

6.1.8 施工計画

(1) 工事用道路と工事用横坑

調査団は各代替案の必要な新設工事用道路と横坑の検討を行った。結果を **Table 6.1.8-1** に示す。

Table 6.1.8-1 New Access Tunnel and New Access Road

		New Access Tunnel	New Access Road
Basic Option	3 units	Not necessary	Not necessary
	2 units	Not necessary	Not necessary
Downstream Option	3 units	1 tunnel with 500 m	2 roads with total length of 2.8 km
	2 units	1 tunnel with 500 m	2 roads with total length of 2.8 km
Pumped Storage Option	3 units	1 tunnel with 500 m and 1 tunnel with 600 m	2 roads with total length of 3.7 km
	2 units	1 tunnel with 500 m and 1 tunnel with 600 m	2 roads with total length of 3.7 km

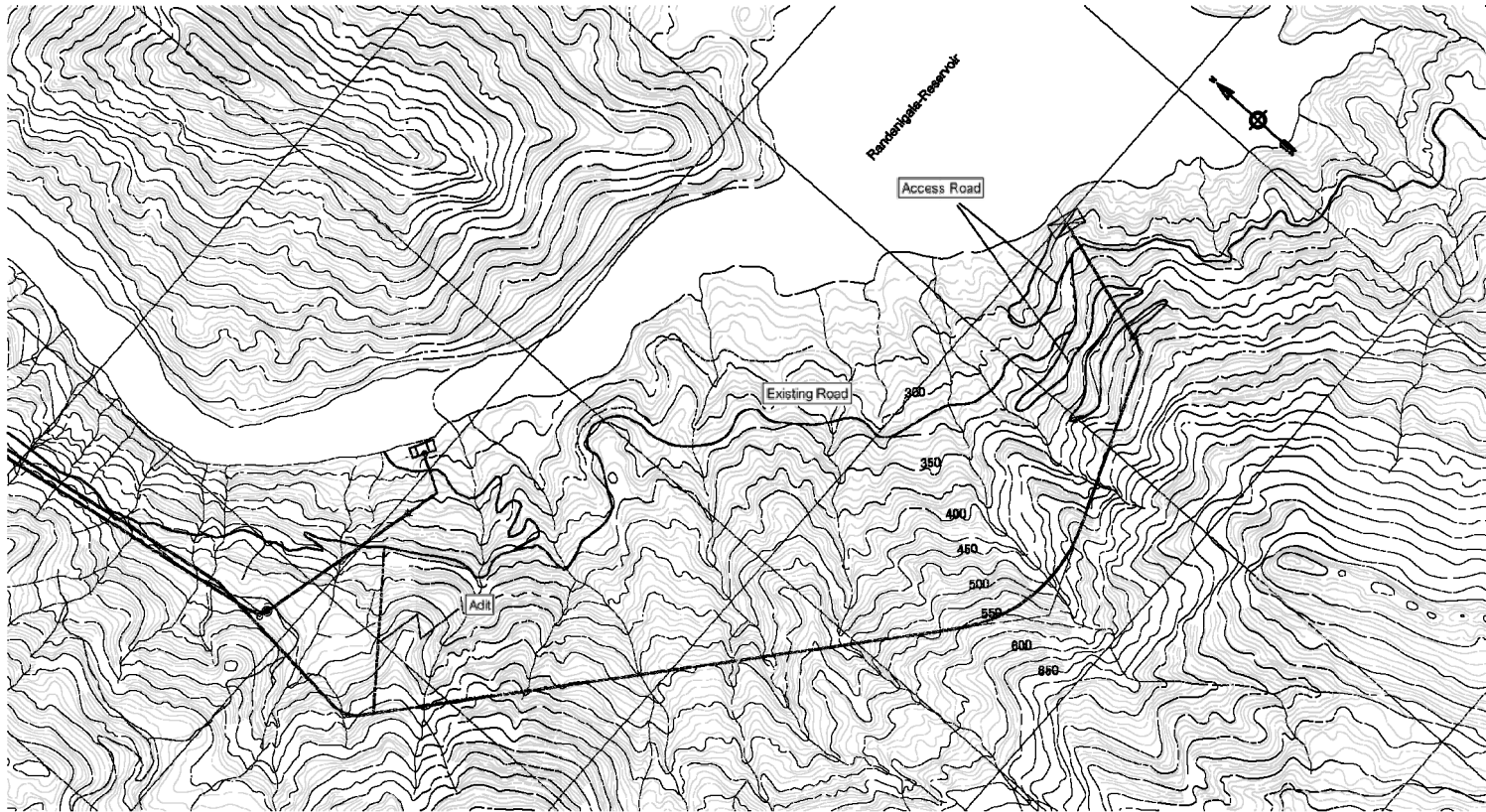
下流案と揚水案の工事用道路と横坑の一般平面を **Figure 6.1.8-1** と **Figure 6.1.8-2** に示した。

(2) 施工期間

各代替案の施工期間は **Table 6.1.8-2** に示すとおりとなる。

Table 6.1.8-2 Construction Period and Period of Drawdown of Randenigala Reservoir

		Construction Period (year)	Period of Drawdown of Randenigala Reservoir (year)
Basic option	3 units	5.0	0
	2 units	5.0	0
Downstream option	3 units	5.5	1.0
	2 units	5.5	1.0
Pumped Storage option	3 units	6.0	1.5
	2 units	6.0	1.5



PLAN
scale a

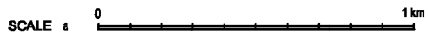


Figure 6.1.8-1 Downstream Option: Access Road and Adit

Fesibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station
Downstream Option, Access Road and Adit

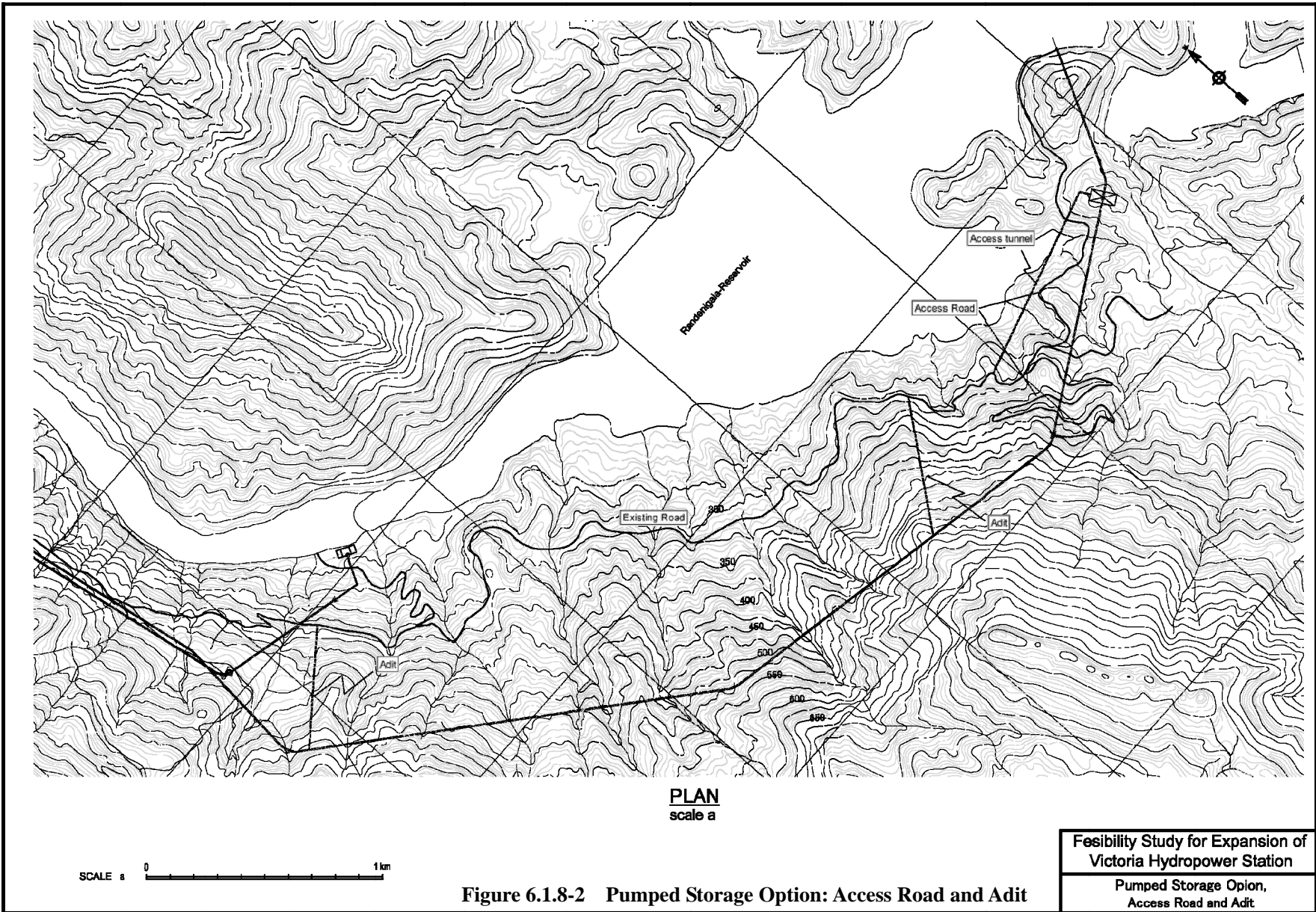


Figure 6.1.8-2 Pumped Storage Option: Access Road and Adit

6.1.9 自然および社会環境への影響

調査団は各代替案が自然および社会環境へ及ぼす影響を概略レベルで検討を行った。工事により予見される影響の詳細とその評価は第8章に記述する。

概略の比較検討では、増設基本案は環境へ与える負荷が3案の中で最も小さく、揚水案が最も環境へ与える影響が大きい結果となった。

6.1.10 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比較 (B/C) 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 (ガスタービン) 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 (ピーク時はガスタービン、オフピーク時は石炭火力) の燃料費と可変維持管理費から求まる。

