

6. 水力機械設備

6. 水力機械設備

水力機械設備の現地調査結果の概要は、下記の通りである。水力機械設備の主要緒元を Table 6.1 に示す。

機器	Wimalasurendra Hydropower Station	Old Laxapana Hydropower Station	Canyon Hydropower Station
水圧鉄管	特に問題なし	特に問題なし 鉄管弁の遠方制御装置 の補修	伸縮継手からの漏水
洪水吐	流量調節ゲートへの変 更計画	流量調節ゲートの設置 計画	アンカレッジへの点検通路 の設置
取水口	CEB により取水設備は 修理中	特に問題なし	取水口バルブ空気弁の 位置変更の計画
放流設備	CEB はニードルバルブ の修理を計画	特に問題なし	特に問題なし
放水口	特に問題なし	設備なし	CEB により修理中
その他	-	-	-

機器	New Laxapana Hydropower Station	Polpitiya Hydropower Station
水圧鉄管	排水側溝と点検通路の 補修	発錆部のタッチアップ 塗装
洪水吐	アンカレッジへの点検通路 の設置 ゲート制御装置検討	発錆部のタッチアップ 塗装 水抜き孔の整備 アンカレッジへの点検通路 の設置 ゲート制御装置検討
取水口	取水口の除塵機の設置 検討	取水口の除塵機の設置 検討
放流設備	特に問題なし	特に問題なし
放水口	設備なし	特に問題なし
その他	土砂排除方法の検討	土砂排除方法の検討

Table 6.1 Main Features of Hydro-mechanical Equipment

Power Station Capacity(MW)	Wimalasurendra 25×2	Old Laxapana 8.33×3 +12.5×2	Canyon 30×2	New Laxapana 50×2	Polpitiya 37.5×2
Completion Date	1965 (39years)	Stage I, 1950 (54years) Stage II, 1958 (46years)	1983 (21years)	1974 (30years)	1969 (35years)
Reservoir	Castlereagh Reservoir	Norton Pond	Maussakelle Reservoir	Canyon Pond	Laxapana Pond
Storage capacity (10 ³ m ³)	59,700	394	14,714	92	202
Usable capacity (10 ³ m ³)	53,583	245	107,929	629	113
Dam	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity	Concrete Gravity
Length (m) x Height (m)	236.8 x 47.2	103.0 x 28.7	187.5 x 41.1	182.9 x 27.4	137.2 x 29.6
Headrace Tunnel					
Length (km)	6.1	2.6	4.1	5.6	7.7
Penstock					
Type	Welded, Ring support (wheel)	Spigot & socket, Ring support (wheel)	Welded, Ring support (slide)	Welded, Saddle support (concrete)	Mechanical joint, Saddle support (steel)
Lines	2	4	2	2	2
Length (m)	887.7	1,527.4	823.0	1,889.8	603.5
Diameter (m)	1.98 (78in)	1.22 (48in)	2.51 (99in)	1.68 (66in)	2.29 (90in)
Design head (m)	(227.4)	(472.4)	314.5(204.2)	724.8(541.0)	(259.1)
Material	JIS SM50	9.5 – 28.5mm	ASTM A537 CL1	SELCO 56CN	CASG 40.8 Grade B
Design thickness	17 – 23mm	SOUTH DURAHAM	12 -24mm	8 – 31mm	18 -27mm
Fabricator	SAKAI IRON WORKS	STEEL & IRON	B.V.S-JONNERET SWITZERLAND	GIOVANOLA FREES S.A	
Penstock Guard Valve	Penstock valve	Penstock valve	Tunnel inlet valve Penstock valve	Penstock valve	Penstock valve
Flow (m³/s) / line	14	2.1 (Stage I) 3.25 (Stage II)	18	11.5	17

Power Station Capacity(MW)	Wimalasurendra 25×2	Old Laxapana 8.33×3 +12.5×2	Canyon 30×2	New Laxapana 50×2	Polpitiya 37.5×2
Spillway Gate					
Type	Natural spillway	Natural spillway	Radial Gate	Radial Gate	Radial Gate
Quantity	Flash board 4ft x 14		3	2	3
Width (m) x Height (m)			10.7 x 4.6	12.2 x 8.8	10.7 x 7.3
Hoist			Wire rope type	Wire rope type	Wire rope type
Design flood	Max. Flood level 1096.4m	Max. Flood level 870.2m	Max. Flood level 1170.43m	Max. Flood level 963.17m	Max. Flood level 381m
Intake Equipment					
Intake Gate					
Intake Service Gate	Sliding gate	Stoplogs (wooden)	1-Roller Gate	Fixed wheel gate	Fixed wheel gate
Width x Height	1.83m x 4.42m		4.11 m x 4.72 m	3.2m x 3.2m	4.11m x 4.72m
Hoist	Overhead gantry crane		Electric motor		
Intake Guard Gate	Roller gate	Width – 2.06m	1-Slide Gate	Bulk head gate	Fixed wheel gate
Width x Height	1.83m x 3.96m			3.2m x 3.2m	4.11m x 4.72m
Hoist					
Intake Trashrack		Rotary screen	Moving Glory type	Fixed screen 03 Nos. 2.44m x 4.57m	Fixed screen 2.33m x 5.94m x 03
Raking Machine	No	By high pressure water spraying	No	No	No
Bottom Outlet Works	Hydraulic-operated Needle valve D=1.5m Guard gate	Stoplog gate – 02 nos Lifting by chain blocks	Hovel bungler valve D=2.43m	1.525m x 2.135m Control gate 1.525m x 2.135m Emergency gate Fixed wheel gate	Fixed wheel gate Electric motor

スリランカ国水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査
(ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション)

Power Station Capacity(MW)	Wimalasurendra 25×2	Old Laxapana 8.33×3 +12.5×2	Canyon 30×2	New Laxapana 50×2	Polpitiya 37.5×2
Tailrace Gate Type Quantity Width x Height Hoist	Slide Gate 2 Overhead gantry crane for stoplog gate Separate electric motor driven and bulk head gate	No	Slide Gate 2 Monorail hoist	No	Slide Gate 2
Other Hydro-mechanical Equipment	Trashrack placed inside of the intake with grab mechanism				
Remarks	Intake gate & structures completely repaired		There is a pipe piece in between dam and the tunnel, and nearby the dam there is a butterfly valve. According to the reports, this intake has been designed only for one machine		

各リハビリテーション項目の概算費用を Table 6.2 に示す。

Table 6.2 Rehabilitation Work Cost of Hydro-mechanical Equipment

発電所	リハビリ項目	概算費用 (10 ³ US\$)
Wimalasurendra	新洪水吐ゲート (SR ゲート) 幅 9.1m×高さ 1.2m 14 基	5,600
Old Laxapana	新洪水吐ゲート (SR ゲート) 幅 9.1m×高さ 1.2m 8 基 鉄管弁遠方制御装置の補修	3,200 200
Canyon	取水口弁空気弁 (負圧防止用) の改修 空気弁位置の変更	300
New Laxapana	取水口 除塵機	500
Polpitiya	取水口 除塵機	500
共通	Canyon & Laxapana 調整池の堆砂排除設備	
	浚渫グラブ 1m ³	100
	モバイルクレーン 30t	300
	Canyon & Laxapana Dam ゲート自動制御装置	600
	鉄管内面塗装ロボット ブラストおよび塗装ロボット	1,500
	鉄管外面塗装機械 ブラストおよびエアレス塗装機械	200
エンジニアリングフィー		1,300
予備費		1,400
合計		15,700

(備考)

塗装ロボットは人力に比べ高コストとなるため、購入の必要性については CEB と協議の上決定する。

6.1 Wimalasurendra 水力発電所

6.1.1 現地調査

(1) 水圧鉄管

露出している水圧鉄管の外表面について、漏水、錆、へこみ、塗装の劣化などを調査した。

<外観調査>

水圧鉄管の外表面を水圧の作用している状態で漏水を確認する。管の変形、ボルトのゆるみアンカーブロックおよびコンクリートサドルを外観調査した。

<板厚測定>

管胴の板厚を超音波板厚計で計測した。水圧鉄管のアンカーブロック間のほぼ中間点で計測した。

<振動測定>

水圧鉄管の振動を振動計で計測した。水圧鉄管のアンカーブロックのほぼ中間点で計測した。

<塗装膜厚測定>

塗装の膜厚を電磁膜厚計で計測した。水圧鉄管のアンカーブロックのほぼ中間点で計測した。

Table 6.3 Measurement Instrument

測定計器	形式	モデル
板厚計	超音波 0.1mm	JFE TI-50K
振動計	デジタル	Showa Model 1332A
膜厚計	電磁式	Sanko SDM-3000T

(2) ゲートおよびスクリーン

ゲートおよびスクリーンは外観を検査した。

6.1.2 水圧鉄管

(1) 現況

水圧鉄管は 1965 年に建設され、39 年経過しているが、特に問題は確認されていない。水圧鉄管の延長は 887.7m で、水圧鉄管バルブ室より発電所まで延びている。水圧鉄管の緒元は下記の通りである。

形式	: 溶接、リングガーダ支持式 (車輪)
条数	: 2
延長	: 887.7m
口径	: 1.980 – 1.600m
設計水頭	: 227.4m (設計静水頭)
材料	: JIS SM50
設計板厚	: 17 – 23mm



Picture 6.1 Panorama view of penstock



Picture 6.2 Ring girder support with wheels

水圧鉄管の板厚測定の結果は、問題のないものであった。計測値からは腐食による板のロスは認められない。水圧鉄管の振動も問題がなかった。

測定値を Table 6.5 に示す。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.1.3 洪水吐フラッシュボード

(1) 現況

洪水吐はゲートレスで越流部は幅 9.1m で 14 径間ある。ダムクレストには、1.2m のフラッシュボードが設置されている。これは 1982 年に Preece Cardew により設計されている。フラッシュボードは、高さ 1.2m の木製ゲートで構成されている。フラッシュボードの清掃および塗装は、CEB により実施されている。

しかしながら、洪水時には手動操作すること、またシアーピンによることは、かなりリスクを生じている。

このため、CEB は機械式の流量制御のできるゲートの設置を望んでいる。

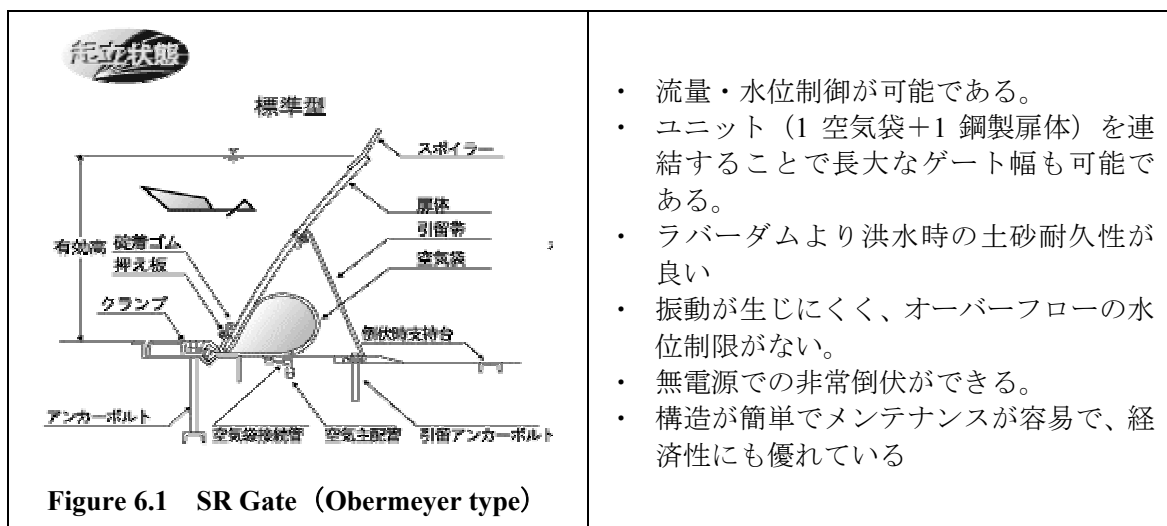
(2) リハビリテーション計画

下記のゲートの比較を行い、SR ゲート (Obermeyer 式) が推奨される。

- SR ゲート (Obermeyer 式)
- 起伏式ラバーダム
- 起伏式鋼製ゲート

SR ゲートはアメリカで開発されたゲートで従来のゲートにない優れた特徴を有しており、最近では日本でも施工実績がある。SR ゲートの基本構造は、鋼製扉体(Steel)をゴム製枕状空気袋(Rubber)にて背面支持し、空気袋の空気量を調整することにより扉体を動作させ、堰高を任意の高さに調整できる起伏堰である。

洪水吐ゲートの比較表 (Table 6.4 参照) を添付する。



6.1.4 取水口ゲートおよびスクリーン

(1) 現況

取水口タワーは貯水池の右岸に位置している。取水口設備は取水口ゲート、バルクヘッドゲート、取水口スクリーン、除塵機、ガントリクレーンからなる。これらの設備は CEB により修理されている。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.1.5 放流設備

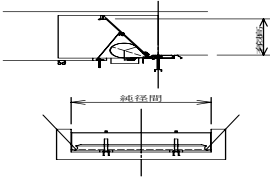
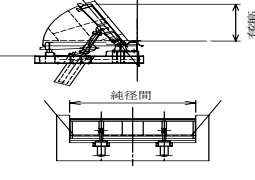
(1) 現況

放流設備はローラゲートとニードルバルブからなる。ニードルバルブから数リットル/秒漏水している。ニードルバルブの水密部は CEB により補修される予定である。

(2) リハビリテーション計画

特になし

Table 6.4 Comparison Table of SR Gate, Rubber dam and Steel Gate

技術内容	SR 合成起伏堰	ゴム引布製起伏堰	背面支持式鋼製起伏ゲート
			
基本構造	河床に据付けた鋼製扉体を下から枕状ゴム引布製空気袋(傷をつけずに河床に固定)で支えて起立・倒伏させる構造。	河床に固定したゴム引布製の袋体の内部に空気または水を圧入し起立・倒伏させる構造。	縦・横方向に強固に固定された鋼板製扉体を回転軸により河床に固定し、油圧ジャッキで押し上げ起立・倒伏させる構造。
袋体径	堰高(鋼製扉体)の約 1/3。	堰高と同じ。	—
堰幅	幅 0.5~5m 鋼製扉体 1 枚と袋体 1 個が 1 対となり、堰柱なしに連続接続可能。(実績最長 296 m)	約 40m 以下の間隔で中間ピア(堰柱)を設置。	約 40m 以下の間隔で中間ピア(堰柱)を設置。
転石対策	鋼製扉体が枕状ゴム引布製空気袋を保護するので安全。	保護層を外部に貼り付けたり、クッション材を内部に貼り付けたりするが、損傷を受けることがある。	鋼製扉体が油圧ジャッキを保護するため安全。
水位調節	水位・流量調節が可能。	完全起立と完全倒伏が基本で調節には若干の難がある。	水位・流量調節が可能。
振動	有効なスポイラの設置より防止。	基準越流水深を超えると起こり得る。	有効なスポイラの設置により防止。
V ノッチ現象	無し。	倒伏時に発生。	無し。
空気乾燥機	有り。空気系統の凍結を防ぐのでドレーンは不要。	無い。湿度が多い場合はドレーンが必要。	不要。ただし油圧管の漏油防止と不純物除去が必要。
輸送と据付	ユニット化されており寸法・重量とも適当に分割できるので、輸送・据付とも容易。	大きいものは輸送・据付がかなり困難。	扉体は寸法・重量とも大きく輸送・据付とも大型車両やクレーンが必要。



Picture 6.3 Repairing of Intake Equipment



Picture 6.4 Leakage from needle valve

6.1.6 放水口ゲート

- (1) 現況
放水口ゲートは発電所の外にある。
- (2) リハビリテーション計画
特になし。

6.2 Old Laxapana 発電所

6.2.1 現地調査

- (1) 水圧鉄管
露出している水圧鉄管の外面について、漏水、錆、へこみ、塗装の劣化などを調査した。
- (2) ゲートおよびスクリーン
ゲートおよびスクリーンは外観を検査した。

6.2.2 水圧鉄管

- (1) 現況

水圧鉄管は 1950 年に建設され、54 年経過しているが、特に問題は確認されていない。水圧鉄管の延長は 1,527.4m で、水圧鉄管バルブ室より発電所まで延びている。水圧鉄管の緒元は下記の通りである。

形式	: 差し込み式、リングサポート形式 (Stage I)、 溶接形式、リングサポート形式 (Stage II)
条数	: 4
延長	: 1,527.4m
口径	: 1.035 – 1.238m
設計水頭	: 472.4m (設計静水頭)
材料	: 未確認
設計板厚	: 9.5 – 28.5mm

水圧鉄管の板厚測定の実績データは、問題のないものであった。計測値からは腐食による板のロスは認められない。水圧鉄管の振動も問題がなかった。

測定値を Table 6.5 に示す。

原子力委員会は 2000 年 10 月に超音波板厚計で水圧鉄管の板厚を計測しており、問題ないことが確認されている。



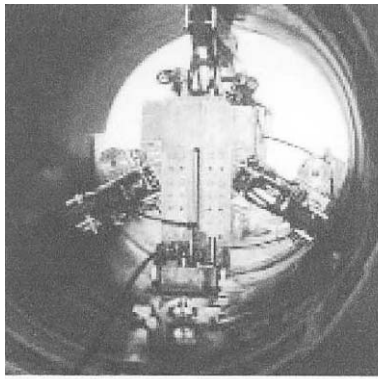
Picture 6.5 Panorama view of penstock



Picture 6.6 Spigot & socket (1st stage)

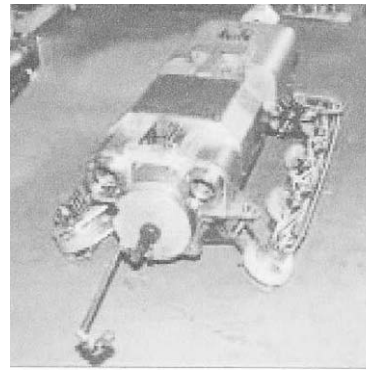
(2) リハビリテーション計画

水圧鉄管は小口径で急傾斜のため、人力による内面の塗替塗装は困難である。このため水圧鉄管内面用のブラストおよび塗装ロボットの適用を検討する。塗装ロボットは人力に比べ高コストとなるため購入の必要性については CEB と協議の上決定する。なお、外面用のブラストおよび塗装機械の購入の必要性も検討する。



●超高压水式ブラストロボット

Picture 6.7 Blasting machine



■塗装ロボット

Picture 6.8 Painting machine


6.2.3 洪水吐

(1) 現況

洪水吐はゲートレスで越流部は幅 9.1m で 8 径間で、1.2m 幅のピアの上に橋がある。CEB は貯水量をアップするために、Castlereagh ダムと同じフラッシュボードを設置すること望んでいる。

(2) リハビリテーション計画

最適なゲートが選定される。Norton ダムの流量調節用ゲートとして SR ゲート (Obermeyer 式) が推奨される。なお、新たなゲート設置については、洪水吐の能力の確認、周辺地域への影響および土木構造物の安全性の検討などが必要である。

 <p>Picture 6.9 Spillway of Norton Dam</p>	<p>貯水容量のアップおよび新たなゲート設置については、詳細な検討を行う必要がある。</p> <ul style="list-style-type: none">・ 新たなゲート設置による洪水吐の能力の確認・ 貯水容量の増、湛水面積の増による EIA の必要性・ 新たなゲート設置に伴う土木構造物の安全性の検討
---	---

6.2.4 取水口ゲートおよびスクリーン

(1) 現況

取水塔は貯水池の左岸に位置している。取水設備は取水口ゲート、バルクヘッドゲート、スクリーン、除塵機よりなる。除塵機は高圧水によるクリーニング方式である。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.2.5 放流設備

(1) 現況

放流設備は左岸のトンネル（元の仮排水路トンネル）の中にある。ゲートは鉛直に開閉する電動スピンドル式である。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.2.6 放水口ゲート

(1) 現況

設備なし

6.3 Canyon 発電所

6.3.1 現地調査

(1) 水圧鉄管

露出している水圧鉄管の外面について、漏水、錆、へこみ、塗装の劣化などを調査した。

(2) ゲートおよびスクリーン

ゲートおよびスクリーンは外観を検査した。

6.3.2 水圧鉄管

(1) 現況

水圧鉄管は 1983 年に建設され、21 年経過しているが、特に問題は確認されていない。水圧鉄管の延長は 823.0m で、水圧鉄管バルブ室より発電所まで延びている。水圧鉄管の緒元は下記の通りである。

形式	: 溶接式、リングガーダ支持 (スライドシュー)
条数	: 2
延長	: 823.0m
口径	: 2.440 – 2.000m
設計水頭	: 314.5m (最大設計水頭)
材料	: ASTM A537 CL1
設計板厚	: 12 – 24mm



Picture 6.10 Measuring for plate thickness



Picture 6.11 Check for slide shoe

水圧鉄管の板厚測定の結果は、問題のないものであった。計測値からは腐食による板のロスは認められない。水圧鉄管の振動も問題がなかった。

測定値を Table 6.5 に示す。

CEB により伸縮継手からの漏水は補修される。



Picture 6.12 Leakage from the expansion joint

- (2) リハビリテーション計画
特になし

6.3.3 洪水吐ゲート

(1) 現況

洪水吐はダム中央に3径間のゲート越流部からなる。ゲートは幅10.7m×高さ4.6mのラジアルゲートである。それらはピア上の操作橋にあるワイヤーロープ式の開閉装置で操作される。開閉装置は電動モータ、ドラムケーブル式である。開閉装置は手動が可能である。予備ディーゼル発電機は、1号ゲートの開閉装置に備えられている。

ゲートの状況は概ね良好である。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.3.4 取水口ゲートおよびスクリーン

(1) 現況

取水塔はダムに付属している。取水設備は取水口ゲート、バルクヘッドゲート、スクリーンからなる。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.3.5 放流設備

(1) 現況

放流設備はダムから口径2.44mの水圧鉄管からなる。ローラゲートはダムの上流面に位置している。

分岐の一方の先には放流設備のフード付き2.44mのハウエルバンガーバルブがある。

一方の分岐は、Canyon発電所に行く口径3.4mの水圧鉄管につながっている。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.3.6 取水口ガードバルブ

(1) 現況

取水口ガードバルブは、油圧シリンダで操作されるバタフライバルブと負圧防止用バルブにより構成される。この負圧防止バルブは貯水池水位が低く、取水量の大きい時に開くことがある。

(2) リハビリテーション計画

負圧防止用バルブの位置を屋上に、または油圧および油圧ユニットを別の部屋に変更する。

6.3.7 放水口ゲート

(1) 現況

放水口ゲートは水車の点検または補修のために放水口に設けられている。バイパス付スライドゲートが放水口ゲートとして用いられる。放水口ゲートは CEB により補修されている。



Picture 6.13 Intake guard valve house



Picture 6.14 Repairing the tailrace gate by CEB

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.4 New Laxapana 発電所

6.4.1 現地調査

(1) 水圧鉄管

露出している水圧鉄管の外面について、漏水、錆、へこみ、塗装の劣化などを調査した。

(2) ゲートおよびスクリーン

ゲートおよびスクリーンは外観を検査した。

6.4.2 水圧鉄管

(1) 現況

水圧鉄管は 1974 年に建設され、30 年経過しているが、特に問題は確認されていない。水圧鉄管の延長は 1,889.8m で、水圧鉄管バルブ室より発電所まで延びている。水圧鉄管の緒元は下記の通りである。

形式	: 溶接式、コンクリートサドル支持
条数	: 2
延長	: 1,889.8m
口径	: 1,700 – 1,500m
設計水頭	: 724.8m (最大設計水頭)
材料	: SELCO 56CN
設計板厚	: 8 – 31mm



Picture 6.15 Panorama view of penstock



Picture 6.16 Touch up paint for welding joint by CEB

水圧鉄管の板厚測定の結果は、問題のないものであった。計測値からは腐食による板のロスは認められない。水圧鉄管の振動も問題がなかった。

測定値を Table 6.5 に示す。

(2) リハビリテーション計画

排水側溝の侵食は水圧鉄管コンクリート支台の沈下に影響を及ぼすため、早急な補修が望まれる。また、コンクリート支台と水圧鉄管とのフィラー材の劣化も伸縮継手の漏水などに影響するため新たなフィラー材との交換が必要である。



Picture 6.17 Repair work of drain



Picture 6.18 Filler material of concrete saddle

6.4.3 洪水吐ゲート

(1) 現況

洪水吐はダム中央に2径間のゲート越流部からなる。ゲートは幅12.2m×高さ8.8mのラジアルゲートである。それらはピア上の操作橋にあるワイヤーロープ式の開閉装置で操作される。開閉装置は電動モータ、ドラムケーブル式で、手動で操作される。非常用のディーゼル発電機はダム右岸の建屋にある。

ゲートの状況は概ね良好である。

(2) リハビリテーション計画

特になし。

6.4.4 取水ロゲートおよびスクリーン

(1) 現況

取水塔は貯水池の右岸に位置している。取水設備は取水ロゲート、バルクヘッドゲート、およびスクリーンからなる。除塵機は設置されていない。

(2) リハビリテーション計画

取水ロスクリーンの塵の排除について、下記の3方法を比較検討した。

- 移動式スクリーン
- ロータリレーキ式除塵機
- ワイヤローププレーキ式除塵機

項目	移動式スクリーン	ロータリレーキ式除塵機	ワイヤロープ式除塵機
構造	スクリーンを定期的に交換し、除塵する。	エンドレスチェーンに取付けたレーキを回転させ除塵する。	ワイヤロープによりレーキを昇降させ除塵する。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造が簡単である。 ・ 確実に清掃ができる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ エンドレス回転で安定した除塵が可能 ・ 多量のごみを処理できる 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 深所のゴミ、高揚程に適する

