

スリランカ民主社会主義共和国  
電力エネルギー省  
セイロン電力庁

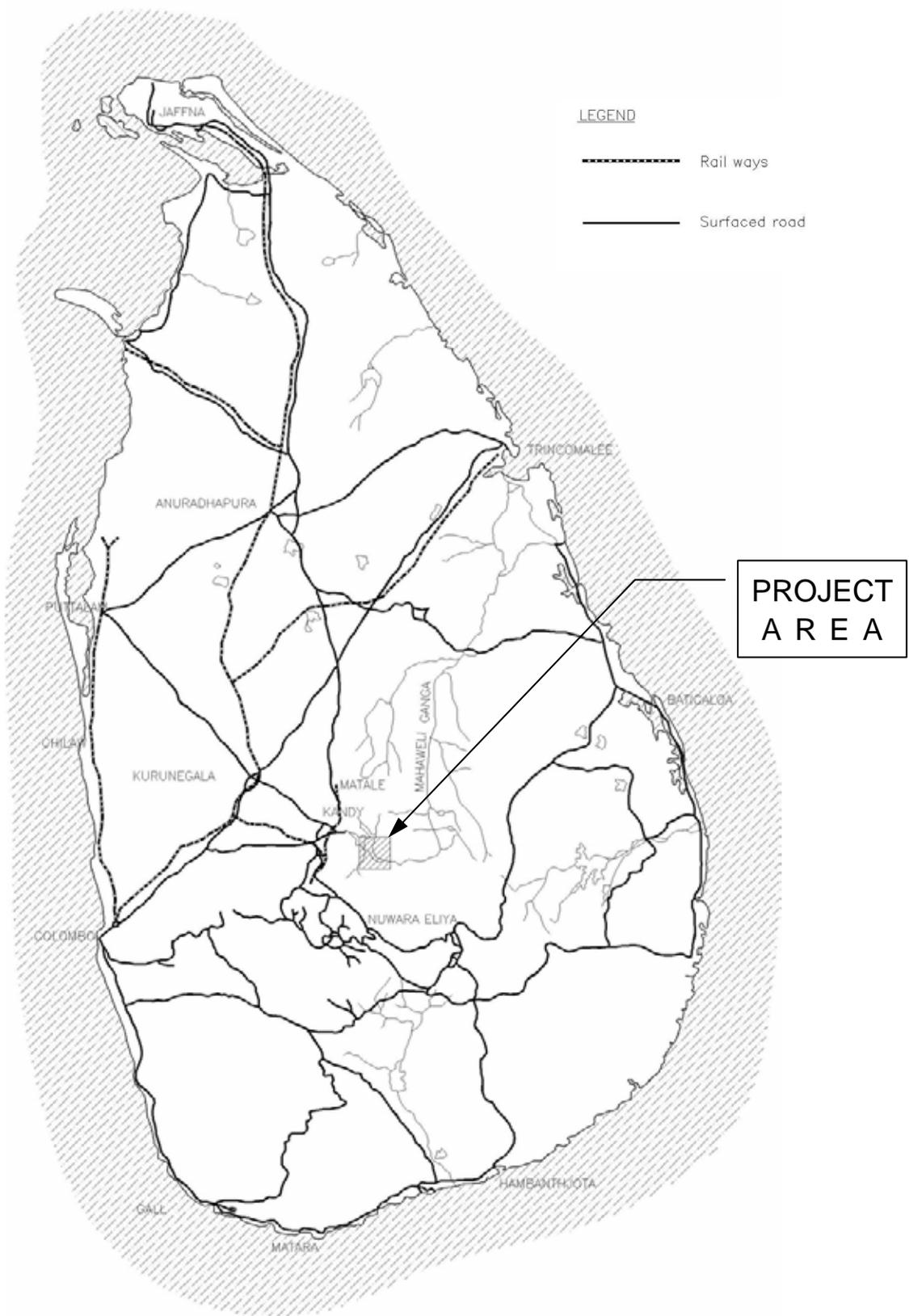
スリランカ民主社会主義共和国  
ヴィクトリア水力発電所増設 F/S 調査

ファイナルレポート  
(要約)

平成 21 年 6 月  
(2009 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

委託先  
電源開発株式会社  
日本工営株式会社



Location Map



**Existing Victoria Dam**



**Existing Powerhouse & Switchyard**



**Existing Intake for Expansion**



**Existing Surge Tank**



**Existing Powerhouse**



**Existing Powerhouse Units**



**Expansion Area adjacent to Existing Powerhouse**



**Work Shop Held on February 11, 2009**

# 要 約

## 目 次

**結論と勧告**

結 論.....	1
勧 告.....	5

**第1章 序 論****第2章 スリランカ国の一般事情**

2.1 地形.....	9
2.2 気候.....	9
2.3 政府機関.....	9
2.4 人口.....	10
2.5 マクロ経済状況.....	10
2.5.1 国家経済.....	10
2.5.2 対外貿易と国際収支.....	10
2.5.3 国家財政.....	11
2.5.4 対外債務・残高.....	11
2.5.5 物価指数および為替レート.....	12

**第3章 電力セクターの現状**

3.1 組 織.....	13
3.2 既設発電設備.....	13
3.3 既設送電線および変電所.....	13
3.4 電力需給実績.....	14
3.4.1 電力需要.....	14
3.4.2 電力供給.....	15
3.5 電気料金.....	15
3.6 CEB の財務状況.....	16
3.7 電力事業実施体制のレビュー.....	16

**第4章 電源開発計画**

4.1 電力需要想定.....	18
4.1.1 CEB による電力需要想定.....	18
4.1.2 JICA 調査団による電力需要想定.....	19
4.1.3 JICA 調査団と CEB の比較.....	19
4.1.4 CEB による電力需要想定の見直し.....	20
4.2 開発計画.....	20
4.2.1 CEB による発電拡張計画.....	20

4.2.2	電力開発調査から見た本プロジェクトの妥当性について.....	20
<b>第5章</b>	<b>気象・水文</b>	
5.1	概要.....	22
5.2	計画地域の気象および流量観測.....	22
5.3	マハウェリ川の水資源開発.....	22
5.4	計画地点の流量.....	23
5.5	堆砂.....	23
<b>第6章</b>	<b>開発計画の最適化</b>	
6.1	代替案の比較検討.....	24
6.1.1	ピーク継続時間の検討.....	24
6.1.2	増設規模の検討.....	24
6.1.3	発生電力量.....	27
6.1.4	費用便益評価.....	27
6.1.5	WASP-IV による検討.....	28
6.1.6	比較検討結果.....	28
6.2	増設計画の最適化.....	28
6.2.1	機器台数の検討.....	29
6.2.2	基準取水水位検討.....	29
6.2.3	既設・増設発電所の運転分担の検討.....	29
6.2.4	最適増設計画.....	29
6.2.5	最大可能発生電力量の算定.....	30
<b>第7章</b>	<b>地 質</b>	
7.1	計画地域の地質概要.....	31
7.2	3代替案の地質概要.....	31
7.3	増設基本案の各構造物地点の地質.....	32
7.3.1	水路.....	32
7.3.2	発電所.....	36
7.4	建設材料.....	36
<b>第8章</b>	<b>環境影響調査</b>	
8.1	スリランカ国の環境に関連する国家方針と法規.....	37
8.2	代替案比較段階の環境社会配慮調査.....	37
8.2.1	比較した代替案.....	37
8.2.2	比較結果.....	38
8.3	最適増設計画での環境社会配慮調査.....	39
8.3.1	影響予測と保全対策.....	39

8.3.2	モニタリング計画 .....	41
<b>第 9 章</b>	<b>基本設計</b>	
9.1	概要 .....	45
9.2	発破振動規制値の設定 .....	45
9.3	水路 .....	45
9.3.1	ルート選定 .....	45
9.3.2	導水路 .....	46
9.3.3	水圧管路 .....	46
9.3.4	調圧水槽 .....	46
9.3.5	放水庭 .....	46
9.3.6	既設作業横坑閉塞コンクリート .....	47
9.4	水力機器 .....	47
9.4.1	水圧鉄管 .....	47
9.4.2	鉄管弁 .....	47
9.4.3	放水口ゲート .....	47
9.4.4	アクセスマンホール .....	48
9.5	発電所 .....	48
9.5.1	土木構造物 .....	48
9.5.2	電気機器 .....	49
9.6	系統解析 .....	51
<b>第 10 章</b>	<b>工事計画および工事費</b>	
10.1	仮設備工事 .....	52
10.1.1	コンクリート用骨材 .....	52
10.1.2	土捨場 .....	52
10.1.3	仮設備用地 .....	53
10.1.4	アクセス道路整備 .....	54
10.2	本工事 .....	54
10.2.1	主要構造物 .....	54
10.2.2	工事工程 .....	55
10.3	工事費 .....	57
10.3.1	工事費の構成 .....	57
10.3.2	プロジェクトの工事費 .....	57
10.3.3	プロジェクトの年度別所要資金 .....	58
10.4	事業実施計画 .....	60
<b>第 11 章</b>	<b>経済および財務評価</b>	
11.1	経済評価 .....	61

---

11.1.1	評価手法 .....	61
11.1.2	本計画の経済費用 .....	61
11.1.3	本計画の経済便益 .....	61
11.1.4	経済評価 .....	61
11.2	財務評価 .....	62
11.2.1	評価手法 .....	62
11.2.2	本計画の財務費用および便益 .....	62
11.2.3	財務評価 .....	62
<b>第 12 章</b>	<b>事業実施に向けた提言</b>	
12.1	事業実施前に確認すべき事項 .....	64
12.2	CDM 適用に関する留意事項 .....	64
12.3	調査・設計に関する提案 .....	64
12.4	地下水位モニタリング計画に関する提案 .....	64

### List of Tables

Salient Features of Victoria Hydropower Expansion Project.....	6
Table 3.5-1 General Average Unit Tariff of CEB .....	15
Table 6.1.2-1 Study Scenarios.....	25
Table 6.1.3-1 Annual Energy and Power Output .....	27
Table 6.1.4-1 Unit Construction Cost of Alternative Options .....	27
Table 6.1.4-2 Summary of B/C Analysis.....	28
Table 7.3.1-1 Assumed Sections Where Poor Zones Will Be Encountered along the New Tunnel.....	34
Table 8.2.2-1 Comparative Table for Three Options.....	38
Table 8.3.1-1 Estimated Compensation Cost for the Loss of Agricultural Production .....	39
Table 8.3.2-1 Monitoring Program.....	42
Table 9.5.1-1 Floor Arrangements .....	49
Table 10.1.2-1 Estimated Volume of Spoil Bank .....	53
Table 10.1.3-1 Temporary Facility Area .....	53
Table 10.1.4-1 Access Road Improvement .....	54
Table 10.3.2-1 Project Construction Cost .....	57
Table 10.3.3-1 Disbursement Schedule of Project Construction Cost .....	59
Table 11.1.4-1 Result of Economic Evaluation.....	61
Table 11.2.2-1 Financial Benefit.....	62
Table 11.2.3-1 Result of Financial Evaluation.....	62

### List of Figures

Figure 6.1.2-1 General Plan of Alternative Options .....	26
Figure 7.2-1 Main Geological Structure of Project Area.....	31
Figure 7.3.1-1 Geologic Profile of Existing Tunnel .....	33
Figure 7.3.1-2 Geologic Profile of New Tunnel .....	34
Figure 7.3.1-3 Geologic profile of New Surge Tank .....	35
Figure 7.3.1-4 Geologic Profile of Penstock .....	35
Figure 7.3.2-1 Geologic Section of Powerhouse .....	36
Figure 8.1-1 EIA Procedure.....	37
Figure 8.2.1-1 Options (Ground Plan).....	38
Figure 10.1.2-1 Location of Spoil Bank .....	52
Figure 10.1.3-1 Location of Candidate Temporary Facilities Area .....	53
Figure 10.2.2-1 Construction Schedule .....	56

**ABBREVIATIONS****Organizations**

ADB	Asian Development Bank
BOI	Board of Investment
CBSL	Central Bank of Sri Lanka
CEA	Central Environmental Authority
CEB	Ceylon Electricity Board
CIDA	Canadian International Development Agency
DAC	Development Assistance Committee
DCS	Department of Census and Statistics
DWLC	Department of Wildlife Conservation
EC	European Community
ERD	External Resources Department
FAO	Food and Agriculture Organization
GN Division	Grama Niladari Division
IDA	International Development Association
IFC	International Finance Corporation
IMF	International Monetary Fund
IPP	Independent Power Producer
JEC	Japan Electrotechnical Committee
JICA	Japan International Cooperation Agency
LECO	Lanka Electricity Company
MASL	Mahaweli Authority of Sri Lanka
MOENR	Ministry of Environment and Natural Resources
MOFP	Ministry of Finance and Planning
MPE	Ministry of Power and Energy
MSO	Mahaweli Security Organization
NGO	Non-Governmental Organization
PAA	Project Approval Agency
PP	Project Proponent
PUC	Public Utilities Commission
SPP	Small Power Producer
RDA	Road Development Authority
TEC	Technical Evaluation Committee
UNDP	United Nations Development Programme
WB	World Bank

## General and technical terms

AFC	Automatic Frequency Control
B/C	Benefit-Cost Ratio
BOD	Biological Oxygen Demand
CDM	Clean Development Mechanism
COD	Chemical Oxygen Demand
CPI	Consumer Price Index
DB	Design-Build (Scheme)
D/D	Detailed Design
DP	Dynamic Program
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DSWRPP	Dam Safety and Water Resources Planning Project
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EL.	Elevation
EPC	Engineering-Procurement and Construction (Scheme)
F/S	Feasibility Study
FSL	Full Supply Level
GDE	Gross Domestic Expenditure
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GNP	Gross National Product
GVA	Gross Value Added
IDC	Interest during Construction
IEE	Initial Environmental Evaluation
JIS	Japanese Industrial Standards
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
LOLP	Loss of Load Probability
MOL	Minimum Operation Level
NEA	National Environmental Act
NPV	Net Present Value
O & M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OOF	Other Official Funds
PI	Project Information
PIA	Project Impact Area

S/W	Scope of Work
TDS	Total Dissolved Solid
TOR	Terms of Reference
TSS	Total Suspended Solid
VAT	Value Added Tax
VRRS	Victoria Randenigala Rantambe Sanctuary
WASP	Wien Automatic System Planning
WPI	Whole Price Index

## Units

A	Ampere
ha	Hectare
Hz	Hertz (Cycles per second)
MCM	Million Cubic Meter
Mvar	Megavar
m <sup>3</sup> /s	Cubic meter per second
NTU	Newton Turbidity Unit
pfu	Plaque-Forming Unit
ppm	Parts per million
V	Volt
kV	Kilovolt = 10 <sup>3</sup> V
VA	Volt Ampere
kVA	Kilovolt Ampere = 10 <sup>3</sup> VA
MVA	Megavolt Ampere = 10 <sup>6</sup> VA
W	Watt
kW	Kilowatt = 10 <sup>3</sup> W
MW	Megawatt = 10 <sup>6</sup> W
Wh	Watt Hour
kWh	Kilowatt Hour = 10 <sup>3</sup> Wh
MWh	Megawatt Hour = 10 <sup>6</sup> Wh
GWh	Gigawatt Hour = 10 <sup>9</sup> Wh
Rs	Sri Lankan Rupees
US\$	US Dollar
Mill. US\$	Million US Dollar
USc	US Cent
°C	Celsius degrees

## 結論と勧告

本計画調査は、2008年1月から実施されたヴィクトリア水力発電所増設計画のフィージビリティ調査であり、調査結果に基づき、技術面、経済・財務面および環境面から実施可能であると結論づけられた。以下に、結論の内容について述べる。

## 結 論

### (1) 調査の背景

スリランカ国の包蔵水力約2,000 MWのうち1,300 MWはすでに開発され、開発可能な地点は限られている。しかしながら、エネルギーセキュリティの観点から、国産エネルギーである水力資源の開発は不可欠である。同国の既開発の水力ポテンシャルを洗い出し、水力資源の最適化を測るため、JICAの技術支援のもとで「水力発電最適化計画調査」が実施された（最終報告書：2004年3月）。この調査の中で、今後は開発計画の中で火力発電がベース電源として増強されるので、これまでベース需要に対応してきた貯水池式水力発電設備は、ピーク対応の電源として重要な役割を果たすと想定し、既設水力発電所の貯水池運用ルールの見直しや既設発電所の増設の検討が実施された。対象とした増設計画の1つとして、ヴィクトリア水力発電所の増設計画のプレフィージビリティスタディが行われ、その実現可能性が確認された。

### (2) 電力需要と開発計画

CEBの2007年の想定では2020年までの間に、電力量および最大電力の伸びは、それぞれに年平均約8%と想定している。調査団は、この需要想定が妥当であることを確認した。また、スリランカ国も2008年9月以降の世界的な経済危機の影響を受けており、CEBは、急遽、通常使用しているより簡便な手法で、需要を見直した。電力量および最大電力の伸びは、前回よりも小さいものの、6%台が想定されている。

この見直された需要想定に基づきCEBが作成した2008年から2022年までの電源拡張計画で、ピーク電源は、建設中のUpper Kotmale水力のみである。

ピーク需要の増加に対応した電源の確保として、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により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が考えられる。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）などの課題があるが、本増設計画は、増設用の取水口が建設されており、建設中に貯水池水位を低下させることなく増設工事が行えるという利点を有している。

2008年に約570 MWが必要だったピーク電源は、2016年には約960 MWに増加することが予測される。2008年以降に開発が予定されているピーク対応電源はUpper Kotmale水力(150 MW)だけである。不足分は、既設の水力から補うことになるが、ヴィクトリア増設計画の実現によって228 MWの設備出力が確保できれば、Upper Kotmale水力とあわせて、ほぼピー

ク需要の増加分をカバーできることになる。よって、本増設計画は、ピーク対応電源として電力需要の増大の対策に大きく貢献することになる。

### (3) 自然概況

計画地点は、スリランカ国最大の河川であるマハウェリ川の中流部に位置する。マハウェリ川は、スリランカ島中央部の中央高地に源を発し、北東の平野部へ流れ Trincomalee 湾にそそぐ

ヴィクトリアダム雨量観測結果では年平均雨量は 1,375 mm であり、北東モンスーンの影響を受け 12 月から 2 月にかけて雨量が多い。

ヴィクトリアダムから約 20 km 上流に位置し MASL が管理する Polgolla 堰では、マハウェリ川の水をマハウェリ川流域内にある Sudu 川へ灌漑目的のため転流している。本調査では、ヴィクトリア貯水池に流入する流量の算出には、MASL から収集した Polgolla 堰における 1985 年から 2006 年までの実績放流量記録を使用した。ヴィクトリア貯水池に流入する流量は、1,532 MCM/year (48.6 m<sup>3</sup>/s) である。

世銀の融資により 2008 年から実施されている DSWRPP のなかで、Polgolla 堰での転流量の見直しを含めた包括的な水系の水利用の再検討がなされる予定であり、ヴィクトリア貯水池の運用への影響が注目される。

### (4) 環境影響

本計画に関する環境影響評価の TOR は、スリランカ国の法令に従い本計画の事業認可庁 (PAA) であるマハウェリ庁 (MASL) によって発行された。このため、本調査では、MASL が発行した TOR と JICA の環境社会配慮ガイドラインを包含した環境影響評価を行った。

環境影響評価は、i) 3 つの代替案 (下記の (5) 参照) の環境面での評価、ii) 選定された開発計画での評価の 2 段階からなっている。3 つの代替案の環境面での評価は、主に既存資料を利用して実施し、(5) で述べる増設基本案が、環境面からも最も適する案との結論になった。

選定された開発計画について、住民に事業計画を説明して懸念される問題を聴取した。この結果にもとづき予想される影響項目の見直しを行った。

現地調査結果を取りまとめ、影響予測を行った。周辺住民に与える影響の中で最も懸念するのは、トンネル工事中の一時的な地下水位の低下であった。また、動植物に対する影響の中でもっとも大きいものは、野生のゾウに対する影響であった。

予測された影響項目について、環境緩和策とモニタリング計画が作成された。

また、計画地点は、Victoria-Randenigala-Ramtanbe 自然保護区内に位置しているため、仮設備用地や土捨場の位置選定は、動植物調査の結果を踏まえた上で行うなど、設計面に調査結果を反映させるように留意した。

