1-1	Factors Used for Economic Cost (Construction) Calculation.....	11-1
Table 11.1.1-2	Initial Investment Cost.....	11-2
Table 11.1.1-3	Replacement Investment Cost.....	11-2
Table 11.1.1-4	PSPP Pump-up Cost (Coal Power Case).....	11-3
Table 11.1.1-5	PSPP Pump-up Cost (LNG-Combined Cycle).....	11-3
Table 11.1.2-1	Alternative Thermal Power Plant (Gas Turbine 105MW Auto Diesel)	11-4
Table 11.1.2-2	Alternative Thermal Power Plant (LNG-Simple Cycle Gas Turbine)	11-5
Table 11.1.3-1	Cash-flow of Base Case and Its EIRR	11-6
Table 11.1.3-2	Results of Economic Sensitivity Analysis	11-7
Table 11.2.1-1	Initial Investment Cost (Financial)	11-7
Table 11.2.1-2	Replacement Investment Cost (Financial)	11-8
Table 11.2.1-3	Cash-flow of Base Case and Its FIRR	11-10
Table 11.2.2-1	Results of Financial Sensitivity Analysis.....	11-11
Table 12.1-1	Maha 3 計画諸元	12-2
Table 12.1-2	Maha 3 計画概算工事費	12-3

図リスト

Figure 1.3.1-1	作業内容とアウトプット	1-3
Figure 2.1.1-1	Sri Lanka: Share of Electricity Generation (1993-2012).....	2-1
Figure 2.1.1-2	Sri Lanka: Load Factor (2002-2012)	2-2
Figure 2.1.3-1	Institutional Framework of Electricity Industry in Sri Lanka	2-3
Figure 3.1.2-1	地域毎の電化率	3-1
Figure 3.1.3-1	顧客カテゴリー別消費電力量の実績.....	3-2
Figure 3.1.4-1	送配電ロス率実績	3-2
Figure 3.1.6-1	過去の最大電力発生日の日負荷曲線.....	3-3
Figure 3.1.6-2	コロンボ地区での日負荷曲線 (2011 年)	3-4
Figure 3.1.6-3	全国とコロンボ地区の日負荷曲線比較 (2011 年ピーク発生日)	3-4
Figure 3.2.1-1	GDP 伸び率と電力需要伸び率の想定値.....	3-5
Figure 3.2.1-2	GDP 弾性値	3-6
Figure 3.3.3-1	電力需要想定 (GWh)	3-8
Figure 3.3.3-2	LTGEP2013-32 想定と 2010 想定	3-8
Figure 3.3.3-3	LTGEP2013-32 と前回 2010 年の最大電力想定	3-9
Figure 4.2-1	Composition of Power Generation in 2013.....	4-2
Figure 4.2-2	Daily Load Curve on May 20, 2011.....	4-3
Figure 4.2-3	Daily Load Curve on November 16, 2011	4-3
Figure 4.3-1	Composition of Power Generation in 2025.....	4-4
Figure 4.4-1	Daily Load Curve Model in 2025	4-6

Figure 5.2.1-1	Power System for Metropolitan Area	5-4
Figure 5.2.2-1	Difference of Power System due to Installation of Puttalam in 2013 and 2022	5-5
Figure 5.2.2-2	Transmission and Substation Expansion due to Installation of Sampoor	5-6
Figure 5.2.2-3	Transmission and Substation Expansion due to Installation of Ambalangoda.....	5-7
Figure 6.1.5-1	地方行政サービス機関と地方議会.....	6-7
Figure 6.2.1-1	EIA 手続きフロー.....	6-13
Figure 6.3.1-1	開発プロジェクトと環境評価の流れ.....	6-16
Figure 8.3.3-1	Annual Cost of Generation	8-13
Figure 8.3.3-2	Annual Cost & Specific Cost of Generation of Options.....	8-14
Figure 8.5.3-1	Annual Cost & Specific Cost of Generation of Options (Case-1)	8-16
Figure 8.5.3-2	Annual Cost & Specific Cost of Generation of Options (Case-2)	8-17
Figure 11.1.3-1	Utilization Rate of PSPP in OECD Countries (2012).....	11-5
Figure 12.1-1	Maha 3 計画位置図	12-1
Figure 12.2.1-1	Draft Overall Implementation Schedule of Development of PSPP in Sri Lanka.....	12-4
Figure 12.2.2-1	等価ピーク計測時間と建設費および EIRR の関係.....	12-8

略 語 表

略 語	英文正式名称	日本語訳
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ADCC	Auto Diesel Combined Cycle	軽油を燃料とする複合発電
ADGC	Auto Diesel Gas Turbine	軽油を燃料とするガスタービン
AMI	Advanced Metering Infrastructure	(広義の) スマートメーター：メーターやそれに接続された通信網などを含む電力消費データ取得に関連する基盤技術
BOD	Biochemical Oxygen Demand	生物化学的酸素要求量
BOI	Board of Investment	投資庁
C/P	Counterpart	相手方
C ₂ F ₆	Hexafluoroethane	六フッ化エタン
CEA	Central Environment Authority	中央環境庁
CEB	Ceylon Electricity Board	セイロン電力庁
CF ₄	Carbon Tetrafluoride	四フッ化炭素
CFL	Compact Fluorescent Lamp	電球型蛍光灯
CFL	Compact Fluorescent Lamp	コンパクト蛍光ランプ
CH ₄	Methane	メタン
CO	Carbon Monoxide	一酸化炭素
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
COD	Chemical Oxygen Demand	科学的酸素要求量
CPC	Ceylon Petroleum Corporation	スリランカ国営石油会社
CR	Critically Endangered	(絶滅危惧種 IA 類)
CST	Coal Steam Thermal	石炭火力発電
DFR	Draft Final Report	最終レポート案
DG	Director General	長官
DGM	Deputy General Manager	副社長
DO	Dissolved Oxygen	溶存酸素量
DSM	Demand Side Management	電力需要管理
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ELT	Economic Life Time	耐用年
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EN	Endangered	(絶滅危惧種 IB 類)
ENEPEP	Energy and Power Evaluation Program	電力評価プログラム
EPL	Environmental Protection License	環境保護ライセンス
EPZZ	Export Processing Zones	輸出加工区
EW	Extinct in the Wild	野生絶滅
EX	Extinct	絶滅
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
FAC	Fuel Adjustment Charge	燃料調整費
FAO	Food and Agricultural Organization	国際連合食料農業機関
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FOB	Free on Board	本線渡し
GBM	Geological Survey and Mines Bureau	地質鉱山省

略語	英文正式名称	日本語訳
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GMT	Greenwich Mean Time	グリニッジ標準時
GN	Grama Niladari	村（行政最小単位）
GSHAP	Global Seismic Hazard Assessment Program	世界地震ハザード評価プログラム
GTW	Gas Turbine World	ガスタービン専門雑誌
HC	Highland Complex	Highland コンプレックス
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IAS	Invasive Alien Species	侵略的外来種
IBAs	Important Bird Areas	鳥類重要生息地
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Evaluation	初期環境影響評価
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KC	Kadugannawa Complex	Kadugannawa コンプレックス
LAA	Land Acquisition Act	用地取得法
LC	Least Concern	（正式訳なし。非危惧種）
LCLTGEP	Least Cost Long Term Generation Expansion Plan	最少費用長期電源開発計画
LECO	Lanka Electricity Company	ランカ電気会社（配電会社）
LED	Light Emitting Diode	発光ダイオード
LKR	Lanka Rupee	スリランカの通貨単位（ルピー）
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
LNG IGCC	LNG Integrated Gas Combined Cycle PP	LNG 統合ガス・コンバインド・サイクル発電所
LOLP	Loss of Load Probability	供給信頼度
LTGEP	Long Term Generation Expansion Plan	長期電源開発計画
LTTDP	Long Term Transmission Development Plan	長期送電線拡充計画(系統計画)
LTTE	Liberation Tigers of Tamil Eelam	タミル・イーラム開放の虎
MAB	Man and the Biosphere	人間と生物圏
MOPE	Ministry of Power and Energy	電力エネルギー省
MOU	Memorandum of Understandings	覚書
MPN	Most Probable Number	最確数
N/A	not applicable	適用外
N ₂ O	Dinitrogen Monoxide	一酸化二窒素
NBRO	National Building Research Organization	国家建設物調査機関
NCSDP	National Committee on Seismic Design Parameters	NCSDP
NEA	National Environmental Act	国家環境法
NGO	Non-governmental Organization	民間団体
NIRP	National Involuntary Resettlement Policy	国家住民移転政策
NO ₂	Nitrogen Dioxide	二酸化窒素
NO ₃ -N	Nitrate Nitrogen	硝酸態窒素

略 語	英文正式名称	日本語訳
NTFPs	Non-timber forest products	非木材森林産物
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
PAA	Project Approving Agency	事業承認機関
PD	Project Director	プロジェクトディレクター
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	インドで主に送電事業を行う特殊法人
PI	Preliminary Information	初期概要情報
PM10	Particulate Matter 10	微小粒子状物質 10 マイクロメートル以下
PM2.5	Particulate Matter 2.5	微小粒子状物質 2.5 マイクロメートル以下
PO4-P	Phosphate Phosphorous	リン酸態リン
PP	Power Plant	発電所
PP	Project Proponent	プロジェクト実施主体
PPA	Power Purchase Agreement	買電契約
PS	Power Station	発電所
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
PUCSL	Public Utilities Commission of Sri Lanka	公益サービス規制委員会
QC	Wanni Complex	Wanni コンプレックス
Rs	Rupee	スリランカの通貨単位 (ルピー)
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SEA	Sustainable Energy Authority	持続可能エネルギー局
SFC	Static Frequency Converter	発電電動機始動装置
SHM	Stakeholders Meeting	利害関係者会議
SLS	Sri Lanka Standard	スリランカ水質基準
SLSC	Standard Least-Squares Criterion	標準最小二乗基準
SO	Sulfur Dioxide	二酸化硫黄
SPPA	Standard Power Purchase Agreement	標準売電契約
SS	Sub-Station	変電所
SYSIM	System Simulation Package	水力発電解析用プログラム
T/L	Transmission Line	送電線
TEC	Technical Evaluation Committee	技術評価委員会
TOR	Terms of Reference	委託事項
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization	国際連合教育科学文化機関
USD	United States Dollar	米ドル
VC	Vijayan Complex	Vijayan コンプレックス
VU	Vulnerable	(絶滅危惧種 II 類)
WEPA	Water Environment Partnership in Asia	アジア水環境パートナーシップ
WHO	World Health Organization	世界保健機構

第1章 序論

1.1 本件調査に至るまでの経緯

スリランカ経済の推移を Table 1.1-1 に示す。2008 年に米国のリーマンショックに端を発した世界的な金融危機と、それに続く世界経済の低迷により 2009 年の GDP 成長率は 3.5%程度まで減少したものの、2009 年後半以降は、内戦終結に伴う復興需要により鉱工業と運輸・通信業が急速に回復し、観光業も盛況となり、2010 年、2011 年において、GDP 実質成長率はそれぞれ 8.0%、8.2%を達成した。2012 年ではその後半に発生した異常渇水による計画停電等生産活動への影響があったものの堅調な推移を見せ、リーマンショック以前のレベルの成長率 6.3%を示し、2013 年には成長率 7.3%と高い水準に復帰している。

Table 1.1-1 Annual Variation of Economic Indicator of Sri Lanka

	units	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mid-Year Population	thousand	20,039	20,217	20,450	20,653	20,869	20,328	20,483
Growth of Population	%	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8
GDP at market price	billion Rs.	3,579	4,411	4,835	5,604	6,544	7,579	8,674
GDP per Capita	Rs.	178,845	218,167	236,445	271,346	313,576	372,814	423,467
Exchange Rate	Rs./USD	110.62	108.33	114.94	113.06	110.57	127.60	129.11
GDP per Capita	USD	1,617	2,014	2,057	2,400	2,836	2,922	3,280
GDP Real Growth	%	6.8	6.0	3.5	8.0	8.2	6.3	7.3

(出典：Annual Report 2013, Central Bank of Sri Lanka)

スリランカにおける電力需給状況の推移を Table 1.1-2 に示す。

Table 1.1-2 Annual Variation of Power Demand and Supply

Year	Generation (GWh)	Growth (%)	Demand (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2003	7,612	11.8	6,209	12.8	1,516	6.6
2004	8,043	5.7	6,781	9.2	1,563	3.1
2005	8,769	9.0	7,255	7.0	1,748	11.8
2006	9,389	7.1	7,832	8.0	1,893	8.3
2007	9,814	4.5	8,276	5.7	1,842	-2.7
2008	9,901	0.9	8,417	1.7	1,922	4.3
2009	9,882	-0.2	8,441	0.3	1,868	-2.8
2010	10,714	8.4	9,268	9.8	1,955	4.7
2011	11,528	7.6	10,023	8.1	2,163	10.6
2012	11,801	2.4	10,474	4.5	2,146	-0.8
2013	11,962	1.4	10,621	1.4	2,164	0.8
Ave.		4.6		5.5		3.6

(出典：LTGEP 2013-2032, CEB Statistical Digest 2013)

堅調な経済状況を背景に、至近 10 ヶ年(2003 年から 2013 年)の発電電力量の伸びは平均 4.6%、販売電力量の伸びは平均 5.5%となっている。最大電力では、至近 10 ヶ年の伸びは平均 3.6%であるが、2010 年、2011 年、2012 年は 4.7%、10.6%、-0.8%を記録している。2012 年の最大電力量の減少は異常渇水が原因しているものと考えられる。

また、Central Bank of Sri Lanka の Annual Report 2012 によれば、2013 年以降もインフラ開発や観光産業の伸びにより、引き続き 8%程度の GDP 成長率が見込まれている(2014 年:7.8%、2015 年:8.2%)。このような状況下、引き続き電力需要の大幅な伸びが予測されている。

特にスリランカは、電灯需要を主因とした夕方から 22 時ごろまでのピーク電力需要が卓越しており、電化率の向上もピークの先鋭に拍車をかけている。こうした状況下、2012 年で起きた異常渇水でも分かるよう、乾季におけるピーク対応発電能力の低下を補うため、あるいは今後の大幅な導入を予定している再生可能エネルギー電源の出力変動を調整するために、セイロン電力庁(Ceylon Electricity Board : CEB)は、国産エネルギーを有効活用したピーク需要対応電源として揚水発電所の開発を検討する方針とし、我が国政府に技術支援を要請した。

これを受けた JICA は詳細計画策定調査を実施した結果、スリランカ国の電源として考えられるピーク対応型電源オプションを広く選定し、これらの比較検討により揚水発電システムが最適なピーク対応型電源であることを確認したうえで、揚水発電所調査を進めることとなった。

1.2 本件調査の目的、スコープ

本調査は、適切なピーク対応型電源を提唱し、プロジェクトの実現により、絶対的なピーク電力不足や発電量の季節間制約を緩和し、電力の安定供給を通じて、スリランカにおける国民生活の向上や円滑な経済発展と環境管理の調和に資することを目的とする。また、スリランカ政府関係者との共同調査を通じて、ピーク対応型電源の開発に係る技術移転、人材育成を図るものである。

具体的には、以下を本調査のスコープとする。

- 2013 年以降の 15~20 年間にわたる電力需要予測の妥当性確認を行い、既存電源開発計画と照らし合わせた上で、ピーク対応型電源の必要性を確認する。
- ピーク対応型電源として、揚水発電所やその他の代替電源(ガス・コンバインドサイクル等負荷調整型火力発電所の新設、ピーク対応水力発電所の新設、既設水力発電所のピーク化(増設)、インドとの国際連系線など)の中から、経済性、技術的制約、立地的制約(地理的制約や環境影響など)、電力系統への影響などの関連要素を総合的に調査、検討した上で、最適なピーク対応型電源を提案する。
- ピーク対応型電源として揚水発電所が適切であることを確認した上で、これまで CEB が検討してきた地点に、必要があれば、地形図から新たに発掘する地点を加え、揚水発電の候補地点(10 ヶ所程度)をリストアップし、評価基準を作成した上で有力候補地点(3 ヶ所程度)を抽出し、更に環境社会配慮調査や地形地質調査を行った上で最有力候補地点(1 ヶ所)を選定する。

詳細は、1.3 調査計画に記載するとおりである。

1.3 調査計画

1.3.1 調査の流れ

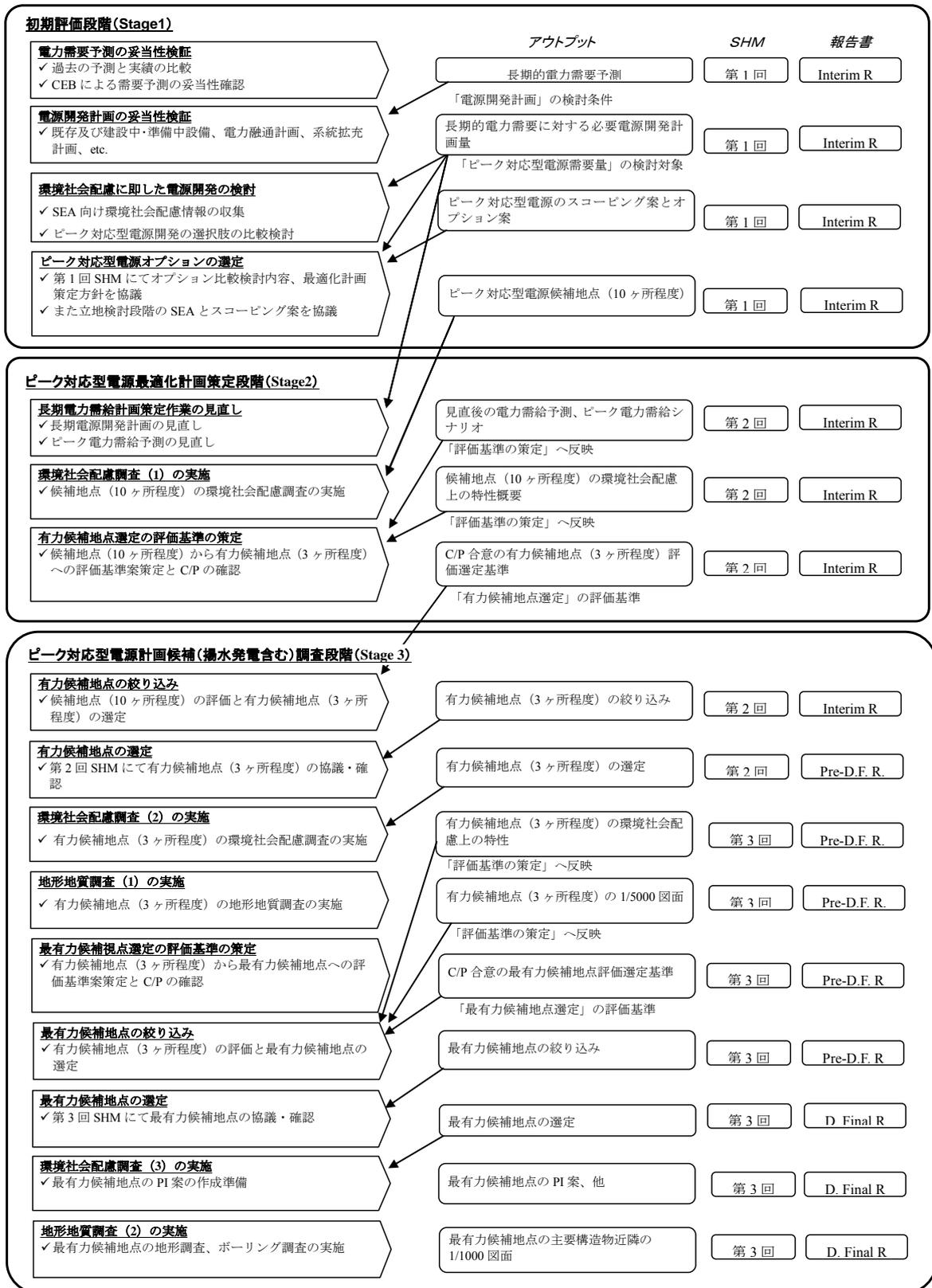


Figure 1.3.1-1 作業内容とアウトプット

1.3.2 調査スケジュール

Table 1.3.2-1 調査スケジュール

作業項目	2012年度			2013年度												2014年度											
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2			
国内準備作業																											
(1) 事前準備及びインセプションレポートの作成	□																										
第1次現地調査																											
(1) インセプションレポートの説明・協議		▲▲																									
(2) 現地セミナーの開催		▲▲																									
(3) 電力セクターのデータの収集・分析		■																									
(4) 電力需要予測の妥当性検証		■																									
(5) 既設電力設備の確認		■																									
(6) 電源開発計画、系統拡充計画の妥当性検証		■																									
(7) 環境社会配慮に係る情報収集と分析		■																									
(8) ピーク対応型電源の選択肢と比較検討		■																									
第1次国内作業																											
(1) 第一回SHM開催準備				□																							
(2) 環境社会配慮調査(1)再委託準備			□																								
第2次現地調査																											
(1) 第一回SHM開催支援とピーク対応型電源の確認					▲																						
(2) 長期電源開発計画の見直し					■																						
(3) ピーク電力需給シナリオ設定および最適化検討					■																						
(4) 環境社会配慮調査(1)の実施 (現地再委託)																											
第2次国内作業																											
(1) 有力候補地点の評価基準の作成										□																	
(2) 本邦研修の実施										□																	
第3次現地調査																											
(1) 評価基準の合意形成																											
(2) 環境社会配慮調査(1)の状況確認																											
第3次国内作業																											
(1) 有力候補3地点の選定準備																											
(2) インテリムレポートの作成																											
第4次現地調査																											
(1) 候補地点の評価と有力候補地点の選定																											
(2) インテリムレポートの確認																											
(3) 第2回SHM開催支援と有力候補地点の確認																											
(4) 環境社会配慮調査(2)の実施 (現地再委託)																											
(5) 地形地質調査(1)の実施 (現地再委託)																											
第4次国内作業																											
(1) 最有力候補地点の評価基準の策定																											
(2) 地形地質調査(1)の検収・分析																											
第5次現地調査																											
(1) JCCでの最有力候補地点の評価基準の合意形成																											
(2) 環境社会配慮調査(2)の状況確認																											
第5次国内作業																											
(1) 最有力候補地点の選定準備																											
(2) プレドラフトファイナルレポート作成																											
第6次現地調査																											
(1) 有力候補地点の評価と最有力候補地点の選定																											
(2) プレドラフトファイナルレポートの説明・協議																											
(3) 第3回SHM開催支援と最有力候補地点の確認																											
(4) 環境社会配慮調査(2)の検収・分析																											
(5) 優先プロジェクトに対するスコーピングおよびEIAのTOR案の作成																											
(6) 地形地質調査(2)の実施 (現地再委託)																											
第6次国内作業																											
(1) ドラフトファイナルレポートの作成																											
第7次現地調査																											
(1) ドラフトファイナルレポートの説明・協議																											
(2) 環境社会配慮調査(3)、地形地質調査(2)の検収																											
第7次国内作業																											
(1) ファイナルレポートの作成																											

凡例： ■ 現地調査期間 ▨ 現地再委託期間 □ 国内作業期間 ▲▲ 報告書等の説明

第2章 電力セクターの概要とセクター開発政策

2.1 電力セクターの概要

2.1.1 電力供給実績

スリランカ経済は、長期間に亘りおおむね安定的に成長しており、それに伴い電力需要も旺盛な伸びを示している。以下、電力需給実績と特徴を述べる。

- スリランカで IPP 等民活発電は 1996 年に始まり（当初は発電設備のレンタルや余剰電力の買い取りといった形態）、同年の買電量は 307GWh であった。その後 IPP 発電が発電電力量に占める割合が徐々に増え 2012 年には 5,638GWh（48%）まで増加している。
- 全発電量に占める水力発電の割合（小水力除く）は、2010 年～12 年の 3 年間平均で 34.5% である。1990 年代前半は発電量の 90%以上が水力発電であったが、過去 20 年間で新規水力発電運開は 2 ヶ所に限られ、電力需要増加分の殆どが CEB の火力及び IPP により賄われている。2012 年は渇水のため水力の発電量（小水力除く）が過去最低の 23.5%まで低下した。石油ベースの火力発電は発電単価が割高のため、電力供給費用を押し上げる要因となっている。

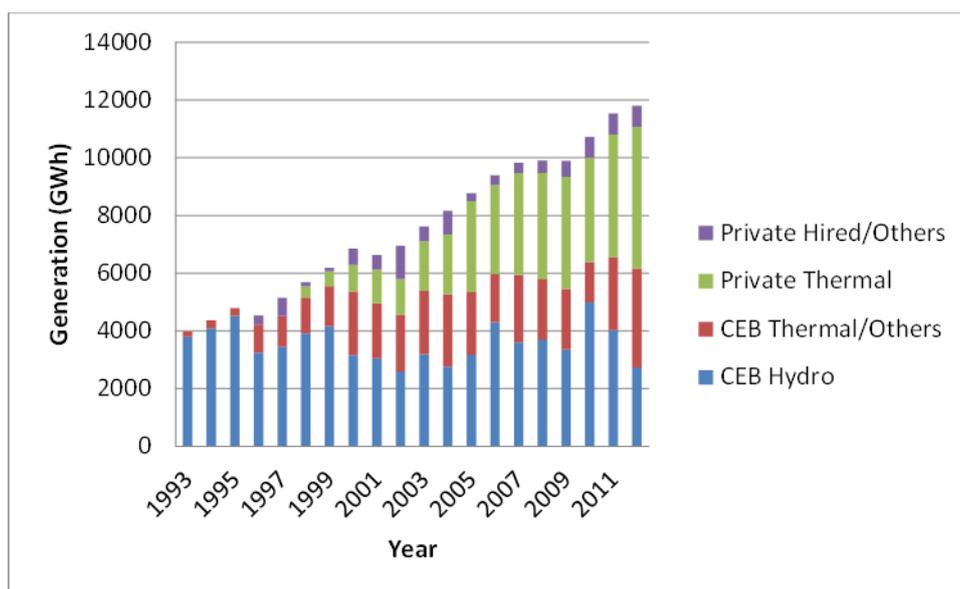


Figure 2.1.1-1 Sri Lanka: Share of Electricity Generation (1993-2012)

- 2011 年 7 月にスリランカで最初の石炭火力発電所（300MW）が運開した。また、2014 年に 2 号機・3 号機（各 300MW）も運開し、これにより発電単価を大きく引き下げることが期待されている。
- 家庭電化率は 2003 年に 67%（オフグリッド含む）であったが 2012 年には 94%（同）にまで増え、近隣諸国と比較すると高い電化率である。
- LECO を除く CEB の主要顧客カテゴリー別の電気消費量（2012 年）は、家庭用 39.5%、産

業用 36.2%、業務・ホテル用 24.3%である。過去 10 年間の家庭用の割合は 40%前後でほぼ一定、産業用は-5%、その分が概ね業務・ホテル用の増加分となっている。

- Figure 2.1.1-2 は、小水力・風力等の非在来型再生可能エネルギーを除く負荷率（ロードファクター）の推移を示したものである。負荷率は改善の傾向（負荷平準化の傾向）が見られる。但し、負荷率が僅かずつ改善しても、電力需要量の総量や最大電力が増加していることから、ピーク電力とオフピーク電力の差の絶対量は依然として拡大する傾向にある。

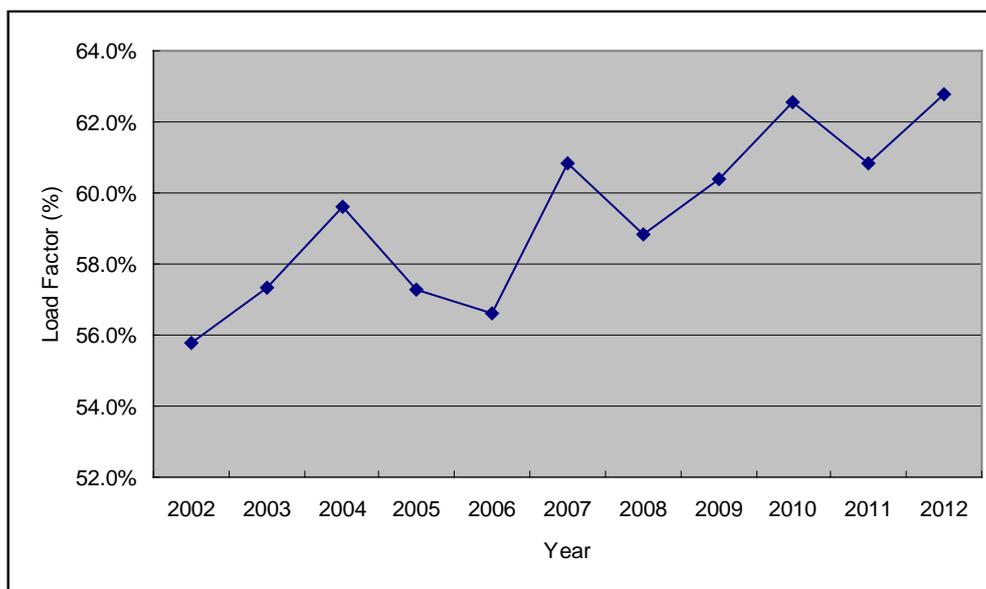


Figure 2.1.1-2 Sri Lanka: Load Factor (2002-2012)

2.1.2 電力セクター政策

スリランカの電力セクター開発は、国民の生活福祉向上と経済発展のために不可欠な基礎インフラと位置付けられ、常に高いプライオリティーがおかれてきた。過去何回か電力・エネルギー政策ペーパーが作成されたが、最も包括的且つ具体的に示した文書は電力エネルギー省が作成し 2006 年 5 月に閣議承認された『国家エネルギー政策・戦略 (National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka)』である。同ペーパーは、電力セクターを含むエネルギーセクター全般を説明し、基本原則と政策、実施戦略、目標と責任機関から構成される。国会においても議論・承認され、2008 年 6 月に官報により公表された。

この政策と戦略を実施するために 2009 年にスリランカ電力法 (Sri Lanka Electricity Act, No. 20 of 2009) が成立した。同法は、スリランカ電力セクター事業の実施体制・機能分担と実施方法を定めたものである。この電力法の下では、中立的組織であるスリランカ公益事業委員会 (PUCSL: Public Utility Commission of Sri Lanka) が許認可権限者 (Regulator) として中心的役割を果たす制度になっている。具体的には、事業者に対する事業免許発行、料金承認、技術基準・安全基準策定、消費者保護等の役割を担う。政府の役割については、電力エネルギー省が包括的政策ガイドライン (General Policy Guidelines on the Electricity Industry for the Republic Utilities Commission of Sri Lanka) を策定し、閣議承認を得ることとしている。包括的政策ガイドラインは、持続的経済成

長やその地域的バランス・社会的配慮、電源の多様化、適切な料金制度、政府の役割等を考慮しながら策定することと定められている。最初の包括的政策ガイドラインは2009年6月に電力エネルギー省により公表された。PUCSLはこのガイドラインと整合性をとりつつ任務を遂行しなければならない。

なお、国家エネルギー政策・戦略では、CEBを発電・送電・配電（複数社）に分割する方針が示されていたが、2009年の電力法においてはCEBの分社化ではなく、CEBを組織として維持したまま、社内に発電・送電・配電の事業部（Functional Business Unit）を設け、それら事業部の分掌業務に免許を付与する枠組みとした。このため同法では、事業部毎に会計を独立させて各事業固有の費用のみ計上を認めており、透明な費用管理を求めている。

2.1.3 電力供給実施体制

2009年のスリランカ電力法の施行により、事業者（発電・送電・配電）への免許交付や電力料金の承認はPUCSLの権限となり、電力エネルギー省の所掌は政策立案とセクター開発の推進やCEB等の監督などの限定的な役割になった。

電力供給に係る事業者の関係はFigure 2.1.3-1のとおりである。

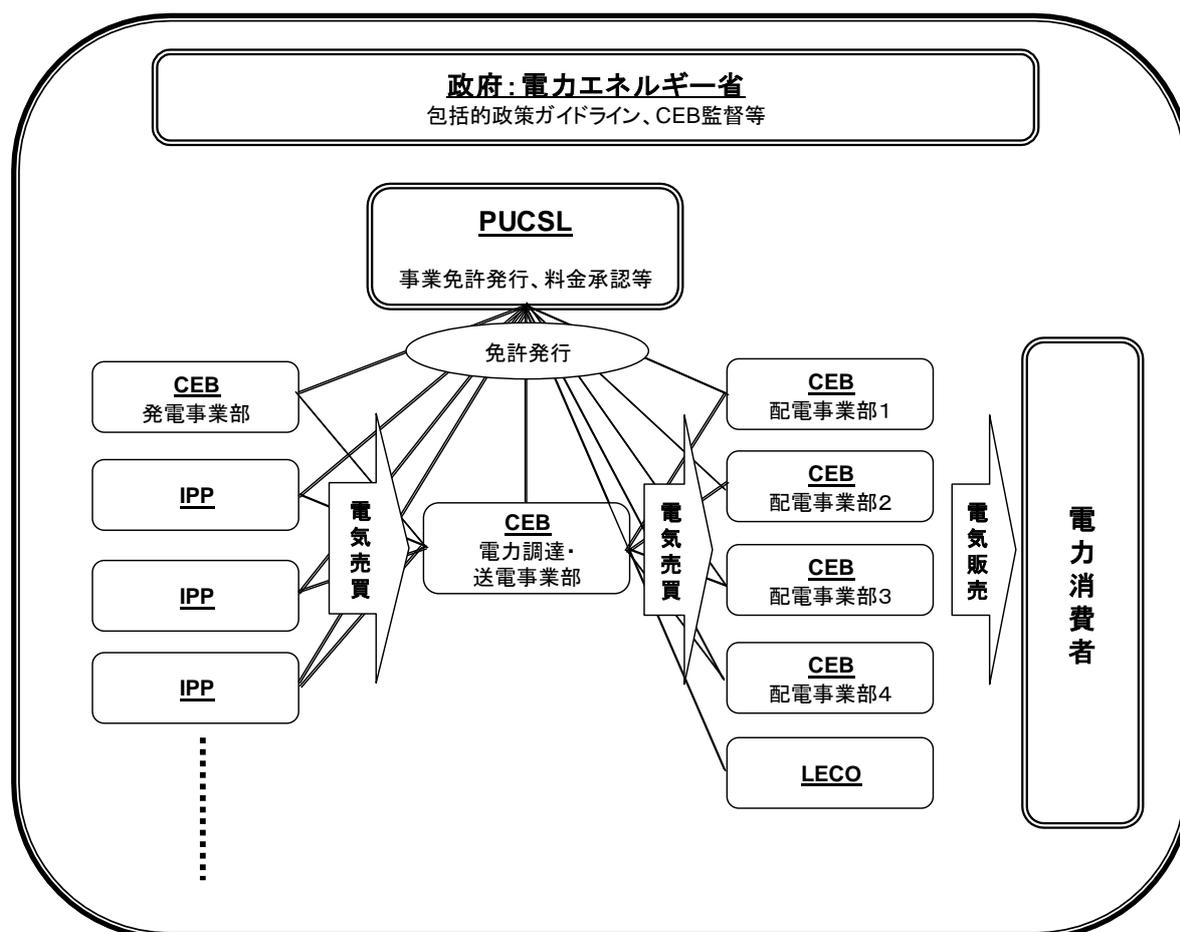


Figure 2.1.3-1 Institutional Framework of Electricity Industry in Sri Lanka

PUCSLがCEBに合計6件の免許がPUCSLから交付されている。その他に配電会社である Lanka Electricity Company (LECO)に配電事業免許、IPPは11事業にそれぞれ発電事業免許が与えられている。更に、標準IPP契約書を使って契約している小規模IPP（小水力発電、風力発電、バイオマス発電等）が100件余りある。これらを合計すると、PUCSLは約120件の事業免許を与えていることになる。

2.1.4 電力セクターに対する外国支援

スリランカは発電・送電・配電施設整備のほとんどを外国援助に依存している。発電分野の最近の完成案件としては、中国のNorochcholai石炭火力発電（300MW×3基）、日本（JICA円借款）のUpper Kotmale水力（150MW）が大規模な案件である。この他、オーストリアとフランスの輸出金融によるOld Laxpana水力発電修復、JBICのUkuwela水力発電所修復も最近完工した。建設中の発電事業はBroadlands水力（35MW、中国）、Uma Oya水力（120MW、イラン）、今後着工されるものとしてMoragolla水力（27MW、ADB）がある。その他、インドのSampur石炭火力（250MW×2基）が契約済みである。また、送電・配電分野はADBとJICAが継続的且つ大規模に支援をしているほか、農村電化を中国、イラン、スウェーデン等が支援している。

2.2 電力料金とCEB財務状況

スリランカの電力料金は、制度的には原価方式が認められている（Cost-reflective pricing policy, including a reasonable return on equity¹）ので、電力事業者が効率的に業務を遂行している限り大きな財務問題に陥ることはないはずである。しかし、現実には電力料金を適切に引き上げることは社会的・政治的抵抗にあうため実施が難しく、そのしわ寄せは送電事業者であるCEBの大きな負担となっている。特に2011年・12年は、異常渇水だったため火力発電量が大幅に増加したことに加え、石油価格も上昇したため、CEB財務状況が急速に悪化した。以下、電力料金の問題とCEBの財務状況を概観する。

2.2.1 電力料金

(1) 電力料金の推移

電力料金の決定については、①2009年の電力法（第30条 Tariffs）、②PUCSLが定めた電力料金算定方法²、で定められた電力料金の基準は方法により決めることとなっている。その基本的な考え方は、電力料金は供給費用を反映した原価方式である。これら新しい電力料金制度の下で2010年に電力料金改定5か年計画が策定された。原価方式を完全に導入すると料金を大きく値上げしなければならなかったが、料金の激変は望ましくないことや、予定されていた石炭火力発電の投入により発電単価が下がることが期待されていたことなどから、5年間をかけて漸進的に料金を改定し、原価方式のあるべき料金体系に持っていく計画をPUCSLは提案した³。PUCSLが電気料金認可機関として最初に行なった料金改定は2011年1月1日

¹ Sec. 3.5, National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka, 2008 GOSL Gazette Notification

² Tariff Methodology, Dec. 2011, PUCSL

³ Consultation Paper on Setting Tariffs for the Period of 2011-2015, PUCSL, 2010

であったが、その直前の料金を含む、主な顧客カテゴリーの電気料金の変遷を Table 2.2.1-1 に纏めた⁴。

Table 2.2.1-1 Revisions of Electricity Tariffs 2008 - 2013

Effective from 2008/11/1		Effective fm 2011/1/1		Effective fm 2012/2/1		Effective fm 2013/4/20	
Customer Catgry	Rs./kWh	Cus. Cat.	Rs./kWh	Cus. Cat.	Rs./kWh	Cus. Cat.	Rs./kWh
Domestic							
<=30	3.00	<=30	3.00	<=30	3.75	<=30	3.75
31 - 60	4.70	31 - 60	4.70	31 - 60	6.35	31 - 60	6.35
61 - 90	7.50	61 - 90	7.50	61 - 90	10.50	61 - 90	13.20
91 - 180	20.80	91 - 120	21.00	91 - 120	29.40	91 - 120	37.10
		121 - 180	24.00	121 - 180	33.60	121 - 180	42.70
181 - 600	32.50	181=<	36.00	181=<	50.40	181=<	58.80
601=<	39.00						
General							
GP1	19.50	GP1	19.50	GP1	24.38	GP-1 <211	24.38
						GP-1 >210	26.88
GP2	17.94	GP2	19.40	GP2	24.25	GP-2 peak	31.25
						day	25.63
						off-p	18.13
GP3	17.68	GP3	19.10	GP3	23.88	GP-3 peak	30.00
						day	24.38
						off-p	16.88
Industrial							
I-1	13.65	I-1	10.50	I-1	12.08	I-1	14.38
I-2	12.09	X					
I-3	11.83						
I-2 (TD) peak	31.98						
off-p	10.92						
I-3 (TD) peak	29.90						
off-p	10.40						
I-2 (TD3) peak	29.90	I-2 peak	13.60	I-2 peak	15.64	I-2 peak	24.15
day	9.49	day	10.45	day	12.02	day	13.00
off-p	6.89	off-p	7.35	off-p	8.45	off-p	8.05
I-3 (TD3) peak	27.90	I-3 peak	13.40	I-3 peak	15.41	I-3 peak	27.60
day	8.97	day	10.25	day	11.79	day	12.08
off-p	6.50	off-p	7.15	off-p	8.22	off-p	6.90

Note: Above figures are unit charges (Rs./kWh) only. Fixed and demand charges not included. Fuel adjustment charges are included in above figures.