(備考) 既設スクリーンの改造・補修は別途検討が必要である。

ロータリレーキ式除塵機が効率の面から推奨されるが、最終的には既設構造物との適合性を考慮し決定する必要がある。

6.4.5 放流設備

(1) 現況

放流設備はダム洪水吐の右側に位置する。それらは電動式のコントロールおよび非常用ローラゲートからなる。ゲートは土砂の排出やメンテナンスで貯水池の水位を下げる時に使用される。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.4.6 堆砂

(1) 現況

ダム堤体に設けられている放流設備により貯水池水位を下げフラッシングにより定期的に排砂を行っている。このフラッシングを効率的に行うための土砂の移動および取水口周辺などの土砂の排除が必要である。このため土砂の浚渫設備を準備する。

(2) リハビリテーション計画

グラブとモービルクレーンによる浚渫方法を検討する。グラブとモービルクレーンにより取水口および放流設備周りの土砂を移動しフラッシングする。土砂の湖外排出が必要な場合は CEB のダンプトラックにより運搬し捨土する。捨土場所および方法については CEB が別途検討を行う。



Picture 6.19 Sedimentation of reservoir



Picture 6.20 Plan for dredging by grab

6.5 Polpitiya 発電所

6.5.1 現地調査

(1) 水圧鉄管

露出している水圧鉄管の外表面について、漏水、錆、へこみ、塗装の劣化などを調査した。

(2) ゲートおよびスクリーン

ゲートおよびスクリーンは外観を検査した。

6.5.2 水圧鉄管

(1) 現況

水圧鉄管は 1969 年に建設され、35 年経過しているが、特に問題は確認されていない。水圧鉄管の延長は 603.5m で、水圧鉄管バルブ室より発電所まで延びている。水圧鉄管の緒元は下記の通りである。

形式	: メカニカルジョイント、サドル支持 (鋼製)
条数	: 2
延長	: 603.5m
口径	: 2.250 – 2.000m
設計水頭	: 259.1 m (設計静水頭)
材料	: CASG 40.8 Grade B
設計板厚	: 18 – 27mm



Picture 6.21 Panorama view of penstock



Picture 6.22 Mechanical joint

水圧鉄管の板厚測定の結果は、問題のないものであった。計測値からは腐食による板のロスは認められない。水圧鉄管の振動も問題がなかった。

測定値を Table 6.5 に示す。

溶接部および底部の発錆の著しい箇所は、早期のタッチアップ塗装が望まれる。



Picture 6.23 Outside surface of welded joint



Picture 6.24 Outside surface of bottom

- (2) リハビリテーション計画
特になし

6.5.3 洪水吐ゲート

- (1) 現況

洪水吐はダム中央に3径間のゲート越流部からなる。ゲートは幅10.7m×高さ7.3mのラジアルゲートである。それらはピア上の操作橋にあるワイヤーロープ式の開閉装置で操作される。開閉装置は電動モータ、ドラムケーブル式である。開閉装置は手動が可能である。ゲートはOld Laxapana発電所と機側の操作盤で操作される。非常用のディーゼル発電機は発電所の建屋内にある。ゲートの状況は概ね良好である。

トラニオン部は扉体からの水圧を受ける重要な個所である。トラニオン部の検査および給油のメンテナンスなどが必要である。検査のために連絡橋、梯子、階段、手摺が必要である。脚柱や主桁の一部に水溜まりが見うけられる。定期的な水抜き孔の清掃や新たな水抜き孔の設置が望まれる。扉体の腐食している部分はタッチアップ塗装が必要である。



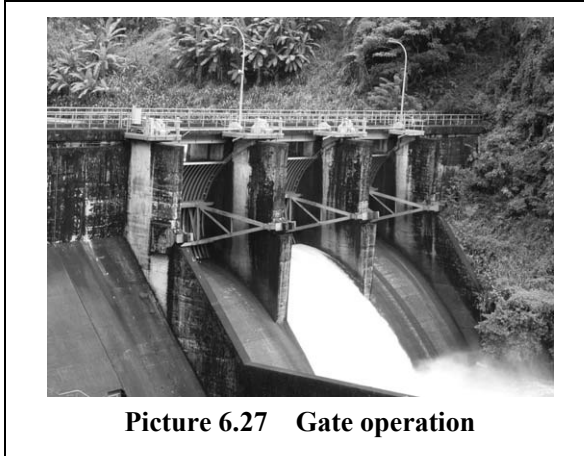
Picture 6.25 Trunnion requires access facility



Picture 6.26 Arm requires drain holes

(2) リハビリテーション計画

貯水池が小さくダム放流回数が多いので、ゲート操作の安全性を向上させるため洪水吐ゲートの自動制御装置の導入を検討する。自動制御装置の導入に当たっては、日本で実施されている各種制御方法（定水位、定流量 etc.）を参考とし、よりサイトに適した洪水処理方法を見出す。



Picture 6.27 Gate operation

PLOPTIYA GATES (LAXAPANA POND)		
OPENING AND CLOSING TIME WITH RESPECT TO TIME (sec.)		
GATE No. 01	GATE No. 02	GATE No. 03
For Opening	For Opening	For Opening
For Closing	For Closing	For Closing
1st	1st	1st
2nd	2nd	2nd
3rd	3rd	3rd
4th	4th	4th
5th	5th	5th
6th	6th	6th
7th	7th	7th
8th	8th	8th
9th	9th	9th
10th	10th	10th
11th	11th	11th
12th	12th	12th
13th	13th	13th
14th	14th	14th
15th	15th	15th
16th	16th	16th
17th	17th	17th
18th	18th	18th
19th	19th	19th
20th	20th	20th
21st	21st	21st
22nd	22nd	22nd
23rd	23rd	23rd
24th	24th	24th
25th	25th	25th
26th	26th	26th
27th	27th	27th
28th	28th	28th
29th	29th	29th
30th	30th	30th
31st	31st	31st
32nd	32nd	32nd
33rd	33rd	33rd
34th	34th	34th
35th	35th	35th
36th	36th	36th
37th	37th	37th
38th	38th	38th
39th	39th	39th
40th	40th	40th
41st	41st	41st
42nd	42nd	42nd
43rd	43rd	43rd
44th	44th	44th
45th	45th	45th
46th	46th	46th
47th	47th	47th
48th	48th	48th
49th	49th	49th
50th	50th	50th
51st	51st	51st
52nd	52nd	52nd
53rd	53rd	53rd
54th	54th	54th
55th	55th	55th
56th	56th	56th
57th	57th	57th
58th	58th	58th
59th	59th	59th
60th	60th	60th
61st	61st	61st
62nd	62nd	62nd
63rd	63rd	63rd
64th	64th	64th
65th	65th	65th
66th	66th	66th
67th	67th	67th
68th	68th	68th
69th	69th	69th
70th	70th	70th
71st	71st	71st
72nd	72nd	72nd
73rd	73rd	73rd
74th	74th	74th
75th	75th	75th
76th	76th	76th
77th	77th	77th
78th	78th	78th
79th	79th	79th
80th	80th	80th
81st	81st	81st
82nd	82nd	82nd
83rd	83rd	83rd
84th	84th	84th
85th	85th	85th
86th	86th	86th
87th	87th	87th
88th	88th	88th
89th	89th	89th
90th	90th	90th
91st	91st	91st
92nd	92nd	92nd
93rd	93rd	93rd
94th	94th	94th
95th	95th	95th
96th	96th	96th
97th	97th	97th
98th	98th	98th
99th	99th	99th
100th	100th	100th

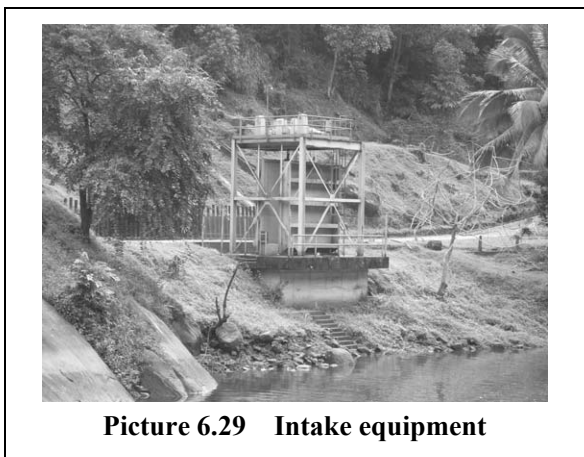
Picture 6.28 Gate operation table (manual)

6.5.4 取水口ゲートおよびスクリーン

(1) 現況

取水塔は貯水池の右岸に位置している。取水設備は取水口ゲート、バルクヘッドゲート、およびスクリーンからなる。除塵機は設置されていない。

取水時の渦によるエアの混入は水車の効率を低下させ、塵を引き込むので、水車に良くない。



Picture 6.29 Intake equipment



Picture 6.30 Vortex on the surface

(2) リハビリテーション計画

取水ロススクリーンの塵の排除について、下記の3方法を比較検討した。

- 移動式スクリーン
- ロータリレーキ式除塵機
- ワイヤロープレーキ式叙塵機

ロータリレーキ式除塵機が効率の面から推奨されるが、最終的には既設構造物との適合性を考慮し決定する必要がある。あわせて取水時の渦に対する対策も検討する。

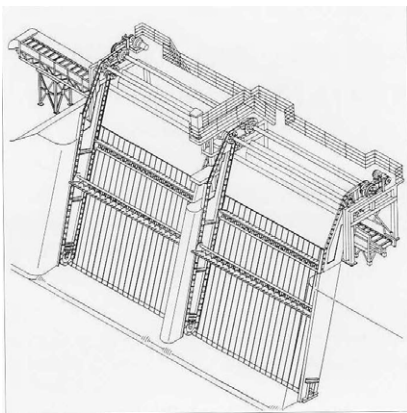


Figure 6.2 Rotary type trash rake machine

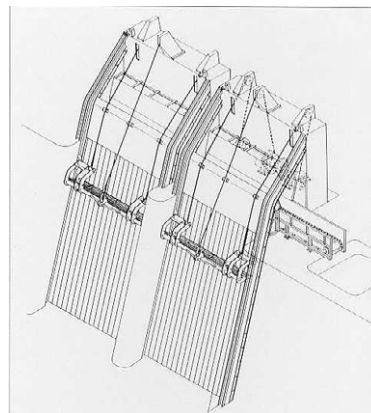


Figure 6.3 Wire rope type rotary rake machine

6.5.5 放流設備

(1) 現況

放流設備はダムの洪水吐の右側に位置する。それらは電動式のコントロールおよび非常用ローラゲートからなる。ゲートは土砂の排出やメンテナンスで貯水池の水位を下げる時に使用される。

(2) リハビリテーション計画

特になし

6.5.6 堆砂

(1) 現況

ダム提体に設けられている放流設備により貯水池水位を下げフラッシングにより定期的な排砂は行っている。このフラッシングを効率的に行うための土砂の移動および取水口周辺などの土砂の排除が必要である。このため土砂の浚渫設備を準備する。

(2) リハビリテーション計画

グラブとモービルクレーンによる浚渫方法を検討する。グラブとモービルクレーンにより取水口および放流設備周りの土砂を移動しフラッシングする。土砂の湖外排出が必要な場合は CEB のダンプトラックにより運搬し捨土する。捨土場所および方法については CEB が別途検討を行う。

Table 6.5 (1) Measurement Result												
Power Station: Wimalasurendra						12th August 2004						
Penstock: No.1												
Measurement Point	Painting thickness (μm)					Plate thickness (mm)					Vibration (mm)	Remarks
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5		
No.1	200	211	281	245	263	17.6	17.7	18.1	18.1	17.8	0.018	
No.2	164	140	192	175	182	17.8	-	17.3	-	-	0.04	
No.3						17.5	18	17.5	17.2	17.7		
No.4	166	157	142	180	158	18.1	17.6	17.9	18.7	18	0.05	
No.5						18.4	18.5	18.2	17.7	18.1	0.04	
No.6	120	168	138	146	157	20.5	20.7	20.4	20.7	20.3	0.04	
No.7	264	320	329	413	393	22.7	22.9	22.9	23.6	23.2	0.03	

Table 6.5 (2) Measurement Result												
Power Station: Old Laxapana Station						3rd August 2004						
Penstock: No.1												
Measurement Point	Painting thickness (μm)					Plate thickness (mm)					Vibration (mm)	Remarks
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5		
PVH-N0.1 AB	187	177	260	273	269	10.3	10.6	10.4	9.7	10.7	0.006	・汚れは多いがシルバーの塗膜は残っている
No.1 AB-No.2 AB	347	257	301	316	225	14.9	14.1	14	14.3	14	0.01	・No. AB下Expansion Joint よりleakage
No.2 AB-No.3 AB	183	147	210	93	139	16.3	16.2	16.1	15.6	15.2	0.01	
No.3 AB-No.4 AB	261	398	320	242	298	20.7	20.8	20.7	20.8	20.8	0.01	・外観はわりときれい
No.4 AB-No.5 AB	177	182	221	293	136	24.1	23.1	23.6	24	24.3	0.01	・最初の測定箇所はエラーで測定不可のため場所を変更
No.5 AB-No.6 AB	181	290	317	338	297	26	25.7	26.1	25.7	25.7	0.01	・外観が比較的きれい
No.6 AB-No.7 AB	378	416	419	388	430	29.4	29.6	30.8	30.1	28.8	0.01	
No.7 AB-No.8 AB	311	281	364	349	381	-	-	-	30.8	-	0.01	・汚れがひどい
No.8 AB-No.9 AB	174	148	128	152	142	32.8	-	32.2	-	-	0.01	・汚れがひどい
No.9 AB-No.10 AB	119	111	175	166	227	33.6	33.7	33.8	34.5	33	0.01	
No.10 AB-PH	109	158	133	183	125	31.3	31.8	31.6	32.4	31.7	0.01	・外観は割りときれい

Table 6.5 (3) Measurement Result												
Power Station: Canyon Station					10th August 2004							
Penstock: No.1												
Measurement Point	Painting thickness (μm)					Plate thickness (mm)					Vibration (mm)	Remarks
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5		
No.1 AB-No.2 AB	124	137	121	149	126	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	0.15	・No.1 AB上流Expansionの漏水
No.2 AB-No.3 AB	146	173	154	143	146	14.2	14.2	14.2	14.3	14.3	0.03	
No.3 AB-No.4 AB	120	70	103	122	77	14.1	14.2	14.1	14.4	14.2	0.04	
No.4 AB-No.5 AB	149	116	112	160	123	16.4	16.9	16.6	16.5	16.5	0.012	
No.5 AB-No.6 AB	105	126	111	122	113	16.2	16.3	16.2	16.2	16.3	0.111	
No.6 AB-No.7 AB	113	114	112	163	128	18.3	18.3	18.3	18.4	18.3	0.014	
No.7 AB-No.8 AB	133	115	136	179	165	18.4	18.3	18.5	18.6	18.5	0.018	
No.8 AB-No.9 AB	156	73	152	170	188	20.5	20.4	20.5	20.4	20.5	0.022	
No.9 AB-No.10 AB	183	221	196	148	203	22.7	22.7	22.9	22.6	22.8	0.024	・Expansion Jointのleakageが多い
Steel Lining (intake valve)	151	153	152	127	141	11.3	11.4	11.6	11.4	11.3	0.02	

Table 6.5 (4) Measurement Result												
Power Station: New Laxapana Station						4th August 2004						
Penstock: No.1												
Measurement Point	Painting thickness (μm)					Plate thickness (mm)					Vibration (mm)	Remarks
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5		
PVH-N0.1AB	253	112	79	101	73	7.6	7.7	7.6	7.7	7.7	0	・塗膜は比較的しっかりしている
No.1 AB-No.2 AB	164	90	126	119	113	8.9	8.6	8.5	8.8	7.8	0	・外観はよごれている
No.2 AB-No.3 AB	146	145	149	163	122	9.7	9.1	9.3	9.3	9.1	0.01	
No.3 AB-No.4 AB	111	82	99	91	98	10.5	10.3	10.2	10.2	10.5	0	
No.4 AB-No.5 AB	55	56	44	84	83	10	9.9	9.9	10.3	9.9	0	・塗膜の薄い上部を測定した
No.5 AB-No.6 AB	104	96	139	119	127	11.5	11.5	10.6	11.6	11.5	0	
No.6 AB-No.7 AB	90	115	80	88	122	13.2	13.3	13.2	13.3	13.3	0	
No.7 AB-No.8 AB												・測定箇所は通りにくいので
No.8 AB-No.9 AB	96	123	113	92	120	16.7	16.3	16.3	16.4	16.3	0	
No.9 AB-No.14 AB												・危険なため測定をしていない
No.14 AB-No.15 AB	159	168	176	182	108	28.3	29.2	28.4	28.5	28.5	0	
No. 15AB-PH	67	131	66	61	78	29	28.8	29	28.9	28.9	0.01	

Table 6.5 (5) Measurement Result												
Power Station: Polipitya Station						12th August 2004						
Penstock: No.1												
Measurement Point	Painting thickness (μm)					Plate thickness (mm)					Vibration (mm)	Remarks
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5		
No.1 AB-No.2 AB	161	199	285	263	195	18.4	18.1	18.2	18.2	17.8	0.044	
No.2 AB-No.3 AB												
No.3 AB-No.4 AB	142	151	134	185	161	17.4	-	-	17.9	-	0.014	
No.4 AB-No.5 AB												
No.5 AB-No.6 AB												
No.6 AB-No.7 AB												
No.7 AB-No.8 AB	126	162	89	131	124	18.1	-	-	18.4	18.1		・錆は中間溶接部(現場)と底部に多い
						26.7	26.3	26	-	25.2		
						26.5	27.1	27.4	26.6	-		
						26.5	26.5	26.1	26.4	26.4		

7. 電気機械設備

7. 電気機械設備

7.1 一般

CEB は Kelani 川水系水力発電所の電気機械設備に対する主な補修計画として、1990 年代より Rehabilitation Plan を作成し、実行している。

この Rehabilitation Plan は、3 段階に分かれており、主な対象品は以下の通りである。

Table 7.1 CEB's Rehabilitation Plan

段階	実施	期間	主なリハビリテーション対象品
Stage I	実施済み	1994-95	Old Laxapana 水力発電所 Stage I (1 - 3 号機) ・ 調速機 ・ 励磁装置 ・ 11kV 主回路 ・ 制御装置 ・ 保護装置
Stage II	実施済み	2002-03	Old Laxapana 水力発電所 Stage II (4、5 号機) ・ 調速機 ・ 励磁装置 ・ 11kV 主回路 ・ 監視制御装置 ・ 保護装置 Polpitiya 水力発電所 (1、2 号機) ・ 調速機 ・ 励磁装置 ・ 12.5kV 主回路 ・ 制御装置 ・ 保護装置 ・ 132kV 開閉所開閉装置
Stage III	未実施	未定	Wimalasurendra 水力発電所 (1、2 号機) ・ 調速機 ・ 固定子巻線 (修繕) ・ 励磁装置 ・ 11kV 主回路 ・ 制御装置 ・ 保護装置 New Laxapana 水力発電所 (1、2 号機) ・ 調速機 ・ 励磁装置 ・ 12.5kV 主回路 ・ 制御装置 ・ 保護装置 ・ 132kV 開閉所開閉装置

Rehabilitation Plan は Stage I、II まで終了しているが、CEB では援助ドナーからの協力が得られないことから、Rehabilitation Plan Stage III の実施の目処は立っていない。

また、Rehabilitation Plan Stage III は立案から時間が経っていることから、担当者の移動などに伴う実施根拠の喪失などが生じており、内容について精査する必要がある。

本調査においては、まずこの Rehabilitation Plan Stage III の妥当性を調査し、さらに Rehabilitation Plan Stage III の対象外となっている 3 水力発電所 (Old Laxapana, Canyon, Polpitiya) についても必要な補修項目を付け加えていくことで、現状にあった電気設備リハビリテーション計画の作成を行った。

本調査を通じて確認できた Kelani 川水系水力発電所全体の保守についてまとめれば、以下の通りである。

- 調査実施時点において、運転継続に影響を与えるような不具合を抱えた発電所はない。ただし、将来において大きな事故を発生させる可能性のある不具合は確認された。
- 日常点検および清掃は非常に丁寧に実施されており、外観は運転年数より新しく見える。しかし、各発電所とも運転開始以来、計画的なオーバーホールは実施されておらず、事故時以外に詳細点検は行われていない。このため、機器の寿命 (ライフタイム) は、定期的にオーバーホールが実施されている日本の機器に比べて短いと推測される。実際に、水車効率試験の結果や収集試験記録から、経過年数以上に老朽化が進んでいるという傾向が確認できた。
- CEB の部品交換基準は、製作者のマニュアルに従い実施することを基本としている。しかしながら、製作者の対応の遅さおよび不十分な予算措置などにより、予備品が必要量確保されておらず、漏水などの不具合を抱えながら、運転を継続している設備も多くみうけられた。

各発電所の諸元を Table 7.2 に示す。

Table 7.2 Facility Data of the Hydropower Stations in Kelani River Basin

Hydropower Station		Wimalasurendra	Old Laxapana (Stage I)	Old Laxapana (Stage II)	Canyon	New Laxapana	Polpitiya
a. Number of Units	(Unit)	2	3 (Unit No.1-3)	2 (Unit No.4,5)	2	2	2
b. Commissioning Year		1965	1950	1958	Unit 1: 1983 Unit 2: 1989	1974	1969
c. Turbine							
Type		Vertical Francis	Horizontal Pelton	Horizontal Pelton	Vertical Francis	Vertical Pelton	Vertical Francis
Normal Effective Head	(m)	219	449	449	195.8	519.4	264.0
Rated Output	(kW)	29,900	8,330	12,870	32,080kW at 195.8m	51,500	39,100
Rated Discharge	(m ³ /s)	14	2.1	3.25	18	11.5	17
Rotating Speed	(rpm)	500	600	500	500	428.5	500
Elevation of W.T. center	(m)	865		389	956.5	384	107
Manufacturer		Neyrpic	English Electric Co.	Socite des forges et atleir Du cresent (Usines Schneider)	Fuji	Neyrpic	Dominian Engineering works Ltd. (Canada)
d. Generator							
Type		Conventional	Horizontal shaft	Horizontal shaft	Conventional	Semi Umbrella	Conventional
Rated Output	(kVA)	31,250	9,800	14,700	37,500	72,000	46,900
Power Factor	(%)	80%	85%	85%	85.0%	80%	80%
Rated Voltage	(kV)	11	11	11	12.5	12.5	12.5
Manufacturer		Le Material Electrique	The British Thomson Houston Co.	Le material Electrique	Fuji	Alsthom	Canadian General Electric Company
e. Transformer							
Rated Capacity	(kVA)	10,700	13,330	5,333	38,000	24,000	17,900
Rated Voltage	(kV)	132/√3 /11	132/√3 /11	132/√3 /11	132/12.5	145/√3 -132/√3 /12.5	139/√3 -125/√3 /12.0
Rated Ampere	(A)	140.4 / 1685	174.9/1212	70/485	125/1316	286.3-315 /1920	223.7-247.3 / 1492
Phase	(phase)	single	single	single	3	single	single
Type of Cooling		OFW	ONAN/ONAF	FOW	ONAF	ONAF	OFW
Manufacturer		Le Material Electrique	Alsthom (Common transformer for 1,2,3)	Le Material Electrique	Fuji	Alsthom Savoisiene	Canadian General Electric Company

7.2 Wimalasurendra 発電所の劣化診断結果と対応策

7.2.1 機械設備

(1) 水車

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

水車には重大な劣化は認められない。水車はオーバーホール（機器全体の分解・組立）されることなく、40年間満足に運転されてきた。

b) 予備品

新品の予備ランナーが発電所建屋に保管されている。これは運転開始以降、交換されていない。

c) 簡易効率試験

ランナーのキャビテーション壊食は見られないという調査結果から、本水車は良好な性能を有していることを示唆している。機器の運転状態が良好であり、かつ流量測定のための超音波センサーを取付けることが可能な鉄管位置が、発電所建屋からかなり上流にあり、アクセスが困難で危険を伴うため、簡易効率試験は実施しなかった。

d) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

ランナーにキャビテーション壊食は見られない。

運転開始後オーバーホールは実施されていない。代わりに年間約4週間の定期点検がある。

2) 対応策

更新は不要である。オーバーホールを定期的に行い、消耗品および損傷品を予備品と交換することを推奨する。例えばパッキング、ガイドベーン軸受、ウェアリングリングなどが該当する。

(2) 入口弁

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

入口弁バルブシートからの漏水は、他の発電所と同様に観察されている。バルブシート、シールリングの交換が遅れているためである。通常の交換周期は10～15年であるが、流水のシルト含有濃度により変化する。

- b) 予備品
必要な調達が遅れている。
 - c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査
漏水以外の異常なし。
- 2) 対応策
バルブシート、シールリングの交換を推奨する。
- (3) 調速機
- 1) 劣化診断結果
 - a) 保守・運転と停止記録
調速機は良好に運転されている。
 - b) 予備品
機械式調速機は生産が中止されているので、制御モーター、スイッチ、ソレノイドバルブ等の予備品の補給が困難である。
 - c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査
CEB は機械式調速機の更新を希望している。もし必要であればガイドベーン操作機構の交換を含む。

機械式調速機は旧式である。当初備わっていた多くの自動操作機能が失われて、水車は手動で運転されている。
 - 2) 対応策
前述のように、調速機は古い機械式であるため、現在生産は中止されている。万一故障が生じた場合は、故障部品の調達が現実には不可能であり、発電停止に至る可能性が極めて高い。且つ現況の機械式調速機は、今後計画されるデジタル制御システムに適合することが困難である。従って調速機システムの全体をデジタル式に交換することを推奨する。
- (4) その他補機
- 1) 劣化診断結果
 - a) 保守・運転と停止記録
記録は整理されていない。排水装置、冷却水給水装置、圧縮機、圧油装置、グリース装置などは老朽化が進んでいる。通常これらの補機の工学的寿命は 25～40 年であり、約 30 年を交換の目安としている。当発電所は運転開始後 40 年が経過している。

b) 予備品

予備品の補給が困難である。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

排水ポンプ、冷却水ポンプ、圧縮機、発電機ブレーキシステム等は、40年間使用されてきた。CEBは更新を希望している。

2) 対応策

運転開始後保守が為されていないため、漏水、漏気等の劣化が進展している。且つ旧式であり、故障部品の供給が現実には不可能である。時期的に新品と交換することを推奨する。

7.2.2 電気設備

(1) 発電機

1) 劣化診断結果

詳細な分解点検記録は確認されなかった。

発電機固定子の測定結果を以下に示す。

Table 7.3 Insulation Resistance of Generator Stator in Wimalasurendra H. P. S.