### (5) 最適開発計画

最適開発計画の選定は、i) CEB の持っている 3 つの代替案から最適案を選定する、ii) 選定された案での最適化、の 2 段階にわけて実施した。

増設後は、ヴィクトリア発電所がピーク電源として使用されるので、需給上求められるピーク継続時間は、発電記録を分析して、3時間に決定した。

3つの代替案とは、

### 1) 増設基本案

既設の取水設備から既存導水路トンネルにほぼ平行に導水路トンネルを設け、確保された既存発電所横の敷地に増設発電所を建設する案

### 2) 下流案

有効落差の増加を見込んで増設発電所を既存発電所の下流約 2 km に発電所を建設する案

### 3) 揚水案

ヴィクトリア貯水池を上池、ランデニガラ貯水池を下池とした揚水発電とする案

である。増設発電所の最大使用水量は水文資料より既設発電所と同じ  $140 \text{ m}^3/\text{s}$  と算定され、その場合増設発電所の出力は、既設発電所と同じ 210 MW が最大となる。よって、代替案の比較検討では、単機容量を 70 MW とし、3 台増設 (210 MW) と 2 台増設 (140 MW) の 2 ケースを各々の代替案で比較した。

その結果、増設基本案の 3 台案 (210MW 級) が最も経済性が優れていると結論された。地質条件、環境面、WASP-IV での 3 案の比較からも同様の結論が得られた。

次に、増設基本案の 210MW 級について、i) 発電機台数と単機あたりの容量、ii) 基準取水位、iii) 既設・増設発電所の運転分担、について検討を行った。結果は以下のとおりである。

- －増設台数 ..... 2 台
- －増設水車・発電機の基準取水位 ..... EL. 430 m
- －既設・増設発電機の運用分担 ..... 既設・増設発電機は片方に発電を優先させずに、同様に用いる。

## (6) 開発計画の概要

(5) の結果から、増設計画は、建設済みの増設用の既設取水口から既設の発電所に隣接する増設発電所までを、既設設備の水路とほぼ平行な水路で接続するものとなった。

発電用水は既設の取水口にて最大使用水量  $140 \text{ m}^3/\text{s}$  が取水され、導水路と水圧管路を経て、地上式発電所に導水される。増設発電所は最大出力 228 MW (2 ユニット) で、既設の発電所 (210 MW) での発電をあわせ、年間発生電力量 716 GWh の電力を発生し、既設 220 kV 送電線により CEB の系統に送られる。

## (7) 基本設計

本調査では、S/W (Scope of Work) にもとづき、通常の F/S で実施される設計より詳しいレベルの設計 (基本設計) を行った。基本設計では、(5) で選定された最適増設計画に対して土木構造物、電気機器等の諸元の検討し、それにもとづき図面を作成し、施工計画の作成、工事費の算定および事業実施計画作成を行った。

本増設計画は、既設のダムや発電設備の近傍に建設されるため、既設構造物に工事中の発破振動より影響を与えないようにする必要がある。このため、弾性論による理論値、日本の鉄道トンネルの基準、日本のトンネル工事での採用された許容値、水力発電所の増設工事で採用された許容値を勘案して、本増設計画では、既設構造物での振動速度が 2 cm/s を許容値として採用することにした。これを考慮して、レイアウトの検討、施工計画の作成を行った。

主な構造物は、導水路、調圧水槽、水圧管路および発電所である。既設の取水口は、延長約 5,000 m、内径 6.6 m の導水路、調圧水槽および、トンネル区間 1 条、露出区間 2 条で内径 6.6 m～2.85 m の水圧管路により発電所とつながれる。幅 37 m、高さ 44 m、長さ 69 m の地上式発電所は、既設発電所に隣接して建設される。発電後、発電に使用された水は放水口からマハウェリ川に放流される。

#### (8) 工事費および工事工程

本計画の所要資金は、準備工事、土木工事、水門機器、電気機器の直接工事費と、環境対策費、工事管理費および数量変動に対する予備費の間接費を含み、2008 年 10 月ベースで総額約 222 百万 US\$ である。

工事期間は、準備工事の着手から運転開始までの工事工程は、準備工事、土木工事および電気工事等の本体工事を含めて 52 ヶ月（4 年 4 ヶ月）であり、運転開始は、2016 年末の予定である。

事業実施について、本増設計画は、その特徴から、一般の水力発電プロジェクトに比べ、リスクの一部が小さくなるので、近年、火力発電プロジェクト等で導入されている、詳細設計を含めた本体の建設工事を一括発注する Design-Build（以下、DB）方式の導入も可能と考えられた。そこで、これまでの ODA のもとで、詳細設計をコンサルタントが行い、その後建設工事の請負者を決める入札を行う方式（以下、従来方式という）と DB 方式を比較した。その結果、従来方式が推奨される結果となった。

#### (9) 経済・財務評価

本計画の経済性評価は、代替火力の費用を便益として評価を行った。この結果、経済的内部収益率（EIRR）は、19.8% となり、資本の機会費用である 10% を上回っており、経済的にフィージブルであると評価できる。感度分析の結果、燃料費が 2008 年 1 月から 10 月までの平均値より 72% 下落しても EIRR は 10% を上回っており、経済的フィージビリティが高いことが確認された。

一方、CEB の電気料金収入を財務便益とする財務評価は、総資本に対する財務的内部収益率（FIRR）が 9.6% となり、貸し付け条件の有利なソフトローンを適用することにより、財務的フィージビリティを有することが確認された。

## 勸 告

ヴィクトリア増設計画は、既設の発電設備の建設時に増設用の取水設備を建設しているため、増設工事のためにヴィクトリア貯水池の水位を低下させる必要がないという利点を有している。また、そのkW当たりの建設費は、CEBが持っている新規水力計画地点の50%以下であり、国産資源の有効活用になる本増設計画を、ピーク対応の次期開発候補として推進すべきである。

本発電計画は技術的、経済・財務的、環境的にフィージブルであり、発電計画として開発することができる。開発時期は、本フィージビリティ調査以降に実施される資金調達、地質調査、詳細設計、および建設工事等に要する期間を考慮すれば、2016年末には運転開始が可能であることから、本計画実施前に以下の事項を実施しておく必要がある。

- (1) メインレポートの**第10章**で述べたように、本増設計画は、i)増設事業であるため、通常の水力発電プロジェクトに比べ、地質条件等の自然条件がより詳しく把握できていること、ii)貯水池水位に関する工事制約がないこと、iii)移転住民がいないこと、などを考慮すると、詳細設計と建設工事の資金を同時に手当することが可能である。よって、本調査の終了後に、CEBの電源拡張計画へ入れ込むことの検討を行ない、その後、資金手当ての準備を開始する必要がある。
- (2) 本計画の実施にあたり、メインレポートの**第12章の12.1**で述べたように、以下の事項を確認することが必要である。
  - 1) ヴィクトリア発電所は現在ピーク電源とベース電源の両方に使用されているので、完成年でベース電源が需要を満たすように開発されること、およびヴィクトリア発電所に代わり系統の周波数調整を行う電源の候補が明確であること。
  - 2) Dam Safety and Water Resources Planning Projectの中で再検討されるMahaweli川の水利用計画でPolagolla堰からの分水量およびヴィクトリアダム下流の灌漑需要がほぼ明確であること
- (3) 詳細設計は、メインレポートの**第12章の12.3**に示すような項目に対する追加調査の結果を十分に反映すると共に、工事費算定の精度向上を図り、建設工事発注図書の作成を行う必要がある。
- (4) 本計画の建設工事着工前には、工事契約の入札およびコントラクターの選定を行う必要がある。また、本工事着工前までに、既設アクセス道路の改修工事を完了しておく必要がある。
- (5) 本計画の工事中の発破により影響を受けると考えられる構造物、民家等の工事開始前の状況の把握が不可欠である。また、詳細設計時に、発破振動のモニタリング計画を策定する必要がある。

## Salient Features of Victoria Hydropower Expansion Project

	Item	Dimension
<b>Reservoir (Existing)</b>	Name of River	Mahaweli river
	Full Supply Level	438.0 m
	Minimum Operation Level	370.0 m
	Available Depth	68.0 m
	Gross Storage Capacity	$722 \times 10^6 \text{ m}^3$
	Effective Storage Capacity	$688 \times 10^6 \text{ m}^3$
	Design Flood	$9,510 \text{ m}^3/\text{s}$
<b>Dam (Existing)</b>	Type	Concrete Arch Dam
	Height of Dam	122 m
	Length of Dam Crest	520 m
	Volume of Dam	$480 \times 10^3 \text{ m}^3$
<b>Intake for Expansion (Existing)</b>	Number	1
	Type	Inclined Intake
<b>Headrace Tunnel</b>	Number	One (1)
	Inner Diameter	6.6 m
	Total Length	5,003 m
<b>Surge Tank</b>	Type	Restricted Orifice Type
	Diameter	20.0 m (Upper Section) 6.6 m (Lower Section)
	Height	117.0 m (Upper Section) 32.9 m (Lower Section)
<b>Penstock</b>	Type	Tunnel & Open-air
	Number	Tunnel: One (1) Open-air: Two (2)
	Inner Diameter	Tunnel: 6.6 m to 5.6 m Open-air: 3.95 m to 2.85 m
	Length: Tunnel	575 m
	Length Open-air	175 m for Unit 4 160 m for Unit 5
	Total Length	750 m for Unit 4 735 m for Unit 5
<b>Powerhouse</b>	Type	Surface type
	Size	37m wide $\times$ 44m high $\times$ 69m long
<b>Development Plan</b>	Normal Intake Water level	430.0 m
	Normal Tail Water Level	231.2 m
	Gross Head	199.0 m
	Effective Head	183.3 m
	Maximum Discharge	$140 \text{ m}^3/\text{s}$
	Number of Unit	Two (2)
	Install Capacity	228 MW (only expansion)
	Peak Duration Time	3 hours
	95% Dependable Capacity	393 MW (with existing)
	Annual Generation Energy	716 GWh (with existing)
	(Firm Energy*)	468 GWh (with existing)
(Secondary Energy**)	248 GWh (with existing)	

	Item	Dimension
<b>Turbine</b>	Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
	Number	Two (2)
	Rated Output	122 MW per unit
	Revolving Speed	300 r/min
<b>Generator</b>	Type	Three-phases, Synchronous Generator
	Number	Two (2)
	Rated Output	140 MVA per unit
	Frequency	50 Hz
	Voltage	16.5 kV
	Power Factor	0.85 lag
<b>Main Transformer</b>	Type	Outdoor Special Three-phase Type or Outdoor Single Phase Type
	Number	Two (2)
	Capacity	145 MVA per unit
	Voltage	Primary 16.5 kV Secondary 220 kV
	Cooling	Natural Convection Oil Forced Air Type
<b>Switchyard</b>	Type	Conventional Type
	Bus System	Double Bus
	Number of Lines Connected	Three (3) cct Transmission Lines
	Voltage	220 kV
<b>Construction Period Including Preparatory Works</b>		52 months (4 years and 4 months)
<b>Project Cost</b>		US\$ 222 million

Note: \* "Firm energy" means the total of power generated during 3-hour peak duration.

\*\* "Secondary energy" means the total of power generated in duration except 3-hour peak time.

## 第1章 序 論

スリランカ国では、年間最大電力は 1996 年から 2006 年までに平均 6.9%で伸びており、CEB は今後も 6.4%程度で成長すると予測されている。ピーク電源の開発は重要な課題となっている。

同国の包蔵水力約 2,000 MW のうち 1,300 MW はすでに開発され、開発可能な地点は限られている。しかしながら、エネルギーセキュリティの観点から、国産エネルギーである水力資源の開発は不可欠である。同国の既開発の水力ポテンシャルを洗い出し、水力資源の最適化を測るため、JICA の技術支援のもとで「水力発電最適化計画調査」が実施された（最終報告書：2004 年 3 月）。この調査の中で、今後は開発計画のなかで火力発電がベース電源として増強されるので、これまでベース需要に対応してきた貯水池式水力発電設備は、ピーク対応の電源として重要な役割を果たすと想定し、既設水力発電所の貯水池運用ルールの見直しや既設発電所の増設の検討が実施された。対象とした増設計画の 1 つとして、ヴィクトリア水力発電所の増設計画のプレフィージビリティスタディが行われ、その実現可能性が確認された。

本増設計画は、既設の発電設備の建設段階に増設用の取水設備の建設が行われているので、他の増設プロジェクトに比べ、工事中に同貯水池の水位低下の必要がないという利点がある。

このような状況のもと、スリランカ政府は、日本政府に対し本計画に係るフィージビリティ調査(F/S)を要請した。日本政府の技術協力の実施機関である JICA は、2007 年 8 月にプロジェクト形成調査を実施し、同年 11 月 19 日に本調査の実施に関する **Scope of Work (S/W)** が締結された。

本調査の目的はスリランカ国中央州に位置するヴィクトリア水力発電地点を対象として増設のフィージビリティ調査を実施するとともに、カウンターパート(C/P)が行う本地点に係る環境影響評価(EIA/IEE)へ、必要な調査を実施し、支援を行うことである。あわせて、本調査の実施機関でありカウンターパート(C/P)である MPE および CEB のスタッフに対し、F/S 実施および EIA/IEE 実施についての技術移転を行う。

調査団による調査は、2008 年 1 月に開始され、2009 年 6 月の最終報告書の提出をもって終了した。

## 第2章 スリランカ国の一般事情

### 2.1 地形

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

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

スリランカ国の河川は、中央高地に源を發し、海に向かって放射状に流下している。延長 100 km を超える河川数は 16 であり、そのうちの 12 河川が国全体の平均河川流量の 75% を流下させている。最長河川はマハウェリ川(335 km)であり、Aruvi 川(164 km)がこれに続いている。中央高地では河道はしばしば不連続な地形によって分断され、断崖や急斜面では数多くの滝や急流が形成されている。平原地帯に出ると流速は遅くなり、氾濫原やデルタを蛇行して流れる。上流域は流れが激しく一般的に航行不能であり、下流域は季節的な洪水に襲われやすい傾向がある。

### 2.2 気候

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

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

### 2.3 政府機関

国家元首である大統領は直接選挙によって選ばれ、その任期は 6 年である。スリランカでは大統領は政府首班を兼務し、首相と協議を行って閣僚を任命する。2008 年 3 月現在で 58 の内閣レベルの省庁が設置されており、CEB は電力エネルギー省の管轄下にある。

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

行政区画としては全国が九つの州 (Province) に分けられており、その下に 25 の郡 (District) がある。最小行政単位は Assistant Government Agent of Division (AGA Division) であり、全国に 247 の AGA Division がある。ヴィクトリア水力増設計画は中央州の Nuwara Eliya 郡に位置する。

## 2.4 人口

最新の国勢調査は 2001 年 7 月に、財務・計画省の下部機関である国勢調査・統計部 (DCS) によって行われたが、その集計には北部州と東部州の 2 つの州が含まれていない。同年の人口は 1,880 万人であり、1981 年からの 20 年間の年平均増加率は 1.19% であった。

また人口密度は、2001 年時点で 1 km<sup>2</sup> 当たり約 333 人であった。

## 2.5 マクロ経済状況

### 2.5.1 国家経済

スリランカの国内総生産 (GDP) は、2006 年現在で 2 兆 4,842 億ルピー (要素費用表示) であった。主な経済部門の中で、「商業およびレストラン・ホテル」セクターは、4,964 億ルピーと最大の粗付加価値 (GVA) を記録した。これは、GDP の 20% を占め、国家経済にとって最高の貢献率となっている。しかし、同セクターは、最近 10 年間に於いて GDP に占める構成比は徐々に減少している。

「農業、林業、漁業」セクターは、GDP への貢献度で第 2 位であり、GVA で 4,090 億ルピーを上げ、GDP の 16.5% を占めている。表中に示されるように、同セクターの貢献度も徐々に減少しつつある。

更に、運輸・通信セクターの GVA が 3,614 億ルピーで、GDP の 14.5% を占め、第 3 位の経済貢献度を示している。2005 年までは、製造業セクターが第 3 位を占めていたが、2006 年には、運輸・通信セクターの GVA が製造業セクターを追い越し、第 3 位となった。

2008 年の国民一人当たりの GDP は、218,200 ルピーで、米ドルで表示すると、一人当たりの GDP は 2,014 US ドルである。1999 年と 2001 年にはマイナス成長を記録したものの、2003 年以降は順調な伸びを示している。

### 2.5.2 対外貿易と国際収支

スリランカは 2008 年までの長年の間、経常収支については赤字を計上してきている。特に貿易収支については、多額の赤字を記録してきた。津波被害の復興事業および好調な経済活動による輸入需要の増加、原油をはじめとした輸入品の価格の高騰のため、貿易収支の赤字は 2006 年以後急速に増加している。他方で、海外労働者送金を含む貿易外収支の収支残高は、黒字を維持してきているが、結果としては、経常収支は恒常的な赤字を記録している。

資本勘定は、資本収支については黒字を記録してきた。更に、長期金融勘定については年々変動しているものの、黒字を計上してきた。また、短期金融勘定は、その残高は不安定であったが、結果としては、資本・金融勘定はすべて適度なバランスを保つことができた。つまり、長期貸付

金と外国援助の受け入れによって、経常収支および負債弁済の赤字を何とかカバーすることができている。

また、直接投資については、2006年以降、その額が増加していることが注目される。

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

1998年以降では、繊維・衣服、石油製品等の工業商品は全輸出額に対して常に70%を超えるシェアを占める最大の輸出製品となっている。第2位の輸出製品は、同期間の平均で約20%を占めた紅茶、ゴムおよびココナッツを含む農産物である。

一方、輸入製品では、石油、肥料、化学薬品、織物、衣類などの中間財が全体の50%以上を占めている。第2位の輸入品は、機械、輸送機器、建設資材などの投資財で、平均的シェアは約22%となっている。

### 2.5.3 国家財政

スリランカの会計年度は、暦年と同じで1月1日から始まり、同年12月31日に終了する。2007年と2008年のスリランカ政府の財政は、歳入がそれぞれ総計5,651億ルピーおよび6,553億ルピーで、歳出は8,416億ルピーおよび9,961億ルピーであった。従って、これらの財政運営の結果は2007年には2,766億ルピーの、2008年には3,409億ルピーの赤字を計上した。これらの赤字は、国内外からの借入金によって補填された。2008年の赤字額は、GDPの7.7%に相当した。

税収の全歳入に占める比率は、2007年、2008年とも約90%であった。経常支出が全歳入に占める比率は、2007年で74%、2008年で75%であった。

### 2.5.4 対外債務・残高

#### (1) 外国援助

DACの加盟国および国際援助機関からの政府開発援助(ODA)の純受領高は、2000年から2006年の7年間の合計で41.1億米ドルであり、また2006年では年間8.0億米ドルであった。その受領額は年々変動している。この期間で、日本は、スリランカ国へのODAの最大援助供与国であった。

ODAの年受領額は、2006年ではGDPのおよそ2.8%を占めている。最近の7年の平均純受領額は、GDPの2.8%、政府の歳入の約18%に相当している。

## (2) 対外債務と残高

2006年には、対外債務残高は114億米ドルとなり、それはGDPの42%に当たっている。債務残高は2004年から100億米ドルを超えている。2006年の債務返済額は9.6億米ドルであり、その内訳は元金返済分が7.0億米ドルおよび利払い分が2.6億米ドルであった。

カントリー・リスクの指標のひとつである債務返済比率(DSR)は、最小値が2005年で7.9%、最大値が2000年で14.7%であり、ここ数年は年毎に減少している。経済的自立が困難とされるDSRは20%のレベルと言われており、このレベルより相当低いので、スリランカは対外債務問題の点からは正常な状態にあると言える。

### 2.5.5 物価指数および為替レート

#### (1) 物価指数

CPIは、2007年には249.5（ベース:1995年～1997を100）まで増加し、この8年間で2倍となった。これは、年平均のインフレーションに換算すると9.2%に相当する。同期間における最大のインフレ上昇率は2007年の20.4%、また、最小のものは1999年の1.5%であった。

#### (2) 外国為替相場

毎年の平均値で対米ドルのルピーの交換レートは、1996年に1US\$当たり55.27ルピーであったものが2008年には108.33ルピーへと下落した。

## 第3章 電力セクターの現状

### 3.1 組 織

現在、国内の発電・送電および配電の大半は、1969年に設立されたセイロン電力庁(Ceylon Electricity Board, CEB)が行っている。発電事業にはCEBの他に、10MW未満水力設備を所有するSmall Power Producer(SPP)と火力発電設備を所有する独立電気事業者(IPP)が参画している。配電部門はCEBと1983年に設立されたランカ配電会社(Lanka Electricity Company, LECO)の二者によって運営が行われている。CEBは、国の電力およびエネルギー政策を総括している電力エネルギー省に属している。