(出典: CEB, PUCSL)

⁴ 本調査の最終とりまとめ時点で、料金改定が急遽実施された。プッタラム石炭火力発電所 2 号機・3 号機の運転開始により発電単価が低下したことを受け、2014 年 9 月 16 日付けで家庭用電気料金を約 25%削減。更に、工業及び業務向け料金カテゴリーに月使用料 300kWh 以下の料金を新たに設け、その料金は従前比 25%減とし、同カテゴリー（工業及び業務）のその他の顧客（月 300kWh 以上使用）は変更前に比して約 15%の料金削減を 2014 年 11 月 15 日付けで実施した。

Table 2.2.1-2 Comparison of Category-wise Average Charge 2012/2013

Year	Category	Domestic	Religious	Industrial	Hotel	General Purpose	Govt+ Str light	LECO	Total
2012	Sales (GWh)	3,522	55	3,285	160	2,042	109	1,302	10,475
	Revenue (Rs. Mil)	42,887	377	46,079	2,676	52,309	0	18,628	162,956
	Revenue/unit (Rs./kWh)	12.2	6.9	14.0	16.7	25.6		14.3	15.6
2013 (estimate)	Sales (GWh)	3,488	58	3,344	168	2,059	197	1,308	10,622
	Revenue (Rs. Mil)	52,373	405	53,529	3,297	56,783	1,724	22,376	190,487
	Revenue/unit (Rs./kWh)	15.0	7.0	16.0	19.6	27.6	8.8	17.1	17.9
2013/12	Increase rate (%)	23.3%	1.9%	14.1%	17.3%	7.7%		19.6%	15.3%

Source: CEB Statistical Digest 2013

(2) 電力料金の課題

- 2013年改訂の当初原案は、家庭用料金の少量消費部分（いわゆるライフラインタリフ部分）も25%程度値上げすることをPUCSLは公表した。ところが、このことが社会的・政治的反発を招き、最終的には大統領の裁定により、60kWh以下の部分は値上げしないという政治的決着が図られた。PUCSLの中立性を損ねるものであり、好ましくない決定過程であった。
- 本来、半年毎に料金調整が行なわなければならないが、実行できていない。料金改定の頻度が下がると、改訂幅が大きくなる可能性が高く、その場合は消費者の抵抗も大きくなる。定期的な見直しを敢行すべきであろう。
- 時間帯別料金の範囲が広がり、ピーク需要を抑える力がより働くようになってきた。即ち、夕刻のピーク需要を昼間・深夜の需要にシフトさせる動機付けとなる。但し、料金の変化だけで、消費者は必ずしも反応しないので、効果の検証が肝要である。時間帯別料金制度の導入に併せて、周知・啓蒙や技術的なアドバイス等の提供により消費者がピークシフトしやすい支援も大切である。顧客がピークシフト行動をとることは、CEBの財務や経済全体にとってメリットのあることである。

2.2.2 CEB 財務状況

CEBの2012年の決算（監査未了）は、過去最悪の赤字を記録した。電力料金収入Rs.1,640億（前年比24%増）に対し、直接費用（製造原価）はRs.2,222億（同46%増）、その他収支も加えた税引き前赤字Rs.612億（同217%増）であった。この赤字はGDPの1%に近い規模である。この赤字には、CEBがCPCから調達している石油製品に含まれる補助金相当額が含まれていない。補助金相当額のRs.540億⁵を加えると、電力供給に係る収支欠損はRs.1,152億に達し、その規模はGDPの1.5%に達する。この欠損は、政府系商業銀行からの短期借入や政府からの借り入れに対する返済の猶予で賄い、キャッシュフローをкаろうじて維持している。

供給費用増大の主因は、水力発電の減少に伴って、火力発電が増加したこと。加えて、石油価格の上昇やルピーの減価によりディーゼル等燃料の単価が上昇したことも影響した。この結果バランスシートは劣化し、債務残高（短期・長期計）はRs.3,256億（前年比60%増）に拡大した。

⁵ Annual Report 2012, Ministry of Finance and Planning

Table 2.2.2-1 CEB's Financial Performance 2007-2013

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Profit and Loss								
Sales of Electricity	Rs. Mln	87,575	111,287	110,518	121,226	132,460	163,513	194,147
Cost of Sales	Rs. Mln	-108,355	-145,713	-118,186	-116,168	-152,427	-222,419	-166,926
Gross Profit/(Loss)	Rs. Mln	-20,780	-34,426	-7,668	5,058	-19,967	-58,906	27,221
Admin. Expenses	Rs. Mln	-1,534	-1,487	-2,870	-1,851	-2,013	-2,997	-2,598
Operating Profit/(Loss)	Rs. Mln	-22,314	-35,913	-10,538	3,207	-21,980	-61,903	24,623
Other Income	Rs. Mln	9,205	3,581	4,273	4,230	4,543	6,355	6,460
Finance Cost	Rs. Mln	-1,703	-1,537	-3,073	-2,605	-1,828	-5,898	-12,490
Profit/(Loss) Bef Tax	Rs. Mln	-14,812	-33,869	-9,338	4,832	-19,265	-61,446	18,593

Source: CEB Annual Report 2011, 2012, and CEB Financial Statements 2013 (unaudited)

今後、CEBの財務状況を着実に改善していくためには、①電力料金を総括原価方式の原則を守って適切な料金水準に引き上げ、見直しも定期的を実施すること、②プッタラム石炭火力2・3号機の計画通りの運開と1～3号機の正常な運転が継続することである。その他外部条件になるが、③水力発電のための降雨、④石油価格の低下と安定、⑤為替の安定、等が重要なファクターである。

第3章 電力需要想定

3.1 電力需要の現状

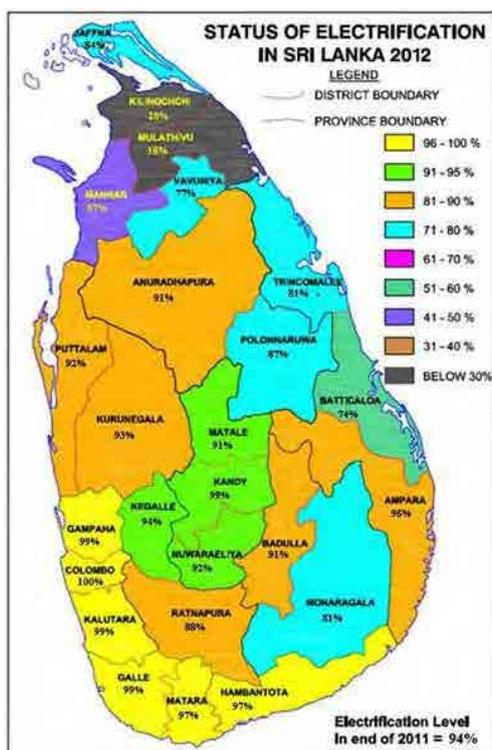
3.1.1 電力需要実績

CEB の長期電源計画 2013 年版 (LTGEP2013-32) によると、スリランカの 2012 年の発電電力量実績は、11,801GWh (発電端、自家発除く)、販売電力量は 10,474GWh となっており、残りは所内電力と送配電損失となっている。至近 10 ヶ年の発電電力量の伸びは平均 4.6%、販売電力量の伸びは平均 5.5%となっている。

同国の最大電力は、2007 年と 2009 年において前年の水準より低く留まったが、その他の年は堅調に伸び 2011 年には 2,163MW に達し、至近 10 ヶ年では平均 3.6%の伸びを記録している。

3.1.2 電化率

2012 年 12 月末で、93%の世帯電化が達成されている。Figure 3.1.2-1 にスリランカの地域毎電化率の状況を示す。西部および南部地域では電化率は既に 97%以上を達成している。一方、北部、東部地域では電化が遅れている。北部系統とスリランカ系統は、2012 年に連系された。



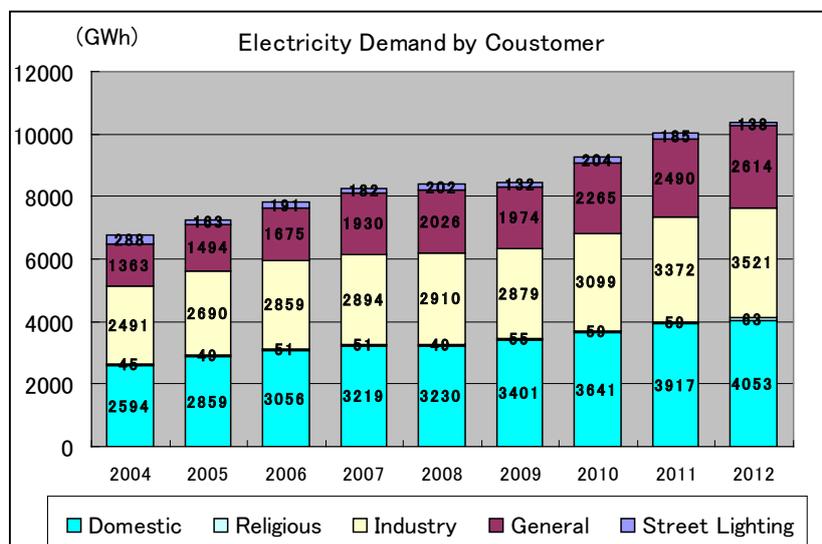
(出典：LTGEP2013-32)

Figure 3.1.2-1 地域毎の電化率

3.1.3 顧客カテゴリー別消費電力量の実績

2012 年には、民生用 39%、産業用 34%、商業用 (General) 25%および宗教・街灯 2%である。

2004年における顧客毎の電力消費量は、民生用40%、産業用37%、商業用20%および宗教・街灯3%であった。商業用需要がシェアを伸ばしている。一般住宅の需要が主である民生用需要も同様に伸びていることが分かる。



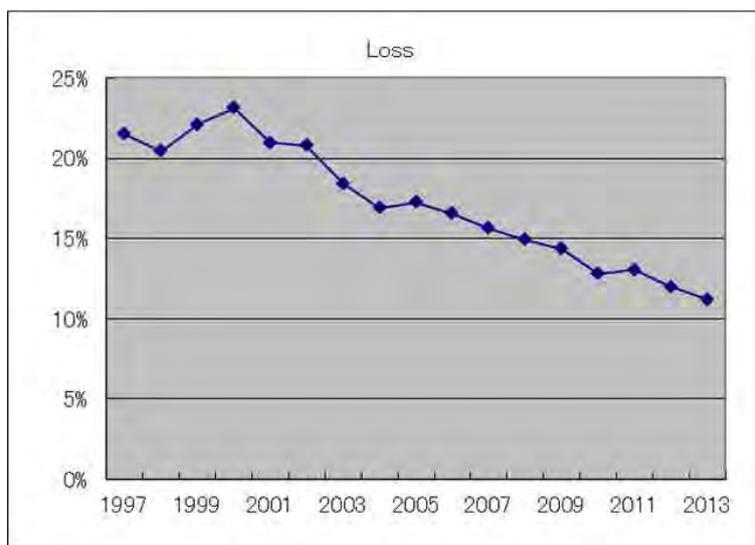
(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.3-1 顧客カテゴリー別消費電力量の実績

3.1.4 送配電損失の状況

送配電ロスの実績をみると、1997年の20%台から2012年には11%後半まで改善してきている。料金体系が定額制から従量料金制に変わり、その際に料金メーターを取り付けたことにより改善された。

現在建設中のトリンコマレ石炭火力発電所からの電力を送電する系統の一部に低ロス電線を採用するなど、テクニカルロスを低減する方策が採られている。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.4-1 送配電ロス率実績

3.1.5 負荷率の状況

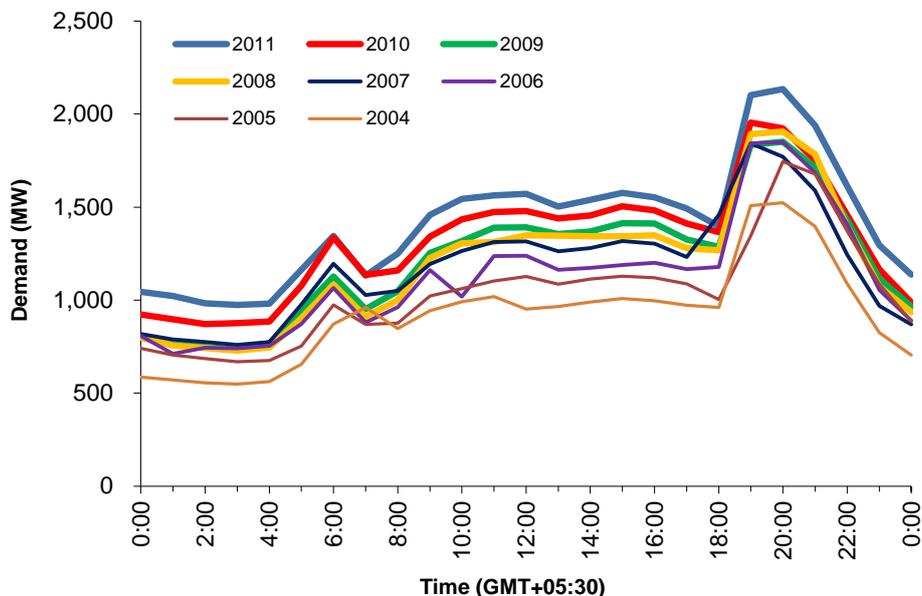
マイクロ水力等再生可能エネルギー発電を含む負荷率は1996年の51.6%から2011年には57%と増加している。2012年も大幅に改善しているが、この年は計画停電を行ったため参考にならない。再生可能エネルギーを含めた負荷率は、1996年の51.1%から2011年には60.8%と同様に増加している。

また、負荷率向上のため、白熱電球を蛍光灯に変更する政策が取られている他、ピーク時間帯の料金を高くする時間帯別料金の導入が検討されている。

3.1.6 日負荷曲線の現状

(1) 最大電力発生日の日負荷曲線

日負荷曲線の形状は経年的に大きな変化はなく、ピーク需要が年々増加している。卓越している夜ピークの継続時間は、3-4時間、ピークとして現れる需要は600MW程度である。



(出典：CEB データより調査団作成)

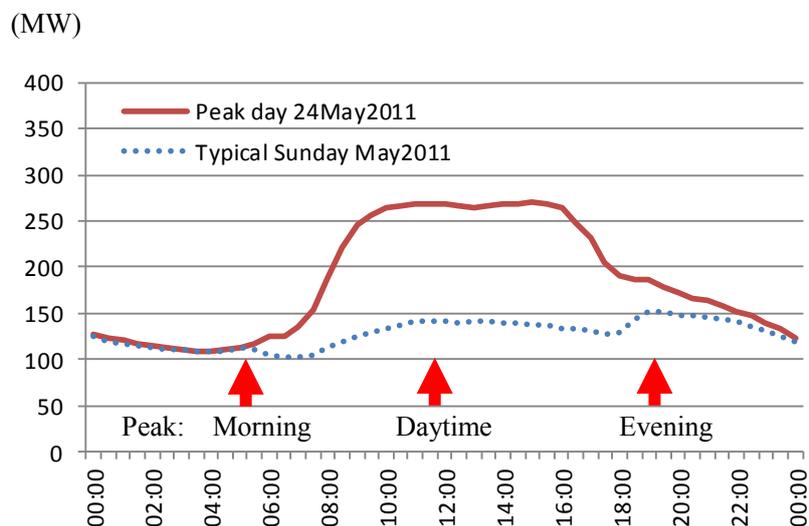
Figure 3.1.6-1 過去の最大電力発生日の日負荷曲線

(2) 日負荷曲線の変化

スリランカ国は観光立国を目指しているため、今後、工業に加えてサービス業が開発され盛んになると昼間需要が伸びてくることが予想される。既にコロンボ地区では、平日には昼間需要が増加して、日最大需要が昼間に発生している。コロンボ地区の祝日の日負荷曲線は、朝、昼、夜の3つのピークの出現が認められ、全国の日負荷曲線と同様な形状をしている (Figure 3.1.6-1 参照)。夜間の需要は平日・休日の差がなく、昼の時間帯の需要は休日に比べて平日が高くなっていることから、工業・サービス業等による昼間の電力需要が増加していると想定される。

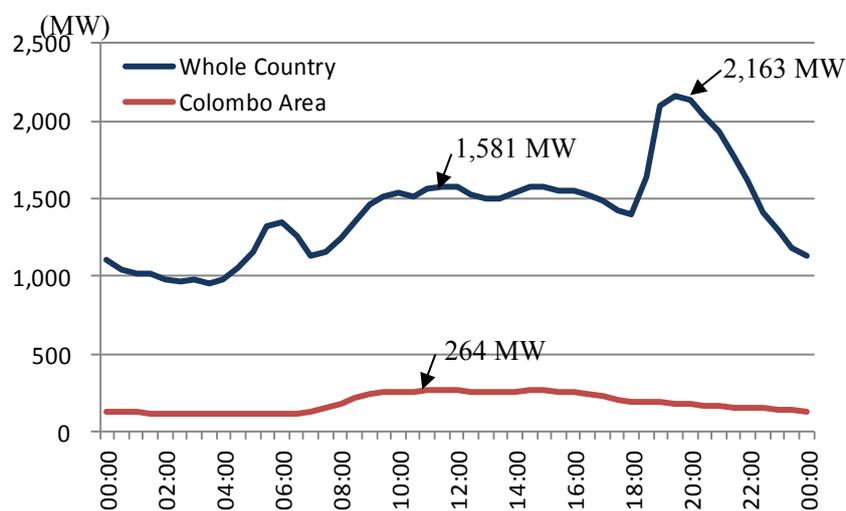
需要想定を行う場合には、このような変化を考慮して負荷率に反映させる必要がある。しかしながら現状では、Figure 3.1.6-3 に示すようにコロンボ地区の昼間需要は全国の電力需要に比べて小さく、日負荷曲線を大きく変えるまでには至っていない。

従って現状におけるピーク需要想定は夜ピークを対象とし、ピーク需要の増加に合わせたピーク電力を計画して確実に開発することが求められる。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.6-2 コロンボ地区での日負荷曲線 (2011 年)



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.6-3 全国とコロンボ地区の日負荷曲線比較 (2011 年ピーク発生日)

3.2 経済状況と電力需要

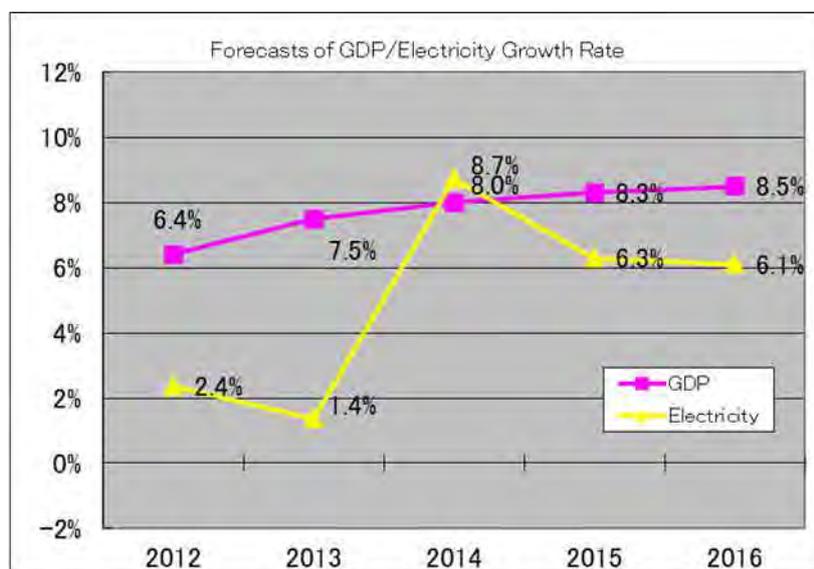
2012 年の GDP の内訳を見ると、交易 23%、工業 17%、交通通信 14%、農林水産業 11%、銀行証券不動産 9%、建設 8%、政府関連 7%、鉱業 3%、サービス業 3%、電力ガス水道 2%、その他

3%である。電力消費が大きいと考えられる鉱工業の割合は全体の20%である。交通分野では電化が進んでおらず、電力に依存するセクターの占める割合が少ない特徴がある。

3.2.1 電力需要と GDP の関係

GDP 伸び率と電力伸び率を下図に示す。GDP 伸び率はスリランカ中央銀行からの2012年に発表された予測値である。また、電力量伸び率は、LTGEP で想定している予測値（ただし、2012年および2013年は実績）を示している。

電力量伸び率の実績は2%程度に留まっており、GDP 伸び率の想定値に比べて低い。2012/2013年のGDP実績は想定値と同程度の伸び率（2012年：6.3%、2013年：7.3%）を記録していることから傾向に差はない。2014年以降のGDP・電力量予測では、2014年の伸び率が同程度であるものの、2015年以降は電力の伸び率がGDPの伸び率に比べて小さくなっており、全般的に電力量の伸び率はGDP 伸び率に比べて低い状況にある。

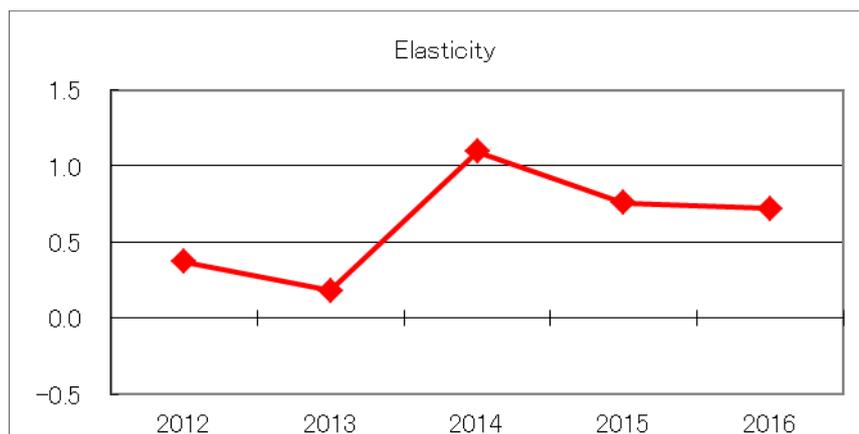


(出典：CEB データに基づき調査団作成)

Figure 3.2.1-1 GDP 伸び率と電力需要伸び率の想定値

電力需要の増加率をGDPの増加率で除した、GDP弾性値は以下のとおり。GDPの構成上で大きな割合を占めるセクターの電力消費量が大きくないことから、GDP弾性値が1を割り込んでいる。

なお、将来的に工業やサービス業のGDPに占める割合が増えた場合や交通機関の電化が進んだ場合には、GDP弾性値は1-1.2の範囲に増えると考えられる。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.2.1-2 GDP 弾性値

3.3 需要想定

3.3.1 電力需要想定

スリランカ政府の経済・エネルギー・電力政策は、今後のスリランカ国の電力需要に大きな影響を与えることから、これらを確認し、以下の観点から CEB が実施している電力需要の妥当性、ピーク対応電源の必要性を検証する。

- (i) 経済政策に基づく産業構造変化による電力需要、電力負荷パターン変化への影響
- (ii) 電力需要予測の計量経済モデル（使用変数）の検証
- (iii) 需要側管理（Demand Side Management：DSM）政策、省エネルギー政策

スリランカ国では、CEB の計画部門が電力需要想定を数年毎に見直し、電力設備計画と共に CEB が取りまとめて Public Utility Committee の承認を受けている。

需要想定は、計量経済モデルを作成して将来需要を予測し、これを元に需要側管理や政策に基づく負荷率の改善効果（1.5%/10年程度）を見込んでピーク需要を想定している。

3.1.6 節で述べたように、首都圏では昼間のピークが卓越しているものの、全国的にはピーク需要は夜間に発生しており、昼ピークは夜ピークの 75%程度に留まっている。また、昼・夜ピークの年伸び率には差がなく、電力負荷パターンを大きく変えるまでには至っていないので、現状の需要形状に基づいた想定が適切である。

現状で使われている計量経済モデルは、次節で述べるように、過去の実績と GDP の影響が大きいモデルであるが、寄与率が高いことから現状の想定手法として妥当と考えられる。

3.3.2 電力需要想定手法

販売電力量想定は、需要区分毎に政府政策を考慮して計量経済モデルを作成し想定を行っている。送電端発電電力量は、販売電力量に、送配電ロス、再生可能エネルギー導入予測、DSM および省エネルギー施策の効果予測を考慮して行う。

具体的な需要区分としては、Domestic（民生需要）、Industry（工業）、Commercial（商業、ホテル業を含む）、その他（街灯、宗教利用）の4カテゴリ毎に重回帰分析を行い想定している。2011年までは、工業と商業を一括してモデル化してきたが、政府の商業振興政策を考慮して工業と商業とを分けて想定することとしている。

再生可能エネルギー導入による電力量は、Renewable Energy Authorityにより想定されており、これを使用して想定している。

(1) 計量経済モデル（販売電力量想定）

販売電力量想定に用いている計量経済モデルに使用される変数は下表のとおり。

この変数から分かるように、顧客種別毎の過去のトレンド、GDP 予測、顧客数から重回帰分析を行って想定を行っている。先述のとおり GDP の伸びより電力需要の伸びは小さくなるが、GDP との相関は強い。したがって、これら変数を選定することは妥当と考えられる。

Table 3.3.2-1 販売電力量想定に用いる変数

Sector	Variables
Domestic	Previous year Demand, GDP per Capita, Domestic Consumer Accounts
Industrial	Previous year Demand, GDP
Commercial	Previous year Demand, GDP
Others	Year

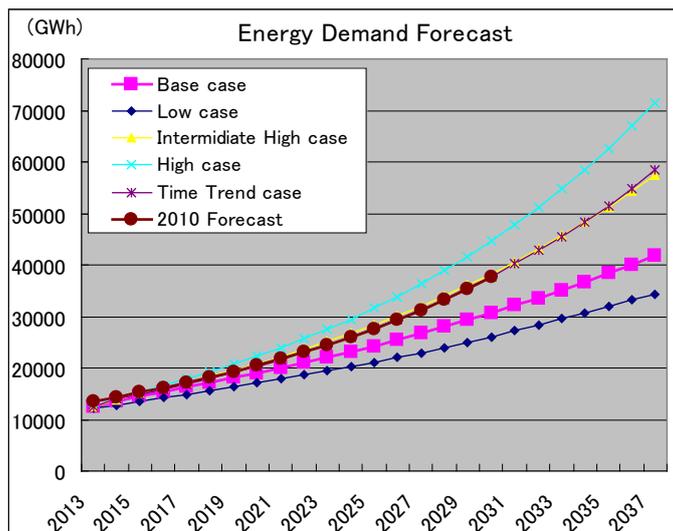
（出典：LTGEP2013-32）

3.3.3 需要想定

(1) 電力量想定

先述の重回帰モデルで想定した需要をベースケースとしている。この他に、Sustainable Energy Authority が試算する DSM や省エネルギーの効果を考慮したローケース、スリランカ中央銀行が想定する人口増加や GDP 増加を考慮した中間ハイケース、高人口増シナリオと経済成長を考慮したハイケース、および過去の需要のトレンドによるタイムトレンドケースを想定し、感度分析を行っている。

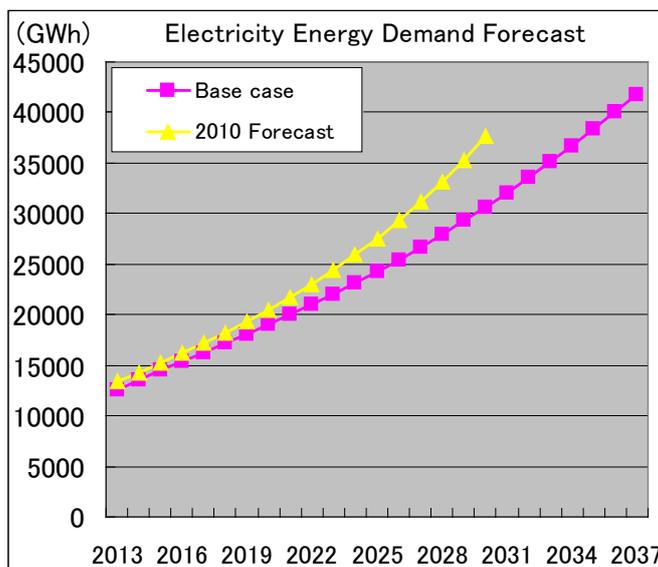
ベースケースより、ローケースは2年遅れ、中間ハイケースは2年進み、ハイケースは5年進みの想定となっている。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.3.3-1 電力需要想定 (GWh)

LTGEP2013-32 におけるベースケースは、前回 2010 年想定 of ベースケースより 2014 年断面で 2 年遅れとなっている。

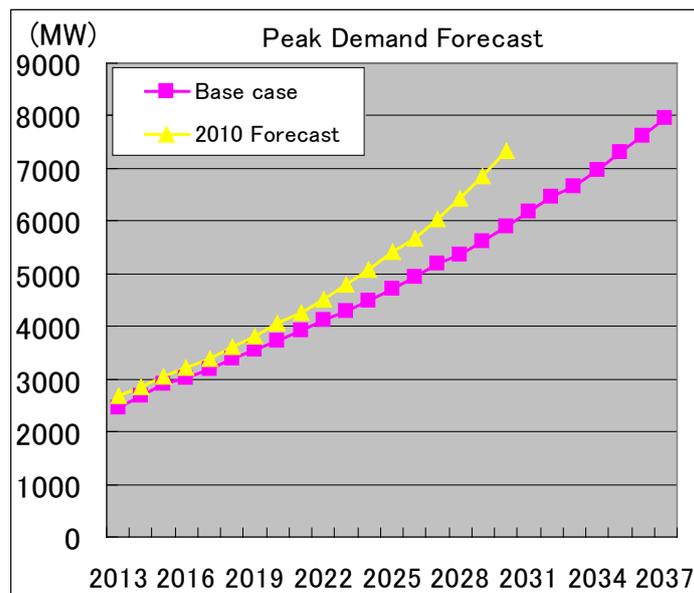


(出所：CEB データより調査団作成)

Figure 3.3.3-2 LTGEP2013-32 想定と 2010 想定

(2) 最大電力想定

負荷率は 2011 年実績の 57% に対して、58%-60% で想定されている。負荷率の想定は、過去の実績から単回帰で想定している。この負荷率に基づき、送配電ロスを考慮して最大電力を想定している。最大電力想定を以下に示す。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.3.3-3 LTGEP2013-32 と前回 2010 年の最大電力想定

第4章 電源開発計画

4.1 CEB による発電拡張計画

CEB は、スリランカ国の法令によってスリランカ全土に対し効率的で調和した経済的な電力供給システムを構築し維持する義務を負っており、電力需要に応じた発電ないしは電力調達することが求められている。この要求を達成するため、CEB は将来の電力需要の増加に対応する長期発電拡張計画を毎年策定している。

第3章で述べた需要想定にもとづいて2014年4月に作成された拡張計画(Long Term Generation Expansion Plan 2013-2032)が最新であり、これをTable 4.1-1に示す

Table 4.1-1 Generation Expansion Plan

YEAR	RENEWABLE ADDITIONS	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS	LOLP %
2013			4x5 MW ACE Power Matara 4x5 MW ACE Power Horana 4x5.63 MW Lakdanavi	1.821
2014		<i>4x5 MW Northern Power 3x8 MW Chunnakum Extension 1x300 MW Puttalam Coal (Stage II)</i>		1.357
2015		<i>1x300 MW Puttalam Coal (Stage II) 3x75 MW Gas Turbine</i>	6x16.6 MW Helandanavi Puttalam 14x7.11 MW ACE Power Embilipitiya 4x15 MW Colombo Power	1.228
2016	<i>35 MW Broadlands 120 MW Uma Oya</i>			1.017
2017		1x105 MW Gas Turbine		1.483
2018	27 MW Moragolla	2x250 MW Trincomalee Coal	4x5 MW Northern Power 8x6.13 MW Asia Power	0.399
2019		2x300 MW Coal Plant	5x17 MW Kelanitissa Gas Turbines 4x18 MW Sapugaskanda Diesel	0.080
2020				0.247
2021		1x300 MW Coal Plant		0.162
2022	49 MW Gin Ganga	1x300 MW Coal Plant		0.085
2023		2x300 MW Coal Plant	163 MW AES Kelanitissa CCY 115 MW Gas Turbine 4x9 MW Sapugaskanda Diesel Ext.	0.045
2024				0.169
2025		1x300 MW Coal Plant	4x9 MW Sapugaskanda Diesel Ext.	0.162
2026				0.518
2027		1x300 MW Coal Plant		0.466
2028		1x300 MW Coal Plant		0.370
2029				1.078
2030		1x300 MW Coal Plant		1.094
2031		1x300 MW Coal Plant		1.140
2032		1x300 MW Coal Plant		1.233
Note:	Committed plants are shown in <i>Italics</i> .			
Source:	LTGEP 2013-2032 Revised Base Case Plan			

4.2 ピーク負荷対応型電源の必要性

LTGEP 2013-2032に基づく2013年断面における電源構成をFigure 4.2-1に示す。

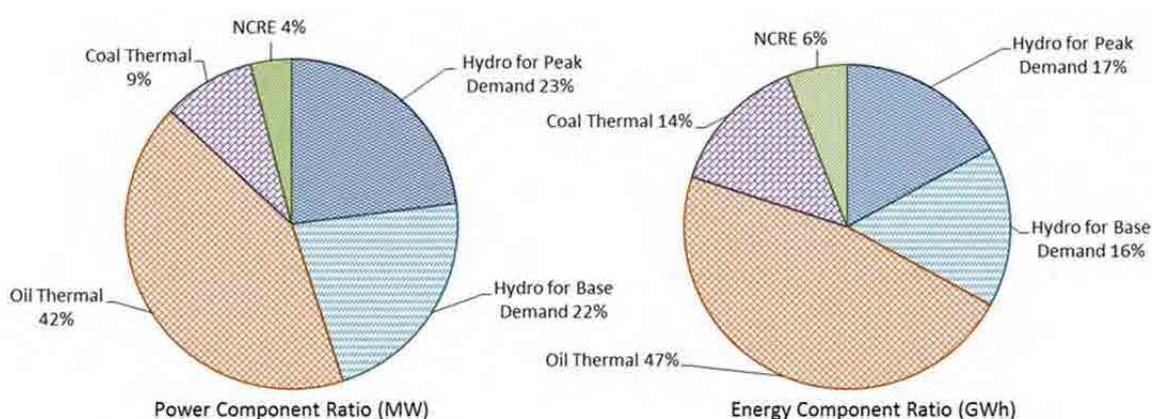


Figure 4.2-1 Composition of Power Generation in 2013

4.1 “CEB による発電拡張計画” に示すように、CEB は経済成長に伴う将来の電力需要の増加に対応するために、2013 年版 LTGEP の中で、2013 年から 2032 年までの発電拡張計画を策定している。この発電拡張計画には以下の課題が残されている。

- ピーク負荷対応型の電源を目的とした水力発電所の新設が 2013 年以降計画されていない。
- 輸入ディーゼル燃料の価格高騰¹のため、ピーク対応の火力発電設備の新設は困難な状況にある。
- ピーク負荷対応を担ってきた既設火力発電設備が老朽化と相まって廃止の時期を迎えている。

その対策として、大規模貯水池を持つ水力の新規開発、既設水力をベースおよびミドル電源からピーク電源へのシフト、および既設水力の増設が考えられる。これらの実施は、確実な国産再生可能エネルギーの有効利用に努めることになる。

しかしながら、同国の開発可能な包蔵水力のほとんどが、開発済み、あるいは建設中であり、また有望な新規水力は限られているため、特に規模の大きな新規地点はない。また、既設水力の増設には、経済性や工事中の貯水池水位の低下（工事中の発電の停止）などの課題がある。

2011 年 5 月 20 日 19:30 に既往最大電力需要として 2,163 MW を記録した。この日の日負荷曲線を Figure 4.2-2 に示す。この図より、ピーク時間はおよそ 17 時 30 分から 4~5 時間であり、ピーク負荷は 735MW を示している。このピーク負荷は CEB が所有する火力発電所で約 180MW、IPP 火力発電所で 130MW²、CEB の水力発電所で 425MW³の供給で賄われている。

¹ 例えば、2014 年 1 月時点 U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur No.2 Diesel Spot 価格が、5 年前比で 204% : U.S. Energy Information Administration Data

² 130MW=310MW-180MW

³ 425MW=735MW-310MW

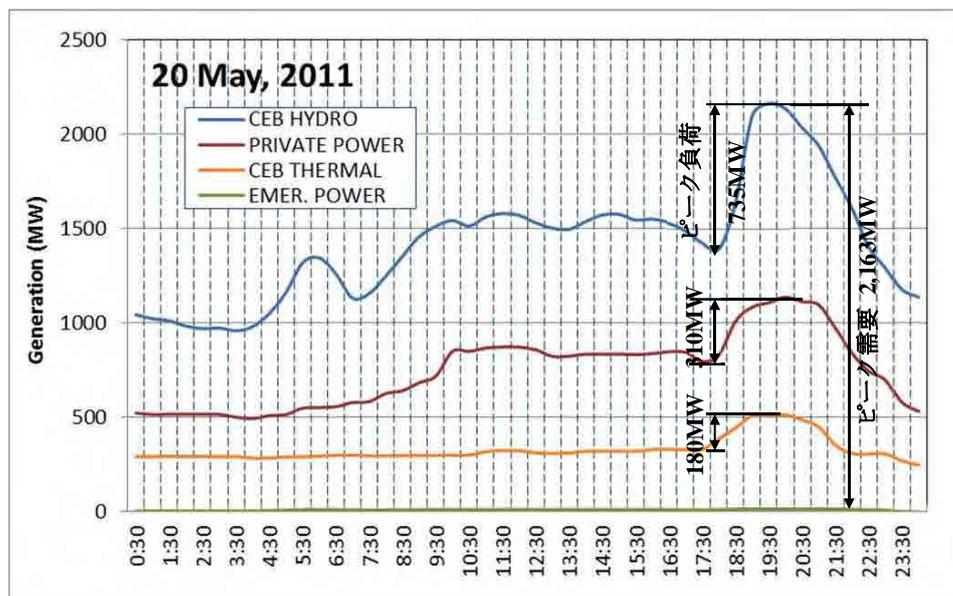


Figure 4.2-2 Daily Load Curve on May 20, 2011

2011年5月20日の日負荷曲線は比較的豊水時期のものであり、参考までに比較的渇水時期である11月16日の日負荷曲線をFigure 4.2-3に示す。この日は、水力発電所の貯水池に余裕がないためオフピーク時も火力発電所はほぼフル稼働を行い、水力発電所の貯留水はピーク時の発電対応に備えられた。この結果、ピーク負荷の514MWは水力発電所で476MW、CEBが所有する火力発電所で約13MW、IPP火力発電所で22MW賄われている。

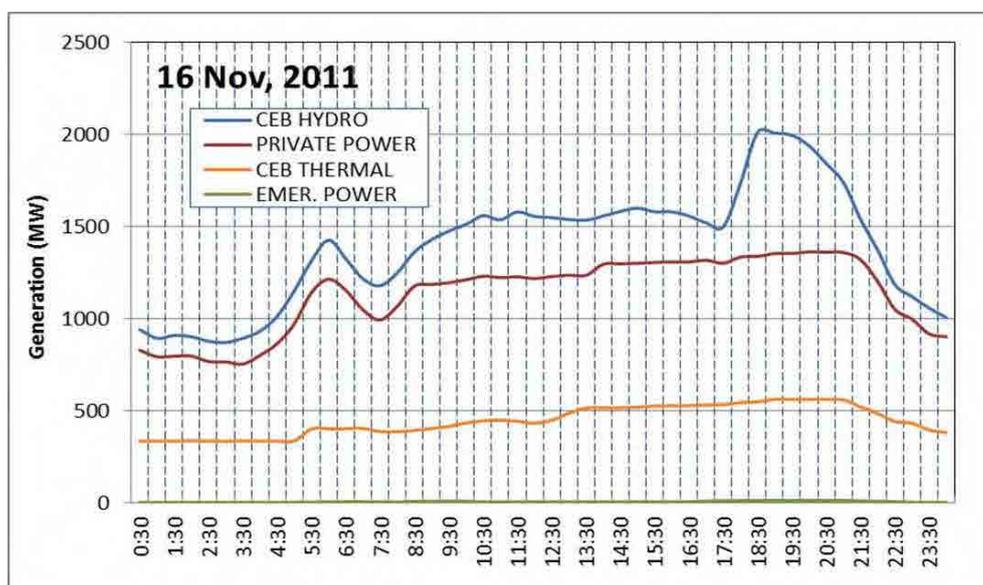


Figure 4.2-3 Daily Load Curve on November 16, 2011

上述したようにピーク負荷対応電源として使用されているCEBの既設火力やIPP火力がリタイアの時期を迎えている一方で、ピーク需要、ピーク負荷は年々増え続けると予測されており、今後ピーク対応電源確保に向けた施策が急務となっている。

4.3 2025年時点での電源構成

LTGEP 2013-2032によれば、2025年断面での電源構成は、Figure 4.3-1となる。

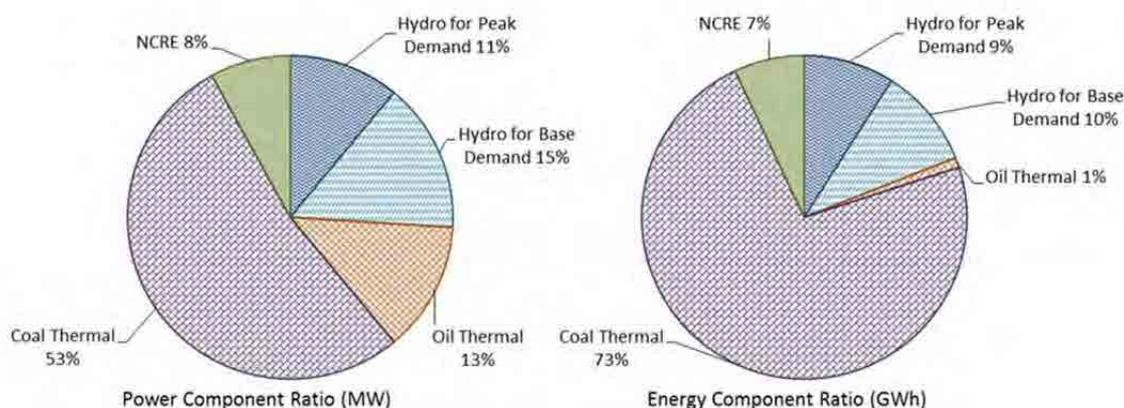


Figure 4.3-1 Composition of Power Generation in 2025

図のように石炭火力の構成比率（MW ベース）は約53%と電源構成に占める割合が大きい。これは、電気料金の適正化を図ろうとするために石炭火力の開発を優先したためであるが、電源のベストミックスの観点からは歪な構成となっている。このため、負荷追従性の悪い石炭火力を効率的に運用するためにも、相当量のピーク負荷対応電源の開発が必要である。

2025年におけるベース負荷対応電源として、今後開発される石炭火力が主に受け持つ。石炭火力の余力となる容量は、ミドルピーク負荷対応電源、待機電源、またはピーク負荷対応電源として揚水発電が選定された場合の揚水原資電源となる。ミドルピーク対応電源としては、既設のCEB火力、IPP火力、石炭火力の一部、時期的に不確実ではあるが今後開発されるLNGコンバインドサイクル発電が対応する。

4.4 ピーク負荷対応型電源の必要規模

2011年における毎月の最大電力需要日における、ピーク時およびピーク時直前（17:30）の発電実績をTable 4.4-1に示す。この表から、2011年におけるピーク負荷は、最大で734MW（ピーク需要の34%）、最小で514MW（同じく25%）、平均で573MW（同じく28%）であったことが判る。同様なチェックを2010年でも行くと、ピーク負荷の最大は655MWで、ピーク需要の34%である。このことより、ピーク需要が1年間で1,955MWから2,163MWに増加しても、ピーク負荷のピーク需要に対する割合は、ほぼ同じであったことが判る。

Table 4.4-1 Generation Record of Power Generation on Monthly Peak Demand Day in 2011

	Off-Peak Time (17:30) Load & Supply (A) MW					Peak Time (18:30-19:30) Load & Supply (B) MW					Balance (B-A) MW				
	Total	Hydro	CEB T.	IPP T.	Emer. P	Total	Hydro	CEB T.	IPP T.	Emer. P	Total	Hydro	CEB T.	IPP T.	Emer. P
Jan. 25	1,352.5	746.2	112.5	484.7	9.1	1,873.3	1,090.6	125.3	644.0	13.4	520.8	344.4	12.8	159.3	4.3
Feb. 23	1,358.1	639.3	337.0	371.1	10.7	1,961.1	907.7	391.7	646.9	14.8	603.0	268.4	54.7	275.8	4.1
Mar. 30	1,493.9	597.6	383.0	503.2	10.1	2,020.3	877.8	555.0	572.8	14.7	526.4	280.2	172.0	69.6	4.6
Apr. 05	1,465.4	737.2	284.5	433.6	10.1	1,994.3	1,157.2	385.8	438.2	13.1	528.9	420.0	101.3	4.6	3.0
May 20	1,428.6	634.2	320.5	463.9	10.0	2,163.1	1,055.0	499.5	594.0	14.6	734.5	420.8	179.0	130.1	4.6
Jun. 28	1,448.5	406.7	391.5	643.2	7.1	2,013.4	815.9	398.3	784.9	14.3	564.9	409.2	6.8	141.7	7.2
Jul. 21	1,388.5	264.0	469.0	648.6	6.9	1,985.5	619.8	566.5	785.4	13.8	597.0	355.8	97.5	136.8	6.9
Aug. 29	1,406.8	288.3	603.0	500.9	14.6	1,999.6	756.0	691.7	537.3	14.6	592.8	467.7	88.7	36.4	0.0
Sep. 28	1,446.8	257.0	350.0	828.4	11.4	2,033.4	783.1	397.5	838.0	14.8	586.6	526.1	47.5	9.6	3.4
Oct. 06	1,453.8	257.6	388.5	799.6	8.1	2,040.2	818.2	396.8	811.2	14.0	586.4	560.6	8.3	11.6	5.9
Nov. 16	1,500.3	197.9	522.0	768.2	12.2	2,013.8	673.8	535.2	789.9	14.9	513.5	475.9	13.2	21.7	2.7
Dec. 06	1,513.1	286.9	616.5	599.0	10.7	2,032.1	779.3	629.4	609.8	13.6	519.0	492.4	12.9	10.8	2.9
Minimum	1,352.5	197.9	112.5	371.1	6.9	1,873.3	619.8	125.3	438.2	13.1	513.5	268.4	6.8	4.6	0.0
Maximum	1,513.1	746.2	616.5	828.4	14.6	2,163.1	1,157.2	691.7	838	14.9	734.5	560.6	179	275.8	7.2
Average	1,438.0	442.7	398.2	587.0	10.1	2,010.8	861.2	464.4	671.0	14.2	572.8	418.5	66.2	84.0	4.1

