

第 10 章 工事計画および工事費

目 次

第 10 章	工事計画および工事費	
10.1	一般	10-1
10.1.1	計画地点へのアクセス	10-1
10.1.2	工事用電力	10-1
10.1.3	コンクリート用骨材	10-1
10.1.4	土捨場	10-3
10.1.5	仮設備用地	10-6
10.1.6	アクセス道路整備	10-8
10.2	工事計画および工事工程	10-9
10.2.1	基本条件	10-9
10.2.2	工事計画および工事工程	10-9
10.3	工事費	10-15
10.3.1	基本条件	10-15
10.3.2	工事費の構成	10-16
10.3.3	プロジェクトの工事費	10-17
10.3.4	年度別所要資金	10-19
10.4	事業実施計画	10-22
10.4.1	事業実施工程の検討	10-22
10.4.2	事業実施方式の検討	10-25

LIST OF TABLES

Table 10.1.3-1	Excavation and Concrete Volume for Main Structures	10-2
Table 10.1.4-1	Excavation and Spoil Bank Volume for Main Structures	10-3
Table 10.1.4-2	Estimated Volume of Spoil Bank	10-5
Table 10.1.5-1	Temporary Facility Area	10-7
Table 10.1.5-2	Temporary Facility Area	10-8
Table 10.1.6-1	Access Road Improvement	10-9
Table 10.3.3-1	Project Construction Cost	10-18
Table 10.3.4-1(1)	Disbursement Schedule of Project Construction Cost	10-20
Table 10.3.4-1(2)	Disbursement Schedule of Project Construction Cost	10-21

LIST OF FIGURES

Figure 10.1.4-1	Location of Spoil Bank	10-4
Figure 10.1.5-1	Location of Candidate Temporary Facilities Area	10-8
Figure 10.2.2-1	Construction Schedule	10-10
Figure 10.2.2-2	Excavation Procedure	10-12
Figure 10.4.1-1	Expected Implementation Schedule for Victoria Hydropower Station Expansion Project	10-24

LIST OF PICTURES

Picture 10.1.3-1	Borrow Area for Sand Aggregate	10-2
Picture 10.1.3-2	Borrow Area for Sand Aggregate	10-3
Picture 10.1.3-3	Borrow Area for Sand Aggregate	10-3
Picture 10.1.4-1	Spoil Bank (1)	10-4
Picture 10.1.4-2	Spoil Bank (2)	10-4
Picture 10.1.4-3	Spoil Bank (3)	10-5
Picture 10.1.4-4	Spoil Bank (4)	10-5
Picture 10.1.4-5	Spoil Bank (5)	10-5

第10章 工事計画および工事費

10.1 一般

10.1.1 計画地点へのアクセス

(1) 空港

Bandaranaike 国際空港は、首都スリー・ジャヤワルダナプラ並びにコロンボから、35 km 北方のカトゥナーヤカにあるスリランカで唯一の国際空港である。国内の主要都市には、国内定期便専用の空港があるが、サイト近辺には空港はない。日本の成田空港から Bandaranaike International 空港には、直行便で約 9 時間である。

(2) 道路

ヴィクトリア水力発電所増設計画地点は、スリランカ中央高地に源を発する最長河川マハウェリ川 (335 km) にあり、コロンボから東北東約 150 km に位置している。

海外からスリランカに輸入される発電機器、建設機械・資材は、コロンボ港で陸揚げされサイトに輸送される。本計画での輸送ルートは、コロンボから国道 1 号線を使用し、Kegalla および Kandy を経由してサイトまで車で約 4 時間を要する。

本増設計画は、既設ヴィクトリア発電所に隣接しているため、プロジェクト地域への道路は全線舗装されており、スリランカの道路基準のカテゴリーA に属している。重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われるが、建設時の輸送資材が決まった段階で、コントラクターによる再調査が必要である。

10.1.2 工事用電力

サイト近傍に既設発電所から出ている 33 kV 送電線があり、工事用電力は既設送電線から各請負業者が受電する。

10.1.3 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。

各主要構造物において発生する岩石掘削ズリおよび必要なコンクリート量はTable 10.1.3-1のとおりである。

Table 10.1.3-1 Excavation and Concrete Volume for Main Structures

(Unit: m³)

Structure	Rock excavation	Concrete
Headrace Tunnel	252,700	81,500
Surge Tank	40,000	9,000
Penstock	22,900	8,100
Powerhouse	35,000	24,300
Outlet	24,000	1,100
Work Adit	11,600	-
Total	386,200	124,000

次式により骨材必要量 V を算出する。

$$V = 124,000 \times 2.046 / 2.6 \times 1.125 = 109,775 \div 110,000 \text{ m}^3$$

ここに、

$$\text{コンクリート } 1 \text{ m}^3 \text{ 当りの骨材使用量} = 2.046 \text{ t/m}^3$$

$$\text{骨材の真比重} = 2.6$$

$$\text{骨材の生産時のロス} = 12.5\%$$

現場ロスや施工タイミングのずれにより流用できない場合を考慮して、骨材への流用可能量を上記掘削量合計の 50%程度と仮定すると、骨材への流用可能量は

$$386,200 \times 0.5 = 193,000 \text{ m}^3$$

となることから、トンネル掘削において発生する掘削ズリは概ね、骨材に転用が可能である。

なお細骨材については、品質、採取可能量、環境についての詳細調査が必要ではあるが、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。採取場所と状況を Picture 10.1.3-1～Picture 10.1.3-3 に示す。



Picture 10.1.3-1 Borrow Area for Sand Aggregate



Picture 10.1.3-2
Borrow Area for Sand Aggregate



Picture 10.1.3-3
Borrow Area for Sand Aggregate

10.1.4 土捨場

(1) 土捨場容量の検討

各主要構造物において発生する土砂および岩石掘削ズリに対する、必要な土捨場容量は **Table 10.1.4-1**のとおりである。

ここに土捨場は、トンネル掘削の余掘り、土砂および岩の地山量に対する膨らみ率等を勘案し、掘削量に対して 1.5 倍の容量とする。また骨材流用分は、掘削とコンクリートの施工タイミングが合わない恐れがあるため、土捨場の容量計算では考慮しないこととした。

Table 10.1.4-1 Excavation and Spoil Bank Volume for Main Structures

(Unit: m³)

Structure	Excavation	Spoil Bank Volume
Headrace Tunnel	252,700	379,050
Surge Tank	43,000	64,500
Penstock	41,700	62,550
Powerhouse	44,000	66,000
Outlet	30,000	45,000
Work Adit	11,600	17,400
Others (5%)	21,150	31,725
Total	444,150	666,225

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以下の 5 地点を選定した。

(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 下流の沢周辺候補地を **Figure 10.1.4-1** に示す。

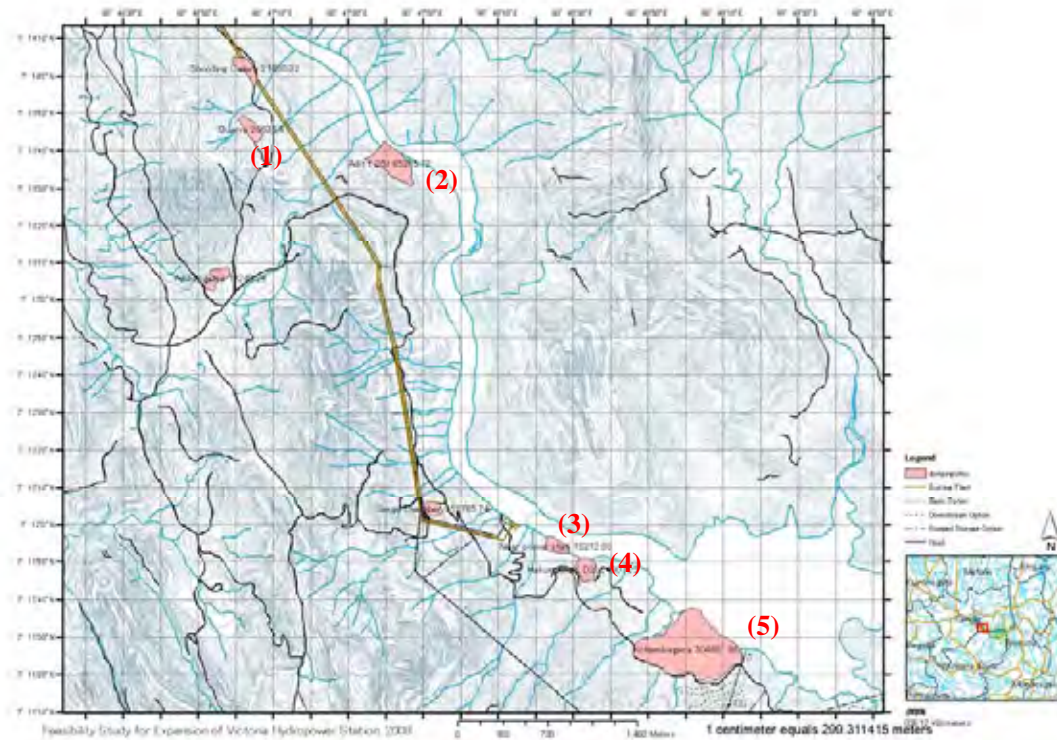


Figure 10.1.4-1 Location of Spoil Bank

各候補地点の状況をPicture 10.1.4-1～Picture 10.1.4-5に示す。



Picture 10.1.4-1 Spoil Bank (1)



Picture 10.1.4-2 Spoil Bank (2)



Picture 10.1.4-3 Spoil Bank (3)



Picture 10.1.4-4 Spoil Bank (4)



Picture 10.1.4-5 Spoil Bank (5)

各土捨場候補地の推定可能容量をTable 10.1.4-2に示す。

必要全体量 666,225 m³は(1)地点～(4)地点で賄えるが、各候補地とも今後、詳細地形測量と環境影響調査並びに土地所有者との協議が必要なため、予備として(5)地点を計上する。

Table 10.1.4-2 Estimated Volume of Spoil Bank

No	Location	Estimated Area (m ²)	Estimated Volume (m ³)	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 2.4 km Downstream of Powerhouse			Cultivated Area (Partially)
		Total	699,000	> 666,225 m ³

(2) 土捨場運搬計画の検討

土捨場へ運搬するダンプトラック台数は、概略以下のとおりと想定される。

$$\frac{444,150 \text{ m}^3}{(掘削体積)} \times \frac{2.6 \text{ t/m}^3}{(\text{骨材の真比重})} \div \frac{10 \text{ t/台}}{(\text{ダンプ容量})} = 115,500 \text{ 台}$$

運搬に当たっては、騒音・安全等に留意するとともに、ダンプによって損傷した既設公道の整備を行う必要があると思われる。

10.1.5 仮設備用地

この計画で必要とされる主な仮設備用地並びに所要面積を**Table 10.1.5-1**に示す。

Table 10.1.5-1 Temporary Facility Area

No.	Item	Necessary Area (m ²)
A	Headrace Tunnel (Up stream) Area	2,000 m ²
A-1	Motor Pool for Construction Machinery	
A-2	Materials Storage Yard	
A-3	Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.)	
B	Headrace Tunnel (Middle stream) Area	2,400 m ²
B-1	Motor Pool for Construction Machinery	
B-2	Repair Shop	
B-3	Fabricating Yard for Reinforcement Bars	
B-4	Carpentry Shop	
B-5	Materials Storage Yard	
B-6	Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.)	
C	Surge Tank Area	2,000 m ²
C-1	Motor Pool for Construction Machinery	
C-2	Materials Storage Yard	
C-3	Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.)	
D	Headrace(Down stream), Penstock, Powerhouse & Switchyard Area	3,500 m ²
D-1	(Motor Pool for Construction Machinery)	
D-2	(Repair Shop)	
D-3	(Fabricating Yard for Reinforcement Bars)	
D-4	(Carpentry Shop)	
D-5	(Explosives Warehouse)	
D-6	(Other Warehouse)	
D-7	(Materials Storage Yard)	
D-8	(Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.))	
D-9	(Tailrace Gate Assembly Yard)	
D-10	Penstock Assembly Yard	
D-11	Welding Shop	
E	Concrete Facilities	11,000 m ²
E-1	Batching Plant	
E-2	Crushing Plant	
E-3	Aggregate Stock Yard	
E-4	Laboratory	
F	Construction Buildings	36,000 m ²
F-1	Owner's & Engineer's Office & Camp	
F-2	Contractor's Office & Camp	
F-3	Labour's Camp	

仮設備用地の候補地を**Figure 10.1.5-1**に、各候補地の面積を**Table 10.1.5-2**に示す。

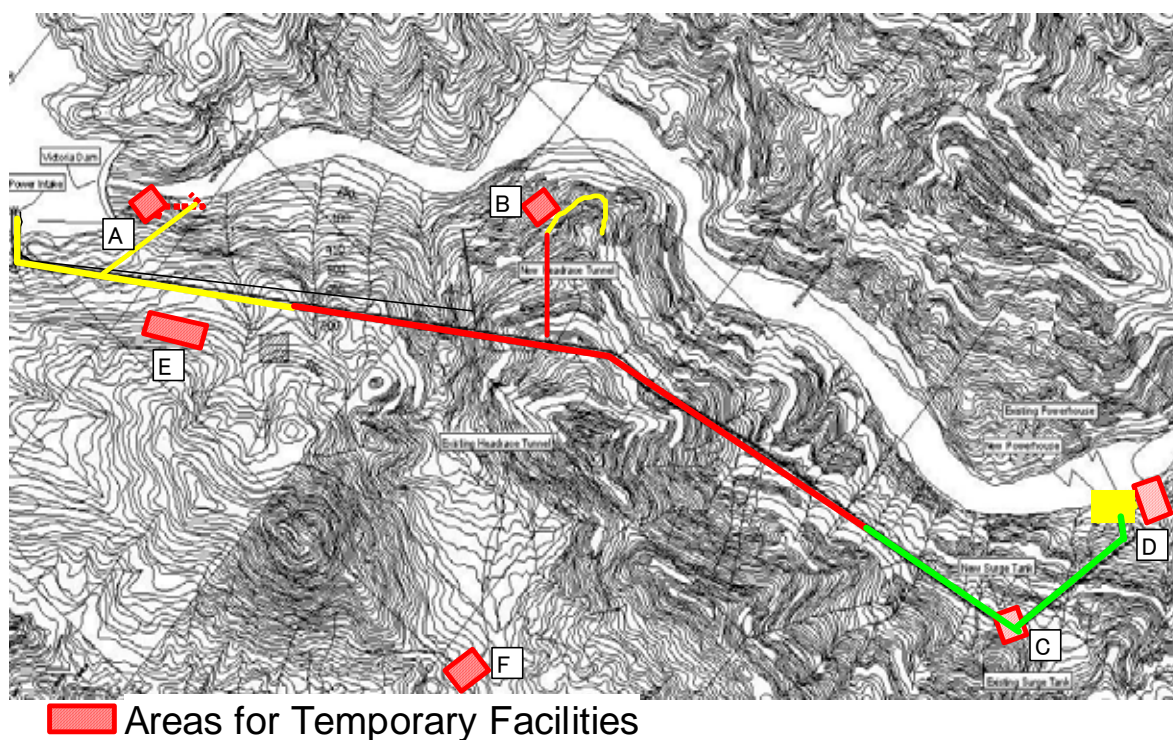


Figure 10.1.5-1 Location of Candidate Temporary Facilities Area

Table 10.1.5-2 Temporary Facility Area

No	Candidate for Temporary Facility Area	Estimated Area (m ²)	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)