Measurement time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
#1 Stator	Red phase-Earth	500	1,000	2.0	Date of measurement: Unit 1 23 rd Mar. 2003 Unit 2 27 th Dec. 2000 Measurement voltage: 5,000VDC
	Yellow phase-Earth	600	1,200	2.0	
	Blue-Earth	600	1,000	1.7	
#2 Stator	Red phase-Earth	425	1,200	2.8	
	Yellow phase-Earth	450	1,300	2.9	
	Blue-Earth	450	1,200	2.7	



Picture 7.1 Present status of the stator in Unit 1

固定子コイルの絶縁抵抗は、日本の一般的な基準である100M Ohm以上を満たしている。成極指数も同様に日本の基準の1.5を超えており、固定子コイルの状態は「良好」と判断される。

発電機本体については、2002年に1号機固定子巻線が最大6mm下降するという不具合が発生している。発生後2年が経過した現在においても、下降が生じないように応急処置が施されているだけである。固定子の状況をPicture 7.1に示す。

事故後の調査の結果、固定子巻線を固定するウェッジの老朽化により、緩みが生じたことが巻線下降の原因であった。不具合の発生していない2号機についても、ウェッジの緩みが確認されていることから、1号機同様に老朽化が進んでいると推測される。

予備品に関しては、主要なものについては発電所内に保管されている。

2) 対応策

40年を経過した発電機における巻線下降の場合、早急な固定子巻線の巻き替えと鉄心の更新を実施するのが、通常に対応であるが、需給逼迫により長期停止がかなわないことと、十分な予算措置が取れていないことから、不具合を抱えたままの運転を継続している。

巻き替えを実施する場合、発電機の停止期間は、通常であれば Table 8.3 に示すように 18 ヶ月間となるが、既に 40 年を経過していることから、発電機更新（発電機停止は 14 ヶ月間、Table 8.4 参照）の場合との経済比較を実施し、経済性のより良いものを選択すべきである。

また、巻き替えや発電機の更新のどちらにおいても、図面が十分でないことから、更新前に発電機を分解し、実際の各部の寸法を確認する必要がある。ただし、この分解調査の実施においては、予想外の不具合が発見されることや、不慣れな据付作業により発電機が長期停止を強いられる可能性が予想される。このため、システムの予備率、出水の状況を見極めた上で、実施時期を決定する必要がある。

さらに、発電機については、既設水車を更新しないことから、仕様変更は行う必要はない。

(2) 励磁装置

1) 劣化診断結果

励磁装置は直流励磁方式であり、この規模の励磁装置において現在主流であるブラシレス励磁方式に比べ、ブラシの清掃等の保守に手間が掛かり、かつ信頼度の低い方式である。

調査の結果、励磁制御装置の自動電圧調整装置が故障しており、交換のための予備品もないことから、運転員が手動で電圧調整を行っている。

2) 対応策

本励磁制御装置の自動電圧調整装置はすでに生産停止になっており、入手困難である。また、他の制御部分についても老朽化が進んでいる。当面は、手動による電圧調整で運転は可能であるが、系統電圧の安定のために自動電圧調整運転を実施するべきである。

これらの状態を考慮すると、発電所の信頼度と系統電圧の安定を向上させるために、老朽化した励磁制御装置は、現在主流となっているデジタル式励磁制御装置に更新すべきである。

なお、励磁機本体については、古い型式であるが、近年の事故実績も少ない。このことから、励磁機は発電機本体工事に合わせ更新すべきである。

(3) 変圧器

1) 劣化診断結果

変圧器および発電機固定子の絶縁抵抗値は、定期点検のたびに測定されている。しかし、測定要領は毎回違っており、このため測定記録が有効に活用できていない。今後、すべての発電所に対する測定方法の統一が必要である。

Table 7.4 および 7.5 に Wimalasurendra 発電所の 1、2 号変圧器の絶縁抵抗値を示す。

Table 7.4 Insulation Resister of No.1 Transformer in Wimalasurendra H. P. S.

Date		9 th May. 02		26 th Mar. 04		Remark
Measurement Time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	1min. (M Ohm)	3 min. (M Ohm)	
Red phase	HT-E	750	1,000	140	160	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	340	375	350	400	
	HT-LT	675	900	320	360	
Yellow phase	HT-E	300	330	120	125	
	LT-E	625	875	350	375	
	HT-LT	575	800	325	350	
Blue phase	HT-E	900	1,400	600	700	
	LT-E	350	390	210	230	
	HT-LT	1,000	1,400	700	800	

Table 7.5 Insulation Resister of No.2 Transformer in Wimalasurendra H. P. S.

Date		29 th Dec. 00		16 Aug. 03		Remark
Measurement Time		1 min. (M Ohm)	3 min. (M Ohm)	3min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	
Red phase	HT-E	240	280	155	160	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	600	650	350	375	
	HT-LT	550	710	300	325	
Yellow phase	HT-E	290	300	-	-	
	LT-E	700	780	-	-	
	HT-LT	650	800	-	-	
Blue phase	HT-E	260	295	160	170	
	LT-E	650	800	370	400	
	HT-LT	650	825	305	350	

予備品に関しては、主要なものについては発電所内に保管されている。

2) 対応策

Table 7.4 と 7.5 より、以下のことが言える。

- 1号機の2002年と2004年の1分値および2号機の2002年と2004年の3分値を比較すると、ほとんどの変圧器の絶縁抵抗値が大幅に減少している。

- 絶縁抵抗値（1分値）が日本の一般的な判断基準で「不良」と判断される100M Ohm付近の値を示している変圧器が複数存在している。

これらのことから、変圧器の劣化は相当に進んでいると推定される。変圧器全てを早急に更新すべきである。

(4) その他の電気設備

1) 劣化診断結果と対策

11kV 主回路の遮断器は、老朽化による開閉機構の不具合のため、平均で3.5件/年・台の割合で並列渋滞などの事故を引き起こしている。また、11kV 回路の他の機器についてもその劣化が報告されている。

11kV 主回路開閉装置（遮断器、ケーブルを含む）は安価な装置にもかかわらず発電所の信頼度に直接影響を及ぼす装置である。機器の老朽化が進んでいること、予備品が不足していることを鑑み、全面的な更新を実施すべきである。

132kV 開閉装置は、33年から25年を経過している。開閉器の耐用年数が25年であることから、既に全ての開閉器がこれを超えている。132kV 開閉器はすべて更新時期にきていると判断される。

7.2.3 制御装置

(1) 制御・保護装置

1) 劣化診断結果

水車発電機の起動・停止、並列は一人制御が実施出来なく、调速機装置および励磁装置等に運転員が配置され全て手動操作である。訓練された技術者が、短時間に効率良く、夫々操作の為の役務を果たしている。配電盤室には、水車、発電機および送電線制御・保護装置はもとより、制御卓、補機電源盤、蓄電池充電装置等が、コンパクトに設置されている。（添付 Appendix C-3 配置図および写真参照）

現在運用されている制御・保護装置は、原製作者が今でも製作している事は考え難く、予備品の補充もほとんど不可能である。機器の老朽化に伴う、故障、誤動作、誤不動作等が発生

しており、制御・保護装置の更新を CEB は希望している。この状況に加えて、各種継電器に使用されている電解コンデンサーの寿命は、J-POWER の寿命基準で 12 年であることを考慮すると、発電所の制御・保護装置全体を更新する時期にきていると判断される。(添付 Appendix C-4 調査資料参照)

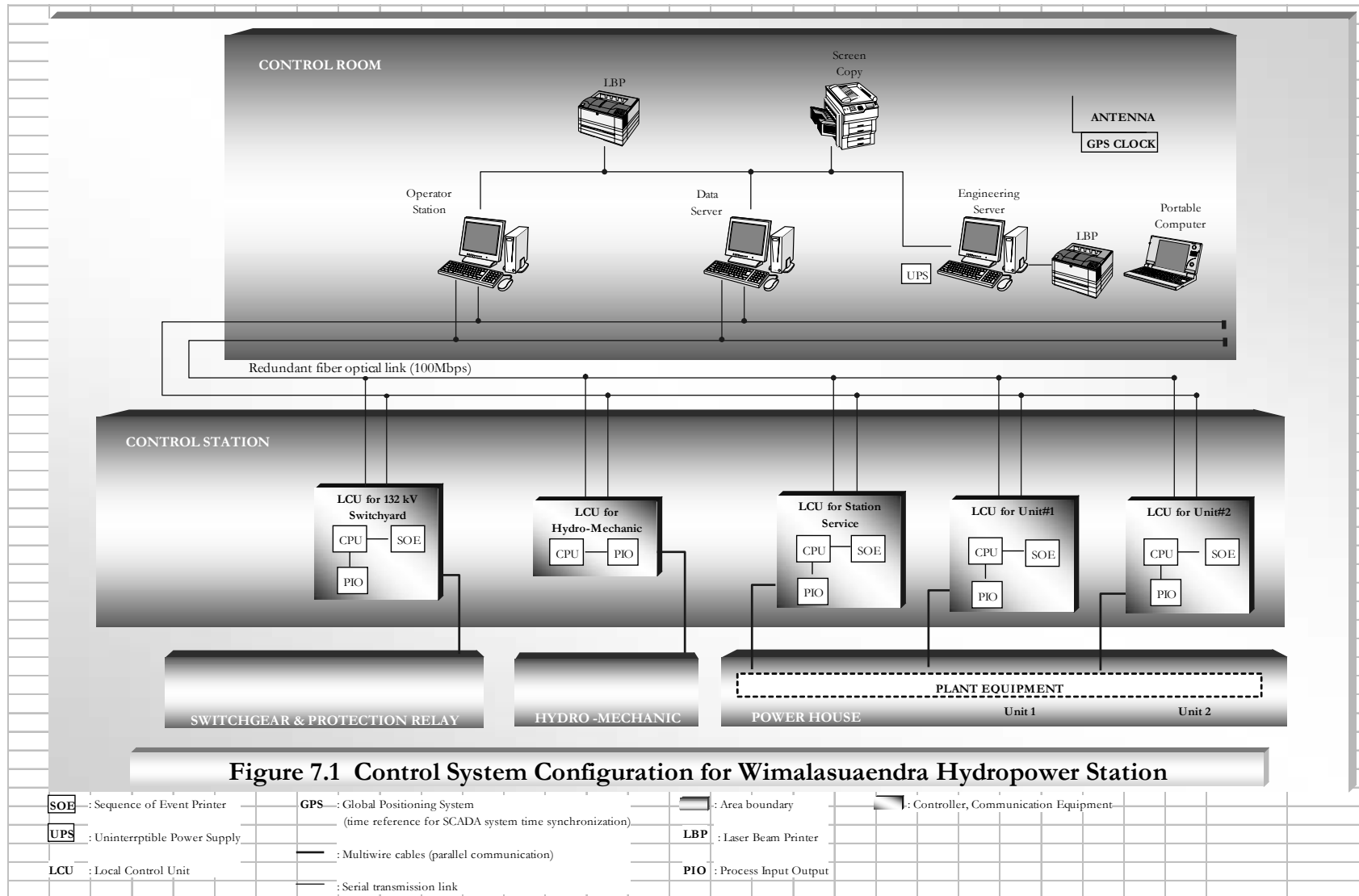
2) 対応策

本発電所の制御・保護装置の対応策としては、40 年も経過している装置の部分補修をするのではなく、装置全体に最新技術を取り入れ、制御・保護装置の信頼度向上を図る事が良策である。特に、CEB は今回の調査にも含まれている 2 箇所の Old Laxapana および Polpitiya 発電所を 2003 年までデジタル方式に更新している。当該水系全体の効率運用を考慮すると、本発電所も制御・保護装置全体を前記 2 箇所の発電所と同等クラス以上に更新する必要がある。

即ち、更新範囲は下記の通りとする。

- a) 制御装置 : 水車・発電機・主要変圧器・開閉所・送電線・所内回路用監視制御盤、調速機制御盤、励磁装置制御盤および制御卓
- b) 保護装置 : 水車・発電機・主要変圧器・開閉所・送電線用保護継電器盤
- c) 予備品 : 上記制御・保護装置用一式

また、本発電所のデジタル制御保護装置の輪郭を Figure 7.1 Control System Configuration for Wimalasurendra Hydropower Station に示す。



(2) 制御電源装置

1) 劣化診断結果

本装置は、40年以上経過しているが、現在も良好な維持管理（2週間毎の点検保守）が行われている。しかし、各部品の予備品が不足しており、故障・事故時の対応が困難である。CEBとしても更新希望をもっている。

2) 対応策

発電所の制御・保護装置の更新に合わせて、制御用の220V蓄電池と充電装置（制御および電力ケーブルも含む）を更新する。併せて、無停電制御電源装置を設置して発電所の制御・保護装置の信頼度を向上させる。

(3) 通信装置

1) 劣化診断結果

送電線保護装置の信号伝送は、マイクロ波信号方式でなく、電力線搬送方式により運用されているが、伝送容量が不十分である。

ダム水位の遠方表示は無く、電話連絡で運用している。

2) 対応策

CEBは、Old Laxapana発電所から、Supervisory Control and Data Accusation (SCADA) システムによる運用を希望している。依って、Old Laxapana発電所との間に光ファイバー複合架空地線（Optical Ground Wire: OPGW）を通信線として据付ける。通信側とのインターフェースは、発電所の制御・保護装置の遠方制御項目に合わせて、詳細設計の中で検討する必要がある。

(4) ダム配電線設備

1) 劣化診断結果

Castlereaghダムの所内電源は、WPS – Dickoya配電線により受電しており、運用において不具合はないが、老朽化してきている。

2) 対応策

現状において、更新は不要であるが、CEBは、将来の更新に向けた検討が必要である。

7.3 Old Laxapana 発電所の劣化診断結果と対応策

7.3.1 機械設備

(1) 水車

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) :

Picture 7.2 は Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) の水車、発電機の外観を示す。水車はデフレクターに相当する機能が極めて旧式の設計・構造である。現在採用されている通常のデフレクターの代わりに、複数の羽根で構成されるディフューザーが使用されている。Picture 7.3 に、その構造を示す。ディフューザーは主機が急停止する時、水頭エネルギーを消散させ、回転数上昇を抑制する機能を持つ。

過去の更新において停止用の逆ジェットの代わりに、ブレーキディスクが新設されている。

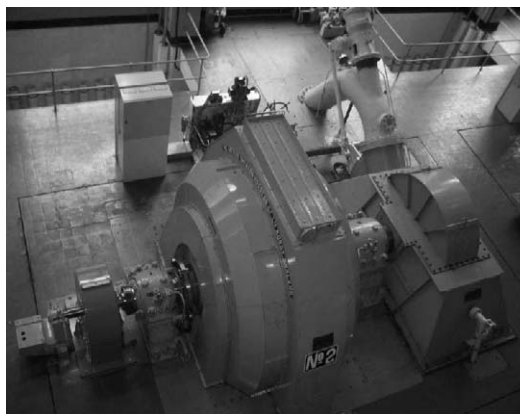
ランナー材質は 18% Cr - 8% Ni ステンレス鋼である。ランナーは 22 個のバケットから構成される。

記録によれば、Old Laxapana 発電所 Stage

I (1～3 号機) の 6 個のランナー (使用

中 3 個、中古予備品 3 個) は、12 年間で 12 回の補修が実施された。このことは概略毎年 1 回の補修を意味する。しかしながら個別ランナーの補修記録は保存されていない。

個々の補修履歴は不明であるが、上記から仮に 6 個のランナーが均等に補修されると仮定すれば、個々のランナーは概略 6 年毎に補修され、54 年間で約 9 回の補修を経たと推定される。



Picture 7.2 Turbine and Generator of Old Laxapana Stage I (Unit 2)



Picture 7.3 Diffuser and Needle of Old Laxapana Stage I

繰返し溶接補修はランナーバケットの残留応力を増加させ、Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) ランナーに見られるクラックや破損を促進する。

Picture 7.4~7.6 はランナークラックと補修状況を示す。

幸い熟練した技能者が、発電所の補修工場でクラック補修を行っている。彼等は新品の予備品が入手出来ない現状で、設備の補修を実質的に支えている。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) : Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) の水車は、現在広く用いられている設計、構造でデフレクターとニードルを備えている。発電所の補修工場でランナーキャビテーション壊食が修理されている。しかし、修理の程度は Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) に比べて軽微である。材質は 13% Cr - 4% Ni ステンレス鋼であり、バケット個数は 18 個である。外観検査ではランナークラックは観察されず、かつクラック発生の記録はない。

b) 予備品

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) : 原製作者 (English Electric Co.) は既にビジネスを閉鎖しており、新しい予備品の調達は不可能である。発電所建屋には 3 個の中古予備ランナーが補修され保管されている。その他部品も補修工場で修理される。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) : 新規予備品は見られない。2 個の中古予備ランナーが補修され、発電所建屋に保管されている。その他部品も補修工場で修理される。



Picture 7.4 Repairing of Runner Crack of Old Laxapana Stage I



Picture 7.5 Repaired Runner Bucket of Old Laxapana Stage I



Picture 7.6 Indication of Runner Crack of Old Laxapana Stage I

c) 簡易効率試験

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) :

携帯式超音波流量計による流量測定と簡易効率試験が 1 号機で実施された。その結果を Appendix C-1 の Figure 2 に示す。54 年間に亘る長期運転を考慮しても、極端に低い水車効率が確認された。このことは流路部品であるニードルチップとノズルの劣化を意味する。加えて 1995 年の调速機更新時に、ニードルとディフューザーの開度関係の調整に、何らかの不具合が有り、ランナーバケットに当たるジェットが乱れていることを示唆している。

逆に言えば、建設時の設計データと据付時の試験データが紛失している現状では、既設機器の保守が大変困難なことを示唆している。

更に既設機は 2 個のニードルを同じ開度で制御しており、個別制御に比べ部分負荷の効率が低下している。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :

携帯式超音波流量計による流量測定と簡易効率試験が 4 号機で実施された。その結果を Appendix C-1 の Figure 3 に示す。46 年の運転を考慮しても、ペルトン水車としてはやや低い効率が確認された。このことは流路部品であるニードルチップとノズルの劣化が進展していることを示唆している。しかしながら効率レベルは Stage I のそれに比べ良好であり、今後も継続して運転が可能と判断される。

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) と同様に、Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) も 2 個のニードルを同じ開度で制御しており、現在主流となっている個別制御に比べ部分負荷の効率が低下している。

d) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) :

上記のように、このペルトン水車の設計は旧式である。簡易効率試験で極端な効率低下が確認された。水車および補機は、部分的分解は行われたが、完全分解を意味するオーバーホールは 54 年間実施されていない。CEB は全体または部分的更新を希望している。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :

引き続き使用することが可能である。

2) 対応策

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) :

経済性が確保できるならば、水車（入口弁、调速機および関連補機を含めて）を更新することを推奨する。

Appendix C-2 に、更新水車の規模検討と結果を示す。発電所の設備利用率の高さと、CEB からの要望を考慮し、出力を増やす可能性 (9MW × 3 台案) を検討した。

Appendix C-2 では、増設した場合の発電所の水路条件 (導水路トンネル、水圧鉄管、サージタンク)、損失水頭、有効落差、効率を検討している。しかしながら、建設時の水路条件、損失水頭、有効落差算出に関する設計データ、図面の多くが紛失しているため、流量測定結果を基に、現状の水路の損失水頭と水車の有効落差を推定した。一方簡易効率試験結果 (Appendix C-1) が示すように、既設水車の効率は大きく低下している。発電所の最大出力を得るには、設計時の最大流量よりも、大きな流量を必要とする。

また、聞き取り調査においては、負荷遮断時に爆発音が聞こえるという報告があった。このことは、既設機の現状の運転条件でも、サージタンク水位 (上池水位) が低いときは、水圧鉄管に空気が吸い込まれ、負荷遮断時に水圧鉄管を逆流して爆発音を発していることを意味する。これは既設サージタンクの容量不足と鉄管入口の標高が不適切なことに起因すると考えられる。

上記の空気吸込みを考えると、既設機の現状を越える流量増加は好ましくないという結果を得た。

この結果を受け、収集できた建設時の資料、測定データを基に、水車、発電機の更新規模の検討を実施した。更新規模仕様としては、単機出力 9MW を選定した。水車、発電機仕様を Appendix C-2、Table 13, 14 に示す。更新水車と既設水車の効率の比較を Appendix C-2、Figure 4 に示す。

9MW × 3 台と既設 × 2 台 (4 号機、5 号機) を同時に運転した時の最大流量 (14.32 m³/s、Appendix C-2、Table 9 参照) は、既設機 5 台の推定最大流量 (14.64m³/s、Appendix C-2、Table 9 参照) に比べ小さくなる。従って最大使用流量の視点から見ると、更新仕様は 9MW × 3 台 (総出力 27MW) が望ましい。

一方サージタンクの水位変化の計算結果では、9MW × 3 台の場合でも、上池が低水位の時に、鉄管への空気吸込みは発生する。上池使用水位の運用を制限することが望ましい。計算結果は、土木構造物の章に示す (5.7 章参照)。

次に更新水車、発電機に関し、3 台案と 2 台案の比較検討を行った。比較結果を、Appendix C-2、Table 11 に示す。

13.5MW × 2 台案では、既設機の基礎を活用することを前提とした場合、水車、発電機の軸方向寸法が、既設機器スパンより大きくなり、既設 4 号機と干渉する問題がある。

更に、鉄管の改造 (3 分岐から 2 分岐)、基礎工事が必要である。

9MW、3 台案では、既設機の基礎を流用でき、かつ鉄管の改造、基礎工事が不要なので、2 台案に比べ全体コストが小さくなる。

結論として、更新設備仕様としては、9MW × 3 台案を推奨する。

一方更新を計画するための既存図面とデータが不足しているので、既設機、基礎の寸法測定を行い、新たにレイアウト図を作成する必要がある。詳細設計を開始する前に、主機 1 台を分解しレイアウトと寸法を正確に把握することが望ましい。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :

現状設備を引き続き使用することを推奨する。かつ適宜予備品を調達することが必要である。

(2) 入口弁

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) :

入口弁は、現在通常使用されている球形弁ではなく、旧式なセンターバランス弁 (CB valve) が使用されている。このセンターバランス弁は制御システムの不具合により、閉鎖できないことがある。

事故記録には主機停止操作時に、入口弁は閉鎖せず主機の回転速度が 694 m^{-1} まで上昇した不具合が報告されている。

この入口弁 (CB valve) の形状と構造は球形弁のそれに比べ複雑であり、その結果長期運転による機能不全を生じ易い。入口弁の補修は数多く繰り返されたが、個別の記録は残っていない。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :

入口弁は通常の球形弁である。入口弁は他発電所と同様にバルブシートからの漏水がある。その他の問題はない。

b) 予備品

Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) :

新品はない。調達は不可能である。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :

新品はない。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

CEB は入口弁の更新を希望した。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

予備品の調達が必要である。

2) 対応策

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

入口弁は現状のセンターバランス型から、球形弁に更新することを推奨する。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

現状入口弁は球形弁であるので、入口弁の更新は不要である。定期的にバルブシートとシーリングを交換することを推奨する。必要部品の調達と交換は CEB が行う。

(3) 調速機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

調速機、圧油装置、圧縮空気装置、入口弁制御機器、および関連する制御弁は 1995 年に機械式からデジタル式に更新された。しかし既設のディフューザーサーボモータ、ニードルサーボモータ、入口弁サーボモータは更新せずに流用された。

既設のサーボモータを流用するため、油圧と空気圧は変更なく 24bars のままである。

前述のように、極端に低い水車効率の一因は、調速機更新時の、ニードルとディフューザーの開度関係の調整不良と考えられる。

最近 2 年間ににおいても、速度センサー不良、ディフューザーのバランス不良、ディフューザートランスデューサー不良、パイロットフィルターの目詰り、油漏れ、油圧過大等の不具合が繰り返されている。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

調速機、圧油装置、圧縮空気装置、入口弁制御機器、および関連する制御弁は 2003 年に機械式からデジタル式に更新された。しかし既設のデフレクターサーボモータ、ニードルサーボモータ、入口弁サーボモータは更新せずに流用された。

油圧と空気圧は変更なく 24bars のままである。

不具合については、アキュムレータの油面低下が報告されている。

b) 予備品

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

1995年更新済である。制御用モーターの予備品がない。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

2003年更新済である。ソレノイドバルブの予備品がない。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

ニードルとディフューザーを制御するため、油圧と水圧鉄管から取水した高圧水が共に使用されている。操作機構が複雑なため、機器の調整が不完全となり、不満足な運転特性を招いた可能性がある。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

大きな不具合はない。

2) 対応策

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

制御の信頼性を確保するため、调速機を圧油装置、圧縮空気装置とともに更新することを推奨する。この際、更新水車のデフレクター開度とニードル開度の関係を最適に制御できるように選定する。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

更新は不要である。予備品を補充し継続使用することを推奨する。

(4) その他補機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) :

冷却水給水システムの不具合が、冷却水不足と水車軸受の温度上昇を招いている。度々冷却器のクリーニングが繰り返されている。加えて潤滑油装置、圧縮機が劣化している。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5号機) :

冷却水給水システムの不具合は、Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3号機) と同じである。

b) 予備品

Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) :
補給が困難である。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :
補給が困難である。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) :
冷却水給水システム、潤滑油装置、発電機ブレーキ用圧縮機の交換希望があった。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :
発電機ブレーキ用圧縮機の交換希望があった。

2) 対応策

Old Laxapana 発電所 Stage I (1～3 号機) :
冷却水給水システム、潤滑油装置、発電機ブレーキ用圧縮機の交換を推奨する。この際、水車と発電機軸受の温度上昇を防ぐため、既設機の不具合を再度吟味し、十分な冷却水を供給できるように計画する必要がある。

Old Laxapana 発電所 Stage II (4、5 号機) :
ブレーキ用圧縮機の交換を推奨する。
但し冷却水給水システム、潤滑油装置の補修、交換は CEB が行う。

7.3.2 電気設備

(1) 発電機および励磁装置

1) 劣化診断結果

Wimalasurendra 発電所と同様に、詳細な分解点検記録を確認できなかった。

1 から 3 号機の固定子巻線は 1978 年に B 種からより高い温度上昇に耐えられる F 種巻線に更新されている。また、1998 年に 2 号機は絶縁破壊事故により、巻線更新を再度実施されている。

Table 7.6 Insulation Resister of Generator Stator in Old Laxapana H. P. S.