### 3.2 既設発電設備

スリランカにおける2008年7月現在の設備出力はCEB所有の1,756MWと民間電気事業者(IPPおよびSPP)の設備出力659MW、更に短期契約30MWを合わせた2,445MWとなっている。本設備容量の53.7%は水力発電所(1,314MW)からなり、他は火力発電所(1,098MW)および3MWの風力発電である。

2008年7月現在で、CEBの設備は全体の約72%を占めている。

### 3.3 既設送電線および変電所

スリランカ国で採用している送電線の電圧は220kVおよび132kVである。

電力系統は、CEBのDematagodaにあるシステムコントロールセンターで制御されている。220kVの送電系統はKotmale、Victoria、RandenigalaおよびRantembeの水力発電所から構成されるMahaweli水力系からKotugoda、PannipitiyaおよびBiyagama変電所を通じてMain Load Centerに送電される。

132kV送電系統は、上記の主要発電所以外の水力および火力発電所から変電所への送電のために使用されている。

また、220/132/33kVおよび220/132kVの変電設備がRantambe、Biyagama、Kotugoda、New Anuradhapura、PannipitiyaおよびKelanitissaに設置されている。

その他、37ヶ所の132/33kV変電設備が構成され、4ヶ所の屋内の132/11kV変電設備、Gas Insulated Switchgear(GIS)タイプの変電設備がFort、Kollupitiya、MaradanaおよびHavelockに設置されている。

## 3.4 電力需給実績

### 3.4.1 電力需要

#### (1) 発電端電力量とピーク負荷

2006年における発電端電力量は、9,389GWh、ピーク負荷は1,893 MWである。

1996年から2006年の発電端電力量の平均伸び率は7.6%、ピーク負荷は6.9%であり、スリランカ国での電力の安定した成長を示している。

#### (2) カテゴリー別需要電力量

CEBの需要電力量は、2006年まで適用されていた電気料金の次の6つのカテゴリーに分類されている。

1. 民生、2. 宗教施設、3. 一般、4. 産業、5. LECOへの供給、6. 街路灯

2006年における民生需要は2,579GWh(32.9%)、産業需要は2,605GWh(33.3%)であり、この2つのカテゴリーで需要全体の66%を占める。

しかし、産業需要の総計需要に対する比率は毎年ほとんど一定であり、民生需要は増加傾向にある。民生需要は1996年から2006年までその比率は4.3%増加し、2006年にはほとんど産業と同じ需要量となった。

#### (3) 月別最大負荷と最小負荷

例年、年間最大負荷は4月から5月また、11月から12月に記録されるが、年間を通じて大きな変化は見られない。

#### (4) 日間負荷

スリランカ国におけるピーク負荷は、夕方(18時~21時頃)に発生しており、電灯需要による典型的な民生需要の傾向を示している。

#### (5) 電源別日負荷曲線

CEB電力系統の電源構成は、ベース負荷は、IPPおよびCEBが所有する火力発電設備、中間負荷は中規模水力、ピーク負荷は貯水池式水力発電所で運用制御され、短期間に急速な負荷変動に応答するために重要なものとなっている。

#### (6) 年間発電電力量

スリランカ国の発電設備の年間発電電力量は、着実に増加しており、それぞれ2001年に6,520 GWh、2005年に8,769 GWh、2006年9,389 GWhを記録している。

#### (7) 最大電力需要

スリランカ国の現在までの最大電力需要は2008年5月21日に1,922 MWを記録している。過去10年間で、2002年を除いて最大電力需要は、着実に伸びており、2006年までの年平均伸び率は、6.9%である。

### 3.4.2 電力供給

#### (1) 水系別発電比率

ヴィクトリア発電所が属する Mahaweli 水系は、2006 年における発電電力量が全体の 22.6% を占めており、他の水系に比較して、供給力として重要な役割を担っていることが判る。

#### (2) 発電負荷率

2006 年における年間発電電力量から年平均電力および 5 月における平均電力を算出し、各負荷率を確認した。その結果、火力を含めた全体の負荷率が 57% 前後であるのに対して、Mahaweli 水系の年負荷率 41.7%、月負荷率 30.6% となり、Mahaweli 水系の発電設備はピークに対応した運転も行われていることが判る。

## 3.5 電気料金

CEB の電気料金体系は固定料金と従量料金の二部制度を引いている。長い間家庭用、宗教用、一般用、産業用、LECO への卸売り用、街灯用の 6 つのカテゴリー別の料金を設定していたが、2006 年の料金改定時にはホテル用というカテゴリーが新設された。以前は工業用・商業用需要家の費用から家庭用および宗教用電気料金への内部補助を行っていたが、2006 年の料金改定によりこの制度を解消する方向性を打ち出した。

近年における電気料金改定は 2002 年（4 月および 8 月）、2006 年（2 月および 9 月）、2007 年（2 月）、2008 年（3 月）に行われた。2002 年以降約 4 年間にわたって料金が据え置かれたことから、2006 年および 2007 年には連続して大幅な料金値上げを余儀なくされた。しかし、CEB は高い燃料コストのかかる火力発電に頼っている現状から、この料金水準をもってしても、コストを回収するに十分な水準には達していない。

Table 3.5-1 に CEB の電気料金単価の推移を示す。

Table 3.5-1 General Average Unit Tariff of CEB

Year	Energy Sales (GWh)	Sales income (Million Rs.)	Unit rate (Rs./kWh)	Annual Increase
2002	5,500	40,544	7.37	
2003	6,209	47,719	7.69	4%
2004	6,667	51,119	7.67	0%
2005	7,255	55,978	7.72	0%
2006	7,832	69,941	8.93	16%
2007	8,276	87,400	10.56	18%

Source: Statistical Digest 2002-2007, CEB

### 3.6 CEBの財務状況

CEB の電力販売による売り上げは過去 5 年間着実な伸びを示している。その理由は毎年 8% 程度の伸びを示す販売電力量が増加していることによるものである。これに加え、2002 年、2006 年には電気料金表の改定が行われたことも収入増加の一因となっている。しかし、その大幅な料金改定によっても所要コストを回収することのできる料金水準には至っていない。

一方、直接経費については、電力販売収入の伸びを上回るペースで増加している。この大きな要因として、次の二つの要素が挙げられている。ひとつは、1997 年以降本格的な導入を図ってきた CEB の所有する火力発電所のコスト（特に燃料費の高騰）であり、もうひとつは、IPP からの電力購入コストである。

以上により、2000 年以降の赤字体質が続いており、その赤字幅も年々増える傾向にある。

### 3.7 電力事業実施体制のレビュー

#### (1) 電力事業実施体制

スリランカにおいては CEB と LECO の 2 社が電力供給事業を営む組織となっている。

CEB は 1969 年の法律により公営の電力公社として設立された。CEB は電力エネルギー省の傘下に属し、発電、送電および配電を担っている。現在では発電電力量の 39.5% を IPP からの購入電力で賄うようになった。

LECO は 1983 年の法律により設立された配電会社で、CEB および財務省が主要な株主となっている。LECO は CEB より電力の卸売を受け、Negombo と Galle の間の西海岸部の約 40 万世帯をカバーする供給エリアに配電を行っている。

規制機関として 2002 年の法律により Public Utilities Commission (PUC) が設立された。2003 年より業務を開始し、電力、水道および石油に関することを担当している。PUC は個別の産業規則が法制化された後に規制を実施するということになっているが、2009 年 3 月に至り、スリランカ電力法案が議会を通過した。

#### (2) 電力セクター改革の現状

CEB は 1969 年に政府から独立し、公社として業務を開始した。1997 年にスリランカ政府は CEB の非効率を打開するために電力セクター構造を抜本的に改革することを決定した。セクター改革により、電力セクターを構成する組織の運営効率を向上させ、さらに財務的健全性を確保し、その成果として、利用者に対し高品質の電力を低廉な価格で供給することが期待されていた。

2009 年 3 月に議会を通過したスリランカ電力法案は、反対の多い CEB のアンバンドリングについては触れずに、関係者間での合意の得られやすい規制面での改革を着実に前進させることを目的としている。すなわち、規制機関としての PUC に対して、電力事業者に対する免許の交付や料金の承認等の機能を与えることが中心となっている。

一方、アンバンドリングに代わる CEB の体制としては、発電、送電、配電といった各部門で Functional Business Unit (FBU) を設けることとし、現在それぞれのユニットの目標 (Key Performance Indicator) を設定する作業が実施されている。

### (3) 電力セクターの問題点

電力セクターについては種々の問題点が指摘されており、その解決を目指してセクター改革に着手したものの、複雑な事情が絡み合った中で、より良い解決策を模索しているため、現時点においても大幅な改革は実現できていない。

以下に主要な問題点を示す。

- 現状での電気料金が地域的に見てもかなりの高水準であること。
- CEB では燃料コストの高い火力発電設備が多数稼働していること。
- CEB による IPP からの電力購入費が逆ざやになっていること。
- CEB は毎年 Long Term Generation Expansion Plan を策定しているが、必ずしもそのとおりの設備拡張が行われていないこと。

## 第4章 電源開発計画

### 4.1 電力需要想定

CEBは毎年計量経済学的モデルを用いて電力需要想定を実施している。本章の4.1.1ではCEBが2007年12月に実施した、2007年から2027年までの需要想定の内容について紹介し、4.1.2ではJICA調査団がレビューのために実施した需要想定について、4.1.3では両者の想定結果の比較について述べる。

また、2008年9月以降の世界的な経済状況の悪化の影響を踏まえ、CEBは、計量経済学的モデルよりも簡便なタイム・トレンド法によって暫定的に需要を見直した。見直された需要想定については、4.1.4に記載した。

#### 4.1.1 CEBによる電力需要想定

CEBによる電力需要想定について、算定の基礎となった前提条件と想定手法および結果を記載する。

##### (1) 想定手法

過去のCEBの需要想定では、需要家を次の3セクターに分類し、セクターごとに需要想定に適切なパラメータを選定して想定を実施している。パラメータとしては以下の項目が挙げられている。

- 1) 民生用：過去の電力需要、一人当たりGDP、人口、平均電気料金、民生用会計
- 2) 一般・産業用：過去の電力需要、GDP、人口、平均電気料金、需要家会計
- 3) その他（宗教施設、道路灯）：過去の電力需要

人口は、国勢調査・統計部（DCS：Department of Census and Statistics）の予測を使用し、GDPは2007年～2011年の期間について、スリランカ中央銀行が行った予測値を用い、2012年以降はCEBが2011年までのGDPの成長率をもとに想定している。また、平均電気料金については、民生用はコロンボ市消費者物価指数（CCPI：Colombo City Consumer Price Index）を、産業用は卸売物価指数（WPI：Wholesale Price Index）を換算のための指標としている。

##### (2) 需要想定シナリオ

CEBは、上記3つのセクターについて、次の5つのシナリオに基づいて需要想定を実施している。

- 1) シナリオ1：人口およびGDPが低い成長を示した場合（Low Case）
- 2) シナリオ2：人口およびGDPが通常の成長を示した場合（Base Case）
- 3) シナリオ3：人口およびGDPが高い成長を示した場合（High Case）
- 4) シナリオ4：シナリオ2で電力ロスが16.6%一定の値で推移した場合
- 5) シナリオ5：シナリオ2でDemand Side Management（DSM）によって電力需要および最大電力が低減した場合

このうち、ベースケースであるシナリオ2では、人口増加率（増加率：年平均 0.59%）、経済成長（GDP 成長率：年平均 6.7%）とした場合、需要電力量は 2007 年で 8,258 GWh、2027 年で 40,615 GWh となり、年間平均 8.29% で増加することが予想された。また、最大電力は 2007 年で 1,986 MW、2027 年で 9,038 MW、年間平均 7.9% で増加することが見込まれ、負荷率は 2027 年において 59.7% と予想された。

#### 4.1.2 JICA調査団による電力需要想定

電力需要の想定にあたっては CEB が実施した電力需要想定のリビューという観点から、一つの説明変数を使用するマクロ技法で行った。まず、説明変数を選定するため、物価指数、人口、GDP と需要（売電）電力量の実績との相関を比較して検討を加えた。

##### (1) 物価指数

過去 10 年間の需要電力量とコロンボ市消費者物価指数（CCPI）と卸売物価指数（WPI）の相関を確認した。需要電力量との相関はそれぞれ 95%、97% 程度であるが、物価指数は急激な変動をみせる世界経済においてかならずしも電力需要の動きと一致するものではないことから、スリランカ国において 10 年以上におよぶ長期予測に物価指数を適用することは困難であると想定された。

##### (2) 人口

物価指数と同様に、過去 10 年間（対象期間を 1997 年から 2006 年の 10 年間として）の需要電力量と人口増加との相関を確認した。

需要電力量は、人口の増加比率に対して約 10 倍の伸び率で推移している。需要電力量と人口の間の相関は 91% 程度であり、次項に述べる GDP の相関係数ほど高くはない。従って、需要想定の説明変数としては採用しないこととした。

##### (3) GDP

物価指数と同様に、過去 10 年間（対象期間を 1997 年から 2006 年の 10 年間として）の需要電力量と GDP との相関を確認した。

その結果、相関係数は 99.85% であり GDP は二次曲線で増加する傾向を示し、需要電力量との間で良い相関を持つことが判った。

以上の検討から、相関係数が最も高い GDP を、調査団が行う需要想定の説明変数として用いることとした。

#### 4.1.3 JICA調査団とCEBの比較

調査団は、過去 10 年間の GDP の伸びと、需要電力量の伸びの相関結果に基づき、ヴィクトリア増設計画が完成すると予想される 2016 年を含んだ 2020 年までの需要電力量の動向を予測した。

その結果、2020 年において調査団が計算した発電端電力量は 27,838 GWh、年平均伸び率は 8.03% と予測される。一方、CEB の予想値は、27,763 GWh、年平均伸び率は 8.02% であり、JICA 調査団と CEB の予測値は、ほぼ一致する傾向となった。

ピーク負荷（最大電力）について 2020 年においては、調査団の予想値は 5,425 MW となった。一方 CEB の予想値は 5,400 MW となり、年平均伸び率はそれぞれ 7.79% および 7.77% となりピーク需要予測においても JICA 調査団と CEB の予測値は、ほぼ一致する傾向となった。

#### 4.1.4 CEBによる電力需要想定の見直し

2008 年 9 月以降、世界的な経済危機によりスリランカも少なからず影響を受け、電力需要想定を見直す必要が生じたことから、CEB はタイム・トレンド法を使用して 2028 年までの需要電力量、最大電力を暫定的に見直した。

需要電力量、最大電力の年平均伸び率は、4.1.1 で述べた需要想定よりも減少傾向にあるが、6% 台を維持するものと想定している。本調査では、経済状況の変化を反映している、見直した需要想定を使用した。

## 4.2 開発計画

### 4.2.1 CEBによる発電拡張計画

CEB は、将来の電力需要の増加に対応するために長期発電拡張計画を策定しているが、調査中の最新の計画は、4.1.4 で述べた需要想定に基づく 2008 年から 2022 年までの拡張計画である。

CEB の示した開発計画が計画に基づいて順調に運転開始すれば、2022 年まで全設備出力の 15% から 30% の余裕を確保することが可能となるが、2013 年以降のプロジェクトは実施が決定されていないことに留意する必要がある。また、ピーク需要に対応できるのは 2012 年に運転開始する Upper Kotmale 水力の 150 MW のみである。

### 4.2.2 電力開発調査から見た本プロジェクトの妥当性について

4.2.1 で記した 2008 年から 2022 年までの発電拡張計画では、2012 年までは、プロジェクトの実施が決定済みあるいは既に建設中であるが、2013 年以降の計画については、ピーク対応型の電源の開発は計画されていない。世界的な化石燃料の高騰によりピーク対応の火力発電設備の新設は困難な状況にある。

その対策として、電源拡張計画から、ピーク需要の増加に対応した電源の確保として、新規水力地点の開発、既設水力をピーク電源へのシフト、および既設水力の増設により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が考えられる。しかしながら、同国の有望な新規水力は限られており、特に規模の大きな地点はないと考えられる。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。

本増設計画は、増設用の取水口が建設されており、建設中に貯水池水位を低下させることなく増設工事が行えるという利点を有している。また、kW 当たりの建設費は、約 1,000 ドル<sup>1</sup> であり、CEB の他の水力地点の 2,700～3,200 ドル<sup>2</sup> に比べ、かなり安価である。

<sup>1</sup> kW 当たりの建設費は、10.3.3 で述べた建設費を、基本設計で決定した設備出力（228MW）で除して算出した。

<sup>2</sup> Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021, April 2007, CEB

2008年に記録された最大電力需要は1,922 MWであり、ピーク対応電源として約570 MWが必要となっている。2016年における、最大電力需要は3,222 MWと予想されており必要とされるピーク対応電源は約960 MWに増加することが予測される。しかし、2008年以降に開発が予定されているピーク対応電源はUpper Kotmale水力(150 MW)のみである。必要量960 MWに対して390 MW(960MW-570MW)が不足することになるが、Upper KotmaleとVictoria増設計画228 MWの実現によって、ほぼ不足分をカバーすることになる。よって、本増設計画は、ピーク対応電源として電力需要の増大の対応に大きく貢献することになる。

よって、水力電源ピーク需要を満たし、国産の再生可能エネルギーを有効利用をする、本増設計画は次期開発の有力候補と考えられる。

また、2013年以降に建設が計画されている大型火力地点はその実施が決定されていないことから何らかの理由で遅れる可能性がある。この場合には、ベース電源の不足によって、ヴィクトリア発電所がピーク電源に移行することが難しくなることも予想される。そこで、増設後のヴィクトリア発電所が完成する2016年時点で、4.1.4で述べたCEBの需要想定に基づき、需要上必要な新規のベース電源設備量を検討した。火力発電設備の廃止を考えなければ、2016年時点の需要に対して、Kerawalapitiyaコンバインドサイクル火力(270 MW)およびPuttalam石炭火力Stage I(285 MW)に加え、300 MWの石炭火力設備が1基完成していれば、ベース需要はまかなえると想定される。このように、計画の実施前に、本増設計画の完成年でのベース電源の需給をチェックし、本計画がピーク電源として使用されることを確認する必要がある。

## 第5章 気象・水文

### 5.1 概要

#### (1) 気象

スリランカ国は熱帯モンスーン気候帯に属し、1年に2回モンスーンによる影響を受ける。2回のモンスーン遷移期間は intermonsoon 期と呼ばれる。5月から9月は南西モンスーンが卓越する南西モンスーン期、12月から2月は北東モンスーンが卓越する北東モンスーン期となる。

#### (2) マハウェリ川流域の気象

ヴィクトリア発電所があるマハウェリ川流域は、スリランカ島中央部のCentral Highlandsに源を発し、北東の平野部へ流れTrincomalee湾にそそぐ。マハウェリ川の総流域面積は10,327 km<sup>2</sup>、河道延長は335 kmでありスリランカ最大の河川である。マハウェリ川上流では南西モンスーンの影響が強く、ヴィクトリアダムの位置するCentral Highland中央部は南西・北東モンスーンの両方の影響を受ける。下流の平野部では南西モンスーン期に雨量が少なく、5月から9月の北東モンスーン期に多くの雨を受ける。

### 5.2 計画地域の気象および流量観測

#### (1) 雨量観測

計画地域周辺には気象局が管轄する8つの雨量観測所があり、ヴィクトリア水力発電所およびランデニガラ発電所においてもCEBが雨量を観測している。今回の調査では各雨量観測所のデータと気温データを収集した。

ヴィクトリアダムの雨量観測結果では年平均雨量は1,375 mmとなり。12月から2月にかけて雨量が多く、北東モンスーンの影響が強いことがわかる。

#### (2) 流量観測

ヴィクトリアダムから約20 km上流に位置しMASLが管理するPolgolla堰では、マハウェリ川の水をマハウェリ川流域内にあるSudu川へ灌漑目的のため転流している。残量は下流に放流され、ヴィクトリア貯水池に流入する。この堰は、MASLが所有し、下流への放流量はMASLによって観測されている。1985年から2006年の記録によると、年間平均で1,949 MCM (Million Cubic Meter) の水量がPolgolla堰に流入し、年間平均878 MCMの水量がマハウェリ川の支流Sudu川に転流され、残りの1,071 MCMがマハウェリ川本流へ放流された。