- 1) kW 便益 (US\$/kW) : 資本費 (建設費) と固定維持管理費
- 2) kWh 便益 (US\$/kWh) : 燃料費と可変維持管理費

便益は 1)kW 便益と 2)kWh 便益の合計値となる。

費用については、次式により事業費を年間費用に換算する。

$$(\text{建設費} + \text{IDC}) \times \beta + \text{年間運転維持管理費}$$

ここに、

IDC : 建中利子

β : 資本回収係数 $= i \times (1+i)^t / \{(1+i)^t - 1\}$

i : 利子率 (= 10%)

t : 耐用年数 (= 50年)

経済評価では各代替案で最も大きな B/C を与えるものを選定する。

(2) 経済資料

経済評価に用いる経済資料は CEB が作成した“Generation Expansion Plan 2008-2022 (Draft), 2008”に依った。代替火力の価格は、2007年初時点の見積もりである。

Table 6.1.10-1 Economic Data Used for B/C Analysis

Item	Unit			
Type of alternative thermal plant		Gas Turbine	Coal-W.C.	
Installed capacity	MW	75	3 x 300	
Annual fixed O&M cost	US\$/kW-month	0.487	0.624	
Variable O&M cost	USCts/kWh	0.3883	0.2442	
Time availability (Maximum annual PF)	%	84.4	86.6	
Scheduled annual maintenance duration	days	30	40	
Forced outage rate	%	8	2.74	
Calorific value	kCal/kg	10550	6300	
Minimum operating level	%	30	90	
Heat rate at full load operating level	kCal/kWh	2857	2293	
Capital cost incl. IDC	US\$/kW	548.7	1374.31	
Constructino Period	years	1.5	4	
Economic life time	years	20	30	
		Gas turbine	Coal	Hydro ^{*2}
Station use	%	2.7 ^{*1}	8.0 ^{*3}	0.45
Scheduled annual maintenance	%	8.00	2.74	1.90
Forced outage	%	8.20	11.00	0.50
Transmission loss ^{*2}	%	3.20	3.20	3.20
*1: Station use in Gas turbine is average of the record from 1996 to 2006				
*2: Data given by CEB				
*3: General value				
Fuel cost ^{*2}	USCts/kWh	17.28	5.1	-
interest rate	%	10	10	10

Source: Generation Expansion Plan 2008-2022 (Draft), 2008, CEB

(3) 事業費

1) 建設費

各代替案の主要工事の建設費の見積もりにあつたては、土木工事費については Upper Kotmale 水力事業の土木工事費の単価を物価上昇を考慮して算出し、機器については国際市場価格を勘案して算出した。増設発電所工事費は代替火力の費用と同じく 2007 年初頭の価格とした。

環境費（補償費、環境対策費およびモニタリング費用）と事業管理費、エンジニアリング費と予備費を各代替案のコストに算入した。環境費については、7.3 で記載した、調査団から再委託した環境社会配慮調査業務の中で算出した各代替案の補償費、環境対策費、モニタリング費用の合計額（2008 年 10 月時点価格）を、消費者指数を用いて 2007 年初頭の価格に変換した。

各代替案の建設費を Table 6.1.10-2 に示す。

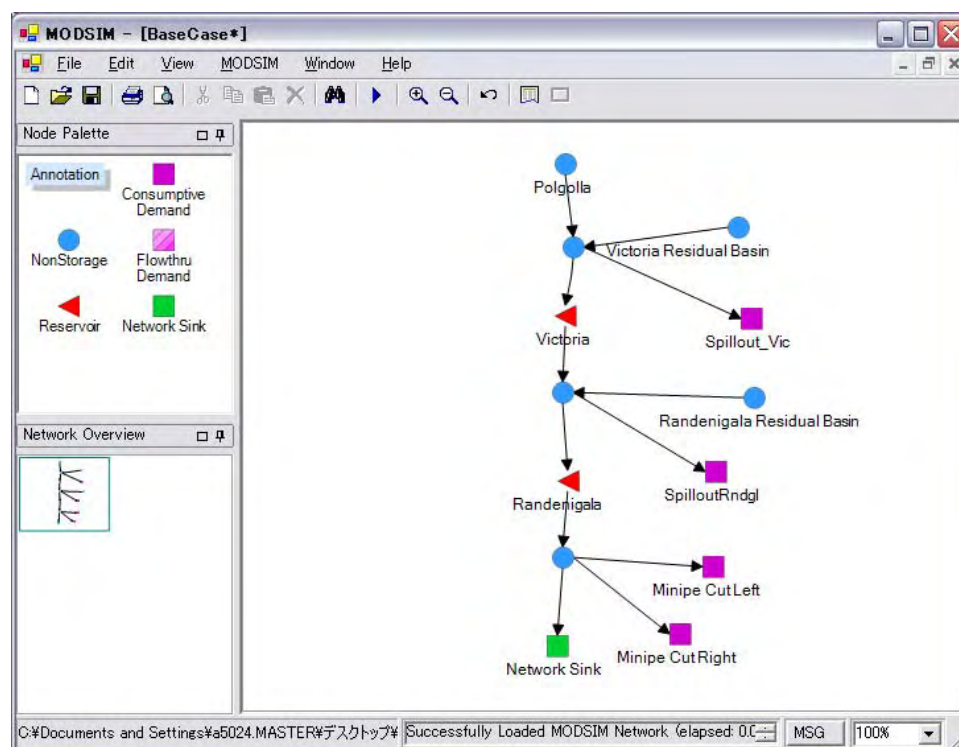
Table 6.1.10-2 Project Construction Cost for Each Option

(unit: mil. US\$)

Item	Basic		Downstream		Pumped Storage	
	Peak Duration: 3 hours		Peak Duration: 3 hours		3 units	2 units
	3 units	2 units	3 units	2 units		
A Preparatory Works	1.5	1.5	2.0	2.0	2.5	2.5
B Civil works	56.8	41.5	90.0	66.3	150.1	118.1
C Equipment & Transmission Line	82.5	67.0	82.5	67.9	123.4	95.7
D Total (A to C)	140.8	110.0	174.5	136.2	276.0	216.3
E Environmental Cost	1.5	1.5	1.9	1.9	2.2	2.2
F Administration & Engineering Fee	14.1	11.0	17.5	13.6	27.6	21.6
G Contingency	15.7	12.2	19.4	15.2	30.6	24.0
H Total construction cost	172.1	134.7	213.3	166.9	336.4	264.1

2) 建設時のランデニガラ発電所の減電費用

下流案と揚水案はその放水口の建設のためにランデニガラの貯水池を下げなければならぬ。ランデニガラ貯水池の水位を下げる影響を評価するため、放水口の建設期間中の水収支計算を行った。水収支計算は水系ネットワークシュミレーションソフト“MODSIM.”³を用い、各月の月平均流入量と灌漑需要量を用いてシミュレーションを行った。ネットワークモデルを Figure 6.1.10-1 に示す。



Source: CEB

Figure 6.1.10-1 Water Balance Simulation Model

³ Labadie, J.W., (2005) “MODSIM: River Basin Management Decision Support System,” Chapter 23 in Watershed Models, V. Singh and D. Frevert, eds., CRC Press Boca Raton, Florida.

水収支計算に用いた資料は以下のとおり。

- ▶ 流入量 : ヴィクトリアダム上流に位置する Polgolla 堰からの月放流量
 - ▶ 残留域からの流量 : 流域面積比で求めた流量
 - ▶ 灌漑需要量 : マハウェリ開発庁から提供された“Minipe Cut Left Bank”および“Minipe Right Bank”の灌漑需要量
 - ▶ 洪水吐きからの放流量 : 発電に使用されない洪水吐きや下部放流設備からの放流実績
- シミュレーションではランデニガラ貯水位レベルを放水口敷高まで下げることとした。工事期間中のヴィクトリア貯水池とランデニガラ貯水池の運用ルールを **Table 6.1.10-3** に示す。

Table 6.1.10-3 Operation Rule during Construction

	Basic Option	Downstream option	Pumped Storage Option
Victoria	Normal	Hydropower generation considering with irrigation demand	Hydropower generation considering with irrigation demand
Randenigala	Normal	Lowering WL to 209 Generating like run-of-river type	Lowering to 207 mASL. No hydropower generation.