Measurement time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
#1 Stator	Red phase – Earth	1,280	3,120	2.44	Year of measurement: 2004
	Yellow phase - Earth	1,250	2,860	2.29	
	Blue phase-Earth	1,600	4,360	2.73	
#2 Stator	Red phase – Earth	1,280	3,120	2.44	Legend: R, Y, B - Red phase, yellow phase and blue phase E - Earth
	Yellow phase - Earth	1,250	2,860	2.29	
	Blue phase-Earth	1,600	4,360	2.73	
#3 Stator	Red phase – Earth	1,710	4,860	2.84	
	Yellow phase - Earth	1,670	4,780	2.86	
	Blue phase-Earth	1,660	4,440	2.67	
#4 Stator	Red phase – Earth	380	-	-	
	Yellow phase - Earth	362	-	-	
	Blue phase-Earth	354	-	-	
	R, Y, B - E	117	240	2.05	
#5 Stator	Red phase – Earth	540	1,210	2.24	
	Yellow phase - Earth	515	1,810	3.51	
	Blue phase-Earth	496	1,130	2.28	

巻線の絶縁抵抗値は全て日本の一般的な基準である 100M Ohm を満足している。成極指数も全ての発電機において基準となる 1.5 を超えている。これらのことから、固定子巻線の状態は「良」と判断される。絶縁抵抗値の測定記録のない 4 号機については、3 相一括での絶縁抵抗値による成極指数が 1.5 を超えていることと最近 2 年間不具合が生じていないことから、5 号機と同じ程度であると推定される。

巻線以外については、2、3 号機の固定子鉄心温度が高く、90°C 前後で推移している。ただし、温度上昇限度の 100°C 範囲内であり、引き続き経過を観察することで運転は継続することが可能であると判断される。

予備品に関しては、主要なものについては発電所内に保管されている。

2) 対応策

発電機単体では更新の必要はないが、7.3.1 項で述べられた水車更新を実施する場合は、以下の理由から発電機は励磁装置を含めて更新すべきである。

- 既に発電機の耐用年数は過ぎており、老朽化が進んでおり、水車更新後の近い将来に再度発電機を更新する必要がある。今回一括更新することによって、当該発電機の停止期間を大きく減少させることができる。

- 水車更新に伴い、発電機軸受に加わるスラスト力が変わることから、軸受の改造が必要となる。特に出力増となった場合、大幅な改造が必要となる。
- 水車出力が増強された場合は、発電機出力を増加させる必要があり、発電機を更新する必要がある。

水車更新後の発電機出力については、水車の増出力にあわせ、9.8MVA から 11MVA に増加させる必要がある。

(2) 変圧器

1) 劣化診断結果と対策

以下に変圧器の絶縁抵抗値を示す。

Table 7.7 Insulation Resistance of Generator Transformer for Unit 1, 2, and 3 in Old Lax. H. P. S.

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	Remark
Red phase	HT-E	2,160	Date of measurement: Unknown Measurement voltage: Unknown
	LT-E	3,000	
	HT-LT	3,420	
Yellow phase	HT-E	2,160	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	3,000	
	HT-LT	3,420	
Blue phase	HT-E	2,160	
	LT-E	3,000	
	HT-LT	3,420	

**Table 7.8 Insulation Resistance of Unit 4 Generator Transformer
in Old Laxapana H. P. S.**

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	Remark
Red phase	HT-E	1,610	Date of measurement: Unknown Measurement voltage: Unknown
	LT-E	2,700	
	HT-LT	4,000	
Yellow phase	HT-E	1,610	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	2,700	
	HT-LT	4,000	
Blue phase	HT-E	1,610	
	LT-E	2,700	
	HT-LT	4,000	

**Table 7.9 Insulation Resistance of Unit 5 Generator Transformer
in Old Laxapana H. P. S.**

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	Remark
Red phase	HT-E	545	Date of measurement: Unknown Measurement voltage: Unknown
	LT-E	236	
	HT-LT	795	
Yellow phase	HT-E	570	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	212	
	HT-LT	800	
Blue phase	HT-E	545	
	LT-E	226	
	HT-LT	805	

全ての絶縁抵抗値は、100M Ohm を上回っている。

外観点検の結果では、異常は見当たらなかった。また、最近 2 年間の事故記録においても、変圧器本体の不具合による事故は発生していない。

よって、当面の間は健全に運転が行われると判断される。しかし、外観検査のみで正確に劣化を診断することは困難であることから、将来の更新判断のために、自動温度記録計の設置や定期的な油ガス分析の実施といった劣化診断データを収集することを推奨する。

1、2、3 号発電機に一括して接続される変圧器の容量は、40MVA で、3 台の水車が更新され、単機 9MW に増出力したとしても、十分な容量である。水車と発電機の更新後、変圧器は引き続き使用することが可能である。

予備品については、不足が認められることから、CEB は適切な予算措置を講じ、予備品の確保に努める必要がある。

(3) その他の電気設備

1) 劣化診断結果と対策

11kV 主回路は、CEB の Rehabilitation Plan Stage I and II において更新されており、今回の調査においては特記すべき不具合はなかった。

132kV 開閉装置については、外観点検の結果では、異常は見つからなかった。また、最近 2 年間の事故記録によれば、開閉器の不具合による事故は発生していない。よって、11kV および 132kV 回路は、使用を続けることは可能である。

その他の機器について、軸受用潤滑油ポンプの信頼性が低いという不具合がある。これは老朽化だけでなく、不適切な電動機構成に起因している。潤滑油ポンプシステムは、交流電動機と直流電動機を併用している。この方式は、信頼性の高い潤滑油ポンプの構築に対しては、すでに時代遅れの方式となっている。所内停電時に、この方式ではしばしば潤滑油ポンプの停止が発生する。この停止は、本方式を使って所内停電時に運転可能な電動機を特定することが難しいためである。この不具合は、発電所の信頼度に直結するといえる。このため、発電機の更新時において所内全停時に停電しにくい直流装置から電源の供給を受けられるように潤滑油ポンプを直流電動機に変更するかあるいは、インバータを設置し直流電源から交流電源を確保できるように変更する必要がある。

これら「その他の機器」の予備品状況については、変圧器と同じ状況であり、CEB は適切な予算と予備品の確保が必要である。

7.3.3 制御装置

(1) 制御・保護装置

1) 劣化診断結果

1994～1995 年と 2003 年にかけて発電所の制御・保護装置をデジタル方式に更新している。また、蓄電池も 1994 年に更新されており、最新化が図られている。デジタル方式の制御・保護装置は 2 組設置されており、1 組目である SCADA No.1 が 1、2 および 3 号機と所内回路用、2 組目の SCADA No.2 は 4 および 5 号機と開閉所用である。

旧配電盤室（別添 Appendix C-3、配置図および写真参照）に設置されていた旧制御・保護装置は撤去されていないが、デジタル方式に更新した 2003 年以降はほとんどの機能が使用不可能となった。一部、New Laxapana 発電所の遠方制御卓、Norton と Laxapana ダム監視盤およびマイクロ通信設備が残っている。水車、発電機の制御は、旧配電盤室に設置された Cathode-Ray Tube (CRT) を使い 4 名の直員（この他に運転責任者 1 名、機器監視直員 2 名）で行っている。すでに更新されている水車、発電機（含む调速機装置、励磁装置）、主回路機器、送電線、所内回路、蓄電池充電装置、補機電源盤（Motor Control Center: MCC）等の

制御・保護装置は新配電盤室（別添 Appendix C-3、配置図および写真参照）に設置されている。但し、更新された雑電源盤だけは、水車発電機室にて設置してある。

更新されたデジタル式制御保護装置については、一部予備品が不足しており、故障箇所の復旧が未完の所もあるので、早急に、それらの補修計画を立てる必要が有る（添付 Appendix C-4 調査資料参照）。

旧配電盤室は、New Laxapana 発電所の遠方制御を行っている。Canyon、Polpitiya および Wimalasurendra 発電所の旧式の遠方制御卓もあるが運用された実績は無い。CEB は、将来、全発電所を遠方制御にする希望がある。既に、Polpitiya 発電所との間には、通信設備が完成すれば、デジタル方式による遠方制御が可能になっている。

送電線制御装置の不具合としては、Polpitiya 向け送電線制御盤の機器の状態表示が正常でない。なお、水車、発電機の更新時には、既設調速機装置および励磁装置との整合性の検討が必要である。

2) 対応策

更新された発電所の制御・保護装置全体としては、継続して正常な運用が可能であり、更新は不要である。しかし、上記の表示異常は、基板内の故障であるため、CEB では復旧が困難である。保証期間内であるので、不具合への対応を装置納入者に要求することが必要である。

(2) 制御電源装置

1) 劣化診断結果

本装置の蓄電池は、Old Laxapana 発電所 Stage I（1～3号機）を1994年に、Old Laxapana 発電所 Stage II（4、5号機）を2004年に更新されている。しかし、充電装置は45年以上経過しており、2組ある制御用充電装置の内、1組が故障中である。また、直流制御電源の正極側に地絡現象がある。

無停電制御電源装置は、正常に運用中である。

2) 対応策

制御用の充電装置は、発電所の信頼度を高める為に、CEB は、早急に、故障中の装置の復旧が不可欠である。また、直流制御電源の正極側の地絡現象も早急に調査し復旧する必要がある。

(3) 通信装置

1) 劣化診断結果

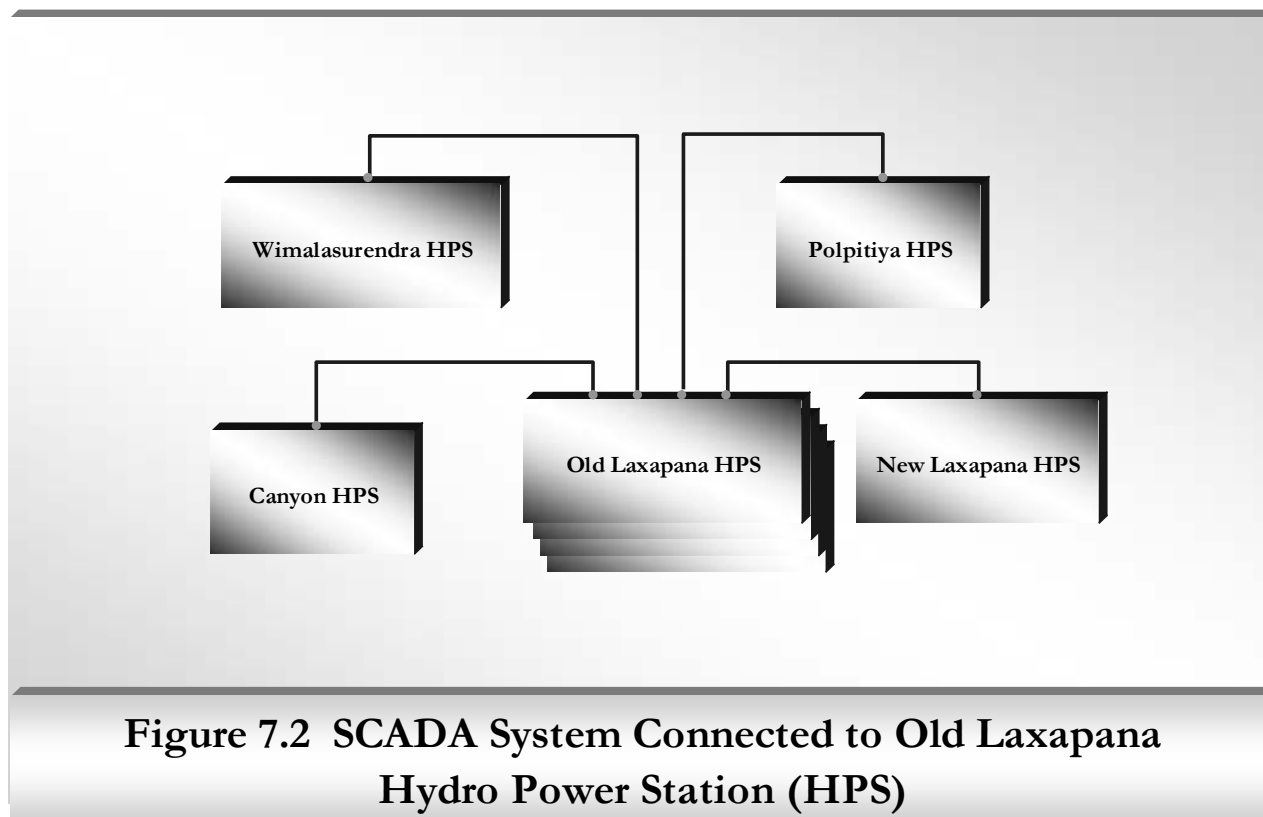
送電線保護装置の信号伝送は、マイクロ波信号方式でなく、電力線搬送方式により運用されているが、伝送容量が不十分である。

ダム水位は、水位計および電話で確認している。

尚、これらの設備は、隣接する New Laxapana 発電所の通信装置も兼ねている。

2) 対応策

CEB は、Old Laxapana 発電所から SCADA システムによる運用を希望している。今回の水車、発電機の更新と共に、各発電所との間に通信線 OPGW を据付ける。この通信線 OPGW の据付けにより、信頼度の高い通信網が完成され、Old Laxapana 発電所から遠方制御が可能になる。Figure 7.2 に、SCADA System Connected to Old Laxapana Hydropower Station に示す。通信側とのインターフェースは、発電所の制御・保護装置の遠方制御項目に合わせて、詳細設計の中で検討する必要がある。



Note: Connecting Cable between Each HPS is Optical Ground Wire (OPGW) of Communicatoin Line

(4) ダム配電線設備

1) 劣化診断結果

Norton ダムの所内電源については、Norton 地区の配電線から受電しており、運用において不具合はないが、老朽化してきている。

2) 対応策

現状において、更新は不要であるが、CEB は、将来の更新に向けた検討が必要である。

7.4 Canyon 発電所の劣化診断結果と対応策

7.4.1 機械設備

(1) 水車

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

水車は良好に運転されている。水車には特に問題となるような劣化は見られない。弱点ピンの破断は、毎年約 5 回発生しており入口トラッシュラックの破損が原因と考えられる。2004 年も 8 月までに 4 回発生した。従ってトラッシュラックの修理を急ぐ必要がある。

カーボンリング製の主軸シールは、約 2 年毎に交換されている。

b) 予備品

補修中の中古予備ランナー 1 個が建屋内に保管されている。

c) 簡易効率試験

簡易効率試験は省略した。理由は運転状態が良好なことから、運開後 1 号機で 21 年、2 号機で 15 年と、5 発電所の中で運転時間が最短であるためである。かつ模型試験報告書、据付時の試験記録が整理されており、高い効率が確認されている。

d) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

弱点ピンの破断以外の問題はない。運転状態は良好であり、CEB からは特別な要求はなかった。

2) 対応策

水車は通常の補修が望ましく、更新は必要ない。パッキング、ガイドベーン軸受、ウエアリングリングなどの予備品の確保が重要である。

Canyon 発電所の水車は、運転開始後 21 年および 15 年が経過しており、オーバーホールを実施することを推奨する。必要な補修、交換は CEB が行う。

(2) 入口弁

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

他の発電所と同様に、入口弁漏水は多い（目視で約 0.5 リットル/s）。バルブシートは少なくとも 1993 年以降交換されておらず、予備品との交換が遅れている。中古バルブシートが発電所建屋に保管されている。また、補修溶接の周期は 5 年以上と報告されている。

b) 予備品

予備バルブシート、シールリングの欠如が、入口弁漏水を生じさせている。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

予備品が不足している。

2) 対応策

更新は不要である。予備品の事前の調達が重要である。必要な部品交換は CEB が行う。

(3) 調速機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

調速機は旧式の機械式であるが、運転状態は良好である。

b) 予備品

予備品は保管されている。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

問題点はない。更新の希望はない。

2) 対応策

更新は不要である。必要な改修は CEB が行う。

(4) その他補機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

問題点なし。

- b) 予備品
予備品は保管されている。
- c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査
問題点はない。更新の希望はない。

- 2) 対応策
更新は不要である。

7.4.2 電気設備

(1) 電気設備全般

- 1) 劣化診断結果と対策
固定子巻線の絶縁抵抗値は、全て日本の一般的な基準である 100M Ohm を超えておりかつ、成極指数 1.5 を超えていることから、固定子巻線の状態は「良」と判断される。

Table 7.10 Insulation Resister of Generator Stator in Canyon H. P. S.

Measurement time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
#1 Stator	Red phase - Earth	3,000	14,000	4.67	Year of measurement: 2004
	Yellow phase - Earth	4,000	15,750	3.94	
	Blue phase - Earth	4,500	22,500	5.00	
#2 Stator	Red phase - Earth	3,500	11,000	3.14	
	Yellow phase - Earth	3,000	8,000	2.67	
	Blue phase - Earth	3,400	11,200	3.29	

1号機絶縁材の一部剥離およびウェッジの緩みが確認されているが、応急処置にて運転が継続されている。

Canyon 発電所の発電機は、運転開始後 21 年および 15 年が経過しており、オーバーホールを実施することを推奨する。1号機については、ウェッジの取替えを実施すべきである。

変圧器の絶縁抵抗値を以下に示す。

Table 7.11 Insulation Resistance of Generator Transformer in Canyon H. P. S.

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
Red phase	HT-E	2,000	9,000	4.5	Month of measurement: Mar. 2003 Measurement voltage: 5,000V Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	2,000	6,500	3.3	
Yellow phase	HT-E	2,500	8,500	3.4	
	LT-E	2,000	6,000	3.0	
Blue phase	HT-E	2,000	7,000	3.5	
	LT-E	2,500	6,000	2.4	
HT-LT		-	2,000	-	

Table 7.12 Insulation Resistance of Generator Transformer in Canyon H. P. S.

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
Red phase	HT-E	4,000	6,000	4.5	Date of measurement: 3rd Feb. 2003 Measurement voltage: 5,000V Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	3,500	9,000	3.3	
Yellow phase	HT-E	3,500	6,500	3.4	
	LT-E	2,500	8,500	3.0	
Blue phase	HT-E	3,000	6,000	3.5	
	LT-E	2,000	7,000	2.4	
HT-LT		-	4,000	-	

絶縁抵抗値は、全て 100M Ohm を超えており、変圧器の状態は「良」と判断される。
そのほかの機器については、年数も新しく、不具合も発見されていないことから、更新する
必要はない。

7.4.3 制御装置

(1) 制御・保護装置

1) 劣化診断結果

制御保護装置（含む所内回路盤）は 2 組あり、一台は 1 号機用、他の一台は 2 号機用である
（Appendix C-3 参照）。一人制御方式の発電所で、使用している継電器は、ほとんど電磁式
である。発電所の保守運用の中では、部分的な補修が実施されており、信頼度の向上が図ら
れている。

制御表示計器類は、一部の不良表示を除き全体的に良好である。故障記録計および温度記録
計は故障中のため、運転員の手書きの運転日誌により管理されている。

継電器の予備品の中には入手に時間を要しているものもあり、静止型保護継電器に更新する
希望が CEB の現場技術者にある。また、ディーゼル発電機の制御装置の補修要求もある。

しかし、全体的には、現状で運用が可能であり、全面的更新の必要はない。

2) 対応策

発電所の制御・保護装置全体としては、直ちに更新する必要はないものの、何れデジタル方式に更新されるものであり、信頼度の向上を目指して 10 年以内を目途に、CEB は、更新時期を検討する必要がある。

(2) 制御電源装置

1) 劣化診断結果

本装置の蓄電池は、2 台の水車、発電機に対して、2 組が設置されている。1 号機側は Oldham-AG 社製と 2 号機側は YUASA 社製であるが、Oldham-AG 社製は、電槽の端子が腐食傾向にある。CEB の現場技術者からも更新の要求がある。

2) 対応策

制御用の 220V 蓄電池は、発電所の信頼度に影響を与えるので、1 号機側の Oldham-AG 社製は更新が望ましい。また、J-POWER の蓄電器の更新基準である 20 年にも達している。CEB は、更新時期の検討をする必要がある。

(3) 通信装置

1) 劣化診断結果

送電線保護装置の信号伝送は、マイクロ波信号方式でなく、電力線搬送方式により運用されているが、伝送容量が不十分である。

ダム水位の遠方表示は無く、電話連絡で運用している。
また、Siemens 社製の新方式が所内の電話用に運用されている。

2) 対応策

CEB は、Old Laxapana 発電所から SCADA システムによる運用を希望している。
依って、Old Laxapana 発電所との間に通信線 OPGW を据付ける。通信側とのインターフェースは、発電所の制御・保護装置の遠方制御項目に合わせて、詳細設計の中で検討する必要がある。

(4) ダム配電線設備

1) 劣化診断結果

Moussakelle ダムの所内電源については、周辺地域の配電線より受電しており、運用において不具合はないが、老朽化してきている。

2) 対応策

現状において、更新は不要であるが、CEB は、将来の更新に向けた検討が必要である。

7.5 New Laxapana 発電所の劣化診断結果と対応策

7.5.1 機械設備

(1) 水車

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

ランナーバケットに有害なキャビテーション壊食は発生していない。一方ニードルサーボモータのパッキングからの漏油があり、仮容器に集められている。

b) 予備品

予備中古ランナーが 1 個発電所建屋内に保管されている。

c) 簡易効率試験

携帯式超音波流量計による流量測定と簡易効率試験が 2 号機で実施された。その結果を Appendix C-1 の Figure 5 に示す。測定された水車効率は保証値よりも高めであるが、その傾向はよく一致している。このことは原設計が優れていたことと、30 年間の保守が良かったことを示唆する。

発電機の単機出力は現在 50MW に制限されている。しかしながら据付時の試験結果報告書と簡易効率試験結果から、ニードルサーボモータの開度を開ければ、運開時の 57MW が得られることが確認できた。しかしながら 57MW での運転は、キャビテーション壊食の可能性があり推奨できない。

d) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

当水車は据付時の性能を保持している。

2) 対応策

調速機更新に伴い使用油圧が上がるので、サーボモータの更新を推奨する。

(2) 入口弁

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

過大な入口弁の漏水は他の発電所と同様であり、予備品との交換が遅れているためである。

現状の排水弁はゲートバルブであるが、ニードルバルブが望ましい。

b) 予備品

予備バルブシート、シールリングの購入は困難のようである。原因は調達価格が高いことと、納入に時間を要するためである。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

予備品の調達遅れが、漏水問題の原因である。

2) 対応策

バルブシート、シールリング交換を含む、通常の補修を行うことを推奨する。排水弁はゲートバルブであるが、ニードルバルブに変更することを推奨する。必要な部品調達と交換はCEBが行う。

(3) 調速機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

調速機は旧式の機械式であるが、保守が容易と言われており、不具合は発生していない。

b) 予備品

機械式調速機は生産が中止されているので、予備品の補給が困難である。スイッチ、スピーダーばねが不足している。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

CEBは更新を希望している。

2) 対応策

当発電所は周波数調整が行われるので、信頼性を向上させるために、発電機の更新に伴い機械式からデジタル式に更新することを推奨する。

(4) その他補機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

圧縮機、グリース給油装置、給水装置が老朽化している。

b) 予備品

予備品の調達は困難である。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

圧縮機、グリース給油装置、給水装置の更新を希望している。

- 2) 対応策
圧縮機、グリース給油装置、給水装置の更新を推奨する。

7.5.2 電気設備

(1) 発電機

1) 劣化診断結果

詳細な分解点検記録はなく、以下に主な事故記録を示す。

- 1号機は1980年に絶縁破壊事故を起こし、固定子巻線を更新している。
- 2001年に回転子巻線の一部に低い分担電圧が認められたことから交換を行っている。

固定子巻線の絶縁抵抗値は、両号機とも100M Ohmを超えており、基準を満足している。成極指数についても全ての発電機において基準となる1.5を超えている。これらのことから、固定子巻線の状態は「良」と判断される。

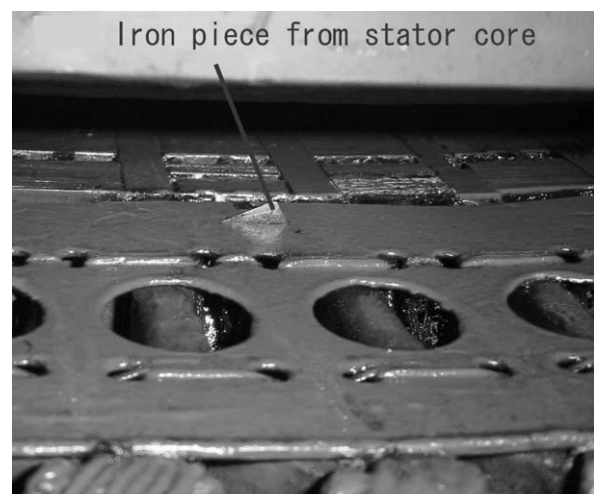
Table 7.13 Insulation Resister of Generator Stator in New Laxapana H.P.S