なお、これらの仮設備は発電所完成後に撤去されるが、Area FのCEB用オフィスとキャンプはそのまま存置するものとする。

10.1.6 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 10.1.6-1に示す。

Table 10.1.6-1 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 工事計画および工事工程

10.2.1 基本条件

この計画で建設される主要構造物は、導水路(L = 5,003 m、D = 6.6 m)、サージタンク(D = 20 m(上段)、6.6 m(下段))、水圧管路(L = 575 m(トンネル区間)、160~175 m(明かり区間)、D = 5.6 m~2.85 m)並びに半地下式発電所である。これらの構造物を建設するための掘削量は合計約 444,000 m³、コンクリート量は約 124,000 m³である。

プロジェクトの工事計画および工程に影響を及ぼす事項は次のとおりである。

(1) 気象

計画地点の年平均気温は 25.1℃、最高月平均気温および最低月平均気温はそれぞれ約 30℃ および約 20℃である。また年平均雨量は、1,375 mm であり、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。気温の低下に伴う、明かり部コンクリートの打設工程に大きな影響を及ぼす気象条件ではないが、気温が上昇時のコンクリートの打設には、冷却水等の対応が必要になる。

(2) 建設資材

セメント並びに鉄筋はスリランカ国内に工場があり入手は可能であるが、量的に不足が生じる可能性があるため、国内および国外の双方から調達することで計画する。鋼材等の建設資材は基本的に国外調達となる。コンクリート用骨材はその大半をトンネル等の地下掘削ズリを骨材プラントで破碎し製造する。

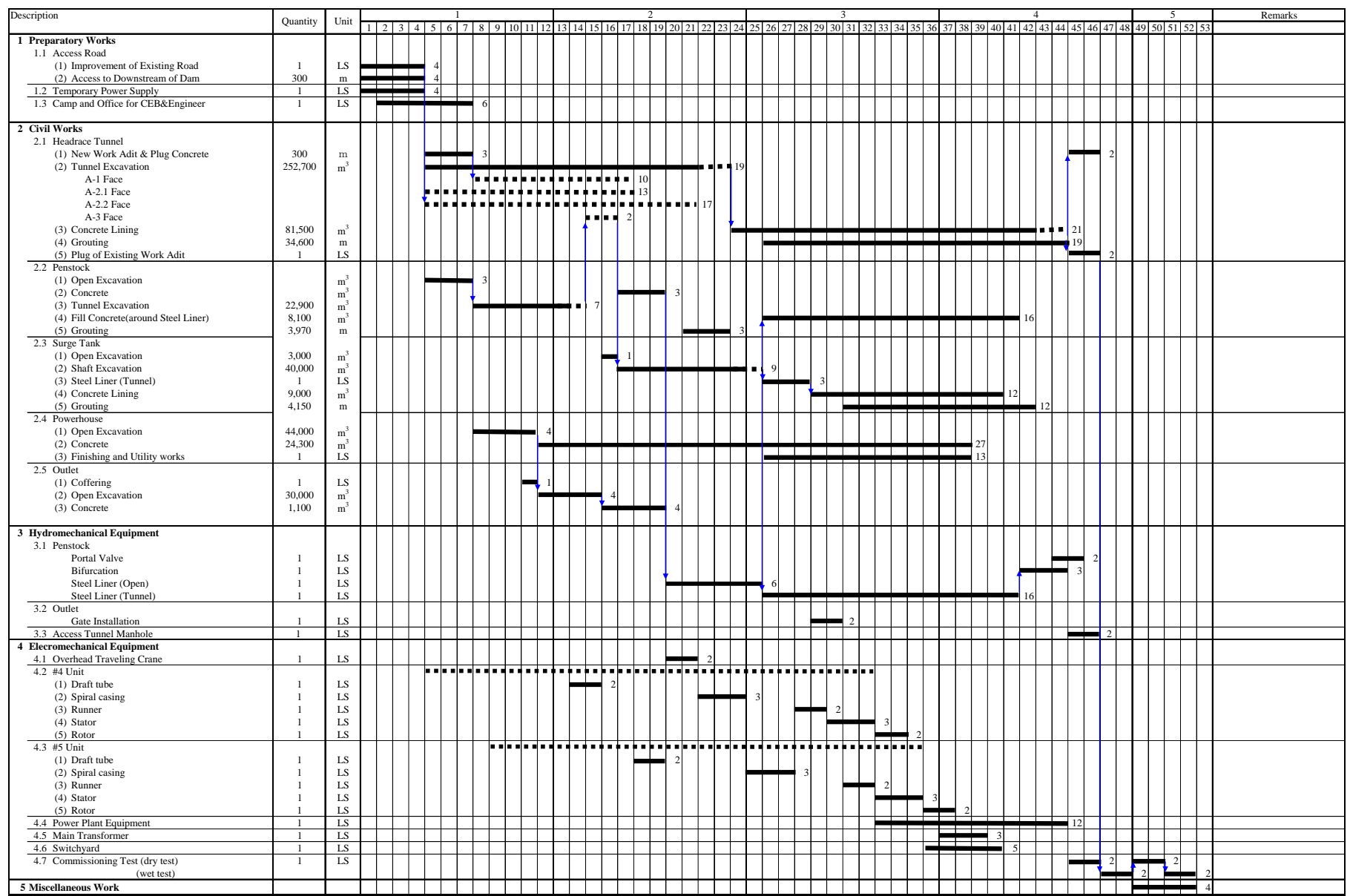
(3) 施工稼働日数

施工計画に用いる作業条件は、スリランカ国での実態を踏まえて以下のとおりとする。

- 8:00~17:00 (但し、トンネル等の昼夜作業を除く)
- 月曜日から土曜日 (但し、祭日、ポヤ day を除く)

10.2.2 工事計画および工事工程

10.2.1に示した基本条件および工事数量を基に施工計画および工事工程を立案した。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に示した。



Note: ■■■■ Design, Manufacturing and Transportation
 ■■■■■■ Installation, Assembly

Figure 10.2.2-1 Construction Schedule

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	立軸フランシス水車	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(既設)	地下カルバート式	
放水庭	幅 38 m×長さ 44 m	
開閉所	明り式(敷地造成済)	

(1) 準備工事

準備工事には、既設道路の改良、導水路トンネル作業坑のための既設道路からダム右岸下流への取り付け道路、工事用電力供給設備、CEB とエンジニアのキャンプの建設工事等である。これらは主要土木工事の請負契約前に別契約で工事に着手し、完成しておくことが望ましい。

(2) 取水口

取水口は既設発電所建設の際、呑口から導水路トンネルの15 m区間まで既に完成しており、現在トンネル内は充水されている。また、取水口ゲートも既にゲート室に格納されているので、増設工事に当たってはゲートの止水性を確認した上で、トンネル内を排水し、新設導水路と接合することになる。

(3) 導水路トンネル

導水路トンネルは、延長約 5,003 m、掘削径 8.0 m、巻立仕上げ内径 6.6 m の円形トンネルである。トンネル工事は、に示すとおり、上流側に新設される作業坑と中流付近に取り付く既設作業坑並びに水圧管路側の3箇所から施工する。上流側作業坑は、内径 6.8 m、延長 300 m、中流側作業坑は内径 7.2 m、延長 400 m である。

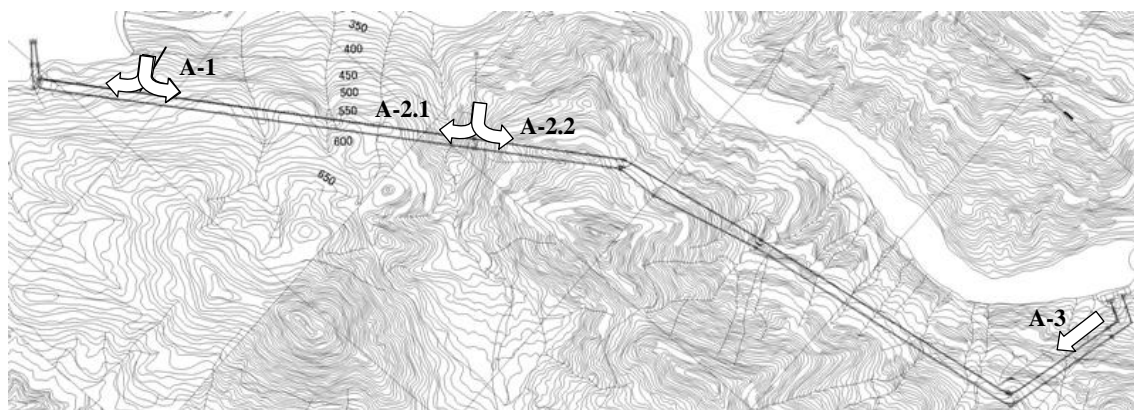


Figure 10.2.2-2 Excavation Procedure

トンネルは、3ブームホイール式ドリルジャンボ、サイドダンプ装置付きズリ積機およびダンプトラックを用いて、タイヤ工法により全断面で掘削する。支保工は、コンクリート吹き付け、ロックボルトを中心に、坑口付近や地質の悪い部分については鋼製支保工で行う。

トンネル掘削の月進速度は、アッパーコトマレ水力発電所での建設工事实績に対し、トンネル断面積の違いを補正した上で、9.2.5で設定した既設構造物への発破振動の許容値を考慮して、125 m/月と設定した。ただし、坑口近傍 30 mは、スリランカ国の法令により発破利用に制限があるため 30 m/月とした。

既設導水路への発破振動の影響については、既設発電所が運転中は測定することができない。従って、事前に近傍で発破試験を行って、対象となる既設導水路での振動速度を推定した上で、許容値内に収まるよう実際の火薬量を定める必要がある。試験は、導水路上流側作業坑の終点付近において、段当たりの火薬量を様々に変化させて多数回行い、既設取水口立坑内やダム監査廊内に設置した振動計により測定する。火薬量の決定に当たっては、下式より、既設導水路での振動速度Vが許容値である 2 cm/sを超えないように、段あたりの薬量Wの値を逆算して求める¹。なお、K値は地質によって変わるため、試験はトンネルの進捗に応じて、場所を変えて何回か行うことが望ましい。

$$V = K \cdot W^{\frac{2}{3}} \cdot D^{-2}$$

ここに、

V：変位速度 (cm/s) → 2 cm/s

K：発破条件や岩盤特性によって変化する係数 → 試験によって決定

W：段あたりの薬量 (kg)

D：発破場所からの距離 (m) → 36 m

コンクリート巻立は、長さ 10 m の円筒形走行式型枠 3 セットを用いて実施する。巻立て工の月進速度は、10 m/span を 2 日 (型枠 0.5day + 打設 1day + 脱型 0.5day) と想定し、125 m/月と設定した。

¹ 既設トンネルでの最大振動が 2cm/sとなる火薬量での発破による、ヴィクトリアダム振動の推定値はAppendix IIに示した。

コンソリデーショングラウトは、巻立コンクリートが完了した部分から並行して行うものとする。

導水路トンネル工事は、全体工程のクリティカルパスになることから、準備工事が終わる次第開始し、掘削に約 17 ヶ月間、コンクリート巻立てに約 19 ヶ月間で計画した。

(4) 調圧水槽

調圧水槽はパイロット坑を掘削後、上方から下方に順次拡幅する。パイロット坑は導水路トンネルから上方へレイズクライマーを用いて掘削するか、もしくは地表から導水路トンネルに向かってレイズボーラーによる削孔後、リーミングビットにより拡幅する。パイロット坑掘削後、拡幅掘削はドリル・発破工法によって、地表部より下方へ掘削する。掘削ずりは、パイロット坑を通じて導水路トンネルへ落下させ、水圧管路トンネルを通じてダンプトラックで坑外へ搬出する。

導水路調圧水槽工事の所要期間は、既設水槽の実績より、掘削に 9 ヶ月間、コンクリート巻立に 12 ヶ月間で計画した。また、コンソリデーショングラウトは、コンクリート巻立後、約 1 ヶ月を要する。

(5) 水圧管路トンネル

鉄管水路トンネルの掘削は、発電所側から導水路トンネルと同じ工法で掘削する。トンネル掘削の月進速度は、導水路と同じく約 125 m/月と設定した。

鉄管周りの裏込めコンクリート打設は、サージタンクのずり出しに水圧管路トンネルを利用することから、サージタンクの掘削終了後に開始される。打設はコンクリートポンプを使用し、鉄管据付作業と並行して実施する。1 サイクルは、鉄管 (6 m × 3unit) 据付 12 日、コンクリート打設 3 日の 15 日とし、月進 36 m で計画する。

鉄管水路トンネル工事は、掘削が約 6 ヶ月、鉄管路の据付並びに裏込めコンクリート工に約 16 ヶ月間で計画した。

(6) 水圧鉄管

水圧鉄管の概要は次のとおりである。

形式	岩盤埋設式溶接鋼管および露出式溶接鋼管
最大設計水頭.....	353.5 m(水車中心)
管路構成.....	本管 1 条、分岐後 2 条
延長(内張管含む).....	750 m(4 号)、735 m(5 号)、この内トンネル区間 575 m
内径	6.6 m－5.6 m－分岐後 3.95 m－2.85 m
岩盤負担.....	トンネル埋設区間(坑口付近を除く)で 20%
分岐管.....	内部補強型 Y 分岐
鉄管弁.....	蝶型弁 2 基(分岐後)

内張管および水圧鉄管は、据付位置近傍に設ける仮工場において据付可能な状態まで加工し、トレーラなどを利用し現場まで運搬する。

トンネル埋設区間は調圧水槽立坑トンネルおよび水圧管路トンネル掘削完了後据付を行う。内径 6.6m 区間の鉄管は調圧水槽立坑から吊下し、坑内を据付位置まで移動させる。据付は上流側および下流側から行い、調圧水槽直下で閉合する。内径 5.6 m 区間の鉄管は水路トンネル下流の坑口より搬入し、上流から下流へ、単位管 (6 m) の鉄管ユニットを 3 個組立・溶接した後、コンクリートを打設し、順次据付を行う。1 サイクルは鉄管据付 12 日、コンクリート打設 3 日の 15 日とし、月進 36 m で計画する。

トンネル区間が終わり露出区間に出た位置に分岐管が設置される。分岐管は上流の内径 5.6 m 区間の鉄管の据付後に引き続き施工し、枝管の上流側は分岐管に引き続き鉄管弁との取り合いまで据付を行う。下流側は発電所側の据付位置が確定し次第、発電所側(下流側)から上流に向けて据付を行い、最後に鉄管弁を据付けて管路を閉合する。

(7) 発電所

発電所は、幅 37 m×高さ 44 m×長さ 69 m の地表式である。

発電所の掘削は、ベンチカット方式により行われるが、隣接する既設発電所への発破振動による影響を抑えるため、事前に試験施工を行い、火薬量を定める必要がある。試験は、段当たりの火薬量を様々に変化させて多数回行い、既設発電所内に設置した振動計により測定する。振動速度 V が許容値を超える場合は、火薬量を抑えたプレスプリット工法が有効だが、必要に応じて静的破砕材やブレーカ等の火薬を用いない方法も検討する必要がある。施工に当たっては、既設発電所での振動を常時モニタリングすることが重要である。

発電所掘削が底部まで到達した後、仮設クレーンにより資材を搬入し、基礎コンクリートを打設する。ドラフトチューブ、ケーシング、水車等、電気機器回りのコンクリートは、機器の据付のため 1 次、2 次に分けて打設される。