Table 6.1.10-4 にヴィクトリアとランデニガラ発電所の合計の減電量を示す。

Table 6.1.10-4 Reduction of Annual Energy during Construction

Item	Unit	Basic option	Downstream Option	Pumped Storage Option
Reduction of Annual Energy	GWh/year	0	108	349
Duration of drawdown	year	0	1	1.5
Total reduction of energy	GWh	0	108	524

上表に示すとおり、下流案では 108 GWh、揚水案では 524 GWh の電力量が減少する。

これら減電分は石炭火力により補填されると仮定する。石炭火力の経費は次式を用いて算定する。

$$E \times C_I$$

ここに、

E : 石炭火力により補填される電力量(kWh)

C_I : 石炭火力の kWh 価値(US\$/kWh)

下流案と揚水案の年あたりの減電量はそれぞれ 108 GWh/year と 349 GWh/year となり、貯水池を低下させる期間は下流案で 1 年、揚水案で 1.5 年と見積もられる。石炭火力による発電経費は以下のとおりとなる。

下流案 : $108 \text{ (GWh/year)} \times 10^6 \times 1.0 \text{ (year)} \times 0.0534 \text{ US\$/kWh} \approx 5.8 \text{ Mill. US\$}$

揚水案 : $349 \text{ (GWh/year)} \times 10^6 \times 1.5 \text{ (year)} \times 0.0534 \text{ US\$/kWh} \approx 28.0 \text{ Mill. US\$}$

石炭火力で補填される費用は他の費用と同じく、下流案と揚水案の事業費としてそれぞれ計上する。

3) 揚水費用

揚水案では、揚水に必要なとする電力は、火力発電設備のうち最も費用の安価な石炭火力で賄われると仮定し、揚水に使用する年間発電費用を算定した。揚水にかかるコストは石炭火力の kWh 価値に揚水に必要な年間電力量を次式で求め、揚水案の年間費用に追加する。

$$E_p \times C_I$$

ここに、

E_p : 年間あたり揚水に必要なとする電力量 (kWh/year)

C_I : 石炭火力の kWh 価値 (US\$/kWh)

揚水に関わる費用は **Table 6.1.10-5** に示すとおりとなる。

Table 6.1.10-5 Pump-up Cost of Pumped Storage Option

	Unit	Pumped Storage Option	
		3 units	2 units
kWh value by coal	US\$/kWh	0.053	0.053
Pump-up energy	GWh/year	106	68
Pump-up cost	Mill. US\$/year	6	4

各代替案の総費用を **Table 6.1.10-6** に示す。また、**Table 6.1.10-6** に示した費用を **6.1.10(1)** に示す式で年間費用に換算したものを **Table 6.1.10-7** に示す。

Table 6.1.10-6 Summary of the Project Cost

Item	Unit	Basic		Downstream		Pumped Storage	
		3 hrs	3 hrs	3 hrs	3 hrs	3 units	2 units
		3 units	2 units	3 units	2 units		
Preparatory Works	Mill. US\$	1.5	1.5	2.0	2.0	2.5	2.5
Civil works	Mill. US\$	56.8	41.5	90.0	66.3	150.1	118.1
Equipment & Transmission Line	Mill. US\$	82.5	67.0	82.5	67.9	123.4	95.7
Environmental Cost	Mill. US\$	1.5	1.5	1.9	1.9	2.2	2.2
Administration & Engineering Fee	Mill. US\$	14.1	11.0	17.5	13.6	27.6	21.6
Contingency	Mill. US\$	15.7	12.2	19.4	15.2	30.6	24.0
Reduction of Energy	GWh/year	0	0	108	108	349	349
Period of reduction	years	0	0	1	1	1.5	1.5
kWh value by coal	US\$/kWh	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
Cost of reduction of energy covered by Coal power	Mill. US\$	0	0	5.8	5.8	28.0	28.0
Total construction cost	Mill. US\$	172.1	134.7	213.3	166.9	336.3	264.1
Total construction cost incl. cost of reduction of energy	Mill. US\$	172.1	134.7	219.1	172.7	364.3	292.1
Pumped storage generation hours	hours/year					374	374
Pump-up power	MW					198	128
Pump-up efficiency	%					70	70
Pump-up hours	hours/year					534	534
Pump-up energy	GWh/year					106	68
Pump-up cost (using coal kWh value)	Mill. US\$/year					6	4

なお、Table 6.1.10-6 の“Pump-up hours”は年間揚水発電時間と揚水効率から求められる時間（ $374 / 0.7 = 534$ ）となる。

Table 6.1.10-7 Annualized Project Cost of Each Option

Item	Unit	Basic		Downstream		Pumped Storage	
		3 hrs	3 hrs	3 hrs	3 hrs	3 units	2 units
		3 units	2 units	3 units	2 units	3 units	2 units
1) Additional capacity	MW	213	140	219	143	198	128
2) Installed capacity including existing units of 210 MW	MW	423	350	429	353	408	338
3) Dependable capacity	MW	359	336	361	333	396	310
4) Annual Energy	GWh	651	651	652	652	729	711
Firm Energy*	GWh	452	381	449	378	445	343
Secondary Energy**	GWh	198	271	203	275	284	368
5) Total Construction cost	Mill. US\$	172.1	134.7	213.3	166.9	336.3	264.1
Construction cost: civil works	Mill. US\$	56.8	41.5	90.0	66.3	150.1	118.0
Equipment & Transmission Line	Mill. US\$	82.5	67.0	82.5	67.9	123.4	95.7
Construction cost: others	Mill. US\$	32.8	26.2	40.8	32.7	62.8	50.4
6) Construction period	years	5	5	5.5	5.5	6	6
7) Economic life of hydropower	years	50	50	50	50	50	50
8) Interest rate	%	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
9) Capital recovery factor	%	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
10) O&M rate for civil works	%	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
11) O&M rate for Equipment & Transmission Line	%	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
12) Annual O&M Cost	Mill. US\$/year	1.5	1.2	1.7	1.4	2.6	2.0
13) Interest during construction(IDC)	Mill. US\$	34.4	26.9	46.9	36.7	80.7	63.4
14) Annualized cost: Construction, IDC and O&M: [(5) + 13)] × 9) + 12)	Mill. US\$/year	22.3	17.5	27.9	21.9	44.7	35.1
15) Cost of reduction of energy during construction	Mill. US\$	-	-	5.8	5.8	28.0	28.0
16) Annualized Cost of 15)	Mill. US\$/year	-	-	0.6	0.6	2.8	2.8
17) Pump-up cost (using coal kWh value)	Mill. US\$/year	-	-	-	-	5.8	3.7
Annualized cost: 14) + 16) + 17)	Mill. US\$/year	22.3	17.6	28.5	22.5	53.1	41.5

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.

Table 6.1.10-7 に示すように、年間費用は揚水案が 2 台案・3 台案が共に他の代替案より高く、基本案が 2 台案・3 台案とも他の代替案に比べ低い。

(4) 便益

前章で述べたとおり経済便益は代替火力 kW 価値と kWh 価値から求め、一次電力量の代替火力としてピーク電源であるガスタービンをを用い、2 次電力量はベース電源である石炭火力を用いる。

便益の計算では増設前と増設後の kW 価値と kWh 価値をそれぞれ求め、増設による便益増加分を本事業の便益とする。

各代替案の便益の計算表を Table 6.1.10-8 に示す。

Table 6.1.10-8 Summary of Benefits for Each Option

Description	Unit	Existing	Existing + Expansion Plant					
			Basic Option		Downstream		Pumped Storage	
			3 units	2 units	3 units	2 units	3 units	2 units
Power and Energy of Victoria Power Station								
1. Annual Energy (Including generation by existing generators)	GWh	632	651	651	652	652	729	711
Firm Energy*	GWh	230	452	381	449	378	445	343
Secondary Energy**	GWh	402	198	271	203	275	284	368
2. Dependable Peak Capacity	MW	210	359	336	361	333	396	310
Power and Energy of Alternative Thermal Plant								
3. Power to be Generated (Gas)	MW	248	425	397	427	394	468	367
4. Annual Energy (Gas)	GWh/yr	235	463	389	459	386	455	351
5. Annual Energy (Coal)	GWh/yr	435	215	293	220	297	307	398
6. kWh-Value (Gas)	US\$/MWh	177	177	177	177	177	177	177
7. kWh-Value (Coal)	US\$/MWh	53	53	53	53	53	53	53
8. kW-Value (Gas)	US\$/kW	70	70	70	70	70	70	70
9. Annual Benefit (Gas) for capacity	Mill.US\$/yr	17.5	29.9	27.9	30.0	27.7	32.9	25.8
10. Annual Benefit (Gas) for firm energy	Mill.US\$/yr	41.6	81.8	68.8	81.2	68.3	80.4	62.1
11. Annual Benefit (Coal) for secondary energy	Mill.US\$/yr	23.2	11.5	15.6	11.8	15.9	16.4	21.3
12. Annual Benefit (Gas & Coal)	Mill.US\$/yr	82.3	123.1	112.4	122.9	111.8	129.7	109.1
Increment of Benefit	Mill.US\$/yr	0.0	40.9	30.1	40.6	29.6	47.4	26.9

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.

Table 6.1.10-8 の“Increment of Benefit”が本事業による各代替案の年間便益となる。

(5) kW 当たり建設単価

kW 当たり建設単価は、増設設備の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 6.1.10-9 のとおりとなる。

Table 6.1.10-9 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

(6) 費用便益比較結果

便益と費用の比(B/C)を Table 6.1.10-10 に示す。

Table 6.1.10-10 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

上表に示すとおり、基本増設案は他の代替案に比べ大きい B/C を与える。中でも 3 台増設が最も大きい。揚水案は B/C が 1 を下回る結果となり、便益に比べ費用が大きいことがわかる。

これより 3 台（設備出力 210 MW クラス）の増設基本案が最も経済性が高いといえる。

6.1.11 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）の入力データの提供を行い、CEB が WASP-IV を使用して 3 代替案の検討を行った。そのため、各代替案は開発が決定された”Fixed and Forced Project”として、別個に解析を行うこととした。また、第 1 次現地調査時（2008 年 2 月）に CEB との協議の結果、調査団も CEB が解析に用いる入力値を使い、解析を行い両者の結果を確認することになった。

(1) 解析の目的

3 代替案をそれぞれ別個に開発した場合に、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）を最小にする代替案がどの案であるかを求める。そして、この結果と、前項までの経済性比較の結果と比較し、経済性比較の妥当性を確認することを目的としている。

(2) 代替案の検討モデルの検討

調査団は、WASP-IV での入力値の制限および、解析対象が水力発電所の増設計画であることを考慮し、各代替案の WASP-IV 検討モデルを以下のとおり決定した。

1) 基本増設案

- WASP-IV では、検討期間の途中で設備容量を変更できないことから増設計画を開発候補電源として定義した。
- 増設後もヴィクトリア貯水池の容量は変わらないことから、貯水容量は既設の水力設備の中を含め、増設計画の貯水容量は 0 とした。
- 増設後の発電量の増加はわずかであるので、期間別供給力（Inflow Energy, Minimum Generation, Average Capacity）は 0 とした。