検討対象年として 2025 年における日負荷曲線を以下の条件で想定した。

- 電力需要想定は 3 章に示すように、人口、GDP、GDP capita、電気料金、前年度電力需要、顧客数をインプットデータとして Domestic、Industrial、Commercial、その他に分け実施
- ピーク需要予測は、上記に加え負荷率 (Load Factor) を考慮
- 2025 年における発生電力量および最大ピーク需要は、それぞれ 24,284GWh および 4,717MW (LTGEP 2013-2032 による)
- 2011 年実績として、ピーク負荷はピーク需要の 25~34% (平均値 28%)
- 3.1.6 (2) で述べたように、今後工業やサービス業が開発されると昼間の電力需要が伸び負荷率が改善されると想定されるが、昼間の電力需要が大きく変化し安定するまでには、時間を要する。
- ピーク負荷の絶対値の予測に影響を与える主要な指標は、負荷率であり、負荷率が増えると日負荷曲線がフラット化し、ピーク負荷は小さくなる傾向
- LTGEP 2013-2032 の需要想定によれば、2013 年から 2025 年の負荷率を 57.2%から 58.8% の範囲で変化するとしており、その変化量が小さいので日負荷曲線の大きな形状変化はないと想定される
- このため、2025 年の日負荷曲線は現状の形が相似形を保つと考え、ピーク負荷は最大ピーク需要の 28%とし、1,320MW
- 最低需要 (ベース負荷) も同様に、ピーク需要の 44%とし、2,000MW
- ミドルピーク負荷は、差し引きで約 1,400MW

想定する日負荷曲線を Figure 4.4-1 に示す。

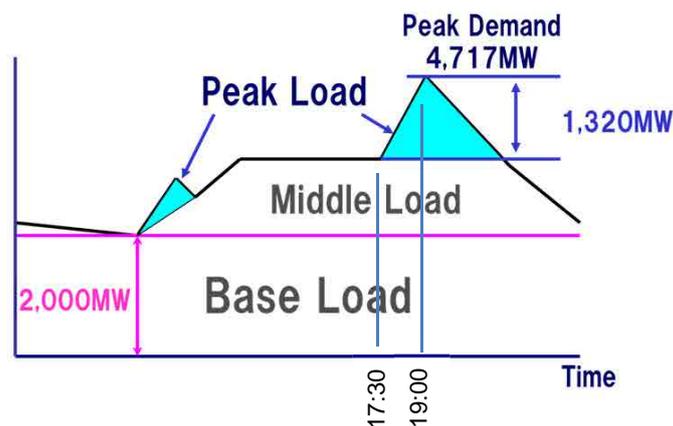


Figure 4.4-1 Daily Load Curve Model in 2025

前述のとおり、LTGEP 2013-2032 には今後ピーク対応電源の建設が予定されていないため、今後必要となる開発量を以下の方法で算出した。

- 火力発電所の高効率確保のため、ピーク負荷対応電源として水力のみで対応
- 2025 年におけるピーク需要対応可能水力発電設備とし、 $425\text{MW} + 150\text{MW (UKHP)} = 575\text{MW}$
- LTGEP 2013-2032 に計上されていないが、Victoria 増設 (228MW) が 2025 年以前に開発されると仮定
- 今後新規開発が必要なピーク負荷対応型電源は、 $520\text{MW} (\approx 1,320\text{MW} - 575\text{MW}^4 - 228\text{MW})$

よって、2025 年において投入が必要なピーク負荷対応電源は、将来の需要増を考慮し 600MW 程度と判断する。

4.5 ピーク需要対応型電源の投入時期

現在、ピーク負荷対応は、発電専用の貯水池ないし調整池を持つ水力発電所および石油系の火力発電所によって賄われている。Figure 4.2-1 に示すように、2013 年におけるこれらピーク負荷に対応が可能な電源は、全電源の 65% (設備出力で 1,900MW 強) を占めている。2025 年断面では、Figure 4.3-1 に示すようにピーク負荷に対応が可能な電源は、全電源の 24% (設備出力で 1,400MW 強) に減少する。この原因は、新規の大規模貯水池式水力発電所の開発が予定されていないことや、廃止火力発電所が徐々に増加していることにある。これらのことから、火力発電所の廃止がピークを迎える 2025 年までには、一定規模のピーク需要対応型電源の開発が必要となっている。

⁴ 2011 年ピーク需要時の水力対応実績概算値

第5章 系統計画・運用

5.1 系統運用の現状

5.1.1 系統運用基準

現在、CEB が適用している系統運用の基準を、以下に示す。

(1) 電圧基準

220kV 系統と 132kV 系統にける電圧変更基準を Table 5.1.1-1 に示す。

Table 5.1.1-1 Voltage Criteria

母線電圧	許容電圧変動[%]	
	常時	単一故障時
220kV	±10%	±10%
132kV	±10%	±10%

(出典：LTTDP 2013-2022)

(2) 熱容量基準

送変電設備の容量を超過しない事。

(3) 安定度基準

以下の系統事故が発生しても、系統の安定性を保つ事ができる系統構成とする。

- 三相故障（単一回線送電線事故に伴う再閉路失敗）
- 発電機(1 ユニット)の脱落
- 変圧器 1 台停止による負荷脱落

(4) 短絡容量基準

変電所母線で三相短絡故障が発生した場合、Table 5.1.1-2 のレベルを満足する事。

Table 5.1.1-2 Allowable Maximum 3 φ Short Circuit Levels

母線電圧	架空/地中	短絡容量(kA)
132kV 以上	架空線	40.0
	地中ケーブル	40.0
33kV	架空線	13.1
	地中ケーブル	16.0
11kV	地中ケーブル	20.0

(出典：LTTDP 2013-2022)

(5) 周波数基準

通常運用時、周波数は定格 50Hz±1%以内とする。また、電源脱落により、周波数低下が起る場合、Table 5.1.1-3 に示すスキームで負荷遮断を実施し、系統安定を保ち、周波数を 50Hz ±1%以内まで回復する必要がある。

Table 5.1.1-3 Load Shedding Scheme for Frequency Drop

ステージ	負荷遮断周波数	遮断時間	負荷遮断
I	48.75Hz	100ms	5.00%
II	48.50Hz	500ms	5.00%
III	48.25Hz	500ms	10.00%
	49Hz AND $df/dt < -0.85\text{Hz/s}$	100ms	3.00%
IV	48.00Hz	500ms	10.00%
	49Hz AND $df/dt < -0.85\text{Hz/s}$	100ms	3.00%
V	47.50Hz	瞬時	10.00%
	49Hz AND $df/dt < -0.85\text{Hz/s}$	100ms	4.00%
VI	49Hz AND $df/dt < -0.85\text{Hz/s}$	100ms	10.00%

(出典：CEB System Control Center (2013/06/20))

(6) 瞬動予備力

CEB では瞬動予備力を 5%として運用を行っている。

5.1.2 系統運用状況

(1) 概要

スリランカ最大の都市であるコロンボが最大の需要地であり、その周辺を含むコロンボ首都圏が全体の需要 2,143MW の約半分 (1,009MW) を占めている。

電源については、コロンボ周辺の火力(ガス、コンバインドサイクル、ディーゼル、出力：約 1,100MW)、中央部の水力(出力：約 1,100MW)、北西部の火力(石炭、ディーゼル、出力：400MW) が主要な供給力である。

(2) 問題点の特徴

現在の電力系統では、主に以下に示す問題を抱えており、系統計画において、対策が必要である。

- コロンボ首都圏における、平常時、1回線停止時ともに、系統電圧の低下、送電線の過負荷。
- 東部地域、1回線停止時の、New Anuradhapura 変電所 220kV 系、Trincomalee、Valachenai 変電所 132kV 系の電圧低下。

- 中央部水力電源地帯、平常時は Randeniga – Rantambe の送電線で過負荷となる場合があり、Randeniga – Rantambe の送電線 1 回線停止時には、電圧が崩壊する事が懸念される。この対策として、Laxapana 水系の水力発電所を最大出力で稼働する必要がある。
- 南部地域、Embilipitiya – Hambatota 送電線 1 回線停止時に過負荷になる場合がある。

(3) 周波数の運用

現在、周波数の調整は基本的にはガバナフリー運転により、自動的に行っているが、ガバナフリー運転で調整できない分については、給電指令により、水力発電所の、Victoria、Kotmale、Samanalawera、New Laxapana の内、1 台の発電機で手動調整を行っている。

しかし今後 LTGEP に従って石炭火力を開発した場合、現状の周波数調整能力では早晚周波数基準を満足できなくなるだけでなく、需要の少ない深夜帯には余剰電力対策も必要となる。この周波数調整能力の増強と余剰電力対策を同時に達成する有効な手段として、発電時に加えて揚水時にも周波数調整が可能で、広範な発電／揚水出力調整幅を有する可変速揚水の採用が挙げられる。

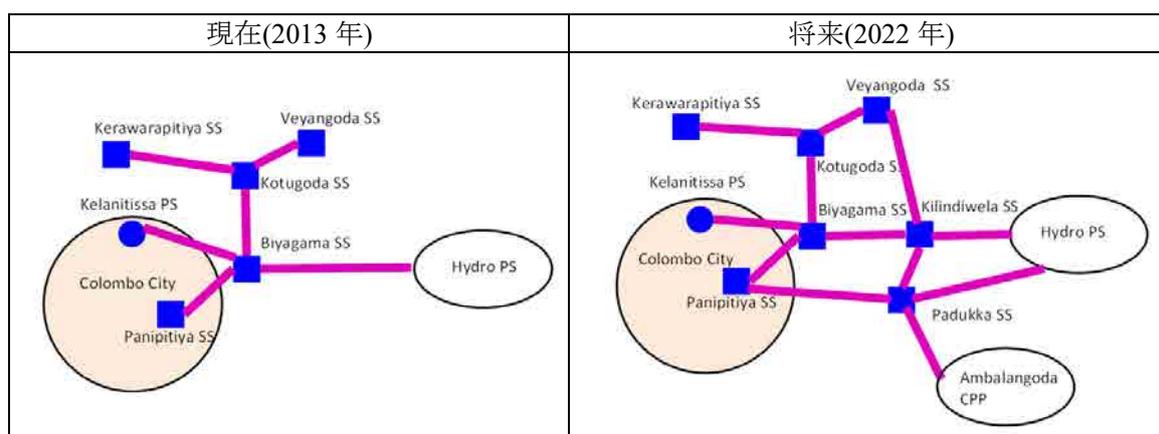
5.2 系統計画の現状

5.2.1 首都圏への電力供給対策

首都圏は系統電圧の低下、送電線の過負荷のような問題を抱えている。また、現在は電源地帯からの電力を受ける、220kV 変電所は Biyagama の 1 か所のみであり、首都圏の主要変電所へ電力を配分している。このような形態では、同変電所において母線故障等の重大故障が発生した場合、首都圏への電力供給に関して、大きな制約が生じる。この問題を回避するため、2022 年の系統計画では、以下に示す対策が有効であると考えられる。

- 水力電源地帯から首都圏への送電線の 2 ルート化
- 基幹変電所として、400kV Padukka、220kV Kilindiwela の新設

Figure 5.2.1-1 にコロombo首都圏の 2013 年と 2022 年の系統の相違を示す。



(出典：LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.1-1 Power System for Metropolitan Area

5.2.2 電源開発計画を踏まえた系統計画

長期送電線開発計画（Long Term Transmission Development Plan ; LTTDP, 2013-2022 Draft）の ANNEX-D によれば、今後、導入される電源は主に石炭火力であり、2022年までに合計 2,600MW の導入が計画されている。その内訳は増設も含めて以下の 3 か所の発電所で計画されている。

- Puttalam: 900MW (600MW 増設) 北西部地域
- Sampoor (Tricomalee) : 800MW 東部地域
- Ambalangoda: 900MW 南部地域

上記の大規模電源より首都圏に向けて電力が送電される事が想定されるので、これらを考慮した系統計画を検討する必要がある。

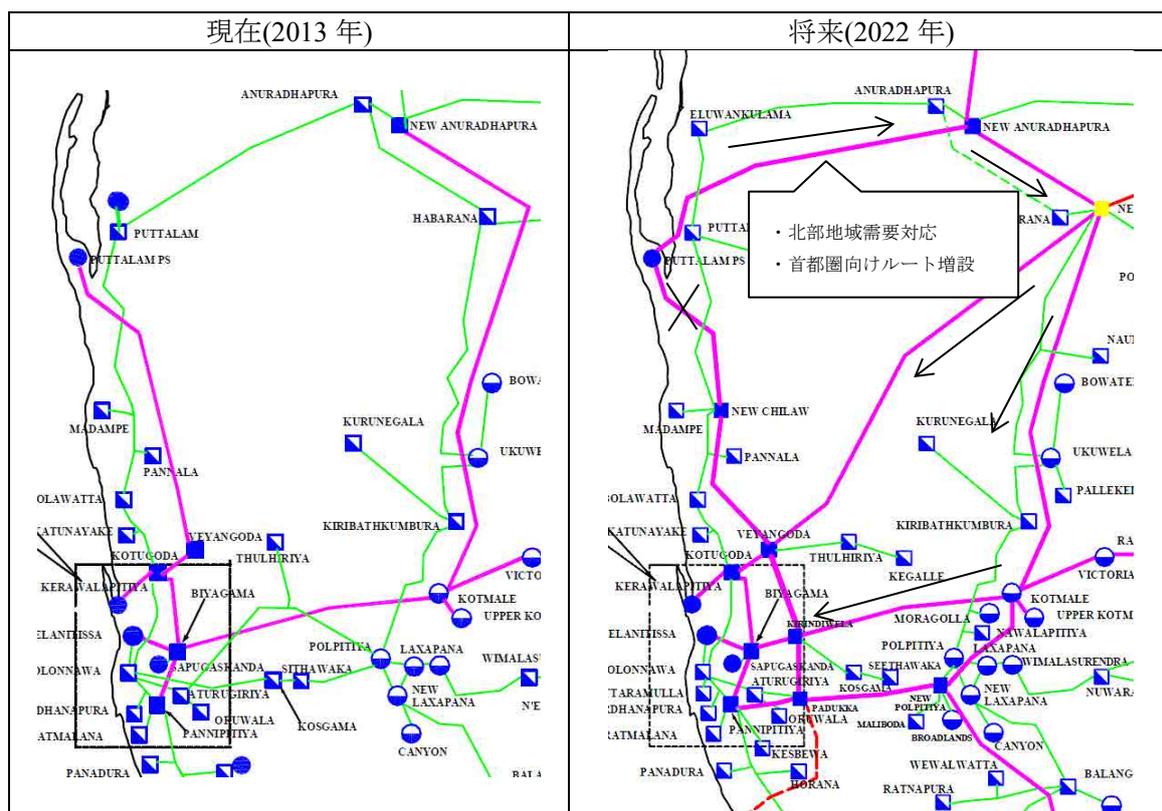
(1) Puttalam: 900MW 北西部地域

現在、Puttalam から首都圏向けに Puttalam – Veyangoda 220kV 送電線が 1 ルートあるものの系統計画では、Puttalam – New Anuradhapura 送電線が建設される事で、2 ルート化される。

従って、Puttalam – Veyangoda 送電線のルート断事故が発生した際も、Puttalam – New Anuradhapura 送電線ルートより、首都圏に向けて電力を送電する事が可能であり、首都圏の供給支障回避に有効であると判定される。

また、将来の北部地域の需要増加にも対応が可能であると考えられる。

Puttalam の導入に伴う、2013年と 2022年の系統の変更箇所を Figure 5.2.2-1 に示す。



(出典 : Source: LTTDP 2013-2022)

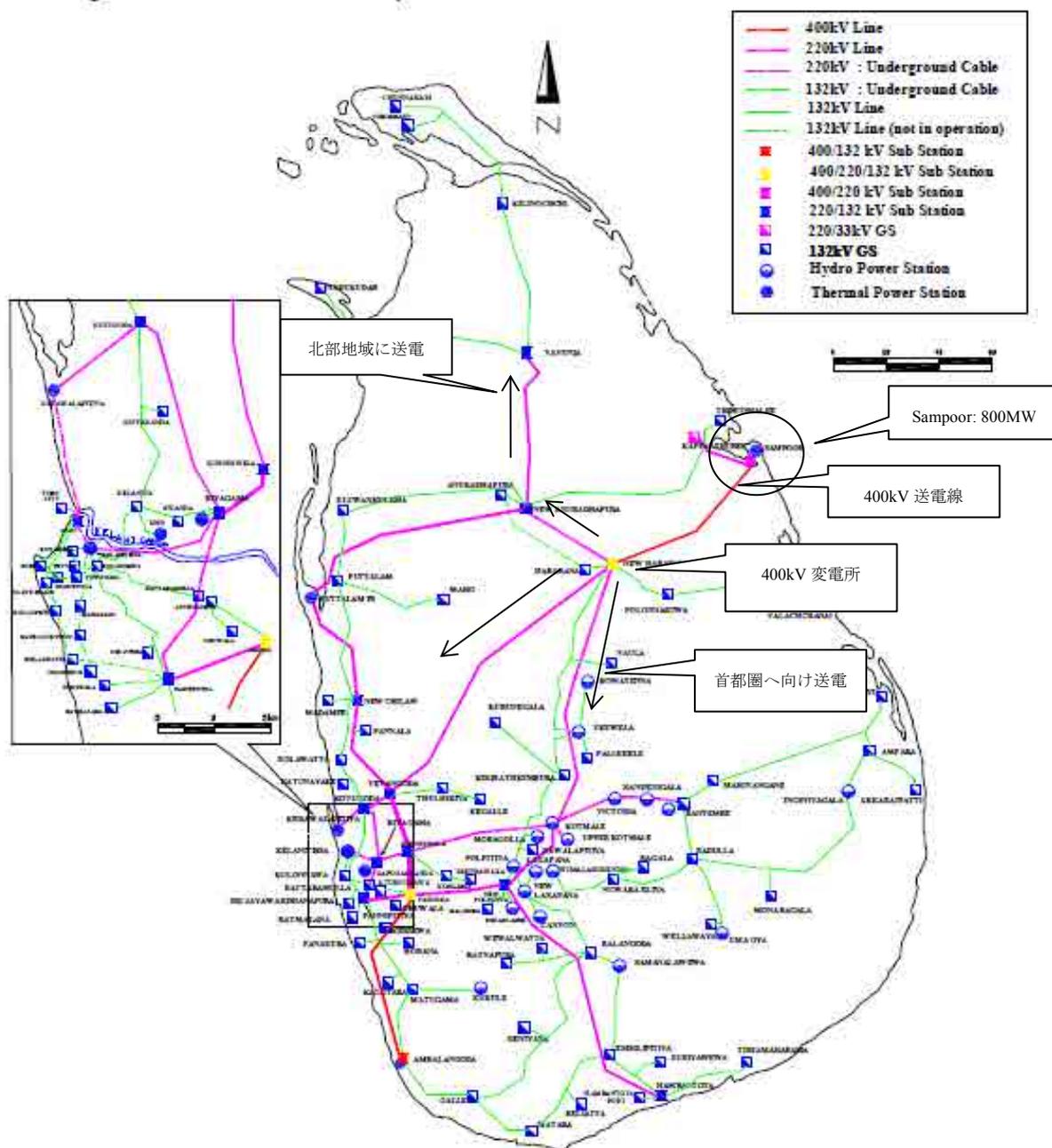
Figure 5.2.2-1 Difference of Power System due to Installation of Puttalam in 2013 and 2022

(2) Sampoor (Trincomalee) : 800MW 東部地域

現在、2022年までに東部地域に石炭火力 Sampoor 800MW の建設が計画されている。その計画に伴い、400kV 変電所 New Habarana および Sampoor – New Habarana 400kV 送電線が計画されている。Sampoor – New Habarana 送電線を 400kV とする事で、1 回線停止時の過負荷の回避に有効であると考えられる。

主に Sampoor で発電した電力を New Habarana を経由して、首都圏および北部地域に送電する。

The Map of Sri Lanka Transmission System in Year 2022



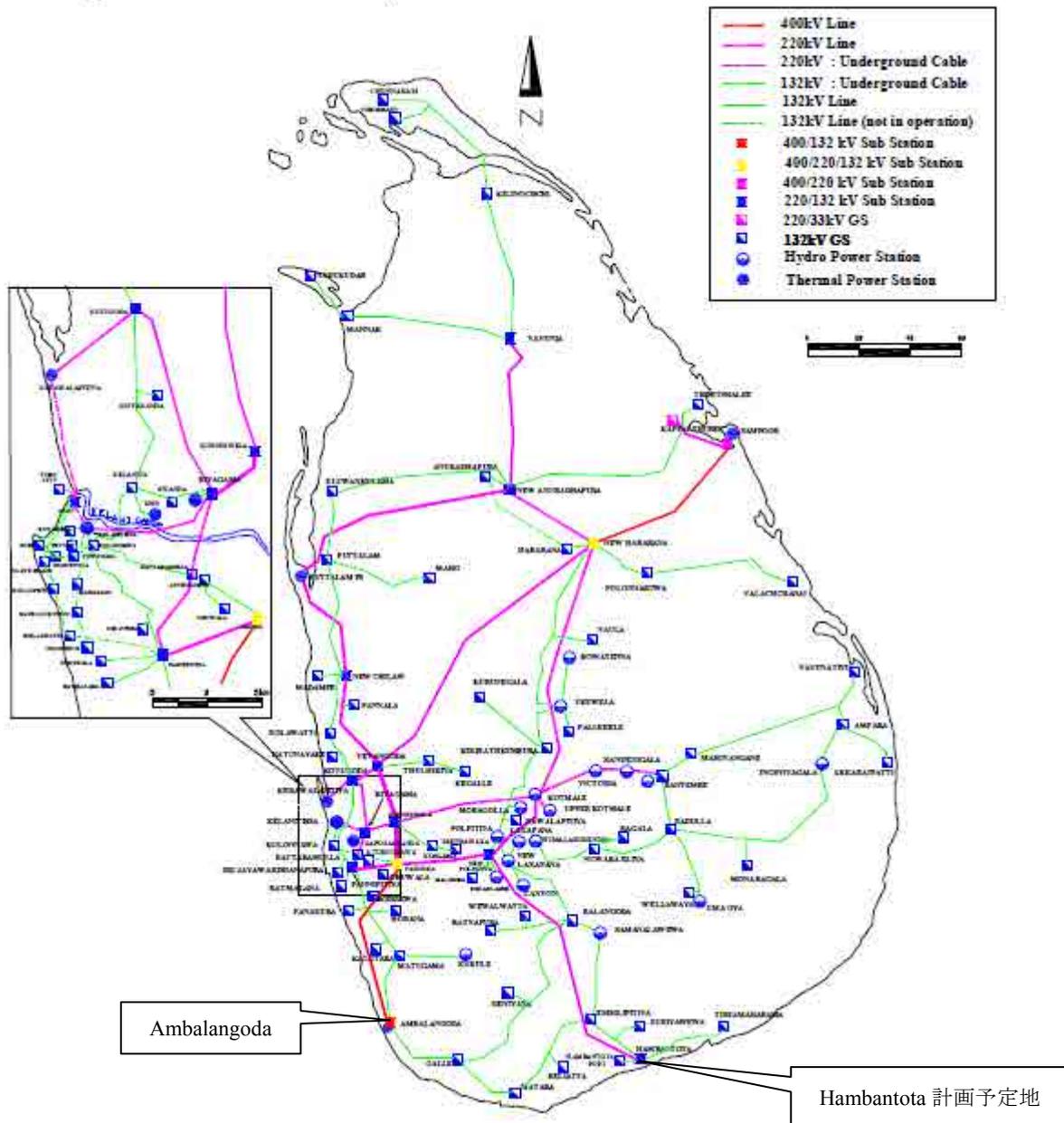
(出典：LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.2-2 Transmission and Substation Expansion due to Installation of Sampoor

(3) Ambalangoda: 900MW 南部地域

現在、2022年までに南部地域に石炭火力 Ambalangoda 900MW の建設が計画されている。その計画に伴い、Ambalangoda – Padukka 400kV 送電線が計画されている。また、2032年の概略検討では、Ambalangoda の東、約 150km に石炭火力 Hanbantota が建設される予定である。

The Map of Sri Lanka Transmission System in Year 2022



(出典 : LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.2-3 Transmission and Substation Expansion due to Installation of Ambalangoda

第6章 環境社会配慮

6.1 スリランカ環境の概説

6.1.1 物理的環境¹

スリランカはインド亜大陸の南東にある島嶼国で、北緯 5° 54' - 9° 52' と東経 79° 39' - 81° 53' の間に位置し、国土面積は 65,610 km² である。

南部に海拔 2,500 m を有する中央山岳地帯があり、海拔 0 - 75 m の低地平野部が中央山岳地帯を囲んでいる。中央山岳地帯から 9 つの主要河川と 94 の中小河川が平野部を通りインド洋に流れでている。

スリランカは赤道熱帯域に属し、モンスーンの影響を受ける。北東モンスーンによってスリランカ北部と東部は 12 月から 1 月の間に雨期があり、西部・南部・中部は南西モンスーンによって 5 月から 7 月の間に雨期がある。

6.1.2 スリランカの生態系

(1) 概説

森林環境省（当時）²によるとスリランカには 4 つの主な生態系があり、それらはさらに細かな生態系に分けられる。

森林生態系³：森林生態系の内、低地・山岳地帯にある湿潤雨林は生物多様性が非常に高い。

内陸湿地生態系：湿潤森林内とそこから流れ出る河川・沢には特有な淡水魚が、平野部に散在する人工貯水池（tanks）には様々な魚類が生息している。山岳地帯の湿潤 patanas には特有な淡水植生がある。沿岸湿地は特に渡り鳥を含めた鳥類にとって重要な生息地である。

沿岸・海洋生態系：サンゴ礁は特に生物多様性が高く、さまざまな動植物の重要な生息地になっている。

農地：ゴム、茶栽培地や水田は特定の種にとっての生息地となっている。例えば、茶栽培地は特定の鳥類グループが頻繁に使用している⁴。また、スリランカは農作物の種多様性が高いことが知られている。

(2) 生物多様性ホットスポット

国際自然保全 NGO の Conservation International は、世界で生物多様性が高くしかも早急な保全対策が必要な地域を生物多様性ホットスポットとして指定して保全策を進めることを提唱

¹ The information of this section are from Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment, 1999), Climate Change Secretariat, Ministry of Environment, Sri Lanka web site: http://www.climatechange.lk/ccs_index.html, and Central Bank of Sri Lanka Annual Report 2013.

² Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment, 1999).

³ Information on “Forest and related ecosystems”, “Inland wetland ecosystems” and “Coastal and marine ecosystems” and part of “Agricultural lands” are from Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment, 1999).

⁴ Birds of Sri Lanka (Deepal Warakagoda, Carol Inskipp, Tim Inskipp and Richard Grimmett, 2012).

している。スリランカは生物多様性ホットスポットの1つである「Western Ghats & Sri Lanka」に属している。

(3) 重要野鳥生息地⁵

国際的鳥類保全団体である BirdLife International は、全世界で重要野鳥生息地 (Important Bird Areas : IBAs) を鳥類とその生息地の保全のために特定し、公表している。IBAs は通常以下のような特長を1つまたはそれ以上を持つために、重要と考えられている。

- 1種またはそれ以上の世界的絶滅危惧種が集中的に生息する。
- 地域限定種またはバイオーム (biome) 限定種が生息する継続的な地域の一部をなしている。
- 渡りをする、または集団を形成する種の個体が非常に多く集まる場所である。

IBAs はその全体を保全するに適した大きさであること、通常はすでに当該国の保護地域ネットワークに組み入れられていることから、保全のための鍵となる地域として国際的に考えられている。

6.1.3 種についての現状

(1) 絶滅危惧種

前章で述べたようにスリランカは生物多様性ホットスポットの1つに属している。スリランカの生物多様性の高さは、気候的・地形的・土壌的な多様性から形成された水系・陸上系のさまざまな生息地と生物地理的な特徴 - 大陸移動とインド亜大陸からの分離の歴史 - から生まれている⁶。

人口増加と森林の減少・分断化によって多くの動植物が絶滅の危機に瀕している。2007年に International Union for Conservation of Nature (IUCN) はスリランカ政府とともに「The 2007 Red List of Threatened Fauna and Flora of Sri Lanka」を出版し、2012年に環境省はそのデータを更新し「The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Flora」を出版した。

Table 6.1.3-1 に 2012 年版レッド・リストの内容を要約した。

Table 6.1.3-1 スリランカの動物種のレッド・リストの要約

Taxonomic group	Critically Endangered	Critically Endangered possibly extinct	Endangered	Vulnerable	Total number of threatened species	Total number of species
Spiders	41 (14)	-	21 (10)	-	62 (24)	501 (257)
Freshwater crabs	34 (34)	-	12 (11)	-	46 (45)	51 (50)

⁵ BirdLife International web site. <http://www.birdlife.org/action/science/sites/>

⁶ The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012).

Taxonomic group	Critically Endangered	Critically Endangered possibly extinct	Endangered	Vulnerable	Total number of threatened species	Total number of species
Dragonflies	26 (22)	-	18 (14)	17 (4)	61 (40)	118 (47)
Ants	25 (5)	-	18 (3)	16	59 (8)	194 (33)
Bees	48	-	38	20	106	130
Butterflies	21 (5)	-	38 (10)	40 (7)	99 (22)	245 (26)
Land snails (excluding 21 not evaluated)	80 (70)	-	76 (72)	23 (20)	179 (162)	253 (205)
Freshwater fish	19 (16)	2 (2)	19 (17)	5 (4)	45 (39)	91 (50)
Amphibians	34 (34)	1 (1)	28 (27)	10 (9)	73 (71)	111 (95)
Reptiles (including marine species)	38 (36)	1 (1)	50 (39)	18 (11)	107 (87)	211 (124)
Birds	18	-	18 (7)	31 (11)	67 (18)	240 (27)
Terrestrial mammals	13 (6)	-	25 (8)	15 (4)	53 (18)	95 (21)

Numbers with brackets indicate endemic species.

Critically Endangered possibly extinct is defined as “species with no distribution records in last 60 years” . Total number of threatened species means the total number of Critically Endangered, Endangered and Vulnerable species.

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

Table 6.1.3-2 スリランカの植物種のレッド・リストの要約

Taxonomic group	Critically Endangered	Critically Endangered possibly extinct	Endangered	Vulnerable	Total number of threatened species	Total number of species
Pteridophytes	42 (10)	21 (5)	88 (11)	70 (12)	200 (33)	336 (49)
Angiosperms	218 (1029)	177 (72)	552 (272)	615 (220)	1,385 (594)	3,154 (894)
Gymnosperms	1	-	-	1	2	-

Numbers with brackets indicate endemic species.

Critically Endangered possibly extinct is defined as “species with no distribution records in last 60 years” . Total number of threatened species means the total number of Critically Endangered, Endangered and Vulnerable species.

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

(2) 世界規模での絶滅危惧種

IUCN は「The IUCN Red List of Threatened Species」を「植物と動物種の保全状況をもっとも総合的・客観的に世界規模で評価したもの⁷⁾」として公表している。スリランカで記録されている絶滅危惧種の数 Table 6.1.3-3 に示す。

⁷⁾ <http://www.iucnredlist.org/about/red-list-overview#introduction>

Table 6.1.3-3 スリランカでの世界規模での絶滅危惧種数

Taxonomic group	Mammals	Birds	Reptiles	Amphibians	Fishes	Molluscs	Other invertebrates	Plants	Total
Number	30	15	11	56	43	0	130	286	571

(Source: Threatened species in each country (totals by taxonomic group) in IUCN Red List version 2013.1.)

6.1.4 生物多様性保全の現状

(1) 保護区と森林の保全

重要な生態系を保全するために、野生生物保全局が計 938,771.91 ha を国立公園などの保護区として管理⁸し、森林局が計 1,180,227ha を国家遺産および厳正自然地域などの保護区として管理⁹している。

残存している森林の保全については、1990 年に伐採禁止が施行され、現時点では近い将来に伐採禁止が解除されることはないとされている¹⁰。

(2) 環境保護区 (Environmental Protection Areas)¹¹

中央環境庁 (Central Environment Authority : CEA) は国家環境法 (National Environmental Act) に基づき、環境上の特色を持った場所を環境保護区として指定している。中央環境庁が環境保護区の保護計画と開発に責任を負っている。

以下の 9 つが現時点までに環境保護区に指定している場所である。

- Muthurajawela buffer zone
- Bolgoda Lake
- Maragala Kanda, Moneragala
- Wathurana Swamp Forest
- Bulathsinhala
- Hanthana
- Knuckles
- Thalangama Tank
- Lake Gregory, Nuwara Eliya

以下の 4 つの地域を今後環境保護区として指定する予定である。

- Benthara Ganga
- Dedigamuwa Kanda
- Koggala Lagoon
- Gin Oya

⁸ Information from Mr. Channa Suraweera, Assistant Director - Natural Resource management, Department of Wildlife Conservation received on 15 July 2013.

⁹ Progress Report 2011 and Action Plan 2012 (Ministry of Environment).

¹⁰ Sri Lanka Forestry Outlook Study (FAO, 2009).

¹¹ PROGRESS REPORT 2011 and ACTION PLAN 2012 Ministry of Environment

(3) ラムサール条約登録湿地¹²

特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約（ラムサール条約）は各条約締約国に対して「国際的に重要な湿地を登録する」ことを求め、登録湿地は全世界の人類にとって重要な意味をもつものとして認識されている。

スリランカには5つのラムサール条約登録湿地がある。

(4) 世界自然遺産¹³

スリランカは世界の文化遺産及び自然遺産の保護に関する条約の締約国であり、2つの世界自然遺産 - Sinharaja Forest Reserve と Central Highlands - が登録されている。

(5) 生物圏保護区¹⁴

地域住民の協力と科学的な手法によって持続可能な発展を進めるために、United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) とスリランカ政府は UNESCO の「Man and the Biosphere (MAB) Programme」の下で生物圏保護区を設立している。スリランカには4つの生物圏保護区がある。

(6) 種の保護

スリランカに生息する生物種は「Fauna and Flora Protection Ordinance」によって保護されている。「Fauna and Flora Protection (amendment) Act, 2009」は以下のように保護種（または非保護種）を指定している。この法律での保護とは採取（狩猟など）の禁止を主なものとしている。

Schedule I:	List of Mammals and Reptiles that are not protected;
Schedule II:	Mammals and Reptiles that are strictly protected;
Schedule III:	List of Birds that are not protected;
Schedule IV:	Birds that are strictly protected;
Schedule V:	List of Amphibians that are not protected;
Schedule VI:	List of Fish that are protected;
Schedule VII:	List of Invertebrates that are protected; and,
Schedule VIII:	List of Plants that are protected.

(7) 生物多様性に対する脅威

スリランカ政府は、以下のような要因を同国の生物多様性に対する脅威として考えている¹⁵。開発プロジェクトを計画する際には、以下のような脅威を生じさせないようにすることが重要である。

¹² From the website of Ramsar Convention

(http://www.ramsar.org/cda/en/ramsar-documents-list/main/ramsar/1-31-218_4000_0__)

¹³ From the website of UNESCO World Heritage Centre (<http://whc.unesco.org/en/list/#note28>)

¹⁴ From the website of UNESCO Biosphere Reserves

(<http://www.unesco.org/new/en/natural-sciences/environment/ecological-sciences/biosphere-reserves/>)

- 生息地の消失と分断化
- 生息地の劣化
- 生物資源の過剰利用
- 伝統的作物や家畜の喪失
- 公害
- 人と野生生物種の利害紛争
- 侵略的外来種の蔓延
- 人口密度の増加

6.1.5 社会環境

(1) 人口

スリランカ政府統計局2011年次報告書 (Preliminary report-1, Census of Population and Housing 2011) によれば、2011年現在、人口は約20百万人。2001年以来1.4百万人、7.9%の増加となっている。人口増加率は1953年の2.8%を頂点に2001年には1.2%、2011年には0.7%の伸び率となっている。

(2) 民族及び宗教

スリランカの民族別人口比は、2001年のスリランカ政府統計局データによると、主に、シンハラ人、シンハラタミル人、インドタミル人、ムーア人に大別され、それぞれ、74.9%、11.1%、4.1%、9.3%となっている。その他バーガー人、マレー人が数%となっており、様々な民族が共存している。

また、宗教別人口比は、仏教徒が70.1%、イスラム教徒が9.7%、ヒンズー教徒が12.6%、カソリック教徒が6.2%、その他のクリスチャンが1.4%となっている。

(3) 政治・行政

スリランカは共和制であり、国会は任期6年、225名からなる一院制をとっている。225名のうち、196名は22の地方選挙区から、29名は全国区からそれぞれ比例代表制により選出される¹⁶。

地方行政は、Ministry of Public Administration and Home Affairs 監督の下、地方行政サービスを担う組織 (Administrative division) と Ministry of Local Government and Provincial Councils 監督の下、選挙によって選出される州知事等が担う地方議会 (Local Authorities) がある (Figure 6.1.5-1 参照)。スリランカ政府統計局によれば、2013年現在、9州、25県、256群、14,022村から構成されている。各行政レベルの長は中央政府により任命される¹⁷。

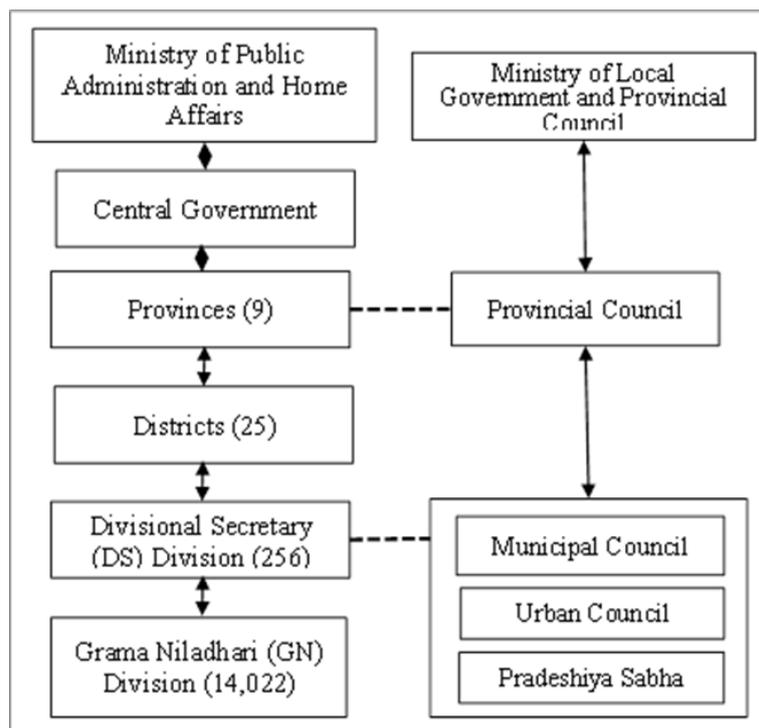
一方、地方議会は、1987年の憲法改正で地方分権化により設置された組織である。現在、州 (Provincial Council)、市 (Municipal Council)、郡 (Urban Council)、それ以外の地方会 (Pradeshiya Sabha) に分かれて、地方議会を担っている。

¹⁵ Fourth Country Report from Sri Lanka to the United Nations Convention on Biological Diversity (2009)

¹⁶ From the website of Parliament of Sri Lanka:

<http://www.parliament.lk/en/members-of-parliament/the-system-of-elections-in-sri-lanka/the-electoral-system>

¹⁷ National Atlas of Sri Lanka, Chapter 10.2 Local Government



(Source: Made by JICA study team after hearing)

Figure 6.1.5-1 地方行政サービス機関と地方議会

(4) 産業の概況

スリランカ経済は、伝統的には米と3大プランテーション作物（紅茶、ゴム、ココナッツ）を中心とする農業依存型経済であったが、経済発展とともに製造業や卸・小売業等が拡大し、最近では衣類製品が最大の輸出品目になっている。

2010年の実質GDP成長率は8%に達し、過去30年間で最も高い成長率となった。特にサービス業の寄与度が大きく、内戦終結を受けて国内需要が活性化し、治安情勢の改善による観光客増によりホテル・飲食業が著しい伸びを示した。また北部・東部の復興需要やインフラ整備のための建設資材の需要も増加している¹⁸。

(5) 労働力

スリランカ政府統計局の2011年次報告書によれば、10歳以上の人口は1千7百90万人（男性：8百40万人、女性：9百40万人）その内、労働力は約8百50万人、実際の雇用者数は、8百19万人であることから、失業率は約4.2%であり、最近10年間で失業率は約半分になっている。1993年から2011年の間で、セクター別にみる労働人口では、工業とサービス業が徐々に伸びてきており、逆に農業人口は1997年から徐々に減っている。労働者の最低賃金は、セクター別にみると農業者の月額賃金が2001年で1,176.5ルピー、2011年で、3,427.2ルピー、工業で見ると、2001年月額919.6ルピーから2,402.1ルピー、またサービス業では、2001年月額657.6ルピーから1,851.8ルピーと、どのセクターも10年間で約2倍以上に伸びている。

¹⁸ 日本の外務省 HP、最近のスリランカ情勢

(6) 教育

スリランカの識字率は92.5%¹⁹である。教育制度は、5-6(4.2)-2制。初等教育が5年間、中等教育は下級中学校が4年間、上級中学校2年間、高校2年間の合計8年間。義務教育は、初等教育から下級中学校までとなる。初等教育の就学率は99%であるが、中等教育就学率は70%、大学進学は2.5%²⁰である。

(7) 貧困

政府統計局実施の世帯所得支出調査2009/10年によれば、スリランカの貧困率は全国で8.9%である。セクター別でみると、都市部が5.3%、農村部が9.4%、プランテーションが11.4%となっており、プランテーションの貧困率が比較的高い。

州別では、東部州14.8%が一番高く、次いでウバ州13.7%、北部州で12.8%となっている。

県別では、北部のBataloa県が20.3%、Jaffna県が16.1%、ウバ州 Moneragala 県が14.5%と貧困率が高い。

揚水発電候補地点となる10か所(Kandy、Nuwara-eliya、Badulla、Ratnapura、Kegalle)は、Badulla県の貧困率(13.3%)がやや高い。

(8) 先住民族

International Group for Indigenous Affairs (IWGIA)²¹の2011年のレポートによればスリランカ国において正式に先住民族と認めている民族にヴェッダ人(Vedda)という狩猟民族がおり、主に南東部と東部沿岸地帯、北部、中央部に居住し、1,229人から4,510人ほどいると植民地時代の人口統計記録にあるが、近年30年ほどは先住民族と区別して、人口統計はとられておらず、近隣の森林に依存するコミュニティであるシンハラ人、イスラム人、タミル人などの主要な民族グループに組み込まれている。また先住民族ヴェッダ人としてその人権保護するような国内法が特に成立されてはいない。

(9) 世界文化遺産²²

スリランカは世界の文化遺産及び自然遺産の保護に関する条約の締約国であり、6つの世界文化遺産が登録されている。

- Sacred City of Anuradhapura
- Ancient City of Polonnaruwa
- Ancient City of Sigiriya
- Sacred City of Kandy
- Old Town of Galle and its Fortifications
- Golden Temple of Dambulla

¹⁹ United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) as of 2010

²⁰ The website of Ministry of Education in Sri Lanka

²¹ <http://www.iwgia.org/iwgia/who-we-are-/organisational-structure>

²² Source : The website of UNESCO World Heritage Centre, <http://whc.unesco.org/en/statesparties/LK/>

6.2 スリランカの環境社会配慮

6.2.1 環境社会配慮に関する法制度

(1) 国家環境政策

スリランカの環境政策に関する基本文書は、1991年に環境・国会省 (Ministry of Environment and Parliamentary Affairs) により策定された「国家環境行動計画 1992-1996」(National Environmental Action Plan, 1992-1996) である。この内容は、a) 環境概観、b) 持続的発展のための生態系の管理、c) 環境を含む人間活動、d) 環境保護に対する制約と持続的発展、e) 戦略、f) 実施が掲げられている。

以下に最新版国家環境行動計画より、特に水力発電と関わりのある土地、水資源及びエネルギーに関する内容を述べる。

1) 土地

行動計画は、a) 農業生産地域の土地劣化の削減、b) 劣化した土地の回復、c) 非耕作農地利用のためのプログラム開発、d) 土壌保全の最適化、e) 精密農業や、農業生態条件に合う伝統的作物の普及、f) 重要な地勢、地形の保全、改善、g) 森林保全状況の評価、h) 水資源涵養地帯管理の推進、i) 干ばつ対策を実施することとしている。