### 5.3 マハウェリ川の水資源開発

#### (1) マハウェリ川の水資源計画

マハウェリ川の基本計画は1968年にUNDP/FAOの援助のもと、“Mahaweli Ganga Development Project”として作成された。1977年にその開発計画は見直され、“Accelerated

Mahaweli Development Programme (AMDP)”が作成された。同国政府は AMDP の提言をもとに Victoria ダムや Randenigala ダムなどを建設した。

Victoria ダムなど大ダムが建設された後のマハウェリ川流域の水運用ルールを作成するため、1985年にカナダ国際開発庁 (CIDA) の援助により、“Mahaweli Water Resources Management Project”が実施された。これによりマハウェリ川のヴィクトリアダムを含めた主要ダムの運用ルールが作成された。

## (2) Dam Safety and Water Resources Planning Project (DSWRPP)

DSWRPP は世銀の融資により 2008 年から実施されているプロジェクトで、このなかで、MASL の管轄のもとマハウェリ川の水資源開発計画 “New Mahaweli Water Resources Development Plan” の作成がされ、Polgolla 堰での転流量の見直しを含めた包括的な水系の水利用の再検討がなされる予定であり、ヴィクトリア貯水池の運用への影響が注目される。

2009 年 2 月末現在のスケジュールでは、コンサルタント選定は 2 ヶ月後に終了し、4 月末から再検討が開始され、マハウェリ川の水資源開発計画 “New Mahaweli Water Resources Development Plan” は 2 年後に策定される予定である。

## 5.4 計画地点の流量

ヴィクトリア貯水池の流入は Polgolla 堰から下流への放流量と、ヴィクトリアダムと Polgolla 堰間の残流域からの流入量の総和となる。残流域の流量は観測されていないが、ヴィクトリアダムで計測している総放流量と、Polgolla 堰からの下流への放流量との差から見積もられる。

1985 年から 2006 年までの流量データを用いると、Polgolla 堰には年間平均 1,949 MCM が流入し、878 MCM が Suda 川へ転流され、残りの 1,071 MCM が下流へ放流されている。ヴィクトリアダムにおける総放流量が年間 1,532 MCM で Polgolla 堰からの放流量(年間 1,071 MCM)との差 461 MCM (= 1,532 - 1,071) が残流域からの流入量となる。

## 5.5 堆砂

MASL のヴィクトリアダム事務所によれば、洪水初期時に下部放流設備を開放し排砂を行っている。排砂のオペレーションは目視で水が茶色から無色に変わるのを確認して放流設備を閉じ、概ね 2~3 時間で終わるとのことである。

ヴィクトリアダムの建設 10 年後の 1995 年に行われた堆砂調査によれば、総貯水容量に対して 1.1%の堆砂量にとどまっている。ヴィクトリア貯水池の堆砂はダム管理事務所も問題視しておらず、2005 年に MASL がマハウェリ川の主な貯水池の堆砂状況を調べた報告書においても、ヴィクトリア貯水池の堆砂は少量であり追加の堆砂対策は必要ないと結論づけられている。堆砂が少ない理由のひとつにはヴィクトリアダム上流 20 km にある Polgolla 堰で砂が捕捉されていることがある。よって、本増設計画においても貯水池の堆砂は、影響が小さいと考えられる。

## 第6章 開発計画の最適化

### 6.1 代替案の比較検討

ヴィクトリア水力発電所の増設計画は新たな導水路トンネル、調圧水槽、水圧管路と増設用の発電所の建設からなる。取水設備は 1985 年に完成したヴィクトリアダム建設時に将来の増設を見込んで既に建設されており、既設発電所の隣には増設発電所に敷地が確保されている。増設計画の第 1 案としては、建設時の考えに従い、取水設備から既存導水路トンネルにほぼ平行に導水路トンネルを設け、確保された既存発電所横の敷地に増設発電所を建設するものとし、「増設基本案」と呼ぶ。この増設基本案に加え、CEB は以下の 2 代替案を持っている。

- a) 有効落差の増加を見込んで増設発電所を既存発電所の下流約 2 km に発電所を建設する案(下流案)
- b) ヴィクトリア貯水池を上池、ランデニガラ貯水池を下池とした揚水発電とする案(揚水案)

よって、増設基本案に上記の 2 つの代替案を加えた 3 つの増設案を比較検討し、最適な増設案を選定する。

代替案の平面図を **Figure 6.1.2-1** に示す。

各代替案の比較検討では、(1)経済性、(2)施工性および(3)環境影響を考慮して最適な代替案を選定する。

#### 6.1.1 ピーク継続時間の検討

本発電所は増設後にはピーク電源として使用されることになる。本発電所のピーク継続時間については日負継続荷曲線と年負荷継続曲線から検討した。この曲線から、ベースからピーク負荷に変化してピーク負荷が継続する時間帯は年間を通じて 3 時間と観察された。

過去の負荷パターンを見ても同様な傾向であることから、今後もこの負荷パターンは持続するものと予想される。従ってピーク継続時間は 3 時間程度が妥当と判断した。

#### 6.1.2 増設規模の検討

増設発電所の最大使用水量は水文資料より既設発電所と同じ 140 m<sup>3</sup>/s と算定され、その場合増設発電所の出力の最大は既設発電所と同じ 210 MW となる。代替案の比較検討では、単機容量を 70 MW として、3 台増設 (210 MW) と 2 台増設 (140 MW) の 2 ケースを各々の代替案で検討する。検討ケースを **Table 6.1.2-1** に示す。

Table 6.1.2-1 Study Scenarios

	Basic Option		Downstream Option		Pumped Storage Option	
Number of units (unit)	3	2	3	2	3	2
Maximum plant discharge (m <sup>3</sup> /s)	140	93.4	140	93.4	140	93.4

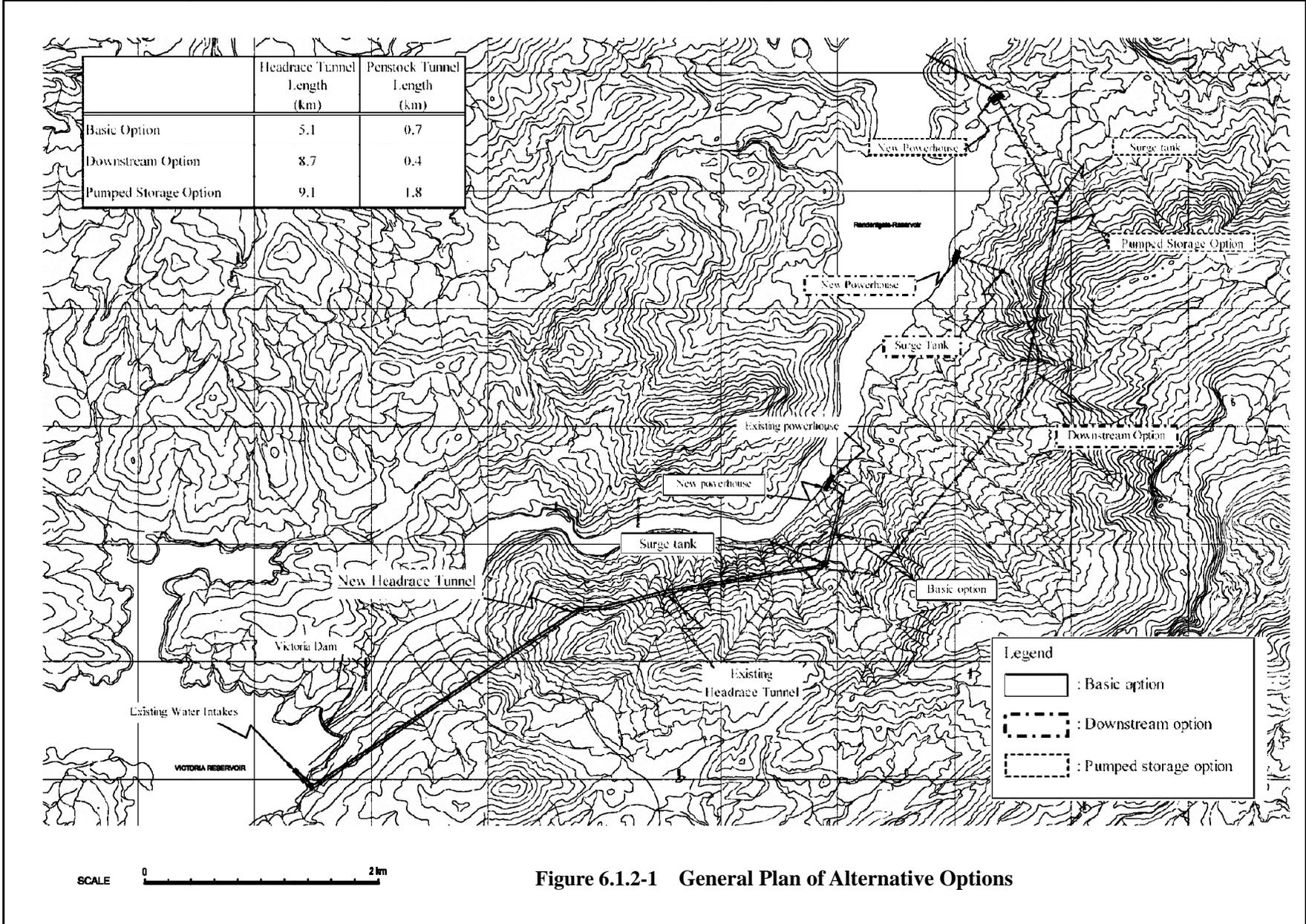


Figure 6.1.2-1 General Plan of Alternative Options

### 6.1.3 発生電力量

各代替案の発生電力量は、既存の貯水池の運用ルールを見直し、見直された運用ルールを用いて各代替案の発生電力量を計算する。発生電力量の計算には 1985 年から 2006 年までの 22 年間の貯水池流入量を用いる。計算結果を Table 6.1.3-1 に示す。

Table 6.1.3-1 Annual Energy and Power Output

	# of units	Expansion plant	Existing + Expansion plant					Net Annual Energy (GWh)
		Installed Capacity	Annual Energy	Firm Energy*	Secondary Energy**	95% Dependable Capacity	Pump-up Energy	
		(MW)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	
Basic Option	3	213	651	452	198	359		651
	2	140	651	381	271	336		651
Downstream Option	3	219	652	449	203	361		652
	2	143	652	378	275	333		652
Pumped Storage Option	3	198	729	445	284	396	-106	623
	2	128	711	343	368	310	-68	643

Note: \* “Firm energy” means the total of power generated during 3-hour peak duration.

\*\* “Secondary energy” means the total of power generated in duration except 3-hour peak time..

上表に示すとおり、増設基本案と下流案で発生電力量に大きな差はなく、揚水案は総年間発生電力量 (Annual Energy) が大きいですが、揚水のために電力量を消費するため有効な発生電力量 (Net Annual Energy) は最も小さい結果となった。

### 6.1.4 費用便益評価

#### (1) 評価手法

各代替案の経済評価は、費用と便益をそれぞれ年間費用と年間便益に換算して B/C の比較を行う。経済便益は水力の kW 便益と kWh 便益に分けられ、kW 便益は代替火力の kW あたりの資本費 (建設費) と固定維持管理費から求まり、kWh 便益は代替火力の燃料費と可変維持管理費から求まる。費用は建設費、環境対策費、ランデニガラ貯水池水位低下に伴う減電分費用、および揚水案の揚水費用を勘案する。

#### (2) kW 当たり建設単価

kW 当たり建設単価は、増設によって増加する kW 当たりの建設費用である。各代替案の kW 当たり建設単価は、Table 6.1.4-1 のとおりとなる。

Table 6.1.4-1 Unit Construction Cost of Alternative Options

Item	Unit	Basic Option		Downstream Option		Pumped Storage Option	
		3 units	2 units	3 units	2 units	3 units	2 units
Unit Construction Cost	US\$/kW	808	962	974	1,167	1,699	2,063

### (3) 費用便益比較結果

便益と費用の比 (B/C) をTable 6.1.4-2に示す。これより、3 台増設 (210 MW級) の増設基本案が最も大きなB/Cを与えることがわかる。

Table 6.1.4-2 Summary of B/C Analysis

Item	Unit	Basic Option		Downstream Option		Pumped Storage Option	
		3 units	2 units	3 units	2 units	3 units	2 units
Installed capacity	MW	213	140	219	143	198	128
Benefit	Mill. US\$/year	40.9	30.1	40.6	29.6	47.4	26.9
Cost	Mill. US\$/year	22.3	17.5	28.5	22.5	53.1	41.5
B / C		1.83	1.72	1.43	1.32	0.89	0.65

#### 6.1.5 WASP-IVによる検討

調査団が3代替案の解析モデルの検討、発電所増設に関する WASP-IV (最適電源開発計画策定ツール) の入力データの CEB への提供を行なった。CEB と調査団の双方で WASP-IV を使用して3代替案の比較を行った。

その結果は各代替案の中で3台増設の増設基本案が、検討期間 (2008年～2027年) を通じて CEB の系統運用に必要な総費用 (新規電源の資本費と発電設備の O&M 費用) を最も小さくし、3代替案の中で最も有利な案となった。

#### 6.1.6 比較検討結果

6.1.5で述べたように、3代替案の3台案についてWASPでの解析結果でも増設基本案が最も系統にかかる費用が小さく最適な案となった。経済性からも3台増設の増設基本案が最も有利なものとなり、調査団は3台増設 (210 MW級) の増設基本案が経済的、環境 (8.2参照)、施工性より増設の最適案であると結論した。

## 6.2 増設計画の最適化

代替案の比較検討では単機容量を70 MWとして検討を行い、3台増設の増設基本案 (設備出力213 MW) を最適案として選定された。6.2では選定された増設基本案について機器台数および基準取水位の最適化を行い、増設後の既設および増設発電所の運用について経済検討を行う。検討項目を以下に示す。

- (1) 発電機台数と単機あたりの容量
- (2) 基準取水位
- (3) 既設・増設発電所の運転分担の検討

### 6.2.1 機器台数の検討

代替案の比較検討では単機容量を既設発電所と同じく 70 MW として代替案の比較検討を行った。機器台数の検討では総設備出力を 210 MW 級とし、その場合の最適な機器台数の検討を行う。

機器台数の検討では以下 3 ケースを比較した。

- A. 単機容量：70 MW 級、機器台数：3 台
- B. 単機容量：105 MW 級、機器台数：2 台
- C. 単機容量：210 MW 級、機器台数：1 台

調査団はこれら 3 ケースを系統周波数への影響、メンテナンス、輸送条件、経済性の面から検討を行った。結果、単機容量 210 MW は系統周波数に与える影響から採用が難しく、メンテナンス、輸送条件および経済性の観点から増設機器台数は 2 台が最適であると結論した。

### 6.2.2 基準取水位検討

代替案の比較検討では、増設機器の基準取水位を経験則から貯水池の重心水位（有効貯水の 3 分の 2 の高さ）となる EL.415 m に設定し検討を行った。本項では基準取水位を EL.415 m、EL. 425 m、EL.430 m、EL.435 m、EL.438 m として、感度分析を行い最も経済的な基準取水位を検討した。

その結果 EL.430 m を基準取水位とした場合に最も経済性が高くなったので、増設発電所の基準取水位を EL.430 m と設定した。

### 6.2.3 既設・増設発電所の運転分担の検討

増設後の増設と既設発電設備の最も経済的な運転分担を検討するため、以下に示す 3 とおりの運用ルールを比較した。

- Rule 1 : 既設と増設発電機を同じように運用する。
- Rule 2 : 既設発電機を優先的に使用する。
- Rule 3 : 増設発電機を優先的に使用する。

各ルールを比較検討した結果、Rule 1 の B/C が最も大きく、既設発電機と増設発電機は片方を優先させずに、両方を同じように用いたほうが経済的となった。

### 6.2.4 最適増設計画

増設発電所の増設規模について最適検討を行い、増設台数、基準取水位および既設・増設発電所の運用について検討を行った。結果を以下にまとめる。

- 増設台数 : 2 台
- 増設水車・発電機の基準取水位 : EL. 430 m
- 既設・増設発電機の運用分担 : 既設・増設発電機は片方に発電を優先させずに、同様に用いる。

### 6.2.5 最大可能発生電力量の算定

代替案の比較検討および最適増設計画の検討では、発電に使用されずに洪水吐から放流された無効放流の実績値を、発電に利用できない水量として差引き発生電力量の計算を行った。ここでは、排砂のために放流した流量を除く無効放流を発電にまわすことにより、どれだけ発電が可能か算定する。

発生電力量を算定した結果、排砂以外の無効流量を発電に用いた場合、既設と増設を合わせた発生電力量は 635 GWh/year から 716 GWh/year に増加する結果となった。

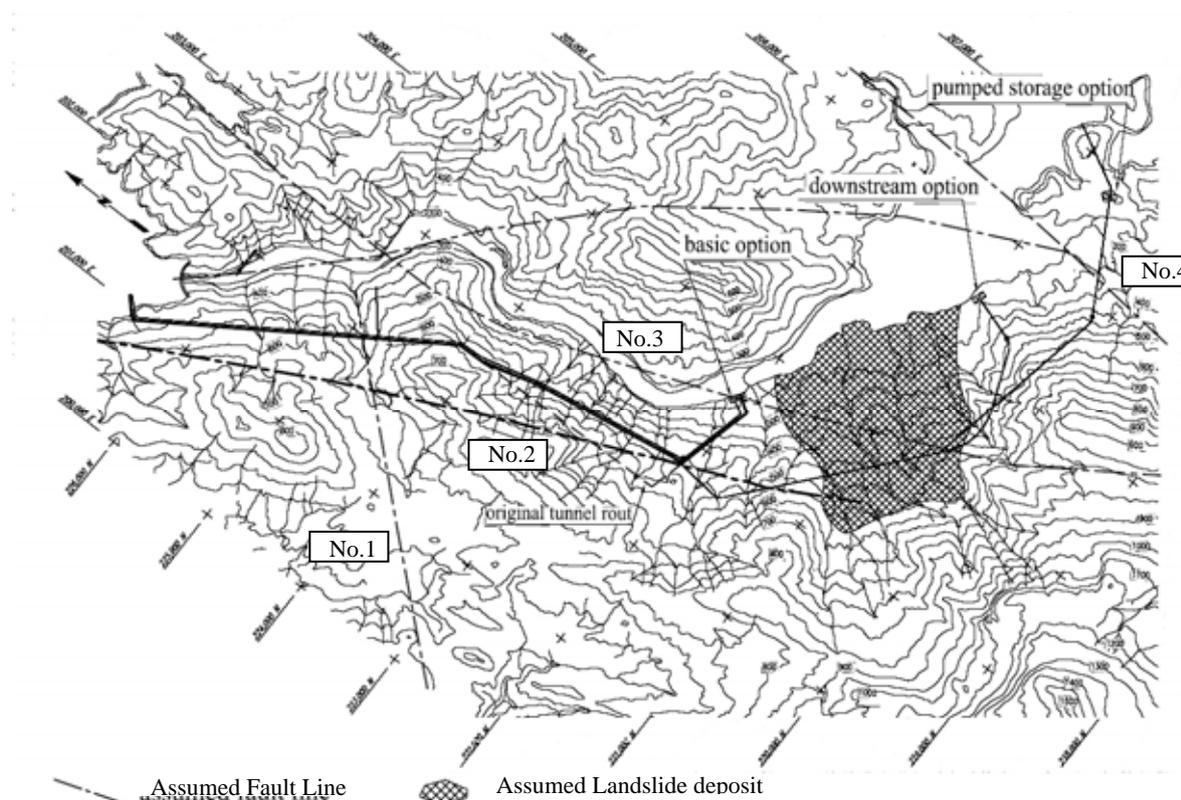
## 第7章 地 質

### 7.1 計画地域の地質概要

スリランカ国の基盤岩は 3 つの地質構造区に区分され、中央の山岳地帯を含み南北に伸びる Highland-Complex を中心として、東部は Vijayan – Complex (eastern Vijayan – Complex)、西部は Wannu – Complex (western Vijayan – Complex) に区分される。ヴィクトリア発電所付近の基盤岩は、Highland – Complex に属する各種の変成岩から構成される。

### 7.2 3 代替案の地質概要

留意すべき地質は、Geological Survey and Mines Bureau of Sri Lanka (GSMB) が編纂した 10 万分の 1 地質図に示される 5 条の断層と、地表踏査で新たに確認された地すべり堆積物である。これらの分布を **Figure 7.2-1** に示す。このうち影響が最も大きいのは No.2 断層であり、既設トンネルでは、これを回避するレイアウトへの変更が余儀なくされている。また、地すべり堆積物の分布域では、岩盤の被りが浅く、さらに風化部が厚く残留している可能性があるため注意が必要である。3 代替案のなかで No.2 断層と地すべり堆積物から外れるのは基本案だけであり、増設基本案が最もよい条件下にあると考えられる。