2) 下流案

下流案も上記 1) 増設基本案と同じ検討モデルとした。

3) 揚水発電所開発案

- 揚水発電所を開発候補電源として定義した。

- 揚水発電所運開後もヴィクトリア水力発電所の運用は、現状と変わらないものとした。
- 揚水発電所の最大可能発電電力量は、スリランカの需要のピーク時間帯に合わせて1日3時間（年間約1,000時間）として算定した。

(3) 各代替案における WASP-IVデータの CEB への提供

代替案の経済性比較では発電機器の2台案と3台案を検討したが、WASP-IVの検討では、2台案よりB/Cが大きかった3台案を、それぞれの代替案での開発候補電源とした。CEBに提供したWASP-IVの入力データを **Table 6.1.11-1** および **Table 6.1.11-2** に示す。

- 下流案の建設費は、水路延長に伴う費用を含んでいるため、増設基本案より高い設定になっている。
- 揚水案の建設費は下流案より水路延長が長いため、他の2案より、より高い設定になっている。
- 揚水案の運開年は建設期間(6年)を考慮して2016年とした。
- 増設基本案と下流案の Inflow energy は、WASP-IV では0を入力するとエラーが発生するため、実際の解析では0.1を設定している。

Table 6.1.11-1 WASP-IV Input Data for Basic and Downstream Options

Item	Unit	Basic	Downstream
Installed Capacity	MW	213	223
Storage Capacity	GWh	0	0
Inflow Energy	GWh	0.1	0.1
Minimum Generation	GWh	0	0
Average Capacity	MW	0	0
O&M Cost	\$/kW/month	0.391	0.391
Depreciable Capital Cost			
Domestic	\$/kW	404.5	480.1
Foreign	\$/kW	404.5	480.1
Interest Rate during Construction	%	10	10
Plant Life	years	50	50
Construction Period	years	5	5.5
Operation year	year	2015	2015

Table 6.1.11-2 WASP-IV Input Data for Pumped Storage Option

Item	Unit	Pumped Storage
Installed Capacity	MW	209
Cycle Efficiency	%	70
Pumping Capacity	MW	209
Generation Capacity	MW	209
Maximum Feasible Energy	GWh	17.4
O&M Cost	\$/kW/month	0.391
Depreciable Capital Cost		
Domestic	\$/kW	810.8
Foreign	\$/kW	810.8
Interest Rate during Construction	%	10
Plant Life	years	50
Construction Period	years	6
Operation year	year	2016

(4) WASP-IV での検討

CEB と調査団は、双方で最適電源開発シミュレーションツール WASP-IV を使用して代替案の検討を行い、結果が一致することを確認した。

調査団から CEB に提供した 3 代替案の増設に関するデータ以外の需要データ、既設設備データ、信頼度基準、電源開発計画データ等については、CEB が作成したものを使用した。以下にその結果の概要を記す。

1) 費用

WASP-IVの計算結果における、各代替案を開発した場合の系統での費用を **Table 6.1.11-3** に、増設基本案と他の代替案の費用の差を **Table 6.1.11-4** に示す。

3 代替案を総費用で比較すると、増設基本案が最も安く、続いて下流案、揚水案の順となった。

Table 6.1.11-3 Cost of Each Option on WASP-IV Result

	Basic Option	Downstream Option	Pumped Storage Option
Operation Cost	17,559	17,559	17,461
Capital Cost	9,361	9,413	9,624
Total Cost	26,919	26,972	27,085

Table 6.1.11-4 Difference of Costs of Basic Option and Other Options

	Basic Option	Downstream Option	Pumped Storage Option
Operation Cost	–	1	-97
Capital Cost	–	52	263
Total Cost	–	53	166

a) 増設基本案について

下流案、揚水案と比べて最も総コストが安くなっている。これは、既設発電所に隣接した水力増設のために建設費が他の代替案に比べて安いためである。

b) 下流案について

増設基本案と比較すると、運転費は微増となり、資本費は高くなっている。これは、水力増設の電力量が同じであるため、運転費は設備容量増の分だけ O&M 費が増加し、放水口を下流に移す分、建設費が高くなっているために、資本費が高くなった結果である。増設基本案との資本費の差は、増設計画の建設費の差とほぼ等しい。

c) 揚水案について

増設基本案、下流案と比べて最も総コストが高くなっている。増設基本案と比較すると、運転費は安く、資本費は高くなっている。運転費は揚水メリットによる減少が考えられるが、火力の開発計画が増設基本案と違っているため、その影響も含まれている。

資本費については、水力増設に比べて高い建設費を設定している。資本費も火力の開発計画の違いの影響を含んでいる。

2) 開発計画

a) 増設基本案

2010 年までは新規電源の開発がなく、高い LOLP (Loss of Load Probability) が発生している。2011 年にディーゼルが運開して以降は、2013 年から石炭火力が、2015 年にヴィクトリア水力の増設分が運開し、LOLP が基準内に収まっている。

Table 6.1.11-5 Power Development Plan of Basic Option

YEAR	%LOLP	NAME SIZE (MW) TYPE CAP(MW)	STF1 150 FOIL	STF3 300 FOIL	CST 300 COLW	GT1 35 ADSL	GT2 75 ADSL	GT3 105 ADSL	CCY1 150 ADSL	CCY3 300 ADSL	CTRC 250 COLT	CPUC 285 COLW	INC1 500 INTC	HYDA 213 HYDR
2008	3.236	0												
2009	3.081	0												
2010	0.801	0												
2011	0.587	325				5	2							
2012	0.077	0												
2013	0.001	785									2	1		
2014	0.001	285										1		
2015	0	1,013			1						2			1
2016	0	300			1									
2017	0	300			1									
2018	0.007	300			1									
2019	0.018	300			1									
2020	0.178	300			1									
2021	0.423	300			1									
2022	0.325	500											1	
2023	0.255	600			2									
2024	0.47	600			2									
2025	0.659	500											1	
2026	0.731	600			2									
2027	0.723	675			2		1							
TOTAL		7,683	0	0	15	5	3	0	0	0	4	2	2	1

ADSL : AUTO DSL GT/CCY
FOIL : FURNACE OIL/STM
ROIL : RESID OIL DSL/ENGN
NAPH : NAPHTHA OECF CCY
COLW : COAL -WEST/SOUTH-

COLT : COAL -TRINCO-
RENW : FUEL
INTC : Interconnection
HYDR : HYDROELECTRIC
PUMP : PUMPED STORAGE

b) 下流案について

下流案の電源開発計画は、2015年に運開する水力発電所がヴィクトリア水力の下流増設案であること以外は、増設基本案と同様である。

Table 6.1.11-6 Power Development Plan of Downstream Option

YEAR	%LOLP	NAME SIZE (MW) TYPE CAP(MW)	STF1 150 FOIL	STF3 300 FOIL	CST 300 COLW	GT1 35 ADSL	GT2 75 ADSL	GT3 105 ADSL	CCY1 150 ADSL	CCY3 300 ADSL	CTRC 250 COLT	CPUC 285 COLW	INC1 500 INTC	HYDA 223 HYDR
2008	3.236	0												
2009	3.081	0												
2010	0.801	0												
2011	0.587	325				5	2							
2012	0.077	0												
2013	0.001	785									2	1		
2014	0.001	285										1		
2015	0	1,023			1						2			1
2016	0	300			1									
2017	0	300			1									
2018	0.007	300			1									
2019	0.018	300			1									
2020	0.178	300			1									
2021	0.423	300			1									
2022	0.325	500											1	
2023	0.255	600			2									
2024	0.47	600			2									
2025	0.659	500											1	
2026	0.731	600			2									
2027	0.723	675			2		1							
TOTALS		7,693	0	0	15	5	3	0	0	0	4	2	2	1

c) 揚水案について

検討最終年までの開発については、増設基本案と比較して、石炭火力が 1 台 (300 MW) 増加し、Interconnection (500 MW) が投入されていない。

Table 6.1.11-7 Power Development Plan of Pumped Storage Option

YEAR	%LOLP	SIZE (MW) TYPE CAP(MW)	150 FOIL	300 FOIL	300 COLW	35 ADSL	75 ADSL	105 ADSL	150 ADSL	300 ADSL	250 COLT	285 COLW	500 INTC	223 HYDR
2008	2.829	0												
2009	2.353	0												
2010	0.703	0												
2011	0.813	290				4	2							
2012	0.111	0												
2013	0.001	785									2	1		
2014	0.001	285										1		
2015	0	800			1						2			
2016	0	209												1
2017	0	600			2									
2018	0	300			1									
2019	0.002	300			1									
2020	0.041	300			1									
2021	0.123	300			1									
2022	0.358	300			1									
2023	0.28	600			2									
2024	0.689	500											1	
2025	0.743	600			2									
2026	0.723	635			2	1								
2027	0.717	675			2		1							
TOTALS		7,479	0	0	16	5	3	0	0	0	4	2	1	1

Table 6.1.11-8 に各発電種別毎の発電電力量を、Table 6.1.11-9 に揚水発電の年間稼働時間を示す。

スリランカのピーク需要時間帯を考慮して、1日3時間を揚水発電時間と想定し、最大可能発電電力量を年間稼働時間 1,000 時間（3 時間×365 日）相当でデータ設定したが、Table 6.1.11-9 に示すとおり、検討期間内では、最大 464 時間に留まっており、揚水発電所の稼働時間は少ない結果となっている。