2) 水資源

行動計画は、a) 様々な目的のための系統的な水配分設備を確保する、b) 小さな貯水タンクの改修計画をたてることとカスケード式貯水タンクの復旧、c) 灌漑システムの拡大、d) 排水のゾーニングや水質管理による安全な水の確保、e) 総合水資源管理の強化、f) 肥料の溶脱や富栄養化の軽減を実施することとしている。

3) エネルギー²³

行動計画は、a) 発電エネルギーの多様化、b) 石油火力発電所の後退、c) 石炭火力発電所、再生可能エネルギーの普及促進、d) エネルギー効率や省エネルギーの推進を掲げている。

(2) 貧困削減政策²⁴

スリランカ政府は、2000年にミレニアム開発目標、2002年に貧困削減戦略を作成しており、これらを元に、マヒンダ・チンタナ（国家開発目標）の中で、貧困削減に係わる政策を以下のように掲げている。

- 飢餓と極度の貧困の根絶
- 全国民へ中等教育の普及
- 栄養失調児童の割合を 3/1 から 12-15%に減らす
- 出生児平均余命を 76 歳から 80 歳に延ばす
- 都市部におけるきれいな水の普及率を 65%から 90%に拡大

²³ National Energy Policy & Strategies of Sri Lanka 2008

²⁴ 国家成長戦略（マヒンダ・チンタナ）より抜粋。マヒンダ・チンタナは 2006 年から 2016 年までの開発枠組みで、2010 年に改訂版が出されている。

(3) 地方・農村開発

人口の8割が農村部に居住し、その7割が農業に従事していること、また農業がGDP及び輸出に占める割合が大きいことからマヒンダ・チンタナでは下記の目標を掲げている。

- 年間6%の農業生産性の向上
- 生産品種の多様化
- 農業外雇用機会の創出
- 農村部のインフラ整備

(4) 環境社会配慮に関するスリランカ国内の法律

1978年に制定されたスリランカ国憲法には、「環境の保護、保全はスリランカ国民の責務である」(第28条)、「国家は社会の利益のために、環境を保護し、保存し、かつ改善しなければならない」(第27条)と規定している。これに基づき、スリランカの環境保護、管理の基本的な枠組みを示す国家環境法(National Environmental Act No.47 of 1980NEA)が1980年に制定された。また1981年に、これらの施策の実施機関として、中央環境庁(CEA)が設立された。なお、環境法はその後改訂が1988年と2000年に行われている。

(5) 水力発電開発に必要な許認可

スリランカ国における水力発電開発に必要な許認可をTable 6.2.1-1に示す。

Table 6.2.1-1 水力発電開発に必要な許認可

No.	Name of government agency	Requirement
1	Divisional Secretariat	Approval of social acceptability
2	Local government authorities' (Urban council, Municipal Council, and Pradeshiya Sabhas) approval for construction	Approval for construction activities (ex. Transport, unloading, excavation, building, dumping and so on.)
3	Mahaweli Authority	In case of a project location is along Mahaweli River and its reservation.
4	Road Development Authority	In case of existing roads are to be affected by a proposed project, and/or new road is necessary for a project
5	Department of Archaeology	To study on archaeological artifacts and structures of historical interest whether lying or hidden beneath the surface of the ground or in any water/lake
6	Geological Survey and Mines Bureau	Quarry permit, quarry extraction, transport and unloading
7	Department of Agriculture	Soil erosion, and soil conservation plan In case of a proposed project site is within a radius of 1 km from the boundary of botanic gardens
8	National Water Supply & Drainage Board, Department of Irrigation, Mahaweli Authority, and the concerned government agencies	There is no written rule for water right in Sri Lanka. But if a proposed project will affect water distribution for water supply for drinking, irrigation and so on, the concerned agencies have to be consulted.
9	Project Approving Agency appointed by CEA	EIA/IEE
10	Land and Land Development Authority	Resettlement Action Plan Land acquisition

(Source: made by JICA study team after hearing with CEB, and CEA)

(6) 戦略的環境アセスメント²⁵ (SEA)

スリランカは、急激な経済発展により環境保護、保全は追いつかずさらなる法の強化が必要となっていた。この累積的環境影響を軽減するために、戦略的影響評価(SEA)が導入されることになり、スリランカ政府は2006年より全ての政策、計画、プログラムにSEAを実施することになった。中央環境庁(CEA)は、各省庁の政策、計画にSEAを推進させるべく、2009年にSEAのガイドラインを作成し、支援を行っている。

(7) 環境影響評価²⁶ (EIA)

1) 環境法の基づく環境影響評価の制定

1988年、スリランカ国の戦略的な持続開発のため、国家環境法No.56が改訂され、環境影響審査を行う機関として中央環境庁が設置された。

この法令IV及び官報(Gazette No. 772/22 of 24 June 1993, 859/14 of 23 February 1995, 1104/22 of 5 November 1999 and 1106/1 of 29 November 1999.)では、EIAが必要とされるプロジェクトが明記されている。

発電事業及び送電線設置事業は上記官報Iに明記されており、Table 6.2.1-2に示すようなプロジェクトはEIAが必要となる。

Table 6.2.1-2 発電、送電線プロジェクト

1	Construction of hydroelectric power stations exceeding 50 MW
2	Construction of thermal power plants having generation capacity exceeding 25 MW at a single location or capacity addition exceeding 25 MW to existing plants
3	Construction of nuclear power plants
4	All renewable energy based electricity generating stations exceeding 50 MW
5	Installation of overhead transmission lines of length exceeding 10 km and voltage above 50 kv
6	Involuntary resettlement exceeding 100 families other than resettlement effected under emergency situations

(Source : Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 (CEA))

2) 事業計画承認機関 (PAA)

環境影響評価の承認は事業承認機関(PAA)によって行われる。現在23の政府機関がPAAとして指名されている。通常、中央環境庁が政府機関の中から、プロジェクトによる影響が最も大きいと考えられる事象の主務官庁である政府機関をEIAの総責任機関として指名する。

3) EIAの手続き

環境法ではEIAには2通り方法があり、プロジェクトによる環境影響が小さいと判断される場合には初期環境影響調査(IEE)が要求され、その実施期間は短く、簡易なものとなる。またプロジェクトによる環境影響が大きいと判断される場合には環境影響評価(EIA)が要求

²⁵ A simple guide to strategic environmental assessment, Central Environmental Authority

²⁶ Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 and No.2, CEA

され、詳細な内容、包括的な調査が求められる。

a) 初期概要情報(Preliminary Information: PI)の提出

プロジェクト実施主体は中央環境庁（CEA）に初期概要情報(PI)を提出する。PIを出すタイミングは案件の実施場所が確定し、事業計画が確定次第提出する。

b) スコーピング²⁷

中央環境庁（CEA）は規定に沿って、適切な EIA の承認機関(PAA)を決定する。指名を受けた PAA はスコーピング委員会を開催し、プロジェクト実施主体から事業内容について説明を受け、スコーピング委員会による現地視察を行い、環境影響調査の範囲(TOR)を作成し、プロジェクト実施主体へ TOR を指示する。

c) EIA/IEE 報告書の作成

プロジェクト実施主体は PAA の作成した TOR に沿って環境影響調査を行い、環境影響報告書を PAA へ提出する。

d) 報告書の縦覧及び評価

報告書は PAA によって評価されたのち、30 日間の期限つきで、情報公開される。一般からコメントがあった場合、プロジェクト開発主体は回答しなければならない。情報公開期間中、PAA は技術評価委員会（Technical Evaluation Committee: TEC）を設置し、審査、見解を求める。

e) 承認/非承認

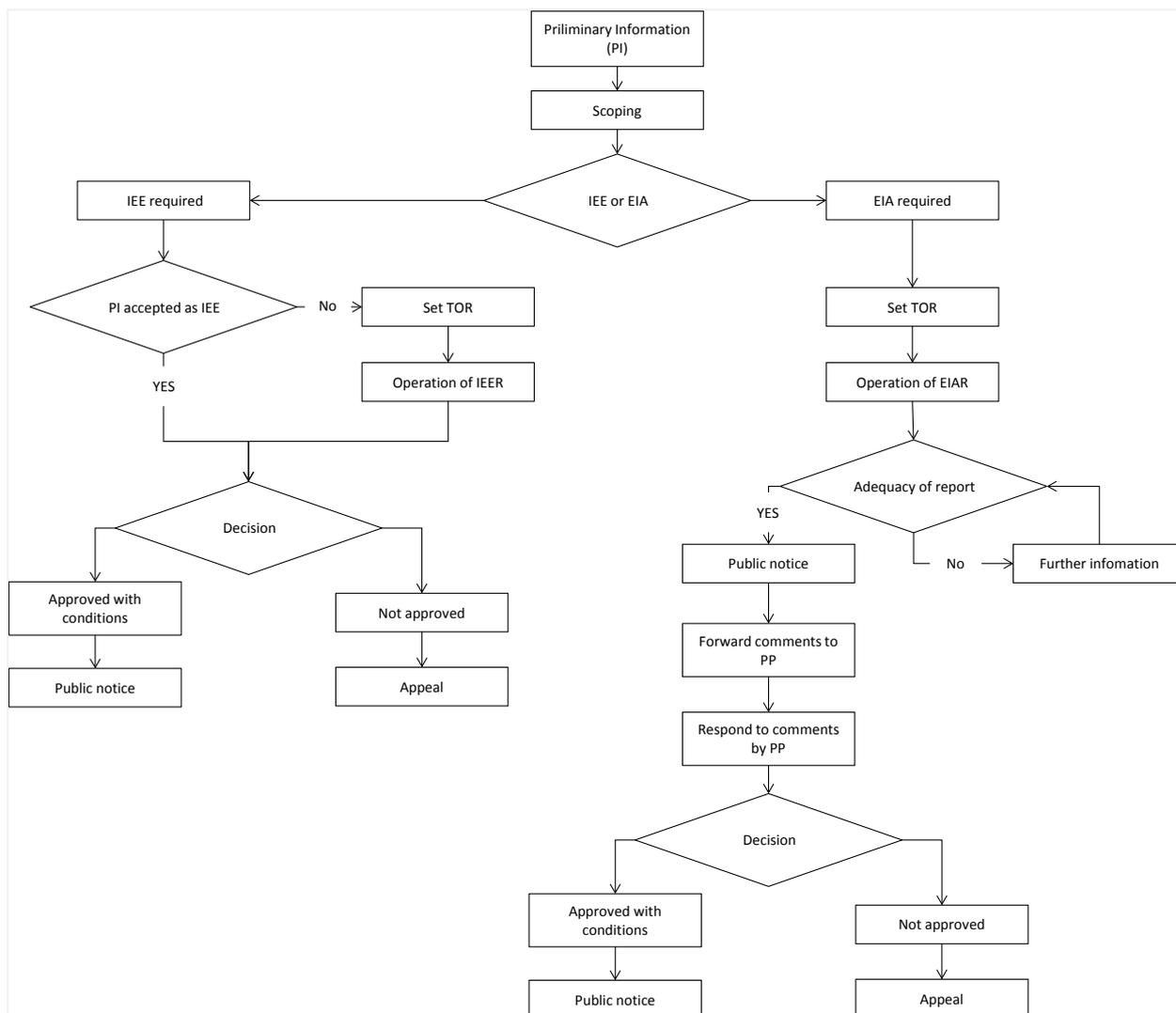
PAA は技術評価委員会の見解に基づいて、承認または非承認の判断をする。なお、承認・非承認の判断に先立ち、CEA の意見を求めることになっている。

f) モニタリング

環境影響評価は通常、モニタリングの条件付きで承認され、CEA または PAA がプロジェクト実施状況をモニタリングする。プロジェクト実施主体の違反行為があれば、承認は取り消される。

Figure 6.2.1-1 に EIA 手続きフロー図を示す。

²⁷ スリランカの EIA ガイドラインによるスコーピングは、現地ステークホルダーとして地方自治体レベルまでの意見は反映されるが、プロジェクト直接影響者またはその代表である NGO が常にスコーピングミーティングに入るとは限らない。そのため JICA 環境社会配慮ガイドラインと若干、整合性がとれていない。



(Source: Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment Process No.1)

Figure 6.2.1-1 EIA 手続きフロー

(8) 用地取得及び住民移転²⁸

1) 用地取得及び国家非自発的住民移転

政府は用地取得及び住民移転に関わる政策を 2001 年より導入し、2013 年にアジア開発銀行の支援を受け、用地取得及び住民移転に関わるガイドラインを発行している。この政策導入により、プロジェクト影響者への補償や移転、回復を確実にすること、開発実施の遅延や費用超過を削減すること、地域住民とのよい関係を保つことを意図している。

用地取得及び住民移転については、地方地自体も含め、土地・土地開発省の承認を取らなければならない。開発実施主体の監督官庁から土地・土地開発省へ要請をあげることになる。土地・土地開発省は要請書の内容を精査し、用地取得手続きをとることになる。用地は用地

²⁸ Land acquisition and implementation of the national involuntary resettlement policy, A guide for public officials on Good practices first print 2013

取得条例や規定に沿って手続きが行われ、補償費が最終土地所有者へ支払われることになる²⁹。

2) 住民移転計画書の作成

2001年に策定された国家住民移転政策（NIRP）によれば、20世帯以上の住民移転があるプロジェクトは、資金源に関係なく、住民移転計画書を作成しなければならない。

住民移転計画及びその実施はプロジェクト実施主体が実施責任者となり、プロジェクト管理ユニットを設置し、移転計画を推進することになる。

3) 苦情処理メカニズム

用地取得法により、プロジェクト影響者による補償に関する苦情を審査会に言及する仕組みが提供されることになっているが、補償に関する苦情のみで、限定的となっている。

(9) 環境基準³⁰

1980年に制定された国家環境法により中央環境庁（CEA）が設置され、1988年の同法改正において大気、水質汚濁、廃棄物、土壌汚染、騒音、悪臭に関わる包括的な規定が定められ、排水基準、騒音基準等が導入されることになった。

6.2.2 JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離

環境社会配慮のうち、EIA や非自発的住民移転について、JICA ガイドライン（2010）とスリランカの法制度ではその内容に乖離がある。Table 6.2.2-1 と Table 6.2.2-2 にその内容をまとめた。

Table 6.2.2-1 EIAに関するJICAガイドラインとスリランカ法制度との乖離

Item	JICA Guidelines	Sri Lankan legislation
Public consultation in an EIA process	SEA stage: The project proponent is obliged to collect comments and/or concerns from the stakeholders in the affected areas and to reflect the comments and concerns to the plan.	SEA stage: No specific opportunities for general stakeholders are provided.
	EIA stage: At the stages of Scoping (draft) and EIA Report (draft), the project proponent is obliged to hold stakeholders meetings (especially for affected people) in the affected area to explain the contents of the scoping (draft) and EIA report (draft). Appropriate comments and concerns should be reflected in the plan.	EIA stage: Stakeholders are provided an opportunity to comment on the plan at its scoping stage. In this case, the stakeholders are usually related governmental organizations (not local/general stakeholders). The stakeholders can submit queries and comments on the EIA report.
Environmental checklist	Environmental checklist is provided by the guidelines for each sector. An EIA report should contain the items in the checklist.	No specific checklist is provided. The PAA shall prepare terms of reference for an EIA (or IEE) study.

（出典：JICA 調査団）

²⁹ The website of Ministry of Land & Land Development

³⁰ Source: Environmental Norms 2011, Board of Investment of Sri Lanka

Table 6.2.2-2 非自発的住民移転に関するJICAガイドラインとスリランカ法制度との乖離

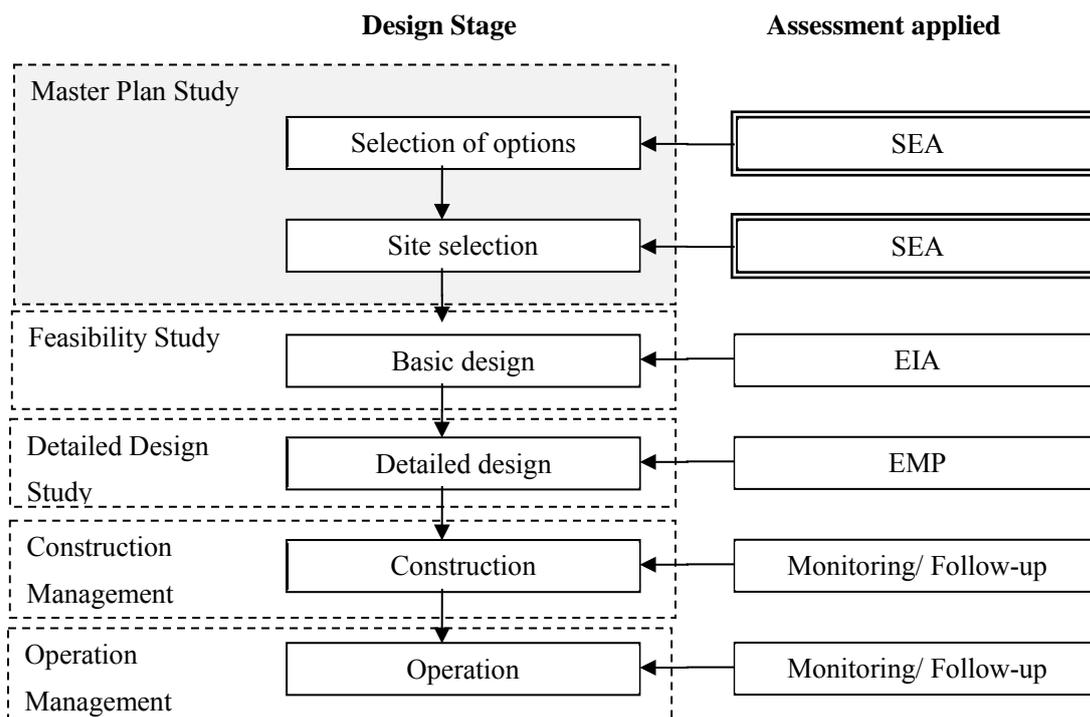
Item	JICA Guidelines	Sri Lankan legislation
Resettlement Action Plan (RAP)	The project proponent is obliged to prepare a RAP. If number of resettled household is small (e.g. one household), the RAP can be simplified one. The RAP is prepared as part of the EIA Report.	In case that the number of resettled households is 20 or more, the NIRP requires a RAP.
Compensation for land resettlement	Full replacement cost must be applied as much as possible.	The LAA provides for the payment of compensation on the basis of “market value” which is defined as the “amount which the land might be expected to have realized if sold by a willing seller in the open market as a separate entity”. The Land Acquisition regulations of 2008 redefines the valuation approach to determine “market value” stating that “in case of land where part of land is acquired and when its value as a separate entity deems to realize a value proportionately lower than the market value of the main land the compensation should be proportionate to the value of the main land”. The NIRP recommends that compensation for loss of land, structures, other assets and income should be based on full replacement cost and should be paid promptly together with transaction costs.
Compensation for non-registered residents	All residents before the cut-off-date are eligible.	The LAA does not have any provisions on this issue. The NIRP recommends that affected persons who do not have documented title to land should receive fair and just treatment.
Grievance redress mechanism	The project proponent is obliged to have a grievance redress mechanism.	The LAA provides a limited grievance redress mechanism whereby certain grievances of the affected persons relating to compensation can be referred to the Board of Review established under the LAA. The NIRP recommends the establishment of an internal monitoring system by project executing agencies to monitor the implementation of RAPs and handling of grievances. Grievances redress mechanism formally instituted by the project authorities with the support of the Divisional Secretaries of the project area.

(出典：JICA 調査団)

6.3 戦略的環境影響評価

6.3.1 本調査での戦略的環境影響評価

本調査では戦略的影響評価（Strategic Environmental Assessment：SEA）を実施する。Figure 6.3.1-1 は、開発プロジェクトと影響評価の流れの関係を示している。本調査は同図にある「マスタープラン調査：Master Plan Study」であり、SEA はマスタープラン調査にもっとも適した環境評価であることを示している。その理由は、a) プロジェクトの詳細が未定であること、b) 幅広いステークホルダーとプロジェクトの選択肢を議論することができること、が挙げられる。



EIA: Environmental Impact Assessment, EMP: Environmental Management Plan

Figure 6.3.1-1 開発プロジェクトと環境評価の流れ

ピーク需要に対応した複数の電源とサイトの候補地をそれぞれの段階で技術的・経済的・環境社会的観点から分析する。本調査の SEA の過程を通して、SEA に関する情報は公開し、ステークホルダーズ会議（Stakeholders Meeting：SHM）を開催して SEA の主要な内容を協議する。

JICA 調査団は、スリランカ CEA の SEA ガイドラインと、他の国で JICA が実施したマスタープラン調査での経験を踏まえて本調査の SEA を実施する。

6.3.2 ピーク需要に対応した複数の電源選定時での SEA

複数の電源からピーク需要に対応するもっとも適した電源を選定する段階では、2 回のスクリーニングを実施する。第 1 回スクリーニングでは、スリランカの現状を踏まえた上で、可能性のあるすべての電源について、ピーク需要に対応するための重要な条件を利用して分析する。第 2

回スクリーニングでは、残った電源について技術的・経済的・環境社会的基準から比較検討を行う。

6.3.3 サイト候補地選定時での SEA

揚水発電所開発のためにもっとも適した地点を選定する段階では、次の2回のスクリーニングを実施する。

第1回スクリーニングでは、11か所の候補地を技術的・経済的・環境社会的基準から比較検討し、3か所の有望地点を選定する。各地点の自然環境・社会環境を調査するための環境調査（第1回環境調査）を実施する。

第2回スクリーニングでは、3か所の有望地点について技術的・経済的・環境社会的基準からさらに詳細な比較検討を実施する。3か所で第2回環境調査を実施して各地点の自然環境・社会環境の詳細な情報を収集する。

6.3.4 ステークホルダーズ会議（SHM）

SEAでもっとも重要な手順の1つは、情報の公開とステークホルダーからの意見を計画にできるだけ反映することである。

本調査では、3回のステークホルダーズ会議（SHM）を開催する。

それぞれのSHMで参加者からの質問にCEBとJICA調査団が回答し、参加者からの意見を募りそれぞれの段階での計画にできるだけ反映する。

各SHMについては第7章で詳述する。

第7章 ステークホルダーズミーティング

7.1 第1回 SHM

7.1.1 目的とステークホルダー

(1) 目的

第1回 SHM は以下の2つの目的を達成するために開催する。

- ピーク需要対応型電源のオプション、揚水発電所開発の妥当性の確認、協議
- 上記に基づいて、揚水発電所開発候補地・立地検討段階の SEA（その1）とそのスコーピング案の説明・協議

(2) ステークホルダー

第1回 SHM 前半は、ピーク需要対応型電源の最適オプション選定に関するものなので、ステークホルダーとしては国民全員を対象とすることが理想であるが、国民全体を対象に SHM を開催することは難しい。そこで、開発と保全（社会環境）について、住民の代言人として助言ができそうな学識経験者・社会環境 NGO を SHM に招待しコメントを求める。

次に、第1回 SHM の後半は揚水発電所開発地点選定に関するもので、関係地方行政機関代表者（Divisional Secretaries）に SHM への参加を呼びかけることとした。しかし、コロomboでの SHM への参加が難しいことが予想されるので、SHM 開催前に CEB と JICA 調査団が各候補地に関する Divisional Secretary を訪問し、揚水発電所開発に関する意見や現地の状況について情報を収集することとした。

本計画の自然環境面に関しては、自然環境分野の学識経験者・NGO を SHM に招待する。

Table 7.1.1-1 招待する学識経験者とNGO

Social environment	Natural environment
- Centre for Environmental Justice (Friends of the Earth Sri Lanka)	- IUCN
- Green Movement of Sri Lanka	- Dr. Sarah W. Kotagama
- Consortium of Humanitarian Agencies	- Field Ornithology Group of Sri Lanka (FOGSL)
- International Centre for Ethnic Studies	- Environmental Foundation Limited
- Lanka Mahila Samiti	- EMACE Foundation
- Sarvodaya	- National Solid Waste Management Support Centre
- Sewalanka Foundation	- Sri Lanka Environmental Journalists Forum
	- Sri Lanka Wildlife Conservation Society
	- Wildlife & Nature Protection Society

また、関係省庁機関として以下の機関に参加を求める。

Table 7.1.1-2 招待する関係省庁

Government Agency
- Ministry of Power and Energy
- Central Environmental Authority
- Department of External Affairs (Ministry of Finance and Planning 下部組織、海外援助支援)
- Department of Irrigation
- Mahaweli Authority (Ministry of Irrigation and Water Resources Management 下部組織)
- Department of Wildlife
- Department of Forest
- Sustainable Energy Authority

7.1.2 候補地への事前視察

CEB と JICA 調査団は揚水発電所開発候補地への事前視察を実施した。また、第 1 回 SHM の後半は揚水発電所開発地点選定に関するもので、関係する Divisional Secretaries を訪問し、情報を収集した。

事前調査の結果から候補地に関するスコーピング（案：Table 7.1.2-1）を作成し、第 1 回 SHM で公表・協議した。

Table 7.1.2-1 揚水発電所開発候補地点についてのスコーピング（案）

Natural environment	Impacts on fauna and flora	Inundated forest area
		Impacts on protected areas
		Impacts on endangered species (especially fish and other aquatic species)
Social environment	Impacts on local communities	Number of those who to be resettled
		Area of land to be acquired
		Impacts on water utilization (e.g. drinking water, irrigation)
		Impacts on utilization of forest and grassland
		Impacts on public facilities (e.g. school)
	Impacts on industries	Agriculture
		Forestry
		Tourism
	Impacts on cultural heritages	Religious, cultural and/or archeological facilities
		Impacts on landscape

7.1.3 第 1 回 SHM 開催内容

第 1 回 SHM を 2013 年 6 月 27 日（木）にコロンボのヒルトンホテルで開催し、Table 7.1.3-1 にその内容をまとめた。参加者は JICA 調査団を除いて 66 人（8 省庁、4 NGO）。SHM での協議では、ピーク需要対応型電源として揚水発電が選ばれ、その選定プロセス、評価方法について、参加者からは反対意見は特になく、承認された。揚水発電候補地点選定方法、スコーピング案に関する協議で、森林局や IUCN から Table 7.2.3-2 のコメントについて JICA 調査団から回答・説明し、次のステップとして揚水候補地点選定調査に進むことが承認された。

Table 7.1.3-1 第1回SHMのまとめ

Date	27 June 2013 (Thursday)
Time	09:00 – 13:00
Venue	Moonstone & Amethyst Room, Hilton Hotel, Colombo
Participants	77 persons including 11 persons from the JICA Study team 12 persons from 8 concerned government agencies except CEB 5 persons from 4 NGOs (13 NGOs are invited)
Main points of the meeting	<ol style="list-style-type: none"> 1. Power generation for peak power demand <ul style="list-style-type: none"> • To explain the current status of electricity demand and supply in Sri Lanka; • To list up the possible power generation options for dealing peak power demand • To compare the options from technical, economic and environmental aspects; and, • To confirm pumped storage power plant development as one of the most feasible and necessary option for the Study. 2. Optimization process of planning of pumped storage power plant <ul style="list-style-type: none"> • To explain the study process and 10 candidate sites for planning of pumped storage power plant. 3. Scoping of strategic environmental assessment (SEA) for development of pumped storage power plant <ul style="list-style-type: none"> • To explain the process of the SEA for the selection of candidate sites; and, • To explain the scoping (draft: Table 7.2-3); and, • To invite comments / suggestions from the stakeholders. 4. Questions and answers

7.2 第2回 SHM

7.2.1 目的とステークホルダー

(1) 目的

第2回 SHM は以下の2つの目的を達成するために開催する。

- SEA の考え方に基づいた揚水発電所開発候補地の第1回スクリーニング(11候補地から3有望地点へ絞り込み) 結果の説明と協議; および、
- 第2回スクリーニング(3有望地点から最有力地点への絞り込み) の方法の説明と協議

(2) ステークホルダー

第2回 SHM の参加者は基本的には第1回 SHM で招待したステークホルダーと同じであるが、候補地が絞られてきたため、以下のステークホルダーを追加して招待した—関係する紅茶エステート、ワールド・ビジョン (NGO)、郡関係者、スリランカ公共施設コミッション (Public Utility Commission of Sri Lanka)。

Table 7.2.1-1 招待する学識経験者とNGO

Social environment	Natural environment
- Centre for Environmental Justice (Friends of the Earth Sri Lanka)	- IUCN
- Green Movement of Sri Lanka	- Dr. Sarah W. Kotagama
- Consortium of Humanitarian Agencies	- Field Ornithology Group of Sri Lanka (FOGSL)
- International Centre for Ethnic Studies	- Environmental Foundation Limited
- Lanka Mahila Samiti	- EMACE Foundation
- Sarvodaya	- National Solid Waste Management Support Centre
- Sewalanka Foundation	- Sri Lanka Environmental Journalists Forum
- Maturata Plantations	- Sri Lanka Wildlife Conservation Society
- World Vision Lanka	- Wildlife & Nature Protection Society

また、関係省庁機関として以下の機関に参加を求める。

Table 7.2.1-2 招待する関係省庁

Government Agency
- Ministry of Power and Energy
- Department of Irrigation
- Ministry of Irrigation and Water Resources Management
- Mahaweli Authority (Ministry of Irrigation and Water Resources Management)
- Department of Wildlife
- Department of Forest
- Sustainable Energy Authority
- Public Utility Commission of Sri Lanka
- Divisional Secretariats (Aranayake, and Walapane)

7.2.2 候補地への事前視察

CEB と JICA 調査団は揚水発電所開発候補地（3 有望地点）へ事前視察を実施し関係する村、郡や関係者を訪問し、情報を収集した。

事前調査の結果から有望地点に関するスコーピング（案：Table 7.2.2-1）を作成し、第2回 SHM で公表・協議した。

Table 7.2.2-1 揚水発電所開発有望地点についてのスコーピング (案)

Natural environment	Impacts on fauna and flora	Inundated forest area (including natural, secondary, plantation forests, and home garden)
		Impacts on faunal endangered species (including aquatic species)
		Impacts on floral endangered species (including aquatic species)
		Impacts on ecosystems
Social environment	Impacts on local communities	Number of those who to be resettled
		Area of land to be acquired
		Number of those who to be affected by losing livelihood
		Impacts on public facilities (e.g. school, road)
		Impacts on the poor people and minority
		Impacts on water utilization (e.g. drinking water, bathing, washing, irrigation, mini-hydropower plant) of rivers and wells
	Impacts on industries	Agriculture (including tree & rubber plantation)
		Tourism (e.g. water fall)
	Impacts on culture and landscape	Religious, and/or cultural facilities, burial ground
		Impacts on landscape

7.2.3 第2回 SHM 開催内容

第2回 SHM を2013年11月22日にコロンボのガラダリホテルで開催し、Table 7.2.3-1 にその内容をまとめた。参加者は JICA 調査団を除いて 66 人 (9 省庁(2 地方行政含む)、4 NGO、1 紅茶会社)。揚水発電候補地点 11 地点から 3 地点へ絞り込みを行うその選定プロセス、評価方法、3 地点の選定結果について、森林局、社会関係 NGO、IUCN などから調査方法に対する再確認のコメントがあり、JICA 調査団として適切に対応していることを回答した。反対意見は特になく、協議内容は承認された。

Table 7.2.3-1 第2回SHMのまとめ

Date	21 st November 2013 (Thursday)
Time	09:00 – 13:00
Venue	Meeting Room-Bougainvillea, Galadari Hotel, Colombo
Participants	77 persons including 11 persons from the JICA Study team 13 persons from 9 concerned government agencies except CEB 4 persons from 4 NGOs (13 NGOs are invited) 1 person from 1 tea estate (2 tea estates are invited)
Main points of the meeting	<ol style="list-style-type: none"> 1. Introduction <ul style="list-style-type: none"> • Briefing of the Project • Present progress of the Project • Points of the 2nd Stakeholders Meeting 2. Primary screening results from 11 candidate sites to 3 promising sites <ul style="list-style-type: none"> • First screening • Evaluation from the geological aspects • Evaluation from the ease of construction works • Manufacturing limitation of pump turbine • Construction cost • Evaluation from the natural and social environmental aspects • Ranking of the candidate sites by even evaluation • Ranking of candidates sites by environment weighted evaluation • Selection of the 3 promising sites • Briefing of the 3 sites 3. Methodology of the secondary screening from 3 promising sites to the most promising site <ul style="list-style-type: none"> • Technical and economic aspects • Environmental aspects from the results of detailed sites survey • Assessment from economic aspects 4. Overall discussion and conclusion

7.3 第3回 SHM

7.3.1 目的とステークホルダー

(1) 目的

第3回 SHM は以下の2つの目的を達成するために開催する。

- 最有力候補地を3有望地点から絞り込み、その過程の説明と協議；および、
- 最有力候補地の概要説明と、最有力候補地についてステークホルダーとの確認

(2) ステークホルダー

第3回 SHM の参加者は基本的には第1回および第2回 SHM で招待したステークホルダーと同じである。第2回 SHM の参加者に追加して、National Water Supply & Drainage Board の本部と地方事務所、関連する Pradeeshiya Sabha の議長、小水力発電開発業者を招待した。

7.3.2 第3回 SHM 開催内容

第3回 SHM を2014年5月27日にコロンボのガラダリホテルで開催し、Table 7.3.2-1 にその内容をまとめた。参加者は JICA 調査団を除いて 77 人（10 省庁(3 地方行政含む)、7 NGO、1 紅茶会社、1 民間水力発電会社）。揚水発電候補地点 3 地点から最有力候補 1 地点への絞り込みを行うその選定プロセス、評価方法について説明し、反対意見は特になかった。各地点の環境上の特徴について再確認を求めるコメントが参加者からあり、JICA 調査団は現場写真を見せて再度説明を行った。最終的に最有力候補地点 Maha3 決定について承認された。

Table 7.3.2-1 第3回SHMのまとめ

Date	27 st May 2014 (Tuesday)
Time	09:30 – 13:00
Venue	Meeting Room-Grand Ballroom C, Galadari Hotel, Colombo
Participants	86 persons including 9 persons from the JICA Study Team 10 persons from 7 concerned government agencies except CEB 7 persons from 7 NGOs (13 NGOs were invited) 1 person from a tea estate (2 tea estates were invited) 1 person from 1 Pradeeshiya Sabha (2 Pradeeshiya Sabhas were invited) 1 person from 1 mini hydropower developer (2 developers were invited)
Main points of the meeting	Session I : Briefing of the Study Session II: Evaluation of the promising sites II-1 Technical/Economic evaluation of options II-2 Environmental evaluation of options Session III: Overall rating and ranking for the most promising site Session IV: Overall discussion and conclusion

第8章 ピーク需要対応型電源の選定（シナリオ検討段階 SEA）

8.1 はじめに

ピーク需要対応型電源の選定を行うに当たり、選定過程の信頼性および客観性の確保に配慮する必要がある。このため、LTGEP 2013-2032 に記載されている将来電源を開発可能なオプションとして採用し、これら電源オプションのピーク対応型電源としての適性を検討し、オプションの第一次絞り込みを行う（第 1 スクリーニング）。また、発電特性、環境社会配慮、経済性の面から更に絞り込みを行い、最適なピーク需要対応型電源の選定を行う（第 2 スクリーニング）。あわせて、更に効果的なピーク需要への対応を行うことを念頭に、電源の組み合わせ開発の必要性について検討する。

8.2 オプションの洗い出し（第 1 スクリーニング）

8.2.1 電源オプション

(1) 水力発電（新設）

LTGEP 2003-2032 に記載されている現在開発中ないしは検討中の水力プロジェクトを Table 8.2.1-1 に示す。

Table 8.2.1-1 Options of Hydropower (New)

	Output	Remarks
Broadlands	35 MW	Committed, Run-of-River Type
Uma Oya	120 MW	Committed, Multipurpose
Moragolla	27 MW	Run-of-River Type
Gin Ganga	49 MW	Run-of-River Type
Total	231 MW	

Run-of-River タイプの水力発電所は、貯水容量がほとんどないため、ピーク需要に対応した運用はできない。また、多目的ダムに参加する水力発電所の場合、発電の貯留水使用優先度が灌漑より低いため、ピーク需要対応の貢献度が低い。

今後開発予定の新規水力は、Run-of-River タイプまたは多目的ダムに参加するものであり、ピーク需要対応型電源としての設備出力アップは期待できない。

(2) 水力発電（増設・改良）

LTGEP 2013-2032 によれば、Table 8.2.1-2 に示す計画が検討されている。この中には、ピーク対応電源として発電機を新規に設置する増設計画、設備改良計画、利用可能な水量を増やす kWh 増強計画に分類できるプロジェクトが記載されている。

このうち、増設計画である Samanalawewa と Victoria のみがピーク対応型電源となりうる。ただし、Samanalawewa 増設計画については、既設発電所の建設当時、水路分岐部および増設

発電所スペースが確保されているものの、増設発電所としての F/S や EIA レポートが作成されていない。更に、ダムアバットからの漏水問題があり、この問題が片付かない限り増設計画が進展する見込みが立たない状況にある。

Table 8.2.1-2 Options of Hydropower (Extension)

	Output	Remarks
Samanalawewa	120 MW	for peaking duty, blocked by environmental and leaking issues
Wimalasurendra	-	upgrading
New Laxapana	-	upgrading
Old Laxapana	-	upgrading
Victoria	228 MW	for peaking duty, waiting for determination of irrigation intake location
Kotmale	-	30m dam raising, approx. 20% energy to be increased
Upper Kotmale	-	additional diversion scheme, approx. 30% energy to be increased
Total	348 MW	

一方、Victoria 増設計画(228MW)は、既に F/S および EIA レポートが JICA により作成され、次のステップに進む準備が整っている。ただし、スリランカ国北部灌漑計画の取水口位置をビクトリア貯水池上流にするか下流にするか未確定であったため、発生電力量が確定せず、手続きが止まっていた。取水口位置が決まれば、2020 年ごろのピーク対応電源として期待できる。ただし、出力規模が 228MW のため、2025 年の想定必要ピーク対応電源 (1,330 MW と想定) と比べると、Victoria 増設計画だけで賄うことはできず、他のオプションとの組み合わせ開発が必要である。なお、2032 年までの拡張計画において、上記水力発電の増設計画は組み込まれていない。

(3) 揚水発電

揚水発電は、オフピーク時のベース電源やミドル電源を焚き増しして下池の貯留水を上池に揚水し、揚水した水を利用してピーク時に発電する方式で、世界で 86GW の出力実績を持つ技術的に確立されたピーク対応電源であり、起動時間：1～2 分、出力変動範囲：25～100%、出力変化率：50%/min の負荷追従特性を有する。また、一旦貯留した河川水を繰り返し利用するので、渇水時でも発電制限を受けず運用できる。更に、以下の副次的メリットを持つ。

- ベース・ミドル電源の効率アップに寄与する。
- 発電時に系統の変動を吸収し、その安定に寄与するほか、可変速機を採用すれば、揚水時においても同様に系統の安定に寄与する。

(4) 石炭火力発電

LTGEP 2013-2032 によれば、2006 年 7 月に MOPE が公表した "National Energy Policy" の一つである “可能な限り低コストの電力供給” を達成するため、Table 8.2.1-3 に示すプロジェクトが 2025 年までの拡張計画に組み込まれている。

Table 8.2.1-3 Options of Coal Thermal Power

	Output	Remarks
Puttalam	300MW x 3units	2nd and 3rd units are under construction
Trincomalee	250MW x 2units	Not committed, expected to be completed in 2018 & 2019
New Site	300MW x 6units	Expected to be completed up to 2025
Total	3,200 MW	

石炭火力は、他の化石燃料火力に比べ燃料費が安いことによる発電原価が安くなるメリットを持つ。ただし、石炭火力は固形燃料を使用するため、他の化石燃料火力に比し負荷追従性が悪いというデメリットがあり、ピーク対応電源として不適と言わざるを得ない。

(5) LNG コンバインドサイクル発電

LTGEP 2013-2032 の中で LNG コンバインドサイクル（以降、LNG CC という）発電は、将来石炭火力の開発に制限がかかる場合のケーススタディとして検討されており、拡張計画の基本ケースには組み込まれていない。

LNG CC 発電は、他の化石燃料火力に比べ負荷追従性（起動時間：1 時間程度、出力変動範囲：20～100%、出力変化率：10%/min）が良く、水力に恵まれない、または不十分な地域ではピーク対応電源としても利用されている。ただし、ピーク対応電源として特化した運転方法は、設備利用率が低く抑えられるため、結果して発電コストが高くなる。この意味で、スリランカ国のように水力の豊富な国では、ミドル対応電源ないしはベース電源と位置付け、渇水時においてのみ補完的にピーク対応電源とするのが経済的と考えられる。

(6) ガスタービン発電

CEB が所有する既設ガスタービン発電所は Kelanitissa の 215MW (old: 20MWx5unit, new: 115x1unit) のみで、2032 年までの拡張計画に組み込まれているプロジェクトは、2015 年に 75MW×3 units 計 225MW (2 unit)、2017 年に 105MW (1 unit) が計上されている。

ガスタービンは、起動時間：15～20 分程度、出力変動範囲：20～100%、出力変化率：10%/min 程度と負荷追従性が良いという運転特性と建設期間が短いというメリットがあり、一方、熱効率が他の火力に比べ低く耐用年が短いというデメリットも持つ他、オートディーゼル等石油系燃料を使用するため燃料費が比較的高い。このため、緊急電源やピーク対応電源として使用されている。

(7) ディーゼル発電

CEB が所有する既設ディーゼル発電所は、コロombo郊外の Sapugaskande の 160MW (A: 20MWx4unit, B: 10MWx8unit) と北部 Chunnakam の 8MW (1unit) があるが、1999 年以降北部のリモート電源以外の新規プロジェクトはない。

一般的にディーゼル発電は小規模で燃料費も高いため、LTGEP 2013-2032 上火力発電のオプションとして取り上げられておらず、北部の復興電源として計画されているだけである。起動時間は数分程度で早く、負荷追従特性は良い。

(8) 再生可能エネルギー発電

再生可能エネルギー（小水力、風力、太陽エネルギー、バイオマス）の開発については Sustainable Energy Authority（SEA, Ministry of Environment）の所掌となっており、政府は The National Energy Policy and Strategy of Sri Lanka に 2015 年までに電源の 10%を、2020 年までに電源の 20%程度まで開発するというビジョンを示している。

- 小水力：10MW 以下の水力発電は小水力として位置付けられ、民間事業者によって開発され、固定価格買い取り制度（FIT）に基づき CEB に売電される。2012 年現在 217MW の発電がおこなわれており、153MW の Standard Power Purchase Agreement (SPPA)が事業者と CEB 間で締結されている。
- 風力：スリランカ北西部の Mannar Island に 400～500MW の風力発電ポテンシャルがあり、このうち 100MW を Wind Farm として開発することを上記開発計画の中で検討している。2012 年現在 74MW の発電がおこなわれており、31MW の SPPA が締結されている。
- 太陽エネルギー：遠隔地の電源オプションとして位置付けられており、2012 年現在 1.4MW の太陽光発電がおこなわれている。
- バイオマス：特定の植物を燃料源とするバイオマス発電が計画されており、2012 年現在 0.5MW の発電がおこなわれており、62MW の SPPA が締結されている。農業および産業廃棄物を燃料源とするバイオマス発電も実施されており、11MW の発電所が運転中でその他 4MW の SPPA が締結されている。

しかしながら、概して再生可能エネルギーオプションは、自然現象によってその出力に影響を受けるので、電源の信頼度は低く、また出力変動が大きいため、ピーク対応電源として適さない。

8.2.2 電源以外のオプション

(1) IPP

スリランカでは過去に供給力が絶対的に不足したため、IPP 火力発電所を導入してきた経緯があり、現在 9 か所の IPP 火力発電所が稼動し、その設備容量は総計で 804.5MW にのぼり、国内全火力電源の約 49%を占めている。これらは CEB の電力供給力不足のなかで、それぞれの PPA に基づきベース、ミドルまたはピーク対応火力電源として現在重要な役割を担っている。

一方、これらの IPP 火力は使用燃料が石油系のため、その調達コストが不安定で、また、小規模の IPP 火力発電所は熱効率が悪く、CEB の財務状況を圧迫している。各種発電方式の平均発電単価を Table 8.2.2-1 に示す。