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
#1 Stator	Red phase - Earth	905	2,920	3.23	Year of measurement: 2004
	Yellow phase - Earth	830	2,960	3.57	
	Blue phase - Earth	840	3,500	4.17	
#2 Stator	Red phase - Earth	850	2,200	2.59	
	Yellow phase - Earth	765	2,380	3.11	
	Blue phase - Earth	1,420	3,200	2.25	

発電機については、電気的には問題はないが、機械的な観点から以下のような深刻な問題を抱えている。

- 2004年4月に発電機鉄心から積層されている鉄心の一部が滑り出ているのが発見されている。これについては、鉄心抑えの緩み、鉄心に巻いている絶縁材の老朽化が原因と考えられる。当時の状況を Picture 7.7 に示す。

鉄心の滑り出しは、発電機に対して深刻なダメージと長期の発電停止を強いる



Picture 7.7 Slipped iron piece

可能性がある。さらに、固定子のウェッジの緩みが、Wimalasurendra 発電所と同様の状態で確認されている。

- 両号機とも発電機軸受に漏油が生じており、漏れた油は回転子の冷却ファンにより固定子に付着している。油の付着は、絶縁材の剥離、軟化を促すとともに、固定子に付着した油にさらに塵芥が付着することにより、絶縁抵抗値の減少、冷却効率の低下といった悪影響を与える可能性がある。発電機の分解を伴うことから、漏油箇所の特定には至っていない。CEB では、対策として月に 2 回発電機を停止し、固定子の清掃を実施している。

主要な予備品は、発電所に保管されている。

2) 対応策

発電機の更新を推奨する。

理由として、CEB は発電機のウェッジの打ち込みなどの補修より信頼性が高く、停止期間の短い対策を強く望んでいる。CEB は New Laxapana 発電所をケラニ川水系の中でもっとも重要な発電所と位置づけている。なぜなら、本発電所の設備出力は、水系内で最も大きいうえ、唯一の周波数調整機能を装備しているからである。

しかしながら、有効な図面がないことから、更新前に発電機を分解し、実際の各部の寸法を確認する必要がある。ただし、この分解調査の実施においては、予想外の不具合が発見されることや、不慣れな据付作業により発電機が長期停止を強いられる可能性が予想される。このため、システムの予備率、出水の状況を見極めた上で、実施時期を決定する必要がある。

さらに、発電機出力については水車を更新しないことから、仕様変更を行う必要はない。

(2) 励磁装置

1) 劣化診断結果と対応策

励磁装置は直流励磁方式であり、この規模の励磁装置において現在主流であるブラシレス励磁方式に比べ、ブラシの清掃等の保守に手間が掛かり、かつ信頼度の低い方式である。

よって、発電機の更新と同時に励磁装置についても更新することが望ましい。

(3) 変圧器

1) 劣化診断結果と対応策

変圧器の絶縁抵抗値を以下に示す。

Table 7.14 Insulation Resistance of Generator Transformer in New Laxapana H.P.S

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
Red phase	HT-E	700	1,180	1.7	Date of measurement: Unknown Measurement voltage: Unknown
	LT-E	840	1,189	1.3	
	HT-LT	1,161	2,840	2.4	
Yellow phase	HT-E	895	2,100	2.5	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	800	1,350	1.7	
	HT-LT	1,780	3,140	1.8	
Blue phase	HT-E	1,030	2,280	2.2	
	LT-E	955	1,700	1.8	
	HT-LT	2,040	3,820	1.9	

Table 7.15 Insulation Resistance of Generator Transformer in New Laxapana H.P.S

Measurement Time		1 min. (M Ohm)	10 min. (M Ohm)	P.I.	Remark
Red phase	HT-E	1,540	2,340	1.5	Date of measurement: Unknown Measurement voltage: Unknown
	LT-E	1,220	3,460	2.8	
	HT-LT	3,220	5,500	1.7	
Yellow phase	HT-E	1,090	2,060	1.9	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	995	2,780	2.8	
	HT-LT	2,160	3,540	1.6	
Blue phase	HT-E	1,370	3,950	2.9	
	LT-E	1,280	3,420	2.7	
	HT-LT	2,520	5,400	2.1	

変圧器の絶縁抵抗値は、100M Ohm を超えている。

外観点検の結果では、異常は見当たらなかった。また、過去2年の事故記録においても、変圧器本体の不具合による事故は発生していない。よって、当面の間は健全に運転が行われると判断される。しかし、外観検査のみで正確に劣化を診断することは困難であることから、将来の更新判断のために、自動温度記録計の設置や定期的な油ガス分析の実施といった劣化診断データを収集することを推奨する。

主要な予備品は、発電所内に保管されている。

(4) その他の電気設備

1) 劣化診断結果と対応策

12.5kV 回路（所内回路を含む）は、運転開始以来使用され続けている。機器の老朽化も進んでいる。よって、発電機の更新に合わせて更新すべきである。

132kV 開閉装置については、外観点検の結果では、異常は見つからなかった。また、過去2年の事故記録においても、開閉器の不具合による事故は発生していない。本開閉装置 19 年

から 23 年間使用されており、まだ耐用年数には達していない。132 k V 回路は引き続き使用は可能である。

所内変圧器には運転継続に影響を与えるような不具合はないが、PCB を絶縁油に使用していることから、環境面の影響を考慮し、早急に所内変圧器を更新すべきである。また、更新した変圧器内の PCB 絶縁油については、発電所内に厳重に保管することを推奨する。

7.5.3 制御装置

(1) 制御・保護装置

1) 劣化診断結果

Old Laxapana 発電所より遠方制御されている。一人制御方式の発電所で、配電盤室（添付 Appendix C-3、配置図および写真参照）に 2 名、発電機室に 2 名の直員がいて、調速機装置および励磁装置の動作確認等、機器の運転状態の監視をしている。配電盤室の制御・保護装置は、一部、静止型の閉塞継電器以外は、電磁式継電器を使用した旧式のものである。調速機装置は機械式で永久調定率が 5% で運用されており、励磁装置は回転増幅器（アンプリダイン）を用いた副励磁機方式である。本発電所は、電力系統の周波数調整の一翼を担っている重要な発電所であり、発電所の制御・保護装置の信頼度向上は不可欠である。

継電器に使用されている電解コンデンサーは J-POWER の寿命基準 12 年を過ぎており、発電所の制御・保護装置全体としても、最新技術を取り入れ、信頼度の向上を図る事が必要である。

2) 対応策

発電所の制御・保護装置の対応策としては、装置の部分補修をするので無く、装置全体に最新技術を取り入れ、信頼度向上を図る事が良策である。特に、CEB は今回の調査にも含まれている 2 箇所の Old Laxapana および Polpitiya 発電所を 2003 年までにデジタル方式に更新している。当該水系全体の効率運用を考慮すると、本発電所も前記 2 箇所の発電所と同等クラス以上に発電所の制御・保護装置を更新する事が必要である。

更新範囲は下記の通りとする。

- a) 制御装置 : 水車・発電機・主要変圧器・開閉所・送電線・所内回路用監視制御盤、調速機制御盤、励磁装置制御盤および制御卓
- b) 保護装置 : 水車・発電機・主要変圧器・開閉所・送電線用保護継電器盤
- c) 予備品 : 上記制御・保護装置用一式

また、本発電所のデジタル制御保護装置の輪郭を Figure 7.3 Control System Configuration for New Laxapana Hydropower Station に示す。

(2) 制御電源装置

1) 劣化診断結果

制御用蓄電池は、1989年に更新されており、良好な状態で正常に使用されている。ただし、蓄電池と充電装置は、1組だけで運転しているので、制御電源の信頼度が低い。また、本装置は、20年以上経過しており、CEBからも更新希望がある。

2) 対応策

発電所の制御・保護装置の更新に合わせて、制御用の220V蓄電池と充電装置を更新する。併せて、無停電制御電源装置を設置して発電所の制御・保護装置の信頼度を向上させる。

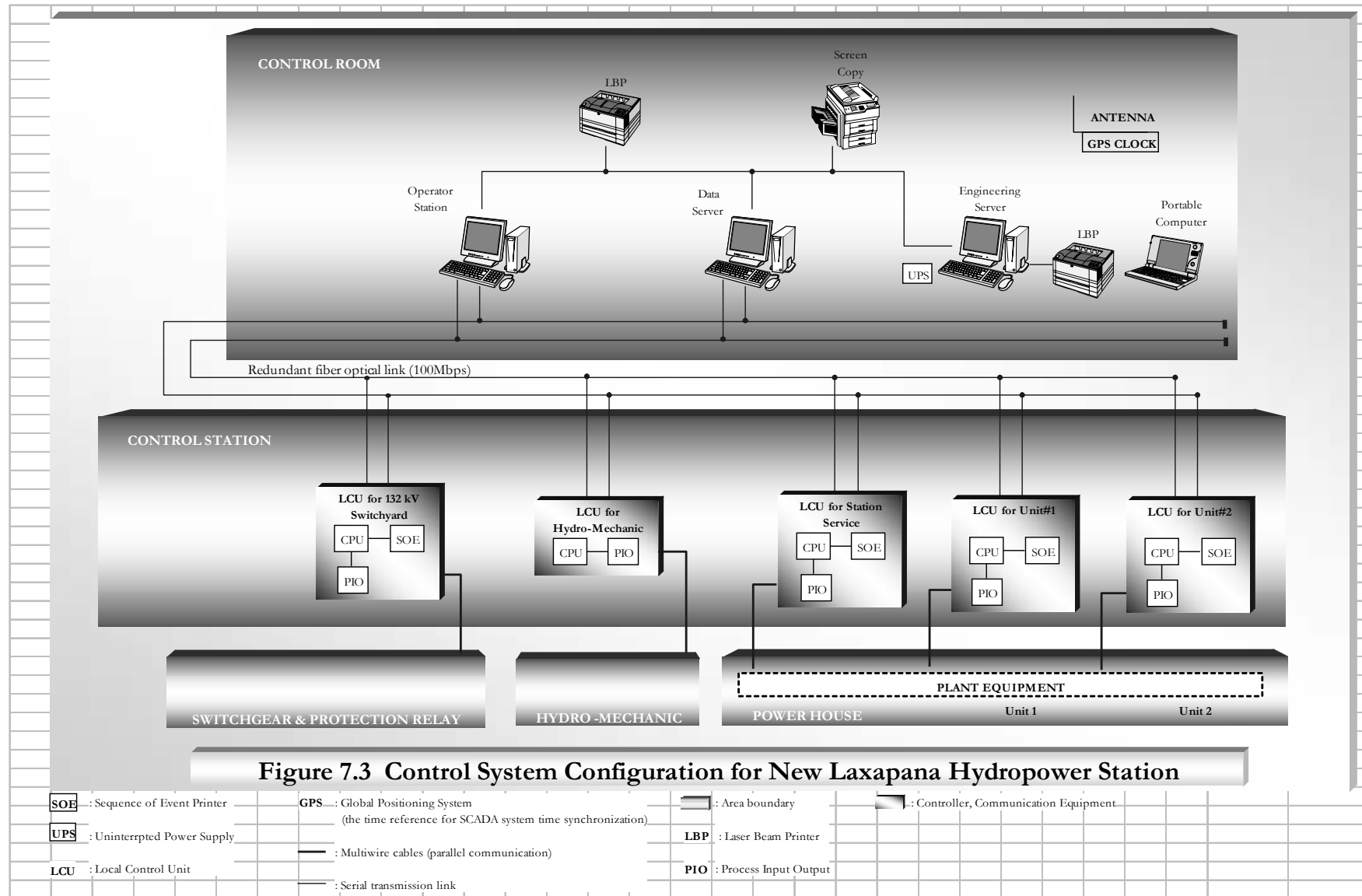
(3) 通信装置

1) 劣化診断結果

本発電所の通信設備は、Old Laxapana 発電所より運用されている。(7.3.3 (3)参照)

2) 対応策

(7.3.3 (3)参照)



(4) ダム配電線設備

1) 劣化診断結果

Canyon ダムの所内電源については、周辺地域の配電線から受電しており、運用において不具合はないが、老朽化してきている。専用の非常用ディーゼル発電機も設置してあるが、30年以上経過しており、老朽化が進んでいる。

2) 対応策

現状において、更新は不要であるが、CEB は、将来の更新に向けた検討が必要である。

7.6 Polpitiya 発電所の劣化診断結果と対応策

7.6.1 機械設備

(1) 水車

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

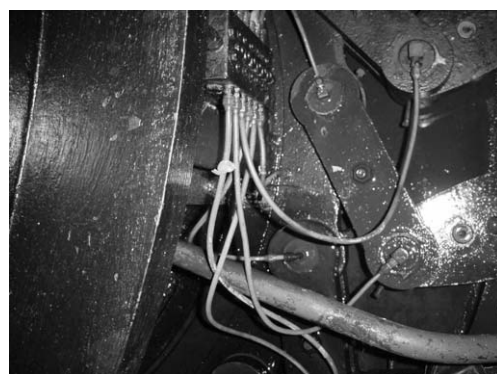
主機是水車による振動のため、発電機出力 5MW、32MW および 37.5MW で運転されている。今回の調査においては、出力 5MW (ガイドベーン開度 16%) と 37.5MW (ガイドベーン開度 72%) の運転で、高い騒音 (聞取りで約 100db) を示した。しかしながら顕著な振動は認められなかった。

2 号機での簡易効率試験時にも、水車軸振れは小さく、発電機出力 36.00MW (有効落差 248.6m、押し込み水頭 - 4.43m) から 4.86MW (有効落差 260.1m、押し込み水頭 - 3.95m) の運転範囲で 0.05mm であった。

しかしながら据付時の給気試験報告書 (振動低減目的) には、給気管形状の改善が記載されている。かつドラフトパイプの入口形状を楕円から円に修正することにより、振動が低減されたと報告されている。さらに、原製作者 (Dominion Engineering Works) は上記運転制限を推奨している (1975 年)。

振動問題に加え、下記の問題がある。

- Picture 7.8 に示すように、ガイドベーン操作機構のガイドリングにクラックが



Picture 7.8 Crack of Guide Ring for Wicket Gate Operating Mechanism of Polpitiya Turbine

発生している。これは溶接肉盛部の応力集中による破断である。クラック部に対して溶接補修が行われているが再発の危険がある。

- 2002年から2004年8月までに、弱点ピンが7回破断している。これは入口トラッシュラックの破損が原因と思われる。
- 主軸封水のカーボンシールが急速に摩耗し、大量の漏水（目視で約3から4リットル/s）が発生している。そのためドラフトパイプの接続ボルトは常に水に晒され腐食の加速が心配される。

水車補修と更新に関しては Table 7.16 に示す事例が報告されている。

Table 7.16 Repair Record of Turbine

項目	日 時		備 考
	1号機	2号機	
ランナー	-----	7 th Aug. 90	
ランナー	20 th Jul. 96	-----	ガイドベーン、操作機構、レバー、リンク等の補修を含む
ランナー	-----	15 th Nov. 97	固定部ウエアリングリング、ガイドベーン軸受、フェーシングプレート等を含む
ランナー	-----	13 th May 02	

ランナーは4～5年ごとに交換され、溶接補修が繰り返されている。1990年以前の補修記録は残されていない。Picture 7.9はランナー補修作業を示す。

発電機上部ガイド軸受は1988年1月20日に交換されたが、水車軸受は運転開始以降、交換されていない。

冷却水不足が報告されている。これは軸受温度の上昇、主軸封水の冷却水不足警報、さらに主機の停止を生じさせる。

最近の軸受油冷却器の補修例を Table 7.17 に示す。かなり頻繁に補修が繰り返されている。



Picture 7.9 Repair Welding of Polpitiya Runner

Table 7.17 Repair Record of Bearing Oil Cooler

項目	日時		備考
	1号機	2号機	
TGB	-----	24 th Feb. 03	
TGB, LGB, T&UGB	1 st Sep. 03	-----	
T&UGB	-----	12 th Jan. 04	

注記：

TGB：水車軸受

LGB：発電機下部軸受

T&UGB：スラスト軸受および発電機上部軸受

b) 予備品

各々に 1 個ずつの水車主軸軸受、ガイドベーン、中古ランナーが保管されている。中古ランナーは補修中であった。

c) 簡易効率試験

携帯式超音波流量計による流量測定と簡易効率試験が 2 号機で実施された。その結果を Appendix C-1、Figure 4 に示す。測定された水車効率は 36 年の運転を考慮したとしても、フランス水車としては低目である。

水車最高効率は発電機出力 36MW で計測されたが、当初設計では最高出力は 40MW であったと言われている。

d) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

前記のように水車は発電機出力 5、32 および 37.5MW でのみ運転されている。調査結果では、振動は当初設計の水車特性に起因すると考えられる。

2003 年に出された CEB Mahaweli River Complex の振動試験報告書には、回転速度の周波数スペクトル (8.33Hz) とその倍数が明確に計測されている。このことは当初設計において、水車ランナーシールの形状に問題があったことを示唆している。

今回の調査では、水車は 2 台とも運転されていたため、押込み水頭は比較的深かった。しかしながら上記の履歴を考えると、今回確認できなかった浅い押込み水頭と高負荷（運転時の最大負荷は 37.5MW ではなく 40MW であったといわれている）の運転における振動問題が現在も存在すると推測される。今回の調査結果に加え振動問題の来歴と運転条件を更に分析することを推奨する。

将来 Broadlands 計画が完成すると、水車の押込み水頭は約 10m 深くなる。このような押込み水頭では、現状行われているドラフトチューブへの自然給気（ランナー出口から発生する渦を低減し、振動を抑制するための給気）が不可能となり、再度振動が増大すると考えられる。

2) 対応策

水車は、現状の運転条件における運転継続は可能である。振動の原因究明のために、分解を伴う詳細調査する必要がある。さらに、調査結果によっては、経済性を確保した上で、水車の埋設部品（ケーシング、ステイリング、埋設配管など）を除き水車一式および補機を更新することが推奨される。

更新水車の仕様検討結果を Appendix C-2 に示す。水車単機出力を 40MW に増加することを推奨する。但し水路系に関しては、更に詳細な検討が必要である。

更新に伴い水車の水スラストが増加する可能性があり、同時に発電機スラスト軸受の更新を推奨する。

更新時期は CEB が検討する。

(2) 入口弁

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

入口弁はバルブシートからの漏水を除けば、大きな問題はない。しかしながら、過大漏水の結果入口弁が 50%開度まで開くと、制御弁との相互作用でバルブディスクが揺動するといわれている。

b) 予備品

バルブシート、シールリングの予備品が不足している。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

予備品不足である。

2) 対応策

予備品を調達し、早急に交換する必要がある。CEB が実施する。

(3) 調速機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

調速機はサーボモータと調速機制御装置を含めて 2003 年に更新された。更新後の油圧は 15.5Mpa (155bar) の高圧である。

不具合としては、アキュムレータの油面低下と圧力低下が報告されている。

b) 予備品
近接スイッチ、圧力スイッチ、レベルスイッチ、ソレノイドバルブ、フィルターポンプ
セットが不足している。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査
調速機としての機能は必ずしも十分ではないようである。

2) 対応策
水車を更新する場合は、既設調速機を流用するケースを前提として検討することを推奨する。
また調速機の圧油システムの圧油シリンダーの容量が不足気味と考えられるので、改造を
検討することを推奨する。

この改造は CEB が行う。

(4) その他補機

1) 劣化診断結果

a) 保守・運転と停止記録

冷却水不足が報告されているが、運転には支障はない。しかし給水装置、排水装置、サー
ビス用空気圧縮機、グリース供給装置が老朽化している。

b) 予備品

上記老朽化装置の予備品が不足している。

c) 目視調査および運転員からの聞き取り調査

給水装置、排水装置、ブレーキ用空気圧縮機、グリース供給装置の更新を希望している。

2) 対応策

給水装置、排水装置、ブレーキ用空気圧縮機、グリース供給装置の更新を推奨する。ブレー
キ用空気圧縮機の調達と交換は CEB が行う。

7.6.2 電気設備

(1) 発電機と励磁装置

1) 劣化診断結果と対策

詳細な分解点検記録は確認されなかった。

固定子巻線の絶縁抵抗値は、日本の一般的な基準の 100M Ohm を満足している。成極指数は、
10 分値の測定結果がないことから確認できなかった。1 号機に関しては、2003 年 1 月と 9

月の結果において、Y相の対地抵抗値が半減していることから、経過観察を続ける必要があるが、その他については、固定子巻線の状態は「良」と判断される。

Table 7.18 Insulation Resister of Generator Stator in Polpitiya H. P. S.

Date		23 rd Jan. 03	2 nd Sep. 03	28 th Apr. 03	Remark
Measurement time		1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	
#1 Stator	R-E	1,170	900	-	
	Y-E	1,900	700	-	
	B-E	1,110	900	-	
#2 Stator	R-E	-	-	1,000	
	Y-E	-	-	1,000	
	B-E	-	-	1,000	

固定子の絶縁状況や発電機の運転年数を考慮する限り、水車更新に伴い発電機を更新する必要はないと判断される。ただし、水車更新前には、以下の対策を実施する必要がある。

- 発電機軸受に加わるスラスト力が変わることから、軸受の改造が必要となる。
- 水車更新作業前に発電機の詳細な劣化診断の実施が必要である。ただし、この診断作業により、予想外の不具合が発見されることや、不慣れな据付作業により発電機が長期停止を強いられる可能性が予想される。

励磁装置については、2003年に励磁制御装置は更新されており、特に問題はない。予備品が十分でないことから、CEBは適切な予算措置を講じ、予備品を発電所において保管する必要がある。

(2) 変圧器

1) 劣化診断結果

Table 7.19 と 7.20 に Polpitiya 発電所の 1、2 号変圧器の絶縁抵抗値を示す。

Table 7.19 Insulation Resister of No.1 Transformer in Polpitiya H.P.S

Date		4 th Mar. 02	23 rd Jan. 03	4 th Mar. 03	17 th June 04	Remark
Measurement time		1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	
Red phase	HT-E	590	590	490	325	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	425	468	408	225	
	HT-LT	700	545	640	450	
Yellow phase	HT-E	360	426	365	325	
	LT-E	390	444	394	225	
	HT-LT	500	462	555	450	
Blue phase	HT-E	250	240	200	80	
	LT-E	400	442	398	190	
	HT-LT	550	458	650	290	

Table 7.20 Insulation Resister of No.1 Transformer in Polpitiya H.P.S

Date		4 th Mar. 02	23 rd Jan. 03	4 th Mar. 03	Remark
Measurement time		1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	1 min. (M Ohm)	
Red phase	HT-E	150	90	70	Legend: HT- High voltage side's terminal LT- Low voltage side's terminal E- Earth
	LT-E	350	200	180	
	HT-LT	400	300	210	
Yellow phase	HT-E	150	300	200	
	LT-E	290	350	300	
	HT-LT	400	600	400	
Blue phase	HT-E	190	200	68	
	LT-E	350	500	130	
	HT-LT	700	700	200	

2) 対応策

不良とされる 100M Ohm を下回る変圧器が 3 台ほどあり、500M Ohm を超える変圧器はない。2002 年の記録と最新の記録を比較すると、全ての変圧器において絶縁抵抗値が低下していることが確認された。

変圧器の巻線の劣化が確認されたことから、早急に全ての変圧器の更新を推奨する。

予備品が十分でないことから、CEB は適切な予算措置を講じ、予備品を発電所において保管する必要がある。

(3) その他の電気設備

1) 劣化診断結果と対策

12.5kV および 132kV 開閉装置については、過去のリハビリテーションにおいて更新されており、外観点検の結果でも、異常は見つかっていない。

所内変圧器は運転継続に影響を与えるような不具合はないが、PCB を絶縁油に使用していることから、環境面の影響を考慮し、早急に所内変圧器を更新すべきである。また、更新した変圧器内の PCB 絶縁油については、発電所内に厳重に保管することを推奨する。

予備品が十分でないことから、CEB は適切な予算措置を講じ、予備品を発電所において保管する必要がある。

7.6.3 制御装置

(1) 制御・保護装置

1) 劣化診断結果

Old Laxapana 発電所と同様に、2003 年に制御・保護装置をデジタル方式に更新している。保守運用の効率化を図ることおよび予備品を共有化できることを考慮すると理想的な方法である。制御用蓄電池は、1998 年に更新されており、当面、問題が無い。但し、水車、発電機の更新時には、既設調速機装置、励磁装置との整合性の検討が必要である。

最新式のデジタル式制御・保護装置（添付 Appendix C-3、配置図および写真参照）は、Old Laxapana 発電所から遠方制御が出来る仕様になっているが、現在は通信設備が未完成で使用されていない。

本発電所の制御・保護装置は、予備品が不足している。これは、更新時の契約仕様書の中で、予備品の納入事項に不備があったためである。（添付 Appendix C-4 調査資料参照）

2) 対応策

2003 年に Old Laxapana 発電所と同時期に更新された発電所の制御・保護装置全体としては、継続して正常な運用が可能であり、更新・補修は不要である。

(2) 制御電源装置

1) 劣化診断結果

本装置の蓄電池は、1998 年に更新されている。無停電制御電源装置は設置されており正常に運用中である。但し、制御用直流電源の正極側に地絡現象が発生している。

2) 対応策

CEB は、制御電源の信頼度を向上させるために、直流制御電源の正極側の地絡現象を調査し、復旧する必要がある。

(3) 通信装置

1) 劣化診断結果

送電線保護装置の信号伝送には、マイクロ波信号方式でなく、電力線搬送方式により運用されているが、伝送容量が不十分である。

2003年に更新された発電所の制御・保護装置は、SCADAシステムによる Old Laxapana 発電所からの遠方制御が可能であるが、通信設備が未完成である。

2) 対応策

CEBは、Old Laxapana 発電所から SCADA システムによる運用を希望している。よって、Old Laxapana 発電所との間に通信線 OPGW を据付ける。通信側とのインターフェースは、発電所の制御・保護装置の遠方制御項目に合わせて、詳細設計の中で検討する必要がある。

(4) ダム配電線設備

1) 劣化診断結果

Laxapana ダムの所内電源については、Old Laxapana 発電所の所内回路から受電しており、運用において不具合はないが、老朽化してきている。

2) 対応策

現状において、更新は不要であるが、CEBは、将来の更新に向けた検討が必要である。

8. リハビリテーション計画

8. リハビリテーション計画

8.1 総括

5章から7章より、劣化診断結果と ODA 融資の必要性および実施方法を Table 8.1 に示す。また、推奨されるリハビリテーション計画の費用と工程を Table 8.2、Table 8.3 および Table 8.4 に示す。この結果と費用および工程は CEB の Generation Projects 部門との確認に基づいている。

**Table 8.1 Present Condition of Each Hydropower Station in Laxapana Complex
(Including civil and hydro-mechanical equipment)**

Legend: Deterioration Level

- A: Immediate rehabilitation is required.
- B: Rehabilitation is required as soon as possible.
- C: Rehabilitation is desirable if conditions, such as budget, allow.
- D: Repair will be required in the future.
- E: There is no necessity for a measure, or observation is required.
- X: To be investigated further (or unknown)

Necessity of ODA Loan

- O: Necessary
- NN: Not Necessary

Phase of Implementation

- SV: Purchase and installation can be started immediately
 - The scope and rang of the rehabilitation is clear.
 - The cost can be estimated precisely.
 - The specification is already prepared or can be prepared immediately
- DD: Detail design work can be started immediately.
 - The scope and range of the rehabilitation is almost clear except details.
 - The cost can be estimated.
 - The detailed design is necessary before implementing rehabilitation work.
- IN: More detailed inspections, which include disassembly investigation, are needed
 - The scope and range of the rehabilitation is not clear.
 - The cost cannot be estimated.
 - Further inspections are necessary before the detail design.