Table 6.1.11-8 Annual Energy of Pumped Storage Option

YEAR	PUMP	HYDR	ADSL	FOIL	ROIL	NAPH	COLW	COLT	RENW	INTC	TOTAL
2008	0	4,375	925	2,277	1,278	901	0	0	361	0	10,117
2009	0	4,375	1,156	2,816	1,278	1,035	0	0	434	0	11,094
2010	0	4,375	592	4,621	1,276	712	0	0	506	0	12,082
2011	0	4,375	1,322	4,887	1,277	915	0	0	578	0	13,354
2012	0	4,797	725	4,371	1,268	696	2,023	0	650	0	14,530
2013	0	4,797	102	2,332	583	168	3,815	3,414	650	0	15,861
2014	0	4,797	65	1,957	527	123	5,624	3,414	650	0	17,157
2015	0	4,797	12	305	155	26	5,913	6,812	650	0	18,670
2016	7	4,797	112	685	305	127	6,748	6,838	650	0	20,269
2017	1	4,797	18	317	147	32	9,160	6,821	650	0	21,943
2018	4	4,797	24	333	131	60	10,920	6,843	650	0	23,762
2019	8	4,797	31	350	128	65	12,768	6,903	650	0	25,700
2020	36	4,797	98	166	135	152	14,774	7,005	650	0	27,813
2021	62	4,797	125	180	142	182	16,841	7,097	650	0	30,076
2022	97	4,797	161	227	165	215	18,994	7,209	650	0	32,515
2023	76	4,797	116	169	58	160	21,738	7,291	650	0	35,055
2024	80	4,797	58	148	53	133	23,178	7,358	650	1,352	37,807
2025	77	4,797	51	128	0	117	26,379	7,419	650	1,139	40,757
2026	76	4,797	51	129	0	108	29,669	7,474	650	975	43,929
2027	79	4,797	70	118	0	101	33,087	7,521	650	919	47,342

Table 6.1.11-9 Operation Time of Pumped Storage Generation

Year	Operation time (Hour)
2016	33
2017	5
2018	19
2019	38
2020	172
2021	297
2022	464
2023	364
2024	383
2025	368
2026	364
2027	378

6.1.12 比較検討結果

6.1.11 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。経済性からの代替案の比較検討結果は **Table 6.1.12-1** にまとめられ、これに示すように調査団は 3 台増設の増設基本案が経済的、環境、施工性より増設の最適案であると結論した。

Table 6.1.12-1 Summary of Comparative Study

Item	Unit	Basic Option		Downstream Option		Pumped Storage Option	
		3 units	2 units	3 units	2 units	3 units	2 units
1) Additional capacity	MW	213	140	219	143	198	128
2) Installed capacity including existing units of 210 MW	MW	423	350	429	353	408	338
3) Dependable capacity	MW	359	336	361	333	396	310
4) Annual Energy	GWh	651	651	652	652	729	711
Firm Energy*	GWh	452	381	449	378	445	343
Secondary Energy**	GWh	198	271	203	275	284	368
5) Unit Construction Cost	US\$/kW	812	969	981	1,178	1,708	2,078
6) Annualized Cost	Mill. US\$/year	22.3	17.5	28.5	22.5	53.1	41.5
7) Annualized Benefit	Mill. US\$/year	40.9	30.1	40.6	29.6	47.4	26.9
8) B/C (7) / (6))		1.83	1.72	1.43	1.32	0.89	0.65
9) Environmental and Social Consideration		Best		Second best		Third best	

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.

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）が最適案として選定された。本章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

(3) の検討では、増設後に経済的に発電所を運転するため、既設設備と増設設備の運転の優先順序を検討する。

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 級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。

検討する機器台数は以下のとおり。

- 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

一般に単機容量の検討には、以下の項目が考慮される。

- 1) 系統周波数への影響
- 2) メンテナンス
- 3) 輸送条件
- 4) 経済性

(1) 系統周波数への影響

2006 年 JICA 報告書「Master Plan Study on the Development of Power Generation and Transmission System in Sri Lanka」において記載されている、「電源単機脱落周波数検討」に基づき、ヴィクトリア増設における単機容量の評価を行った。

スリランカの系統においては、電源脱落により系統周波数が 48.75 Hz 以下に低下した場合、周波数の低下に応じた需要の遮断が自動的に行われることから、電源 1 台の脱落における周波数変動に着目する。

また、ヴィクトリアはピーク電源として運転することから、ナイトピークの時間帯を検討対象とする。

系統の需要が小さいほど、電源脱落時の周波数変動は大きくなるので、ヴィクトリアが運転する時間帯（Night Peak）における最低需要より周波数変動を算出する。この時間帯の最低需要を求めるにあたっては、2006 年、2007 年の実績 **Figure 6.2.1-1** ならびに **Figure 6.2.1-2** より、年間の平均電力にほぼ等しいものと想定される。また、ナイトピークの需要については、「第 4 章 電源開発計画」の 4.1.4 に記載された CEB 想定による年間の電力需要（GWh）から年平均需要（MW）を算出する。さらに、周波数変動を求めるための系統周波数特性定数については、2006 年 JICA 報告書にて検討された定数 4.75% MW/Hz を採用する。この系統定数は、需要または発電電力の 4.75% が変動したときに周波数が 1Hz 変動することを表す。

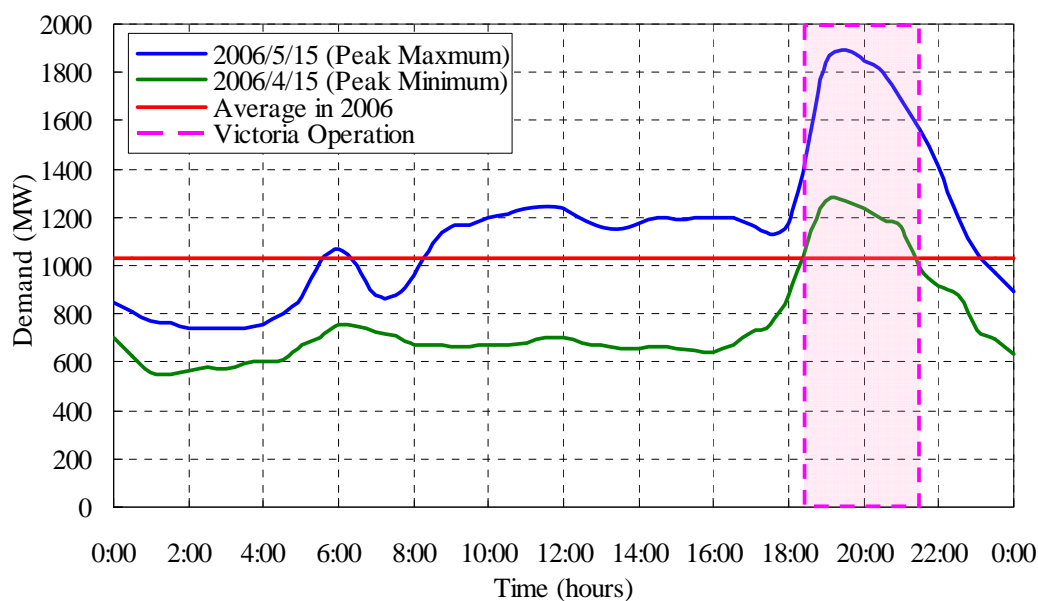
各年のナイトピークにおける電源脱落許容容量は **Table 6.2.1-1** のとおりで、2015 年のナイトピーク帯における周波数変動から見た場合、100 MW 級の単機容量が導入限界となる。

一方、単機容量 210 MW 級の場合、脱落時には大幅な周波数低下に至る可能性が高いので、これを避けるためには、導入時期が 2026 年以降となる。

従って、ヴィクトリアの増設機の単機容量は、1 台案の 210 MW 級は許容されないことになり、2 台案あるいは 3 台案が望ましい。

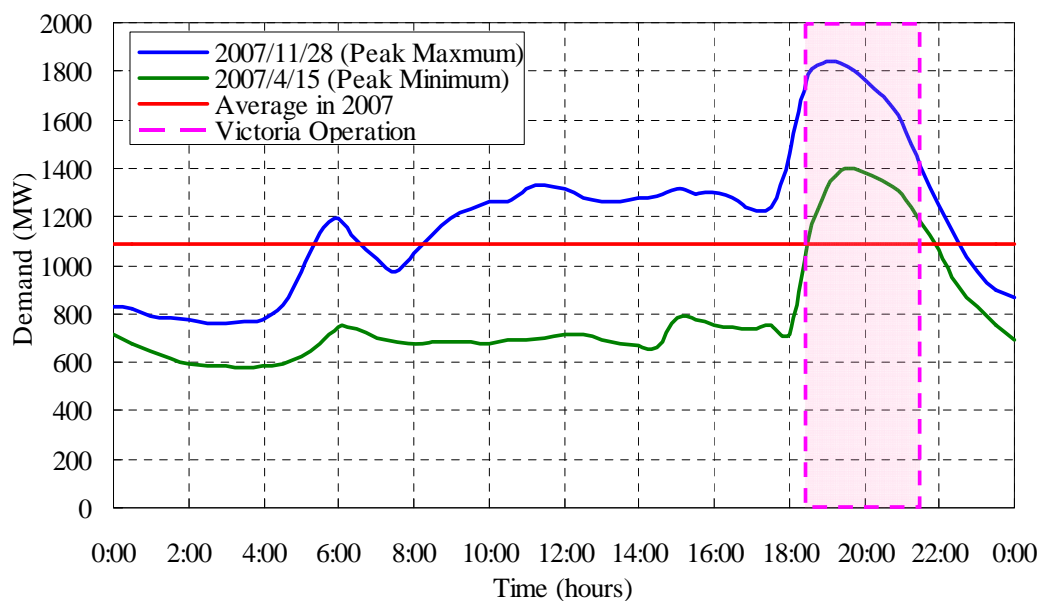
また、作業停止時の代替運転機について考えた場合においても、単機容量は小さいほうが好ましく、2台案あるいは3台案が望ましい。