コンクリート工は、発電所底部からフロアー毎に実施し、側壁コンクリート並びにクレーンガーダーの完成後、組立室においてオーバーヘッドトラベリング (OHT) クレーンの組み立てを行う。また、土木工事、機電設備工事と平行して、建築並びに設備工事を実施する。

発電所工事は、掘削約 4 ヶ月、コンクリート工事約 27 ヶ月、建築設備工事約 13 ヶ月を計画している。

(8) 水車、発電機等

1) ドラフトチューブ

4 号機のドラフトチューブ据え付けは、準備工事開始から 14 ヶ月目に開始される。ドラフトチューブ据え付けにあたっては、天井クレーンの据付が並行して実施されることから、トラッククレーンを使用して据付が実施される。

2) ケーシング

ケーシングの据付工事は天井クレーンの据付、試験が完了し稼動できることが確認されてから開始される。

3) 水車、発電機、主要変圧器等

水車および発電機の据え付けは、ケーシングの据付工事が完了してから開始される。4号機水車および発電機の据え付けは工程上、準備工事開始から28ヶ月目に開始される。また5号機は約1ヶ月遅れて工事が開始される予定である。

発電機の組立にあたっては、4号機のロータと5号機のステータが重なる時期が発生し組立室は煩雑になることから安全に配慮した工事が要求される。また、主要変圧器は、37ヶ月目から屋外で据付作業が開始される。

4) 補機、制御関係据付工事

水車補機は水車据付後、引き続き据付を開始する。発電機関係の制御装置については、4号発電機の据付がほぼ完了した時点で開始される。各装置間の制御ケーブル引き廻し、据付調整、盤内配線等細かな作業が集中し作業員が最も増加する期間である。

5) 屋外開閉所

屋外開閉機器（220 kV 遮断器、断路器、CT、VT 等）の据付作業は、36ヶ月目から開始する予定である。既設設備は稼働中であることから、作業範囲は明確にして据付作業を実施しなければならない。

6) 営業運転試験

4号機の無水試験は、45ヶ月目から開始し約2ヶ月を予定している。無水試験後、引き続き有水試験を開始する。有水試験についても2ヶ月を予定している。

営業運転は、全負荷遮断試験を含む有水試験が全て完了した時点で、開始される。

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 基本条件

プロジェクトの工事費はプロジェクト建設に必要な資金の算出および経済評価のために算出した。

(1) 土木工事費の単価は、アッパーコトマレ水力発電所の契約単価を基に、物価スライドを補正して算定した。通貨の換算レートおよびインフレ率は次のとおりである。

- アッパーコトマレ契約時点：2006年9月末

換算レート：US\$ 1 = JPY 117.90 = Rs 103.82

- 工事費算出時点：2008年10月末

換算レート：US\$ 1 = JPY 98.40 = Rs 109.35

- インフレ率（2006年9月末～2008年10月末）

外貨(USD)：107.4%（IMF World Economic Outlook 2008 より）

内貨(Rs)：145.0%（IMF World Economic Outlook 2008 より）

- 単価算出の方法は以下のとおり。

- 1) アッパーコトマレの契約単価（2006年9月末時点）を参考に、各工種の単価を外貨（JPY）内貨（Rs）毎に設定する。
- 2) 外貨（JPY）内貨（Rs）を2006年9月末時点の換算レートを用い、それぞれUS\$に換算する。
- 3) 外貨、内貨毎に上記のインフレ率（外貨107.4%、内貨145.0%）を乗じて、2008年10月末時点の単価に補正する。

水力機械設備および電気機械設備の工事費は、2008年10月時点の国際市場価格を勘案して算出した。

- (2) 技術・管理経費は直接費（準備工事、土木工事、水力機械設備、電気機械設備の計）の10%と見積もった。
- (3) 予備費は外貨・内貨について準備工事、土木工事、水力機械設備、電気機械設備、技術・管理経費並びに環境対策費の10%を見積もった。
- (4) すべての費用は内貨、外貨に分けて算出し、USドルで示した。
- (5) 工事単価と工事費にはそれぞれの国で必要な税金は含まれているが、付加価値税および輸入材料および機械に対する輸入関税等は含まれていない。
- (6) 工事費には物価上昇による費用および建設工事中の利子は含まれていない。

ここに見積もったプロジェクトの費用は将来プロジェクトの実施機関がプロジェクトを実施する場合に必要な資金と同じではない。プロジェクトの実施機関が支払うべき費用は、ここで見積もったプロジェクトの費用の他に、物価上昇による費用および建設中の利子を考慮しなければならない。その他スリランカ国内で必要な税金および請負業者が外国から建設機械、資材を輸入する場合に必要な関税等が必要となる。

10.3.2 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、工事用電力設備 |
| (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 |
| | 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

10.3.3 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毎に、内貨、外貨別に**Table 10.3.3-1**に示した。

Table 10.3.3-1 Project Construction Cost

No.	Item	Unit	Quantity	Unit Price(US\$)			Amount (US\$)		
				Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local
1	Preparatory Works								
1.1	Access Road	LS	1	356,235	91,078	265,157	356,235	91,078	265,157
1.2	Temporary Power Supply	LS	1	2,261,911	273,232	1,988,679	2,261,911	273,232	1,988,679
1.3	Camp and Office for CEB & Engineer	LS	1	568,183	66,246	501,937	568,183	66,246	501,937
	Total						3,186,329	430,556	2,755,773
2	Civil Works								
2.1	Headrace Tunnel								
	Work adit								
	Tunnel Excavation	m ³	11,600	75	55	20	870,000	638,000	232,000
	Shotcrete 5cm	m ²	3,600	17	13	4	61,200	46,800	14,400
	Shotcrete 10cm	m ²	400	38	28	10	15,200	11,200	4,000
	Rock Bolt 2m	nos	1,290	38	31	7	49,020	39,990	9,030
	Rock Bolt 3m	nos	150	49	40	9	7,350	6,000	1,350
	Steel Support	ton	23	1,813	1,543	270	41,699	35,489	6,210
	Headrace Tunnel								
	Tunnel Excavation	m ³	252,700	73	50	23	18,447,100	12,635,000	5,812,100
	Shotcrete 5cm	m ²	75,200	21	14	7	1,579,200	1,052,800	526,400
	Rock Bolt (D25) 3m	nos	27,420	52	43	9	1,425,840	1,179,060	246,780
	Concrete, lining	m ³	81,500	146	84	62	11,899,000	6,846,000	5,053,000
	Re-bar	ton	3,260	1,854	248	1,606	6,044,040	808,480	5,235,560
	Grouting	m	34,600	43	31	12	1,487,800	1,072,600	415,200
	Others	10%					4,192,745	2,437,142	1,755,603
	Sub-total						46,120,194	26,808,561	19,311,633
2.2	Surge Tank								
	Open Excavation	m ³	3,000	11	5	6	33,000	15,000	18,000
	Shaft Excavation	m ³	40,000	94	68	26	3,760,000	2,720,000	1,040,000
	Shotcrete 5cm	m ²	8,200	32	18	14	262,400	147,600	114,800
	Rock Bolt (D25) 5m length	nos	770	34	28	6	26,180	21,560	4,620
	Rock Bolt (D25) 2m length	nos	410	49	40	9	20,090	16,400	3,690
	Concrete, Structure	m ³	9,000	118	59	59	1,062,000	531,000	531,000
	Re-bar	ton	360	1,498	206	1,292	539,280	74,160	465,120
	Grouting	m	4,150	43	31	12	178,450	128,650	49,800
	Others	10%					588,140	365,437	222,703
	Sub-total						6,469,540	4,019,807	2,449,733
2.3	Penstock								
	Open Excavation	m ³	18,800	11	5	6	206,800	94,000	112,800
	Tunnel Excavation	m ³	22,900	109	81	28	2,496,100	1,854,900	641,200
	Shotcrete 5cm	m ²	7,300	19	13	6	138,700	94,900	43,800
	Shotcrete 10cm	m ²	400	40	28	12	16,000	11,200	4,800
	Rockbolt 2m	nos	2,640	39	32	7	102,960	84,480	18,480
	Rockbolt 3m	nos	150	50	41	9	7,500	6,150	1,350
	Steel Support	ton	20	1,813	1,543	270	36,260	30,860	5,400
	Concrete, filling	m ³	8,100	104	59	45	842,400	477,900	364,500
	Re-bar	ton	100	1,482	205	1,277	148,200	20,500	127,700
	Grouting	m	3,970	43	31	12	170,710	123,070	47,640
	Others	10%					399,492	267,489	132,003
	Sub-total						4,565,122	3,065,449	1,499,673
2.4	Powerhouse								
	Open Excavation (common)	m ³	9,000	5	1	4	45,000	9,000	36,000
	Open Excavation (rock)	m ³	35,000	11	5	6	385,000	175,000	210,000
	Concrete, Structure	m ³	24,300	149	55	94	3,620,700	1,336,500	2,284,200
	Re-bar	ton	2,430	1,435	166	1,269	3,487,050	403,380	3,083,670
	Building and utility works	LS	1		864,453	1,168,072	1,752,527	447,302	1,305,225
	Others	10%					929,028	237,118	691,910
	Sub-total						10,219,305	2,608,300	7,611,005

No.	Item	Unit	Quantity	Unit Price(US\$)			Amount (US\$)		
				Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local
2.5	Outlet								
	Open Excavation (common)	m ³	6,000	5	1	4	30,000	6,000	24,000
	Open Excavation (rock)	m ³	24,000	11	5	6	264,000	120,000	144,000
	Concrete, Structure	m ³	1,100	149	55	94	163,900	60,500	103,400
	Re-bar	ton	110	1,435	166	1,269	157,850	18,260	139,590
	Others	10%					61,575	20,476	41,099
	Sub-total						677,325	225,236	452,089
2.6	Miscellaneous Works	10%					6,805,149	3,672,735	3,132,413
	Total						74,856,634	40,400,088	34,456,546
3	Hydromechanical Equipment	LS	1				21,966,000	17,721,100	4,244,900
4	Electromechanical Equipment	LS	1				81,480,000	67,900,000	13,580,000
	Construction Cost Total of Direct Cost (1 to 4)						181,488,963	126,451,744	55,037,219
5	Environmental Cost	LS					2,154,099	0	2,154,099
6	Administration and Engineering Fee (1+2+3+4)×10%	10%					18,148,896	12,645,174	5,503,722
7	Contingency (1+2+3+4+5+6)×10%	10%					20,179,196	13,909,692	6,269,504
	Total of Indirect Cost (5 to 7)						40,482,191	26,554,866	13,927,325
8	Project Construction Cost (1 to 7)						221,971,154	153,006,611	68,964,544

10.3.4 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 10.3.4-1に示した。

Table 10.3.4-1(1) Disbursement Schedule of Project Construction Cost

No.	Item	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
		Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Total (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)
1	Preparatory Works													
1.1	Access Road	91,078	265,157									356,235	91,078	265,157
1.2	Temporary Power Supply	273,232	1,988,679									2,261,911	273,232	1,988,679
1.3	Camp and Office for CEB & Engineer	66,246	501,937									568,183	66,246	501,937
	Total	430,556	2,755,773									3,186,329	430,556	2,755,773
2	Civil Works													
2.1	Headrace Tunnel													
	Work adit													
	Tunnel Excavation	638,000	232,000									870,000	638,000	232,000
	Shotcrete 5cm	46,800	14,400									61,200	46,800	14,400
	Shotcrete 10cm	11,200	4,000									15,200	11,200	4,000
	Rock Bolt 2m	39,990	9,030									49,020	39,990	9,030
	Rock Bolt 3m	6,000	1,350									7,350	6,000	1,350
	Steel Support	35,489	6,210									41,699	35,489	6,210
	Headrace Tunnel													
	Tunnel Excavation	5,320,000	2,447,200	7,315,000	3,364,900							18,447,100	12,635,000	5,812,100
	Shotcrete 5cm	443,284	221,642	609,516	304,758							1,579,200	1,052,800	526,400
	Rock Bolt (D25) 2m	496,446	103,907	682,614	142,873							1,425,840	1,179,060	246,780
	Concrete, lining			326,000	240,619	3,912,000	2,887,429	2,608,000	1,924,952	0	0	11,899,000	6,846,000	5,053,000
	Re-bar			0	0	468,067	3,031,114	340,413	2,204,446	0	0	6,044,040	808,480	5,235,560
	Grouting			0	0	620,979	240,379	451,621	174,821	0	0	1,487,800	1,072,600	415,200
	Others	703,721	303,974	893,313	405,315	500,105	615,892	340,003	430,422	0	0	4,192,745	2,437,142	1,755,603
	Sub-total	7,740,930	3,343,713	9,826,442	4,458,465	5,501,151	6,774,813	3,740,037	4,734,642	0	0	46,120,194	26,808,561	19,311,633
2.2	Surge Tank													
	Open Excavation			15,000	18,000							33,000	15,000	18,000
	Shaft Excavation			2,417,778	924,444	302,222	115,556					3,760,000	2,720,000	1,040,000
	Shotcrete 5cm			131,200	102,044	16,400	12,756					262,400	147,600	114,800
	Rock Bolt (D25) 5m length			19,164	4,107	2,396	513					26,180	21,560	4,620
	Rock Bolt (D25) 2m length			14,578	3,280	1,822	410					20,090	16,400	3,690
	Concrete, Structure					354,000	354,000	177,000	177,000	0	0	1,062,000	531,000	531,000
	Re-bar					49,440	310,080	24,720	155,040	0	0	539,280	74,160	465,120
	Grouting					64,325	24,900	64,325	24,900	0	0	178,450	128,650	49,800
	Others			259,772	105,188	79,061	81,821	26,605	35,694	0	0	588,140	365,437	222,703
	Sub-total			2,857,492	1,157,063	869,666	900,036	292,650	392,634	0	0	6,469,540	4,019,807	2,449,733