Table 8.2.2-1 Generation Cost (2012)

	Annual Generation (GWh)	Total Cost to CEB (M.LKR)	Average Unit Cost (LKR/kWh)
All Hydro	2,466	10,269	4.16
All CEB Thermal	3,442	57,464	16.69
All IPP Thermal	4,906	110,609	22.55
All Plants	11,543	188,174	16.30

このため、CEB は燃料を石油系から石炭や LNG に転換し多様化を図り、熱効率の優れた大規模火力を導入し財務状況を好転させるビジョンの下、IPP 火力発電所を段階的に減らしていく施策をとっている。上記のことから、IPP 火力発電所は将来のピーク対応電源として位置付けることはできず、今後新規ピーク対応電源が導入されるまでの限定期間のピーク対応電源として位置付けられるものである。

(2) デマンドサイドマネジメント (DSM)

DSM は電源ではないが、ピーク需要の低減やシフトに効果が期待でき、ピーク対応の手段となる。具体的には、省エネルギー機器の導入による消費電力の低減、スマートグリッド技術とリンクさせた時間別タリフ制度の導入がある。

- 省エネルギー機器の導入：夕方に発生する電力需要ピークは都市部の冷房需要、電気温水器需要に加え、地方の電灯需要が重なるために起きているもので、電灯需要が支配的である。照明機器では、2009 年以降 CFL の導入が既に進んでおり、今後の電灯電力低減効果は限定的となる。
- 時間別タリフ：現在スリランカ国では時間別タリフ制度は産業用、工業用のみに適用されているが、民生用には適用されていない。もし民生用にも導入されることになれば、ピークシフトないしはピークカットの効果が期待できる。ただし、利便性の悪化を国民に被せるということになり、国民の強い反発が予想され、またその効果も小さいと考えられるので、その実現可能性は小さい。

(3) インド連系送電線

2006 年に Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) によって予備的な調査が実施され、2010 年に PGCIL と CEB の間で締結された MOU に基づき現在可能性調査を実施中である。今後 CEB においてプロジェクトコストの見直しが行われることとなっているものの、実現に向けた開発スケジュールが不確定である。

連系送電線が完成しインドからの電力融通が可能になれば、スリランカ国の電力システムの安定化に寄与し、またピーク対応用電源として期待できる。ただし、楽観的にスリランカ国のピーク時に電力融通が期待できたとしても、そのタリフは相当高いものとなると想定され、ピーク対応電源として期待することに無理がある。

8.2.3 第1スクリーニング結果

8.2.1、8.2.2 で 11 のオプションのピーク対応型電源としての可能性、適正について述べた。これを基に第1スクリーニング結果として、以下の電源オプションを選定した。選定理由は、各オプションの項に記載した通りである。

- 水力発電（増設）
- 揚水発電
- LNG CC 発電
- ガスタービン発電

8.3 最適オプションの絞り込み（第2スクリーニング）

8.2.3 でピーク対応電源として可能性、適性を有する電源オプションとして、水力発電（増設）、揚水発電、LNG CC 発電、ガスタービン発電を選定した。本節では、これら4つの電源オプションについて、負荷追従性・電源特性、環境社会配慮、経済性の面で比較し、2025年以降の電力需要に対し最適なピーク対応型電源を選定する。

8.3.1 電源の負荷追従性・発電特性

2025年時点における一日の電力需要の変化予測を Figure 4.3-1 に示した。朝4時過ぎから需要は急速に立ち上がり、6時過ぎ周りが明るくなり電灯需要がおさまって一旦需要が小さくなるが、その後産業活動の開始に伴い再度立ち上がり、夕方まで高い需要水準が継続する。更に18時以降夕方の電灯需要に伴って21時頃まで急激で一段と高い水準の需要が生じる。このような需要に対し、経済的で安定的な供給を行うために、ピーク、ミドル、ベースに分け、それぞれに適した電源の開発を行う必要がある。

JICA 調査団は、ピーク対応型電源とし第1次スクリーニングによって選定された4オプションについて、負荷追従性・電源特性項目の評価を行った。対比表を Table 8.3.1-1 に示す。この表の中に、開発可能量、運転時の燃料調達の容易性も加え、ピーク電源オプションとしての評価とした。総合スコアが高得点の電源オプションが、ピーク対応型電源として高い可能性、適性を有することを示す。

Table 8.3.1-1 Comparison of Generation Characteristics

	Hydropower (Extension)	PSPP	LNG CC	Gas Turbine
Power Control Range	3	3	2	2
Start-up Time	3	3	1	2
Load Following Capability	3	3	2	2
Potential Capacity	1	3	3	3
Procurement of Fuel	3	2	1	2
Total Score	13	14	9	11
Total Ranking	2	1	4	3

3 = Very good、2 = Good、1 = Fair

8.3.2 環境社会配慮

第1スクリーニングで残った電源を以下の10の環境社会項目で比較検討する - 大気汚染、水質汚染、温室効果ガス排出、生態系への影響、住民移転による影響、水利用および水利権への影響、農業への影響、漁業への影響、観光への影響、および健康への影響。

JICA 調査団が以下の4つの評価点で、各環境社会項目での評価を行う - 4 = 負の影響はなし、3 = 軽微な負の影響、2 = 中程度の負の影響、および1 = 重大な負の影響。

1) 大気汚染

揚水発電所は揚水に他の電源のエネルギー（スリランカの場合は石炭火力発電所）を使うので、他の電源の大気汚染を含めた評価としている。

LNG コンバインド・サイクル発電所（LNG Combined Cycle PP： LNG CC）は、IEA のライフ・サイクル・アセスメントを基に評価している。

ガスタービン火力発電所（Gas turbine thermal PP）は LNG CC 発電所よりも大気汚染関連物質を放出するが、石炭火力発電所のように「大きな負の影響を与える」とは考えられていない。

評価結果を Table 8.3.2-1 に示す。

Table 8.3.2-1 各電源の大気汚染についての評価

Power Generation Option	SO ₂ (t SO ₂ /TWh)	NO _x (t NO _x /TWh)	Particulate Matter (t/TWh)	Rating
New hydro PP* (A baseline scenario)	5 to 60	3 to 42	5	3
Hydro capacity extension	Less than New hydro PP	Less than New hydro PP	Less than New hydro PP	3
Pumped storage PP	More than Coal Thermal PP**	More than Coal Thermal PP**	More than Coal Thermal PP**	2
LNG Combined Cycle PP (LNG CC) PP*	4 to 15,000+	13+ to 1,500	1 to 10+	2
Gas turbine thermal PP*	N/A	N/A	N/A	2

*: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

** : SO₂; 20 t/TWh, NO₂; 50 t/TWh, PM; Nil (Actual record of Isogo Coal Thermal PP of J-POWER 2009)

2) 水質汚染

評価結果を Table 8.3.2-2 に示す。

Table 8.3.2-2 各電源の水質汚染についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	<ul style="list-style-type: none"> • Alternation of the water temperature • Prolongation of turbid water discharging 	Low	Low	3
Pumped storage PP	<ul style="list-style-type: none"> • Alternation of the water temperature • Prolongation of turbid water discharging 	Low	Low	3
LNG CC PP*	<ul style="list-style-type: none"> • Change of the water temperature due to heated effluent • Boiler blowdown • Boiler cleaning wastes 	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	<ul style="list-style-type: none"> • Change of the water temperature due to heated effluent • Boiler blowdown • Boiler cleaning wastes 	Low	Low	3

All data are prepared by the JICA Study Team, and the rating is conducted by the JICA Study Team.

3) 温室効果ガス排出

揚水発電所は揚水に他の電源のエネルギー（スリランカの場合は石炭火力発電所）を使うので、他の電源の温室効果ガス排出を含めた評価としている。

結果を Table 8.3.2-3 に示す。この表のデータは、温室効果ガスを CO₂ 換算した値で示している。

Table 8.3.2-3 各電源の温室効果ガス排出についての評価

Power Generation Option	Greenhouse Gas Emissions (kt eq. CO ₂ /TWh)	Rating
New hydro PP* (A baseline scenario)	2 to 48	3
Hydro capacity extension	Less than New hydro PP	3
Pumped storage PP	Depending on GHG emission of Pumping Power*1	1
LNG CC PP*2	389 to 511	2
Gas turbine thermal PP*	Similar to LNG CC PP.	2

*1: Trial assessment because there is no common perspective in GHG emission of PSPP.

*2: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

揚水発電の CO₂ 排出原単位については、揚水効率による増分排出量のみをカウントする考え方もある。また、揚水発電を導入すると副次効果として風力等の再生可能エネルギーの導入量が増加し、発電システム全体の温室効果ガス排出を低減する効果があることから、上記の表は、揚水発電にとって厳しい評価となっている。

4) 生態系への影響

生態系への影響については、影響のタイプ、発電所近隣とより広い地域の生態系への影響、生物の総量への影響、世界レベルでの遺伝的多様性への影響を考慮して評価した。これは IEA（2000）の評価を参考に行った。

結果を Table 8.3.2-4 に示す。

Table 8.3.2-4 各電源の生態系への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Local and regional ecosystems	Biomass	Genetic diversity at the world level	Rating
New hydro PP* (A <i>baseline scenario</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Barriers to migratory fish • Loss of terrestrial habitats • Change in water quality • Modification of water flow 	<ul style="list-style-type: none"> x x x x 			1
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	<ul style="list-style-type: none"> • Barriers to migratory fish • Loss of terrestrial habitats • Change in water quality • Modification of water flow • Climate change • Acid precipitation 	<ul style="list-style-type: none"> x x x x x x 	x	x	2
LNG CC PP	<ul style="list-style-type: none"> • Climate change • Acid precipitation • Loss of coastal habitats • Change of the water temperature due to heated effluent 	<ul style="list-style-type: none"> x x x x 	x	x	1
Gas turbine thermal PP	<ul style="list-style-type: none"> • Climate change • Acid precipitation • Loss of coastal habitats • Change of the water temperature due to heated effluent 	<ul style="list-style-type: none"> x x x x 	x	x	1

*: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

5) 住民移転による影響

住民移転による影響については、土地利用面積と緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

結果を Table 8.3.2-5 に示す。

Table 8.3.2-5 各電源の住民移転による影響についての評価

Power Generation Option	Land Requirements (km ² /TWh/y)	Severity of impacts with mitigation	Rating
New hydro PP* (A <i>baseline scenario</i>)	2 to 152*	High to Medium	1
Hydro capacity extension	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	Less than New hydro PP	High to Low	2
LNG CC PP	Small	Medium to Low	2
Gas turbine thermal PP	Small	Medium to Low	2

*: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

6) 水利用および水利権への影響

水利用および水利権への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影

響の重大性によって評価した。

火力発電所（LNG CC とガスタービン）は、その温排水によって発電所周辺の水利用形態に影響を与える可能性がある。

結果を Table 8.3.2-6 に示す。

Table 8.3.2-6 各電源の水利用および水利権への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Change in the flow pattern	Low	Low	3
LNG CC PP	• Change of the water temperature due to heated effluent	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	• Change of the water temperature due to heated effluent	Low	Low	3

7) 農業への影響

農業への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

結果を Table 8.3.2-7 に示す。

Table 8.3.2-7 各電源の農業への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Loss of land • Degradation of water quality • Change in the flow pattern	Low	Low	3
LNG CC PP	• Loss of land • Degradation of air quality	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	• Loss of land • Degradation of air quality	Low	Low	3

8) 漁業への影響

漁業への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

結果を Table 8.3.2-8 に示す。

Table 8.3.2-8 各電源の漁業への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Change in the flow pattern	Low	Low	3
LNG CC PP	• Change in water quality • Loss of coastal habitats • Change of the water temperature due to heated effluent • Degradation on substrate	Medium	Low	2
Gas turbine thermal PP	• Change in water quality • Loss of coastal habitats • Change of the water temperature due to heated effluent • Degradation on substrate	Medium	Low	2

9) 観光への影響

観光への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

結果を Table 8.3.2-9 に示す。

Table 8.3.2-9 各電源の観光への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Impacts on sport / leisure • Impacts on landscape	Low	Low	3
LNG CC PP	• Impacts on sport / leisure • Impacts on landscape	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	• Impacts on sport / leisure • Impacts on landscape	Low	Low	3

10) 健康への影響

健康への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

結果を Table 8.3.2-10 に示す。

Table 8.3.2-10 各電源の健康への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	• Risks from water-borne diseases, particularly when there is irrigation (local and/or regional)	Low	Low	3
Pumped storage PP	• Acid precipitation by power supply sources (local) • Climate change by power supply sources (global)	High to Low	Low	2
LNG CC PP	• Fire (local) • Explosion (local) • Acid precipitation (local) • Photochemical smog (local) • Climate change (global)	High to Low	Medium	2
Gas turbine thermal PP	• Fire (local) • Explosion (local) • Acid precipitation (local) • Photochemical smog (local) • Climate change (global)	High to Low	Medium	2

11) 総合結果

各電源についての 10 項目からの評価を Table 8.3.2-11 にまとめた。

水力発電所増設がもっとも負の影響が小さく、評価が高い。他の電源については、これらの環境社会面での差はほとんどないと考えられる。

Table 8.3.2-11 各電源の環境社会配慮面での比較結果

POWER GENERATION OPTION	Air pollution	Water pollution	Greenhouse gas emissions	Impacts on ecosystems	Impacts caused by resettlement	Impacts on water right/ water resources	Impacts on agriculture	Impacts on fishery	Impacts on tourism	Impacts on human health	TOTAL
Hydro capacity extension	3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	36
Pumped storage PP	2	3	1	2	2	3	3	3	3	2	24
LNG CC PP	2	3	2	1	2	3	3	2	3	2	23
Gas turbine thermal PP	2	3	2	1	2	3	3	2	3	2	23

8.3.3 経済性

スリランカの系統に将来投入が計画されている電源オプションについて、kW 当り建設単価および燃料費等を用い年経費や発電単価を設備利用率毎に算定、比較することによって、経済性の面で最適なピーク対応型電源を選定する。この方法により、どの電源オプションがピーク電源（設備利用率 30%以下）、ミドル電源（設備利用率 30~60%）、ベース電源（設備利用率 60%以上）

として適性（経済性）があるかが判断できる。

発電単価（\$/kWh）は、主として建設費の金利および償却費からなる Capital Cost と主として燃料費からなる Energy Cost の和で表される。

$$\text{ここで：Capital Cost (\$/kWh)} = \frac{\text{Construction Unit Cost (\$/kW)} \times \text{Capital Recovery Factor}}{\text{Plant Factor} \times 8,760 \text{ (hr)}}$$

$$\text{Energy Cost (\$/kWh)} = \frac{\text{Fuel Unit Cost (\$/kcal)} \times 860 \text{ (kcal/kWh)}}{\text{Thermal Efficiency}}$$

一方、電源オプションは以下の三種類に分類できる。

- ガスタービンや揚水発電のように低 Capital Cost であるが高 Energy Cost な電源
- LNG CC 発電のように、Capital Cost も Energy Cost も中間的な電源
- 石炭火力のように高 Capital Cost であるが、低 Energy Cost な電源

Figure 8.3.3-1 に設備利用率の違いによる電源の年経費の概念図を示す。ピーク負荷用電源は、設備利用率が凡そ 30%以下と小さくならざるを得ないため、低 Capital Cost な電源が選ばれる。この点で、ガスタービンや揚水発電は建設単価が安いという条件でピーク負荷用電源に適する。揚水発電の場合、同じ開発規模で出力を大きくとれることや、一般水力発電と同様他の火力発電と比べ耐用年が長いので、その結果、Capital Cost を小さくすることができる。水力の増設計画もまた同規模の一般水力に比べ安価な建設単価となることから、ピーク負荷電源として適性を持つ。

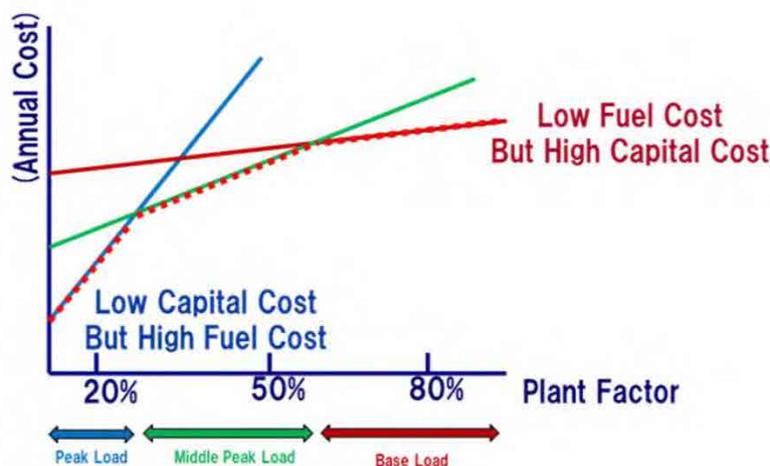


Figure 8.3.3-1 Annual Cost of Generation

LTGEP 2013-2032 において CEB が将来に開発を検討している電源オプションの kW 当り建設費、耐用年（ELT: Economic Life Time）等を Table 8.3.3-1 に示す。なお、揚水発電については、調査団が検討中の概算建設費（1,200USD/kW）を用い、その他の指標は LTGEP の一般水力の値と同様とした。また、水力（増設）の基本諸元は、JICA の Feasibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station（May, 2009）を使い、オートディーゼルを燃料とするコンバインドサイクルおよび石炭火力についても参考までに LTGEP から引用し表示した。ガスタービンや石炭火力は、計画出力の違いにより年経費が異なるが、年経費におけるスケールメリットを考慮し、設備出力の大きいものを代表とし比較する。

Table 8.3.3-1 Indices of Generation Options

	PSPP (PSPP)	Gas Turbine (ADGT)	Combined Cycle (ADCC)	LNG CC (LNGCC)	Coal Steam (CST)	Hydro Ex. (HPPEX)
Unit Capacity (MW)	600	105	300	250	300	228
Minimum Capacity (%)	N.A.	30	33	33	75	N.A.
Fuel	El. from CST	Auto Diesel	Auto Diesel	LNG	Coal	N.A.
Capital Cost (\$/kW)	1,200	515	935	1,300	1,964	1,022
ELT (years)	50	20	30	30	30	50

(Source: as mentioned above)

Table 8.3.3-1 の諸元等から各電源オプションの年経費および発電単価を計算した。結果をそれぞれ Figure 8.3.3-2 に示す。

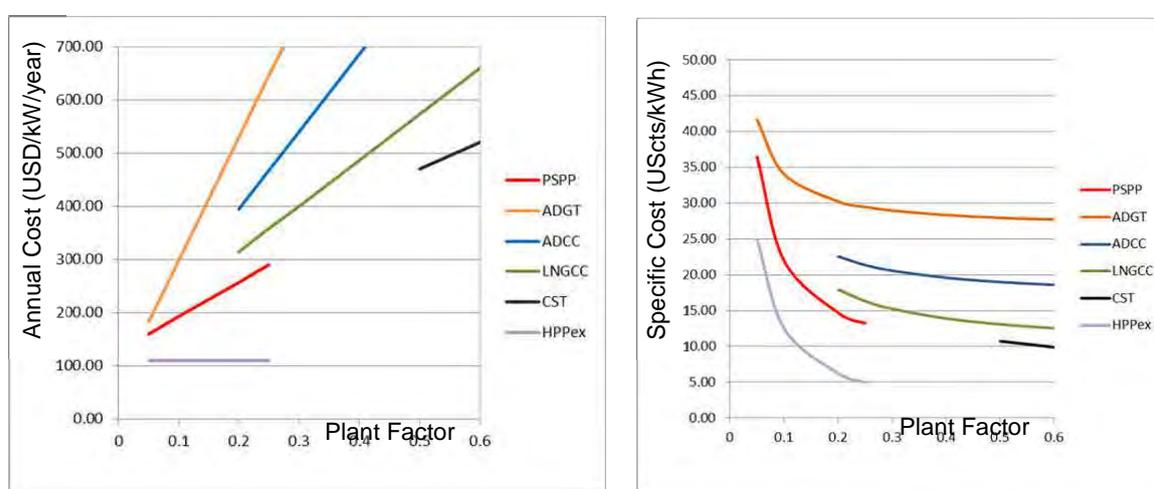


Figure 8.3.3-2 Annual Cost & Specific Cost of Generation of Options

Figure 8.3.3-2 で明らかなように、4つのピーク対応型電源オプションの経済性の面から評価した順位は、Table 8.3.3-2 のとおり。

Table 8.3.3-2 Ranking of Options from Economic Aspect

	Hydropower (Extension)	PSPP	LNG CC	Gas Turbine
Ranking from Economic Aspect	1	2	3	4

8.3.4 最適ピーク対応電源の選定

8.3.1、8.3.2 および 8.3.3 で、電源オプションの負荷追従性・電源特性、環境社会配慮および経済性についてそれぞれ評価し、ランキングを行った。それらを取りまとめ、

Table 8.3.4-1 に示す。

Table 8.3.4-1 Ranking Summary of Options

	Hydropower (Extension)	PSPP	LNG CC	Gas Turbine
Generation Characteristics	2	1	4	3
Environment & Social Considerations	1	2	3	3
Economic Aspect	1	2	3	4

Table 8.3.4-1 より明らかなように、第2スクリーニングの結果として、負荷追従性・発電特性、環境社会配慮および経済性の観点から、ピーク対応型電源として相応しいオプションとして、水力発電（増設）および揚水発電を選択する。

水力発電（増設）について、今後開発の可能性があるプロジェクトは、ビクトリア発電所増設計画しかない。また、本調査では 2025 年以降のピーク対応電源を対象としており、ビクトリア発電所増設だけでは当該年のピーク電力を賄うことができない。

一方、揚水発電についてはスリランカ国において開発ポテンシャルが高いものの、未だ詳細な調査が行われていない。また、2025 年以降の増大するピーク需要に対応可能な電源であり、本調査の Stage 2、Stage 3 では揚水発電に特化し、最適化調査（マスタープラン調査）を実施することとする。

8.4 揚水発電の開発規模

4.3 で述べたように、2025 年までに開発が必要となるピーク負荷対応電源出力は、750MW であり、将来の需要増や Victoria 増設計画が乾季雨季の影響を受けることを考慮し、揚水発電の開発規模を 600MW とする。

8.5 電源の組み合わせ開発

8.5.1 揚水発電と再生可能エネルギー発電

8.2.1 (3) で述べた通り、揚水発電は発電時に系統の変動を吸収し、その安定に寄与するほか、可変速機を採用すれば、揚水時においても同様に系統の安定に寄与するという特質も持つ。

“National Energy Policy” や “Mahinda Chinthana 10 year development framework” によれば、2015 年断面で全発電量の 10% を再生可能エネルギーで賄うことを目標としている。また、スリランカ政府は 2007 年 10 月に Sustainable Energy Authority (SEA) を設立し、再生可能エネルギーの開発を通じ、安定的で信頼度が高く安価な電力供給を期待している。この目標を着実に推進していくためには、揚水発電所の建設が不可欠となる。

8.5.2 揚水発電と LNG CC 発電

LNG CC 発電の導入時期が不透明であるものの、将来的には揚水発電と LNG CC 発電のコンビネーション開発が将来のスリランカ国のピークおよびミドル需要に対する供給力として期待さ

れる。

将来的なスリランカの電源のベストミックスという観点で、揚水発電はピーク対応電源、LNG CC 発電は主にミドル対応電源、時によりピーク対応電源ないしベース対応電源の補完を行う位置付けとすることが望ましい。

8.5.3 揚水発電と LNG シンプルガスタービン発電

本項では、LNG CC 発電の導入が可能になった時点の検討をケーススタディとして行う。8.5.2 で記載したように、LNG CC 発電は、主としてミドル対応電源で揚水発電と比較する対象ではないが、LNG 供給システムが完成した時点で、LNG シンプルガスタービン（以降、LNG GT という）発電が建設可能となる。そこで、ピーク対応電源に特化し、揚水発電と LNG GT 発電の経済性の比較を行う。

揚水発電は揚水原資の燃料代によってその経済性が著しく影響を受ける。このため、LNG 供給システムが完成した時点すなわち LNG CC 発電が運転しているケースとして、LTGEP 2013-2032 に記載のある石炭火力の開発を制限した Table 8.5.3-1 に示すケースで検討する。

Table 8.5.3-1 Study Cases

	Case-1	Case-2
石炭火力の制限 2025 年時点の	全発電容量の 60%	Trincomalee 後、開発しない
石炭火力設備容量	2,600 MW	2,000 MW
LNG CC 設備容量	750 MW	1,250 MW
揚水原資	石炭火力 600 MW と LNG CC 750 MW の混合	全量 LNG CC 1,250 MW

Case-1 の年経費および発電単価の比較をそれぞれ Figure 8.5.3-1 に示す。参考にオートディーゼルを燃料とするガスタービンのグラフも示す。

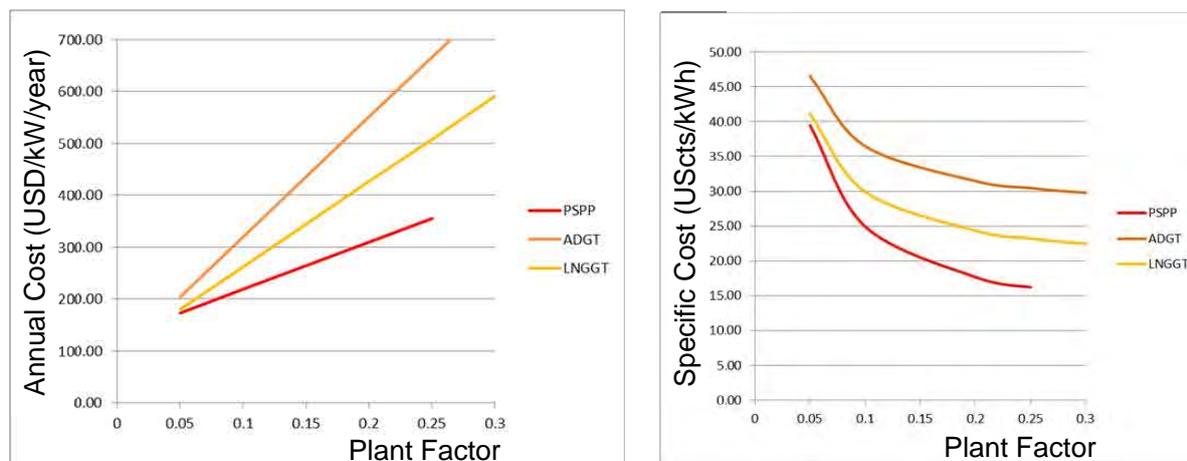


Figure 8.5.3-1 Annual Cost & Specific Cost of Generation of Options (Case-1)

Figure 8.5.3-1 から、LNG GT は現行計画のオートディーゼル焼きガスタービンに比較し、経済性が良好である。一方、揚水発電との比較では、揚水発電の方が経済性の面で優れていると言える。

Case-2 についても同様に比較し、その結果を Figure 8.5.3-2 に示す。Figure 8.5.3-1 との違いは、揚水発電のみで、これは Table 8.5.3-1 に示すように、石炭火力と LNG CC 発電の開発シナリオの違いによって生じる揚水原資の取り方によるものである。すなわち、Case-2 では、単価の高い LNG CC のみを揚水原資としているためである。

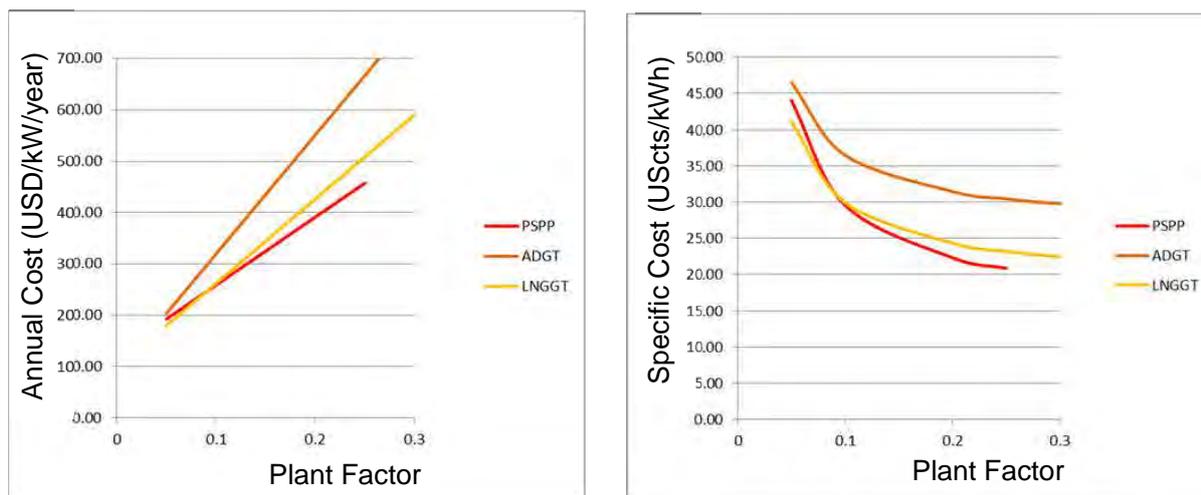


Figure 8.5.3-2 Annual Cost & Specific Cost of Generation of Options (Case-2)

Figure 8.5.3-2 から、揚水発電は、分界設備利用率 0.09、この値以上で LNG GT より経済性が優り、以下で劣ることが判るが、顕著な差ではない。ここで、揚水発電の標準的な運転時間として 1,000 時間（設備利用率 11.4%）とした場合の年経費をまとめ、Table 8.5.3-2 に示す。

Table 8.5.3-2 Case Study of Annual Cost along with Pumping Source

		Revised Base Case	Case-1	Case-2
Pumping Power Source	Coal Thermal	100%	62%	0%
	LNG CC	0%	38%	100%
Annual Operation Time (hour)		1,000		
Plant Factor		11.4% (1,000 hours operation per year)		
Annual Cost (USD/kW/year)	PSPP (A)	201.40	231.21	277.37
	LNG GT (B)	285.04		
	(B) – (A)	83.64	53.83	7.67

前述の通り LNG CC の導入は、総電源開発コストの増大を招き、電気料金のアップにつながる。一方、燃料セキュリティや地球環境保全の観点から、LNG の導入を図る意義も大きい。また、LNG CC 発電が導入されればされるほど、揚水発電の経済性は悪くなる。このため、LNG の導入は政策決定に委ねることになるが、極端なケースとして揚水原資を 100% LNG CC とした場合でも、揚水発電所が標準的時間運転されれば、揚水発電は、LNG GT に比し経済的優位性が認められることが判る。

第9章 候補地点の一次選定

9.1 候補地点の計画諸元

Table 9.1-1 第一次地点選定の対象 11 候補地点の計画諸元を示す。各対象地点は、本調査に先立ち行われた「スリランカ民主社会主義共和国ピーク需要対応型電源最適化計画調査プロジェクト詳細計画策定調査（2012年10月、JICA、以降「JICA 事前調査」と記す。）により抽出された候補地点 10 地点を基本として、調査団にてレビューを行い計画したものである。さらに、本調査において新たに可能性のある 1 地点（Maha2 地点）を追加し、合計 11 地点について揚水発電計画を立案した。

Table 9.1-1 候補地点の計画諸元（200MW×3台案）

Candidate Site	unit	Kiriketi I	Kiriketi II	Maussa-kelle A	Maussa-kelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal	
Installed Capacity	MW	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
Unit Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
Number of Units	unit	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Peak Generating Time	hours	3.8	2.52	6.42	6.28	6.19	6.11	6.05	6.1	6.03	6.09	6.16	
Rated Head	m	664.67	731.81	450.30	463.60	576.01	679.25	657.08	465.18	464.23	434.78	561.76	
Rated Discharge	m ³	108.37	98.43	159.96	155.37	125.05	106.04	109.62	154.84	155.16	165.67	128.22	
Upper Pond	Latitude	6°46'00"	6°45'13"	6°46'49"	6°46'49"	7°01'30"	7°02'30"	7°02'14"	7°04'14"	7°06'01"	7°07'20"	7°06'20"	
	Longitude	80°46'15"	80°46'34"	80°33'42"	80°33'42"	80°53'06"	80°52'35"	80°52'31"	80°52'24"	80°28'35"	80°27'26"	81°07'46"	
	Catchment Area	km ²	1	1	2	2	32	20	2	2	10	5	5
	Reservoir Area	km ²	0.14	0.04	0.37	0.37	0.17	0.12	0.16	0.15	0.39	0.15	0.43
	Crest Elevation	E.L.-m	1960	1731	1829	1829	1270	1381	1412	1224	792	769	1002
	High Water Level	E.L.-m	1,954	1,725	1,823	1,823	1,264	1,375	1,406	1,218	786	763	996
	Low Water Level	E.L.-m	1,934	1,687	1,813	1,813	1,243	1,343	1,384	1,166	774	729	985
	Drawdown	m	20	38	10	10	21	32	22	52	12	34	11
	Sediment Level	E.L.-m	1,921	1,673	1,800	1,799	1,230	1,330	1,371	1,153	760	715	369
	Gross Capacity	MCM	1.96	1.12	3.82	3.82	4.80	3.48	3.21	3.68	6.08	4.35	4.59
	Available Capacity	MCM	1.62	0.99	3.69	3.69	2.79	2.33	2.39	3.42	3.71	3.67	3.16
	Dam Height	m	35	81	39	39	80	116	57	89	52	79	42
	Crest Length	m	1280	300	1200	1200	250	500	200	550	210	310	220
Lower Pond	Latitude	6°45'58"	6°44'44"	6°47'42"	6°47'48"	7°02'34"	7°02'34"	7°03'57"	7°03'57"	7°07'50"	7°07'50"	7°7'23"	
	Longitude	80°47'43"	80°47'03"	80°32'21"	80°32'50"	80°54'53"	80°54'53"	80°54'11"	80°54'11"	80°28'27"	80°28'27"	81°05'46"	
	Catchment Area	km ²	5	14	20	10	70	70	16	16	35	35	5
	Reservoir Area	km ²	0.08	0.09	0.34	0.25	0.30	0.28	0.15	0.18	0.24	0.24	0.15
	Crest Elevation	E.L.-m	1263	952	1355	1342	661	659	720	726	305	306	416
	High Water Level	E.L.-m	1,257	946	1,349	1,336	655	653	714	720	299	300	410
	Low Water Level	E.L.-m	1,229	934	1,339	1,323	642	642	693	693	282	282	383
	Drawdown	m	28	12	10	13	13	11	21	27	17	18	27
	Sediment Level	E.L.-m	1,216	920	1,326	1,309	628	628	680	680	269	269	369
	Gross Capacity	MCM	1.91	2.04	5.31	4.25	7.82	7.22	3.95	4.83	6.13	6.40	3.66
	Available Capacity	MCM	1.48	0.89	3.71	3.51	2.94	2.33	2.52	3.40	3.37	3.63	2.84
	Dam Height	m	93	72	55	52	81	79	65	71	75	76	76
	Crest Length	m	250	240	170	1070	420	430	220	290	360	360	540
Headrace Tunnel	Inner Diameter	m	4.8	4.6	5.9	5.8	5.2	4.8	4.9	5.8	5.8	6.0	5.3
	Length	m	1,070	100	300	300	950	960	1,350	1,000	2,030	510	1,750
	Nos. of lines	-line	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Penstock Tunnel	Inner Diameter	m	3.8	3.6	4.6	4.5	4.0	3.7	3.8	4.5	4.5	4.6	4.1
	Length	m	1,260	1,349	939	961	1,116	1,256	1,236	927	940	898	1,106
	Nos. of lines	-line	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tailrace Tunnel	Inner Diameter	m	5.3	5.1	6.4	6.3	5.7	5.2	5.3	6.3	6.3	6.5	5.8
	Length	m	500	180	2,050	1,280	2,300	2,240	2,200	1,430	390	1,000	1,230
	Nos. of lines	-line	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Access Tunnel to PH	Length	m	350	550	1,300	1,050	1,650	1,850	1,500	1,850	850	1,000	1,600

(出典：調査団作成)

9.2 第一次スクリーニング

11 候補地点には、保護区 (Sanctuary) 内に上池や下池が存在し、スリランカ国の法律で開発が原則禁止されている地点や、地形的な条件の限界より、まだポンプ水車の製作限界基準に抵触している地点が含まれている。よって、第一次スクリーニングとして、前述 2 つの問題を含むプロジェクトを、以降の有力候補選定対象から除外することとした。Table 9.2-1 に、第一次スクリーニングの結果を示す。"Impacts on Fauna and Flora"の"C"評価は、上池および下池が、保護区 (Sanctuary) 内に存在する場合に与えられる。また、"製作限界(Manufacturing Limitation)"の"C"評価は、ポンプ水車の製作が不可と判断された地点に与えられている。ここでは、少なくとも、単機容量 200MW では開発可能と判断されることを考慮し、単機出力 200MW に対する評価を採用している。

本結果より、今後の有力候補地点選定の検討対象としては、Halgran 1、Halgran 3、Halgran 4、Maha 1、Maha 2、Loggal の 6 地点に絞られることとなった。

Table 9.2-1 第一次スクリーニング結果

	Kiriketi 1	Kiriketi 2	Maussakelle A	Maussakelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Loggal
Impacts on Fauna and Flora (Sanctuary)	C	C	C	C							
Manufacturing Limitation		C				C					
1 st screening	NG	NG	NG	NG		NG					

(出典：調査団作成)

9.3 自然・社会環境影響による評価

自然環境面と社会環境面から評価するために、環境調査を行った。環境調査結果の概要を、Table 9.3-1 に示す。

Table 9.3-1 自然・社会環境調査結果の概要

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Loggal
1. 自然環境への影響 (Impacts on fauna and flora)	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→低（茶畑優先の農地・既改変） 動物 CR 種 1 種 EN 種 3 種 <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→低（棚田などの農地・既改変） 動物 CR 種 1 種、植物 CR 種 1 種 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→高（茶畑優先の農地・既改変、残存河畔部は多・豊） 動物 EN 種 5 種、植物 EN 種 2 種 <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→低（農地・既改変） 動物 CR1 種、植物 EN1 種 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→低（茶畑、畑、ユーカリ植林） 動物 EN 種 2 種 <p>【下池】：B Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→低（茶畑優先） <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→中程度 動物 CR 種 3 種、EN 種 2 種、植物 CR 種 1 種、EN 種 1 種 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→低（茶畑優先） 動物 EN 種 1 種 <p>【下池】：B Maha 1 同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→高 動物 CR 種 1 種、EN 種 2 種、植物 EN 種 1 種 <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 動植物の多様性・豊富→中程度 動物 EN 種 2 種
	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B
2. 地域社会への影響 (Impacts on local communities)	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 15 軒 地域住民の河川利用無 漁業なし <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 9 軒 沐浴利用、小規模灌漑 1 箇所あり 漁業なし 	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 移転なし 住民の河川利用無 漁業なし <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 移転なし 沐浴利用、小規模灌漑 1 箇所 漁業なし 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 11 軒、幼稚園、飲料タンク 住民の河川利用無 漁業なし <p>【下池】：B Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：C</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 76 軒、私有道路約 2km、井戸数か所 漁業なし <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 8 軒、小水力 2 箇所、飲料用パイプ 4 本 漁業なし 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 8 軒、私有道路約 1km 漁業なし <p>【下池】：B Maha 1 に同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 18 軒 住民の洗濯、沐浴利用あり 漁業なし <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没：家屋 14 軒、小学校、郵便局、村道 1km 漁業なし
	評価：B	評価：B	評価：B	評価：C	評価：B	評価：B
3. 地域産業への影響 (Impacts on industries)	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 26.4ha（家庭菜園 2.3ha、茶畑 7.8ha、他栽培地 16.3ha） 観光資源や観光地→特に無 <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 26.0ha（水田 12.5ha、家庭菜園 7.6ha、他栽培地 5.9ha） 観光資源や観光地→特に無 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 27.5ha（茶畑 14.3ha、森林 13.2ha） <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 29.5ha。（水田 21.8ha、家庭菜園 6.9ha、茶畑 0.18ha、他栽培 0.6ha） 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 23.41ha（茶畑 15.8ha、他栽培地 7.4ha、森林 0.2ha） <p>【下池】：B Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 59.0ha（茶畑 50.0ha、他栽培地 5.3ha、水田 2.6ha、家庭菜園 1.1ha） <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 27.1ha（ゴム園 20.7ha、家庭菜園 6.4ha） 	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 23.6ha（茶畑 21.8ha、家庭菜園 1.8ha） <p>【下池】：B Maha1 に同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 36.4ha（水田 13.7ha、家庭菜園 19.3ha、森林 3.4ha） 小水力（4MW）が下流 500m にあり（工事期間中の影響が想定） <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 水没 17.7ha（水田 9.4ha、家庭菜園 8.3ha）
	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B
4. 地域文化遺産への影響 (Impacts on culture and landscape)	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的に重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 小規模な墓あり 	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的に重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 小規模な墓あり 	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 <p>【下池】：A Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 直接距離約 2km 上流滝あり（全国的に有名）既設道路改善により観光資源化し地域活性化の可能性あり 文化的に重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> 文化的重要な寺や遺跡等無 景観上の問題無 <p>【下池】：A Maha 1 に同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 村唯一の寺が水没（文化遺産指定ではない） <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> 右岸側の寺が水没（文化遺産指定ではない）
	評価：A	評価：A	評価：A	評価：A	評価：A	評価：B

A：問題がない、または限定的、B：問題がある可能性がある、C：明らかに重大な問題がある

9.4 地質による評価

現地踏査によって地点の地質概要を把握した。評価結果は Table 9.4-2 に示すとおりである。

上記評価に基づき各候補地点の地質条件について、強度、水密性、断層、河床堆積物、斜面安定について評価を行った結果を Table 9.4-1 に示す。評価に用いレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 問題はない、または限定的
- B: 問題がある可能性がある
- C: 明らかに重大な問題がある、または可能性が高い。

Table 9.4-1 地質による評価

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Strength	B	B	A	B	B	A
Impermiability	A	B	B	B	B	A
Faults	B	B	B	B	B	A
Riverbed Deposit	A	A	A	A	A	B
Slope	B	A	B	B	B	A
Overall Evaluation	B	B	B	B	B	B

(出典：調査団作成)

Table 9.4-2 Outline of geological features of 11 candidate sites (3-1)