Notice:

- *1 The equipment is use as control and monitor for the turbines, the generators, the transformers, the switchyard and the auxiliary circuit.
- *2 The equipment is use as protection for the turbines, the generators, the transformers, the switchyard and the auxiliary circuit.

Table 8.1		Items	No.	Level	ODA	Phase
Common						
Canyon and Laxapana pound	- Removal sedimentation from the pounds Dredging grab 1m ³ Mobile crane 30t	1 lot	C	O	SV	
Canyon and Laxapana dam	- Dam control system	2 lot	C	O	SV	
Penstock and so on	- Robot for repainting the inside of penstock Blasting and painting machine	1 lot	C	O	SV	
General use	- Small blasting and painting machine	1 lot	B	O	SV	

Table 8.1		Items	No.	Level	ODA	Phase
Wimalasurendra						
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for modification of spillway	1	A	O	IN	
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection for the electro-mechanical equipment	1	A	O	SV	
Turbine	In conjunction with the governors replacement - Wicket gate stem - Wicket gate stem packing - Wicket gate servomotor - Shaft seal packing - Facing plate in bottom ring - Whole stationary wearing ring	2	A	O	DD	
Inlet valve	In conjunction with governors replacement - Modification for the controllers	2	A	NN	-	
	- Seals	2	A	NN	-	
Governor	- Whole	2	A	O	DD	
Pressure oil supply system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Air supply system for governor	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Air supply system for brake	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Grease lubrication system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Water supply system	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Drainage system	- Whole	2	A	O	DD	
Generator	Repair or replacement Case 1: Repair (Rewinding and replacement of the core) Case 2: Replacement	2	A	O	DD	
Exciter	Repair or replacement in conjunction with the generators Case 1: Repair Case 2: Replacement	2	A	O	DD	
AVR	- Whole	2	A	O	DD	
Generator transformer	- Whole	7	A	O	SV	

Table 8.1		Items	No.	Level	ODA	Phase
Wimalasurendra						
11kV main circuit	- Whole	2	A	O	SV	
132kV switchgear	- Whole	6	B	O	SV	
Plant control equipment	- Whole *1	4 lot	A	O	DD	
Protection equipment	- Whole *2	4 lot	A	O	DD	
LV auxiliary circuit	- Whole	1	A	O	DD	
Control power source equipment	- Whole - Installation of UPS	1	A	O	DD	
Diesel generator	- Inspection and repair for the control equipment of the diesel generator	1	C	NN	-	
Communication equipment	- Installation of OPGW and new communication equipment between WPS and Old Laxapana H.P.S.	1	C	O	DD	
Dam distribution equipment		1	D	-	-	
Dam (hydro-mech. & civil)	- Modification of spillway	14	B	O	IN	
Dam (civil)	- Re-drilling of drainage relief holes	-	A	NN	-	
Headrace tunnel (civil)	- Possible collapse	-	A	NN	-	
Outlet (civil)	- Turbulent	-	X	NN	-	

Table 8.1		Items	No.	Level	ODA	Phase
Old Laxapana		(Stage I)				
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for installation of flashboard	1	A	O	IN	
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection for the electro-mechanical equipment	1	A	O	SV	
Turbine	- Whole	3	A	O	DD	
Inlet valve	- Whole	3	A	O	DD	
Governor	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD	
Pressure oil supply system	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD	
Air supply system for governor	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD	
Air supply system for brake	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD	
Oil lubrication system	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD	
Water supply system	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD	
Generator	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD	
Exciter	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD	
AVR	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD	
Generator transformer		4	D	-	-	
11kV main circuit	- In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD	
132kV switchgear	- Repair for operation mechanism of the isolators	13	C	NN	-	
Control equipment for the Unit 1, 2, 3	In conjunction with the turbines and generators replacement - Modification	3 lot	C	NN	-	
Control equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-	
Protection equipment for the Unit 1, 2, 3	In conjunction with the turbines and generators replacement - Modification	3 lot	C	NN	-	
Protection equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-	
LV auxiliary circuit		1	E	-	-	
Control power source equipment	- Repair for the ground phenomenon at positive side	1	C	NN	-	
Diesel generator		1	E	-	-	

Table 8.1		Items	No.	Level	ODA	Phase
Old Laxapana		(Stage I)				
Communication equipment	In conjunction with the communication equipment modification in the other power station in Laxapana complex - Modification	1	C	NN	-	
SCADA System	- Modification and installation of some equipment	1	C	O	DD	
Dam distribution equipment		1	D	-	-	
Dam (hydro-mech. & civil)	- Installation of flashboard	8	C	O	IN	
Penstock valve (hydro-mech.)	- Remote control system	1	C	O	DD	
Right abutment of Dam (civil)	- Leakage	-	X	-	-	
Surge tank (civil)	- Turbulence and explosive noise	-	X	-	-	

Table 8.1		Items	No.	Level	ODA	Phase
Old Laxapana		(Stage II)				
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection	1	E	-	-	
Turbine		2	D	-	-	
Inlet valve	- Seals	2	A	NN	-	
Governor		2	E	-	-	
Pressure oil supply system		2	E	-	-	
Air supply system for governor		2	E	-	-	
Air supply system for brake	In conjunction with the Stage II's generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Oil lubrication system	- Modification	2	C	NN	-	
Water supply system	In conjunction with the Stage II's generators replacement - Whole	2	C	NN	-	
Generator		2	D	-	-	
Exciter		2	D	-	-	
AVR		2	E	-	-	
Generator transformer		7	D	-	-	
11kV main circuit		2	E	-	-	
Plant control equipment	*1	3 lot	E	-	-	
Protection equipment	*2	3 lot	E	-	-	
LV auxiliary circuit		1	E	-	-	

Table 8.1	Items	No.	Level	ODA	Phase
Canyon					
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection	1	E	-	-
Turbine	- Repair	2	C	NN	-
Inlet valve	- Seals	2	A	NN	-
Governor		2	D	-	-
Pressure oil supply system		2	D	-	-
Air supply system for governor		2	D	-	-
Air supply system for brake		2	D	-	-
Lubrication system		2	D	-	-
Water supply system		2	D	-	-
Drainage system	- Modification for the controller	2	C	NN	-
Generator	- Repair of the generators	2	C	NN	-
Exciter		2	D	-	-
AVR		2	D	-	-
Generator transformer		2	D	-	-
Spare generator transformer	- Inspection	1	C	NN	-
12.5kV main circuit	- Purchase of spare parts	2	C	NN	-
132kV switchgear		3	D	-	-
Plant control equipment	*1	4 lot	D	-	-
Protection equipment	*2	4 lot	D	-	-
LV auxiliary circuit		1	D	-	-
Control power source equipment	- Inspection for the battery in Unit No.1	1	C	NN	-
Diesel generator	- Inspection for the control equipment for the diesel generator	1	C	NN	-
Communication equipment	- Installation of OPGW and new communication equipment between Canyon and Old Laxapana H.P.S.	1	C	O	DD
Dam distribution equipment		1	D	-	-
Penstock (civil)	- Erosion in foundation of anchor block concrete	-	C	NN	-
Tailrace (civil)	- Displacement in retaining wall concrete	-	X	NN	-
Intake valve (hydro-mech.)	- Modification of air valve of intake valve	1	B	O	DD

Table 8.1	Items	No.	Level	ODA	Phase
New Laxapana					
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for raking machine and access bridge for the intake	1	A	O	IN
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection	1	A	O	SV
Turbine	In conjunction with the governors replacement - Guide vane servomotors	2	A	O	DD
Inlet valve	In conjunction with the governors replacement - Modification for the controllers	2	B	NN	-
	- Seals	2	A	NN	-
Governor	- Whole	2	A	O	DD
Pressure oil supply system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD
Air supply system for governor	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD
Air supply system for brake	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD
Grease lubrication system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD
Water supply system	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD
Generator	- Whole	2	A	O	DD
Exciter	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD
AVR	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD
Generator transformer		7	D	-	-
12.5kV main circuit	- The circuit breaker for the auxiliary circuit and the auxiliary transformer	2	A	O	DD
132kV switchgear	- Repair for operation mechanism of the isolators	9	C	NN	-
Plant control equipment	In conjunction with the generators replacement - Whole *1	4 lot	A	O	DD
Protection equipment	In conjunction with the generators replacement - Whole *2	4 lot	A	O	DD
LV auxiliary circuit	In conjunction with the generators replacement - Whole	1	A	O	DD
Control power source equipment	- Whole - Installation of UPS	1	A	O	DD
Diesel generator		1	D	-	-
Communication equipment		1	D	-	-
Dam distribution equipment		1	D	-	-
Dam (civil)	- Cavity in foundation rock	-	B	NN	-
Surge tank vicinities (civil)	- Leakage	-	X	NN	-
Penstock (civil)	- Erosion in foundation of anchor block concrete	-	C	NN	-
Tailrace (civil)	- Erosion in concrete wall		C	NN	-
Intake (hydro-mech.)	- Raking machine and access bridge	1	C	O	IN

Table 8.1	Items	No.	Level	ODA	Phase
Polpitiya					
Investigation	- Disassemble inspection for electro-mechanical equipment	1	A	O	IN
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for raking machine and access bridge for the intake	1	A	O	IN
Turbine	- Whole the turbines except embedded parts	2	B	O	IN
Inlet valve	In conjunction with the governors modification - Modification for the controllers	2	B	NN	-
	Seals	2	A	NN	
Governor	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2	B	NN	-
Pressure oil supply system	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2	B	NN	-
Air supply system for governor	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2	B	NN	-
Air supply system for brake	In conjunction with the generators repair - Modification	2	C	NN	-
Grease lubrication system	In conjunction with the turbines replacement - Whole	2	B	O	IN
Water supply system	- Whole	2	B	O	IN
Drainage system	- Whole	2	B	O	IN
Generator	In conjunction with the turbines replacement - Thrust bearing	2	B	O	IN
Exciter		2	D	-	-
AVR		2	E	-	-
Generator transformer	- Whole	7	A	O	SV
12.5kV main circuit	- Auxiliary transformer	2	A	O	SV
132kV switchgear		12	E	-	-
Control equipment for the Unit 1, 2	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2 lot	C	NN	-
Control equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-
Protection equipment for the Unit 1, 2	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2 lot	C	NN	-
Protection equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-
LV auxiliary circuit		1	E	-	-
Control power source equipment	- Repair for the ground phenomenon at positive side	1	C	NN	-
Diesel generator		1	E	-	-
Communication equipment	- Installation of OPGW and new communication equipment between Polpitiya and Old Laxapana H.P.S.	1	C	O	DD
Dam distribution equipment		1	D	-	-
Dam (civil)	Installation of rain gauge station	-	B	O	DD
Spillway (civil)	Reinforcement of spillway	-	X	-	-

Table 8.1	Items	No.	Level	ODA	Phase
Polpitiya					
Intake (hydro-mech.)	Plan for raking machine and access bridge	1	C	O	IN
Intake (civil)	Vortex	-	X	NN	-
Penstock (civil)	Erosion in foundation of anchor block concrete	-	C	NN	-
Powerhouse (civil)	Landslide	-	X	NN	-
Powerhouse (civil)	Leakage in wall concrete	-	C	NN	-
Tailrace (civil)	Erosion in concrete wall	-	C	NN	-

**Table 8.2 Cost of the Rehabilitation Plan
(Including civil and hydro-mechanical equipment)**

Notice: Recommended rehabilitation plan is shown in green area.

Common rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV		- Small blasting and painting machine for general use Total cost: US\$200,000	- Removal sedimentation form Canyon and Laxapana pounds Dredging grab Mobile crane - Dam control system for Canyon and Laxapana pound - Robot for repainting the inside of penstock Total cost: US\$2,500,000
	DD			
	IN			

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area	US\$2,700,000
Engineering fee (10%)	US\$300,000
Contingency (10%)	US\$300,000
Total cost	US\$3,300,000

Wimalasurendra Rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	<ul style="list-style-type: none"> - Disassemble inspection Total Cost: US\$1,200,000 - Generator transformer - 11kV main circuit Total cost: US\$1,800,000 	<ul style="list-style-type: none"> - 132kV switchgear Total cost: US\$3,200,000 	
	DD	<ul style="list-style-type: none"> - Turbine (Some parts replacement) - Governor - Pressure oil supply system - Air supply system for governor - Air supply system for brake - Grease lubrication system - Water supply system - Drainage system - Generator: <ul style="list-style-type: none"> Case 1: Repair Case 2: Replacement - Exciter and AVR - Plant control equipment - Protection equipment - LV auxiliary circuit - Control power source Total cost of case1: US\$8,900,000 Total cost of case 2: US\$12,800,000 		<ul style="list-style-type: none"> - Communication equipment Total cost: US\$400,000
	IN	<ul style="list-style-type: none"> Investigation for modification of spillway Total Cost: US\$300,000 	<ul style="list-style-type: none"> - Modification of spillway [Reference] Cost: US\$5,600,000 	

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost of Case 1	Cost of Case 2
Total cost of the green area (Excluding the cost of investigation and disassembly inspection)	US\$14,300,000	US\$18,200,000
Engineering fee (10%)	US\$1,500,000	US\$1,900,000
Cost of investigation	US\$300,000	US\$300,000
Cost of disassembly inspection	US\$1,200,000	US\$1,200,000
Contingency (10%)	US\$1,600,000	US\$2,000,000
Total cost	US\$18,900,000	US\$23,600,000

Old Laxapana (Stage I) Rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	- Disassemble inspection Total cost: US\$1,200,000		
	DD	- Turbine - Inlet valve - Governor - Pressure oil supply system - Air supply system for governor - Air supply system for brake - Oil lubrication system - Water supply system - Generator - Exciter - AVR - 11kV main circuit Total cost: US\$12,400,000		- Communication equipment Total cost: US\$200,000 - Repair for remote control system of the penstock valve Total cost: US\$200,000
	IN	- Investigation for Installation of flashboard Total cost: US\$300,000	- Flashboard [Reference] Cost: US\$3,200,000	

Old Laxapana (Stage II) Rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV			
	DD	- Air supply system for brake Total cost: US\$100,000		
	IN			

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area in Old Laxapana H.P.S. Stage I (Excluding the cost of investigation and disassembly inspection)	US\$12,600,000
Total cost of the green area in Old Laxapana H.P.S. Stage II	US\$100,000
Engineering fee (10%)	US\$1,300,000
Cost of investigation	US\$300,000
Cost of disassembly inspection	US\$1,200,000
Contingency (10%)	US\$1,500,000
Total cost (The cost includes the cost of rehabilitation plan of Old Laxapana Stage II)	US\$17,000,000

Canyon Rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV			
	DD		- Modification of air valve of intake valve Total cost: US\$300,000	- Communication equipment Total cost: US\$400,000
	IN			

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area	US\$700,000
Engineering fee (10%)	US\$100,000
Contingency (10%)	US\$100,000
Total cost	US\$900,000

New Laxapana Rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	- Disassemble inspection Total cost: US\$1,400,000		
	DD	- Turbine (Some parts replacement) - Governor - Pressure oil supply system - Air supply system for governor - Grease lubrication system - Air supply system for brake - Water supply system - Generator - Exciter - AVR - 12.5kV main circuit - Plant control equipment - Protection equipment - LV auxiliary circuit - Control power source Total cost: US\$15,800,000		
	IN	- Investigation for raking machine and access bridge Total cost: US\$500,000		- Raking machine and access bridge [Reference] Cost: Unknown

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area (Excluding the cost of Investigation)	US\$15,800,000
Engineering fee (10%)	US\$1,600,000
Cost of investigation	US\$500,000
Cost of disassembly inspection	US\$1,400,000
Contingency (10%)	US\$1,800,000
Total cost	US\$21,100,000

Polpitiya Rehabilitation Matrix

Table 8.2		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	- Generator transformer - 12.5kV main circuit Total cost: US\$2,100,000		
	DD		- Installation of rain gauge station Total cost: US\$600,000	- Communication equipment Total cost: US\$400,000
	IN	- Investigation for the turbine Total cost: US\$1,400,000 - Investigation for raking machine and access bridge Total cost: US\$500,000	- Turbine - Grease lubrication system - Water supply system - Drainage system - Generator (Parts replacement) [Reference] Cost: US\$10,00,000	- Raking machine and access bridge [Reference] Cost: Unknown

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area (Excluding the cost of Investigation)	US\$3,100,000
Engineering fee (10%)	US\$400,000
Cost of investigation in the green area	US\$1,900,000
Contingency (10%)	US\$600,000
Total cost	US\$6,000,000

Total cost of recommended rehabilitation plan

Common	US\$3,300,000	
Wimalasurendra	US\$18,900,000	US\$23,600,000
Old Laxapana Stage I (including the cost for Stage II)	US\$17,000,000	
Canyon	US\$900,000	
New Laxapana	US\$21,100,000	
Polpitiya	US\$6,000,000	
Total Cost	US\$67,200,000	US\$71,900,000

Table 8.4 Schedule of the Rehabilitation Plan (Case 2)

Stopping period of the generator	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76
Item																																																																												
1st detail design and supervising																																																																												
Price(k\$)																																																																												
Preparation of bidding document for purchase																																																																												
Bidding																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Design and approval of drawings																																																																												
Manufacturing and shop test																																																																												
Transportation																																																																												
Installation (First unit)																																																																												
Installation (Second unit)																																																																												
3 2nd detail design and supervision																																																																												
[Common Item: Detail design stage]																																																																												
Preparation of bidding document for investigation																																																																												
Bidding																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Preparation of the investigation																																																																												
Investigation work																																																																												
[WPS]																																																																												
Data analysis																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Design and approval of drawings																																																																												
Manufacturing and shop test																																																																												
Transportation																																																																												
Installation (First machine)																																																																												
Installation (Second machine)																																																																												
[Old Laxapana]																																																																												
Data analysis																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Design and approval of drawings																																																																												
Manufacturing and shop test																																																																												
Transportation																																																																												
Installation (First machine)																																																																												
Installation (Second machine)																																																																												
Installation (Third machine)																																																																												
[New Laxapana]																																																																												
Preparation of bidding document for investigation																																																																												
Bidding																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Preparation of the investigation																																																																												
Investigation work																																																																												
Data analysis																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Design and approval of drawings																																																																												
Manufacturing and shop test																																																																												
Transportation																																																																												
Installation (First machine)																																																																												
Installation (Second machine)																																																																												
[SCADA]																																																																												
Design and approval of drawings																																																																												
Manufacturing and shop test																																																																												
Transportation																																																																												
Installation																																																																												
[Civil works]																																																																												
[Hydromechanical works]																																																																												
4 Investigation																																																																												
Preparation of bidding document for investigation																																																																												
Bidding																																																																												
Bidding, evaluation and negotiating																																																																												
Approval of the contract																																																																												
Award of the contract																																																																												
Preparation of the investigation																																																																												
Investigation work																																																																												
Data analysis																																																																												
Reporting and submission																																																																												
[Civil works]																																																																												

9. 運転保守管理

9. 運転保守管理

9.1 土木構造物

9.1.1 保守管理の現状

土木構造物に対する運転保守管理の現状を把握するために、現地において聞き取り調査を行った。

洪水吐ゲート操作に関して、CEB は各ダム毎に、貯水池水位・ゲート放流量・ゲート開度の関係を示した洪水吐の容量曲線を備えていた。これは洪水時の放流作業には大切な情報であり、例外を除いて、洪水吐ゲート操作は適切に行われてきたと考えられる。例外とは、ゲート故障によるダムにおける越流および、集中豪雨による異常ダム水位上昇である。

土木構造物の維持管理に関して、CEB は定期点検も劣化診断も行っておらず、さらに、点検すべき構造物・点検項目・点検頻度・点検手順等を記した点検マニュアルも備えられていない。

9.1.2 保守点検マニュアルおよび劣化診断

本レポートに添付されている通り、CEB の保守点検方法確立のため、保守点検マニュアルを作成した。このマニュアルは J-POWER が使用しているマニュアルをベースに英訳したものであり、巡視・点検・測定等に関する実施頻度・チェック項目・報告様式が示されている。これらの内容は現地の実態を勘案のうえ見なおす必要がある。

設備劣化診断について、J-POWER は必要に応じて重要な構造物についての劣化診断を行ってきた。近年、土木学会によりコンクリート構造物劣化診断についてその基本的考え方が示されたが、実際の水力発電所保守業務に適用するにはさらなる検討が必要であり、今後の課題である。ここでは、いずれ導入されると考えられるコンクリート構造物の設備劣化診断の基本的考え方を記すにとどめる。

設備劣化診断の主な目的は、中性化・塩害・化学反応・アルカリ骨材反応・疲労により起こるコンクリートの劣化を物理的試験に基づいて予測し、適切な対策時期の立案に資する情報を得ることである。この目的を達成するために、最初におこなうことは、社会的影響や経済的影響を考慮のうえ構造物の重要性を認識することである。例えば、ダムは破壊するとその影響は甚大であることから、重要構造物と判断できる。一方で、発電所周りに施工される排水側溝などは、それが破壊してもその影響は小さいことから重要構造物とは考えられない。これらの観点から、それぞれの構造物について保守点検業務における重要度を定める必要がある。

重要構造物と定められたものは、一軸圧縮試験等の物理的試験によりその物性を調べる必要がある。なお、物理的試験は構造物の劣化曲線を求めるために行うものであり、数年の間隔をおいて何度か実

施しなければならない。Figure 9.1 は劣化曲線の概念図を示したものである。劣化曲線が得られれば、それは対策工実施の適切な時期を示してくれる。

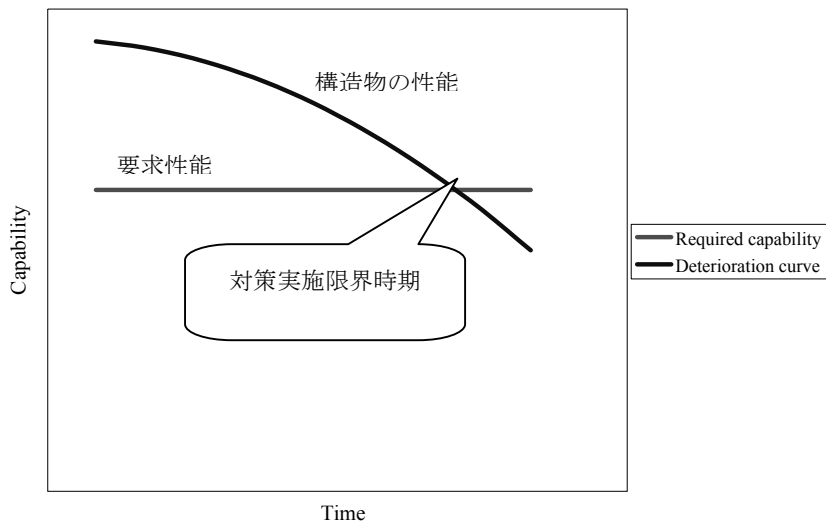


Figure 9.1 Image of Deterioration Curve

重要構造物とみなされないものは、物理試験の必要はなく、劣化曲線を求める必要もない。しかしながら、保守点検マニュアルにしたがって、保守点検業務は実施し、破壊された構造物が放置されないようにしなければならない。

9.2 水力機械設備

9.2.1 現状

CEB は Laxapana 電力所を中心に、下記の補修工事の実施および計画がなされている。これらの補修は CEB の直営により実施されているが、費用、人員および停止などの制約から十分な補修がなされていないのが実情である。

(1) 水圧鉄管の補修工事

- 溶接部の腐食個所のタッチアップ塗装 (New Laxapana)
- 伸縮継手の漏水の補修 (New Laxapana)
- 古い水圧鉄管の管厚計測 (Old Laxapana)