Table 10.3.4-1(2) Disbursement Schedule of Project Construction Cost

No.	Item	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
		Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)	Total (USD)	Foreign (USD)	Local (USD)
2.3	Penstock													
	Open Excavation	94,000	112,800									206,800	94,000	112,800
	Tunnel Excavation	1,324,929	458,000	529,971	183,200							2,496,100	1,854,900	641,200
	Shotcrete 5cm	67,786	31,286	27,114	12,514							138,700	94,900	43,800
	Shotcrete 10cm	8,000	3,429	3,200	1,371							16,000	11,200	4,800
	Rockbolt 2m	60,343	13,200	24,137	5,280							102,960	84,480	18,480
	Rockbolt 3m	4,393	964	1,757	386							7,500	6,150	1,350
	Steel Support	22,043	3,857	8,817	1,543							36,260	30,860	5,400
	Concrete, filling			0	0	328,556	250,594	149,344	113,906	0	0	842,400	477,900	364,500
	Re-bar			0	0	14,094	87,794	6,406	39,906	0	0	148,200	20,500	127,700
	Grouting					123,070	47,640					170,710	123,070	47,640
	Others	158,149	62,354	59,500	20,429	34,265	33,839	15,575	15,381	0	0	399,492	267,489	132,003
	Sub-total	1,739,642	685,889	654,497	224,724	499,985	419,866	171,325	169,194	0	0	4,565,122	3,065,449	1,499,673
2.4	Powerhouse													
	Open Excavation (common)	9,000	36,000									45,000	9,000	36,000
	Open Excavation (rock)	175,000	210,000									385,000	175,000	210,000
	Concrete, Structure	49,500	84,600	594,000	1,015,200	594,000	1,015,200	99,000	169,200	0	0	3,620,700	1,336,500	2,284,200
	Re-bar	14,940	114,210	179,280	1,370,520	179,280	1,370,520	29,880	228,420	0	0	3,487,050	403,380	3,083,670
	Building and utility works					378,486	1,104,421	68,816	200,804	0	0	1,752,527	447,302	1,305,225
	Others	24,844	44,481	77,328	238,572	115,177	349,014	19,770	59,842	0	0	929,028	237,118	691,910
	Sub-total	273,284	489,291	850,608	2,624,292	1,266,943	3,839,155	217,465	658,266	0	0	10,219,305	2,608,300	7,611,005
2.5	Outlet													
	Open Excavation (common)	1,500	6,000	4,500	18,000							30,000	6,000	24,000
	Open Excavation (rock)	30,000	36,000	90,000	108,000							264,000	120,000	144,000
	Concrete, Structure			60,500	103,400							163,900	60,500	103,400
	Re-bar			18,260	139,590							157,850	18,260	139,590
	Others	3,150	4,200	17,326	36,899							61,575	20,476	41,099
	Sub-total	34,650	46,200	190,586	405,889							677,325	225,236	452,089
2.6	Miscellaneous Works	978,851	456,509	1,437,963	887,043	813,774	1,193,387	442,148	595,474	0	0	6,805,149	3,672,735	3,132,413
	Total	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	0	81,480,000	67,900,000	13,580,000
	Construction Cost													
	Total of Direct Cost (1 to 4)	25,776,113	7,777,376	26,255,588	12,747,476	42,389,519	22,478,058	23,043,924	12,034,309	8,986,600	0	181,488,963	126,451,744	55,037,219
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 (1+2+3+4)×10%	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 (1+2+3+4+5+6)×10%	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
	Total of Indirect Cost (5 to 7)	5,412,984	2,225,626	5,513,673	3,269,347	8,901,799	5,312,770	4,839,224	3,119,581	1,887,186	0	40,482,191	26,554,866	13,927,325
8	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

この項では、本計画の F/S 終了後の進め方について検討する。本計画固有の特徴から、一般の水力発電プロジェクトに比べ、

- 増設計画は、既設トンネルに平行した水路線形を持ち、発電所は既設発電所に隣接して建設されるため、既設設備の地質情報が活用でき、地質に関するリスクは小さい
- 増設用の取水設備が建設済みなので、貯水池水位に関する工事制約はない
- 発電所工事の対象洪水は、ヴィクトリアダムからの洪水吐からの放流であるため、条件が明確である

ことが挙げられる。このように、水力発電プロジェクトに伴う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。これらの方式では、詳細設計が建設工事の契約の一部に含まれるので、事業実施期間の短縮が期待できる。また、最近では ODA 資金での EPC 方式または DB 方式のプロジェクトの実績もあるので、ここでは ODA 資金での実施の場合を考える。

CEB は、EPC 方式と DB 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、適切な方式での実施を勧告する。

10.4.1 事業実施工程の検討

従来方式および DB 方式とも ODA での実施を想定して、事業実施工程を検討する。工程作成にあたり、以下を考慮した。

(1) 共通事項

EIA 手続きは、F/S 終了後すぐに開始し、その所用期間は CEB の経験にもとづき、完了までを 9 ヶ月と想定した。

ODA を供与する機関の環境社会配慮ガイドラインに従い、EIA レポートに関する情報公開ができるように、借款の手続きを開始することを考慮した。

(2) 従来方式

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、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る。

建設工事の契約パッケージは、i) 準備工事、ii) 土木工事、iii) 水力機器、iv) 電気機器の 4 つを想定した。

(3) DB 方式

DB 方式では、詳細設計および建設工事を 1 つの契約パッケージとして入札を行うと想定した。

コンサルタントの選定、請負業者の入札等の期間は、これまでの調査団の経験から標準的な期間を想定して、2 つの方式での事業実施工程を作成した。**Figure 10.4.1-1**に作成した工程を示した。図に示したように、2 つの方式の完成時期は、同じになった。これは、本計画が増設プロジェクトであることから、従来方式で、詳細設計と建設工事に対し、ODA資金が一度に供与されると想定したので、従来方式での実施工程が短縮されたことによる。

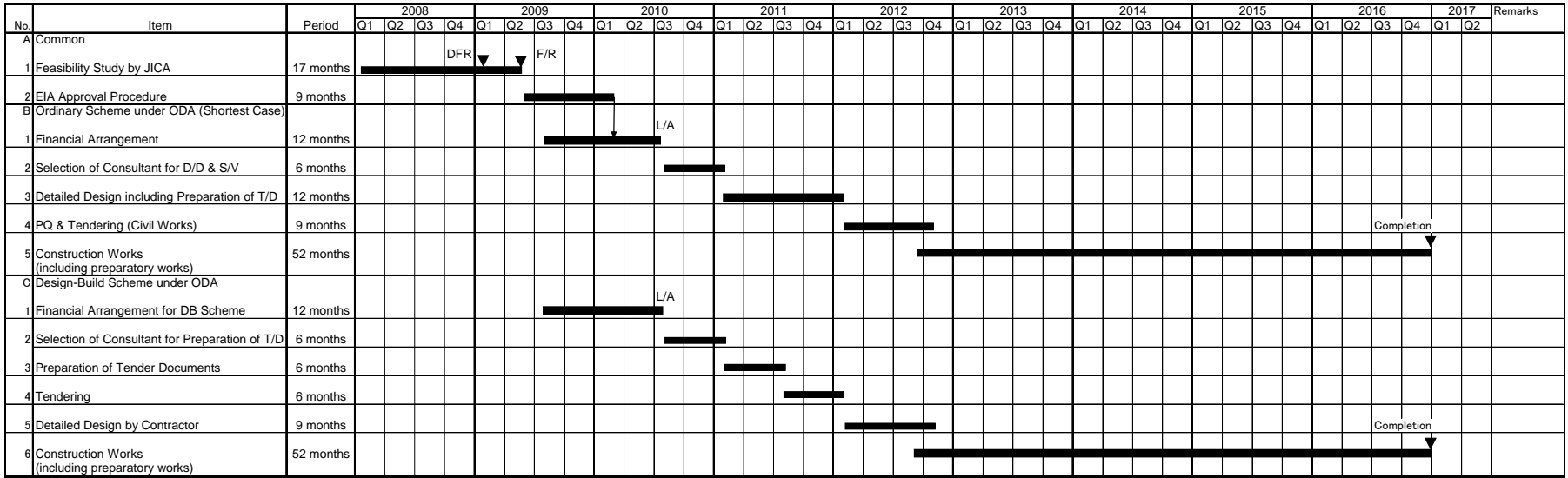


Figure 10.4.1-1 Expected Implementation Schedule for Victoria Hydropower Station Expansion Project

10.4.2 事業実施方式の検討

事業完成時期以外の事項について、従来方式と DB 方式を比較する。

(1) リスクと契約金額

DB 方式の契約では、従来方式よりもコントラクター側が負うリスクが多くなっている。コントラクターが従来方式では負わないが、DB 方式で負うことになるリスクは、i) 詳細設計の実施前に契約金額を見積もるリスク、ii) 土木工事の物価上昇のリスク、などがある。これらのリスクへの対処に必要な費用は、入札時に応札者の見積もり金額に上乗せされることになる。よって、DB 方式の入札価格は、従来方式に比べ、高くなると考えられる。

(2) 契約パッケージ

10.4.1 で述べたように DB 方式では契約パッケージは 1 つであるが、従来方式では 4 つとなるので、従来方式では、あるパッケージの契約締結の遅れが、先行している契約パッケージの工程等に影響を与える恐れがある。

(3) 既設構造物への発破振動の影響に関する CEB の管理

基本的には、どちらの契約方式でも発破の責任は請負者にあるが、CEB（あるいはその代行者であるエンジニア）が、より日常の請負者の行動に関与する従来方式の方が、十分管理できると考えられる。

(4) CEB が行う既設施設地域への立入に関するセキュリティ管理

工事関係者や工事車両の数に差がないため、方式の違いによる差はない。

(5) 環境社会配慮

契約方式によらず、プロジェクト実施のために行われる緩和策やモニタリングは同じなので、契約方式による違いはない。

(6) 結論

以上から、請負者の負うリスクがより少なく、契約金額がリスクにより上乗せされない従来方式を推奨する。

第 11 章 經濟・財務評估

目 次

第 11 章	経済・財務評価	
11.1	経済評価	11-1
11.1.1	評価手法	11-1
11.1.2	本計画の経済費用	11-2
11.1.3	本計画の経済便益	11-4
11.1.4	経済評価	11-9
11.1.5	感度分析	11-11
11.2	財務評価	11-13
11.2.1	評価手法	11-13
11.2.2	本計画の財務費用および便益	11-14
11.2.3	財務評価	11-16
11.2.4	感度分析	11-18
11.3	キャッシュフロー分析	11-18
11.3.1	前提条件	11-18
11.3.2	キャッシュフロー分析の評価	11-19
11.3.3	総合評価	11-23

LIST OF TABLES

Table 11.1.2-1	Initial Investment Cost (at Economic Price)	11-3
Table 11.1.2-2	Initial Investment Cost by Item (at Economic Price).....	11-3
Table 11.1.2-3	O & M Cost (at Economic Price).....	11-4
Table 11.1.3-1	Alternative Thermal Power Plant.....	11-4
Table 11.1.3-2	Economic Benefit of the Project	11-5
Table 11.1.3-3	Adjustment Factor.....	11-5
Table 11.1.3-4	Power and Energy Value of Gas Turbine Plant	11-6
Table 11.1.3-5	Power and Energy Value of Coal-fired Thermal Power Plant.....	11-7
Table 11.1.3-6	Basic Features of Alternative Thermal Power Plant for the Cases of “with” and “without” Project	11-8
Table 11.1.3-7	Construction Cost of Alternative Thermal Power Plant.....	11-8
Table 11.1.3-8	O&M Cost for Alternative Thermal Power Plant.....	11-8
Table 11.1.3-9	Fuel Cost of Alternative Thermal Power Plant	11-9
Table 11.1.4-1	Result of Economic Evaluation.....	11-9
Table 11.1.4-2	Economic Evaluation	11-10
Table 11.1.5-1	Economic Benefit for “with” and “without” Project for Case 4	11-11
Table 11.1.5-2	Economic Benefit for “with” and “without” Project for Case 5	11-12
Table 11.1.5-3	Result of Sensitivity Analysis	11-12
Table 11.2.2-1	Initial Investment Cost by Item (at Financial Price)	11-14
Table 11.2.2-2	O&M Cost (at Financial Price)	11-14
Table 11.2.2-3	Financial Benefit	11-15
Table 11.2.2-4	Annual Energy for Financial Evaluation.....	11-15
Table 11.2.3-1	Result of Financial Evaluation.....	11-16
Table 11.2.3-2	Financial Evaluation	11-17
Table 11.2.4-1	Result of Sensitivity Analysis	11-18
Table 11.3.2-1	Cash Flow Analysis: Summary	11-20
Table 11.3.2-2	Cash Flow Analysis: DSCR & LLCR.....	11-21
Table 11.3.2-3	Result of Cash Flow Analysis	11-22
Table 11.3.2-4	Result of Sensitivity Analysis (1).....	11-22
Table 11.3.2-5	Result of Sensitivity Analysis (2).....	11-22

LIST OF FIGURES

Figure 11.2.2-1	Annual Energy for Financial Evaluation.....	11-16
-----------------	---	-------

第11章 経済・財務評価

11.1 経済評価

11.1.1 評価手法

(1) 経済評価手法

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された費用と便益の比較を行う。

本手法による基本的なアプローチは以下のとおりである。まずキャッシュ・アウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用・便益は、割引率を使用してプロジェクト初年度における現在価値に換算する。その上で、プロジェクト期間における現在価値で表された費用および便益それぞれの合計額を比較する。

評価指標は純現在価値（NPV）、便益費用比率（B/C）、および経済的内部収益率（EIRR）とする。EIRR は費用および便益の二つのキャッシュフローの現在価値合計額が同額になるように設定された割引率であり、プロジェクトから期待される収益率を表わす。EIRR は以下の式により表される。

$$\sum_{t=0}^n C_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^n B_t / (1+r)^t = 0$$

ここに、

C_t : 費用

B_t : 便益

t : 年

n : プロジェクト期間（年）

r : 割引率（= EIRR）

(2) 前提条件

CEB と協議の上、スリランカにおける他の電力案件における数値を参考にし、本計画の評価にあたって、以下の前提条件を設定した。

➤ 資本の機会費用

資本の機会費用とは投資を行う際の基準となる利子率である。ここではスリランカの他プロジェクトの例を参考にして 10% とする。

➤ 割引率

現在価値を求めるための割引率は 10% とする。これは他のプロジェクトでも統一的に使用されているものである。なお、感度分析としては 8% および 12% を使用する。

- 変換係数
標準変換係数は、他のプロジェクトでも統一的に採用されている 0.9 を使用する。これは、市場価格で積算された建設費等から経済価格を算出するための係数で、内貨分に適用する。
- 耐用年数
各設備の耐用年数はコンサルタントの経験から標準的な値として以下とする。
 - 木設備：50 年
 - 水力機器、電気機器：35 年
- 計算期間
計算期間については 55 年とする。これは土木設備の耐用年数である 50 年に建設期間の 5 年を加えたものである。また、運転開始は 12 月末とした。
- 評価地点
評価地点についてはヴィクトリア水力発電所からの電気が送られる近隣の変電所入り口とする。従って、送電損失を見込む。
- 積算時点
2008 年 10 月時点の価格を使用して積算する。また、既設プロジェクトで既に工事が終了している部分に関しては、サンクコストとして本計画の費用としては考慮しない。
- エスカレーション
価格上昇は考慮せず、コンスタント・プライスを使用する。
- 税金の取り扱い
VAT を含む税金および関税については移転項目として除外する。

11.1.2 本計画の経済費用

本計画の経済費用は第 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（環境対策費を含む）から計算される。建設費に加え運転維持費および機器更新費用が費用ストリームに計上される。

経済価格の算出方法は以下のとおりである。

外貨分

- 税金（輸入税、付加価値税）および補助金等の移転項目の除外。

内貨分

- 税金（付加価値税）および補助金等の移転項目の除外。
- 税抜きの市場価格に標準変換係数を適用。

(1) 初期投資額（経済価格）

設備ごとの初期投資額をTable 11.1.2-1に示す。

Table 11.1.2-1 Initial Investment Cost (at Economic Price)

(Unit : US\$1000)

Description	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	
I Direct Construction Cost											
Preparatory Works	431	2,480	0	0	0	0	0	0	0	0	2,911
Civil Works	10,767	4,519	15,818	8,782	8,952	11,815	4,864	5,895	0	0	71,411
Hydro-Mechanical Equipment	4,393	0	1,700	594	3,696	1,278	5,735	1,949	2,197	0	21,542
Electro-Mechanical Equipment	10,185	0	8,738	2,097	29,742	7,138	12,445	2,987	6,790	0	80,122
Total Direct Construction Cost	25,776	7,000	26,256	11,473	42,390	20,230	23,044	10,831	8,987	0	175,985
II Environmental Cost	0	485	0	485	0	485	0	485	0	0	1,939
III Administration and Engineering Fee	2,578	700	2,626	1,147	4,239	2,023	2,304	1,083	899	0	17,599
IV Contingency	2,835	818	2,888	1,310	4,663	2,274	2,535	1,240	989	0	19,552
Grand Total (I to IV)	31,189	9,003	31,769	14,415	51,291	25,012	27,883	13,639	10,874	0	215,075
TOTAL (FC+LC)	40,192		46,184		76,303		41,522		10,874		215,075