Source: fault: refer to Sri Lanka 1:10,000 Geology, Geological Survey and Mines Bureau of Sri Lanka  
Landslide deposit: Based on the site reconnaissance during this study

Figure 7.2-1 Main Geological Structure of Project Area

## 7.3 増設基本案の各構造物地点の地質

増設基本案は既設発電所設備に隣接するため、基本的な地質状況は既設設備と同様と考えることができる。現地で購入した、トンネル工事の地質報告書、発電所工事の工事報告書、ならびに工事図面集（地質平面図、地質断面図、トンネル断面記録（12 枚）、支保記録、グラウト記録など）に基づき、増設基本案の土木地質的評価を行った。

### 7.3.1 水路

#### (1) 地形

水路のあるマハウェリ川右岸は、比高差 400～500 m の稜線から 30°～40° 傾斜の斜面を成しており、水路は斜面中腹を経過する。トンネルの土被りは 150 m 前後かそれ以上の区間が多く、最も薄いのは Ch.2,000 m<sup>1</sup> 付近の沢部で 100 m 弱となる。

#### (2) 地質

水路に分布する岩石は各種の片麻岩（Garnetiferous Quartz Gneiss、Quartz Biotite Gneiss、Biotite Gneiss）、グラニュライト（Granulite）、珪岩（Quartzite）、結晶質石灰岩（Crystalline Limestone 大理石）などの変成岩である。これらは大局的にはマハウェリ川を向斜軸として両岸共に河床に向けて傾斜しており、右岸では斜面下部で 15° 程度、斜面上部では 40° 程度の傾斜を示す。風化は土砂状の強風化部が 1 m 程度、緩みを伴う中程度の風化部が 2～10 m 程度、それ以深は割目面が酸化した弱風化部や新鮮岩が混在し、徐々に新鮮岩へと変化する。

#### (3) 土木地質的評価

計画地域の変成岩は岩質的には硬岩であり、深層風化や熱水変質はなく、割目の発達も少ないことから、基本的には良好な岩盤性状が期待される。部分的に岩盤性状が悪くなる要因として、各岩石固有の以下の特徴がある。

片麻岩、グラニュライトおよび珪岩は片理方向および交差する方向に規則的な節理が発達する傾向がある。片麻岩に挟在する黒雲母の薄層や珪岩に挟在するやや厚みのある雲母層は、滑動性のある分離面として不安定化をもたらす場合がある。結晶質石灰岩体は比較的節理の発達が少なく安定した岩盤であるが、他の岩石に薄く挟在する場合は、選択的に風化を受け分離面として不安定化をもたらす場合がある。

岩盤性状の劣る区間を区別し支保工等の計画に資するため、既設工事で使われた岩盤等級を使い、岩盤の良好度を良好な Type I から最も不良な Type IV に 4 区分した。Type IV の性状は No.2 断層に相当し、新設水路トンネルには出現しない。

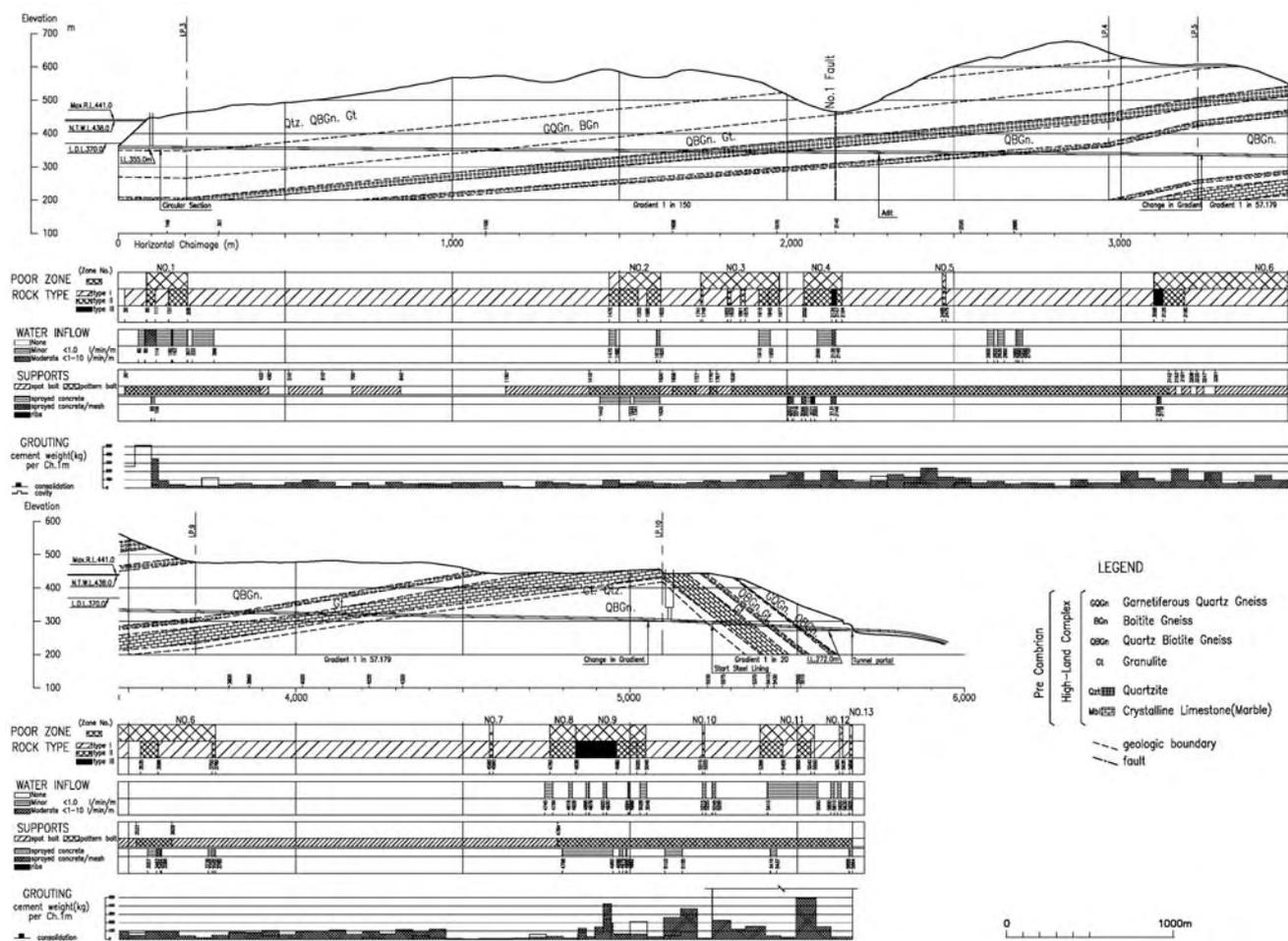
#### 1) 既設水路トンネルの実績

既設水路トンネルの工事記録から、地質、岩盤等級、湧水、支保、グラウトの実績を整理した。岩盤等級は Type I と Type II が 97% を占め、残りが Type III であり良好であった。

新設水路トンネルの岩盤性状の予測に用いるため、Type II および Type III が頻繁に出現する

<sup>1</sup> Ch 2,000 m は、トンネルの上流側開始点からの累計距離が 2,000 m の地点を表す。

区間を「岩盤性状の劣る区間 (poor zone)」と名付け、以上の項目をまとめて、**Figure 7.3.1-1**の地質断面図に示した。



**Figure 7.3.1-1 Geologic Profile of Existing Tunnel**

## 2) 増設の水路トンネル

増設する水路トンネルでの地質、「岩盤性状の劣る区間 (poor zone)」、および湧水区間を推定し、**Figure 7.3.1-2**の地質断面図に示した。湧水区間(minor区間)としては、「岩盤性状の劣る区間 (poor zone)」、珪岩出現区間、坑口付近の風化部を予想したほか、突発的な多量の湧水が生じる可能性がある区間(major区間)として、坑口風化部、No.1断層部、および潜在的に溶蝕され易く不規則な空洞が生じる可能性のある結晶質石灰岩区間を予想した。

**Table 7.3.1-1**にまとめた「岩盤性状の劣る区間 (poor zone)」については、出現する岩盤等級に対して適切な支保を施工することによって坑壁の安定を保つことが可能と思われる。突発的な多量の湧水に対しては、先進ボーリングで事前確認を行い、適切な止水処理を行うことで環境への影響を最小限に抑えることが可能と思われる。

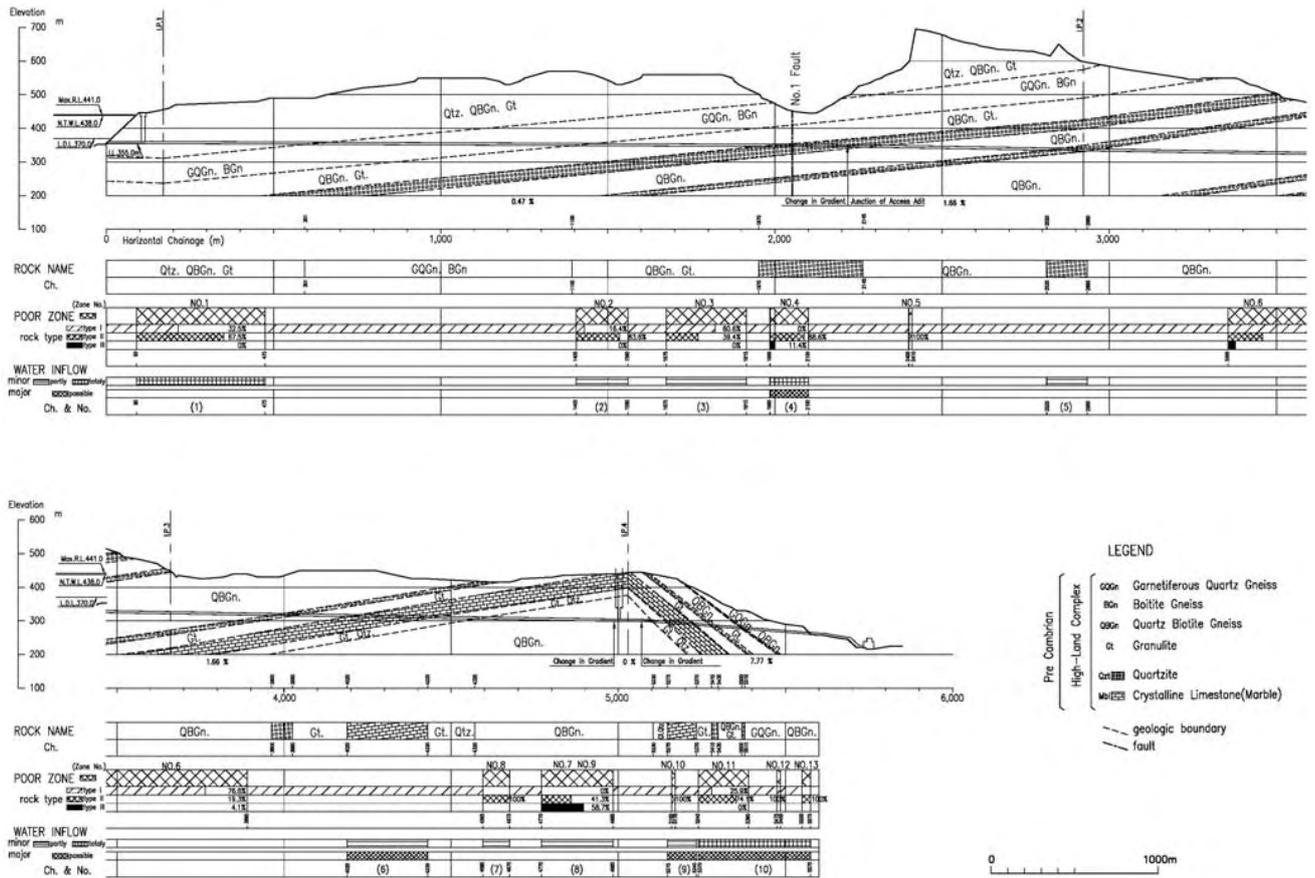


Figure 7.3.1-2 Geologic Profile of New Tunnel

Table 7.3.1-1 Assumed Sections Where Poor Zones Will Be Encountered along the New Tunnel

Zone No.	Ch. (m) new tunnel	Width(m)	Assumed condition						Geology	Orientation	Geological condition	Support items
			Rock Type									
			I		II		III					
%	m	%	m	%	m							
1	90 - 475	385	32.5	125	67.5	260	0.0	0	Granulite /Quartzite	parallel to the foliation	There will be some jointed rock zones associated with smooth beddings and merely minor cavitated zones.	3m pattern bolts
2	1,405 - 1,560	155	16.4	25	83.6	130	0.0	0	Granulite	perpendicular to the foliation	There will be some jointed rock zones associated with smooth beddings, slickensided steep joints and minor faults.	3m pattern bolts partly 50mm shotcrete
3	1,675 - 1,915	240	60.6	145	39.4	95	0.0	0	Granulite	perpendicular to the foliation	There will be some jointed rock zones associated with slickensided steep joints and minor faults.	3m pattern bolts
4	1,985 - 2,100	115	0.0	0	88.6	102	11.4	13	Quartzite	perpendicular to the foliation	A jointed rock zone associated with a series of minor faults and slickensided steep joints.	3m pattern bolts partly 50-100mm shotcrete partly ribs
5	2,400 - 2,410	10	0.0	0	100.0	10	0.0	0	Gneiss	perpendicular to the foliation	A jointed rock zone associated with smooth beddings and steep joints.	3m pattern bolts
6	3,355 - 3,890	535	76.6	410	19.3	103	4.1	22	Gneiss	parallel to the foliation	There will be some jointed rock zones associated with shattered rock, sheared beddings and weathered micaceous Limestone layers.	3m pattern bolts partly 50mm shotcrete partly 100mm shotcrete with weld mesh
8	4,595 - 4,675	80	0.0	0	100.0	80	0.0	0	Gneiss	diagonally across the foliation	A jointed rock zone associated with minor faults, steep slickensided joints and smooth beddings.	3m pattern bolts 4m long tensioned rock bolts 100mm shotcrete with weld mesh
7,9	4,770 - 4,985	215	0.0	0	41.3	89	58.7	126	Gneiss	perpendicular to the foliation	A shattered zone associated with a series of minor faults and steep slickensided joints	4m pattern bolts partly 50-100mm shotcrete
10	5,160 - 5,170	10	0.0	0	100.0	10	0.0	0	Gneiss	perpendicular to the foliation	A minor fault	3m pattern bolts
11	5,240 - 5,390	150	25.9	39	74.1	111	0.0	0	Granulite /Quartzite	parallel to the foliation	There will be some jointed rock zones associated with a minor sheared zone and micaceous Limestone layers.	3m pattern bolts partly 50mm shotcrete with weld mesh
12	5,475 - 5,485	10	100.0	10	0.0	0	0.0	0	Gneiss	parallel to the foliation	A broken and sheared zone associated with clay, which will contribute to the formation of wedges and blocks. Much groundwater inflow may appear.	3m pattern bolts partly 4m long tensioned rock bolts partly 50mm shotcrete with weld mesh partly ribs
13	5,550 - 5,575	25	0.0	0	100.0	25	0.0	0	Gneiss	parallel to the slope	A weathered and jointed rock zone associated with smooth beddings and slickensided steep joints.	3m pattern bolts 50mm shotcrete ribs

3) 調圧水槽

予想される地質断面をFigure 7.3.1-3に示す。既設調圧水槽と同様に、全体に良好な岩盤と予想される。なお、地質断面図に示す地質境界および風化境界は推定であり、詳細設計時にはボーリングによる確認が必要である。

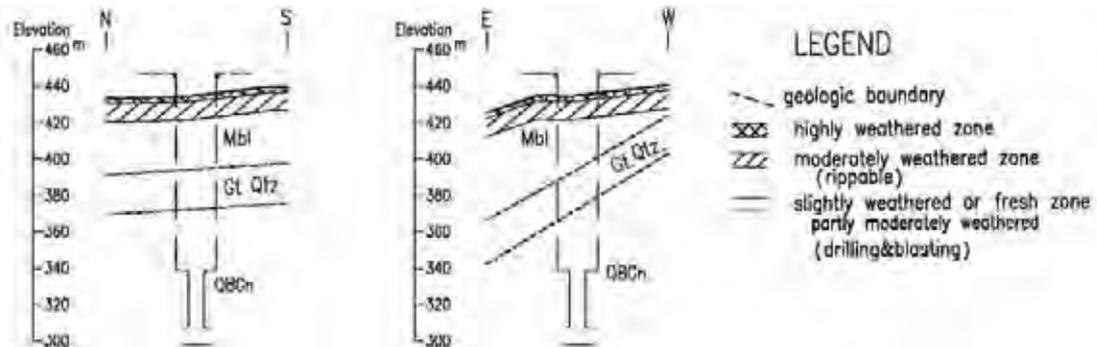


Figure 7.3.1-3 Geologic profile of New Surge Tank

4) 水圧管路地上区間

予想される地質断面をFigure 7.3.1-4に示す。基盤岩は片麻岩 (Garnetiferous Quartz Gneiss) が主体で、片理は斜面に流れ目で、風化部では黒雲母や雲母の薄層が分離面となるためにブロック状に不安定化し易く、既設水圧管路では、小断層と複合して 100 m<sup>3</sup>の崩壊が発生した。増設の水圧管路工事でも風化部の掘削には、不安定なブロックの発生に注意し、適切な支保を施工する必要がある。なお、図に示す地質境界および風化境界は推定であり、詳細設計時にはアンカー基礎部などでボーリングによる風化深度の確認が必要である

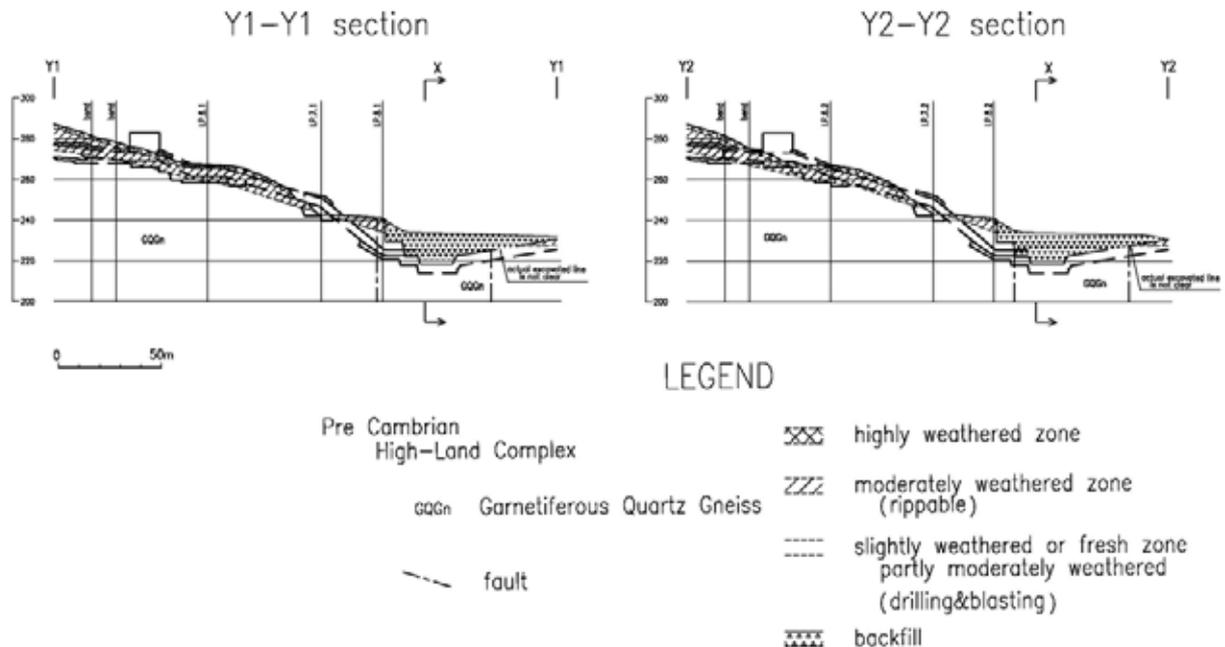


Figure 7.3.1-4 Geologic Profile of Penstock

### 7.3.2 発電所

予想される地質断面をFigure 7.3.2-1に示す。基盤岩は片麻岩 (Garnetiferous Quartz Gneiss、Quartz Biotite Gneiss) であり、既設工事にて風化部は除去され、弱風化岩および新鮮岩が分布している。2条の平行な断層が北北西-南南東方向に延びており、西側の断層が1~2 m、東側の断層が5 mの破碎帯を伴う。正確な分布位置は不明であるが、必要に応じて置換えコンクリート等を施工すれば、基礎としての地耐力は確保できると思われる。片理または節理によって岩塊が抜け易いため、基礎の整形時は注意が必要である。