(2) ゲートおよびスクリーン

1) 洪水吐ゲート

- 開閉装置のワイヤーロープの交換 (Polpitiya)
- 腐食個所のタッチアップ塗装 (Polpitiya)
- フラッシュボードの清掃および塗装 (Wimalasurendra)
- 年1回のゲート操作試験 (Canyon)

2) 取水口ゲート

- 取水口ゲート、バルクヘッドゲート、除塵機およびガントリークレーンの補修 (Wimalasurendra)
- ニードルバルブの漏水補修の計画 (Wimalasurendra)

3) 放水口ゲート

- 放水口ゲートの補修 (Canyon)

4) スクリーン

- 取水口スクリーンの補修 (Polpitiya)

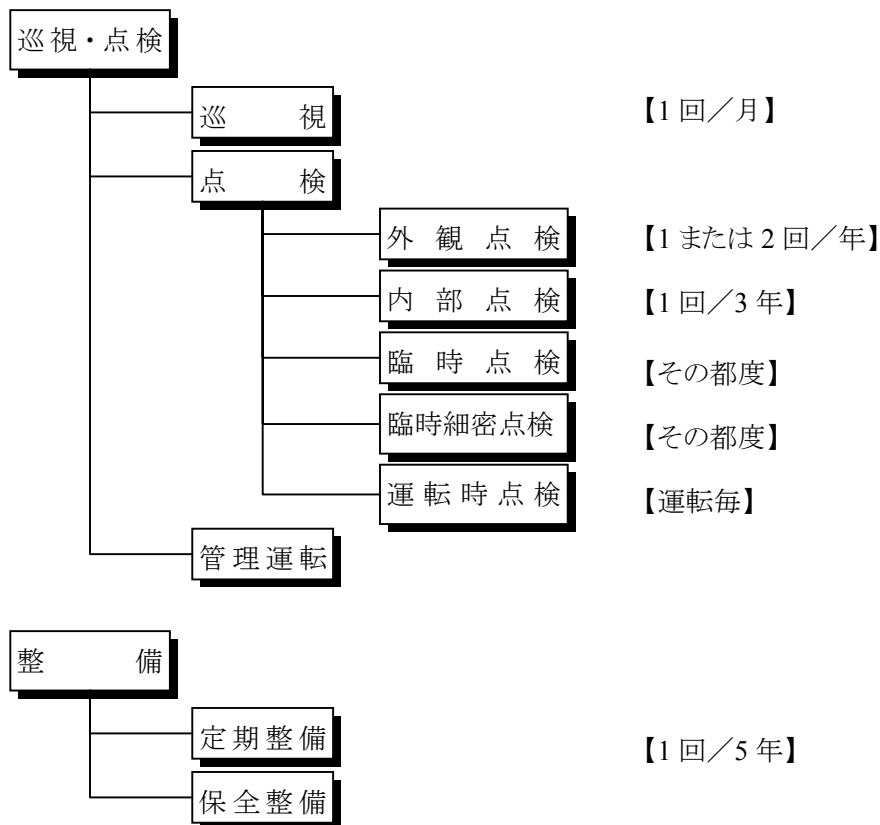
9.2.2 課題

(1) 保守管理マニュアルの整備

CEB では、上記に述べた水力機械設備の補修は、実施されているが、今後、設備の経年が進むため、より定期的な巡視・点検および整備等が行われ、事故の防止と設備の延命化が望まれる。

J-POWER における水力機械設備の巡視・点検の一般的体系は、下記の通りであり、保安規定に基づいた巡視・外観点検・内部点検・臨時点検等が定められている。最近では経年劣化した設備の機能確認のため劣化診断を実施し、従来の巡視・点検を補完している。
 これらを参考に CEB における水力機械設備の保守管理マニュアルが整備されることが望まれる。

J-POWER 水力機械設備 点検・整備の例



(2) 保守における重要課題

一般に、水力機械設備のような鋼構造物は、腐食と疲労により設備の寿命が決まると言われている。特に水力機械設備では、補修塗装や塗替塗装の実施が設備延命化の点から極めて重要である。また、ダム放流時における事故防止の点からは洪水吐ゲートのワイヤロープを含めた開閉装置と予備動力設備の整備が重要である。

なお、設備の巡視点検の面からは、洪水吐ゲートのトラニオン部にアクセスする階段、梯子および手摺が、水圧鉄管では点検路の整備等が望まれる。

9.2.3 保守技術資料

水力機械設備の保守管理の参考となる技術資料を巻末に添付する。

(1) 水力機械設備の保守管理

本稿は、水門鉄管技術基準（(社) 水門鉄管協会）から保守管理に関する規定等を抜粋して作成したものである。

(2) 点検マニュアル

J-POWER の水力機械巡視・点検要領から水圧鉄管およびラジアルゲートの点検項目を抜粋したものである。

(3) 設備診断マニュアル

J-POWER の水力機械設備診断マニュアルから診断の概要を抜粋したものである。

(4) 塗替塗装マニュアル

J-POWER の塗替塗装管理要領より塗膜の劣化診断に関する部分を抜粋したものである。

9.3 電気機械設備

9.3.1 現状

CEB における電気機械設備に対する点検は日本と同様に、定期点検と事故点検とに分けられている。さらに、定期点検には、日常点検、月例点検、オーバーホールがある。

CEB が実施している点検内容について、日常点検は「清掃主体とデータ収集」、月例点検は「清掃と目視点検」、オーバーホールは「特性測定および消耗品の交換」と説明できる。

(1) 日常点検

通常、日常点検における清掃は、発電機の停止時などを利用し実施されており、データの収集は、発電所の監視制御室にてデータシートを用いて毎時間収集されている。

このデータシートは、Laxapana Complex 内の発電所によって異なっている。

以下に参考として、Polpitiya 発電所の点検項目を示す。

- ブレーキ、调速装置の油圧
- 水車ケーシングの水圧
- ガイドベーンとガイドベーンリミッターの位置
- 界磁回路の電圧および電流
- 発電機の電圧、電流、有効電力、無効電力および力率
- 主要変圧器の油温および巻線温度
- 主要変圧器の流量
- 所内回路の電圧、電流
- 直流回路の電圧、電流
- 各送電線の電圧、電流、有効電力
- 発電機の発生電力量と所内回路の消費電力量（1日1回計測）

(2) 月例点検

月例点検の実施日は、毎月決定される。月例点検の周期は、原則月に2回である。Canyon 発電所の点検項目を、Appendix C-5 に示す。ほとんどの項目は、目視点検である。また、これに加えて発電所ごとに以下のような独自項目が存在している。

- Wimalasurendra 発電所では、コイルの下降が2002年に発見されている。この不具合は、応急措置が施されているのみである。このため、月例点検ごとにコイル位置は確認されている。

- New Laxapana 発電所では、軸受からの漏油があり、これが発電機固定子に吹き付けられている。このため、固定子の目視点検と清掃が月例点検で実施されている。
- Polpitiya 発電所では、雨季の土砂流入により主軸封水シールの磨耗が激しいことから、月例点検ごとにシールの交換を実施している。

(3) オーバーホール

オーバーホールの目的は、絶縁抵抗測定、油分析、補機の分解点検といった特性の測定である。Canyon 発電所の主要なオーバーホール項目を参考として Appendix C-5 に示す。

9.3.2 課題

(1) 日常点検

日常点検の回数は適当である。

機械の点検の観点から、温度記録管理が重要である。自動記録計が温度管理に適した手段である。しかし、自動記録計を装備した発電所においても、自動記録計が記録紙の不足により運転されていない。また、運転員が記入するデータシート上においても、温度記録項目は電圧や電流、有効電力といった電気関連項目に比べ少ない。

電気関連項目については、適当である。

(2) 月例点検

CEB は各発電所に対して、月例点検項目を規定しており、その該当項目は点検において実施され、適切に保管されている。この点検項目および点検周期は適切である。

制御・保護装置に関しては、各計器、継電器の特性試験を実施した結果が整定値に対して許容範囲以内である事の確認と、そのデータを整理しておく必要がある。

また、作業終了後、営業運転可能な状態において、起動・停止のシーケンス試験を実施し、そのデータを整理しておく必要がある。

(3) オーバーホール

特性測定方法の統一が図られていない。例えば、絶縁抵抗測定時間について、同じ機械に違う測定時間に基づいた測定記録が存在している。通常、異なる測定時間による測定結果を劣化診断のデータとして使用することは困難である。この測定時間の相違は、単に需給状況の逼迫に

よる測定時間の圧迫だけでなく、各発電所独自の点検マニュアルの欠如によって引き起こされていると推測される。

さらに、発電機や水車に対する分解点検が、定期的なオーバーホールの中に組み込まれていない。このため、内部で発生した不具合は、運転に影響を与えない限り放置される傾向にある。

制御・保護装置に関しては、月例点検と同様にデータを整理しておく必要がある。さらに、作業終了後、営業運転可能な状態において、その時点における落差で負荷遮断試験を実施し、そのデータを整理しておく必要がある。

9.3.3 推奨される点検回数と項目

(1) 日常点検

発電所に設置されている全ての自動記録計は、運用を再開させるべきである。

CEB は、以下の項目を日常点検のデータシートの追加することを検討することを推奨する。

- 水車、上部、下部およびスラスト軸受温度
- 固定子コイル温度

(2) 月例点検およびオーバーホール

月例点検とオーバーホールの項目は、製作者説明書に基づいていると推測される。一般的に、製作者説明書の点検項目は、電気機械設備の劣化診断には不十分である。日本における全ての電力会社は、独自の点検項目とマニュアルを持っている。各社の点検項目は、製作者説明書のものだけでなく、据付調整記録、事故復旧記録といった各社の過去の経験に基づいたものである。Appendix C-6 に、J-POWER の主な点検項目と点検周期を示す。ここに記載されている J-POWER の Periodical inspection は内容的に CEB の月例点検およびオーバーホールの項目をあわせたものに近い。

各発電所における独自のオーバーホールマニュアルを作成することも重要である。CEB 独自のマニュアルは CEB 内部に同一の測定方法の徹底を促すだけでなく、オーバーホールについての共通認識を共有することを促す。

マニュアルは、簡単なほどよいことから、J-POWER が本調査において Old Laxapana 発電所の簡易流量測定において使用したマニュアルを参考として Appendix C-6 に示す。

10. 經濟・財務分析

10. 経済・財務分析

10.1 経済分析

経済・財務分析の対象は、電気設備主機の更新が必要な Wimalasurendra（経年 40 年）、Old Laxapana（Stage I）（経年 54 年）、New Laxapana（経年 30 年）の 3 発電所とする。

水力発電設備は会計上の耐用年数以上の実耐用年数があるので、それを考慮してリハビリテーション計画を策定している。経済・財務分析を行うにあたってこの実耐用年数を考慮し、J-POWER の実績等を勘案し、土木設備・電気設備それぞれについて以下の通り考えた。

	会計上の耐用年数	実耐用年数	
土木構造物	50 年	100 年	
電気機器	35 年	主機	50 年
		その他	25 年

リハビリテーション計画は技術的な見地から十分検討されるが、複数の計画が考えられる場合は、改善される発電効率、停止時間、将来の維持管理費用の差などを考慮してケースごとに検討していくものとした。経済分析の対象となる各発電所のリハビリテーション計画の詳細は「7. 電気機械設備」で述べているとおりだが、主機については以下の通りの計画である。

(1) Wimalasurendra 発電所

ケース 1： 発電機本体は更新せずに固定子巻線の巻替えによる補修をおこなう。
その後は発電機のメンテナンスを必要に応じて行い使用を継続する。

ケース 2： 発電機の更新を行う。

(2) Old Laxapana（Stage I）発電所

水車および発電機の更新を行う。

(3) New Laxapana 発電所

発電機の更新を行う。

10.1.1 経済便益の推計

便益については、リハビリテーションが実施されない場合に別途必要となる、ピーク対応の発電所として適切な代替火力発電設備を設定し、その建設費および燃料費を含む運転維持費を便益とする。ここではガスタービン発電所をその代替火力発電設備とする。

経済便益の kW 価値、kWh 価値を求める上で、水力発電とガスタービン発電とのエネルギーロスを調整するために、kW 価値補正係数 1.13788、kWh 価値補正係数 0.98454 を用いた。詳細の計算は Table 10.1 に示すとおりである。

これにより、kW 価値補正係数を用いて導かれる発電所の出力は以下のように設定される。

Power Station	Capacity	Alternative Gas Turbine Plant
Wimalasurendra	50MW (25MW*2)	56.9MW
Old Laxapana (Stage I)	25MW (8.33MW*3)	28.5MW
New Laxapana	100MW (50MW*2)	113.8MW

Ceylon Electricity Board が発行している「Long Term Generation Expansion Plan 2005-2019」(以下「LTGEP」) からこれらの特性を持った発電所の建設コスト、維持管理費、耐用年数を Wimalasurendra 発電所および Old Laxapana (Stage I) 発電所には 35MW 相当のガスタービン発電施設より、New Laxapana 発電所には 105MW 相当のガスタービン発電施設より準用し以下のように設定する。

	Wimalasurendra Old Laxapana (Stage I)	New Laxapana
純建設コスト	US\$ 586.6/kW	US\$ 398.9/kW
維持管理費の固定費分	US\$ 6.29/kWh/year	US\$ 4.75/kWh/year
維持管理費の変動費分	US\$ 0.420/kWh	US\$ 0.315/kWh
会計上の耐用年数	20 年	20 年

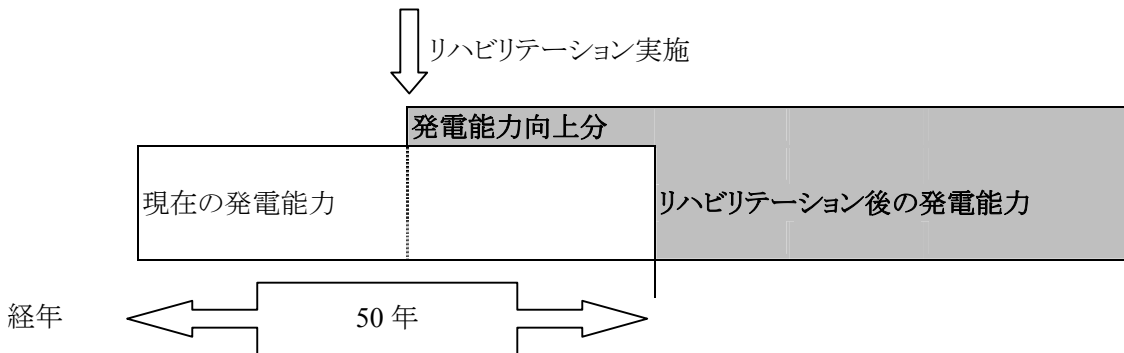
これにより Table10.2 のとおり、Wimalasurendra 発電所および Old Laxapana (Stage I) 発電所について kW 価値は US\$ 85.56/kW、kWh 価値は US\$ 95.42/MWh、New Laxapana 発電所について kW 価値は US\$ 58.72/kW、kWh 価値は US\$ 72.01/MWh が導かれる。これらに各発電所のリハビリテーションによる効果を考慮して便益を算出した結果が以下のとおりである。

(単位: 千US\$)

Power Station	kW価値	kWh価値
Wimalasurendra (50MW) (年間発電電力量112GWh)		
現状	4,278	10,687
リハビリテーションCase1後	4,278 (0%の向上)	10,687 (0%の向上)
リハビリテーションCase2後	4,278 (0%の向上)	10,794 (1%の向上)
Old Laxapana (Stage I) (25MW) (年間発電電力量143GWh)		
現状	2,139	13,645
リハビリテーション後	2,310 (8%の向上)	15,009 (10%の向上)
New Laxapana (100MW) (年間発電電力量552GWh)		
現状	5,872	39,751
リハビリテーション後	5,872 (0%の向上)	40,148 (1%の向上)

リハビリテーションの便益のイメージは以下の図に表すとおり、電気設備主機の実耐用年数である経年 50 年目まではリハビリテーションによる効率向上分のみを便益として考える。経年 51 年目以降については、リハビリテーションにより機能回復がなされたものとし、全体の発電能力を便益として考慮した。

【リハビリテーションによる便益のイメージ】



ただし、Old Laxapana 発電所は既に運転開始より 54 年経過していることから、リハビリテーションが終了した時点より、全体の発電能力を便益として考慮した。

また、リハビリテーションの実施に伴う運転停止が及ぼす kW 価値の減少、および停止期間中に発生電力量の減少がある場合には、それぞれ便益から控除した。工期にあわせた停止期間と減少電力量については、Wimalasurendra 発電所がケース 1 を行う場合を Table 10.3 に、ケース 2 を行う場合を Table 10.4 に示すとおりである。

10.1.2 経済費用の推計

プロジェクトの積算工事費は外貨部分および内貨部分で構成されており、そのうち外貨部分はその90%を占める。積算された工事費のうち内貨部分に関しては変換係数を用いて経済費用に変換した。変換係数はCEBと協議した結果0.9を用いた。経済費用としての工事費は以下およびTable 10.5に示すとおりである。ただし、Wimalasurendra発電所のケース1については、抜本的なりハビリテーションを行ったわけではないので、今後経常的に何らかの修繕費用がかかるものと考えられる。そこで経常的な補修費用として5年ごとに1,000千US\$計上した。なおCommon Itemの費用については各発電所に按分することとし、その比率はWimalasurendra発電所5%、Old Laxapana発電所30%、Canyon発電所30%、New Laxapana発電所30%、Polpitiya発電所5%とした。

(単位: 千US\$)

純工事費			
Power Station	合計額	外貨分	内貨分
Wimalasurendra			
(Case1)	19,066	17,159	1,907
(Case2)	23,766	21,389	2,377
Old Laxapana (Stage I)	17,990	16,191	1,799
New Laxapana	22,090	19,881	2,209

(単位: 千US\$)

経済費用			
Power Station	合計額	外貨分	内貨分
Wimalasurendra			
(Case1)	18,875	17,159	1,716
	経常補修費として5年 ごとに百万US\$計上		
(Case2)	23,528	21,389	2,139
Old Laxapana (Stage I)	17,810	16,191	1,619
New Laxapana	21,869	19,881	1,988

維持管理費は実際のコストを考慮して人件費と機器調達費用を計上した。また主機の更新を実施した場合には、維持管理費が10%削減できるものとして設定した。これらについて、Wimalasurendra発電所はケース1および2をTable 10.6に、Old Laxapana (Stage I)発電所はTable 10.7に、New Laxapana発電所はTable 10.8に示すとおりである。

10.1.3 経済分析の結果

以上の条件のもと、リハビリテーション計画に関する経済的費用と経済的便益を比較して、超過便益 (B-C)、便益費用比率 (B/C) および経済的内部収益率 (EIRR) の 3 つの指標を算出し、経済的に実施可能かどうかを判断した。具体的には超過便益 (B-C) は正数、便益費用比率 (B/C) は 1 以上、経済的内部収益率 (EIRR) は割引率以上であった場合、経済的に実施可能といえる。なお、ここで用いた割引率は CEB との協議により 10%を用いた。計算結果については以下および Table 10.9 から Table 10.11 に示すとおりである。

Power Station	B - C	B/C	EIRR	Reference
Wimalasurendra (Case1)	45,087千US\$	3.95	21.91 %	Table 10.9.1
(Case2)	44,008千US\$	3.52	20.49%	Table 10.9.2
Old Laxapana (Stage I)	87,018千US\$	7.26	45.60%	Table 10.10
New Laxapana	50,083千US\$	4.39	15.65%	Table 10.11

これらの数値からわかるように、どの発電所のリハビリテーション計画も十分に経済的価値を有している。

Wimalasurendra 発電所については、必要に応じて不具合箇所を修理するようなリハビリテーションを実施するケース 1 のほうが、初期投資額が小さいことから、ケース 2 より高い経済性が結果として出る。しかしケース 1 は発電機を全面更新していないことから、将来における他の部品の故障という不確定要素があり、それについてさらに検討するため、このケース 1 では経常的な補修費用としてすでに計上している 5 年ごとの百万 US\$ のほかに、本リハビリテーションと同程度の発電停止期間を伴う 5 百万 US\$ の特別の補修工事を、時期を少しずつずらしながら計上し試算を行い、ケース 2 との比較を行った。その結果は Table 10.12.1 と Table 10.12.2 に示すとおり、経年 62 年目と 63 年目を境に経済性が逆転し、経年 62 年目までにこの補修工事が発生するならば、ケース 2 のようにすぐに発電機そのものの更新を行ったほうが経済的であるといえ、経年 63 年目以降にこの補修工事が発生するならば、ケース 1 のように必要に応じて補修を行っていくほうが経済的になると考えられるものとなった。

10.2 EIRR の感度分析

10.2.1 リハビリテーション工事費の変動

リハビリテーションの工事費が変動した場合について分析した結果、いずれの発電所のプロジェクトも元々高い経済性を有しているため、多少の工事費の変動に対してはその経済性を失うことはない。試算として B-C がマイナスあるいは B/C が 1 以下、あるいは EIRR が 10%以下となるような工事費の変動率は、Wimalasurendra 発電所のケース 1 は 293%増加したとき、ケース 2 は 250%増加したと

き、Old Laxapana (Stage I) 発電所は 623%増加したとき、New Laxapana は 339%増加したときである。詳細は Table 10.13 に示す。

10.2.2 燃料費の変動

代替火力として設定した条件のうち、燃料費の変動について感度分析を行った。しかしこれも燃料費の変動に対し敏感に影響を受けることはなく、仮に 1 バーレル 10US\$以下まで暴落したとしても、すべてのプロジェクトにおいて経済性を有し続ける結果がでた。詳細は Table 10.14 に示す。

10.2.3 Without プロジェクトの限界点

仮にリハビリテーションを実施しなかった場合に、発電所が完全に故障し機能停止に陥ってから、緊急的にリハビリテーションを行うことを想定したときに、その時期と経済性について感度分析を行った。

想定として、それぞれの発電所で 1 台が故障した時点で、故障していない残りのユニットについても 1 台目に続いて順次全て更新することとした。つまり Wimalasurendra 発電所と New Laxapana 発電所は 2 台、Old Laxapana (Stage I) 発電所は 3 台とも更新するように、1 台目が故障した時点で発注準備に入るという前提である。条件は以下の通りである。

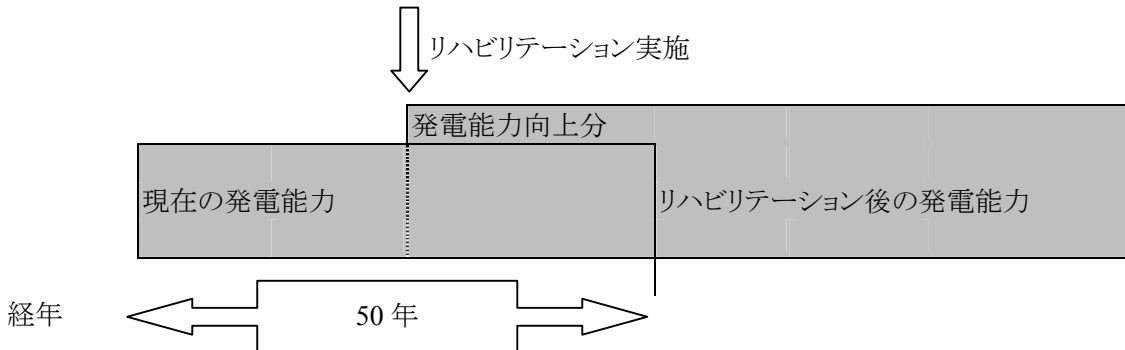
- いずれの発電所も 1 台目が故障してから 44 ヶ月後に 1 台目の据付け工事に着手できるものとして停止期間を設定した。

Power Station	1号機	2号機	3号機
Wimalasurendra	44ヶ月(故障) +7ヶ月(更新)	7ヶ月(更新)	—
Old Laxapana (Stage I)	44ヶ月(故障) +7ヶ月(更新)	7ヶ月(更新)	7ヶ月(更新)
New Laxapana	44ヶ月(故障) +7ヶ月(更新)	7ヶ月(更新)	—

- 工事費は、予定通り更新する場合と同じとした。
- 更新は停止中のものから先に行い、1 台ずつ行うものとした。

なおここでは以下のイメージのとおり、リハビリテーションが行われる前の既存の発電設備による便益も含めて評価対象とする。費用も同様に扱う。

【リハビリテーションによる便益のイメージ】



運転停止に伴う kW 価値および、発電電力量の減少分についての詳細は Table 10.15 に示すとおりである。

計画的にリハビリテーションをせずに運転を継続し、突然機能停止した場合、停電の可能性が高まる。停電が起きると LTGEP で述べられているように、電力供給がなされない場合の経済費用 (Cost of Energy Not Served) が発生する (0.74US\$/kWh)。ここでは、Table 10.16、Table 10.17、Table 10.18 に示すとおり各発電所が停止した場合に影響するスリランカ国内の停電確率 (Loss of Load Probability) の変化を CEB に算出してもらい、そこから増加した停電リスク (時間) を導き Cost of Energy Not Served を計上した。なお、停電確率の変化は、10 年間平均 (2010 年–2019 年) 値を採用した。ただし、この Cost of Energy Not Served は機能停止する年には当然計上されるが、次年度以降はこの Cost of Energy Not Served と、新規ガスタービン火力発電所の建設費および運転維持費を比較して、費用の小さいほうを計上することとした。試算の結果は Figure 10.1、Table 10.19、Table 10.20、Table 10.21 および以下に示す通りである。

Wimalasurendra 発電所

経年 50 年 (2014 年) の時点で運転停止になるような故障をして更新を行う場合に、計画的に更新を行う場合の経済性を上回る結果となった。つまりこの Wimalasurendra 発電所が経年 50 年を迎える前に故障で停止し、更新が必要になるのであれば、結果的には更新を行っておいたほうが良かったということになる。