Conversion Factor: 0.9

Source: Study Team Calculation

主な項目ごとの年別投資額をTable 11.1.2-2に示す。技術管理費および予備費を含む。

Table 11.1.2-2 Initial Investment Cost by Item (at Economic Price)

(unit: US\$1000)

	Civil works	Hydraulic/Electro-mechanical equipment	Others	Total
1st year	15,287	14,578	10,327	40,192
2nd year	24,599	13,129	8,456	46,184
3rd year	20,766	41,854	13,683	76,303
4th year	10,759	23,116	7,647	41,522
5th year	0	8,987	1,887	10,874
Total	71,411	101,664	42,000	215,075

Source: Study Team Calculation

(2) 運転維持費（経済価格）

運転維持費をTable 11.1.2-3に示す。運転維持費は各工事の建設費（予備費 10%込み）に一定の率を乗じて年間所要金額を算出する。この率はコンサルタントの類似プロジェクトにおける経験によるものである。

Table 11.1.2-3 O & M Cost (at Economic Price)

(unit: US\$1000)

Item	Construction cost	Factor	Amount
Civil Works	78,552	0.5%	393
Hydraulic/Electro-mechanical Equipment	111,830	1.5%	1,677
Total	---	---	2,070

Source: Study Team Calculation

なお、評価対象期間内に耐用年数の到来する機器については、初期投資額を参考にして、耐用年数後のその設備更新費を別途見込む。

11.1.3 本計画の経済便益

本計画の経済便益としては、with project および without project それぞれの状況における便益を推計し、その差額となる増分便益を適用する。

水力発電プロジェクトの経済便益は電力便益（kW 価値）および電力量便益（kWh 価値）からなる。一般的に、電力便益は代替火力発電所の建設費および固定 O&M 費、電力量便益は代替火力発電所の変動 O&M 費（燃料費等）で表される。

本計画はピーク負荷および水がある場合にはピーク負荷を担う既設ヴィクトリア発電所の運転パターンを変更し、増設工事完了と共に 1 日 3 時間のピーク負荷対応の発電所とするものである。従って、with および without の二つのケースにおけるそれぞれの発電特性を考慮して、ピーク負荷用代替火力発電設備としてはガスタービン発電プラント、Off peak 負荷用としては石炭火力発電プラントの二つを選定した。それぞれのプラントに基づく電力便益および電力量便益は、Table 11.1.3-1 に示した区分に従い推定・計算する。

Table 11.1.3-1 Alternative Thermal Power Plant

Item	Purpose	Power Benefit	Energy Benefit
Gas Turbine	Peak load	Construction cost Fixed O&M cost	Variable O&M cost
Coal-fired Thermal	Off peak load	---	Variable O&M cost

Source: Study Team Calculation

Table 11.1.3-2に本計画の経済便益を、Table 11.1.3-4にガスタービンの経済価値、Table 11.1.3-5に石炭火力の経済価値を示す。また、以下に各項目の説明を付す。

Table 11.1.3-2 Economic Benefit of the Project

No.	Description	Unit	With Project	W/out Project	Net
1.	Annual Energy	GWh	715.9	705.0	11
2.	Firm Energy	GWh	468.2	230.0	238
3.	Secondary Energy	GWh	247.7	475.0	-227
4.	Dependable Peak Capacity	MW	393.0	210.0	183
5.	Power to be Generated (Gas)	MW	464.7	248.3	
6.	Power to be Generated (Coal)	MW	--	--	
7.	Energy to be Generated (Gas)	GWh/yr	479.03	235.32	
8.	Energy to be Generated (Coal)	GWh/yr	268.03	513.98	
9.	kWh-Value (Gas)	US\$/MWh	282.43	282.43	
10.	kWh-Value (Coal)	US\$/MWh	63.98	63.98	
11.	kW-Value (Gas)	US\$/kW	80.86	80.86	
12.	Annual Benefit (Gas)	US\$1000/yr	167,069	83,441	83,627
13.	Annual Benefit (Coal)	US\$1000/yr	17,149	32,885	-15,736
14.	Total Annual Benefit	US\$1000/yr	184,217	116,326	67,891

Source: Study Team Calculation

(1) 調整係数

経済便益の推計に当たっては、まず、火力発電と水力発電の損失率の違いを補正するための調整係数を求める。この調整係数を用いて代替火力発電設備の基礎諸元を算出し、この諸元に基づいて、便益を計算する。Table 11.1.3-3に調整係数を示す。なお、計算の詳細についてはTable 11.1.3-4およびTable 11.1.3-5に示す。

Table 11.1.3-3 Adjustment Factor

Item	Gas Turbine	Coal-fired Plant
kW Adjustment factor	1.18247	1.22017
kWh Adjustment factor	1.02312	1.08207

Source: Study Team Calculation

Table 11.1.3-4 Power and Energy Value of Gas Turbine Plant

A. Calculation of Power (kW) and Energy (kWh) Adjustment Factors

Item	Hydropower	Gas Turbine
Station Use	0.45% ①	2.70% ⑤
Forced Outage	0.50% ②	8.00% ⑥
Scheduled Outage	1.90% ③	8.20% ⑦
Transmission Loss	3.20% ④	3.20% ⑧
kW-Adjustment Factor	-	1.18247 ⑨
kWh-Adjustment Factor	-	1.02312 ⑩

(Note) 1. ⑨ = (1-①) * (1-②) * (1-③) * (1-④) / (1-⑤) * (1-⑥) * (1-⑦) * (1-⑧)

2. ⑩ = (1-①) * (1-④) / (1-⑤) * (1-⑧)

B. Calculation of Power Value (kW-Value)

Item	Unit	Gas Turbine
kW Construction Cost *	US\$/kW	530.6 ①
Plant Life	Years	20 ②
Discount Rate	%	10.0% ③
Capital Recovery Factor		0.11746 ④
Fixed OM Cost *	US\$/kW/yr	6.06 ⑤
Power Value (kW-Value)	US\$/kW	80.86 ⑥

(Note) 1. ⑥ = (⑤+①*④) * (⑨ in above A)

2. * Economic cost based on data for 75MW Gas Turbine Plant

C. Calculation of Energy Value (kWh-Value)

Item	Unit	Gas Turbine
Fuel Type		Auto Diesel
Fuel Price *	US\$/Gcal	9,521 ①
Heat Content	kcal/kg	10,550 ②
Thermal Efficiency	%	28.10% ③
Heat Rate	kcal/kWh	2,857.0 ④
Fuel Amount	kg/kWh	0.27081 ⑤
Fuel Cost	US\$/kWh	0.27202 ⑥
Variable OM Cost	US\$/kWh	0.402 ⑦
Energy Value (kWh-Value)	US\$/MWh	282.43 ⑧

(Note) 1. ⑧ = (⑥+⑦/100) * (⑩ in above A) * 1,000

2. * US\$134.15/bbl at Colombo, average from Jan. to Oct. 2008

Source: Study Team Calculation with data provided by CEB

Table 11.1.3-5 Power and Energy Value of Coal-fired Thermal Power Plant

A. Calculation of Power (kW) and Energy (kWh) Adjustment Factors

Item	Hydropower Plant	Coal-fired Thermal Power Plant
Station Use	0.45% ①	8.00% ⑤
Forced Outage	0.50% ②	11.00% ⑥
Scheduled Outage	1.90% ③	2.74% ⑦
Transmission Loss	3.20% ④	3.20% ⑧
kW-Adjustment Factor	-	1.22017 ⑨
kWh-Adjustment Factor	-	1.08207 ⑩

(Note) 1. ⑨ = (1-①) * (1-②) * (1-③) * (1-④) / (1-⑤) * (1-⑥) * (1-⑦) * (1-⑧)

2. ⑩ = (1-①) * (1-④) / (1-⑤) * (1-⑧)

B. Calculation of Power Value (kW-Value)

Item	Unit	Coal-fired Thermal Power Plant
kW Construction Cost*	US\$/kW	1202.5 ①
Plant Life	Years	30 ②
Discount Rate	%	10.00% ③
Capital Recovery Factor		0.10608 ④
Fixed OM Cost	US\$/kW/yr	7.73 ⑤
Power Value (kW-Value)	US\$/kW	165.08 ⑥

(Note) 1. ⑥ = (⑤+①*④) * ③ in above A)

2. * Economic cost based on data for 300MW Coal-fired plant

C. Calculation of Energy Value (kWh-Value)

Item	Unit	Coal-fired Thermal Power Plant
Fuel Type		Coal
Fuel Price*	US\$/ton	156 ①
	US\$/Gcal	2,468
Heat Content	kcal/kg	6,300 ②
Thermal Efficiency	%	37.50% ③
Heat Rate	kcal/kWh	2,293.3 ④
Fuel Amount	kg/kWh	0.36402 ⑤
Fuel Cost	US\$/kWh	0.05661 ⑥
Variable OM Cost	US\$/kWh	0.252 ⑦
Energy Value (kWh-Value)	US\$/MWh	63.98 ⑧

(Note) 1. ⑧ = (⑥+⑦/100) * (⑩ in above A) * 1,000

2. *1 US\$155.5/ton at Colombo, average from Jan. to Oct. 2008.

Source: Study Team Calculation with data provided by CEB

(2) 代替火力発電設備の基礎諸元

代替火力発電設備の基礎諸元はTable 11.1.3-6のとおりとする。なお、計算の詳細についてはTable 11.1.3-2に示す。

**Table 11.1.3-6 Basic Features of Alternative Thermal Power Plant
for the Cases of “with” and “without” Project**

Item	Unit	Gas Turbine		Coal-fired Plant	
		with	w/out	with	w/out
Installed capacity	MW	464.7	248.3	---	---
Energy generation	GWh	479.0	235.3	268.0	514.0
Plant Life	Years	20		30	

Source: Study Team Calculation

1) 代替火力発電設備建設費

代替火力設備の建設費用（IDC抜きの経済価格）をTable 11.1.3-7に示す。

Table 11.1.3-7 Construction Cost of Alternative Thermal Power Plant

(unit: US\$/kW)

	Gas Turbine (75MW)	Coal-fired (300MW)
FC Portion	460.8	889.6
LC Portion	77.6 × 0.9	347.7 × 0.9
Total	530.6	1,202.5

Source: Data from CEB (as of January 2008)

2) 代替火力発電設備等の O&M 費

代替火力設備の年間O&M費（経済価格）をTable 11.1.3-8に示す。なお、ガスタービンに関しては外貨分、内貨分の振り分けは80%、20%とした。

Table 11.1.3-8 O&M Cost for Alternative Thermal Power Plant

Item	Gas Turbine (75MW)	Coal-fired (300MW)
1. Fixed O&M cost	US\$/kW/month	US\$/kW/month
FC Portion	0.412	0.513
LC Portion	0.103 × 0.9	0.146 × 0.9
Total	0.505	0.644
2. Variable O&M cost	US cent/kWh	US cent/kWh
FC Portion	0.328	0.201
LC Portion	0.082 × 0.9	0.057 × 0.9
Total	0.402	0.252

Source: Data from CEB (as of January 2008)

3) 代替火力の燃料費

代替火力発電設備の燃料費は、Table 11.1.3-9のとおりである。

Table 11.1.3-9 Fuel Cost of Alternative Thermal Power Plant

Item	CIF Price	Fuel Cost
Auto Diesel	US\$134.2/bbl	US cent 9,521/GCal
Coal WC	US\$155.5/MT	US cent 2,468/GCal

Source: Data from CEB

以上の条件をベースとして、電力便益および電力量便益を見積もった。電力便益は10%の割引率をもって計算されたガスタービンプラントの年経費に固定 O&M 費を加えたものとする。電力量便益は、燃料費に変動 O&M 費を加えたものとする。

11.1.4 経済評価

計画開始年の経済費用の総現在価値は182,321千ドルである(割引率10%、以下同じ)。経済便益の総現在価値は417,959千ドルである。従って純現在価値(B-C)は235,639千ドル、B/Cは2.29と計算される。経済的內部収益率(EIRR)は19.8%となった。(Table 11.1.4-2参照)

純現在価値(NPV: B-C)、便益費用比率(B/C)および経済的內部収益率(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、NPVが正の値で、EIRRが資本の機会費用である10%を上回っていることが確認された。従って、本計画は経済的にフィージブルであると評価できる。

Table 11.1.4-2 Economic Evaluation

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Benefit			Balance
		Construction & Replacement	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Energy Benefit	Total	
1	2012	40,192	0	40,192	0	0	0	-40,192
2	2013	46,184	0	46,184	0	0	0	-46,184
3	2014	76,303	0	76,303	0	0	0	-76,303
4	2015	41,522	0	41,522	0	0	0	-41,522
5	2016	10,874	0	10,874	0	0	0	-10,874
6	1 2017	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
7	2 2018	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
8	3 2019	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
9	4 2020	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
10	5 2021	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
11	6 2022	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
12	7 2023	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
13	8 2024	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
14	9 2025	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
15	10 2026	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
16	11 2027	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
17	12 2028	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
18	13 2029	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
19	14 2030	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
20	15 2031	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
21	16 2032	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
22	17 2033	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
23	18 2034	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
24	19 2035	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
25	20 2036	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
26	21 2037	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
27	22 2038	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
28	23 2039	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
29	24 2040	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
30	25 2041	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
31	26 2042	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
32	27 2043	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
33	28 2044	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
34	29 2045	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
35	30 2046	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
36	31 2047	14,578	2,070	16,648	83,627	-15,736	67,891	51,243
37	32 2048	13,129	2,070	15,199	83,627	-15,736	67,891	52,692
38	33 2049	41,854	2,070	43,924	83,627	-15,736	67,891	23,967
39	34 2050	23,116	2,070	25,186	83,627	-15,736	67,891	42,705
40	35 2051	8,987	2,070	11,057	83,627	-15,736	67,891	56,834
41	36 2052	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
42	37 2053	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
43	38 2054	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
44	39 2055	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
45	40 2056	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
46	41 2057	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
47	42 2058	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
48	43 2059	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
49	44 2060	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
50	45 2061	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
51	46 2062	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
52	47 2063	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
53	48 2064	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
54	49 2065	0	2,070	2,070	83,627	-15,736	67,891	65,821
55	50 2066	-58,093	2,070	-56,023	83,627	-15,736	67,891	123,914
Total		258,645	103,510	362,155	4,181,373	-786,817	3,394,556	3,032,401
Discount rate:		10%						
		PV (Cost):		182,321	PV (Benefit):		417,959	235,639
							EIRR:	19.8%
							NPV:	235,639
							B/C:	2.29

11.1.5 感度分析

(1) 分析条件

経済分析の各指標に関して、前提条件が変化した場合の感度分析を行う。なお、割引率は10%を使用した。分析に当たっては以下のケースを想定した。

- ケース 1 燃料費が (a) 30% 減少した場合、(b) 50% 減少した場合。
- ケース 2 建設費が (a) 10% 増加した場合、(b) 20% 増加した場合。
- ケース 3 燃料費が 50% 減少し、建設費が 10 % 増加した場合。
- ケース 4 Polgolla堰で 1,260MCMの取水が行われる場合（電力量計算については、**9.6.2**を参照）。この際の代替火力の基礎諸元および経済便益を**Table 11.1.5-1**に示す。