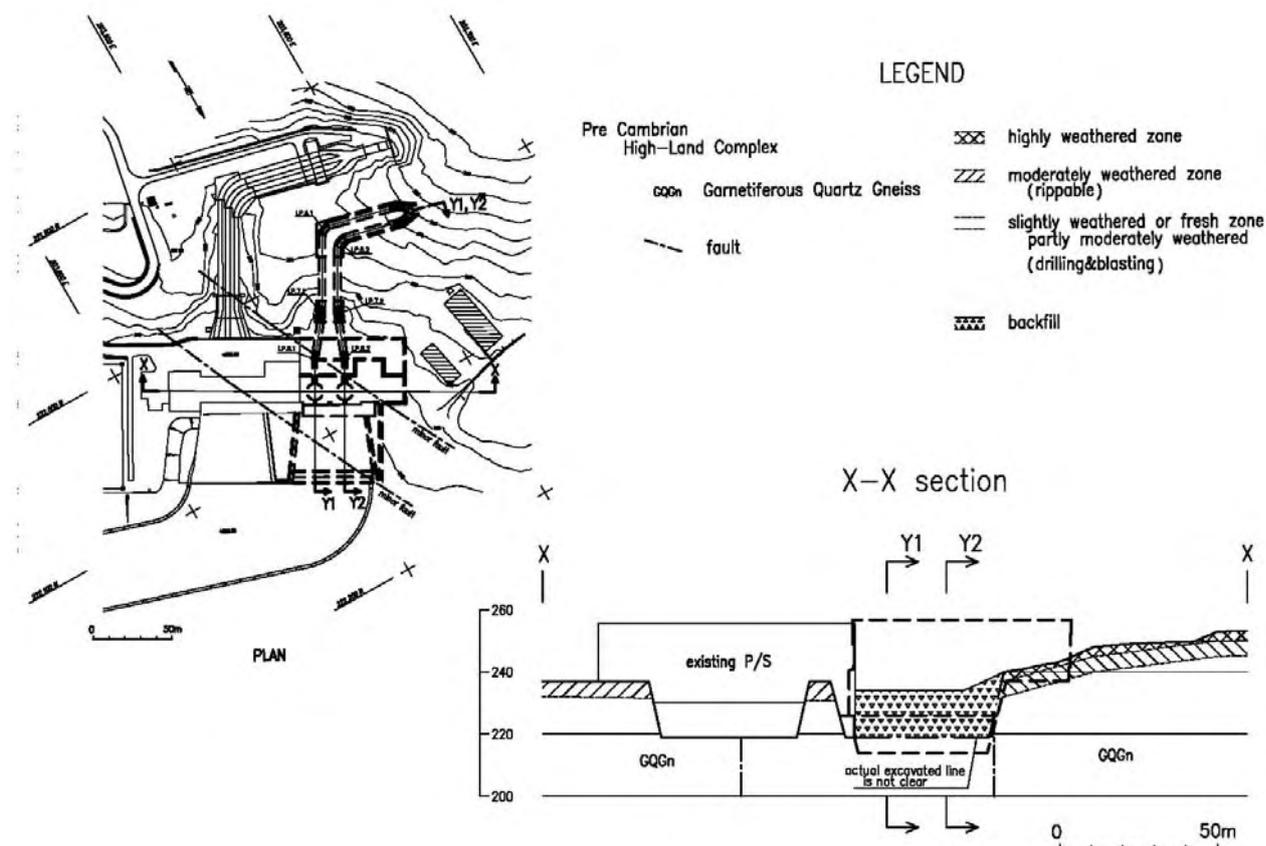


Figure 7.3.2-1 Geologic Section of Powerhouse

## 7.4 建設材料

計画地域には、ダム下流1 km付近に既設発電所工事で開発した骨材山があり、既設工事では、粗骨材から細粒分まで製造していた。地上改変を最小限とするため第10章で述べるように増設計画ではトンネルの掘削ズリを用いる計画である。なお、細粒材料の採取場所として、CEBの既設トンネル事務所の約5 km上流のヴィクトリア貯水池の末端地点で川砂が採取できる可能性があるものの、マハウエリ川の河床、ヴィクトリア貯水池、およびランデニガラ貯水池上流部には、適当な材料が分布していないことが分かった。

## 第8章 環境影響調査

### 8.1 スリランカ国の環境に関連する国家方針と法規

本プロジェクトは、スリランカの自然環境施行令(National Environmental Regulations, No.1 of 1993)に従い、EIA を実施する。本調査では、調査団は、スコーピング会議が開催された後の時点から EIA レポートのレビューが開始される直前まで、CEB を支援した。

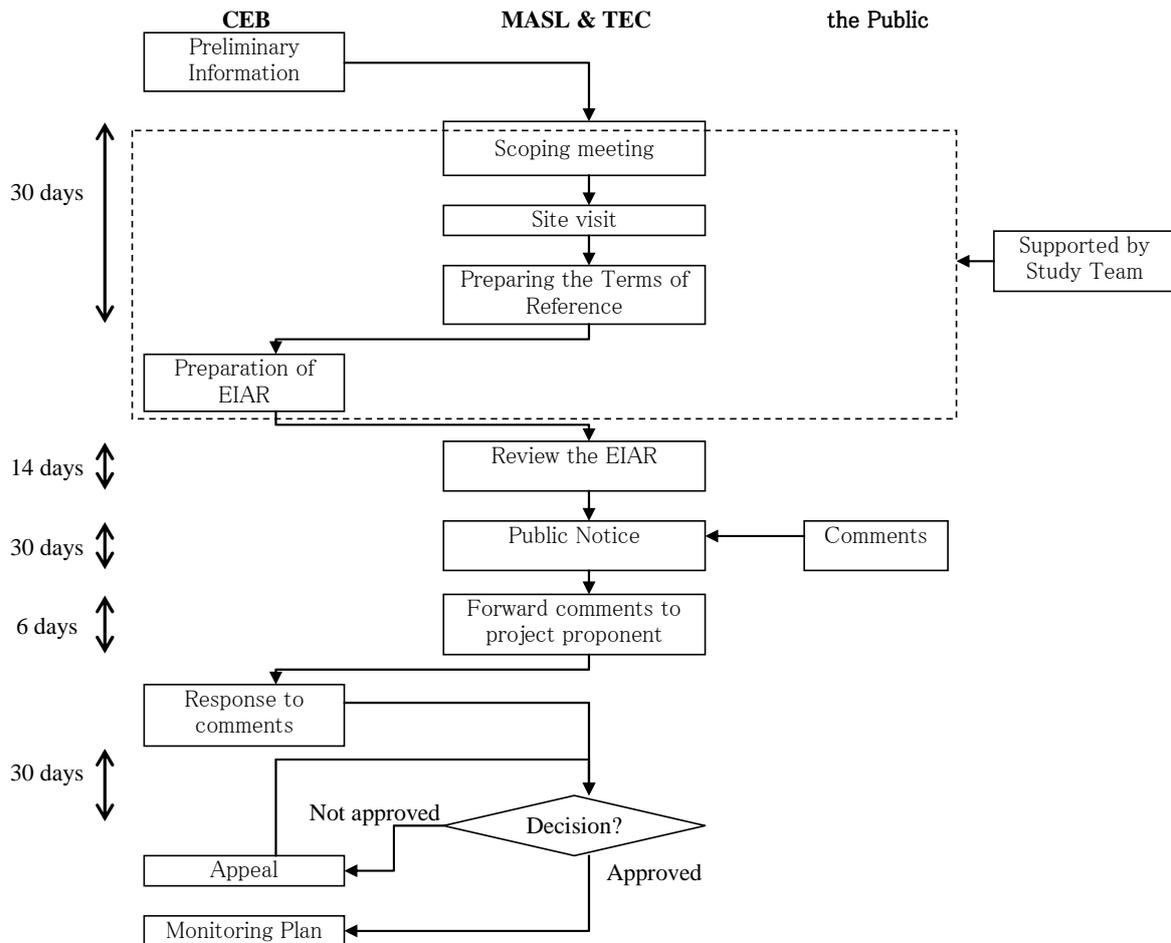


Figure 8.1-1 EIA Procedure

### 8.2 代替案比較段階の環境社会配慮調査

#### 8.2.1 比較した代替案

比較を行ったのは増設基本案 (Basic Option)、下流案 (Downstream Option)、揚水案 (Pumped Storage Option) の3案である。案の平面をFigure 8.2.1-1に示す。

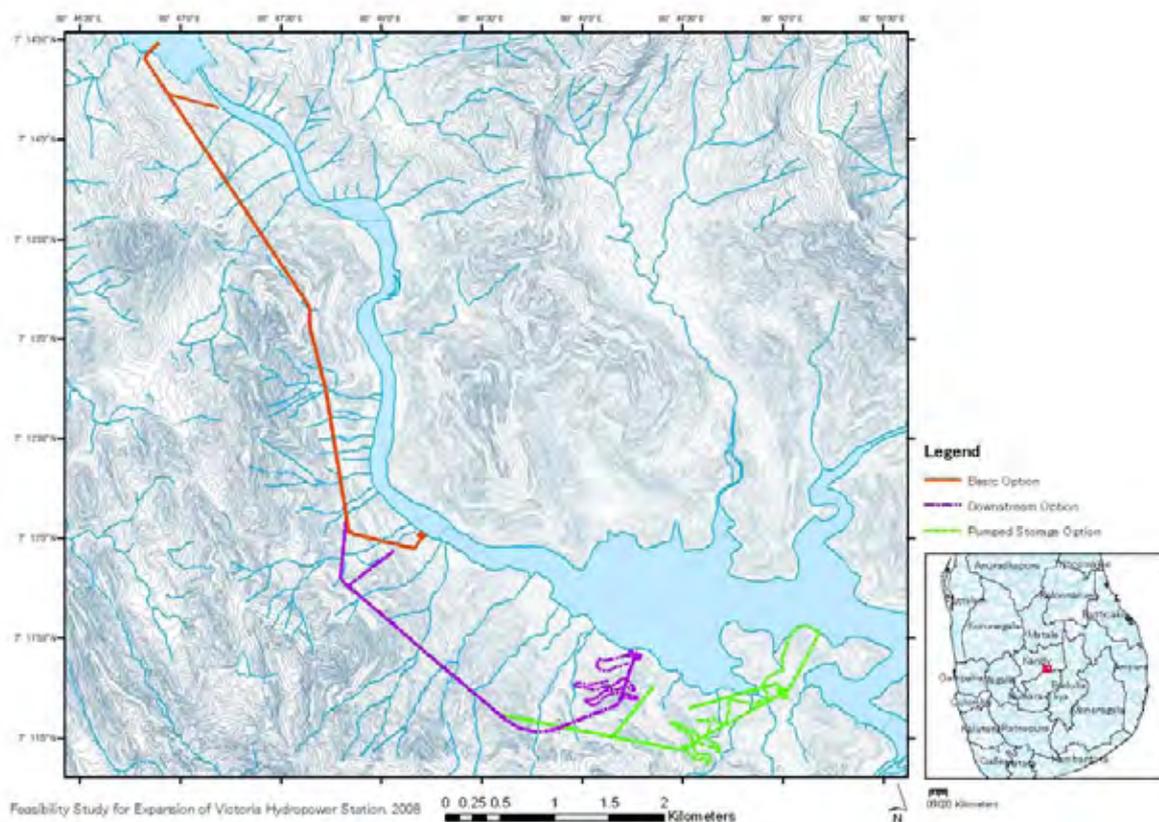


Figure 8.2.1-1 Options (Ground Plan)

## 8.2.2 比較結果

3案の比較を行ったところ、増設基本案が、経済面でも環境面でも最も好ましいとされた。総合比較表をTable 8.2.2-1に示す。

Table 8.2.2-1 Comparative Table for Three Options

	Items	Basic Option	Downstream Option	Pumped Storage Option
Economic aspect	Effective head (m)	** 170	*** 175	* 165
	Annual energy	*** 1.0	*** 1.0	** 0.9
	Construction period	*** 5.5 years	** 6.0 years	* 6.5 years
	Construction cost	*** 1.0	** 1.3	* 1.8
	Reduction in energy during construction	*** 0	** -11%	* -34%
Environmental aspect	Forest cutting area by access roads (m <sup>2</sup> )	*** 0 m <sup>2</sup>	** 16,385 m <sup>2</sup>	* 20,677 m <sup>2</sup>
	Impact on sanctuary (ha)	*** 804.9 ha	** 7,262.0 ha	* 7,319.0 ha
	Length of new access road (m)	*** 0 m	** 2,823 m	* 3,722 m

	Items	Basic Option	Downstream Option	Pumped Storage Option
	Indirect impact on land use (ha)	*** Forest: 210 Scrub: 245 Chena <sup>4</sup> : 114 Homestead: 10 Paddy: 15	** Forest: 381 Scrub: 261 Chena: 202 Homestead: 68 Paddy: 74	* Forest: 486 Scrub: 291 Chena: 202 Homestead: 116 Paddy: 74
Social aspect	Increase in jobs	*	**	***
	Decrease of water level of Randenigala reservoir during construction	*** 0 m	** 23 m, 1 years	* 25 m, 1.5 years
	Impact on the existing facilities	*** 57 buildings	** 111 buildings	* 174 buildings

\*\*\*: Best    \*\*: Second best    \*: Worst

## 8.3 最適増設計画での環境社会配慮調査

### 8.3.1 影響予測と保全対策

選択された増設基本案について、環境影響予測を行ったところ、12の主な負の影響が予測され、それぞれの対策が検討された。

#### (1) 地下水低下の影響を受ける家屋への水の供給

地下水位低下推定影響エリア内の57軒241人が水供給の対象となりうる。このエリアには水道管による水を供給できるような水源が存在しないため、給水車による水供給を行う。地下水位低下が想定されている期間は工事中に限られるため、水供給も工事期間中だけ実施する計画である。農村部で1日に必要な水の量は1人あたり100ℓであると推定されている(National Water Supply and Drainage Board, 2006)。ゆえに、もし影響範囲内にあるすべての井戸が涸れた場合の供給総水量は、年間8,796.5m<sup>3</sup>、1日あたり3tの給水車8台程度となる。

#### (2) 農業生産減少に対する金銭補償

地下水位低下による農業生産の減少額に対する金銭補償額は、最大でチェーナ 2,230 万ルピー、家庭菜園 509 万ルピー、水田 149 万ルピー、総額 2,888 万ルピーとなった (Table 8.3.1-1 参照)。

Table 8.3.1-1 Estimated Compensation Cost for the Loss of Agricultural Production

Type of Agriculture	Economic loss (Rs./year)	Year	Compensation cost (Rs.)	Remarks
Paddy	373,700	4	1,494,800	Table 4-8, EIAR
Chena	5,576,200	4	22,304,800	Table 4-9, EIAR
Home Gardens	1,272,530	4	5,090,120	Table 4-10, EIAR
<b>Total</b>			<b>28,889,720</b>	

<sup>4</sup> One of the swidden agriculture styles in Sri Lanka

### (3) 振動対策

本増設計画は、既設のヴィクトリアダム、増設用の取水設備、既設の水路・発電所に近接して明かりおよび地下工事を行うことになる。このため、増設工事に伴う発破の振動で既設構造物が損傷を受けないよう、増設工事の発破による既設構造物の振動の許容値を設定した(9.2参照)。振動レベルを許容値以下にとどめるため、発破に用いる爆薬の量を調整しなければならない。施工業者は、許容可能な最大発破振動を満たすための適切な発破手法を確認するための試験発破を、爆薬の量を変えながら、新規アクセスアディットの坑口で数回行い、取水口のシャフトやダムの監視路で振動測定器を使って測定することとする。施工業者は、試験施工の間、発破の方法や爆薬の量などをしっかり監視する。既存構造物の安全性を確認するため、工事期間中は、既存構造物や岩盤上で発破振動を測定する。

また、民家と発破点の距離から既設構造物に影響を与えない火薬量の発破であれば、民家への影響は小さいと推定される。また、ハクルタレ村落行政郡内の調圧水槽の掘削は、昼間(10時間程度)のみ行うことを計画しており、住民が夜間、発破の振動や騒音に影響を受けないように配慮した。

### (4) トンネル排水対策

トンネル排水は多くの汚濁物質を含んでいる。さらに爆薬からの窒素や機械からの油、掘削土中の鉱物起源のその他不純物なども含まれる可能性がある。すべてのトンネル排水は、浮遊物除去、油分や潤滑油の除去、窒素化合物除去、その他一般排出基準を超える物質の除去を行う必要がある。要求されているレベルになるまで、オイルトラップや沈殿槽によってこれら排水を処理する必要がある。

### (5) 事故防止のための安全対策

作業員には、安全教育とトレーニングを受講させる必要がある。建設作業員と訪問者には、適切な安全装備を準備する。すべての作業場所には、安全喚起と事故防止の掲示を掲げる。作業員と訪問者には、安全ガイドラインと規定の遵守を徹底させる。救急医薬品を準備し、救急医療のトレーニングを受けた人が24時間対応できるようにする。救急車も利用可能にしておく。事業実施者は、すべての工事現場の作業員の安全日報を記録する。

### (6) 土壌浸食防止のための環境修復

土捨場での緑化には3つのコンポーネントがある。ひとつは土壌保全、二つ目は土壌復元と植栽、三つ目は維持管理である。森林の植被を回復させる土捨場の総面積は15.66haである。

### (7) 騒音低減のための対策

事業者は工事責任者に対し、古い重機を使用せず、重機を良い状態に保つよう維持するよう求める。特に、砂や掘削土運搬車には注意を払う。

### (8) 地下水汚染防止のための汚水対策

すべての汚水は、排水前に排出基準に適合するよう適切に処理する必要がある。さらに、すべてのし尿は周辺の地下水を汚染しないよう保証すべきである。キャンプや建設現場からのし尿は分離し、標準浄化槽で処理する。車両メンテナンスによる有毒排水は土中に浸透させることなく、分離して適切に処理する。

**(9) 作業員への教育の徹底**

工事期間中には作業員に対し、伝染病や地域社会の社会文化に関する定期的な啓蒙教育を、資格を持った専門家が実施する必要がある。

**(10) 工事によって劣化する道路の補修**

工事中に工事用車両の利用する既存道路の区間は全部で 18km 程度となる。52 ヶ月におよぶ工事期間中に、10t トラックがおおよそ 115,500 回通行する計算になる。しかし、トラックの重量と通行回数から道路劣化の程度の推定までは行っていない。そのため、道路修復コスト算出には、スリランカ道路開発庁 (RDA) の道路修復算出根拠を用いた。また、プロジェクト自体が道路を修復するか、プロジェクトが RDA と協定を結んで継続的に道路を修復する。

**(11) ゾウのためのフラッシュライトと監視カメラの設置**

ゾウの移動に与える影響の緩和を確実にするため、最初の要求事項は、新設発電所の下流を横断するゾウの実際の行動パターンに関する十分なデータベースを作成することである。このためには事業の初期の段階 (可能であれば工事着工 1 年前から) に、8 台の監視カメラを河川右岸に一定の間隔で設置し、河床でのゾウの活動を観察する。ゾウの生態調査と分析は、野生生物局と動物生態学の専門家に依頼する。もし、工事前の観察でゾウの活動が確認された場合は、ゾウの活動時間や行動圏に合わせ発破の時間を調整するなど、工事期間中から対策を講じる。また、供用後は、放水 15 分前にゾウを威嚇するためのフラッシュライトの点滅を行うこととする。8 つのフラッシュライト設置箇所は、発電所下流の 8 つの横断地点とする。なお、工事中と供用後の保全対策は、工事着工前の現地調査結果に応じて、随時再検討していくこととする。

**(12) コホンバガナの土捨場での民地に対する補償**

約 6.2ha のコホンバガナの土捨場は民有地であるが、これらの土地は現在放棄され植物に覆われている。このエリアは VRR サンクチュアリ内であるため市場に出すことはできないが、土地の所有者への金銭補償は重要である。住民や役人との数回の協議の後、1 エーカーあたり Rs. 100,000.00 の担保価値で補償することが提案された。