一方で、単機容量が小さく、台数が多くなると、急峻なピーク需要に対応するためには煩雑な運転操作が必要となることから、発電機の単機容量については、可能な限り大きいほうが好ましい。電源脱落からは2台案と3台案が推奨されるが、これに運転操作の観点をいれると、2台案の方が有利となる。



Source of the daily demand record on 2006/5/15 and 2006/4/15: CEB

Figure 6.2.1-1 Daily Load Curve in 2006



Source of the daily demand record on 2007/11/28 and 2007/4/15: CEB

Figure 6.2.1-2 Daily Load Curve in 2007

Table 6.2.1-1 Acceptable Sudden System Outage Capacities for Future

	Year														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energy (GWh) *	13,559	14,496	15,401	16,412	17,476	18,652	19,908	21,248	22,679	24,206	25,835	27,574	29,430	31,412	33,526
Demand (MW) **	1,548	1,655	1,758	1,874	1,995	2,129	2,273	2,426	2,589	2,763	2,949	3,148	3,360	3,586	3,827
Acceptable Outage Capacity (MW)	92	98	104	111	118	126	135	144	154	164	175	187	199	213	227

* Source: Energy Demand from "Time Trend Forecast 2008 (04.09.2008)", CEB

** Minimum demand in the night peak estimated by Study Team

(2) メインテナンス

年間の 1 台あたりのメインテナンス期間、メインテナンスにかかる手間や交換部品の点数は、単機容量による相違がほとんどないので、台数が増えれば、発電所としてのメインテナンス期間が長くなり、O&M 費用は増加することとなる。よって、機器台数が少ないほど、メインテナンス面では、有利となる。

上記(1)で、系統周波数への影響から、1 台案は許容されないの、メインテナンス面からは 3 台案より 2 台案のほうが有利となる。これは、上記(1)で、周波数への影響に運転操作上の観点を加えた検討結果と同じとなる。

(3) 輸送条件

ここでは、工事中に電気機器の重量物あるいは体積の大きいパーツが、輸入されるコロンボ港からサイトまで、輸送できるかどうかを検討する。輸送経路は、コロンボ港からキャンディを經由し、ヴィクトリア発電所へのアクセス道路入口までの国道（スリランカの道路カテゴリーA）と国道から既設発電所までのアクセス道路である。3 台案の場合は、既設発電機器を運搬した実績があり、このルートでの輸送に問題はないと考えられる。

1 台案の場合、最大の重量物は主変圧器であり、その重量は 60 トン、最も大きいパーツはランナーで梱包して約 5m 程度、2 台案の場合は、それぞれ、40 トン、3.5 m 程度と予想される。

重量物の輸送で考慮すべきは、橋梁の設計荷重である。カテゴリーA の国道の橋梁の重量物の通過に関して道路開発局（Road Development Authority）に聴取したところ、i) おおよそ 50 トン以上の重量物を輸送する場合は、運搬に使用する車両の詳細を添付し、RDA に申請する、ii) RDA で運搬車両の荷重が橋梁の設計条件内かどうかを検討する、iii) 設計範囲であれば、輸送が許可されるとのことであった。CEB によれば、Kukule 水力発電所の建設中に、重量 68 トンの主変圧器を、カテゴリーA の橋梁を通過させた実績があった。また、道路幅は、片側 1 車線で幅は 2 車線で 7.4 m であり、輸送時に RDA に申請を出せば、通常の幅より広い車両の通行も可能であるとのことだった。よって、1 台案の場合でも、国道での輸送に問題はないと考えられる

一方、国道から分岐する発電所までの既設アクセス道路は、最小幅が 4 m であり、カーブの局率半径は、約 12 m である。よって、1 台案のランナーを輸送するには、アクセス道路の

新設が必要となる。2 台案では、既設アクセス道路を一部区間、拡張すれば使用できると考えられる。

これらの費用は、経済性検討で考慮する。

(4) 経済性

1) 検討ケース

次の 3 ケースを対象とする

- a. 70 MW 級、3 台
- b. 105 MW 級、2 台
- c. 210 MW 級、1 台

2) 比較検討方法

比較検討方法は 6.1 の代替案の比較検討方法と同じく、費用便益比(B/C)を用いて比較検討を行う。

3) 便益

各案の便益はシミュレーションにより発生電力量と保証出力を求め、便益を求める。シミュレーションのモデルおよびデータは 6.1 の代替案比較で用いたものと同じものを用いる。

シミュレーション結果として各案の発生電力量と 95%保証出力を Table 6.2.1-2 に示す。

Table 6.2.1-2 Annual Energy and Dependable Capacity of Each Option

Number of Units	Expansion	Existing + Expansion			
	Installed Capacity for Expansion Plant (MW)	Annual Energy (GWh)	Firm Energy* (GWh)	Secondary Energy** (GWh)	95% Dependable Capacity (MW)
3 units	215	647	452	195	354
2 units	214	649	451	197	357
1 unit	213	649	451	198	358

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.

Table 6.2.1-2 に示すとおり発生電力量と 95%保証出力は、各案で大きな差は見られないが、台数が少ないほど 95%保証出力は微増傾向にある。Table 6.2.1-2 に示す発生電力量と 95%保証出力からえられる年間便益を Table 6.2.1-3 に示す。

Table 6.2.1-3 Annualized Benefit for Each Option

Description	Unit	Existing	Expansion + Existing		
			3 units	2 units	1 unit
1. Annual Energy	GWh	634	647	649	649
Firm Energy*	GWh	230	452	451	451
Secondary Energy**	GWh	404	195	197	198
2. Dependable Peak Capacity	MW	209	354	357	358
3. Power to be Generated (Gas)	MW	247	419	422	423
4. Energy to be Generated (Gas)	GWh/yr	235	462	462	462
5. Energy to be Generated (Coal)	GWh/yr	437	211	213	214
6. kWh-Value (Gas)	US\$/MWh	176.7	176.7	176.7	176.7
7. kWh-Value (Coal)	US\$/MWh	53.4	53.4	53.4	53.4
8. kW-Value (Gas)	US\$/kW	70.3	70.3	70.3	70.3
9. Annual Benefit (Gas) for capacity	Mill.US\$/yr	17.3	29.5	29.7	29.8
10. Annual Benefit (Gas) for firm energy	Mill.US\$/yr	41.5	81.7	81.6	81.6
11. Annual Benefit (Coal) for secondary energy	Mill.US\$/yr	23.4	11.2	11.3	11.4
12. Annual Benefit (Gas & Coal)	Mill.US\$/yr	82.2	122.4	122.6	122.8
Increment of Benefit	Mill.US\$/yr	0	40.2	40.4	40.6

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.

Table 6.2.1-3 の “Increment of Benefit” が各案の便益となり、台数が少ないほど便益は微増傾向にあるものの、各案ともほぼ同じ結果となった。

4) 費用

3 台案では既存の発電機とほぼ同じ重量となることが見込まれるため、既存の天井クレーンを供用できる。

しかし、2 台案の場合は発電機機器が既設発電機より重くなること、また既設発電所の構造を補強するために必要な構造計算書と実際の配筋を記録した各部材の竣工図が入手困難であることから、増設発電所用に新たな天井クレーンが必要となる。

また、1 台案ではアクセス道路の新設、2 台案では、既設アクセス道路の拡幅が必要となるので、その費用も考慮した。

3 つの案の事業費の見積もりを Table 6.2.1-4 に示す。

Table 6.2.1-4 Project Cost of Each Option

Item	Unit	Number of Expansion Units		
		3 units	2 units	1 unit
Preparatory Works	Mill. US\$	1.5	1.5	3.9
Civil works	Mill. US\$	55.8	55.9	58.6
Equipment	Mill. US\$	88.1	83.1	79.3
Environmental Cost	Mill. US\$	1.5	1.5	1.9
Administration & Engineering Fee	Mill. US\$	14.5	14.1	14.2
Contingency	Mill. US\$	16.2	15.6	15.8
Total construction cost	Mill. US\$	177.7	171.7	173.6
Annualized cost:	Mill. US\$/year	23.1	22.3	22.5

Table 6.2.1-4 に示すとおり、台数の減少に伴い機器の費用は小さくなるが、1 台案では、準備工事と土木工事費が 2 台案よりも高くなり、結果として、2 台案がわずかではあるが、最も工事費が少なくなった。

5) 費用便益比 (B/C)

各案の費用便益比 (B/C) を Table 6.2.1-5 に示す。

Table 6.2.1-5 Result of B/C Analysis

Item	Unit	Number of Expansion Units		
		3 units	2 units	1 unit
Expansion Capacity	MW	215	214	213
Benefit	Mill. US\$/year	40.2	40.4	40.6
Cost	Mill. US\$/year	23.1	22.3	22.5
B / C		1.74	1.81	1.80

Table 6.2.1-5 に示すとおり B/C は 2 台案が最も大きく、2 台案が経済性から最適と言える。

(5) 機器台数の選定

前述の (1) 系統周波数への影響と (4) 経済性での B/C 検討より機器台数は 2 台案が最適となるため、増設発電所の発電機器台数は 2 台とし、単機容量は 105 MW 級とする。

6.2.2 基準取水水位検討

代替案の比較検討では、Figure 6.2.2-1 に示すように基準取水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）に設定して検討を行った。本項では経済的に最適な基準取水水位を検討する。