Table 11.1.5-1 Economic Benefit for “with” and “without” Project for Case 4

No.	Description	Unit	With Project	W/out Project	Net
1.	Annual Energy	GWh	572.0	572.0	0
2.	Firm Energy	GWh	399.0	227.0	172
3.	Secondary Energy	GWh	173.0	346.0	-173
4.	Dependable Peak Capacity	MW	352.0	207.0	145
5.	Power to be Generated (Gas)	MW	416.2	244.8	
6.	Power to be Generated (Coal)	MW	--	--	
7.	Energy to be Generaged (Gas)	GWh/yr	408.23	232.25	
8.	Energy to be Generaged (Coal)	GWh/yr	187.20	374.39	
9.	kWh-Value (Gas)	US\$/MWh	282.43	282.43	
10.	kWh-Value (Coal)	US\$/MWh	63.98	63.98	
11.	kW-Value (Gas)	US\$/kW	80.86	80.86	
12.	Annual Benefit (Gas)	US\$1000/yr	143,758	82,332	61,426
13.	Annual Benefit (Coal)	US\$1000/yr	11,977	23,954	-11,977
14.	Total Annual Benefit	US\$1000/yr	155,735	106,286	49,449

Source: Study Team Calculation

- ケース 5 ベース電源の開発が遅れ、一部ベース負荷対応運転をする場合（電力量計算については、**9.6.2**を参照）。この際の代替火力基礎諸元および経済便益を**Table 11.1.5-2**に示す。

Table 11.1.5-2 Economic Benefit for “with” and “without” Project for Case 5

No.	Description	Unit	With Project	W/out Project	Net
1.	Annual Energy	GWh	730.5	709.0	22
2.	Firm Energy	GWh	172.4	135.0	37
3.	Secondary Energy	GWh	558.1	575.0	-17
4.	Dependable Peak Capacity	MW	49.0	49.0	0
5.	Power to be Generated (Gas)	MW	57.9	57.9	
6.	Power to be Generated (Coal)	MW	--	--	
7.	Energy to be Generated (Gas)	GWh/yr	176.39	138.12	
8.	Energy to be Generated (Coal)	GWh/yr	603.90	622.19	
9.	kWh-Value (Gas)	US\$/MWh	282.43	282.43	
10.	kWh-Value (Coal)	US\$/MWh	63.98	63.98	
11.	kW-Value (Gas)	US\$/kW	80.86	80.86	
12.	Annual Benefit (Gas)	US\$1000/yr	53,778	42,971	10,807
13.	Annual Benefit (Coal)	US\$1000/yr	38,638	39,808	-1,170
14.	Total Annual Benefit	US\$1000/yr	92,417	82,780	9,637

Source: Study Team Calculation

(2) 分析結果

感度分析の結果をTable 11.1.5-3に示す。

Table 11.1.5-3 Result of Sensitivity Analysis

Item	NPV (US\$)	B/C	EIRR
Case 1a	138,192,000	1.76	16.2%
Case 1b	73,226,000	1.40	13.5%
Case 2a	217,407,000	2.08	18.4%
Case 2b	199,175,000	1.91	17.3%
Case 3	54,994,000	1.27	12.4%
Case 4	122,101,000	1.67	15.5%
Case 5	-122,992,000	0.33	1.6%

ケース 1～4 までの条件が悪くなる場合においても評価基準をクリアーしており、経済的にフィージブルであることが確認された。また、基準としている燃料費水準が高いこともあるが、ベースケースでは燃料費が 72% 減 (ディーゼル 38 ドル、石炭 44 ドル)、ケース 4 では 52% 減 (ディーゼル 64 ドル、石炭 75 ドル) になるまで EIRR が 10% 以上の値を保っている。すなわち、輸入燃料を代替するプロジェクトとして国家経済の観点からは非常に魅力的なプロジェクトと位置づけられる。

一方で、ケース 5 で検討したごとく、ベース電源の開発の遅れが生じた場合にはそれをカバーするためヴィクトリア発電所をベース負荷対応で運転をせざるを得ないことから、電力便益が小さくなり経済性が大幅に悪化する。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であると判断される。

11.2 財務評価

11.2.1 評価手法

(1) 財務評価手法

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ものである。分析手法としてはキャッシュ割引フロー法を採用する。本手法による基本的なアプローチは以下のとおりである。ここでは市場価格（＝財務費用）による建設・O&M 費を費用、売電収入を便益とし、キャッシュ・アウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用および便益を、割引率を使用してプロジェクト初年度における現在価値に換算する。その上で、プロジェクト期間における現在価値で表された費用と便益それぞれの合計額を比較する。ここでは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。

(2) 前提条件

CEB と協議のうえ、スリランカにおける他の電力案件における数値を参考にし、本計画の評価にあたって、以下の条件を設定した。

➤ 耐用年数

各設備の耐用年数はコンサルタントの経験から標準的な値として以下に示す。

- 土木設備：50 年
- 水力機器、電気機器：35 年

➤ 計算期間

計算期間については 55 年とする。これは土木設備の耐用年数である 50 年に建設期間の 5 年を加えたものである。また、運転開始は 12 月末とした。

➤ 評価地点

評価地点についてはヴィクトリア水力発電所からの電気が送られる需要家の受電端とする。従って、送電損失および配電損失を見込む。

➤ 積算時点

2008 年 10 月時点の価格を使用して積算する。また、既設プロジェクトで既に工事が終了している部分に関しては、サンクコストとして本計画の費用としては考慮しない。

➤ エスカレーション

価格上昇は考慮せず、コンスタント・プライスを使用する。

➤ 税金および輸入関税

機器類の外貨分に対しては輸入税（Cess）および Port and Airport Development Levy (PAL) として 4.5%を見込む。その他外貨分に対しては 15%の関税および 15%の VAT を見込む。（総税率 32.25%）また、内貨分については 15%の VAT を見込む。

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諸税込みの市場価格による初期投資額、機器更新費用および O&M 費である。このうち初期投資額および機器更新費用については第 10 章記載の工事費にスリランカで課税される税金を加えたものを財務費用として採用する。運転維持費についてはコンサルタントの経験から初期投資額（予備費 10% および税込み）に一定の比率を乗じて算出する。

1) 初期投資額

本計画の項目別の初期投資額を Table 11.2.2-1 に示す。

Table 11.2.2-1 Initial Investment Cost by Item (at Financial Price)

(unit: US\$1,000)

	Civil works	Hydraulic/Electro-mechanical equipment	Others	Total
1st year	20,015	15,234	12,607	47,856
2nd year	32,140	14,346	10,443	56,929
3rd year	26,935	45,696	15,934	88,565
4th year	13,965	25,305	8,928	48,198
5th year	0	9,391	1,972	11,363
Total	93,054	109,973	49,884	252,911

Source: Study Team Calculation

2) 運転維持費

本計画の運転維持費（予備費を含む）を Table 11.2.2-2 に示す。

Table 11.2.2-2 O&M Cost (at Financial Price)

(unit: US\$1000)

Item	Construction cost	Factor	Amount
Civil works and others	102,360	0.5%	512
Hydraulic and Electro-mechanical Equipment	120,970	1.5%	1,815
Total	---	---	2,326

Source: Study Team Calculation

(2) 財務便益

本計画の財務便益は電力販売収入である。Table 11.2.2-3 に示すように、平均電気料金単価 (USc12.157/kWh) に販売電力量を乗じて売電収入を計算した。

Table 11.2.2-3 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

以下に電気料金単価および販売電力量に関する条件をまとめた。

➤ 電気料金単価

電気料金単価は現行の平均単価をベースとして使用する。2008 年の暫定平均電気料金単価は Rs.13.17/kWh であった。これをドルベースに変換するため、2008 年の平均為替レート (US\$1=Rs.108.3338) を使用し、US\$0.12157/kWh を得た。

➤ 販売電力量

毎年の売電量はTable 11.2.2-4のとおりとした。

Table 11.2.2-4 Annual Energy for Financial Evaluation

Item	Unit	Total Energy	Energy allocation for extension project	
			until 2018	after 2019
Energy generation	GWh	715.9	10.9	377.9
Gross loss	%	14.0	14.0	14.0
Salable energy	GWh	615.7	9.4	325.0

Note: Gross loss rate was taken from "National Demand Forecast 2007-2027" (CEB).

上記電力量のベースとなる考え方を以下に示す。

本増設計画は現在一日中発電しているヴィクトリア水力発電所の発電パターンを、発電機の増設と共に変更して、一日数時間のみ発電するピーク対応の発電所とするものである。平均的にみれば、一日に使用することのできる水量に変化はなく、総発生電力量に関しては、発電効率の良い最新設備の設置による若干の発電量増加以外の電力量増加は期待できない。

本検討においては、既設プロジェクトの機器の耐用年数(35年間)の到来する2018年までは、発生電力量増分のみ便益とし、2019年以降は増設発電機による発生電力量をすべて便益とした。

機器耐用年数を基準とした理由は、一定量の財務収入を生み出すと共に、以下により既設プロジェクトの財務的運営には影響を与えないと判断されるからである。

- ダム等の土木設備は耐用年数後もそのまま使用し続けること。
- 既設プロジェクトの債務返済が2009年に終了すること (CEB Annual Report 2006 より)
- 既設分収入で減価償却費を含めた毎年の費用支出 (2006年実績で Rs.612Million: Victoria Annual Report 2007 より) を十分賄えること。

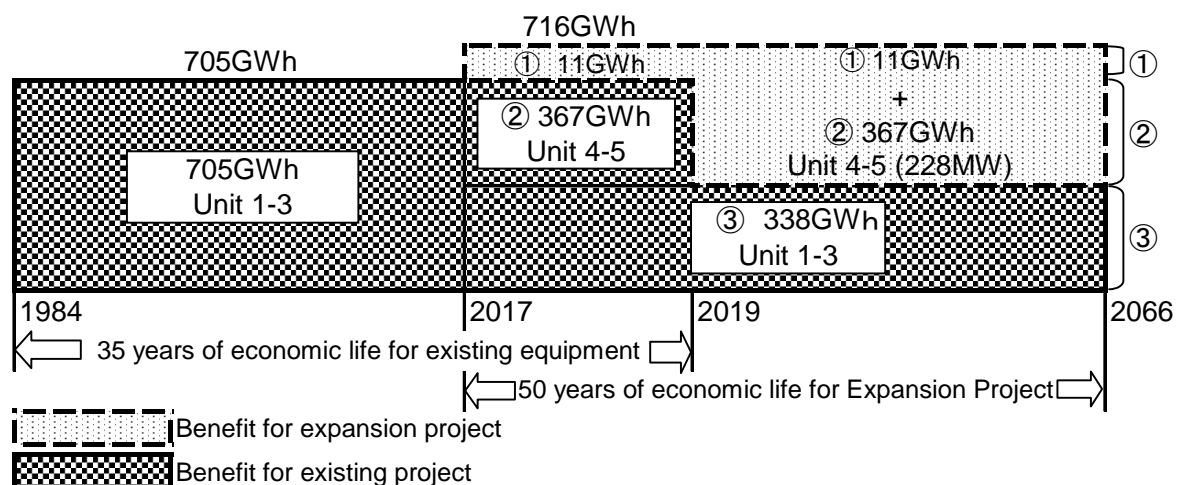


Figure 11.2.2-1 Annual Energy for Financial Evaluation

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 (Table 11.2.3-2参照)。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と評価できる。

Table 11.2.3-2 Financial Evaluation

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Benefit			Balance
		Construction and Replacement	Operation and Maintenance	Total	Annual Energy (GWh)	Unit Rate (US\$/kWh)	Total Revenue	
1	2012	47,856	0	47,856	0.0	0.12157	0	-47,856
2	2013	56,929	0	56,929	0.0	0.12157	0	-56,929
3	2014	88,565	0	88,565	0.0	0.12157	0	-88,565
4	2015	48,198	0	48,198	0.0	0.12157	0	-48,198
5	2016	11,363	0	11,363	0.0	0.12157	0	-11,363
6	1 2017		2,326	2,326	9.4	0.12157	1,143	-1,184
7	2 2018		2,326	2,326	9.4	0.12157	1,143	-1,184
8	3 2019		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
9	4 2020		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
10	5 2021		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
11	6 2022		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
12	7 2023		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
13	8 2024		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
14	9 2025		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
15	10 2026		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
16	11 2027		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
17	12 2028		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
18	13 2029		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
19	14 2030		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
20	15 2031		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
21	16 2032		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
22	17 2033		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
23	18 2034		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
24	19 2035		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
25	20 2036		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
26	21 2037		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
27	22 2038		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
28	23 2039		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
29	24 2040		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
30	25 2041		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
31	26 2042		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
32	27 2043		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
33	28 2044		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
34	29 2045		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
35	30 2046		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
36	31 2047		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
37	32 2048	14,346	2,326	16,673	325.0	0.12157	39,510	22,838
38	33 2049	45,696	2,326	48,022	325.0	0.12157	39,510	-8,512
39	34 2050	25,305	2,326	27,631	325.0	0.12157	39,510	11,879
40	35 2051	9,391	2,326	11,717	325.0	0.12157	39,510	27,793
41	36 2052		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
42	37 2053		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
43	38 2054		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
44	39 2055		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
45	40 2056		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
46	41 2057		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
47	42 2058		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
48	43 2059		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
49	44 2060		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
50	45 2061		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
51	46 2062		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
52	47 2063		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
53	48 2064		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
54	49 2065		2,326	2,326	325.0	0.12157	39,510	37,184
55	50 2066	-48,770	2,326	-46,444	325.0	0.12157	39,510	85,954
Total		298,880	116,317	415,197	15,618.8		1,898,778	1,483,581

FIRR: 9.6%

11.2.4 感度分析

(1) 分析条件

財務分析の指標に関して、前提条件が変化した場合の感度分析を行う。分析に当たっては以下のケースを想定した。

- ケース 1 発生電力量が(a)10%減少した場合、(b)20%減少した場合。
- ケース 2 建設費が10%増加した場合。
- ケース 3 発生電力量が10%減少し、建設費が10%増加した場合。
- ケース 4 電気料金が(a)10%増加した場合、(b)15%増加した場合。
- ケース 5 電気料金が10%減少し、建設費が10%増加した場合。
- ケース 6 既設計画の耐用年数を(a)40年、(b)45年、(c)50年、とした場合。

(2) 分析結果

感度分析の結果をTable 11.2.4-1に示す。

Table 11.2.4-1 Result of Sensitivity Analysis

Case	1a	1b	2	3	4a	4b	5	6a	6b	6c
FIRR (%)	7.2	4.9	8.8	6.5	10.3	10.7	6.5	7.0	5.5	4.4

この結果、前提条件の変化に伴い、FIRRは4.4～10.7%の範囲にあり、特段感度の高い項目はない。いずれのケースにおいても、円借款等のソフトローンを利用するという前提においては、財務的フィジビリティがあることが確認された。