**8.3.2 モニタリング計画**

CEBの他、MASL、DWLC等の本増設計画に関係する機関の代表者で構成するモニタリング委員で構成されるモニタリング委員会の設立を計画した。各モニタリングの内容をTable 8.3.2-1に示す。

Table 8.3.2-1 Monitoring Program

Impact	Nature of Impact	Mitigation Measure	Monitoring					
			Parameter	Locations	Method	Frequency	Duration	Responsibility
(1) Temporary lowering of ground water affecting domestic uses	57 house holds will be affected.	Provision of mobile water supply to the affected families	The number of affected houses getting the supply	Houses	Enumeration of changing ground water level	Weekly	One year in pre-construction stage if possible, construction period and additional one year	Monitoring committee/ Preconstruction ground and surface water levels and quality survey is recommended.
(2) Temporary reduction in agricultural production (paddy, home garden) to lowering of ground water	139.2 ha (Rice field and vegetable field)	Cash compensation for the loss	The affected agricultural plots	Plots	Enumeration	Every four months	Construction period and additional six months	Monitoring Committee
(3) Impact on the integrity of the existing tunnel and other structures	Blasting is controlled by the use of appropriate specific charges in the blasting rounds to limit peak particle velocity not exceeding 2cm/sec.	Use of modern and safe technology Recording actual status of the existing structures in the pre-construction stage is recommended.	Blasting vibration	Dam/Power House/Other affected places and houses (Tunnel will not be directly monitored as it is in operation)	Continuous monitoring using vibrometers and spot checks	Continuous/when required	Construction period	MASL and CEB
(3b) Impact on the integrity of the existing houses	Blasting is controlled by the use of appropriate specific charges in the blasting mentioned in (3) above.	Use of modern and safe technology Pre-construction structural distress survey (crack survey) is recommended	Use of machines and methods	Sites of Operations	Observation	Monthly	Construction period	Monitoring Committee

Impact	Nature of Impact	Mitigation Measure	Monitoring					
			Parameter	Locations	Method	Frequency	Duration	Responsibility
(4) Pollution of surface water from tunnel discharge and at tunnel muck sites	10 locations are estimated as possible impact area. But no houses will be affected.	Control spillage/Treating the tunnel discharge through oil traps	Water Quality parameters and the proper functioning of the treatment	Discharge sites	Inspection and measure	Fortnightly	Construction period	Monitoring Committee
(5) Increase in work related accidents	Traffic accidents, tunnel accidents, fire, etc.	Follow strict safety measures	Use of safety methods and equipments	Workplaces	Observation	Daily	Construction period and additional six months	Monitoring Committee
(6) Reduction of forest cover at dumping sites	Reduction of forest cover is 8.14 ha	Implement a environmental restoration program	Regrowth Establishment and regeneration	Dumping sites	Observation measure and count	Twice a year for flora/Monthly for Fauna	Construction period and additional three years	Monitoring Committee with an ecologist
(7) Disturbance of some species due to noise and other activities	During construction some species will be affected.	Use low noise machinery/ some noise is not mitigable	Sound levels	Sites of Operations	Measure sound levels	spot checks	Construction period	Monitoring Committee
(8) Soil erosion due to tunnel muck dumping and access road construction	Length of the rubble is 1253 meter	Use appropriate soil conservation methods during construction (parallel with impact 6)	Methods	Dumping sites and access roads	Observation	Monthly	Construction period and additional six months	Monitoring Committee
(9) Ground Water Pollution from Tunnel discharge	Partially mitigable	Treating the waste water before discharging into the ground	Ground Water Quality parameters	Selected wells in the PIA	Measure	Once in two months	Construction period	Monitoring Committee
(10) Disturbances to the community from the workers	Partially mitigable	Awareness programs for the workers	Complaints from villagers	Villages	Enumeration	When required	Construction period and additional six months	Monitoring Committee
(11) Damages to Road due to increase in heavy traffic	Affected road is 18 km, 4 years.	Immediate repairing of the damaged roads	Road damages	Along the roads	Inspection and observation	Weekly	Construction period and decommissioning period.	Monitoring Committee

Impact	Nature of Impact	Mitigation Measure	Monitoring					
			Parameter	Locations	Method	Frequency	Duration	Responsibility
(12) Disturbance to the migration patterns of elephants	Migration routes from Power station to Randenigala Reservoir will be affected during operation.	Installing 8CCTVs to monitor elephants on the bed. And flash lights at 8points (cross sections) along right bank of the channel from the powerhouse	The presence of elephants on the river bed	Location where lights and CCTVs are installed.	Observation and monthly review	Automatic recording and monthly review	During construction and continue only if there is a need.  Flash light will be used only if necessity is confirmed.	Monitoring Committee with the DWLC. The information will be useful for DWLC.
(13) Loss of private land at tunnel muck dumping site in Kohombagana	5.79 ha would be affected by temporary facilities in Kohombagana.	Payment of compensation for the loss of land at Rs. 100,000 per acre	Amount paid	Village	Check and verification	Twice	At the time of valuation and paying compensation	Monitoring Committee

## 第9章 基本設計

### 9.1 概要

本調査では、S/Wにもとづき、通常のF/Sで実施される設計より詳しいレベルの設計（基本設計）を行なった。第9章で述べる主要なアウトプットは以下のとおりである。

- ▶ 増設計画の各構造物の諸元
- ▶ プロジェクトの一般平面図および縦断図
- ▶ 構造物（導水路トンネル、サージタンク、水圧管路、発電所、放水口等、横坑）の平面図と断面図
- ▶ 発電所機器配置平面図
- ▶ スイッチヤード機器配置平面図
- ▶ 単線結線図

増設計画は、増設用の既設取水口から既設の発電所に隣接する増設発電所までを、既設設備の水路とほぼ平行な水路で接続するものである。増設する2台の発電機器は、既設の発電機器が3台であることから、既設発電所側の機器を4号機、もう1台を5号機と名付けた。

### 9.2 発破振動規制値の設定

本増設計画は、既設のヴィクトリアダム、増設用の取水設備、既設の水路・発電所に近接して明りおよび地下工事を行うことになる。このため、増設工事に伴う発破の振動で既設構造物が損傷を受けないよう、発破による振動を制限する必要がある。本増設計画では、以下の理由により、発破が既設構造物に与える振動速度の制限値を2 cm/s に設定する。

- (1) 2000年に実施された既設ヴィクトリア発電所の抜水点検から、既設トンネルはその機能を果たせる状況にあった。
- (2) しかしながら、増設水路は既設アーチダムおよび通水中の圧力水路に近接しているため、振動速度の許容値は安全側のものとする必要がある。
- (3) 電源開発株式会社が同様な水力増設プロジェクトで適用した許容値は2 cm/s である。この値は、コンクリート構造物の引張り破壊に対し、約15の安全率を想定したこととなる。

以下の基本設計では、発破振動の許容値を2 cm/s として、トンネルルートの検討、施工計画の検討、工事工程の作成を行う。

### 9.3 水路

#### 9.3.1 ルート選定

ヴィクトリア水力発電所増設計画では、取水口および取水口から下流約20 m までの導水路、作業横坑、調圧水槽用地および発電所用地が既に完成していることから、新設水路ルートはこれ

らを結ぶものとした。新設水路と既設水路との離隔は、トンネル掘削時の既設水路位置での発破振動速度を 2 cm/s 以下とするために 36 m とした。また、水路トンネルの被りが水路内圧力に対して十分な安定を確保していることを確認した。

### 9.3.2 導水路

導水路トンネルは、全長 5 km の 1 条の円形断面圧力トンネルとした。導水路の内径は、導水路に関わる建設費と O&M 費から求めた年間経費と、年間の損失電力費の和が最小となる内径として 6.6 m を採用した。トンネル支保パターンは、既設ヴィクトリア発電所の導水路トンネルで採用されたものをもとに、地盤条件に合わせて 4 タイプを設定した。

### 9.3.3 水圧管路

水圧管路は延長 575 m の 1 条のトンネル区間と、延長 200 m の 2 条の明かり区間とからなる。水圧管路はトンネル出口直後で分岐させ、分岐直後に鉄管弁を設置する。

水圧管路の内径は、分岐前後で管内流速が一定となるように設定する。水圧管路に関わる建設費と O&M 費から求めた年間経費と、年間の損失電力費の和が最小となる内径として、トンネル区間 5.6 m、明かり区間を 3.95 m とした。

水圧管路に作用する内圧は、全負荷遮断時 ( $Q\ 140\ \text{m}^3/\text{s} \rightarrow 0\ \text{m}^3/\text{s}$ , 閉塞時間 5s) の水撃圧をもとに設定した。

トンネル支保パターンは、既設ヴィクトリア発電所の水圧管路で採用されたものをもとに、地盤条件に合わせて 4 タイプを設定した。

### 9.3.4 調圧水槽

調圧水槽は、既設調圧水槽東側の用地に設ける。調圧水槽形式は、既設調圧水槽と同じく制水口型調圧水槽とする。調圧水槽の寸法は、既設調圧水槽寸法を参照しながら、全負荷遮断 ( $Q\ 140\ \text{m}^3/\text{s} \rightarrow 0\ \text{m}^3/\text{s}$ , 閉塞時間 5 秒) および負荷急増 ( $Q\ 70\ \text{m}^3/\text{s} \rightarrow 140\ \text{m}^3/\text{s}$ , 開放時間 5 秒) 条件でのサージング計算を行い、最高上昇水位が水槽天端を越えず、最低下降水位が導水路天端を下回らないように設定した。

調圧水槽は、Thoma – Shuller の安定条件を満たしており、水位変動に対して安定性を確保している。

### 9.3.5 放水庭

放水庭は、導流壁および越流堰とからなる。新設発電所と既設発電所の最大使用水量が同じであることから、増設発電所の放水庭の寸法は既設放水庭と同一とする。

放水庭越流堰の堰頂標高を既設発電所の堰頂標高の EL.230 m より低下させる場合、堰下流の河道を掘削する必要があり、また、既設発電所運転時に放流水が新設放水庭に流入することから、新越流堰の堰頂標高は既設堰頂と同じ EL.230 m とする。

### 9.3.6 既設作業横坑閉塞コンクリート

既設作業横坑は既設発電所建設時に使用された延長約 400 m の一円弧幌形断面 (7.2 m × 7.2 m) の横坑であり、増設工事においてもこの横坑を用いる。

既設作業横坑は、トンネル工事完了後に閉塞コンクリートで閉塞するが、スリランカでは将来のメンテナンスに備え、導水路途中に導水路に到達するためのアクセスマンホールを設けるのが一般的であるため、本閉塞コンクリートにも導水路内への機器搬入が可能となるように、直径 2 m のアクセスマンホールを設ける。

閉塞コンクリートの長さは、閉塞コンクリートに作用する水路内圧に対しコンクリートの底面せん断力で対抗するように定めた。

## 9.4 水力機器

### 9.4.1 水圧鉄管

水圧鉄管は調圧水槽下流から入口弁上流までの区間に設置する。調圧水槽内張管下流端に接続される鉄管始点から 575 m はトンネル区間で、トンネル出口部で 2 条に分岐し、鉄管弁を経て発電所まで約 200 m は露出区間としている。トンネル区間の内径は導水路と同径の 6.6 m から 5.6 m に、分岐部で 3.95 m に、更に露出区間の発電所手前で 2.85 m に絞り、入口弁の上流に接続している。

設計条件は、始点位置での設計内圧は約 1.6 MPa、入口弁手前の終点では約 3.4 MPa であり、設計外圧はグラウト圧として 0.6 MPa を考慮することとした。また、他の工事实績等からトンネル区間の岩盤は堅硬であると想定されるため、十分な地山の被りがある鉄管始点からトンネル坑口の上流側 100 m までの区間で 20% の岩盤負担を行うことにより鉄管重量の軽減を図った。これらの条件より使用材料は JIS G 3106 の SM570Q とし、使用板厚は本管部分で 19 mm から 34 mm、枝管部で 23 mm から 30 mm とした。また、岩盤負担区間についてはスティフナーを設置することとした。分岐管は内部補強型 Y 分岐とし損失の低減を図った。

### 9.4.2 鉄管弁

スリランカでは、明かり鉄管の分岐直後に鉄管弁を設置し、入口弁の故障等の不測の事態に備えることが一般的である。本増設計画でも明かり鉄管は、トンネルの出口直後で 2 条に分岐させ、分岐直後に鉄管弁を設置する。

### 9.4.3 放水口ゲート

ドラフトチューブ出口と放水庭との間にドラフトチューブ排水時のメンテナンス用として放水口ゲートを設置する。水路 1 条に対して扉体を 2 組用意しドラフトチューブのピアの両側に戸当りを配置する構造とした。開閉装置は既設のガントリークレーンを流用することとし、走行用のレールを延長して増設放水口側にも移動可能な構造とする。

#### 9.4.4 アクセスマンホール

導水路内部点検作業用に、既設作業坑との交点のプラグコンクリートに直径 2 m のアクセスマンホールを設置する。構造は同種設備の実績等より直径 2 m、長さ 10 m の溶接鋼管をプラグコンクリートに埋設する形式とし、端部にフランジを設け通水時はボルト・ナットによりバルクヘッドを取付け止水する。マンホールの開閉作業用に作業坑天井に H 型鋼のレールを取付け、これに懸架する電動ホイストによりバルクヘッドの取付け、取外し、移動を行う。

### 9.5 発電所

#### 9.5.1 土木構造物

##### (1) 発電所レイアウト

前章で述べた代替案（下流案、揚水案）の比較検討の結果、既設発電所に隣接する基本案が技術面、経済面からみて最も有利であることが明らかとなった。増設発電所は、メンテナンス、オペレーションを容易にするよう、既設発電所と一体化してレイアウトした。

##### (2) 土木構造物諸元

土木構造物の諸元は、水車、発電機、クレーン等の電気設備の諸元をもとに、以下のよう  
に決定した。なお、本調査では、躯体の構造計算は実施しないこととする。

##### 1) 高さ

発電機の単機容量増に伴い、吸出し高が大きくなったため、水車標高が既設発電所に比べ 4 m 低くなった。また、クレーン吊上げ高が、機器サイズが大きくなったことに伴い、1 m 高くなった。あわせて、ドラフトチューブ、水車、発電機の高さを基に、発電所の高さは、既設の 27 m から 32.7 m（クレーン上端からドラフトチューブ下端）となった。

##### 2) 幅（上下流方向）

発電所の幅は、水車、発電機の径、入口弁のサイズ並びに補機類に必要なスペースより、37 m とした。また、発電機の単機容量及びサイズが既設発電所より大きいため、クレーン  
スパンは既設発電所の 15.30 m に対し、増設発電所は 17.00 m となった。

##### 3) 長さ

発電所の長さは、発電機の離間距離、組立室の必要スペースより、69 m とした。なお、既設発電所に比べクレーン  
スパンが拡大したため、既設クレーン及び組立室を兼用することはできない。

##### 4) 各階標高

組立室標高は、既設進入道路からの資機材搬入を考慮して、既設発電所と同じ EL.242.00 とした。また、発電機室  
フロー（EL.230.25）において、既設発電所とトンネルで連結させた。

##### (3) 電気機器設備レイアウト

主要電気機器の配置（フロー標高）は Table 9.5.1-1 に示すとおりである。

Table 9.5.1-1 Floor Arrangements

Main Equipment	Floor Elevation
OHT Crane	EL 249.00
Ventilation Plant	EL 249.00
Transformer	EL 242.00
Erection Bay	EL 242.00
Work Shop	EL 242.00
Cable Gallery	EL 238.00
Ventilation Gallery	EL 238.00
Transformer Oil Water Separation Pit	EL 238.00
Storage Area	EL 238.00
Battery	EL 230.25
AC/DC Control Board	EL 230.25
Unit Control Board	EL 230.25
Low Voltage Cub.	EL 230.25
Air Compressor Room	EL 226.00
Oil Treatment Room	EL 226.00
Motor Control Center	EL 226.00
Governor Oil Pressure Tank	EL 226.00
Turbine Control Board	EL 226.00
Fire Distinguish System	EL 226.00
Governor Cabinet	EL 226.00
G.V.Servo Motor	EL 226.00
Inlet Valve	EL 220.00
Inlet Valve Control Board	EL 220.00
Inlet Valve Oil Pump	EL 220.00
Drainage Pump	EL 220.00
Drainage Pit	EL 220.00

## 9.5.2 電気機器

増設機器は、基準有効落差 (1 台運転時) 191.50 m、使用水量 70 m<sup>3</sup>/s の仕様の水車 (出力 122 MW) と発電機 (定格容量 140 MVA) 2 台から構成される。

発電所内には、水車に直結される発電機およびそれらの給排水設備等の補機、並列用遮断機等の 16.5 kV 開閉設備機器、制御機器、並びに天井クレーンが配置される。主要変圧器は発電所の屋外に設置し、発電機と並列用遮断器、断路器を経て接続される。発生電力は主要変圧器により 16.5 kV から 220 kV に昇圧され、発電所敷地内の開閉所から Kotmale 線 2 回線及び Randenigala 線 1 回線を経由して需要端に送電される。

### (1) 水車出力

水車出力は、運転する有効落差と流量で定まるもので、本計画の場合、基準有効落差 (1 台運転時) 191.5 m で計画され、単機あたりの出力は 122,000 kW となった。

## (2) 水車型式

フランシス水車の場合、適用される有効落差は 50～500 m とされている。また、水本計画の水車の比速度 132(m-kW)は、フランシス水車の領域内にあることがわかる。

適用落差および比速度から、経験、実績を考慮して、立軸フランシス水車を最適機種として選定した。

## (3) 定格回転数

限界比速度を目安として JEC の規格 (JEC-4001) に記載された式に基づき回転数を算出し、50Hz における極数、経済性を考慮して適切な定格回転数  $300 \text{ min}^{-1}$  を決定した。

## (4) 水車中心位置

水車の中心位置は、ランナーから発生するキャビテーション現象を予防することが肝要である。発電所設置箇所の放水路の水位を基準に水車の適切な吸出し高さを定める。

本計画の場合、キャビテーション係数 0.093 (電気学会基準値) から吸出し高さ (ランナ下端) -8.0 m が求められ、ランナ下端から水車中心までの距離 0.85 m を考慮して、一台フル運転時の放水口水位が EL.230.72 m であることからランナー中心位置を EL.224 m と定めた。

## (5) 入口弁

形式は、複葉弁 (バイプレーン) とする。流水遮断ができる能力を備える。

## (6) 発電機型式

準傘型の立軸三相交流同期発電機を適用した。また、既設と同様、回転方向は発電機上方から見て反時計方向とする。

## (7) 発電機定格容量

発電機の定格容量は 140 MVA と決定された。

## (8) 運転制御装置

既設発電所内の制御室の制御盤から行われるものとする。

制御はデスクトップコンピュータを利用した SCADA 方式による。

また、統合化された情報は、大型プラズマディスプレイにより運転員が視認しやすい位置に設置する。

## (9) 主要変圧器

主要変圧器は輸送重量を考慮して、特別 3 相変圧器あるいは単相変圧器 3 台を 3 相に接続したものとする。主変圧器容量は、発電機容量に所内受電容量および無効電力を考慮して 145 MVA とした。

## (10) 天井走行クレーン

吊上げ荷重は、据付機器の最大重量により選定され、一般的には発電機回転子が最重量機器になる。本計画では発電機回転子で約 192t が想定される。

天井クレーンの定格吊上げ荷重はその最大重量機器に吊上げビーム、ワイヤロープ等の重量を加味し、115t 以上×2 基と想定されるが、最大荷重は製作者によって差が出るがあるので、吊上げ荷重は詳細設計時に再検討する。

## 9.6 系統解析

調査団は、基本設計で決定した設備出力（114 W × 2 台）で既設ヴィクトリアも含めてピーク対応電源として、ナイトピークの需給状況の潮流解析、短絡容量解析および安定度解析を行なった。

その結果、132 V 系統の下位系統において変圧器の過負荷が多く見られ、また、火力最大運転時においては、下位系統の水力発電所が停止しているため、系統電圧を維持することが困難になる、等の系統上の問題点は多々あるものの、これらの問題は、ヴィクトリアの増設にかかわらず系統に内在する問題であり、ヴィクトリアの増設については、系統上の問題は生じないことが確認された。