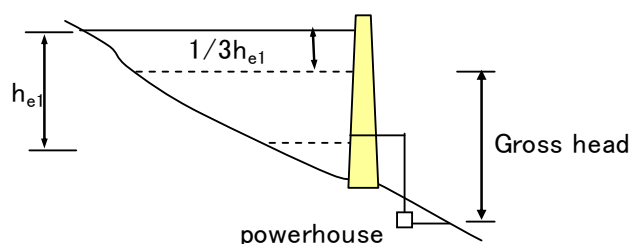
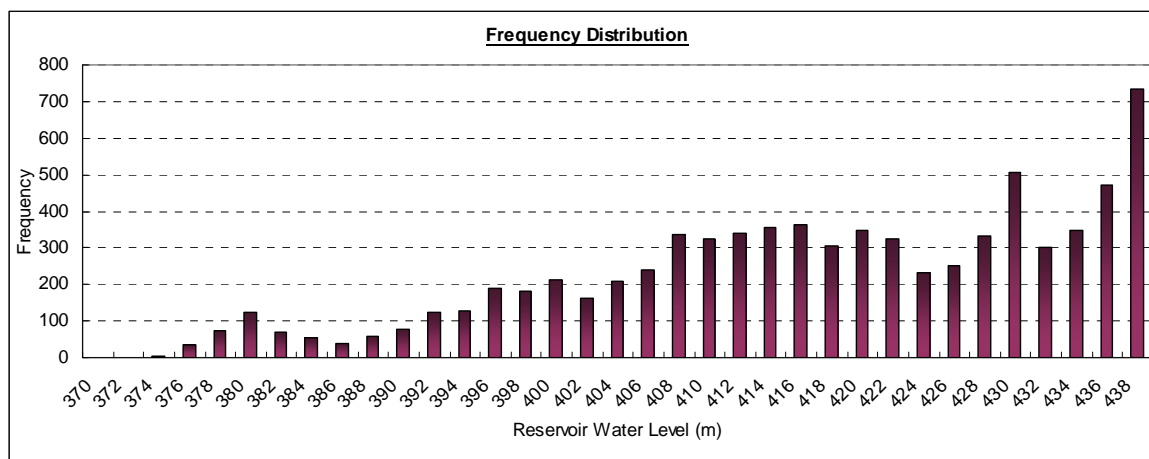


Figure 6.2.2-1 Normal Intake Water Level in the Comparative Study

基準取水位は、出現の頻度が高い水位に設定することが望ましい。Figure 6.2.2-2 に示すように、過去 22 年間の日平均貯水池水位は、EL. 428 m から EL. 430 m および EL. 436 m から EL. 438 m の頻度が高い。よって、基準取水位の検討では Table 6.2.2-1 に示すように EL.415 m 以上とした 5 ケースについて検討を行う。なお、既設発電所の基準取水位は EL.435 m である。



Source: Victoria Hydropower Station, CEB

Figure 6.2.2-2 Frequency of Reservoir Water Level

Table 6.2.2-1 Examined Normal Intake Water Level

Normal Intake Water Level (EL. m)
415
425
430
435
438

Table 6.2.2-1 に示す各基準取水位に対し、発電シミュレーションを行い発生電力量と保証出力を算出する。結果を Table 6.2.2-2 に示す。

Table 6.2.2-2 Annual Energy and Dependable Capacity for Each Normal Intake Water Level

Normal Intake Water Level (EL. m)	Expansion plant	Existing + Expansion plant			
	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Firm Energy* (GWh)	Secondary Energy** (GWh)	95% Dependable Capacity (MW)
415	213	647	451	196	356
425	225	638	462	176	380
430	232	635	467	168	379
435	237	631	467	164	377
438	241	630	464	166	367

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.

上表より、基準取水水位が上がるにつれて年間発生電力量は下がるが、1次電力量と保証出力は増加する傾向にある。Table 6.2.2-2の結果から得られる年間便益をTable 6.2.2-3に示す。

Table 6.2.2-3 Annualized Benefit of Each Normal Intake Water Level

Description	Unit	Normal Intake Water Level for Expansion Plant				
		415	425	430	435	438
Annualized Benefit	Mill. US\$/yr	40.1	43.1	43.4	43.0	41.8

また、各基準取水水位における事業費をTable 6.2.2-4に示す。

Table 6.2.2-4 Project Cost for Each Normal Water Level Option

Item	Unit	Normal Intake Water Level for Expansion Plant				
		415	425	430	435	438
Preparatory Works	Mill. US\$	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Civil works	Mill. US\$	55.9	56.2	56.4	56.5	56.6
Equipment	Mill. US\$	84.5	85.5	85.9	86.5	86.8
Environmental Cost	Mill. US\$	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Administration & Engineering Fee	Mill. US\$	14.2	14.3	14.4	14.5	14.5
Contingency	Mill. US\$	15.8	15.9	16.0	16.0	16.1
Total construction cost	Mill. US\$	173.4	174.9	175.7	176.5	177.1
Annualized cost:	Mill. US\$/year	22.5	22.7	22.8	22.9	23.0

Table 6.2.2-4に示すとおり、土木費と機器の費用は僅かではあるが基準取水水位が上がることにより増加する。

事業費と便益から得られるB/CをTable 6.2.2-5およびFigure 6.2.2-3に示す。

Table 6.2.2-5 B/C for Each Normal Water Level Option

Item	Unit	Normal Intake Water Level for Expansion Plant				
		415	425	430	435	438
Installed capacity	MW	213	225	232	237	241
Benefit	Mill. US\$/year	40.1	43.1	43.4	43.0	41.8
Cost	Mill. US\$/year	22.5	22.7	22.8	22.9	23.0
B / C		1.78	1.89	1.90	1.87	1.82

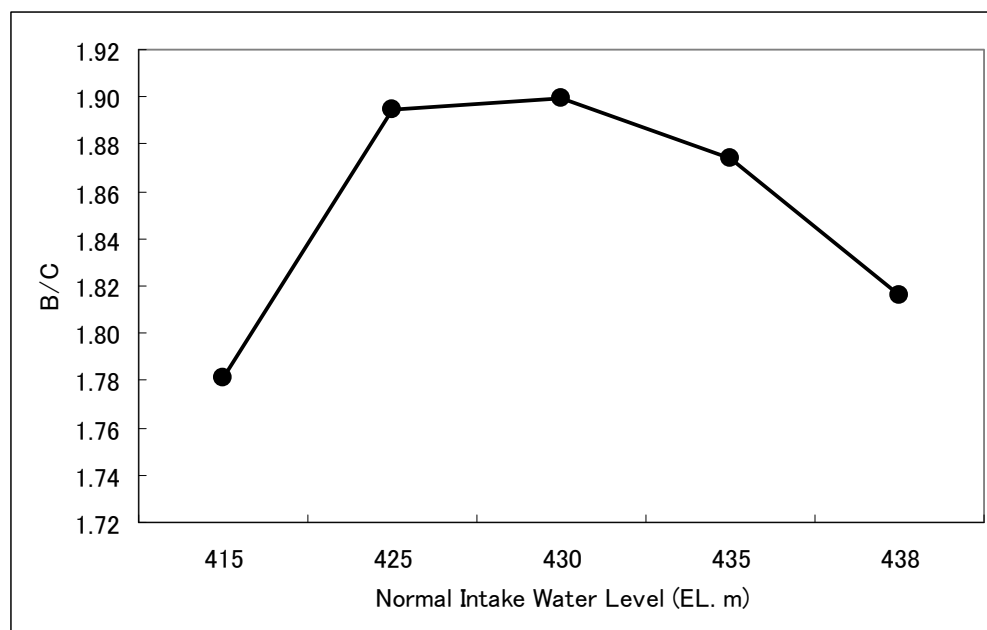


Figure 6.2.2-3 Relation of B/C and Normal Intake Water Level

Table 6.2.2-5 および Figure 6.2.2-3 に示すとおり、基準取水水位EL.430 m でB/Cが最大となり最適となる。よって基準取水水位はEL.430 mとする。

6.2.3 既設・増設発電所の運転分担の検討

増設後の発電所の運用について CEB に明確な運用ルールはない。ここでは、増設と既設発電所の運用について以下に示す3とおりの運用ルールを考慮した。

- 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。

上述の3つの運用ルールに基づき、発電シミュレーションを行い、発生電力量を計算した。結果を Table 6.2.3-1 に示す。

Table 6.2.3-1 Annual Energy and Dependable Capacity for Each Alternative Rule

Normal Intake Water Level (EL. m)	Expansion plant	Existing + Expansion plant			
	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Firm Energy* (GWh)	Secondary Energy** (GWh)	95% Dependable Capacity (MW)
Rule 1 (Same priority)	232	635	467	168	379
Rule 2 (Expansion plant use first)	232	640	446	193	266
Rule 3 (Existing plant use first)	232	640	446	194	266

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.

上表に示すとおり片方の発電機を優先的に運用した場合は年間発生電力量は微増となるが、一次電力量と 95%保証出力は下がる結果となった。

得られた発生電力量と出力から得られる年間便益を Table 6.2.3-2 に示す。Rule 1 の便益が最も大きくなった。これは、片方の機器を優先的に運用した場合に 95%保証出力は下がるためである。

Table 6.2.3-2 Annualized Benefit of Each Normal Intake Water Level

Description	Unit	Priority of Operation		
		Rule 1	Rule 2	Rule 3
Annualized Benefit	Mill. US\$/yr	43.4	31.8	31.7

費用は各運用ルールとも同じとなり、Table 6.2.2-4 の基準取水水位 430 m の費用を用いる。

Table 6.2.3-3 に各ルールの B/C 比較を示す。

Table 6.2.3-3 B/C for Each Operation Priority Option

Item	Unit	Priority of Operation		
		Rule 1	Rule 2	Rule 3
Installed capacity	MW	232	232	232
Benefit	Mill. US\$/year	43.4	31.8	31.7
Cost	Mill. US\$/year	22.8	22.8	22.8
B / C		1.90	1.38	1.38

Table 6.2.3-3 に示すように、“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、両方を同じように運用した方が経済的となる。

6.2.4 最適増設計画

増設発電所の最適化のために、増設台数、基準取水水位および既設・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、同様に運用する。

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し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。算定では 6.1 項で見直された貯水池運用ルールを適用し、増設前の既設発電所のみケースと増設後のケースの 2 ケースを行う。増設後のケースでは、前述で決定された増設台数 2 台、EL. 430 m を基準取水位とし、6.2.4 で検討したように既存・増設発電所の運転分は同一とする。

Table 6.2.5-1 に算定結果を示す。

Table 6.2.5-1
Annual Energy and Dependable Capacity when the Spilled Discharge is not Deducted

	Energy and Power by Existing and Expansion plant			
	Annual Energy (GWh)	Firm Energy* (GWh)	Secondary Energy** (GWh)	95% Dependable Capacity (MW)
(1) Spilled discharge is deducted				
Existing Only	634	230	404	209
Existing + Expansion Plant	635	467	168	379
(2) Spilled discharge is not deducted				
Existing Only	689	230	459	209
Existing + Expansion Plant	716	469	247	385

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.