11.3 キャッシュフロー分析

ここでは融資条件を考慮してキャッシュフロー分析を行う。

11.3.1 前提条件

ヴィクトリア水力発電所増設計画を実施するにあたり、CEBが開発主体となることと仮定し、以下の条件を設定して検討を行った。

- | | | |
|------------------|---|--------------------------------------|
| 1) 価格レベル | : | 建設費の見積は 2008 年価格とする。 |
| 2) 建設期間 | : | 5 年 (2016 年末運転開始) |
| 3) エスカレーション | : | 考慮せず (Constant Price) |
| 4) 諸税 | : | 法人税 35%、輸入税 15% (機器は 4.5%)、VAT15% |
| 5) 電気料金 | : | US\$0.12157/kWh |
| 6) 評価期間 | : | 運転開始後 30 年間 (債務返済終了まで) |
| 7) 減価償却 | : | 定額法 |
| 8) 売電量 | : | 9.4GWh ; 325GWh |
| 9) O&M 経費 | : | US\$ 2,326,000/年 |
| 10) 金利 | : | 外貨分 1.4%、内貨分 20.0% |
| 11) 返済期間 | : | 外貨分 40 年 (据置 10 年)、内貨分 20 年 (据置 5 年) |
| 12) コミットメント・チャージ | : | 外貨未使用分 0.1% |

11.3.2 キャッシュフロー分析の評価

(1) 評価手法

キャッシュフローの評価に当たり、以下に示す債務返済比率、融資返済期間債務比率の 2 つの指標を使用した。Table 11.3.2-1にサマリーを、Table 11.3.2-2にキャッシュフローを示す。

➤ 債務返済比率 (DSCR)

債務返済比率は各年度の元利返済前キャッシュフローが当該年度に計画されている支払い元利金の何倍に相当するかを示し、各年度の元利金支払いを計画とおりに行い得るかどうかを測るための指標である。

$$DSCR = \frac{\text{(年間元利金返済前キャッシュフロー)}}{\text{(当該年度の返済元利金)}}$$

判断基準 : DSCR > 1.0 (ただし、世界銀行等の国際金融機関では返済期間の平均値で 1.5 以上が望ましいとされている。)

➤ 融資返済期間債務比率 (LLCR)

LLCR は借入期間にわたる元利金返済前のキャッシュフローの現在価値合計額が借入金元本の何倍に相当するかを示し、プロジェクト収入による借入元本の返済が可能かどうかを測るための指標である。ここで、現在価値を求めるための割引率には借入金利を使用する。

$$LLCR = \frac{\Sigma PV(\text{元利金返済前キャッシュフロー})}{\text{(借入元本)}}$$

判断基準 : LLCR > 1.0

Table 11.3.2-1 Cash Flow Analysis: Summary

1. Project Cost		
Construction cost		252,911 thousand US\$
- Loan	100%	252,911 thousand US\$
- Equity	0%	0
2. Financial Condition		
1) Foreign finance	75%	189,683 thousand US\$
- Interest rate	1.4%	
- Repayment period	30 years	
- Grace period	10 years	
- Commitment charge	0.1%	for unused portion
2) Local finance	25%	63,228 thousand US\$
- Interest rate	20.0%	
- Repayment period	20 years	
- Grace period	5 years	
3. Other Conditions		
1) Interest during construction	Treated as Deferred Assets Capitalized for five years from commissioning 10,233 thousand US\$	
2) Depreciation	Service life	Annual amount
- Civil works	50 years	1,861 thousand US\$
- Hydromechanical equipment	35 years	669 thousand US\$
- Electromechanical equipment	35 years	2,474 thousand US\$
3) Weighted average interest rate	6.1%	
4) Electricity tariff	0.12157 US\$/kWh	
5) Annual available energy	before 2018 10.9 GWh	after 2019 377.9 GWh
6) Gross loss rate	14%	14%
7) Annual salable energy	9.4 GWh	325 GWh
8) Operation and maintenance cost	2,326 thousand US\$	
Debt Service Coverage Ratio (Average) 1.92		
Loan Life Coverage Ratio 1.31		

Table 11.3.2-2 Cash Flow Analysis: DSCR & LLCR

		Financial Flow					Profit & Loss Flow					Cash Flow					Debt			
Year in order	Year	Capital Investment Fund	Foreign Principal Interest* ¹ Payment	Local Principal Interest Payment	Local Interest	Sales Revenue	O&M Expense	Depreciation* ²	Interest	Income before Tax	Income Tax* ³	Income after Tax	Revenue	O&M Expense	Tax	Debt Service Principal	Debt Service Interest	Net Cash Flow	Service Coverage Ratio	
1	2012	47,856		656		2,393											3,049	(3,049)		
2	2013	56,929		1,211		5,239											6,451	(6,451)		
3	2014	88,565		2,075		9,667											11,742	(11,742)		
4	2015	48,198		2,545		12,077											14,622	(14,622)		
5	2016	11,363		2,656		12,646											15,301	(15,301)		
6	1 2017			2,656	4,215	11,803	1,143	2,326	15,236	14,458	-30,878	0	-30,878	1,143	2,326	0	4,215	14,458	-19,857	-0.063
7	2 2018			2,656	4,215	10,959	1,143	2,326	15,236	13,615	-30,035	0	-30,035	1,143	2,326	0	4,215	13,615	-19,014	-0.066
8	3 2019			2,656	4,215	10,116	39,510	2,326	15,236	12,772	9,175	0	9,175	39,510	2,326	0	4,215	12,772	20,196	2.189
9	4 2020			2,656	4,215	9,273	39,510	2,326	15,236	11,929	10,018	0	10,018	39,510	2,326	0	4,215	11,929	21,039	2.303
10	5 2021			2,656	4,215	8,430	39,510	2,326	15,236	11,086	10,861	0	10,861	39,510	2,326	0	4,215	11,086	21,883	2.430
11	6 2022		9,484	2,523	4,215	7,587	39,510	2,326	5,003	10,110	22,070	0	22,070	39,510	2,326	0	13,699	10,110	13,374	1.562
12	7 2023		9,484	2,390	4,215	6,744	39,510	2,326	5,003	9,134	23,046	4,991	18,055	39,510	2,326	4,991	13,699	9,134	9,359	1.410
13	8 2024		9,484	2,257	4,215	5,901	39,510	2,326	5,003	8,158	24,022	8,408	15,614	39,510	2,326	8,408	13,699	8,158	6,918	1.317
14	9 2025		9,484	2,124	4,215	5,058	39,510	2,326	5,003	7,183	24,998	8,749	16,249	39,510	2,326	8,749	13,699	7,183	7,552	1.362
15	10 2026		9,484	1,992	4,215	4,215	39,510	2,326	5,003	6,207	25,974	9,091	16,883	39,510	2,326	9,091	13,699	6,207	8,187	1.411
16	11 2027		9,484	1,859	4,215	3,372	39,510	2,326	5,003	5,231	26,949	9,432	17,517	39,510	2,326	9,432	13,699	5,231	8,821	1.466
17	12 2028		9,484	1,726	4,215	2,529	39,510	2,326	5,003	4,255	27,925	9,774	18,151	39,510	2,326	9,774	13,699	4,255	9,455	1.527
18	13 2029		9,484	1,593	4,215	1,686	39,510	2,326	5,003	3,279	28,901	10,115	18,786	39,510	2,326	10,115	13,699	3,279	10,090	1.594
19	14 2030		9,484	1,461	4,215	843	39,510	2,326	5,003	2,304	29,877	10,457	19,420	39,510	2,326	10,457	13,699	2,304	10,724	1.670
20	15 2031		9,484	1,328	4,215	0	39,510	2,326	5,003	1,328	30,853	10,798	20,054	39,510	2,326	10,798	13,699	1,328	11,358	1.756
21	16 2032		9,484	1,195		-843	39,510	2,326	5,003	352	31,829	11,140	20,689	39,510	2,326	11,140	9,484	352	16,208	2.648
22	17 2033		9,484	1,062			39,510	2,326	5,003	1,062	31,118	10,891	20,227	39,510	2,326	10,891	9,484	1,062	15,746	2.493
23	18 2034		9,484	929			39,510	2,326	5,003	929	31,251	10,938	20,313	39,510	2,326	10,938	9,484	929	15,832	2.520
24	19 2035		9,484	797			39,510	2,326	5,003	797	31,384	10,984	20,400	39,510	2,326	10,984	9,484	797	15,919	2.548
25	20 2036		9,484	664			39,510	2,326	5,003	664	31,517	11,031	20,486	39,510	2,326	11,031	9,484	664	16,005	2.577
26	21 2037		9,484	531			39,510	2,326	5,003	531	31,650	11,077	20,572	39,510	2,326	11,077	9,484	531	16,091	2.607
27	22 2038		9,484	398			39,510	2,326	5,003	398	31,782	11,124	20,659	39,510	2,326	11,124	9,484	398	16,178	2.637
28	23 2039		9,484	266			39,510	2,326	5,003	266	31,915	11,170	20,745	39,510	2,326	11,170	9,484	266	16,264	2.668
29	24 2040		9,484	133			39,510	2,326	5,003	133	32,048	11,217	20,831	39,510	2,326	11,217	9,484	133	16,350	2.700
30	25 2041		9,484	0			39,510	2,326	5,003	0	32,181	11,263	20,917	39,510	2,326	11,263	9,484	0	16,436	2.733
31	26 2042						39,510	2,326	5,003		32,181	11,263	20,917	39,510	2,326	11,263			25,921	
32	27 2043						39,510	2,326	5,003		32,181	11,263	20,917	39,510	2,326	11,263			25,921	
33	28 2044						39,510	2,326	5,003		32,181	11,263	20,917	39,510	2,326	11,263			25,921	
																	Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):		1.920	
																	Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)* ⁴ :		1.314	
Total		252,911	189,683	47,649	63,228	129,698														

Note: *1 Interest for foreign fund includes commitment charge of 0.1% for unused loan.

*2 Interest during construction was capitalised in deferred assets and amortised it during five years after commissioning.

*3 Imposed 35% of income tax on net profit which subtracted net deficits if the project entity has net deficits during the nearest past five years.

*4 Discounted at 1.1% of weighted average interest rate.

(2) 評価結果

評価指標計算結果をTable 11.3.2-3に示す。

Table 11.3.2-3 Result of Cash Flow Analysis

Foreign rate	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	5%	5%	10%
Domestic rate	20%	15%	10%	0%	10%	20%	0%
DSCR	1.92	1.97	2.03	2.23	1.71	1.66	1.50
LLCR	1.31	1.47	1.66	2.19	1.33	1.08	1.23

この結果、円借款（外貨分金利 1.4%）を利用する場合には内貨分を 20%程度の市中金利で借り入れたとしても債務返済には支障がないことが確認された。

(3) 感度分析

主要項目の感度分析を行った。

1) 建設費が増加した場合

建設費が 10%増加した場合の結果をTable 11.3.2-4に示す。

Table 11.3.2-4 Result of Sensitivity Analysis (1)

Foreign rate	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	5%	5%	10%
Domestic rate	20%	15%	10%	0%	10%	20%	0%
DSCR	1.75	1.79	1.85	2.02	1.56	1.52	1.37
LLCR	1.20	1.34	1.51	1.98	1.22	0.99	1.13

2) 既設計画の耐用年数を 50 年とした場合

結果をTable 11.3.2-5に示す。この場合にはすべてDSCRおよびLLCRが基準の 1.00 に達しないことが判明した。このため、DSCR、LLCR共に基準値に達するために必要となる毎年の補填金額もあわせて試算した。補填期間は耐用年数の 50 年に達するまでの 17 年間とした。

Table 11.3.2-5 Result of Sensitivity Analysis (2)

Foreign rate	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	5%	5%	10%
Domestic rate	20%	15%	10%	0%	10%	20%	0%
DSCR	1.15	1.14	1.08	0.97	1.04	1.04	0.93
LLCR	0.32	0.41	0.52	0.83	0.31	0.17	0.23
Internal subsidy*	17	14	10	3	18	25	21

*Annual amount required to make both DSCR and LLCR over 1. (unit: million US dollar)

11.3.3 総合評価

ヴィクトリア水力発電所増設計画は経済的には高い収益性を有しており、スリランカ国としては本計画を進めることが国家経済の観点から有益であると判断される。本プロジェクトでは財務収入をどのように捕らえるかによっても財務指標が大きく変動する。

ベースの前提条件として既設プロジェクトの耐用年数を機器の 35 年とし、それ以降の期間の新設発電機による発生電力量は増設計画の便益として取り扱った。この場合、十分な債務返済能力を有することが確認された。

一方、感度分析で検討したように、財務収入が減少する方向での前提条件を変更した場合には、健全な債務返済が難しくなるような数値となる。この場合において、増設を実施するためには、不足額を他のプロジェクトの収入から補填することにより全体的なプロジェクト財務収入を確保することが必要になる。補填の原資の候補として最適なものは既設ヴィクトリア水力による収入であると考えられる。これは、本増設計画の場合、既設ヴィクトリア発電所と同じ貯水池を使用し新旧あわせて最適運用を行うことから、既設計画による収入の一部を増設計画の債務返済に使用することについて、CEB 内部の合意を得やすいと考えられるからである。

以下に、再確認のため、本計画を推進するための前提条件をリストアップした。

- 1) ベース負荷対応の火力発電所の建設を計画とおりに進めること。
- 2) 条件の有利なソフトローンを使用すること。
- 3) 債務返済を確実にするために、財務収入を確保する方策をとること。

第 12 章 事業実施に向けた提言

目 次

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	12-1
12.1.1	ベース電源の需給の確認	12-1
12.1.2	マハウェリ川の水利用計画の見直し結果の確認	12-1
12.2	CDM 適用に関する留意事項	12-2
12.3	調査・設計に関する提案	12-3
12.3.1	地質調査	12-3
12.3.2	環境調査	12-4
12.3.3	設計に関する事項	12-4
12.3.4	既設構造物の状況調査	12-4
12.4	地下水位モニタリング計画に関する提案	12-5

LIST OF TABLES

Table 12.4-1	List of Recommended Boreholes	12-5
Table 12.4-2	Water Table Monitoring Program.....	12-7

LIST OF FIGURES

Figure 12.4-1 (1)	Locations of Water Table Measurements (plan)	12-6
Figure 12.4-1 (2)	Locations of Water Table Measurements (profile)	12-6

第12章 事業実施に向けた提言

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当たりの建設費が、CEBが持っている他の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もつながる本増設計画は、ピーク対応の次期開発候補として有望である。

本章では、上記のような利点を持つヴィクトリア水力発電所増設計画に関し、本調査の終了後から事業実施に至る間に留意すべき事項について述べる。

12.1に本増設計画の事業実施前に確認すべき事項を、12.2にCDM適用に関する課題を、12.3に調査・設計に関する提案を、12.4に工事中の地下水モニタリング計画の提案を、それぞれ記載した。

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

上記の2項目の確認は、第11章で述べたように、本計画の財務面からも不可欠である。本項では、前の章で述べた事項をまとめ、事業実施にむけた調査団の提言としたい。

12.1.1 ベース電源の需給の確認

これまでの章で繰り返し述べてきたように、本増設計画は、現在、ベース電源としても利用されているヴィクトリア発電所を、増設後はピーク電源として使用することを前提としている。このため、増設後にピーク電源として運転されるためには、ヴィクトリア発電所がピーク電源に移行しても、ベース需要を賄うだけの電源が開発されていることが必要である。