## 第10章 工事計画および工事費

### 10.1 仮設備工事

#### 10.1.1 コンクリート用骨材

計画地点は岩盤がいたる所で露頭しており、堆積土砂は比較的少ないと考えられる。そこで、コンクリート用骨材は水路トンネル、サージタンク、発電所工事等で発生する掘削ズリをストックヤードに確保し、骨材プラントにて加工し、利用することを基本とする。

#### 10.1.2 土捨場

計画地点は、環境保護区に指定されており、土捨場のための新たな土地改変は最小限に抑える必要がある。土捨場の検討に当たっては、既設発電所工事の際に改変された区域を中心に、(1)既設原石山跡地、(2)既設導水路土捨場跡地、(3)既設発電所仮設用地、(4)既設発電所土捨場跡地、(5)既設発電所から 2.4 km 下流の沢周辺、の 5 地点を選定した (Figure 10.1.2-1 参照)。

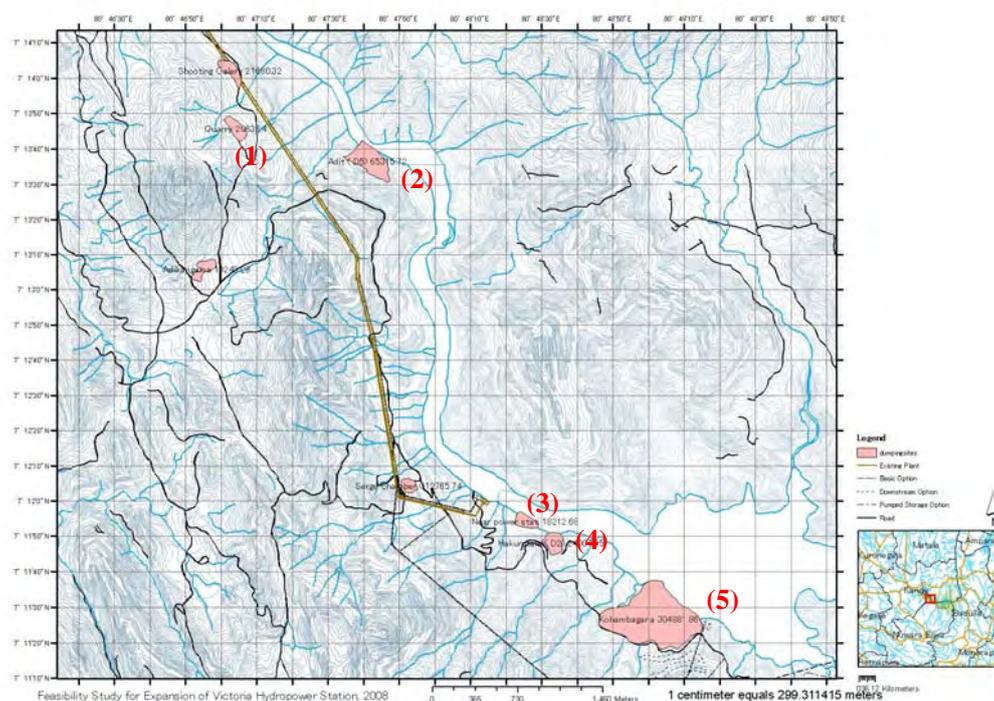


Figure 10.1.2-1 Location of Spoil Bank

各土捨場候補地の推定可能容量を Table 10.1.2-1 に示す。

Table 10.1.2-1 Estimated Volume of Spoil Bank

No	Location	Estimated Area (m <sup>2</sup> )	Estimated Volume (m <sup>3</sup> )	Remark
(1)	Previous Quarry Area	12,800	160,000	
(2)	Previous Spoil Bank for Headrace	57,000	427,000	
(3)	Previous Temporary Area for Powerhouse	9,600	72,000	
(4)	Previous Spoil Bank for Powerhouse	4,000	40,000	
(5)	Stream at 2.4km Downstream of Powerhouse			Cultivated Area (Partially )
	Total		699,000	> 666,225 m <sup>3</sup>

### 10.1.3 仮設備用地

仮設備用地の候補地をFigure 10.1.3-1に、各候補地の面積をTable 10.1.3-1に示す。

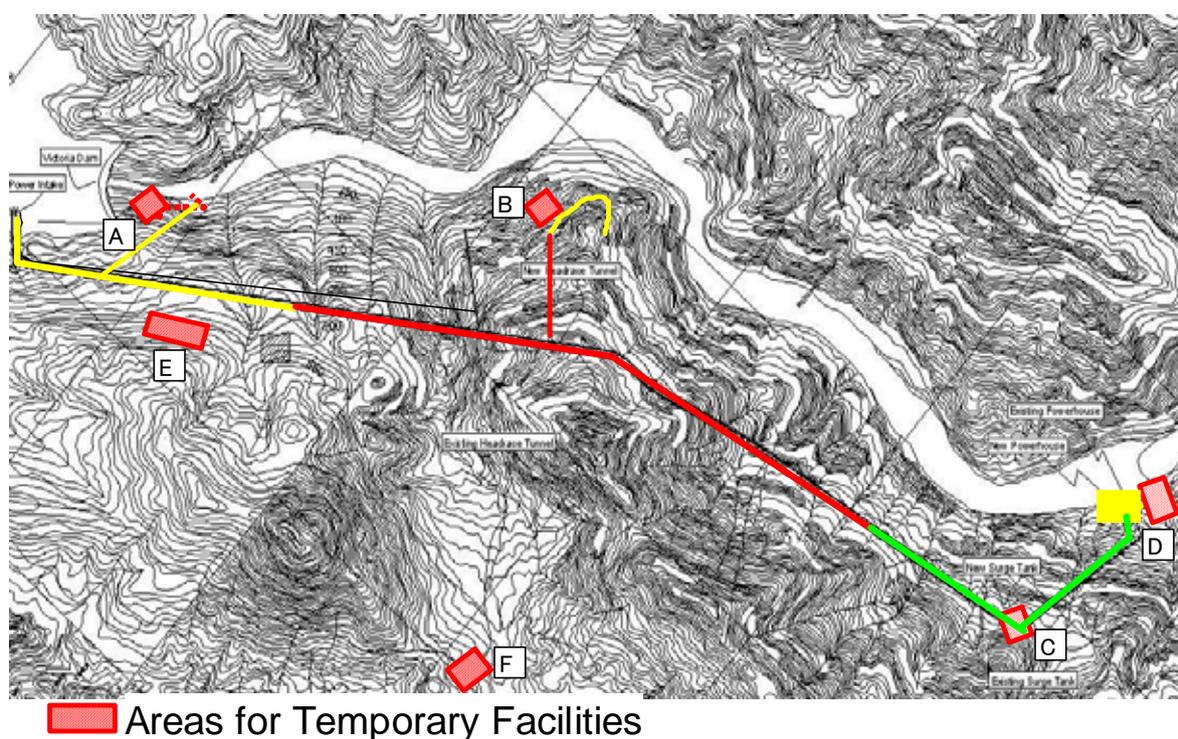


Figure 10.1.3-1 Location of Candidate Temporary Facilities Area

Table 10.1.3-1 Temporary Facility Area

No	Candidate for Temporary Facility Area	Estimated Area (m <sup>2</sup> )	Location
A	Headrace Tunnel (Upstream) Area	2,000	Downstream of Dam right Abutment
B	Headrace Tunnel (Middle stream) Area	2,400	Portal of Existing Work Adit
C	Surge Tank Area	2,200	Existing Surge Tank
D	Headrace (Downstream) Penstock Powerhouse & Switchyard Area	3,500	Downstream of Powerhouse (CEB's Land)
E	Concrete Facilities	12,100	Temporary Facility Area for Dam
F	Construction Buildings	36,000	Near Circuit Bugalow (CEB's Land)

### 10.1.4 アクセス道路整備

本計画におけるアクセス道路は、環境負荷を抑えるため、既設発電所工事用道路の流用を基本とするが、一部拡幅や改修が必要となる。拡幅、改修が必要なアクセス道路を**Table 10.1.4-1**に示す。

**Table 10.1.4-1 Access Road Improvement**

Access Road to be Improved	Estimated Length (m)
Victoria Dam: Temporary Facility Area A (Work Adit for Upsteam of Headrace Tunnel)	300
Tunnel Office: Temporary Facility Area B (Work Adit for Middlesteam of Headrace Tunnel)	1,000
Powerhouse: Temporary Facility Area D & Spoil Bank (3)	300
Existing Road: Spoil Bank (4)	300

## 10.2 本工事

### 10.2.1 主要構造物

主要構造物は次のとおりである。

ダム(既設) .....	コンクリートアーチ式 高さ：112 m、堤頂長：520 m
取水口(既設) .....	傾斜型表面取水式
導水路トンネル .....	コンクリート巻立式 内径：6.6 m、延長：5,003 m
調圧水槽 .....	制水口型 内径：20 m(上段)、6.6 m(下段)、 高さ：117 m(上段)、32.9 m(下段)
水圧管路 .....	トンネル区間 内径：6.6～5.6 m、延長：575 m、 明かり区間 内径：3.95 m～2.85 m、 延長：4号機 175 m、5号機 160 m
発電所 .....	地表式 幅 37 m×高さ 44 m×長さ 69 m
水車 .....	立軸フランス水車 122 MW/unit×2 units, 300 r/min
発電機 .....	140MVA /unit×2 units, 50 Hz
主要変圧器 .....	屋外式 145MVA /unit×2 units, 1次 16.5 kV, 2次 220 kV
ケーブルトンネル .....	地下カルバート式(既設)
放水庭 .....	幅 38 m×長さ 44 m
開閉所 .....	明り式(敷地造成済)

### 10.2.2 工事工程

工事期間は準備工事を含め4年4ヶ月（52ヶ月）と見積もった。本プロジェクトのクリティカルパスは導水路の建設工事である。

プロジェクトの工事工程を**Figure 10.2.2-1**に示す。



## 10.3 工事費

工事費は計画地点の気象、地質、地域条件および工事規模を考慮し、2008年10月末時点において算出した。

### 10.3.1 工事費の構成

プロジェクトの工事費は、次に示した項目で構成される。

- |                   |   |   |
|-------------------|---|---|
| (1) 準備工事費         | : | 既設道路の改修、取付道路、仮設備用地、宿舍設備、事務所、工所用電力設備                   |
| (2) 土木工事費 :       |   | 水路 導水路トンネル作業坑、導水路トンネル、調圧水槽、水圧管路、放水庭<br>発電所 発電所基礎および建屋 |
| (3) 水力機械設備        | : | 水圧鉄管、ポータルバルブ、放水庭ゲート等                                  |
| (4) 電気機械設備        | : | 水車、発電機、変圧器、付属機器                                       |
| (5) 環境対策費         | : | 補償費、環境緩和対策費、モニタリング費                                   |
| (6) 技術・管理費        | : | 詳細設計費用、施工管理費用（直接費の10%）                                |
| (7) 予備費           | : | 準備工事、土木工事、電気機器、水力機器、管理・技術経費並びに環境対策費の10%               |
| (8) 関税            | : | 関税は計上していない  |
| (9) 物価上昇に対する予備費 : |   | 考慮していない   |
| (10) 建設中の利子       | : | 考慮していない   |

### 10.3.2 プロジェクトの工事費

プロジェクトの工事費を、上記で設定した条件で項目ごとに、内貨、外貨別にTable 10.3.2-1に示す。工事費は、222百万ドルと算定された。

Table 10.3.2-1 Project Construction Cost

No.	Item	Amount (US\$)		
		Total	Foreign	Local
1	Preparatory Works	3,186,329	430,556	2,755,773
2	Civil Works	74,856,634	40,400,088	34,456,546
3	Hydromechanical Equipment	21,966,000	17,721,100	4,244,900
4	Electromechanical Equipment	81,480,000	67,900,000	13,580,000
5	Environmental Cost	2,154,099	0	2,154,099
6	Administration and Engineering Fee	18,148,896	12,645,174	5,503,722
7	Contingency	20,179,196	13,909,692	6,269,504
	Project Construction Cost (1 to 7)	221,971,154	153,006,611	68,964,544

### 10.3.3 プロジェクトの年度別所要資金

プロジェクトの年度別所要資金を内貨、外貨別に**Table 10.3.3-1**に示す。

Table 10.3.3-1 Disbursement Schedule of Project Construction Cost

No.	Item	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
		Foreign (USD)	Local (USD)	Total (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)								
1	Preparatory Works	430,556	2,755,773									3,186,329	430,556	2,755,773
2	Civil Works	10,767,357	5,021,603	15,817,588	9,757,476	8,951,519	13,127,258	4,863,624	6,550,209	0	0	74,856,634	40,400,088	34,456,546
3	Hydromechanical Equipment	4,393,200	0	1,700,000	660,000	3,696,000	1,419,800	5,735,300	2,165,100	2,196,600	0	21,966,000	17,721,100	4,244,900
4	Electromechanical Equipment	10,185,000	0	8,738,000	2,330,000	29,742,000	7,931,000	12,445,000	3,319,000	6,790,000		81,480,000	67,900,000	13,580,000
5	Environmental Cost	0	538,525	0	538,525	0	538,525	0	538,524	0	0	2,154,099	0	2,154,099
6	Administration and Engineering Fee	2,577,611	777,738	2,625,559	1,274,748	4,238,952	2,247,806	2,304,392	1,203,431	898,660	0	18,148,896	12,645,174	5,503,722
7	Contingency	2,835,372	909,364	2,888,115	1,456,075	4,662,847	2,526,439	2,534,832	1,377,626	988,526	0	20,179,196	13,909,692	6,269,504
	Project Construction Cost (1 to 7)	31,189,097	10,003,003	31,769,261	16,016,823	51,291,318	27,790,827	27,883,149	15,153,891	10,873,786	0	221,971,154	153,006,611	68,964,544

## 10.4 事業実施計画

本増設計画は、その特徴から、一般の水力発電プロジェクトに比べ、リスクの一部が小さくなるので、近年、火力発電プロジェクト等で導入されている、詳細設計と本体の建設工事を一括発注する EPC (Engineering, Procurement, and Construction) 方式、または、Design-Build (以下、DB) 方式の導入も可能と考えられる。

CEB は、この2つの方式のうち、よりプロジェクトの実施者が設計に関与できる DB 方式を望んでいるので、これまでの ODA のもとで、詳細設計をコンサルタントが行ない、その後建設工事の請負者を決める入札を行う方式 (以下、従来方式という) と DB 方式を比較した。

### (1) 事業実施工程

一般に、ODA を使用したプロジェクトでは、まず、詳細設計向けに資金が供与され、詳細設計での検討結果をもとに、再度供与機関が審査を行い、建設工事向けの資金を供与することになる。しかしながら、本計画は、増設事業であるため、通常の水力発電プロジェクトに比べ、地質条件等の自然条件がより詳しく把握できていること、貯水池水位に関する工事制約がないこと、移転住民がいないことなどを考慮すると、詳細設計と建設工事の費用を一度に供与されることが十分可能と判断された。

このため、F/S 終了後からの事業実施工程を作成したところ、従来方式と DB 方式でのプロジェクトの完成時期は、同じ 2016 年末となった。

### (2) 両方式の比較

2つの方式について、(1)リスクと契約金額、(2)契約パッケージ、(3)既設構造物への発破振動の影響に関する CEB の管理、(4)CEB が行う既施設設地域への立入に関するセキュリティ管理、(5)環境社会配慮、の観点から比較を行った。その結果、調査団は従来方式を推奨する。

## 第11章 経済および財務評価

### 11.1 経済評価

#### 11.1.1 評価手法

経済評価はある計画を実施することに伴う経済的インパクトを国家経済の観点から計測することを目的としている。本計画では通常使用されているキャッシュ割引フロー法により経済価格によって表わされた費用と便益の比較を行う。

#### 11.1.2 本計画の経済費用

各設備の初期投資額、運転維持費、設備更新費（予備費を含む）を本計画の費用とした。

#### 11.1.3 本計画の経済便益

With project および without project それぞれの状況における便益（電力便益および電力量便益）を代替火力法に基づいて推計し、その差額となる増分便益を本計画の経済便益とした。

#### 11.1.4 経済評価

純現在価値（NPV: B - C）、便益費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）の各指標を Table 11.1.4-1 に示す。

Table 11.1.4-1 Result of Economic Evaluation

	Evaluation Index	Evaluation Criteria	Discount rate
NPV	US\$353,154,000	> 0	8%
	US\$235,639,000		10%
	US\$158,203,000		12%
B/C	2.79	> 1	8%
	2.29		10%
	1.93		12%
EIRR	19.4%	> Opportunity cost of capital	8%
	19.8%		10%
	20.2%		12%

注：代替火力の年経費算出のために割引率を使用しているため、EIRR の値も変動する。

この結果、EIRR は資本の機会費用である 10% を上回っており、経済的にフィジブルであると評価できる。

また、感度分析により、以下が判明した。

- 1) 使用した燃料費水準が高いことから、燃料コストが 72% 減（ディーゼル US\$38/バーレル、石炭 US\$44/トン）になるまで EIRR が 10% 以上の値を保つ。
- 2) 上流の Polgolla 堰で 1260MCM の取水が行われた場合でも経済的にフィジブルである。

3) ベース電源の開発が遅れて、ベース対応運転をせざるをえない場合には経済性はない。従って、本計画が成立するためにはベース電源の開発が必要不可欠と判断される。

## 11.2 財務評価

### 11.2.1 評価手法

財務評価はある計画が企業会計の立場から見て成立するかどうかを検討する。分析手法としてはキャッシュ割引フロー法を採用する。評価指標として資金調達形態にかかわらずプロジェクト本来の収益性を評価するための、総資本財務的内部収益率（FIRR on investment）を算出する。

### 11.2.2 本計画の財務費用および便益

#### (1) 財務費用

本計画の財務費用は市場価格による初期投資額、機器更新費用および O&M 費とする。

#### (2) 財務便益

本計画の財務便益は電力販売収入である。ここでは 2008 年の平均電力単価（USc12.157/kWh）に想定販売電力量を乗じて売電収入を計算した。販売電力量の設定にあたっては、既設プロジェクトの機器の耐用年数到来までは発電量純増分を、それ以降は増設発電機による発電量を基準電力量とした。

Table 11.2.2-1 Financial Benefit

Period	Salable Energy (GWh)	Unit Price (USc/kWh)	Annual Revenue (US\$)
2017-2018	9.4	12.157	1,143,000
2019-2066	325.0	12.157	39,510,000

Source: Study Team Calculation

### 11.2.3 財務評価

総資本に対する総資本財務的内部収益率を財務収入に基づき計算した。財務評価の結果を Table 11.2.3-1 に示す。

Table 11.2.3-1 Result of Financial Evaluation

Item	Result	Evaluation criteria
FIRR on investment	9.6 %	> interest rate

FIRR は 9.6%と計算された。従って、本計画のフィージビリティを求めるためには、ある程度ソフトな貸し付け条件を持つ資金を利用する必要があること評価できる。また、便益の前提条件を変更する場合には財務収入を増加させるための対応をとる必要がある。

## 第12章 事業実施に向けた提言

### 12.1 事業実施前に確認すべき事項

本増設計画を有効に実施するために、実施に先立って、確認する事項は、次のとおりである。

- 第4章で述べた本増設計画の完成年でのベース電源の需給
- 第5章で記載したDSWRPPにおけるマハウェリ川の水利用計画の見直し結果

### 12.2 CDM適用に関する留意事項

本増設計画では、増設後の発電量の増分はわずかであるが、ヴィクトリア発電所がベース電源からピーク電源への移行した後に、その代替として導入されたベース電源の効果までを考慮に入れば、クリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism, CDM）適用の可能性もある。CDM 適用については、スリランカ（ホスト国）政府と CEB、および投資国が協議して進める必要がある。適用にあたっては、1) 京都議定書に変わる新しい協定の調査、ii) ODA 資金によるプロジェクトへの適用に関する条件の明確化、iii) CDM 検討の着手時期、iv) 温室効果ガスの削減の定量的な証明方法の予備検討、を行っておく必要がある。

### 12.3 調査・設計に関する提案

本調査以降の詳細設計等実施に必要な地質、環境、既設構造物等の調査を提案した。

### 12.4 地下水位モニタリング計画に関する提案

既設発電所工事ではトンネル掘削に伴い周辺井戸の一時的な地下水位低下などの地下水理学的な影響が報告されている。増設工事においては、工事に伴う地下水への影響を定量的に把握し適切な対策を処するため、地下水位モニタリングの実施が不可欠である。ボーリング孔内水位観測、井戸水位観測、気象観測およびこれらをまとめた観測計画を提案した。