No	地点名	1:100,000地質図	構造線	地滑りハザードマップ (1:50,000 or 1:10,000)	空中写真判読	鉱山・鉱区
1	Kiriketti 1	向斜の北翼、NW傾斜(ダム上流傾斜)。上池:褶曲・NE系断層発達域、チャノカイト。断層なし。貯水池を構成する山体は堅硬。下池:褶曲・NE-SW系断層発達域。チャノカイト、右岸一部は珪岩。河川沿いに断層破砕帯が接し、ダム軸と交差する。水路系: NNE-SSW系断層2本を横断。	断層多、ダム軸交差	(1:50,000 hazard map) 上池: dam2, 池2 下池: dam1, 池3	上池:下池:雲陰で判読不能。下池左岸は、滑落崖の崖錐堆積物可能性あり。霧頭要確認。右岸急傾斜だが地滑り、崖錐なし。河川は断層線に沿う部分に侵蝕がすみやかにすすんだものと推定。	なし
2	Kiriketti 2	向斜の北翼、NW傾斜(ダム上流傾斜)。上池:褶曲・NE-SW系断層発達域、チャノカイト。断層なし。山体直下にNE-SW断層が下刻。貯水池への影響懸念。下池:褶曲・NE系断層発達域、チャノカイト。左岸片麻岩。NW傾斜(右岸傾斜)。河川沿いに断層破砕帯が接し、ダム交差する。水路系: NNE系断層1本横断。	断層多、ダム軸交差	(1:50,000) 上池: dam3, 池3 下池: dam3, 池3	上池:きわめて急峻急斜面の山体尾根の凹地。山体は形状から風化浅と想定も山頂稜線で断層下刻、ダム両岸尾根(特に左岸)が薄く止水に懸念。下池:右岸急斜面。地滑りなし。左岸崖錐堆積物が多量に分布。左岸上池直下にNE-SW断層崖があり、下部に多量の堆積物があるがダム地点の下流側に位置する(地質図に記載されたNE断層であり、破砕幅は不詳だが明瞭に判読)。河川はNE-SWの明瞭な断層で横ずれあり。河川は断層線に沿う部分に侵蝕がすみやかにすすんだものと推定。	EL(探査鉱区)近接
3	Maussakelle 1	上池:向斜北翼、SW傾斜(下流傾斜)。チャノカイト山体の頂部にあり山体が残丘となっていることから堅硬。一部花崗岩質の可能性もあるがただし大きくは問題なしと想定。断層なし。下池:向斜北翼、SW傾斜(上流傾斜)コンドライト(黒雲母質片麻岩)、ダム直下流EW断層破砕帯(断層崖に滝形成)。水路系:片麻岩系で断層なし。	断層貯水池横断	(1:50,000) 上池: dam, 池1, 下池: dam2, 池2	上池:平坦な準平原。ダム直下で鉛直崖。山体は堅硬。池は浸食が少なく風化は形状から浅いと想定。この丘はチャノカイト残丘。下池:両岸地滑り地形なし(右岸、緩斜面で変状なし、左岸、小規模な崩壊可能性ある程度。池奥左岸に急峻斜面、崩壊地形、ただし高水位以高)。EW系断層はこの急峻斜面沿いを通るとされるがここ以外で池左岸に変状みとめられず)	なし
4	Maussakelle 2	上池:同上。下池:向斜北翼、S傾斜(上流傾斜)コンドライト(黒雲母質片麻岩)、ダム直下流EW断層破砕帯(断層崖に滝形成)。水路系:片麻岩系で断層なし。	断層貯水池横断	(1:50,000) 上池: dam, 池1, 下池: dam2, 池2	上池:同上、下池:緩斜面。起伏小、池には地滑り地形なしの模様(雲陰のためEW断層は視認できない)。EW断層ダム右岸を通過。池の上流部左岸では急斜面地滑り崩壊地形。	なし

Table 9.4-2 Outline of geological features of 11 candidate sites (3-2)

No	地点名	1:100,000地質図	構造線	地滑りハザードマップ (1:50,000 or 1:10,000)	空中写真判読	鉱山・鉱区
5	Halgran 1	上池:向斜北翼,SW傾斜(上流傾斜)。右岸珪岩。左岸チャノカイト。岩質問題なし、ただし地形から右岸が堅硬(右岸珪岩山体は未侵食。対し左岸は低標高、茶畑で風化が深い可能性)。貯水池左岸近傍にNE-SW断層も直接接さず。下池:向斜南翼、NE傾斜(下流傾斜)。チャノカイト。石灰岩にダム右岸一部重なる懸念(その場合性状次第で上流移動が好ましい)。貯水池は石灰岩下位のチャノカイト。断層なし。水路系:NE-SW断層に平行し近傍を通過、破碎懸念。またNW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性あるとみられ、図上で断層変位あり。断層付近の片麻岩は石灰岩層を挟在することから、水路沿いで劣化進んだ石灰岩遭遇可能性あり(水路の地質はHalgran2-4の他optionも大差なし)	断層貯水池横断	(1:10,000有) 上池: dam、池3(左岸3,右岸2)、下池: dam、池共に4(左岸4,右岸3) 全体に不良	上池:ダム両岸、池周囲に地滑り兆候なし、ダム右岸中傾斜、ダム左岸・池周囲緩地形。地質図上のNE-SW断層は不明瞭。下池:ダム左岸～池左岸急傾斜。地滑り可能性。池右岸に幅300m地滑り跡地(崖線堆積物、耕作地。ただし満水位以上で高であり影響軽微)。左岸の地滑りの懸念は、山体形状が風化なく岩盤が堅硬と思われ高くはないと想定。	なし
6	Halgran 2	上池:向斜北翼,SW傾斜(上流傾斜)。チャノカイト。上池:チャノカイト～珪岩・珪質片岩。左岸に河川に沿い断層あり(池にはかからない。またダム左岸からやや離れ石灰岩質岩が分布するが、ダム貯水池には出ない)。下池:同上。水路系:NW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性もあるとみられ、図上でも断層変位あり。断層付近の片麻岩には石灰岩層を挟在。水路沿いに遭遇可能性あり(他optionも大差なし)	断層1, 2	(1:10,000有) 上池: dam、池3(右岸3、左岸2)、下池: dam、池共に4(左岸4,右岸3) 全体に不良	上池:右岸緩斜面だが、池周囲に地滑り地形なし。池上流側珪岩は山体が残っており堅硬で不安定化は発生していない。上池ダム右岸チャノカイトの風化が深い可能性はある。NE-SW断層は不明瞭。下池:同上。	なし
7	Halgran 3	上池:向斜北翼,SW傾斜(上流傾斜)。珪岩・珪質片岩(ダム左岸からやや離れ一部石灰岩質だが、ダム貯水池は出ない)。下池:向斜南翼,NE傾斜(下流傾斜)。ダム軸部チャノカイトだが石灰質岩がダム貯水池～下流に向け分布(池では下位チャノカイトに上載し、漏水懸念は小さい。しかし下流に向かいダムを超え分布)。貯水池内NE-SW断層。水路系:NW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性もあるとみられ、図上でも断層変位あり。断層付近の片麻岩には石灰岩層を挟在。水路沿いに遭遇可能性あり(他optionも大差なし)	断層1, 2	(1:10,000有) 上池: dam、池2、下池: dam、池共に2	上池:ダム・貯水池に地滑り地形なし。下池:ダム・貯水池に地滑りなし。ダム左岸部尾根が瘦せている。(ダム軸端部から200mに石灰岩。石灰岩部で尾根標高が低く凹部、地下水水位が低い可能性があり、止水処理を延長する必要があるかもしれない)。ダム右岸は片麻岩で問題は少ない。	なし
8	Halgran 4	上池:背斜直南翼,SW傾斜(左岸傾斜)。チャノカイト。右岸高所に珪岩。右岸200mに背斜軸に伴うNW-SE破碎帯。ただし池にはかからず。ダム側に珪岩が残丘山体として残る。池内にNE-SW断層横断。上池は背斜の近傍で破碎発達も懸念。下池:同上。水路系:NW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性もあるとみられ、図上でも断層変位あり。断層付近の片麻岩には石灰岩層を挟在。水路沿いに遭遇可能性あり(他optionも大差なし)	断層1, 2	(1:10,000有) 上池: dam3、池2(3-4は満水位以下)、下池: dam、池共に2	上池:ダム・貯水池右岸に地滑り地形なし。左岸の奥、高標高部に明瞭地滑り。満水位付近にも地滑りの可能性あり(要現地確認)。NE-SW断層、NW-SEの断層破碎帯は不明瞭。	なし

Table 9.4-2 Outline of geological features of 11 candidate sites (3-3)

No	地点名	1:100,000地質図	構造線	地滑りハザードマップ (1:50,000 or 1:10,000)	空中写真判読	鉱山・鉱区
9	Maha 1	上下池ともにHighland complex,NW-SE向斜南翼に位置し、地質構造はNE傾斜。上池は片麻岩、河川沿い左岸NE-SW断層。地層傾斜は下流傾斜。下池:片麻岩(右岸片麻岩、左岸チャノカイト)、河床部に石灰質岩(片麻岩に挟在と推定、厚さは地質図からは一定規模)出現し、同岩沿いに、河川に沿うNW-SE断層破砕帯に沿い河川は下刻流下。ただ破砕帯による変位は地質図ではあまりみられない。水路系:断層1本NW-SE破砕帯1本を横断、石灰岩は破砕劣化している可能性あり。下池河川沿いの石灰岩は破砕帯により選択的に浸食が進んだ可能性もある。	下池:断層破砕帯ダム軸交差	(1:50,000) 上池dam4、池3、 下池: damR4、I3、池4 (下池斜面は危険度4)	上池:右岸部崩壊堆小規模なものは数か所あり。左岸はなし。下池:右岸復せ尾根、地滑り地形にも見える(要確認)。池左岸奥地滑り地形が明瞭(地すべりハザードマップも4)。河川に沿う線状地形は、左右横断尾根から横ずれ断層と推定。破砕規模は不明(固結していれば小規模かもしれないが差別侵食もあり得る)。	なし
10	Maha 2	上下池ともにHighland complex,NW-SE向斜南翼に位置し、地質構造はNE傾斜。上池は片麻岩、河川断層なし。池奥にNS破砕帯も満水位以上。地層傾斜は下流傾斜。水路系:NW-SE破砕帯1本を横断、石灰岩は破砕、劣化の可能性。下池:同上。	下池:断層破砕帯ダム軸交差	(1:50,000) 上池3、下池: damR4、I3、池4 (下池斜面は危険度4)	上池:右岸尾根がやや薄い箇所あり。ダム直下で急傾斜。ダム周辺大規模な地滑り・崩壊堆はないが、1km奥EL800m付近左岸に地滑り跡の可能性(満水位がかかる場合)。地滑りハザードマップにはないので、風化深い緩斜面の可能性もある)	なし
11	Loggar	上池:背斜軸沿い、NW傾斜。チャノカイト片麻岩(だが組成が遷移的に変化)、断層なし。下池:向斜北翼～向斜軸、NW傾斜(左岸傾斜だがほぼ水平)。珪岩、チャノカイトで石灰岩質出現する可能性ない。断層なし。水路系:片麻岩。一部に石灰岩だが断層なし。石灰岩は破砕が進んでいる可能性があるが、地質図からは厚さは2-300mと想定。	断層破砕帯ダム軸交差	(1:50,000) 上池: dam、池2、 下池: dam 3、池 3	上池:緩傾斜、地滑り地形なし、下池:左岸急崖だが地滑り跡なし。右岸中一緩斜面、河床部は広く沖積堆積物	なし

(地滑りハザードマップ凡例)
 1: landslides not likely (地滑り可能性) 2: landslides modest level (可能性中)
 3: landslides expected (可能性大) 4: landslides most likely (確実)
 5: subsidence & rockfall (陥没/崖石) 6: landslides occurred in the past (地滑り跡)
 ハザードマップでは1:10,000と1:50,000は相違が大きい

9.5 施工性に関する評価

各候補地点の施工性について、上池ダムへのアクセス、下池ダムへのアクセス、工事用地の確保、その他について評価を行った結果を、Table 9.5-1 に示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 問題はない、または限定的
- B: 問題がある可能性がある
- C: 明らかに重大な問題がある、または可能性が高い。

Table 9.5-1 施工性に関する評価

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Access to Upper Dam	C	B	C	A	A	A
Access to Lower Dam	B	B	B	A	A	B
Temporary Yards	C	A	C	A	A	A
Others			C	A		
Overall Evaluation	C	B	C	A	A	B

(出典：調査団作成)

このうち、Others の Halgran 4 に対する”C”および Maha 1 に対する”A”評価は次のとおり。

Halgran 4 地点の上池は利用水深が 58m と深く、日々の揚水発電所運用により上池周辺の斜面は、地下水の上昇・下降の繰り返しにより毎日さらされることとなり、斜面安定のための大規模な対策工が必要となる可能性が高いことから、”C”評価を与えている。

また、Maha 1 の地下発電所へのアクセストンネルは延長 1,000m 以下であり、早期にトンネルを貫通させ、地下発電所やその他地下構造物の工事工程短縮化に大きく寄与するものと考えられるので、”A”評価を与えた。

9.6 ポンプ水車製作限界

JICA 事前調査による候補地点は 250MW×2 台案とし、落差 700m 以上の高落差を有する地点を含んでいた。本調査では、系統安定の観点より単機出力は 200MW/unit を限界としたことにより、ポンプ水車の製作限界上の問題が懸念された。よって、計画を見直し製作限界基準に抵触しない計画に変更した。しかしながら、地形的な制約により、ポンプ水車の製作限界の問題が依然として残る地点も生じた。ポンプ水車の製作限界に関する各地点の評価は、9.5 に記述したとおりである。Table 9.6-1 には各地点の評価結果を一覧にして示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 問題はない・150MW/unit 案も適用可
- B: 200MW/unit は適用可能、150MW/unit 案は適用不可
- C: 200MW/unit は適用不可（既に 1 次スクリーニングで除外）

Table 9.6-1 ポンプ水車製作限界の評価結果

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Evaluation	B	B	A	A	A	A

(出典：調査団)

9.7 概算工事費

各地点の概算工事費を見積もった。Table 9.7-1 に、kW あたりの建設工事単価の各地点の一覧とその評価を示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 1,200USD/kW 以下
- B: 1,200～1,400USD/kW
- C: 1,400USD/kW 以上

Table 9.7-1 建設工事費単価と評価

	unit	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Loggal
Construction Cost	USD/kW	1,335	1,042	1,414	1,094	1,216	1,280
Evaluation		B	A	C	A	B	B

(出典：調査団作成)

9.8 有力地点選定

上記の各項目に対する評価結果（レーティング A、B、C）を用いて、総合的に各候補地点のランキングを行い、有力候補地点 3 地点を選定することとする。各候補地点のランキングの手法は以下のとおり。（Table 9.8-1 と Table 9.8-2 を参照）

- 1) 1. 技術評価（Technical Evaluation）、2. 経済評価（Economical Evaluation）、3. 環境評価（Environmental Evaluation）の 3 つの大評価項目に配点を与える。その際、平等評価（Even ケース）では技術・経済（1.と 2.）と環境（3.）にそれぞれ、50 点ずつを配点、環境重視評価では、技術・経済（1.と 2.）に 30 点、環境（3.）に 70 点を与えた。
- 2) 1. 技術評価（Technical Evaluation）は、1.1～1.3 の 3 つの小評価項目に分類されており、各項目には合計点が大項目合計配点になるように配点した。このうち、製作限界については、製作可と不可の境界付近にある地点もあったこと、単機出力 200MW/unit と 150MW/unit の建設工事単価が、それほど大きな差異がない（いずれも 150MW/unit が割高）であり、系統安定や揚水発電所の使いやすさの面からは、150MW/unit×4 台案の方が有利であることから、他の小評価項目に対して配点上重みを付けた。
- 3) 3. 環境評価（Environmental Evaluation）は、3.1～3.4 の 4 つの小評価項目に分類されており、各項目には合計点が大項目合計配点になるように配点した。このうち、3.2 地域社会への影響（Impact on local communities）については、住民移転を含んだものであり、重みを付け評価した。

- 4) A、B、C のレーティングには、1.0、0.6、0.3 を割り振った。
- 5) 各小評価項目と A、B、C によるレーティングの積の合計を各候補地点の得点（100 点満点）として、ランキングを付けた。

また、地点選定の方法として、同一地域より一地点のみを選択することとする。すなわち、Halgran 計画は合計 3 地点、Maha 計画は合計 2 計画があるが、Halgran 地域より 1 地点、Maha 地域より 1 地点を選択することとする。これは、CEB の意向として計画候補地点が同一地域に集中しないよう望んでいることや、Maha 1 と Maha 2 のように、異なる計画であっても下池ダムを共有している地点があること、を考慮したものである。

ランキングの結果は、Halgran については、平等評価ケースでも、環境重視ケースでも Halgran3 地点は 3 地点の中では一番得点が高い計画となった。Maha については、平等評価ケースと環境重視ケースでは、ランキングが入れ替わる。これは、Maha1 地点の 3.2 地域社会への影響 (Impact on local communities) すなわち、移転数が多いことが原因と考えられる。Loggal 地点については、地域では単一の計画であるが、平等評価ケースでは Halgran 1 に勝るが、環境重視ケースでは、順位が逆転する。Halgran 3 計画とは上池、下池は全く別であり、Halgran 3 の開発と物理的には両立可能であるが、上池は Halgran 3 と近接している点、同一地域より 1 地点を選択すること、環境重視ケースであっても、得点差は僅かである点、等、考慮し、Loggal 地点を有力地点として選択するものとする。

よって、有力候補 3 地点としては、Halgran 3 地点、Maha 2 地点、および Loggal 地点を選定する。

Table 9.8-1 地点ランキング結果 (Even ケース)

Criteria	Score	Halgran 1			Halgran 3			Halgran 4			Maha 1			Maha 2			Loggal		
	allocation	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score
1. Technical Evaluation	25			12.75			15.00			16.75			22.00			22.00			19.00
1.1 Geological aspects	7.5	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50
1.2 Ease of construction works	7.5	C	0.30	2.25	B	0.60	4.50	C	0.30	2.25	A	1.00	7.50	A	1.00	7.50	B	0.60	4.50
1.3 Manufacturing Limitation	10	B	0.60	6.00	B	0.60	6.00	A	1.00	10.00	A	1.00	10.00	A	1.00	10.00	A	1.00	10.00
2. Economical Evaluation	25	B	0.60	15.00	A	1.00	25.00	C	0.30	7.50	A	1.00	25.00	B	0.60	15.00	B	0.60	15.00
3. Environmental Evaluation	50			33.60			33.60			33.60			27.60			33.60			30.00
3.1 Impact on Fauna and Flora	12	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20
3.2 Impact on local communities	20	B	0.60	12.00	B	0.60	12.00	B	0.60	12.00	C	0.30	6.00	B	0.60	12.00	B	0.60	12.00
3.3 Impact on industries	9	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40
3.4 impact on culture and landscape	9	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	B	0.60	5.40
Total	100			61.35			73.60			57.85			74.60			70.60			64.00
Rank				5			2			6			1			3			4

Table 9.8-2 地点ランキング結果（環境重視 ケース）

Criteria	Score allocation	Halgran 1		Halgran 3			Halgran 4			Maha 1			Maha 2			Loggal			
		Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score
1. Technical Evaluation	15			7.65			9.00			10.05			13.20			13.20			11.40
1.1 Geological aspects	4.5	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70
1.2 Ease of construction works	4.5	C	0.30	1.35	B	0.60	2.70	C	0.30	1.35	A	1.00	4.50	A	1.00	4.50	B	0.60	2.70
1.3 Manufacturing Limitation	6	B	0.60	3.60	B	0.60	3.60	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00
2. Economical Evaluation	15	B	0.60	9.00	A	1.00	15.00	C	0.30	4.50	A	1.00	15.00	B	0.60	9.00	B	0.60	9.00
3. Environmental Evaluation	70			46.80			46.80			46.80			37.80			46.80			42.00
3.1 Impact on Fauna and Flora	16	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60
3.2 Impact on local communities	30	B	0.60	18.00	B	0.60	18.00	B	0.60	18.00	C	0.30	9.00	B	0.60	18.00	B	0.60	18.00
3.3 Impact on industries	12	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20
3.4 impact on culture and landscape	12	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	B	0.60	7.20
Total	100			63.45			70.80			61.35			66.00			69.00			62.40
Rank				4			1			6			3			2			5

第10章 候補地点の二次選定

10.1 概要

本章では、第9章にて選定された有力候補地点の中から、最有力候補1地点を選定する。9.8に示されたとおり、有力候補地点としては、候補11地点におけるランキングスタディーの結果、Halgran 3地点、Maha 2地点およびLoggal地点が選定された。

このうち、Maha 2地点では、その上池候補地点の近傍に別の有望な上池候補地点が新たに見出された。候補地点の一次選定と同様に、1/10,000地形図を利用した揚水発電計画では、技術的、経済的にもMaha 2地点と同等な揚水発電計画が立案できることが判明した。そこで、自然社会環境面の概略調査、地質面の概略調査を行った結果、重大な問題は見出されなかった。よって、本上池候補地点もMaha 2計画の上池代替案として、以降の検討に取り込むこととした。下池は、もともとのMaha 2計画と同一の地点であるが、以降この新たに見出された上池候補地点による計画をMaha 3計画と記述することとする。

従って、候補地点の二次選定（最有力候補の選定）では、3地点4計画を対象として行うこととなる。

有力候補地点3地点（4計画：Halgran 3計画、Maha 2計画、Maha 3計画、およびLoggal計画）について、現地再委託により1/5,000地形測量実施を計画した。第9章の候補地点の一次選定（有力候補地点3地点選定）においては、各地点の揚水発電計画は1/10,000地形図（Survey Department of Sri Lanka 発行）を利用していたので、最有力候補地点1地点の選定にあたっては、計画の精度向上を目的として同測量を実施したものである。しかしながら、有力候補3地点のうちLoggal地点については、再委託により併せて実施していた社会環境調査に対して一部地域住民の強い反対が生じたために、CEBと協議して地形測量の実施を控えた。よって、1/5,000地形図により新たに計画を見直ししたのは、Halgran 3計画、Maha2計画、Maha 3計画の3計画となった。

Table 10.1-1 に有力候補地点の計画諸元を示す。

各計画地点は、地質、建設工事の施工性、接続送電線、系統安定、概算工事費、自然環境および社会環境面より評価を行った。本節では、評価結果をもとに、有力候補地点のランキングスタディーを行い、最有力候補1地点を選定する。以下には、ランキングスタディーに先立ち、各地点評価結果について、評価項目ごとに取りまとめた。

Table 10.1-1 有力候補地点の計画諸元

Candidate Site	unit	Halgran 3	Maha 2		Maha 3		Logal		
			case1	case2	case1	case2	case1	case2	
Installed Capacity	MW	600	600	600	600	600	600	600	
Unit Capacity	MW	200	200	150	200	150	200	150	
Number of Units	unit	3	3	4	3	4	3	4	
Peak Generating Time	hours	6.03	6.00	6.00	6.09	6.03	6.16	6.16	
Gross Head	m	677.34	448.93	450.40	512.00	513.06	591.33	591.33	
Rated Head	m	643.47	426.48	427.88	486.40	487.40	561.76	561.76	
Rated Discharge	m ³	111.94	168.89	168.34	148.09	147.78	128.22	128.22	
Upper Pond	Latitude	7°02'14"	7°07'20"	7°07'20"	7°06'23"	7°06'23"	7°06'20"	7°06'20"	
	Longitude	80°52'31"	80°27'26"	80°27'26"	80°28'49"	80°28'49"	81°07'46"	81°07'46"	
	Catchment Area	km ²	2	5	5	1	1	5	5
	Reservoir Area	km ²	0.16	0.15	0.15	0.23	0.23	0.43	0.43
	Crest Elevation	E.L.-m	1400.0	765.0	764.0	821.0	819.5	1002.0	1002.0
	High Water Level	E.L.-m	1,394.0	759.0	758.0	815.0	813.5	996.0	996.0
	Low Water Level	E.L.-m	1,366.0	724.0	720.6	795.4	792.0	985.0	985.0
	Drawdown	m	28.0	35.0	37.4	19.6	21.5	11.0	11.0
	Sediment Level	E.L.-m	1,354.6	710.5	710.5	782.1	782.1	369.3	369.3
	Gross Capacity	MCM	2.77	4.35	4.21	3.94	3.58	4.59	5
	Available Capacity	MCM	2.45	3.65	3.69	3.25	3.29	3.16	3
	Dam Height	m	70	80	79	61	60	42	42
	Crest Length	m	210	250	250	275	275	220	220
	Lower Pond	Latitude	7°03'57"	7°07'50"	7°07'50"	7°07'50"	7°07'50"	7°7'23"	7°7'23"
Longitude		80°54'11"	80°28'27"	80°28'27"	80°28'27"	80°28'27"	81°05'46'	81°05'46'	
Catchment Area		km ²	16	35	35	35	35	5	5
Reservoir Area		km ²	0.17	0.15	0.15	0.23	0.23	0.15	0.15
Crest Elevation		E.L.-m	720.0	310.5	307.5	308.0	305.0	416.0	416.0
High Water Level		E.L.-m	714.0	304.5	301.5	302.0	299.0	410.0	410.0
Low Water Level		E.L.-m	694.0	286.2	282.4	285.4	281.8	383.0	383.0
Drawdown		m	20.0	18.3	19.1	16.6	17.2	27.0	27.0
Sediment Level		E.L.-m	681.6	271.8	271.8	271.8	271.8	369.3	369.3
Gross Capacity		MCM	3.79	6.92	6.21	6.33	5.65	3.66	4
Available Capacity		MCM	2.43	3.73	3.67	3.28	3.21	2.84	3
Dam Height		m	75	71	68	68	65	76	76
Crest Length		m	280	350	350	350	350	540	540
Headrace Tunnel									
	Inner Diameter	m	4.90	6.00	4.30	5.70	4.00	5.30	3.70
	Length	m	1,350	510	510	1,100	1,100	1,750	1,750
	Nos. of lines	-line	1	1	2	1	2	1	2
Penstock Tunnel									
	Inner Diameter	m	3.80	4.70	3.30	4.40	3.10	4.10	2.90
	Length	m	1,212	885	889	979	983	1,106	1,106
	Nos. of lines	-line	1	1	2	1	2	1	2
Tailrace Tunnel									
	Inner Diameter	m	5.40	6.60	4.70	6.20	4.40	5.80	4.10
	Length	m	2,200	1,000	1,000	500	500	1,230	1,230
	Nos. of lines	-line	1	1	2	1	2	1	2
Access Tunnel to PH									
	Length	m	1,500	1,000	1,000	900	900	1,600	1,600

(出典：調査団作成)

10.2 地質による評価

いずれの有力候補地点においても地質的に重大な問題は見出されていない。各地点の評価結果を Table 10.2-1 Table 10.2-1 に示す。下表に示すとおり、上ダム、下ダムの評価は岩質、水密性、断層、河床堆積物の多寡、貯水池の斜面安定性、また、水路の評価は、岩質、断層、卓越する亀裂と水路軸の方向の関係より行った。評価結果は、A、B、C、D の四段階のレーティングで表現することとし、各レーティングの意味するところは、Excellent～Poor: A>B>C>D である。

なお、Loggal 地点では、ローカルコンサルタントに委託して行う地質調査を実施しなかったことから、評価は第9章の調査結果もとに行っている。他地点と比較して調査精度が劣ることから、全体評価（Overall Evaluation）のレーティングは割り引いたものとした。

Table 10.2-1 有力候補地点の評価結果

Items	Halgran 3			Maha 2			Maha 3			Loggal		
	UD	LD	Route	UD	LD	Route	UD	LD	Route	UD	LD	Route
Rock Quality	B	C	B	A	B	B	B	B	B	A	B	B
Permiability	C	C		B	B		B	B		B	B	
Faults	B	B	C	A	C	B	A	C	A	A	A	B
River bed	A	B		A	A		A	A		A	C	
Slope	A	C		A	C		B	C		A	B	
Direction			C			A			C			A
Overall Evaluation	C			A			B			C		

(出典：調査団作成)

10.3 施工性による評価

施工性に関しては、計画地点の地形等を勘案して、上ダム・下ダムへのアクセス、仮設ヤードの設置の容易さ、発電所アクセストンネルの延長、および利用水深の大きさにより評価した。このうち、利用水深の深さについては、以下のことを考慮して評価項目に含めた。すなわち、揚水発電所の場合、日間で満水位から低水位まで水位が変動するような運用が想定され、利用水深が大きな場合には、貯水池周辺の法面の安定性に悪影響を与えることが懸念される。その結果、対策に必要な工事費が増嵩する可能性が高くなることを勘案した。なお、一般的には、最大 30m 程度を上限として利用水深を定める例が多い。評価結果は、A、B、C、D の四段階のレーティングで表現することとし、各レーティングの意味するところは、容易～難しい: A>B>C>D である。

Table 10.3-1 施工性に関する評価

Items	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
Access to Upper Dam	C	B	A	C
Access to Lower Dam	B	B	B	B
Temporary Yards	B	B	B	B
Length of Access to PH	C	B	A	C
Drawdown depth	B	C	B	B
Overall Evaluation	C	B	A	C

(出典：調査団作成)

10.4 接続送電線・系統安定性

各地点の送電線のルートは、計画地点近傍の既設送電線、既設変電所の位置および環境保護エリアや市街地を勘案して決定した。また、選定した送電線ルートに関しては、既設電力系統への影響を明らかにするために系統解析を実施した。結果として、技術的、経済的、および環境配慮面から、望ましい送電線ルートが選定された。

Halgran3 地点と Loggal 地点においては、Kotmale 発電所への接続ルート案が選定された。送電線の延長と回線数は、それぞれ 45km×1 回線、65km×1 回線である。また、Maha2 地点と Maha3 では、Kotmale 発電所と Kirindiwela 変電所の既設送電線に π 分岐する案が選定された。送電線延長と回線数は、3.8km×2 回線となった。ただし、送電線延長と回線数の優劣は、各候補地点の送電線工事費に反映されることになるので、ここではレーティングの対象としない。

Table 10.4-1 には、系統解析より得られた既設電力系統に対する影響に対するレーティングを示した。深刻な影響としては、Loggal 地点では 3 相地絡時に脱調が生じる結果を得た。それ以外は、深刻な影響は見出されていない。(レーティング A, B, C, D の意味は、影響判定基準からの余地の大きさ：A>B>C、D は基準外)

Table 10.4-1 系統解析の結果に対する評価

Items	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
Power Fault Analysis	A	B	B	A
Short Circuit Currents Analysis	A	A	A	A
Stability to 3-phase line fault	A	A	A	D
200 MW unit Trip	B	B	B	B
Overall Evaluation	A	B	B	D

(出典：調査団作成)

10.5 ポンプ・水車の製作限界

有力候補地点の見直しした計画諸元に基づき、ポンプ・水車の製作限界に関して、単機出力 200MW および単機出力 150MW の適用性を精査した。Table 10.5-1 にその結果を示すとおり、Halgran 3 では単機容量 200MW が、同様に Loggal では単機容量 150MW がそれぞれ製作限界の基準の境界線上にプロットされることが判明した。(レーティング A, B, C, D の意味は、製作限界の基準からの余地の大きさ：A>B>C、D は基準外、Overall Evaluation では、A：200MW、150MW とともに適用可能、C：200MW のみ適用可能、D：200MW、150MW とともに適用不可)

Table 10.5-1 ポンプ・水車の製作限界に対する評価

	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
200 MW	B	A	A	A
150 MW	D	A	A	B
Overall Evaluation	C	A	A	B

(出典：調査団作成)

10.6 概算工事費

各節に記したとおり有力候補地点の見直した計画諸元に基づき、概算工事費について精査した。精査した概算工事費を Table 10.6-1 に示す。ここで示した建設費には、各地点とも送電線の建設費を含む。また、Loggal 地点については、第 9 章で求めた建設工事費に送電線建設費を付加したものである。(レーティング A, B, C, D の意味は、A : 1,200USD/kW 以下、B : 1,200kW～1,300USD/kW、C : 1,300USD/kW～1,400USD/kW、D : 1,400USD/kW 以上)

Table 10.6-1 概算工事費

Unit Capacity	Item	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
200 MW	Construction Cost	724,521,769	751,103,052	672,351,670	870,120,301
	per kW	1,208	1,252	1,121	1,450
150 MW	Construction Cost		759,946,784	680,846,576	890,862,448
	per kW		1,267	1,135	1,485
Evaluation		B	B	A	D

(出典：調査団作成)

10.7 自然・社会環境影響

(1) 評価基準

候補地点の一次選定（第 9 章）では影響の大きさに応じてそれぞれのサイトに A-C を割り振ったが、今回は A-D を影響の大きさに割り振り、大きさは $A < B < C < D$ とし、それぞれ評価基準を与えた。

4 段階にした理由は「環境調査(1)よりも詳細な調査結果を的確に反映させるため」と「3 候補地の差異を明確にするため」である。評価基準を Table 10.7-1 に示す。

Table 10.7-1 Selection Criteria from the Environmental considerations

自然環境	評価項目	評価基準	備考																									
自然環境への影響	1 森林面積	森林面積と貯水池面積の比率を基準とする。 A : 0-24% B : 25-49% C : 50-74% D : 75-100%	本案件の貯水池の面積は上池が 0.15-0.43km ² 、下池が 0.15-0.24km ² と大規模ダムの貯水池に比較して小さい（例えばスリランカ国のビクトリア貯水池の面積は 22.7km ² ）ので、全体的な影響は限定的と考えられる。そのため、重み付けをする場合は、大きな重みをつけない。																									
	2 絶滅危惧種（動物）	地球規模のカテゴリーとスリランカのカテゴリー別に、それぞれのカテゴリーに属する種が生息しているかどうか（観察されたかどうか）を確認し、基準とする。ただし、同じサイトで大きな影響と小さい影響（例えば D と A）が混在した場合、予防原則の考えから大きい影響をそのサイトの評価とする。	動物 (Fauna) と植物 (Flora) はそれぞれ以下の表を作成し、別々に比較する。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global / Sri Lankan</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>CR</th> <td>D</td> <td>D</td> <td>D</td> <td>D</td> </tr> <tr> <th>EN</th> <td>D</td> <td>D</td> <td>D</td> <td>D</td> </tr> <tr> <th>VU</th> <td>C</td> <td>C</td> <td>B</td> <td>B</td> </tr> <tr> <th>Others</th> <td>B</td> <td>B</td> <td>A</td> <td>A</td> </tr> </tbody> </table>	Global / Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	D	D	D	D	EN	D	D	D	D	VU	C	C	B	B	Others	B	B	A	A
	Global / Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																							
CR	D	D	D	D																								
EN	D	D	D	D																								
VU	C	C	B	B																								
Others	B	B	A	A																								
3 絶滅危惧種（植物）	混在した場合、予防原則の考えから大きい影響をそのサイトの評価とする。	CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable Global category by IUCN, Sri Lankan category: Government of Sri Lanka (2012) Others: NT (Near Threatened), LC (Least Concern)またはカテゴリー分けなしを含む。																										

				スリランカでの絶滅危惧カテゴリーを重視するよう考慮した。スリランカで数が少ない場合は、開発事業の影響を受けやすく、その影響も大きいと考えられるからである。
4	生態系	<p>生態系を以下の4つのカテゴリーとし、それぞれの特徴を基準とする。</p> <p>A: 単一種栽培地 B: 2次的生態系 (単層的) C: 2次的生態系 (複層的) D: 自然生息地</p> <p>2次的生態系 (複層的) と自然生息地は、影響を受ける面積についても勘案する。</p>	<p>単一種栽培地: 1つの栽培種を画一的に管理・栽培している場所。茶畑、田、ユーカリ植林地など。</p> <p>2次的生態系 (単層的): 複数の栽培種と在来種等を管理・栽培しているが、構造が単層的で、生態系として初期の段階にある。初期段階のHome Garden。</p> <p>2次的生態系 (複層的): 複数の栽培種と在来種等を長期にわたり管理・栽培し、複層構造を持ち、生態系としてある程度成熟している。成熟したHome Garden。</p> <p>自然生息地: 1. (a) Natural habitats are land and water areas where (i) the ecosystems' biological communities are formed largely by native plant and animal species, and (ii) human activity has not essentially modified the area's primary ecological functions.” (世界銀行 OP4.04 Annex A)。まとまって残存している河畔林。</p> <p>2次的生態系 (複層的) については、影響面積が少ない (全体の1/3以下) ならば「B」の可能性もある。ただし、自然生息地については面積の多寡にかかわらず予防的観点から「D」とする。</p>	

社会環境	評価項目	評価基準	備考	
地域住民への影響	1	住民移転数(世帯数)	<p>影響を受ける世帯数</p> <p>A: 0 B: 1-14 C: 15-29 D: 30以上</p>	<p><参考></p> <p>アッパーコトマレ水力発電事業: 497世帯 モラゴラ水力発電事業: 26世帯 ビクトリア増設事業: 57世帯</p>
	2	用地取得面積	<p>影響面積</p> <p>A: 15ha未満 B: 15-19ha C: 20-24ha D: 25ha以上</p>	
	3	移転又は農地を失うことにより生計手段を失う世帯数	<p>影響を受ける世帯数</p> <p>A: 0 B: 15未満 C: 15-29 D: 30以上</p>	<p>本来ならば、各世帯の家計を詳細に調査し、各世帯の収入の内どのくらいの割合が本事業によって影響を受けるかを推測する必要がある。しかし、第2回環境調査ではそこまで詳細な調査を実施していない。そこで予防的観点から「移転または農地を失うこと」=「生計手段を失う」と考えた。実際は「移転または農地を失うこと」がそのまま生計手段を失うことにつながらない場合(例えば、ほかの収入源がある)もあるため、もっと少ない可能性がある。</p>
	4	公共施設への影響(学校、道路等)	<p>学校、道路、病院等の水没</p> <p>A: 0 B: 上記3つの内、1つが水没 C: 上記3つの内、2つが水没、又は同じものが2つ水没 D: 上記3つの内、3つが水没、又は同じものが3つ以上水没</p>	
	5	貧困層及び少数民族への影響	<p>貧困層及び先住民の世帯数</p> <p>A: 0 B: 10未満</p>	<p>少数民族は候補地には居住または働いていない。また、Upper Tamilについては、少数民族ではなく「貧困層」として考える。</p>

			C: 11-19 D: 20 以上	先住民族かつ少数民族である Vedda も候補地には居住または働いていない。
	6	河川水利用への影響	飲料、灌漑、水力発電による水利用の数 A: 0 B: 上記3つの内、1つの利用 C: 上記3つの内、2つの利用 D: 上記3つすべて利用	各候補地では漁業はないため、漁業は考慮していない。河川の水利用について影響の大きな3つの利用形態を考慮した。洗濯、沐浴等にも川の水は利用されているが、3つの水利用に比べて比較的影響は少ないため、今回は除いた。
地域産業への影響	7	農業への影響(森林、ゴムプランテーションを含む)	茶畑、自作農家、水田、森林、プランテーションの影響面積 A: 15ha 未満 B: 15-19ha C: 20-24ha D: 25ha 以上	
	8	観光事業への影響	観光事業の有無及び保全対象への影響 A. 観光資源がない、眺望点がない B. 観光資源があるが、直接的及び間接的影響は回避可能 C. 観光資源があり、直接的及び間接的影響があるが、緩和策の実施で影響の軽減が可能 D. 観光資源があり、影響緩和策を実施しても、負の影響を受ける	
地域文化遺産及び景観への影響	9	地域にとって重要な寺、菩提樹、墓や遺跡への影響	A. 地域にとって重要な文化遺産等はなく、影響がない B. 地域にとって重要な文化遺産等があるが、回避可能である C. 地域にとって重要な文化遺産等があるが、影響緩和策の実施で影響の軽減が可能 D. 地域にとって重要な文化遺産等があり、影響緩和策を実施しても負の影響を受ける	
	10	景観への影響	A. 地域レベルで日常的に親しまれている、あるいは大切にされているような景観資源なし B. 主要な眺望点及び眺望景観への影響は回避可能 C. 主要な眺望点及び眺望景観への影響は緩和策の実施で軽減が可能 D. 主要な眺望点及び眺望景観への影響は、影響緩和策を実施しても負の影響を受ける	

(出典：調査団作成)

(2) 各地点の概要と評価結果

各地点の概要と、Table 10.7-1 の評価基準に従って評価した結果を Table 10.7-2 にまとめた。

Table 10.7-2 Outlines and results of evaluation of each site

評価項目	Halgran				評価	Loggal				評価																																																																																																					
	Upper		Lower			Upper		Lower																																																																																																							
自然環境への影響 (Impacts on fauna and flora)	森林面積	【説明】 水没する総面積は 15.6 ha。森林面積はユーカリ植林地が 4.3 ha、河畔林が 5.6 ha、合計で 9.9 ha。森林の水没地に占める比率は 63.5%。 【評価】 C		【説明】 水没する総面積は 14.6 ha。森林面積は 2 次林が 1.1 ha、ホームガーデンが 0.3 ha、合計で 1.4 ha。森林の水没地に占める比率は 9.6%。 【評価】 A		C	【説明】 水没する総面積は 35.4 ha。森林面積はホームガーデンが 16.2 ha (うち茶畑との混合が 7.4 ha)、植林 (マツ・アカシア) が 0.6 ha、河畔林が 0.8 ha、合計で 17.6 ha。森林の水没地に占める比率は 49.7%。 【評価】 B		【説明】 水没する総面積は 17.6 ha。森林面積はホームガーデンが 5.0 ha、2 次林が 5.0 ha、河畔林が 0.03 ha、合計で 10.0 ha。森林の水没地に占める比率は 56.8%。 【評価】 C		C																																																																																																				
	絶滅危惧種 (動物)	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>2</td><td>0</td><td>8</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>8</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>16</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR		EN	VU	Others	CR		0	0	0	1	EN	0	2	0	8	VU	0	1	0	8	Others	0	1	0	16	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>5</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>6</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>21</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	1	EN	0	1	0	5	VU	0	1	1	6	Others	0	1	0	21	D	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>2</td><td>0</td><td>2</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>4</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>13</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	0	EN	0	2	0	2	VU	0	1	0	4	Others	0	1	0	13	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>2</td><td>1</td><td>4</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>6</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>24</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	0	EN	0	2	1	4	VU	0	1	0	6	Others	0	1	0
	Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																										
	CR	0	0	0	1																																																																																																										
EN	0	2	0	8																																																																																																											
VU	0	1	0	8																																																																																																											
Others	0	1	0	16																																																																																																											
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	1																																																																																																											
EN	0	1	0	5																																																																																																											
VU	0	1	1	6																																																																																																											
Others	0	1	0	21																																																																																																											
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																											
EN	0	2	0	2																																																																																																											
VU	0	1	0	4																																																																																																											
Others	0	1	0	13																																																																																																											
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																											
EN	0	2	1	4																																																																																																											
VU	0	1	0	6																																																																																																											
Others	0	1	0	24																																																																																																											
絶滅危惧種 (植物)	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>9</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>1</td><td>2</td><td>13</td></tr> <tr><td>Others</td><td>1</td><td>3</td><td>4</td><td>3</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	9	VU	0	1	2	13	Others	1	3	4	3	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>13</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	1	VU	0	0	1	13	Others	0	0	1	1	D	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>4</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>1</td><td>3</td><td>0</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	1	VU	0	0	1	4	Others	0	1	3	0	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <tr><th>Global Sri Lankan</th><th>CR</th><th>EN</th><th>VU</th><th>Others</th></tr> <tr><td>CR</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>EN</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>VU</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>Others</td><td>0</td><td>0</td><td>2</td><td>0</td></tr> </table> 【評価】 D		Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others	CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	0	VU	0	0	1	1	Others	0	0	2	0	D	
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																											
EN	0	0	0	9																																																																																																											
VU	0	1	2	13																																																																																																											
Others	1	3	4	3																																																																																																											
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																											
EN	0	0	0	1																																																																																																											
VU	0	0	1	13																																																																																																											
Others	0	0	1	1																																																																																																											
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																											
EN	0	0	0	1																																																																																																											
VU	0	0	1	4																																																																																																											
Others	0	1	3	0																																																																																																											
Global Sri Lankan	CR	EN	VU	Others																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																											
EN	0	0	0	0																																																																																																											
VU	0	0	1	1																																																																																																											
Others	0	0	2	0																																																																																																											
生態系	【説明】 単一種栽培地：茶畑、ユーカリ植林地 2 次的生態系 (単層的)：なし 2 次的生態系 (複層的)：なし 自然生息地：河畔林が存在する。この林は面積が 5.6 ha で、水没地に占める比率は 35.9%である。複層的な構造で、多様性に富む自然生息地である。 【評価】 D		【説明】 単一種栽培地：田 (遺棄されたものを含む)、畑 2 次的生態系 (単層的)：なし 2 次的生態系 (複層的)：2 次林とホームガーデン。面積は合わせて 1.4 ha、水没地に占める比率は 9.6%と少ない。2 次的で貧弱な河畔林がわずかにある。 自然生息地：なし 【評価】 B		D	【説明】 単一種栽培地：田、マツ・アカシアの植林地 2 次的生態系 (単層的)：ホームガーデン (茶畑との混合)、低木 2 次的生態系 (複層的)：ホームガーデン。面積は 8.8 ha で水没地に占める面積は 24.8%。2 次的な河畔林はあるが、面積は 0.8 ha、水没地に占める比率は 2.2%。 自然生息地：なし 【評価】 B		【説明】 単一種栽培地：田 2 次的生態系 (単層的)：なし 2 次的生態系 (複層的)：2 次林とホームガーデン。面積は合わせて 10.0 ha、水没地に占める比率は 56.8%。2 次的で貧弱な河畔林がわずかにある。 自然生息地：なし 【評価】 C		C																																																																																																					
地域住民への影響 (Impacts on local communities)	住民移転数	【説明】 直接的影響地域に住民移転はない。 間接的影響を受けるバッファゾーン (予定貯水池より周囲 500m 範囲) には、ダム直下に 2 軒の家屋、その他 5 世帯(23 人)が居住。 【評価】 A		【説明】 直接的影響地域で 4 世帯(12 人)水没。 バッファゾーンで間接的影響を受ける世帯 163 世帯。 【評価】 B		B	【説明】 直接的影響地域で 21 世帯水没。 バッファゾーンで間接的影響を受ける世帯 99 世帯。 【評価】 C		【説明】 直接的影響地域で 4 世帯水没。 バッファゾーンで間接的影響を受ける世帯は 24 世帯。 【評価】 B		C																																																																																																				
	用地取得面積	【説明】 ユーカリ植林：4.33ha 河畔林：5.65ha 茶畑：5.62ha 合計：15.60ha 【評価】 B		【説明】 多年生作物：2.5ha 水田：5.1ha 放棄された水田：4.0ha 2 次林：1.1ha ホームガーデン：0.3ha 水域 (河川)：1.6ha 合計：14.6ha 【評価】 A			B	【説明】 ホームガーデン：8.76ha ホームガーデン+茶畑：7.43ha 水田：14.6ha 植林：0.6ha 河畔林：0.88ha 低木地：0.4ha 寺：0.42ha 合計：35.4ha 【評価】 D		【説明】 ホームガーデン：4.98ha 水田：7.02ha 河畔林：0.03ha 2 次林：4.96ha 合計：0.60ha 合計：17.59ha 【評価】 B		D																																																																																																			