Table 6.2.5-1 に示すとおり、既設のみの場合年間発生電力量は 634 GWh/year から 689 GWh/year に増設し、増設後の場合は 635 GWh/year から 716 GWh/year に増加する。これら電力量の増加は主に 2 次電力量の増加であり、1 次電力量および 95% 保証出力に大きな差は見られない結果となった。

第7章 地 質

目 次

第7章	地 質	
7.1	計画地域の地質概要	7-1
7.2	3代替案の地質概要	7-1
7.3	増設基本案の各構造物地点の地質	7-3
	7.3.1 水路	7-3
	7.3.2 発電所	7-18
7.4	建設材料	7-19

LIST OF TABLES

Table 7.2-1	Main Geological Structure and Alternative Options	7-2
Table 7.3.1-1	Rock Type	7-7
Table 7.3.1-2 (1)	Poor Zone Encountered along Existing Tunnel (1/2).....	7-10
Table 7.3.1-2 (2)	Poor Zone Encountered along Existing Tunnel (2/2).....	7-11
Table 7.3.1-3	Total Length and Average Progress of Each Rock Type of Existing Tunnel.....	7-12
Table 7.3.1-4	Assumed Sections Where Poor Zones Will Be Encountered along the New Tunnel	7-15
Table 7.3.1-5	Assumed Sections Where Ground Water Inflows Will Be Encountered along the New Tunnel	7-16

LIST OF FIGURES

Figure 7.2-1	Main Geological Structure of Project Area	7-2
Figure 7.3.1-1	Geologic Plan of Project Area.....	7-5
Figure 7.3.1-2	Geologic Profile of Existing Tunnel	7-9
Figure 7.3.1-3	Geologic Horizontal Section at Tunnel Level	7-13
Figure 7.3.1-4	Geologic Profile of New Tunnel	7-14
Figure 7.3.1-5	Geologic profile of New Surge Tank	7-17
Figure 7.3.1-6	Geologic Profile of New Penstock.....	7-17
Figure 7.3.2-1	Geologic Section of Powerhouse	7-18

第7章 地 質

7.1 計画地域の地質概要

スリランカ国は、インドの南東に位置する島国であり、南北に 435 km、東西に 240 km で南北に伸びた水滴型をしている。中央南部に 1,000～2,000 m 級の山岳地帯があり、これを囲むように平地が広がっている。ヴィクトリア発電所のあるマハウェリ川は、山岳地帯南部の Nuwara Eliya を起源として北上し、山岳地帯北部の Kandy で東へ向きを変え平地へと流下する。ヴィクトリア発電所は、Kandy の南東 20 km 付近にあり、この付近ではマハウェリ川は南東へ向かって流下している。マハウェリ川は平地に下ると Mahiyangana 付近で北に向きを変え、Koddiyar 湾に注いでいる。

“The Geology of Sri Lanka (Ceylon)” (P.G.Cooray, 1984) によれば、スリランカ国の基盤岩は、先カンブリア紀の変成岩を主体とし、これに先カンブリア紀から第三期にかけて貫入した小規模な火成岩から構成される。これらは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 Wannī – Complex (western Vijayan – Complex) に区分される。また、北西部の海岸付近には Wannī – Complex を覆って新第三紀の堆積岩が分布している。

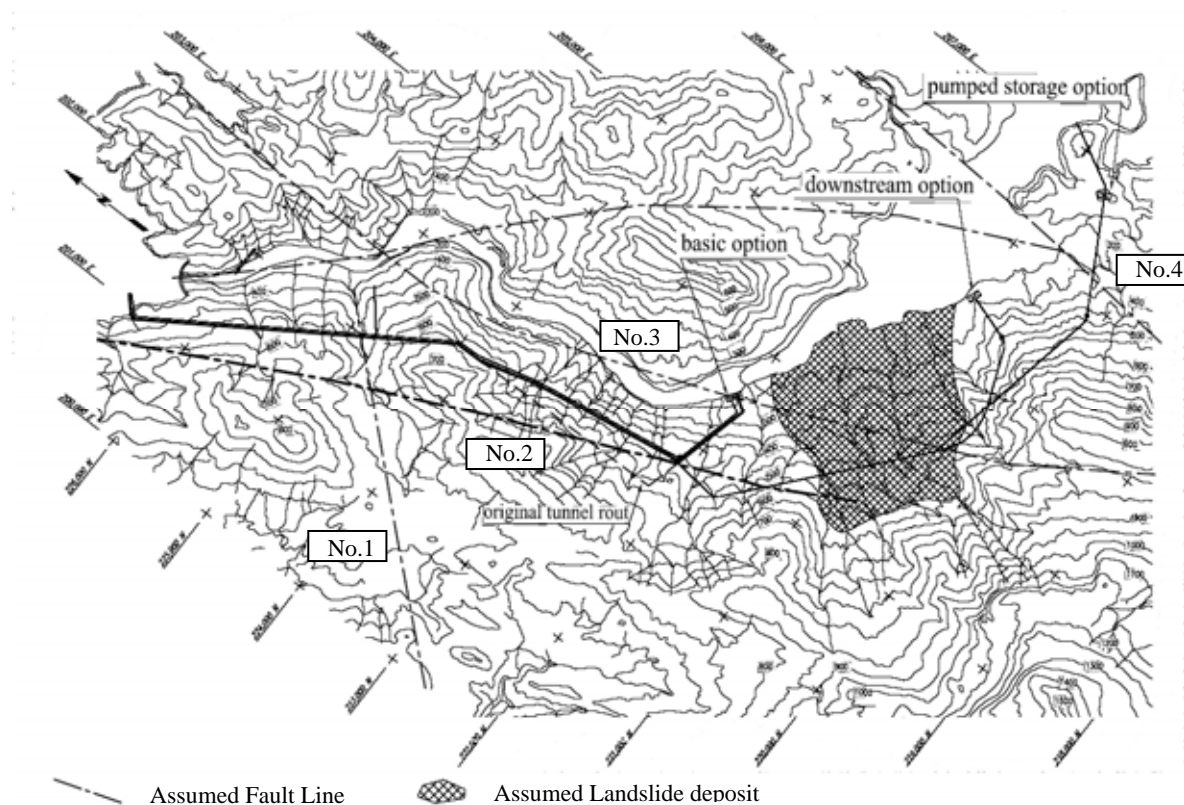
工事図面集の地質平面図およびトンネル工事の地質報告書などによれば、7-3に詳述するように、ヴィクトリア発電所付近の基盤岩は、Highland-Complexに属する各種の変成岩から構成され、これらは褶曲を伴いながら帯状に分布している。

7.2 3 代替案の地質概要

6.1に記述されているように、CEBは、既設発電所に隣接して増設発電所を建設する案の他、発電所を既設発電所の下流側に建設して落差を増加させる案、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する揚水案の3つの代替案を持っている。この代替案を包含する地域の地質で留意すべき事項は、Geological Survey and Mines Bureau of Sri Lanka (GSMB) が編纂した 10 万分の 1 地質図に示される断層と、地表踏査で新たに確認された厚い堆積物である。断層はFigure 7.2-1に示すように計画地域およびその周辺に 5 条が示されており、このうち 4 条が 3 代替案の構造物を横切るか、その近傍に位置している。既設工事で遭遇して規模が把握されている断層もあり、これら断層性状や 3 代替案との関連をTable 7.2-1にまとめて示す。このうち最大のものは調圧水槽付近を通過するNo.2 断層であり、既設発電所の水路トンネル工事で遭遇し、地質性状が著しく不良であったために、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。増設案の選定においても注意が必要な断層である。また、既設発電所の下流側斜面には、幅 1 km 以上、長さ最大 2 km に渡って、古い地すべりによると思われる堆積物が確認された。この区間では岩盤の被りが浅く、さらに岩盤表層の削剥が進まず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 代替案のなかで上記の No.2 断層と地すべり堆積物の影響を受けないものは基本案だけであり、他の 2 代替案を選択する場合には、レイアウトを確定する前に、これら地質構造の分布と性状を

確認するための調査を実施することが望まれる。よって、地質面からは、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 the Study

Figure 7.2-1 Main Geological Structure of Project Area

Table 7.2-1 Main Geological Structure and Alternative Options

Main Geological Structure		No.1 Fault	No.2 Fault (Fatal)	No.3 Fault	No.4 Fault	Landslide deposit
Size (thickness of sheared zone)		2-3m	10m	5m	unknown	1km×2km
Existing Power Station		○	—	(○) Original Route Powerhouse	—	—
Options	Basic Option	○	—	○ Powerhouse	—	—
	Downstream Option	○	○	○	—	○
	Pumped Storage Option	○	○	○	○	○

○ : encounter
— : not encounter