具体的には、4.2.2で検討したように、本計画の完成年におけるベース電源の開発予定を確認し、CEBの最新の需要想定でベースの需給をチェックすることである。4.2.2で、2009年2月時点で最新であったCEBの需要想定(4.1.4参照)をもとに、新規ベース電源の必要規模を推定した。その結果、本計画の完成年である2016年時点で、CEBの現有設備に加え、開発中のKerawalapitiyaコンバインドサイクル(270 MW)およびPuttalam Coal Stage I(285 MW)の他に、300 MWのベース電源用の火力発電設備1基の投入が必要であることを確認した。

本増設計画の実施前に、CEBの最新の需要想定と電源拡張計画をもとに、本計画の完成年でのベース需要が新規電源で満たされることを確認することが必要と考えられる。

12.1.2 マハウェリ川の水利用計画の見直し結果の確認

5.3で述べたように、世界銀行の援助で、DSWRPPが実施されている。このプロジェクトの中で、マハウェリ川の水利用計画も見直されることになっており、ヴィクトリアダムの上流に位置するPolgolla堰からの分水量および下流の灌漑需要が変わる可能性がある。2009年2月時点では、プ

プロジェクト自体は4年間続くが、同水利用計画の見直しは2年間で終了することになっている。よって、水利用計画の見直しの終了後、新しいPolgolla堰からの年間分水量や下流の灌漑需要が現行の量と同じであることを確認する必要がある。

新しい水利用計画が、現行と異なる場合は、その程度により本調査で行った基本設計を、あるいは最適開発計画と基本設計を見直さなければならない可能性がある。

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。本調査の中ではCDMの適応可能性は検討していないが、本項では、CDM適用に関する留意事項を以下に記載する。

(1) 京都議定書の期限

現行の京都議定書（1997年）は、2012年でその期限をむかえる。本増設計画の完成年は2016年であるので、新規の協定が締結された後に、CDMのルールを調査し、新しい協定のもとの適用可能性を検討する必要がある。

(2) ODA資金によるプロジェクト 11.2で述べたとおり、本増設計画は、ODA資金を使用して実施されることを提案している。一方、CDMの骨格を決定したマラケシュ合意（2001年）によれば、「ODA資金をCDM（クレジット購入）に流用できない」というルールがある。しかしながら、ODA供与国政府が「当該CDM事業にODAを流用していない」との確認を書面で行い、CDM事業として承認されたプロジェクトもある。よって、CEBがCDMの適用を希望する場合は、CEBはODA供与機関とCDM適用の可否を協議する必要がある。

(3) CDM検討の着手時期

CDM理事会の基準によれば、CDM適用の検討開始時期は、プロジェクトの着工前でないと、CDM認定が困難となっている。よって、CEBは、CDMへの適用の可否を本計画の工事着工前までに決定し、その検討開始時期を書面で記録しておく必要がある。

(4) 温室効果ガスの削減の定量的な証明

CDMプロジェクトとしての承認を得るためには、プロジェクトを開発することにより、開発しない場合に比べて、温室効果ガス（Greenhouse Gas, GHG）の削減が図れることを定量的に証明しなければならない。本増設計画では、増設計画が実施されない場合の代替発電方式（例えば、既設火力発電所での焚きまし）を特定し、代替発電方法によって排出されるCO₂の量と、増設の場合のCO₂排出量との差をGHG削減量として計上する。

よって、①代替発電方式によるGHG削減量の想定、②定量的な証明ができるかどうか、を事前に検討しておく必要がある。

12.3 調査・設計に関する提案

本調査終了後の詳細設計時に必要な調査について、以下のように提案する。

12.3.1 地質調査

本プロジェクトの詳細設計段階においては、本調査で提案された主要構造物地点の地質および地質工学的性状をより詳しく把握する必要がある。実施すべき追加調査は以下のとおりである。

(1) 水路ルート

1) 導水路トンネル

導水路トンネルは既設トンネルに隣接して建設されるため、既設設備の地質情報が活用でき、地質に関するリスクは小さい。しかし、トンネル掘削に伴う一時的な地下水位低下を観測するため、地下水位観測孔の設置が望まれる。工事着手前の自然状態での年間水位変化、工事期間中の水位低下の程度、および竣工後の水位回復を確認するため、工事開始1年前から竣工後1年間程度の継続的な観測が望ましい。観測孔の設置位置は、水位変化に対して鋭敏な反応が出ると予想されるトンネル土被りの薄い部分や珪岩分布域が適切と考えられる。

地下水位測定の実施計画については12.4で述べる。

2) 調圧水槽・トンネル水圧管路

調圧水槽位置の岩盤性状確認のため調査ボーリングが望まれる。さらに、調圧水槽周辺には地域住民の利用する井戸が存在することから、孔内透水試験により高透水帯の有無を確認し、調圧水槽施工時の止水対策に反映させることが望まれる。また、水圧鉄管の岩盤負担率を決定するために、ボーリング孔を利用して孔内載荷試験による変形特性値の取得が望まれる。

3) 水圧管路トンネル出口

一般にトンネル出口は土被りの薄い風化岩部に位置するため、坑口法面やトンネルの安定性に注意が必要な部分である。特に周辺斜面の岩盤（片麻岩）は、低角で流れ目の割れ目が風化を受けて不安定化する懸念が高いことから、調査ボーリングによって風化岩の分布を確認し、適切な坑口形状や支保計画に反映させることが望まれる。

4) 水圧管路地上区間

水圧管路アンカー部基礎も、上述の低角で流れ目の割れ目が風化を受けて不安定化する懸念が高い斜面に位置することから、調査ボーリングによって風化岩の分布を確認し、適切な掘削形状の設計に反映させることが望まれる。

(2) 発電所

増設発電所は既設発電所に隣接して建設されるため、既設設備の地質情報が活用でき、地質に関するリスクは小さい。また、増設発電所周辺は地滑りが発生する可能性もないため、

特段の地質調査は必要ないと思われる。なお、現在埋め戻されている既掘削部分の掘削形状は不明確なため、施工時に確認する必要がある。

(3) 材料調査

本地点周辺は環境保護区に指定されているため、コンクリート骨材を採取するための地表改変はできる限り控える必要がある。そこで F/S 段階の調査では、アッパーコトマレ水力発電建設での実績をもとに、クラッシャープラントにより、トンネルやサージタンクの掘削ずりからコンクリート骨材を製造する計画とした。しかしながら、アッパーコトマレとの岩質の違いや、歩留まりの違いが想定されるため、本地点の岩石を利用して骨材試験を実施することが望まれる。骨材試験として実施すべき項目は、比重、吸水率、安定性、すり減り減量、アルカリ骨材反応試験等である。

また細骨材については、第 10 章にも記載のとおり、Victoria 貯水池の上流に採取候補地がある。河床から採取する許可が取れば、経済的に細骨材を製造できるので、合わせて上記の骨材試験を提案する。

12.3.2 環境調査

(1) 工事地域の民家の調査

本計画の工事中に発破の影響を受けると考えられる民家の状況（特に壁のクラックなど）を、建設工事開始前に把握し、記録しておく必要がある。

(2) 象に関する調査

発電所からランデニガラ貯水池までのマハウェリ川周辺で、ゾウの生息状況調査を行う必要がある。調査は、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ことが望ましい。

12.3.3 設計に関する事項

(1) 水路

取水口、導水路の完成区間（Ch.150 m）および既設作業横坑の調査、測量を行い、現状を確認し、設計に反映させる必要がある。

(2) 発電所

CEB が保管している既設発電所の図面には、座標の示されている点は 1 ヶ所しかなかった。よって、建物の測量を行ない、設計に反映させる必要がある。

12.3.4 既設構造物の状況調査

本増設計画は、既設のダムや発電施設の近傍に建設されるので、工事中の発破振動が既設構造物に影響を与えないことを確認しながら、工事を行う必要がある。このため、工事開始前に既設構造物の状況を把握し、記録しておく必要がある。

また、ヴィクトリアダムに関しては、MASL の観測項目と工事開始前の観測値を把握しておく必要がある。

また、詳細設計時には、発破振動のモニタリング計画を作成する必要がある。

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という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。調査団は、以下のようにモニタリング計画を提案する。

(1) ボーリング孔内水位観測

一般的な井戸では地表の帯水層（表土、風化層など）が地下水の供給源となるが、現地調査で確認したところ一部の井戸では基盤岩からの湧水が供給源となっていた。基盤岩の地下水は一時的にトンネル掘削の影響を直接受けるため、これを観測するボーリング孔による孔内水位観測が望まれる。ボーリング位置は、井戸利用地域に近く、透水帯を通る場所が適する。推薦するボーリング位置を**Figure 12.4-1 (1)**および**Figure 12.4-1 (2)**に示す。また、ボーリングの諸元を**Table 12.4-1**に示す。

(2) 井戸水位観測

Figure 12.4-1 (1)に示す井戸では乾季に実施した現地調査でも地下水が確認されており重要度の高いものと考えられる。これらへの影響を確認するため、全数に対して水位観測が望まれる。なお、一部口元から地下水が越流する井戸については、流量観測が望まれる。

(3) 気象観測

地表帯水層からの地下水供給は至近の降雨による影響を受けると思われる。水位変動の原因検討のため、気温、湿度、降水量の基本気象パラメーターの観測が望まれる。なお、観測データの解析では、既設トンネル内の水圧（貯水池水位）記録も必要である。

(4) 観測計画

観測期間は、工事以前の自然状態、工事中の一時低下状態、および覆工終了後の水位回復状態までを観測するものとする。観測計画を**Table 12.4-2**に示した。

Table 12.4-1 List of Recommended Boreholes

Hole Number	Chainage of tunnel (m)	Elevation (m)		Depth (m)	Offset from Tunnel Center (m)	Assumed Water Pass	In Situ Testing
		Collar	Bottom				
MH-1	2,250	340	245	95	30	Quartzite poor zone no.4	1) core logging 2) permeable test
MH-2	3,600	375	220	155	30	Quartzite	
MH-3	5,200	315	195	120	30	Quartzite Crystalline Limestone	

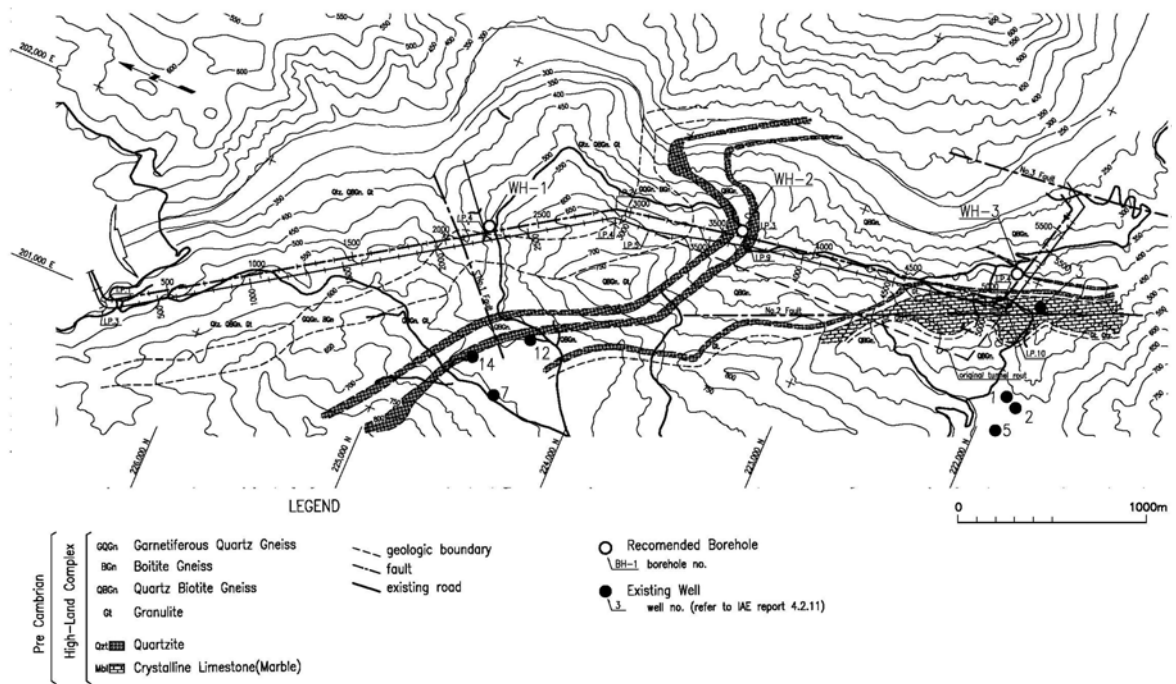


Figure 12.4-1 (1) Locations of Water Table Measurements (plan)

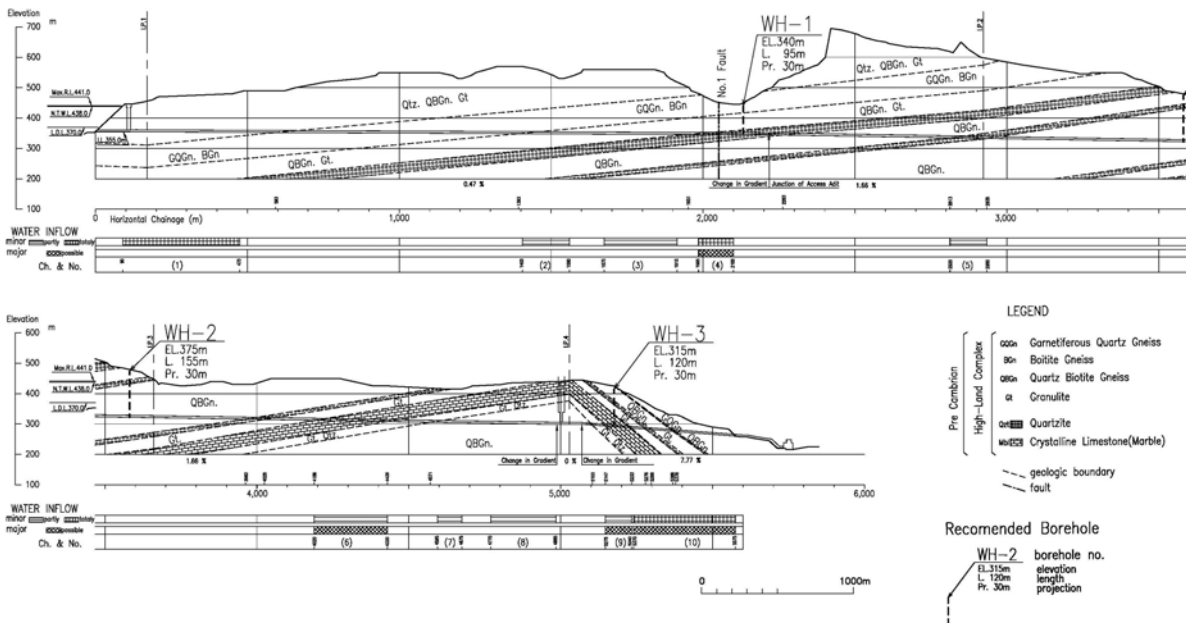


Figure 12.4-1 (2) Locations of Water Table Measurements (profile)

Table 12.4-2 Water Table Monitoring Program

Object	Measurements	Duration		Frequency
		from	until	
Borehole	water levels in the bore holds using Dip Meter	at least 1 year before excavation	verification of recovery (at least 1 year after completion)	1) Before excavation: → once a week
Well (static)	water levels in well using Tape Measure or Dip Meter			2) During excavation: → once a day
Well (overflow)	overflows of wells using V-notch			3) After excavation: → once a week
Meteorology	thermometer, hygrometer, rain gauge			→ once a day