評価項目	Halgran		評価	Loggal		評価	
	Upper	Lower		Upper	Lower		
移転又は農地を失うことにより生計手段を失う世帯数	【説明】 影響世帯数なし（農地を失う世帯数は把握していない）。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域 4 世帯及びバッファゾーンに居住する 82 世帯中 78 世帯がダム湛水予定地に土地を所有しているため「移転または農地を失うこと」＝「生計手段を失う」と判断した。 【評価】 D	D	【説明】 直接的影響地域居住する 21 世帯が生計手段を失う。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域居住する 4 世帯が生計手段を失う。 【評価】 B	C	
	公共施設への影響(学校、道路等)	【説明】 学校、道路、病院等直接影響を受ける施設はない。 【評価】 A	【説明】 学校、道路、病院等直接影響を受ける施設はない。 【評価】 A	A	【説明】 直接的影響地域で学校、既設道路が水没。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域で学校が水没。 【評価】 B	C
	貧困層及び少数民族への影響	【説明】 先住民(Vedda)や、Samurdhi という生計支援を政府より受けているような貧困層はない。 【評価】 A	【説明】 先住民はいない。 Samurdhi という生計支援を政府より受けている世帯が、直接影響地域で 1 世帯、バッファゾーンで 26 世帯ある。 【評価】 B	B	【説明】 社会調査ができなかったため情報なし。 【評価】 未評価	【説明】 社会調査ができなかったため情報なし。 【評価】 未評価	未評価
	河川水利用への影響	【説明】 直接・間接的影響を受ける地域での水利用(飲料、灌漑、水力発電)はなし(バッファゾーン内に住む4世帯はプロジェクト影響エリア外の約 1km 離れた場所の湧き水を利用している)。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域での飲料及び灌漑による河川水利用あり。 【評価】 C	C	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーンでは河川による飲料水利用はなく沐浴及び畑に河川水を利用しているのみ。約 33ha の水田に灌漑用水があるが、当該プロジェクトエリア外である。500m 以上下流(バッファゾーンの外)に既設小水力発電所があり、建設中に建設的影響を受ける。 【評価】 B	【説明】 直接的影響地域での飲料及び複数の灌漑による河川水利用なし。Maha 期に約 65ha、Yala 期に約 21ha の水田に灌漑用水を利用しているが、当該プロジェクトエリア外である。 【評価】 A	B
地域産業への影響 (Impacts on industries)	農業への影響(森林、ゴムプランテーションを含む)	【説明】 ユーカリ植林 4.33ha 及び茶畑 5.62ha、合計 9.95ha が水没予定。 【評価】 A	【説明】 多年生作物 2.52ha、水田 5.14ha、2 次林 1.08ha、ホームガーデン 0.32ha、合計 9.06ha が水没予定。 【評価】 A	A	【説明】 ホームガーデン 8.76ha、ホームガーデン+茶畑 7.43ha、水田 14.60ha、2 次林 0.60ha、合計 31.39ha 【評価】 D	【説明】 ホームガーデン 4.98ha、水田 7.02ha、2 次林 4.96ha、合計 16.96ha 【評価】 B	D
	観光事業への影響	【説明】 観光スポット、観光資源なし。 【評価】 A	【説明】 観光スポット、観光資源なし。 【評価】 A	A	【説明】 観光スポット、観光資源なし。 【評価】 A	【説明】 観光スポット、観光資源なし。 【評価】 A	A
地域文化遺産及び景観への影響 (Impacts on culture and landscape)	地域にとって重要な寺、菩提樹、墓や遺跡への影響	【説明】 地域住民によって立てられたヒンズー教の寺 2 軒(Kovil)が水没する。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域には文化遺産等はない。間接的影響を受けるバッファゾーンには、国の保護を受けてはいないが、地域住民にとって重要な仏教の寺が 7 つある。 【評価】 A	C	【説明】 直接的影響地域で仏教寺 1 軒が水没する。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域で仏教寺 1 軒が水没する。 【評価】 C	C
	景観への影響	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーン一帯は、ほとんど集落がなく、茶畑とユーカリ植林が広がっている。保全すべき対象となる景観資源はない。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーン一帯は、水田、畑、ホームガーデン等田園風景が広がっているが、特に保全すべき対象となる景観資源はない。 【評価】 A	A	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーン一帯は、山岳地帯で孤立した集落があり、その地域住民によって水田、ホームガーデン、植林等が営まれており、保全すべき対象となる景観資源はない。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーン一帯は、山岳地帯で孤立した集落があり、その地域住民によって水田、ホームガーデン、植林等が営まれており、保全すべき対象となる景観資源はない。 【評価】 A	A

(出典：調査団作成)

評価項目	Maha 2					Maha 3					Maha Lower					Maha2	Maha3																																																																																										
	Upper					Upper					Lower					評価	評価																																																																																										
森林面積	【説明】 水没面積は 15.2 ha。森林はない。 【評価】 A					【説明】 水没する総面積は 23.2 ha。森林面積は河畔林が 0.06 ha、ホームガーデン（茶畑との混合）が 6.1 ha、合計で 6.2 ha。森林の水没地に占める面積は 26.7%。 【評価】 A					【説明】 水没する総面積は 23.7 ha。森林面積は 2 次林が 3.1 ha、ホームガーデン（ゴムとの混合）が 16.3 ha、ゴム植林地が 0.9 ha、合計で 20.3 ha。森林の水没地に占める比率は 85.7%。 【評価】 D					D	D																																																																																										
絶滅危惧種（動物）	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sri Lankan</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CR</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>EN</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>VU</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>9</td> </tr> </tbody> </table> 【評価】 D					Global	CR	EN	VU	Others	Sri Lankan					CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	1	VU	0	0	0	2	Others	0	0	0	9	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sri Lankan</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CR</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>EN</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>VU</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>8</td> </tr> </tbody> </table> 【評価】 D					Global	CR	EN	VU	Others	Sri Lankan					CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	1	VU	0	1	0	2	Others	0	1	0	8	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sri Lankan</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CR</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>EN</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>VU</td> <td>0</td> <td>2</td> <td>0</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>17</td> </tr> </tbody> </table> 【評価】 D					Global	CR	EN	VU	Others	Sri Lankan					CR	0	0	0	0	EN	0	1	0	4	VU	0	2	0	10	Others	0	1	0	17	D	D
Global	CR	EN	VU	Others																																																																																																							
Sri Lankan																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																							
EN	0	0	0	1																																																																																																							
VU	0	0	0	2																																																																																																							
Others	0	0	0	9																																																																																																							
Global	CR	EN	VU	Others																																																																																																							
Sri Lankan																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																							
EN	0	0	0	1																																																																																																							
VU	0	1	0	2																																																																																																							
Others	0	1	0	8																																																																																																							
Global	CR	EN	VU	Others																																																																																																							
Sri Lankan																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																							
EN	0	1	0	4																																																																																																							
VU	0	2	0	10																																																																																																							
Others	0	1	0	17																																																																																																							
絶滅危惧種（植物）	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sri Lankan</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CR</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>EN</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>VU</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table> 【評価】 A					Global	CR	EN	VU	Others	Sri Lankan					CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	0	VU	0	0	0	0	Others	0	0	0	1	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sri Lankan</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CR</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>EN</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>VU</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> 【評価】 B					Global	CR	EN	VU	Others	Sri Lankan					CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	0	VU	0	0	0	2	Others	0	0	0	0	【説明】 各欄の数字は種数を表す。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Global</th> <th>CR</th> <th>EN</th> <th>VU</th> <th>Others</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sri Lankan</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CR</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>EN</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>VU</td> <td>0</td> <td>2</td> <td>0</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>4</td> </tr> </tbody> </table> 【評価】 C					Global	CR	EN	VU	Others	Sri Lankan					CR	0	0	0	0	EN	0	0	0	0	VU	0	2	0	10	Others	0	0	0	4	C	C
Global	CR	EN	VU	Others																																																																																																							
Sri Lankan																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																							
EN	0	0	0	0																																																																																																							
VU	0	0	0	0																																																																																																							
Others	0	0	0	1																																																																																																							
Global	CR	EN	VU	Others																																																																																																							
Sri Lankan																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																							
EN	0	0	0	0																																																																																																							
VU	0	0	0	2																																																																																																							
Others	0	0	0	0																																																																																																							
Global	CR	EN	VU	Others																																																																																																							
Sri Lankan																																																																																																											
CR	0	0	0	0																																																																																																							
EN	0	0	0	0																																																																																																							
VU	0	2	0	10																																																																																																							
Others	0	0	0	4																																																																																																							
生態系	【説明】 単一種栽培地：茶畑。水没面積の 81.6%を占める。 2 次的生態系（単層的）：荒廃地/低木。水没面積の 4.6%。 2 次的生態系（複層的）：なし 自然生息地：なし このほか、紅茶栽培地で働く従業員の宿舍等があり、水没面積の 13.8%を占めている。 【評価】 A					【説明】 単一種栽培地：遺棄された田、遺棄された茶畑、茶畑 2 次的生態系（単層的）：ホームガーデン（茶畑と混合）、低木 2 次的生態系（複層的）：2 次的で貧弱な河畔林がわずかにある（0.06 ha）。 自然生息地：なし 【評価】 B					【説明】 単一種栽培地：田（わずか）、ゴム植林地 2 次的生態系（単層的）：なし 2 次的生態系（複層的）：2 次林とホームガーデン（ゴムとの混合）。面積は合わせて 19.4 ha、水没地に占める比率は 81.9%。バッファゾーンにわずかに河畔林がある。 自然生息地：なし。 【評価】 C					C	C																																																																																										
地域住民への影響 (Impacts on local communities)	住民移転数	【説明】 直接的影響地域で 34 世帯、3 ラインハウス（84 人）が水没。バッファゾーンで間接的影響を受ける世帯 14 世帯。 【評価】 D					【説明】 直接的影響地域で 28 世帯水没。バッファゾーンで間接的影響を受ける世帯 27 世帯。 【評価】 C					【説明】 直接的影響地域で 11 世帯(36 人)水没。バッファゾーンで間接的影響を受ける世帯 88 世帯。 【評価】 B					D	C																																																																																									
	用地取得面積	【説明】 ラインハウス居住地 : 2.12ha 雑林または放棄された土地 : 0.73ha 茶畑 : 12.39ha 合計 : 15.24ha 【評価】 B					【説明】 放棄された水田 : 3.05ha 放棄された茶畑 : 0.52ha ホームガーデン+茶畑 : 6.12ha 茶畑 : 13.22ha 河畔林 : 0.06ha 低木 : 0.25ha 合計 : 23.22ha 【評価】 C					【説明】 森林 : 3.13ha 水田 : 0.05ha 小水力発電所 : 0.15ha ゴム plantation : 0.87ha ホームガーデンでのゴム栽培 : 16.25ha 合計 : 23.52ha 【評価】 C					C	C																																																																																									
	移転又は農地を失うことにより生計手段を失う世帯数	【説明】 直接影響地域 34 世帯 3 ラインハウス(84 人)が生計手段を失う。 【評価】 D					【説明】 直接的影響地域 28 世帯が生計手段を失う。 【評価】 C					【説明】 直接的影響地域 11 世帯が生計手段を失う。 【評価】 B					D	C																																																																																									
	公共施設への影響（学校、道路等）	【説明】 直接影響地域に公共施設は特になし。 【評価】 A					【説明】 直接影響地域に公共施設は特になし。 【評価】 A					【説明】 直接影響地域に公共施設は特になし。 【評価】 A					A	A																																																																																									

評価項目		Maha 2	Maha 3	Maha Lower	Maha2	Maha3
		Upper	Upper	Lower	評価	評価
	貧困層及び少数民族への影響	【説明】 社会調査ができなかったため情報なし。 【評価】 未評価	【説明】 水没予定世帯数 28 軒中 7 軒が Samurudhi という生計支援を政府より受けており、これらの世帯は貧困層といえる。 【評価】 B	【説明】 水没予定世帯数 11 軒中 3 軒 (27%) が Samurdhi という生計支援を政府より受けており、これらの世帯は貧困層といえる。 【評価】 B	未評価	B
	河川水利用への影響	【説明】 直接的影響地域で飲料や灌漑による河川利用なし。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域で飲料、ホームガーデンによる河川利用あり。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域で飲料、灌漑、水力発電による河川利用あり。 【評価】 D	D	D
地域産業への影響 (Impacts on industries)	農業への影響 (森林、ゴムプランテーションを含む)	【説明】 茶畑 12.39ha、合計 12.39ha 【評価】 A	【説明】 ホームガーデン 6.12ha、茶畑 13.22ha、合計 19.34ha 【評価】 B	【説明】 森林 3.13ha、水田 0.05ha、ゴムプランテーション 0.87ha、ホームガーデンでのゴム栽培 16.25ha、合計 20.3ha 【評価】 C	C	C
	観光事業への影響	【説明】 直接的影響地域に観光資源、眺望点なし。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域に観光資源、眺望点なし。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域に観光資源、眺望点なし。 バッファゾーン外、予定貯水池より直線距離約 2 キロ上流に滝が見えるが、直接的影響は回避可能である。地元行政には滝による観光開発計画があるが、当該案件との共同開発により地域周辺のインフラ整備が可能であり、正の影響が考えられる。 【評価】 A	A	A
地域文化遺産及び景観への影響 (Impacts on culture and landscape)	地域にとって重要な寺、菩提樹、墓や遺跡への影響	【説明】 直接的影響地域にヒンズー寺 1 つあり。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域に墓があり。 【評価】 C	【説明】 直接的影響地域に重要な寺、菩提樹、墓等はない。 【評価】 A	C	C
	景観への影響	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーン一帯は茶畑であるが、地域住民によく利用されるような眺望点は特になく、保全対象とするような景観資源はない。 【評価】 A	【説明】 直接的影響地域及びバッファゾーン一帯は茶畑及び放棄された水田跡があるが、地域住民によく利用されるような眺望点は特になく、保全対象とするような景観資源はない。 【評価】 A	【説明】 予定貯水池より直線距離約 2 キロ上流に滝が見えるが、主要な眺望点及び眺望景観への影響は回避可能である。 【評価】 B	B	B

(出典：調査団作成)

(3) 各地点接続送電線

Halgran 地点、Maha 地点および Loggal 地点からの送電線ルートについて、環境社会配慮の面からの評価を Table 10.7-3 にまとめた。

Table 10.7-3 Environmental and Social Assessment on the proposed transmission lines' routes

Assessment aspect	Halgran – Kotomale PS	Maha				Loggal – Kotomale PS
		Kirindiwela SS	Polpitiya SS	Kotmale PS -Kirindiwela SS T/L	Kotomale PS	
Population Density and its growth	A	A	A	A	A	A
Social Environment (barriers)	A	A	A	A	A	A
Overall Evaluation (Social Environment)	A	A	A	A	A	A
Natural Environment (barriers)	A	A	B	A	A	A
Overall Evaluation	A	A	B	A	A	A

(出典：調査団作成)

- A: 問題がない、または限定的。
- B: 問題がある可能性がある。
- C: 重大な問題がある可能性がある。
- D: 明らかに重大な問題がある。

10.8 最有力候補地点の選定

10.1～10.6 に述べた地質、施工性、系統安定、ポンプ・水車製作限界、概算工事費、自然・社会環境配慮の各評価結果に基づき、各有力候補地点のスコアを計算し、スコアにより各候補地点のランキングを決定した。スコアの計算、ランキングの決定に当たっては、以下の計算条件に従った。

- ・ レーティング A, B, C, D に対し、それぞれ 1.0、0.75、0.50、0.25 を与えた。
- ・ 評価基準を次の 4 つの大項目に分類し、各大項目に 25 点ずつ配点した；1. 技術評価(地質、施工性、系統安定、ポンプ・水車製作限界)、2. 概算工事費、3. 自然環境影響、4. 社会環境影響
- ・ 評価基準大項目を構成する小項目には、大項目の中での重要度等を勘案して、小項目の合計が大項目に配点した 25 点になるように、それぞれ配点を与えた。

- ・レーティングと評価基準小項目の積をそれぞれ小項目での得点とし大項目毎に得点を合計した。
- ・その際、Maha2 地点の上ダム、Loggal 地点の上ダム、下ダムでは環境調査 (2) が限定的となったことから、環境影響に関連する 2 つの評価基準大項目である 3. 自然環境影響と 4. 社会環境影響のスコアを、それぞれ 0.9 倍、0.8 倍に修正した。
- ・各候補地点の総合得点は 4 つの評価基準大項目の得点を合計して求めた。
- ・各地点のランキングは、各候補地点の得点に基づき決定した。ランキングは次の 2 ケースについて決定した；

- | | |
|-------------|--|
| 1) Even ケース | (1. 技術評価+2. 経済性) : (3. 自然環境+4. 社会環境)=50 : 50
(スコアは各大項目の配点 25 点相当をそのまま合計) |
| 2) 環境重視ケース | (1. 技術評価+2. 経済性) : (3. 自然環境+4. 社会環境)=30 : 70
(技術評価と概算工事費のスコアは 15/25 を乗じ、自然環境と社会環境のスコアは 35/25 を乗じて合計) ¹ |

Table 10.8-1 に各候補地点のスコア計算表を示す。

¹ 環境重視ケースの場合 : (1. 技術評価 25 点+2. 経済性 25 点) × 15/25+ (3. 自然環境 25 点+4. 社会環境 25 点) × 35/25 = (1. 技術評価 15 点+2. 経済性 15 点) + (3. 自然環境 35 点+4. 社会環境 35 点) = 30 点+70 点

Table 10.8-1 各候補地点のスコア計算表

Criteria		Score	Halgran 3			Maha 2			Maha 3			Loggal		
		allocation	Eva	(rate)	Score	Eva	(rate)	Score	Eva	(rate)	Score	Eva	(rate)	Score
1. Technical Evaluation		25			15.50			22.00			21.75			12.50
1.1	Geological aspects	7	C	0.50	3.50	A	1.00	7.00	B	0.75	5.25	C	0.50	3.50
1.2	Ease of construction works	6	C	0.50	3.00	B	0.75	4.50	A	1.00	6.00	C	0.50	3.00
1.3	Manufacturing Limitation	6	C	0.50	3.00	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00	B	0.75	4.50
1.4	System Stability	6	A	1.00	6.00	B	0.75	4.50	B	0.75	4.50	D	0.25	1.50
2. Economical Evaluation		25	B	0.75	18.75	B	0.75	18.75	A	1.00	25.00	D	0.25	6.25
3. Natural Environmental Evaluation		25			7.25			10.75			10.75			9.00
Correction				*1.0	7.25		*0.9	9.68		*1.0	10.75		*0.8	7.20
3.1	Inundated forest area	1	C	0.50	0.50	D	0.25	0.25	D	0.25	0.25	C	0.50	0.50
3.2	Impacts on faunal endangered species	8	D	0.25	2.00	D	0.25	2.00	D	0.25	2.00	D	0.25	2.00
3.3	Impacts on floral endangered species	8	D	0.25	2.00	C	0.50	4.00	C	0.50	4.00	D	0.25	2.00
3.4	Impacts on ecosystem	7	D	0.25	1.75	C	0.50	3.50	C	0.50	3.50	C	0.50	3.50
3.5	Transmission line-Natural environment	1	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00
4. Social Environmental Evaluation		25			17.50			11.50			13.75			11.75
correction				*1.0	17.50		*0.9	10.35		*1.0	13.75		*0.8	9.40
3.6	Number of those who to be resettled	6	B	0.75	4.50	D	0.25	1.50	C	0.50	3.00	C	0.50	3.00
3.7	Area of land to be acquired	5	B	0.75	3.75	C	0.50	2.50	C	0.50	2.50	D	0.25	1.25
3.8	Number of those who to be affected by losing livelihood	3	D	0.25	0.75	D	0.25	0.75	C	0.50	1.50	C	0.50	1.50
3.9	Impacts on public facilities	1	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	C	0.50	0.50
3.1	Impacts on water utilization	2	C	0.50	1.00	D	0.25	0.50	D	0.25	0.50	D	0.25	0.50
3.11	Agriculture	2	A	1.00	2.00	C	0.50	1.00	C	0.50	1.00	D	0.25	0.50
3.12	Tourism	1	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00
3.13	Religious, and/or cultural facilities, burial ground	3	C	0.50	1.50	C	0.50	1.50	C	0.50	1.50	C	0.50	1.50
3.14	Impacts on landscape	1	A	1.00	1.00	B	0.75	0.75	B	0.75	0.75	A	1.00	1.00
3.15	Transmission line-Social environment	1	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00	A	1.00	1.00

(出典：調査団)

また、Table 10.8-2 および Table 10.8-3 には、Even ケースおよび環境重視ケースのランキング結果を示す。

Table 10.8-2 Evenケースのランキング結果

	Score Allocation	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
1. Technical Evaluation	25.00	15.50	22.00	21.75	12.50
2. Economical Evaluation	25.00	18.75	18.75	25.00	6.25
3. Natural Environment	25.00	7.25	9.68	10.75	7.20
4. Social Environment	25.00	17.50	10.35	13.75	9.40
Total	100.00	59.00	60.78	71.25	35.35
Rank		3	2	1	4

(出典：調査団作成)

Table 10.8-3 環境重視ケースのランキング結果

	Score Allocation	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
1. Technical Evaluation	15.00	9.30	13.20	13.05	7.50
2. Economical Evaluation	15.00	11.25	11.25	15.00	3.75
3. Natural Environment	35.00	10.15	13.55	15.05	10.08
4. Social Environment	35.00	24.50	14.49	19.25	13.16
Total	100.00	55.20	52.49	62.35	34.49
Rank		2	3	1	4

(出典：調査団作成)

Table 10.8-4 および Table 10.8-5 に示すとおり、Even ケースおよび環境重視ケースの両方で Maha3 計画がランキング 1 位となった。評価基準大項目別にみると、1. 技術評価、2. 経済性、3. 自然環境、4. 社会環境でそれぞれ、2 位、1 位、1 位、2 位であり、平均的に高い順位である。

環境関連の評価基準（3. 自然環境、4. 社会環境）のみに着目すると、Table 10.8-4 に示すとおり 1 位の地点は Halgran3 地点で環境関連 3.+4.の合計得点は 24.75 点、これに対して Maha3 地点で環境関連 3.+4.の合計得点は 2 位、24.5 点であり、両者の得点差は 0.25 点と僅差であった。また、Halgran3 地点では、3. 自然環境と 4. 社会環境の得点がそれぞれ 7.25 点と 17.50 点であり社会環境面に偏って高得点であるのに対して、Maha3 地点では、3. 自然環境と 4. 社会環境の得点はそれぞれ 10.75 点、13.75 点となり平均的である。よって、より自然環境を重視すれば環境面でも Maha3 地点の環境面での評価は、Halgran 地点の評価よりも高くなるものと思われる。Table 10.8-5 には、3. 自然環境と 4. 社会環境の重み付けを 30 : 70 とした場合の環境関連評価基準によるランキングを例として示した。

Table 10.8-4 環境関連評価基準によるランキング結果

	Score Allocation	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
3. Natural Environment	25.00	7.25	9.68	10.75	7.20
4. Social Environment	25.00	17.50	10.35	13.75	9.40
Total	50.00	24.75	20.03	24.50	16.60
Rank		1	3	2	4

(出典：調査団作成)

Table 10.8-5 環境関連評価基準によるランキング結果（自然環境重視）

	Score Allocation	Halgran 3	Maha 2	Maha 3	Loggal
3. Natural Environment	35.00	10.15	13.55	15.05	10.08
4. Social Environment	15.00	10.50	6.21	8.25	5.64
Total	50.00	20.65	19.76	23.30	15.72
Rank		2	3	1	4

(出典：調査団作成)

上記のとおり、以下の理由により本調査では Maha3 地点を最有力候補地点として選定する。

- ・ Even ケース、環境重視ケースの両者において 1 位にランキングされる。
- ・ 将来において課題とすべき重大な技術的な問題は見出されていない。
- ・ 環境関連（3. 自然環境+4. 社会環境）のみによるランキングでは、2 位にランキングされるが、1 位地点（Halgran3 地点）とのスコア差は僅かである。
- ・ 環境関連のみによるランキングにおいて自然環境面を重視したランキングでは、1 位にランキングされる。

第11章 経済・財務分析

本章では、調査により特定された最適計画案 (Most Promising Site の揚水発電所建設実施計画案) の経済性を検討する。具体的には、本事業が国民経済に利益をもたらすことを確認し (国民経済の視点から経済性分析)、更に、事業の実施主体 (CEB) の財務的収支についても検討する (CEB 視点による財務分析)。

11.1 経済評価

11.1.1 本計画の経済費用

本事業の経済費用 (建設費) は、第 10 章で市場価格により積算されているプロジェクト費用から計算される。市場価格から経済価格への変換は、①内外貨ともに税金・補助金等の移転項目を除外し、②内貨については標準変換係数 (0.9) を適用して、経済価格を算出する。経済費用 (建設費) 積算の前提数値を Table 11.1.1-1 に纏めた。

Table 11.1.1-1 Factors Used for Economic Cost (Construction) Calculation

Name of Input Data		Value	Unit	Remarks
A. PSPP Development				
A 1	Unit Capacity	200	MW	
A 2	Number of Unit	3	Number	
A 3	Development Cost			
A 4	(1) Preparation	4,994,007	US\$	
A 5	(2) Environmental Mitigation Cost	7,491,011	US\$	
A 6	(3) Civil Works	249,700,365	US\$	
A 7	(4) Hydromechanical Works	54,550,427	US\$	
A 8	(5) Electro-Mechanical Works	194,800,000	US\$	
A 9	(6) Transmission Line	3,900,000	US\$	
A10	Direct Cost Total	515,435,810	US\$	
A11	Administration/Engineering Services	77,315,372	US\$	15% of A10
A12	Contingency	51,543,581	US\$	10% of A10
A13	Interest during Construction (IDC)	32,929,905	US\$	$(A10+A11+A12)*A24*0.38*A28$
A14	TOTAL Cost	677,224,668	US\$	$A10+A11+A12+A13$
A15	Unit Construction Cost	1,129	US\$	$A14/(A1*A2)$
A16	TOTAL Cost excluding IDC	644,294,763	US\$	$A14-A13$
A17	Base Year of Cost Estimate	2014		
A18	Replacement Cost in Yr 31st-35th	249,350,427	US\$	(4) + (5) above
A19	Percentage of Foreign Currency of Direct Cost	64%		
A20				
A21	Interest Rate (Foreign)	1.40%	% p.a.	JICA Loan
A22	Percentage of Foreign Loan	85%		
A23	Interest Rate (Local)	10.00%	% p.a.	Domestic Borrowing
A24	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	2.69%	% p.a.	$A21*A22+A23*(1-A22)$
A25	Standard Conversion Factor (SCF) for LKR	0.9		
A26	Economic Construction Cost after SCF	621,100,151	US\$	$A16*A19*1.0+A16*(1-A19)*A25$
A27	Economic Replacement Cost after SCF	240,373,812	US\$	$A18*A19*1.0+A18*(1-A19)*A25$
A28	Construction Period	5	years	
A29	Disbursement Schedule (1st - 5th; 31st-35th)			
A30	1st Year	5%		
A31	2nd Year	10%		
A32	3rd Year	25%		
A33	4th Year	40%		
A34	5th Year	20%		

(調査団作成)

上記前提をもとに計算した初期投資及び設備更新投資の経済価格を Table 11.1.1-2 及び Table 11.1.1-3 に示す。

Table 11.1.1-2 Initial Investment Cost

(Unit: US\$)

Year	Initial Investment
1st Year	31,055,008
2nd Year	62,110,015
3rd Year	155,275,038
4th Year	248,440,060
5th Year	124,220,030

(出典：調査団作成)

Table 11.1.1-3 Replacement Investment Cost

(Unit: US\$)

Year	Replacement Cost
36th Year	12,018,691
37th Year	24,037,381
38th Year	60,093,453
39th Year	96,149,525
40th Year	48,074,762

(出典：調査団作成)

揚水水力発電の運転費用は、①水力発電の通常の運転維持費と②揚水のためのエネルギー（電力）の2つの要素からなる。

- ① 水力発電の通常の運転維持費は、建設費に一定の率を乗じて年間所要金額を算出する。この率は類似プロジェクトにおける経験から、土木工事費の 0.5%、水力機器・電気機器の 1.5%とした。この前提で計算した本事業の運転維持費は 4,171 千ドル/年である。
- ② 揚水のためのエネルギーは、ベースケースにおいては石炭火力発電が揚水原資になるが、補論：ケーススタディ（後述）においては LNG コンバインドサイクル（LNG-CC）が揚水原資になる場合も想定した。石炭火力を揚水原資にした場合、LNG-CC を揚水原資にした場合、それぞれの揚水費用を Table 11.1.1-4、Table 11.1.1-5 に示す。なお、揚水発電の効率は 70%とした。この結果、揚水費用は、石炭火力の場合 US\$10.29/kWh、LNG-CC の場合には US\$14.96/kWh となる。

Table 11.1.1-4 PSPP Pump-up Cost (Coal Power Case)

Name of Input Data		Value	Unit	Remarks
D. Generation Specifications: Coal Power Plant (For Pump-up)				
D 1	Heat Content	6,300	kCal/kg	
D 2	Fuel Cost @ Col CIF	142.8	US\$/ton	[\$126/ton for Puttalam 2013]
D 3	Fuel Cost @ Col CIF	2,267	USCts/GCal	D2/D1
D 4	Full Load Heat Rate	2,583	kCal/kWh	
D 5	Thermal Efficiency	33.3%		860/D4 [29.7% at Puttalam 2013]
D 6	Fuel Cost/kWh	5.85	USCts/kWh	D3*D4 [Rs. 7.76/kWh Puttalam 2013]
D 7	Variable OM Cost	0.56	USCts/kWh	
D 8	Station Use	8.00%		
D 9	Transmission Loss	3.20%		
D 10	Pump-up cost/kWh Generation	10.29	USCts/kWh	$(D6+D7)/((1-D8)*(1-D9))/0.7^*$
				*0.7= Pump-up Efficiency

(出典：調査団作成)

Table 11.1.1-5 PSPP Pump-up Cost (LNG-Combined Cycle)

E. Generation Specifications: LNGCC Plant (For Pump-up)				
E 1	Heat Content	13,000	kCal/mmBtu	
E 2	Heat Content	5,850	kCal/kg	E1*0.45
E 3	Fuel Cost @ Col CIF	13.5	US\$/mmBtu	
E 4	Fuel Cost @ Col CIF	5,357	USCts/GCal	E3*3.9683
E 5	Full Load Heat Rate	1,786	kCal/kWh	
E 6	Thermal Efficiency	48.2%		860/E5
E 7	Fuel Cost/kWh	9.57	USCts/kWh	E4*E5
E 8	Variable OM Cost	0.296	USCts/kWh	
E 9	LNGCC Generation Cost/kWh	9.86	USCts/kWh	E7+E8
E 10	Station Use	2.70%		
E 11	Transmission Loss	3.20%		
E 12	Pump-up cost/kWh Generation	14.96	USCts/kWh	$E9/((1-E10)*(1-E11))/0.7^*$
				*0.7= Pump-up Efficiency

(出典：調査団作成)

11.1.2 本計画の経済便益

本計画の経済便益は、供給するピーク時の電力の消費によって得られる国民経済的な価値である。市場で取引される財についてはその価格が経済的価値を表示するが、電力料金は政策的に低く抑えられていることが多く（スリランカもこれに当てはまる）、電気の真の経済的価値を直接計測することは困難である。ここでは、水力発電の経済評価に通常用いられる「水力と同等のサービス即ち同一便益を提供する代替火力のコストと水力のコストを比較する」手法を用いる。これは当該国の社会経済開発政策の一環として本プロジェクトまたは同等のプロジェクトが必要とされており、もし、本プロジェクトが実現しないときは、それに相当する他のプロジェクトの実現が要請されることを前提にしている。

本計画のベースケースの場合の代替火力は、ガスタービン発電（燃料：Auto Diesel）である。CEBのLTGEP 2013-2032で使用されている Gas Turbine 105MWの設備費及びO&M費用を経済価格に変換しつつ整理したものが Table 11.1.2-1 である。

Table 11.1.2-1 Alternative Thermal Power Plant (Gas Turbine 105MW Auto Diesel)

Name of Input Data		Value	Unit	Remarks
F. Generation Specifications: Gas Turbine 105MW (Auto Diesel)				
F 1	GT Construction Cost			
F 2	Foreign Portion	403.8	US\$/kW	
F 3	Local Portion	79.2	US\$/kW	
F 4	Local Discounted by SCF	71.3	US\$/kW	F3*A25
F 5	Total Construction Cost	475.1	US\$/kW	F2+F4
F 6	Rate of Cumulative IDC for 1.5 Years	6.51%		Interest Rate: 10% p.a.
F 7	Total Construction Cost including IDC	506.0	US\$/kW	F5*(1+F6)
F 8	Station Use	2.70%		
F 9	Forced Outage	8.00%		
F 10	Scheduled Outage	8.20%		
F 11	Transmission Loss	3.20%		
F 12	kWh-Value (Adjusted)	598.3	US\$/kW	$F7*((1-C2)*(1-C3)*(1-C4)*(1-C5))/((1-F8)*(1-F9)*(1-F10)*(1-F11))$
F 13	Fixed Annual OM Cost	6.10	US\$/kW	
F 14	Fixed Annual OM Cost (Adjusted)	7.2	US\$/kW	$F13*((1-C2)*(1-C3)*(1-C4)*(1-C5))/((1-F8)*(1-F9)*(1-F10)*(1-F11))$
F 15	Heat Content	10,550	kCal/kg	
F 16	Heat Content	8,862	kCal/l	F15*0.84
F 17	Fuel Cost @ Col CIF	128.4	US\$/bbl	
F 18	Fuel Cost @ Col CIF	9,112	USCts/GCal	F17/159/F16
F 19	Full Load Heat Rate	2,857	kCal/kWh	
F 20	Thermal Efficiency	30.1%		860/F19
F 21	Fuel Cost /kWh	26.03	USCts/kWh	F18*F19
F 22	Variable OM Cost	0.402	USCts/kWh	
F 23	kWh-Value (adjusted)	27.05	USCts/kWh	$(F21+F22)*((1-C2)*(1-C5))/((1-F8)*(1-F11))$

(出典：調査団作成)

また、LNG が利用可能になった場合の代替火力発電を LNG-Simple Cycle Gas Turbine (LNG-SC) と設定し、この設備費及び O&M 費用 (ともに経済価格) を整理したものが Table 11.1.2-2 である。

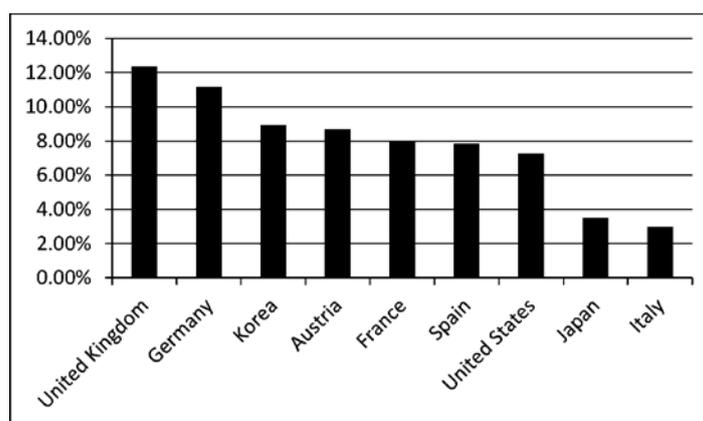
Table 11.1.2-2 Alternative Thermal Power Plant (LNG-Simple Cycle Gas Turbine)

Name of Input Data		Value	Unit	Remarks
G. Generation Specifications: Gas Turbine (LNGSC)				
G 1	GT Construction Cost			
G 2	Foreign Portion	403.8	US\$/kW	
G 3	Local Portion	79.2	US\$/kW	
G 4	Local Discounted by SCF	71.3	US\$/kW	G3*A25
G 5	Total Construction Cost	475.1	US\$/kW	G2+G4
G 6	Rate of Cumulative IDC for 1.5 Years	6.51%		Interest Rate: 10% p.a.
G 7	Total Construction Cost including IDC	506.0	US\$/kW	G5*(1+G6)
G 8	Station Use	2.70%		
G 9	Forced Outage	8.00%		
G 10	Scheduled Outage	8.20%		
G 11	Transmission Loss	3.20%		
G 12	kW-Value (Adjusted)	598.3	US\$/kW	$G7*((1-C2)*(1-C3)*(1-C4)*(1-C5))/((1-G8)*(1-G9)*(1-G10)*(1-G11))$
G 13	Fixed Annual OM Cost	6.10	US\$/kW	
G 14	Fixed Annual OM Cost (Adjusted)	7.2	US\$/kW	$G13*((1-C2)*(1-C3)*(1-C4)*(1-C5))/((1-G8)*(1-G9)*(1-G10)*(1-G11))$
G 15	Heat Content	13,000	kCal/kg	
G 16	Heat Content	5,850	kCal/l	G15*0.45
G 17	Fuel Cost @ Col CIF	13.5	US\$/bbl	
G 18	Fuel Cost @ Col CIF	5,357	USCts/GCal	G17*3.9683
G 19	Full Load Heat Rate	2,857	kCal/kWh	
G 20	Thermal Efficiency	30.1%		860/G19
G 21	Fuel Cost /kWh	15.31	USCts/kWh	G18*G19
G 22	Variable OM Cost	0.402	USCts/kWh	
G 23	kWh-Value (adjusted)	16.07	USCts/kWh	$(G21+G22)*((1-C2)*(1-C5))/((1-G8)*(1-G11))$

(出典：調査団作成)

11.1.3 本計画の経済分析と感度分析

本計画（揚水発電）の運用は、年間運転時間 1,000 時間（平日平均 4 時間稼働、定期点検と事故による運転停止日数を 10 日間）を想定した。その結果、年間総発電量は 600GWh となる。年間 1,000 時間運転は設備利用率 11.4% に相当するが、参考として OECD 諸国の揚水発電設備利用率¹を Figure 11.1.3-1 に示す。



(出典：Electricity Information 2014, IEA)

Figure 11.1.3-1 Utilization Rate of PSPP in OECD Countries (2012)

¹ 揚水設備が 2,000MW 以上の 9 か国。日本とイタリアの揚水発電設備利用率が低い。日本は原子力発電の低下が影響、イタリアは国内の発電コストが高く、電力自由化とともに近隣国からの輸入増加等が影響している。

このベースケースのキャッシュフローは Table 11.1.3-1 のとおりである。経済的内部収益率 (EIRR) は、21.5%、純現在価値 (NPV) は 696 百万ドルである。途上国で一般的に使用される資本の機会費用 10%を EIRR は上回っており、本事業は国民経済の視点から評価した経済性 (経済分析結果) は十分に高いと判定される。

Table 11.1.3-1 Cash-flow of Base Case and Its EIRR

Year	PSP Cost				Revenue				Net Cash Flow	NPV disc @IRR	NPV disc @10%	
	Investment	Fixed OM	PumpCost	Total	Investment	Fixed OM	Fuel+Vari.	Total				
-4	31,055			31,055				0	-31,055	-67,682	-45,468	
-3	62,110			62,110				0	-62,110	-111,408	-82,668	
-2	155,275			155,275				0	-155,275	-229,230	-187,883	
-1	248,440			248,440				0	-248,440	-301,861	-273,284	
0	124,220			124,220	359,003			359,003	234,783	234,783	234,783	
1		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	82,881	91,548	
2		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	68,213	83,225	
3		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	56,142	75,659	
4		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	46,206	68,781	
5		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	38,029	62,528	
6		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	31,299	56,844	
7		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	25,760	51,676	
8		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	21,201	46,978	
9		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	17,449	42,708	
10		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	14,361	38,825	
11		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	11,820	35,296	
12		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	9,728	32,087	
13		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	8,006	29,170	
14		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	6,589	26,518	
15		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	5,423	24,107	
16		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	4,464	21,916	
17		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	3,674	19,923	
18		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	3,023	18,112	
19		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	2,488	16,466	
20		4,171	61,741	65,911	359,003	4,328	162,286	525,617	459,706	9,349	68,332	
21		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	1,686	13,608	
22		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	1,387	12,371	
23		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	1,142	11,246	
24		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	940	10,224	
25		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	773	9,294	
26		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	637	8,449	
27		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	524	7,681	
28		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	431	6,983	
29		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	355	6,348	
30		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	292	5,771	
31	12,019	4,171	61,741	77,930		4,328	162,286	166,614	88,684	212	4,620	
32	24,037	4,171	61,741	89,949		4,328	162,286	166,614	76,665	151	3,631	
33	60,093	4,171	61,741	126,005		4,328	162,286	166,614	40,609	66	1,748	
34	96,150	4,171	61,741	162,061		4,328	162,286	166,614	4,553	6	178	
35	48,075	4,171	61,741	113,986		4,328	162,286	166,614	52,628	58	1,873	
36		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	91	3,258	
37		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	75	2,961	
38		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	61	2,692	
39		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	51	2,448	
40		4,171	61,741	65,911	359,003	4,328	162,286	525,617	459,706	190	10,157	
41		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	34	2,023	
42		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	28	1,839	
43		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	23	1,672	
44		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	19	1,520	
45		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	16	1,382	
46		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	13	1,256	
47		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	11	1,142	
48		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	9	1,038	
49		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	7	944	
50		4,171	61,741	65,911		4,328	162,286	166,614	100,702	6	858	
									IRR =	21.5%	0	695,395

(出典：調査団作成)

次に、実際の費用及び便益が見積り値から変動した場合に、経済評価の指標（EIRR、NPV）がどの程度影響を受けるか感度分析を行う。以下のケースを想定する。

- ケース E-1 経済分析ベースケース
- ケース E-2 揚水発電の初期建設投資コストが 10%増加したケース
- ケース E-3-1 揚水発電の発電量が 10%増加したケース
- ケース E-3-2 揚水発電の発電量が 10%減少したケース
- ケース E-4 揚水のための石炭火力発電用の石炭価格が 10%増加したケース
- ケース E-5 代替火力ガスタービン用のディーゼル燃料価格が 10%低下したケース

以上の各ケースの EIRR 及び NPV を Table 11.1.3-2 に纏める。

Table 11.1.3-2 Results of Economic Sensitivity Analysis

Case	Description	EIRR (%)	NPV (US\$ Mil)
E-1	Base Case	21.5%	695.4
E-2	Initial Construction Cost 10% Up	19.3%	624.0
E-3-1	Generation 10% Up	22.8%	795.1
E-3-2	Generation 10% Down	20.1%	595.7
E-4	Coal Price for Pump-up 10% Up	20.7%	634.2
E-5	Fuel Price for Alternative Thermal Gas-turbine 10% Down	19.2%	534.5

(出典：調査団作成)

費用及び便益に影響する各要素が 10%変動した場合、EIRR に与える影響が相対的に大きいのは初期建設コスト増加（E-2）、代替火力燃料価格増加（E-5）で、これ以外（揚水発電量の増減：E-3-1、E-3-2、石炭価格上昇：E-4）の影響は比較的小さい。いずれの場合でも、感度分析の各要素の増減が経済分析結果に与える影響は大きくないことが分かる。

11.2 財務評価

11.2.1 本計画の財務費用及び便益

(1) 財務費用

本計画の財務費用は市場価格（税金なし）による初期投資額、機器更新費用及び運転維持費（O&M 費用）である。このうち初期投資額及び機器更新費用については第 10 章記載の工事費を財務費用として採用する。

Table 11.2.1-1 Initial Investment Cost (Financial)

(Unit: US\$)

Year	Initial Investment
1st Year	32,214,738
2nd Year	64,429,476
3rd Year	161,073,691
4th Year	257,717,905
5th Year	128,858,953

(出典：調査団作成)

Table 11.2.1-2 Replacement Investment Cost (Financial)

(Unit: US\$)

Year	Initial Investment
36th Year	12,467,521
37th Year	24,935,043
38th Year	62,337,607
39th Year	99,740,171
40th Year	49,870,085

(出典：調査団作成)

O&M 費用：

- ① 水力発電の通常の運転維持費は、建設費に一定の率を乗じて年間所要金額を算出する。この率は類似プロジェクトにおける経験から、土木工事費の 0.5%、水力機器・電気機器の 1.5%とした。この前提で計算した本事業の運転維持費は 4,171 千ドル/年である。
- ② 揚水のためのエネルギーは、ベースケースにおいては石炭火力発電が揚水原資になる。この揚水費用は前節の Table 11.1.1-4 に示したとおりである。揚水発電の効率は 70%とした。揚水により 1kWh を発電するために、石炭火力費用は US\$ 10.29/kWh である。揚水で 600GWh を発電するためには、石炭火力費用 US\$ 61.7 百万を要する。

(2) 財務便益

本計画の財務便益は電力販売収入である。2013 年の CEB の電力平均料金は Rs. 18.23/kWh であった。本事業はピーク対応の発電設備であり、平均より高く設定されているピーク料金を基に収入を見積ることが妥当である。但し、スリランカ公益事業規制委員会 (PUCSL) は全需要家カテゴリーに時間別料金を導入するという方針があるものの、現行は高压需要家に限って導入しているので、ピーク時間の全販売がピーク料金とはなっていない。従って、PUCSL が 2013 年 6 月 20 日に決定した Decision on Electricity Tariffs 2013 の指針、即ちピーク時料金(18:30～22:30) 調整係数 (ピーク時料金インデックス) を、昼間料金 (05:30～18:30) に対して 1.25 と定めたことを根拠に、平均料金 Rs.18.23/kWh の 1.25 倍 (Rs. 22.79/kWh) をピーク時の平均収益とした。これを 2013 年の平均為替レート (Rs. 129.11/US\$) でドル換算すると US\$ 17.65/kWh となる。

また、発電量から総ロス率 10.5% (LTGEP 2013-2032 の 2025 年の値) を差し引いた値 537GWh (600GWh*89.5%) を電力販売量とした。以上の結果、年間の販売額は 94.8 百万ドルである。

(3) 財務評価

前述の前提を元に、総費用を資本により賄うことを前提とした総資本財務的内部収益率を求めた。FIRR は 2.8%、NPV (割引率 10%) はマイナス(-) 464.1 百万ドルである。FIRR は円借款金利 1.4% (全体の 85%) と国内市場調達 10% (同 15%) の加重平均金利 2.69%をわずかに上回るだけである。財務的には、赤字にはならないが利益も出ない選択肢である。元々ピーク時電力の供給コストは高いことから、収益性が低くとどまることは止むを得ない面もある。

なお、ピーク時需要を満たすための代替手段であるガスタービン発電を利用した場合は、発電費用 UScts34.08/kWh²に対して収入は UScts17.66/kWh に留まるので、UScts16/kWh 以上の逆ザヤが生じる。前述のとおり揚水発電は収支がようやくバランスする手段であるから CEB 財務的には決して魅力的ではないが、大きな赤字が生じるガスタービンよりは優れた発電手段である。そもそも、CEB は送電事業免許において電力供給義務を負っているため³、供給しないという選択はあり得ない。従って、揚水発電は現在の料金体系下では収益性が十分に高いとは言えないが、供給義務の制約下でとり得る選択肢の中では最も合理的な選択と言える。

²燃料費 UScts27.05/kWh、資本費 UScts7.03/kWh の合計。資本費は Table 11.1.3-1 の F12 の投資費用を金利 10%、償還 20 年で年経費化し (US\$ 70.28/year)、年間発電量 1,000kWh で除して求めた。

³Section 17 Special conditions of transmission licensees; Without prejudice to generality of section 15, a transmission license issued to a licensee shall include conditions – (b) requiring the licensee to forecast future demand, to plan the development of the licensee’s transmission system and to procure the development of new generation plant to meet reasonable forecast demand , Sri Lanka Electricity Act, No. 20 of 2009

Table 11.2.1-3 Cash-flow of Base Case and Its FIRR

Year	Cash Outflow				Inflow Sales	Net Cash Flow	(US\$, '000)	
	Investment	Fixed OM	PumpCost	Total			NPV disc @IRR	NPV disc @10%
-4	32,215			32,215		-32,215	-36,012	-47,166
-3	64,429			64,429		-64,429	-70,046	-85,756
-2	161,074			161,074		-161,074	-170,304	-194,899
-1	257,718			257,718		-257,718	-264,999	-283,490
0	128,859			128,859		-128,859	-128,859	-128,859
1		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	28,074	26,243
2		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	27,303	23,857
3		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	26,553	21,688
4		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	25,823	19,717
5		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	25,114	17,924
6		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	24,424	16,295
7		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	23,753	14,814
8		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	23,100	13,467
9		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	22,465	12,243
10		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	21,848	11,130
11		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	21,248	10,118
12		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	20,664	9,198
13		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	20,096	8,362
14		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	19,544	7,602
15		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	19,007	6,911
16		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	18,485	6,282
17		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	17,977	5,711
18		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	17,483	5,192
19		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	17,003	4,720
20		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	16,535	4,291
21		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	16,081	3,901
22		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	15,639	3,546
23		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	15,210	3,224
24		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	14,792	2,931
25		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	14,385	2,664
26		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	13,990	2,422
27		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	13,606	2,202
28		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	13,232	2,002
29		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	12,868	1,820
30		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	12,515	1,654
31	12,468	4,171	61,741	78,379	94,779	16,400	6,914	854
32	24,935	4,171	61,741	90,846	94,779	3,932	1,612	186
33	62,338	4,171	61,741	128,249	94,779	-33,470	-13,347	-1,441
34	99,740	4,171	61,741	165,652	94,779	-70,873	-27,485	-2,774
35	49,870	4,171	61,741	115,782	94,779	-21,003	-7,921	-747
36		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	10,588	934
37		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	10,297	849
38		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	10,014	772
39		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	9,739	702
40		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	9,472	638
41		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	9,211	580
42		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	8,958	527
43		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	8,712	479
44		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	8,473	436
45		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	8,240	396
46		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	8,014	360
47		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	7,793	327
48		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	7,579	298
49		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	7,371	270
50		4,171	61,741	65,911	94,779	28,867	7,169	246
					IRR =	2.8%	0	-464,148

(出典：調査団作成)

11.2.2 感度分析

次に、実際の費用及び便益が見積り値から変動した場合に、財務評価の指標（FIRR、NPV）がどの程度影響を受けるか感度分析を行う。以下のケースを想定する。

- ケース F-1 財務分析ベースケース
- ケース F-2 揚水発電の初期建設投資コストが 10%増加したケース
- ケース F-3-1 揚水発電の発電量が 10%増加したケース
- ケース F-3-2 揚水発電の発電量が 10%減少したケース
- ケース F-4 揚水のための石炭火力発電用の石炭価格が 10%増加したケース
- ケース F-5 ピーク時電気料金インデックス（対昼間時料金）を 1.50 に変更したケース（ベースケースは 1.25）

以上の各ケースの FIRR 及び NPV を Table 11.2.2-1 に纏める。ピーク時電気料金インデックス（対昼間時料金）を 1.50 に代えた場合、FIRR は一定程度改善する。実際、導入済のピーク時電力料金のうち、業務用のピーク時料金インデックスは 1.23 程度だが、工業用及びホテル用では 1.6～2.3 であり、大きな数値のインデックス（ピーク時料金が相対的に高い）が使われている。未導入の利用者は小規模需要家であることから、大きなインデックスをいきなり導入することは難しいが、既に導入実績もあることから、時間をかけてインデックスを 1.5 まで引き上げることは現実性のある選択肢だと考えられる。

Table 11.2.2-1 Results of Financial Sensitivity Analysis

Case	Description	FIRR (%)	NPV (US\$ Mil)
F-1	Base Case	2.8%	-464.1
F-2	Initial Construction Cost 10% Up	2.3%	-538.2
F-3-1	Generation 10% Up	3.5%	-431.4
F-3-2	Generation 10% Down	2.1%	-496.9
F-4	Coal Price for Pump-up 10% Up	1.4%	-525.4
F-5	Peak Tariff Index Increase from 1.25 to 1.50	6.2%	-276.2

（出典：調査団作成）

本事業は、財務的収益性の改善が課題であり、それはピーク時電気料金の単価を引き上げることで、収益性改善はある程度可能であると上述の感度分析は示している。但し、その場合でも FIRR は 6.2%であり、収益性改善の限界も同時に示している。従って、本事業の財務的収益性を補完するひとつの手段として、円借款等の譲許性の高い資金を活用することが望ましい。

第12章 結論および提言

12.1 最有力地点の概要

最有力候補地点である Maha 3 計画の位置図を Figure 12.1-1 に示す。サイトへのアクセスのうち下池ダムに関しては、コロンボからの全道のり 110km 程度、A1、A21、B136、B278 を経たのち、間道に入り 2km 程度走行するとダム地点に到達する。上池ダムについては、下池ダムより、間道約 6.2km でアクセス可能であるが、調査団による現場視察実施時では、下池と上池を結ぶ間道は、道幅が狭く直接車での乗り入れは難しい状況を確認している。しかし、上池自体へのアクセスは、道路が新設されており良好である。

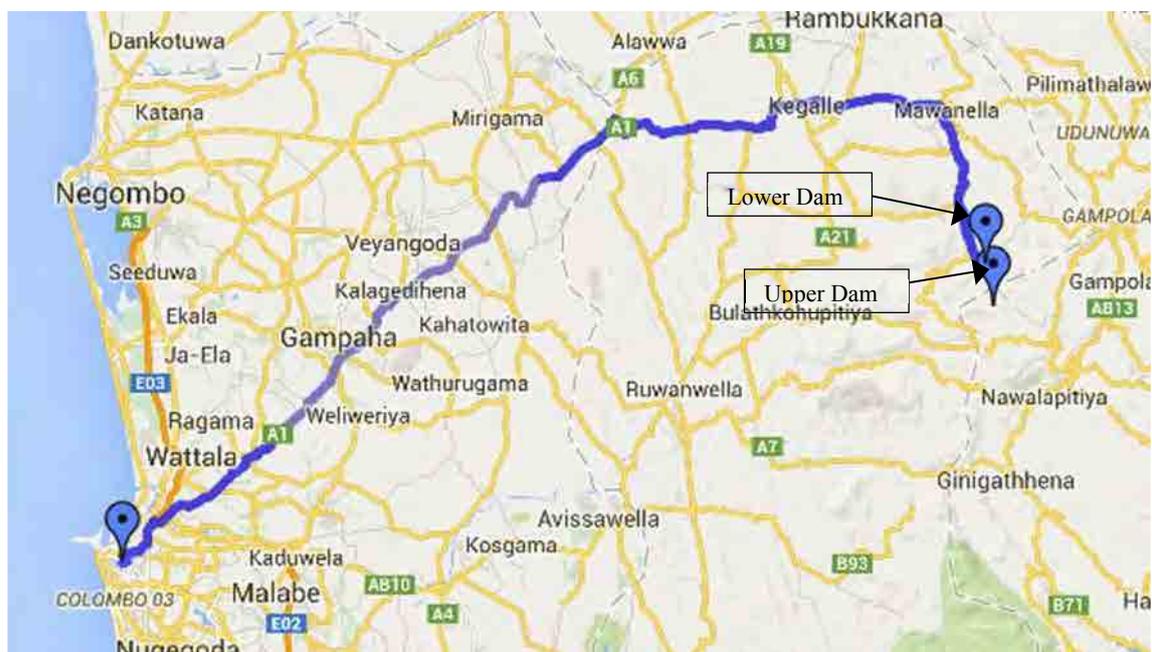


Figure 12.1-1 Maha 3 計画位置図

Maha 3 計画においては、上池貯水池および下池貯水池を対象として 1/1,000 地形測量を実施した。1/1,000 測量において得られた地形図を元に、計画諸元を見直した。見直しした Maha 3 の計画諸元を Table 12.1-1 に示す。

Table 12.1-1 Maha 3計画諸元

Candidate Site	unit	Maha 3		
		case1	case2	
Installed Capacity	MW	600	600	
Unit Capacity	MW	200	150	
Number of Units	unit	3	4	
Peak Generating Time	hours	6.14	6.17	
Gross Head	m	521.04	521.44	
Rated Head	m	493.37	483.95	
Rated Discharge	m ³	142.64	147.10	
Upper Pond	Latitude		7°06'23"	7°06'23"
	Longitude		80°28'49"	80°28'49"
	Catchment Area	km ²	1	1
	Reservoir Area	km ²	0.22	0.22
	Crest Elevation	E.L.-m	821.0	820.5
	High Water Level	E.L.-m	815.0	814.5
	Low Water Level	E.L.-m	794.5	791.3
	Drawdown	m	20.5	23.2
	Sediment Level	E.L.-m	782.3	782.3
	Gross Capacity	MCM	3.71	3.60
	Available Capacity	MCM	3.15	3.27
	Dam Height	m	59	59
	Crest Length	m	260	260
	Lower Pond	Latitude		7°07'50"
Longitude			80°28'49"	80°28'49"
Catchment Area		km ²	35	35
Reservoir Area		km ²	0.24	0.24
Crest Elevation		E.L.-m	298.5	297.5
High Water Level		E.L.-m	292.5	291.5
Low Water Level		E.L.-m	276.4	273.0
Drawdown		m	16.1	18.5
Sediment Level		E.L.-m	263.2	263.2
Gross Capacity		MCM	6.22	5.78
Available Capacity		MCM	3.20	3.30
Dam Height		m	73.5	72.5
Crest Length		m	380	380
Headrace Tunnel				
	Inner Diameter	m	5.60	4.00
	Length	m	960	960
	Nos. of lines	-line	1	2
Penstock Tunnel				
	Inner Diameter	m	4.30	3.10
	Length	m	993	996
	Nos. of lines	-line	1	2
Tailrace Tunnel				
	Inner Diameter	m	6.10	4.40
	Length	m	415	415
	Nos. of lines	-line	1	2
Access Tunnel to PH				
	Length	m	900	900

(出典：調査団作成)

Table 12.1-2 に 200MW×3 台案、150MW×4 台案の概算工事費を示す。

Table 12.1-2 Maha 3 計画概算工事費

	Item/Project	200MW 3units	150MW 4units	Remarks
		(US\$)	(US\$)	
1.	Preparation and Land Acquisition	4,994,007	5,125,380	
	(1) Access Roads			@550,000US\$/km
	(2) Compensation & Resettlement			
	(3) Camp & Facilities	4,994,007	5,125,380	3. Civil Works * 2%
2.	Environmental Mitigation Cost	7,491,011	7,688,070	3. Civil Works * 3%
3.	Civil Works	249,700,365	256,268,986	
4.	Hydromechanical Works	54,550,427	57,433,434	
5.	Electro-Mechanical Equipment	194,800,000	202,500,000	
6.	Transmission Line	3,900,000	3,900,000	
	Direct Cost	515,435,810	532,915,870	
7.	Administration and Engineering Service	77,315,372	79,937,381	Direct Cost * 15%
8.	Contingency	51,543,581	53,291,587	Direct Cost * 10%
9.	Interest during Construction	32,929,905	34,046,663	$\Sigma(1-8)*0.38*i*T$
	Total Cost	677,224,668	700,191,501	
	Power Output (kW)	600,000	600,000	
	USD per kW	1,129	1,167	

(出典：調査団作成)

12.2 提言

現行の LTGEP(2013-2032)に沿って負荷追従性の面で劣る石炭火力を中心に電源開発を進めると、電力供給システムに以下の問題が発生する。

- ピーク需要時のパワーカット等安定的な電力供給に支障が出る。
- パワーカットを避けるために、高価な石油系のガスタービンやディーゼル発電の運転が必要となる。

こうした状況を回避するためには、適正な価格のピーク需要対応専用の電源の確保のため、本報告書では、ピーク需要対応型の最適電源として揚水発電を選択した（8章参照）。このため、揚水発電プロジェクトの実施計画および次段階の調査実施に向けた対応として、次項の通り提言する。

12.2.1 プロジェクト実施計画

Maha 3 揚水発電計画を実現するために、プロジェクト実施計画を以下のように提言する。Figure 12.2.1-1 に概略スケジュールを示す。

フィージビリティ調査では、環境アセスメント開始までに仮設備レイアウト等の工事計画を検討し、環境アセスメント内容に反映させる必要があること、また地形・地質調査を実施して、後

半の基本設計に反映させることが必要であり、全体で2年の工期を見込んでいる。また、CEBからの要望により、環境クリアランスの期間へのサポートとして当該期間を付加している。

詳細設計は、前半で詳細設計を行い後半に契約図書準備、土木工事の発注を実施することとして、全体で2年の期間を見込んでいる。

	2015				2016				2017				2018				2019				2020				2021	2022	2023	2024	2025
	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4					
Feasibility Study																													
EIA																													
Environmental Clearance																													
Loan Arrangement																													
Procurement of Consultant																													
Detailed Design																													
Construction																													
Commissioning																													

Figure 12.2.1-1 Draft Overall Implementation Schedule of Development of PSPP in Sri Lanka

12.2.2 次段階の調査実施に向けた提言

(1) 地形・地質調査

1) 地形調査

本調査では、上池・下池地点に限定して、1:5,000 地形図 (5m コンター)、1:1,000 地形図 (1m コンター) を作成した。

次段階以降の調査では、材料候補地点の調査、仮設ヤード、仮設道路等の設計が必要となる。水路部も含む 1:1,000～1:5,000 精度での地形図を作成する必要がある。

2) 地質調査

左岸は、一定深度までは断層崖よりの崩落土塊からなる崖錐堆積物が一様に分布することは元来より判明している。しかし現時点では、ボーリング本数が限られている (上池ダム 3 孔、下池ダム 3 孔)。より上池左岸の地質構造を把握するため、左岸上下流に最低 2 孔 (以上) のボーリング調査を行い、広くダム基礎岩盤の分布を確認することが望ましい。

現ダム軸の上流 250m、下流 300m 地点に各々左岸斜面が比較的高傾斜面で張り出し、比較的表層崖錐堆積物が薄い期待できる地点があることから、この範囲が調査対象になり得ると見受けられる。

また、次段階以降の調査では水路部、取水口・放水口地点でのボーリング調査および弾性波探査、地下発電所候補地点でのボーリング調査、材料候補地点の調査・選定も検討していく必要がある。

(2) 環境社会配慮調査

1) EIA の手順について

EIA の手続きは、1988 年に改訂された国家環境法 No.56 に従う。

揚水発電所開発はスリランカでは初めてのことなので、本案件では事業内容がある程度決まった段階で、スコーピング委員会でプレゼンテーションを行うことが望ましい。PAA から交付される EIA の TOR は一般的な内容であるので、JICA の意見を反映させたい場合は PAA（本案件の場合は中央環境庁である可能性が高い）と協議をして、内容を加筆修正することが可能である。また、法的には PI を CEA に提出して 30 日で TOR が交付されることになっているが、実際は 2～3 ヶ月を要す。以上から、F/S の調査開始から EIA 調査開始まで、6～9 ヶ月が必要と想定される。

事業対象地としては、ダム、貯水池、発電所、土捨場、採石場、変電所、アクセス道路、送電線を含める。

スリランカでは通常 EIA 段階で事業代替案を検討する。しかし、本案件はすでに代替案の検討を行っているので、その結果を EIA 報告書に簡単に記述・報告すれば、F/S 時に再び代替案の検討を行う必要はない。

PI 案、スコーピング案、EIA 調査の TOR 案をファイナルレポート Appendix 12.2、Appendix 12.3、および Appendix 12.4 としてそれぞれ添付した。

2) 自然環境

本案件による保護区等への直接の影響はなく、事業対象地の面積が大型ダム・貯水池プロジェクトに比べて小さいため、自然環境への影響も比較的小さい。また、下流にラムサール登録湿地はないなど、下流域の自然環境への影響も少ない。

しかし、本案件対象地で確認されている動植物の絶滅危惧種¹への影響は、その大きさはまだ不明であるが、避けられない。アジア開発銀行²によれば、開発予定地が当該絶滅危惧種にとって「Critical habitat（非常に重要な生息地）」であるかどうか重要な基準となるが、現在確認されている絶滅危惧種にとって本案件対象地がどのような生息地であるのかは確認できていない。また、本調査期間の短さからすべての絶滅危惧種を確認できていない可能性がある。

そこで F/S 時には、a) 少なくとも 1 年間の現地調査期間を設定し、絶滅危惧種の再確認とその生息状況を調査する、b) それに基づいて、絶滅危惧種への影響を含めた自然環境への影響について、回避案、緩和案、代償案を提案する。

さらに、これらの案を検討するにあたり、調査団以外のスリランカ専門家に積極的に参加・提案をしてもらうことが本案件実現以降の自然環境保全の持続性を高めることになる。

¹ 「The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)」を参照。

² Safeguard Policy Statement (Asian Development Bank, 2009)

3) 社会環境

本案件では社会環境の最も大きな影響は住民移転によって生じるため、その影響をできるだけ緩和するために、スリランカ・国家住民移転政策に従い住民移転計画を作成する。ただし、同政策と JICA ガイドライン（2010）には乖離があるので、その部分を補填する形で住民移転計画を策定する。具体的には特に以下の点に留意する－ (a) 補償額が JICA ガイドラインの基準では再取得価格となっているかどうかの確認、(b) 土地の権利をもっていないプロジェクト影響者への補償をどうするか、そのメカニズムの確認、(c) 生計喪失者がいる場合は、住民移転計画にその対象者を含める、(d) 苦情処理システムの構築についての確認。その上で、メカニズムが機能しない場合などは、どのように担保していくのかを決めていく必要がある。

適切な住民移転計画を策定するために、より詳細な社会環境調査を本案件対象地で実施する。また、スリランカ国内の他案件での住民移転計画についても調査を行い、スリランカの現状により応じた住民移転計画を作成する。

4) SHM について

スリランカでは EIA 報告書が完成してから一般からコメントを募集するだけで、現地での SHM 開催は要求されていず、特にプロジェクト開始前には被影響住民からの要望等について聴取の機会がない。そこで、本案件は JICA ガイドラインに従い、スコーピング案作成時と報告書案作成時において事業対象地で SHM を開催し、被影響住民、地元行政機関、NGO からの意見を事業計画に反映させる。

(3) 土木設備

本検討で算定した土木工事費は、水力開発ガイドラインマニュアル（JICA, 2011）の手法に基づき算定した。よって、次段階では、土木工事費の精査が必要である。

特に、ダム工事費の土木工事費に占める割合は高い。次段階の検討においては、フィルダム材料のサイト近傍の賦存量、コンクリート単価、フィル材料単価の精査を行い、適切なダムタイプ選定を行う必要がある。

また、ポンプ水車設置標高は、同マニュアルによりポンプ水車の吸出し高さを設定して決定している。同マニュアルによる吸出し高さは、一定の余裕を確保したものであるが、ポンプ水車の設定標高は水路レイアウトに与える影響が大きいこと、発電所アクセストンネルの延長に与える影響も大きく、この精査も必要である。

(4) 電気設備

可変速揚水発電システムは、電力品質の維持向上に多くのメリットを有しており、周波数調整や電圧調整等、電力ネットワークシステムのリスクを軽減し、安定化に大きく貢献することができる。

価格的には従来型の揚水発電システムに比較して高いシステムであるが、将来的に継続してシステムの安定運用を図ることが可能となることから、次期のFS調査において可変速揚水発電システムを検討することも推奨される。

(5) 送電線設備

Maha 地点からの接続送電線は、Kotmale～Kirindiwela T/L への2回線π接続方式が、最も有効な案として選定される。次段階の調査では主に i) 送電線ルート、ii) 接続点、iii) 工事計画について考慮すべきである。

i) 送電線ルートの検討においては、より詳細な経過地状況（地形、地目、建築物など）、ii) 既設送電線との接続点に関しては、既設送電線鉄塔の設計条件（耐張鉄塔の位置、鉄塔の適用水平角、及び設計耐荷重条件など）、iii) 工事計画においては、接続工事に要する線路停止日数、既設送電線の線路停止可能日数等、が考慮すべきポイントとなる。

(6) 施工計画

本調査では、仮設備計画の検討は詳細に実施していない。このため、次段階の調査においては、建設工事の施工計画を検討した上で、必要な仮設備についてレイアウト、規模の検討を行う必要がある。また、これらの検討は、次段階の調査の初期に行い、環境現況調査に反映させる。次段階の調査で行う検討項目として、以下の仮設備計画が挙げられる。

- 1) 各工事サイトにおける工事用地（資機材置き場を含む）
- 2) 原石山
- 3) コンクリートプラント用地
- 4) アクセス道路
- 5) 鉄管組立工場用地
- 6) 土捨て場用地
- 7) 発注者・請負者の仮建物用地

(7) 開発規模

本調査において、揚水発電計画は発電出力 600MW、等価ピーク継続時間 6 時間として検討した。発電出力については、スリランカ国における第一号揚水発電所の投入時期のピーク需要と設備供給力を勘案して決定した。一方、等価ピーク継続時間については、2025 年時点でのピーク需要の継続時間は約 3 時間程度であるが、将来の需要パターンの変化等にも柔軟に対応出来るように、一般に揚水発電計画では等価ピーク継続時間は 6～8 時間程度とされることが多いことを勘案して決定したものである。

Figure 12.2.2-1 には、Maha 3 計画 200MW×3 台案における等価ピーク継続時間と建設工事費、EIRR(%) の関係を示した。本図より規模を拡大（ここではピーク継続時間）すると経済性が向

上する可能性があることが伺えるが、最適規模については、投入時期の需要面からの検討も必要である。次段階の検討においては、最適開発規模（発電規模および等価ピーク継続時間）についてより詳細に検討する必要がある。

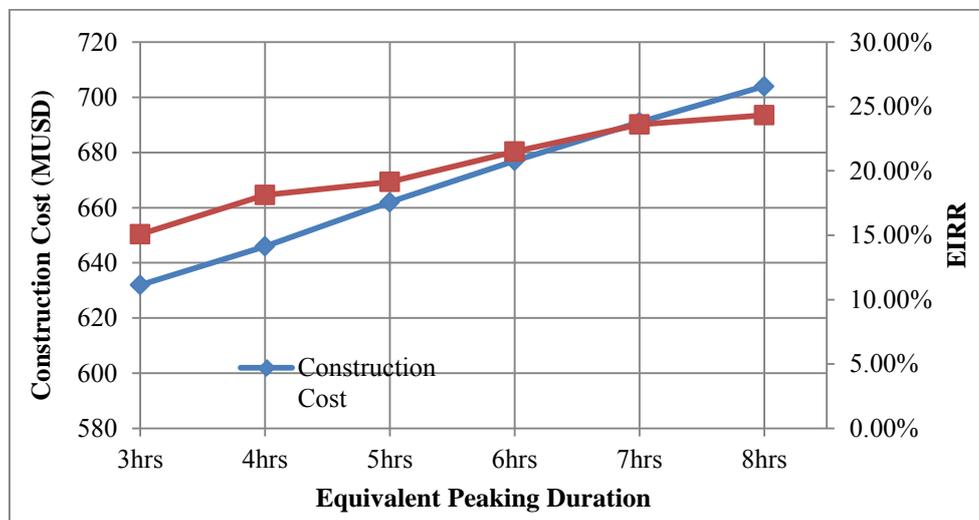
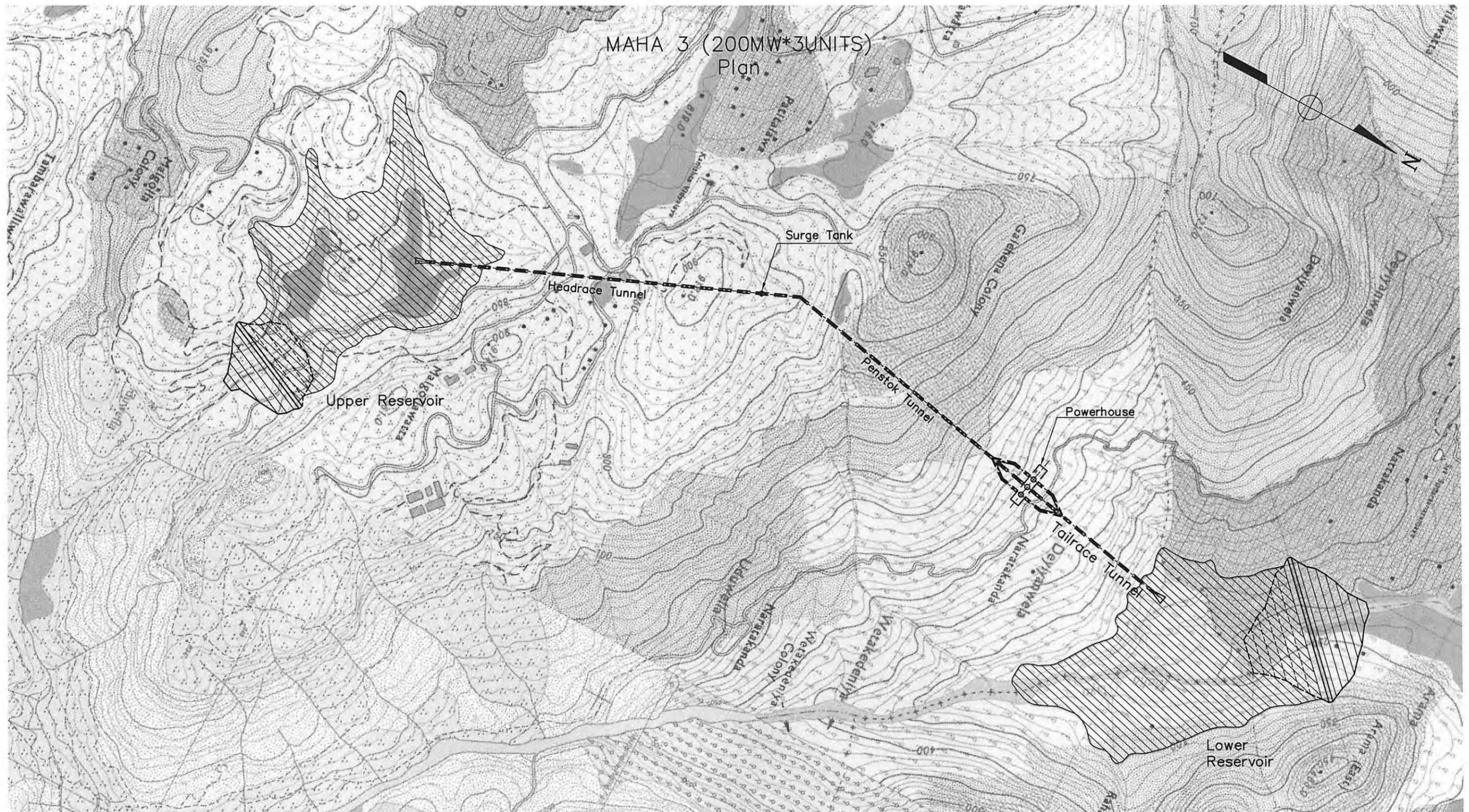


Figure 12.2.2-1 等価ピーク計測時間と建設費および EIRR の関係

Appendix

List of Appendix

A.12.1 Drawings of the most promising site (Maha 3)



Upper Reservoir (200MW×3units)		
Latitude		7°06'23"
Longitude		80°28'49"
Catchment Area	km ²	1
Reservoir Area	km ²	0.22
Crest Elevation	E.L.-m	821.0
High Water Level	E.L.-m	815.0
Low Water Level	E.L.-m	794.5
Drawdown	m	20.5
Sediment Level	E.L.-m	782.3
Gross Capacity	MCM	3.71
Available Capacity	MCM	3.15
Dam Height	m	59
Crest Length	m	260

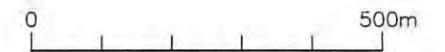
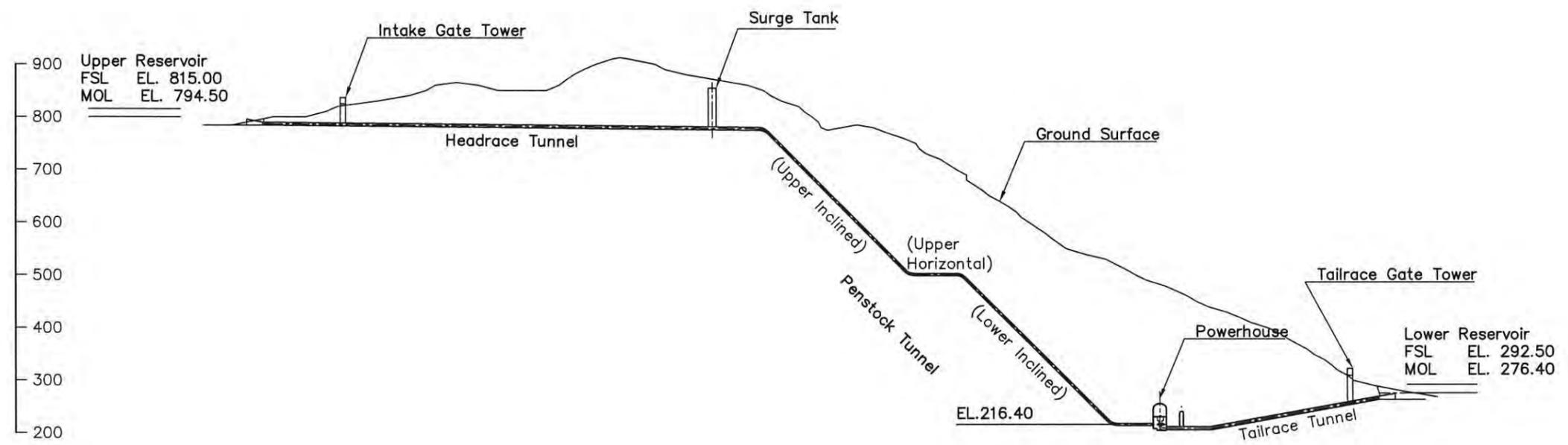
Lower Reservoir (200MW×3units)		
Latitude		7°07'50"
Longitude		80°28'49"
Catchment Area	km ²	35
Reservoir Area	km ²	0.24
Crest Elevation	E.L.-m	298.5
High Water Level	E.L.-m	292.5
Low Water Level	E.L.-m	276.4
Drawdown	m	16.1
Sediment Level	E.L.-m	263.2
Gross Capacity	MCM	6.22
Available Capacity	MCM	3.20
Dam Height	m	74
Crest Length	m	380

Waterways (200MW×3units)		
Headrace Tunnel		
Inner Diameter	m	5.60
Length	m	960
Nos. of lines	-line	1
Penstock Tunnel		
Inner Diameter	m	4.30
Length	m	993
Nos. of lines	-line	1
Tailrace Tunnel		
Inner Diameter	m	6.10
Length	m	415
Nos. of lines	-line	1
Access Tunnel to PH		
Length	m	900

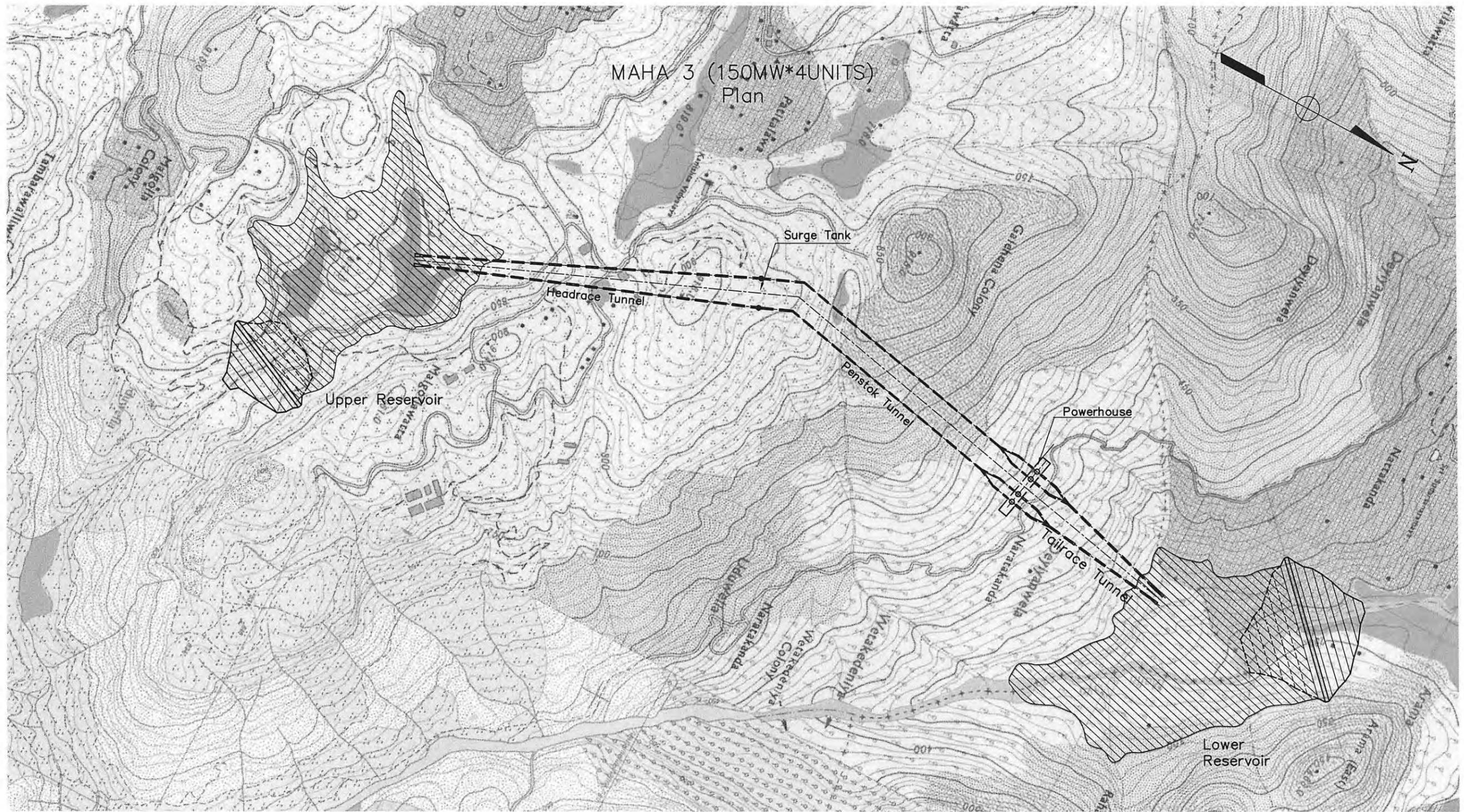


Electric Power Development Co., Ltd	
MAHA 3 200MW/unit*3unit Plan	
Appendix 12.1-1	
January, 2015	

MAHA 3 (200MW*3UNITS) Profile



Electric Power Development Co., Ltd
MAHA 3 200MW/unit*3unit Profile
Appendix 12.1-2
January, 2015



Upper Reservoir (150MW×4units)		
Latitude		7°06'23"
Longitude		80°28'49"
Catchment Area	km ²	1
Reservoir Area	km ²	0.22
Crest Elevation	E.L.-m	820.5
High Water Level	E.L.-m	814.5
Low Water Level	E.L.-m	791.3
Drawdown	m	23.2
Sediment Level	E.L.-m	782.3
Gross Capacity	MCM	3.60
Available Capacity	MCM	3.27
Dam Height	m	59
Crest Length	m	260

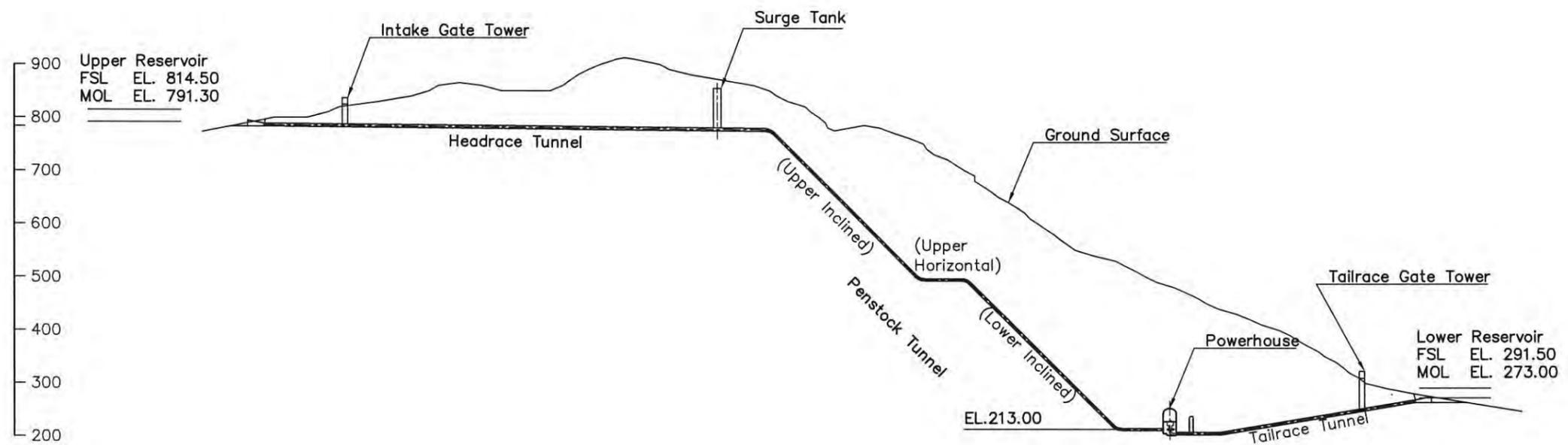
Lower Reservoir (150MW×4units)		
Latitude		7°07'50"
Longitude		80°28'49"
Catchment Area	km ²	35
Reservoir Area	km ²	0.24
Crest Elevation	E.L.-m	297.5
High Water Level	E.L.-m	291.5
Low Water Level	E.L.-m	273.0
Drawdown	m	18.5
Sediment Level	E.L.-m	263.2
Gross Capacity	MCM	5.78
Available Capacity	MCM	3.30
Dam Height	m	73
Crest Length	m	380

Waterways (150MW×4units)		
Headrace Tunnel		
Inner Diameter	m	4.00
Length	m	960
Nos. of lines	-line	2
Penstock Tunnel		
Inner Diameter	m	3.10
Length	m	996
Nos. of lines	-line	2
Tailrace Tunnel		
Inner Diameter	m	4.40
Length	m	415
Nos. of lines	-line	2
Access Tunnel to PH		
Length	m	900



Electric Power Development Co., Ltd	
MAHA 3 150MW/unit*4unit Plan	
Appendix 12.1-3	
January, 2015	

MAHA 3 (150MW*4UNITS) Profile



Electric Power Development Co., Ltd
MAHA 3 150MW/unit*4unit Profile
Appendix 12.1-4
January, 2015