Old Laxapana (Stage I) 発電所

経年 65 年 (2015 年) の時点で運転停止になるような故障をして更新を行う場合に、計画的に更新を行う場合の経済性を上回る結果となった。つまりこの Old Laxapana (Stage I) 発電所が経年 65 年を迎える前に故障で停止し、更新が必要になるのであれば、結果的には更新を行っておいたほうが良かったということになる。

New Laxapana 発電所

経年 46 年（2020 年）の時点で運転停止になるような故障をして更新を行う場合に、計画的に更新を行う場合の経済性を上回る結果となった。つまりこの New Laxapana 発電所が経年 46 年を迎える前に故障で停止し、更新が必要になるのであれば、結果的には更新を行っておいたほうが良かったということになる。

10.3 財務分析

経済分析によって得られた最も有効なリハビリテーション計画について、財務分析結果としてリハビリテーション計画に関する財務的費用と財務的便益を比較して、財務的内部収益率（FIRR）を算出した。

10.3.1 財務的便益の推計

便益については、財務的便益として電力料金単価をベースにした想定売電収入を使用した。ここでは Statistical Digest 2003 の平均電力料金の 7.68 Rs/kWh および年間平均発電電力量を採用した。電力料金に付加される付加価値税 VAT は、電気料金の 15%が一度政府に納められるが、ほぼ全額が CEB に還付されることから全額を CEB の収入として考える。販売電力量については、発電電力量から 19.2%のロス分を控除した上で用いた。

10.3.2 財務的費用の推計

財務的費用については、リハビリテーションの工事費およびそれに伴う維持管理費の削減分を、財務的価格を使用して積算した。すなわち純工事費のうち、外貨分および内貨分ともに VAT15%が付加され、さらに外貨分には輸入関税として 3%および輸入課徴金として 10%を加味した。その結果は以下の表と Table 10.22 に示すとおりである。

(単位: 千 US\$)

Power Station	純工事費		
	合計額	外貨分	内貨分
Wimalasurendra			
(Case1)	19,066	17,159	1,907
(Case2)	23,766	21,389	2,377
Old Laxapana (Stage I)	17,990	16,191	1,799
New Laxapana	22,090	19,881	2,209

(単位: 千US\$)

Power Station	財務費用		
	合計額	外貨分	内貨分
Wimalasurendra (Case1)	24,550	22,358	2,193
	経常補修費として5年ごとに百万US\$計上		
(Case2)	30,602	27,869	2,733
Old Laxapana (Stage I)	23,165	21,096	2,069
New Laxapana	28,444	25,904	2,540

10.4 財務分析の結果

以上の条件のもと、リハビリテーション計画に関する財務的費用と財務的便益を比較して、財務的内部収益率（FIRR）を算出し、財務的に実施可能かどうかを判断した。計算結果については以下および Table 10.23、Table 10.24、Table 10.25 に示すとおりである。

Power Station	FIRR	Reference
Wimalasurendra (Case1)	14.15%	Table 10.23.1
(Case2)	12.82%	Table 10.23.2
Old Laxapana (Stage I)	28.86%	Table 10.24
New Laxapana	14.23%	Table 10.25

これらの数値からわかるように、どの発電所のリハビリテーションも十分に財務的価値を有していることがいえる。

10.5 FIRR の感度分析

10.5.1 工事費の変動

リハビリテーションにおける工事費が変動した場合について FIRR の分析を行った。

工事費がマイナス 50%からプラス 50%までの範囲で変動した場合および、FIRR が 10%以下となるような変動値について、分析を行った。その結果については Table 10.26 に示すとおりである。

経済性が確保できる工事費の増加率は、Wimalasurendra 発電所のケース 1 で 66%増、ケース 2 については 45%増、Old Laxapana (Stage I) 発電所は 257%増、New Laxapana 発電所は 187%増という計算結果になっており、やはり FIRR においても工事費の変動に対して十分な余裕を有している。

10.5.2 電気料金単価の変動

電気料金単価がマイナス 50%からプラス 50%までの範囲で変動した場合および、FIRR が 10%以下となるような変動値について、分析を行った。その結果については Table 10.27 に示すとおりである。

経済性が確保できる最低の電気料金単価の低減率は、Wimalasurendra 発電所のケース 1 については 40%減、ケース 2 については 31%減、Old Laxapana (Stage I) 発電所は 71%減、New Laxapana 発電所は 65%減という計算結果になっており、やはり電気料金の変動に対しても十分な余裕を有している。

10.6 ODA ファイナンス

10.6.1 ODA ファイナンスの分析

プロジェクト用資金については、主として政府開発援助 (ODA) から財源を調達することとし、返済能力を分析することとする。

これらよりローン融資条件は、以下のように設定した。

融資条件		根拠
外国融資資金：	全事業費の 90%	このリハビリテーション計画が発電機や水車など電気機械関係が全事業費の中で大きな割合を持ち、その資源のほとんどが海外より調達するものと考えられるため。
	利率は年 1.5% 返済期間は 30 年 (10 年間の措置期間含む)	国際協力銀行 (JBIC) の円借款供与条件のから低所得開発途上国 (1 人あたり GNI が 736US\$以上 1,415US\$以下) の一般条件より引用。
国内融資資金：	全事業費の 10%	
	利率は年 13% 返済期間は 20 年 (4 年間の措置期間含む)	各機関からの資金援助の実績より引用。Table 10.28 参照。

所得税は過去 5 年間総額で収益がある場合、当年度の所得に 35%がかかるものと設定した。

ODA ファイナンスの分析手法として、年間純利益／年間元利返済額を示す DSCR (Debt Service Coverage Ratio)、および利益／投下資本を示す ROI (Return on Investment)、ローンライフ間における元利返済前利益／投資資本を示す LLCR (Loan Life Coverage Ratio) の指標を求め、分析を行った。その結果は以下のとおりとなっており、ROI は低い外国融資資金利率の影響でさほど高い値には

なっていないが、DSCR および LLCR は 1.5%前後といわれる標準的な値を大きく上まわっており、高い返済能力を示した。詳細は Table 10.29、Table 10.30、Table 10.31 に示す。

Power Station	DSCR	ROI	LLCR
Wimalasurendra (Case1)	3.365	8.3%	2.996
(Case2)	2.772	8.3%	2.473
Old Laxapana (Stage I)	6.227	8.4%	5.328
New Laxapana	7.515	8.6%	5.577

10.7 ODA ファイナンスの感度分析

10.7.1 電気料金単価の変動

電気料金単価がマイナス 50%からプラス 50%までの範囲で変動した場合について、分析を行った。その結果については Table 10.32 に示すとおりである。

これからわかるとおり、電気料金単価の変動に対して十分な余裕を有しているといえる。なお、経済性が確保できる電気料金単価の低下率は、Wimalasurendra 発電所のケース 1 で 70%減、ケース 2 については 64%減、Old Laxapana (Stage I) 発電所は 82%減、New Laxapana 発電所は 84%減という試算結果がでた。

10.7.2 外国融資資金の利率の変動

外国融資資金の年利率が 1%から 15%までの範囲で変動した場合について、分析を行った。その結果については Table 10.33 に示すとおりである。

これからわかるとおり年利率の変動に対して十分な余裕を有しているといえる。なお経済性が確保できる年利率は、Wimalasurendra 発電所のケース 1 で 12%、ケース 2 については 10%、Old Laxapana (Stage I) 発電所は 29%、New Laxapana 発電所は 10%という試算結果が出た。

Table 10.1 Adjustment Factor, Power Value and Energy Value

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

Item	Hydropower System		Gas Turbine Power Generation System	
Station Use	0.50%	a	2.00%	e
Forced Outage	0.50%	b	8.00%	f
Planned Outage	1.90%	c	8.20%	g
Transmission Loss	4.00%	d	1.00%	h
kW-Adjustment Factor	-		1.13788	i
kWh-Adjustment Factor	-		0.98454	j

- Note:
1. $i = (1-a) * (1-b) * (1-c) * (1-d) / (1-e) * (1-f) * (1-g) * (1-h)$
 2. $j = (1-a) * (1-d) / (1-e) * (1-h)$

Table 10.2 Power Value and Energy Value

Calculation of Power Value (kW-Value)

Item	Unit	Gas Turbine Power Generation System		
		35MW	105MW	
kW Construction Cost*1	US\$/kW	586.6	398.9	a
Plant Life	Years	20	20	b
Discount Rate	%	10.00%	10.00%	c
Capital Recovery Factor		0.11746	0.11746	d
Fixed OM Cost	US\$/kW/yr	6.29	4.75	e
Power Value (KW-Value)	US\$/kW	85.56	58.72	f

Note: 1. $f = (e+a*d)*(kW\text{-adjustment Factor.})$

Calculation of Energy Value (kWh-Value)

Item	Unit	Gas Turbine Power Generation System		
		35MW	105MW	
Fuel Type		Auto Diesel		
Fuel Price*1	US\$/Gcal	3,030	3,030	a
Heat Content	kcal/kg	10,550	10,550	b
Thermal Efficiency	%	28.10%	30.10%	c
Heat Rate	kcal/kWh	3,060.0	2,310.0	d
Fuel Amount	kg/kWh	0.29005	0.21896	e
Fuel Cost	US\$/kWh	0.09272	0.06999	f
Variable OM Cost	US\$/kWh	0.420	0.315	g
Energy Value (kWh-Value)	US\$/MWh	95.42	72.01	h

Note: 1. $h = (f+g/100)*(kWh\text{-adjustment Factor}) *1,000$
2. *1 US\$42.70/bbl at Colombo

Table 10.3 Outage Term (1)

Outage Term of Wimalasurendra P/S Pmax = 50 MW (2units) Outage for Rehabilitation
Case 1

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
E (2003) (MWh)	4,892	3,922	6,867	8,976	12,204	11,129	6,805	4,403	4,315	5,599	5,246	8,748	83,106
Adjusted E (MWh)	6,593	5,286	9,254	12,097	16,447	14,998	9,171	5,934	5,815	7,546	7,070	11,789	112,000
Max. E by 1 unit (MWh)	18,600	16,800	18,600	18,000	18,600	18,000	18,600	18,600	18,000	18,600	18,000	18,600	219,000
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	30
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	30	31	30	31	122
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	31	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Loss(US\$1,000) per Year

kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-176 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-164 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-715 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-2,139 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-346 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year

Outage Term of Old Laxapana Stage I P/S Pmax = 50 MW
Stage I 25 MW (3 units) Stage II 25 MW (2 units)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
E (2003) (MWh)	12,632	10,139	18,583	23,176	28,999	28,556	23,616	19,375	15,680	16,491	13,982	20,632	231,861
Adjusted E (MWh)	15,582	12,506	22,922	28,588	35,770	35,224	29,130	23,899	19,341	20,342	17,247	25,450	286,000
Max. E by St.I & 2 unit (MWh)	31,000	28,000	31,000	30,000	31,000	30,000	31,000	31,000	30,000	31,000	30,000	31,000	365,000
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	31	0	0	0	0	0	31
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	334
Outage (days)	0	0	0	0	-4,770	-5,055	0	0	0	0	0	0	-9,825
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	0	0	304
Outage (days)	0	0	0	0	-4,770	-5,055	0	0	0	0	0	0	-9,825
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Loss(US\$1,000) per Year

kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-61 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-652 US\$1,000/year
kWh loss	-938 US\$1,000/year
kW loss	-594 US\$1,000/year
kWh loss	-938 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year

Outage Term of New Laxapana P/S Pmax = 100 MW (2 units)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
E (2003) (MWh)	25,765	18,036	17,341	17,520	51,778	50,576	47,604	44,100	52,626	43,561	48,275	48,589	465,771
Adjusted E (MWh)	30,535	21,375	20,551	20,764	61,364	59,939	56,417	52,264	62,369	51,626	57,212	57,584	552,000
Max. E by 1 unit (MWh)	37,200	33,600	37,200	36,000	37,200	36,000	37,200	37,200	36,000	37,200	36,000	37,200	438,000
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-20,384	-20,384
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	306
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-24,164	-23,167	-19,217	-15,064	-25,518	-14,426	-20,528	-20,384	-162,468
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	31	28	31	30	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Loss(US\$1,000) per Year

kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-249 US\$1,000/year
kWh loss	-1,468 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-2,461 US\$1,000/year
kWh loss	##### US\$1,000/year
kW loss	-965 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year

Table 10.4 Outage Term (2)

Outage Term of Wimalasurendra P/S

Pmax = 50 MW (2units)

Outage for Rehabilitation

Case 2

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
E (2003) (MWh)	4,892	3,922	6,867	8,976	12,204	11,129	6,805	4,403	4,315	5,599	5,246	8,748	83,106
Adjusted E (MWh)	6,593	5,286	9,254	12,097	16,447	14,998	9,171	5,934	5,815	7,546	7,070	11,789	112,000
Max. E by 1 unit (MWh)	18,600	16,800	18,600	18,000	18,600	18,000	18,600	18,600	18,000	18,600	18,000	18,600	219,000
2006													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007													
Outage (days)	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	30
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008													
Outage (days)	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	30	31	30	31	122
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010													
Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	0	0	304
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Loss(US\$1,000) per Year

kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-176 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-164 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-715 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-1,781 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year

Outage Term of Old Laxapana Stage I P/S

Pmax = 50 MW

Stage I 25 MW (3 units)

Stage II 25 MW (2 units)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
E (2003) (MWh)	12,632	10,139	18,583	23,176	28,999	28,556	23,616	19,375	15,680	16,491	13,982	20,632	231,861
Adjusted E (MWh)	15,582	12,506	22,922	28,588	35,770	35,224	29,130	23,899	19,341	20,342	17,247	25,450	286,000
Max. E by St.I & 2 unit (MWh)	31,000	28,000	31,000	30,000	31,000	30,000	31,000	31,000	30,000	31,000	30,000	31,000	365,000
2006													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	31	0	0	0	0	0	31
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010													
Outage (days)	0	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	334
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-4,770	-5,055	0	0	0	0	0	0	-9,825
2011													
Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	0	0	304
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-4,770	-5,055	0	0	0	0	0	0	-9,825
2012													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Loss(US\$1,000) per Year

kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-61 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-652 US\$1,000/year
kWh loss	-938 US\$1,000/year
kW loss	-594 US\$1,000/year
kWh loss	-938 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year

Outage Term of New Laxapana P/S

Pmax = 100 MW (2 units)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
E (2003) (MWh)	25,765	18,036	17,341	17,520	51,778	50,576	47,604	44,100	52,626	43,561	48,275	48,589	465,771
Adjusted E (MWh)	30,535	21,375	20,551	20,764	61,364	59,939	56,417	52,264	62,369	51,626	57,212	57,584	552,000
Max. E by 1 unit (MWh)	37,200	33,600	37,200	36,000	37,200	36,000	37,200	37,200	36,000	37,200	36,000	37,200	438,000
2006													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	31	0	0	0	0	31
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	-15,064	0	0	0	0	-15,064
2009													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	31	61
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-20,528	-20,384	-40,912	
2011													
Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-24,164	-23,167	-19,217	-15,064	-25,518	-14,426	-20,528	-20,384	-162,468
2012													
Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Loss(US\$1,000) per Year

kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-249 US\$1,000/year
kWh loss	-1,085 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year
kW loss	-491 US\$1,000/year
kWh loss	-2,946 US\$1,000/year
kW loss	-2,936 US\$1,000/year
kWh loss	-11,700 US\$1,000/year
kW loss	0 US\$1,000/year
kWh loss	0 US\$1,000/year

Table 10.5 Pure Construction Cost & Economic Cost

Foreign portion is estimated to be 90% of total cost
Pure construction cost of local portion is calculated into Economic cost by conversion factor 0.90

Wimalasurendra P/S

Case 1 (Repair as required)

(Unit: US\$1,000)

Item	Pure Construction Cost			Economic Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	19,066	17,159	1,907	18,875	17,159	1,716
2. Annual Disbursement						
2006	1,157	1,041	116	1,145	1,041	104
2007	4,724	4,251	472	4,676	4,251	425
2008	1,053	947	105	1,042	947	95
2009	7,630	6,867	763	7,554	6,867	687
2010	4,058	3,653	406	4,018	3,653	365
2011	349	314	35	346	314	31
2012	94	85	9	93	85	8

As repair cost 1,000 (US\$1,000) in every 5years

Case 2(Scheduled replace)

(Unit: US\$1,000)

Item	Pure Construction Cost			Economic Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	23,766	21,389	2,377	23,528	21,389	2,139
2. Annual Disbursement						
2006	1,257	1,131	126	1,245	1,131	113
2007	5,868	5,281	587	5,809	5,281	528
2008	1,346	1,212	135	1,333	1,212	121
2009	9,712	8,741	971	9,615	8,741	874
2010	5,137	4,624	514	5,086	4,624	462
2011	445	400	44	441	400	40
2012	0	0	0	0	0	0

Old Laxapana Stage I P/S

(Unit: US\$1,000)

Item	Pure Construction Cost			Economic Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	17,990	16,191	1,799	17,810	16,191	1,619
2. Annual Disbursement						
2006	716	645	72	709	645	64
2007	4,323	3,891	432	4,280	3,891	389
2008	176	159	18	175	159	16
2009	8,077	7,270	808	7,997	7,270	727
2010	2,699	2,429	270	2,672	2,429	243
2011	1,907	1,717	191	1,888	1,717	172
2012	90	81	9	89	81	8

New Laxapana P/S

Item	Pure Construction Cost			Economic Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	22,090	19,881	2,209	21,869	19,881	1,988
2. Annual Disbursement						
2006	935	842	94	926	842	84
2007	5,295	4,766	530	5,242	4,766	477
2008	230	207	23	228	207	21
2009	277	250	28	275	250	25
2010	10,013	9,011	1,001	9,912	9,011	901
2011	5,222	4,699	522	5,169	4,699	470
2012	118	106	12	117	106	11

Table 10.6 O & M Cost of Wimalasurendra P/S

	Unit	
Personal Cost (technician)	Rs/year	13,200,000
Average Personal Salary	Rs/year	200,000
Number of Person for Wimalasurendra PS	Person	66
Parts Procurement Cost	Rs/year	4,000,000
Total		17,200,000
	(US\$)	166,032 = 170 (US\$1,000)
(Parts Procurement cost ; 2millionRs/year for 1 unit.)		
Adjustment factor for case1 (Repair as Required)	0%	
	(US\$)	166,032 = 170 (US\$1,000)
Adjustment factor for case2 (Scheduled Replace)	-10%	
	(US\$)	149,428 = 150 (US\$1,000)

Table 10.7 O & M Cost of Old Laxapana P/S

	Unit	
Personal Cost (technician)	Rs/year	22,800,000
Average Personal Salary	Rs/year	200,000
Number of Person for Old Laxapana PS	Person	114
Parts Procurement Cost	Rs/year	6,000,000
Total		28,800,000
	(US\$)	278,006 = 280 (US\$1,000)
(Parts Procurement cost ; 2millionRs/year for 1 unit.)		
Adjustment factor for Scheduled Replace	-10%	
	(US\$)	250,206 = 250 (US\$1,000)

Table 10.8 O & M Cost of New Laxapana P/S

	Unit	
Personal Cost (technician)	Rs/year	9,200,000
Average Personal Salary	Rs/year	200,000
Number of Person for New Laxapana PS	Person	46
Parts Procurement Cost	Rs/year	4,000,000
Total		13,200,000
	(US\$)	127,420 = 130 (US\$1,000)
(Parts Procurement cost ; 2millionRs/year for 1 unit.)		
Adjustment factor for Scheduled Replace	-10%	
	(US\$)	114,678 = 110 (US\$1,000)

Table 10.9.1 Calculation of Economic Evaluation Indices

Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)

(Unit: US\$1,000)

Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance
			Replace & Maintenance	Operation	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total	
	42	2006	1,145	0	1,145	0	0	0	0	0	-1,145
	43	2007	4,676	0	4,676	0	-176	0	0	-176	-4,852
	44	2008	1,042	0	1,042	0	-164	0	0	-164	-1,206
	45	2009	7,554	0	7,554	0	-715	0	0	-715	-8,269
	46	2010	4,018	0	4,018	0	-2,139	0	0	-2,139	-6,157
1	47	2011	346	0	346	0	-346	0	0	-346	-692
2	48	2012	93	0	93	0	0	0	0	0	-93
3	49	2013		0	0	0	0	0	0	0	0
4	50	2014		0	0	0	0	0	0	0	0
5	51	2015	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
6	52	2016		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
7	53	2017		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
8	54	2018		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
9	55	2019		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
10	56	2020	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
11	57	2021		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
12	58	2022		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
13	59	2023		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
14	60	2024		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
15	61	2025	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
16	62	2026		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
17	63	2027		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
18	64	2028		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
19	65	2029		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
20	66	2030	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
21	67	2031		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
22	68	2032		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
23	69	2033		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
24	70	2034		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
25	71	2035	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
26	72	2036		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
27	73	2037		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
28	74	2038		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
29	75	2039		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
30	76	2040	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
31	77	2041		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
32	78	2042		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
33	79	2043		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
34	80	2044		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
35	81	2045	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
36	82	2046		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
37	83	2047		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
38	84	2048		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
39	85	2049		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
40	86	2050	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
41	87	2051		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
42	88	2052		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
43	89	2053		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
44	90	2054		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
45	91	2055	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
46	92	2056		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
47	93	2057		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
48	94	2058		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
49	95	2059		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795
50	96	2060	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795
Total			28,875	7,820	36,695	196,780	-3,539	491,602	0	684,842	648,147

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value: (B-C) 15,307 60,394 45,087

Internal rate of return (EIRR): 21.91%

B/C 3.95

Table 10.9.2 Calculation of Economic Evaluation Indices

Wimalasurendra P/S Case 2 (Scheduled Replace)												
(Unit: US\$1,000)												
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance	
			Replace	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total		
	42	2006	1,245	0	1,245	0	0	0	0	0	-1,245	
	43	2007	5,809	0	5,809	0	-176	0	0	-176	-5,985	
	44	2008	1,333	0	1,333	0	-164	0	0	-164	-1,497	
	45	2009	9,615	0	9,615	0	-715	0	0	-715	-10,330	
	46	2010	5,086	-9	5,077	0	-1,781	49	0	-1,732	-6,809	
1	47	2011	441	-20	421	0	0	107	0	107	-314	
2	48	2012	0	-20	-20	0	0	107	0	107	127	
3	49	2013		-20	-20	0		107		107	127	
4	50	2014		-20	-20	0		107		107	127	
5	51	2015		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
6	52	2016		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
7	53	2017		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
8	54	2018		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
9	55	2019		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
10	56	2020		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
11	57	2021		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
12	58	2022		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
13	59	2023		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
14	60	2024		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
15	61	2025		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
16	62	2026		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
17	63	2027		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
18	64	2028		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
19	65	2029		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
20	66	2030		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
21	67	2031		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
22	68	2032		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
23	69	2033		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
24	70	2034		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
25	71	2035		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
26	72	2036		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
27	73	2037		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
28	74	2038		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
29	75	2039		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
30	76	2040		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
31	77	2041		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
32	78	2042		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
33	79	2043		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
34	80	2044		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
35	81	2045		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
36	82	2046		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
37	83	2047		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
38	84	2048		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
39	85	2049		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
40	86	2050		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
41	87	2051		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
42	88	2052		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
43	89	2053		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
44	90	2054		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
45	91	2055		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
46	92	2056		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
47	93	2057		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
48	94	2058		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
49	95	2059		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
50	96	2060		150	150	4,278		10,794		15,072	14,922	
Total			23,528	6,811	30,339	196,780	-2,836	496,994	0	690,938	660,599	
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)												
										17,491	61,499	44,008
Internal rate of return (EIRR):												
										20.49%		
B/C												
											3.52	

Table 10.10 Calculation of Economic Evaluation Indices

Old Laxapana Stage I P/S

(Unit: US\$1,000)

Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance
			Replace Maintenance	Operation & Total	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total	
	56	2006	709	0	709	0	0	0	0	0	-709
	57	2007	4,280	0	4,280	0	-61	0	0	-61	-4,341
	58	2008	175	0	175	0	0	0	0	0	-175
	59	2009	7,997	0	7,997	0	0	0	0	0	-7,997
	60	2010	2,672	-3	2,668	257	-652	1,668	-938	334	-2,334
1	61	2011	1,888	-19	1,869	1,476	-594	9,589	-938	9,534	7,665
2	62	2012	89	250	339	2,310	0	15,009	0	17,320	16,980
3	63	2013		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
4	64	2014		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
5	65	2015		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
6	66	2016		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
7	67	2017		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
8	68	2018		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
9	69	2019		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
10	70	2020		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
11	71	2021		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
12	72	2022		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
13	73	2023		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
14	74	2024		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
15	75	2025		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
16	76	2026		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
17	77	2027		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
18	78	2028		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
19	79	2029		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
20	80	2030		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
21	81	2031		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
22	82	2032		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
23	83	2033		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
24	84	2034		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
25	85	2035		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
26	86	2036		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
27	87	2037		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
28	88	2038		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
29	89	2039		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
30	90	2040		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
31	91	2041		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
32	92	2042		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
33	93	2043		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
34	94	2044		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
35	95	2045		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
36	96	2046		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
37	97	2047		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
38	98	2048		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
39	99	2049		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
40	100	2050		250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
	Total		17,810	9,728	27,538	91,824	-1,307	596,628	-1,875	685,269	657,732

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value: (B-C) 13,910 100,927 87,018

Internal rate of return (EIRR): 45.60%

B/C 7.26

Table 10.11 Calculation of Economic Evaluation Indices

New Laxapana P/S											(Unit: US\$1,000)	
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance	
			Replace	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total		
	32	2006	926	0	926	0	0	0	0	0	-926	
	33	2007	5,242	0	5,242	0	0	0	0	0	-5,242	
	34	2008	228	0	228	0	-249	0	-1,468	-1,717	-1,945	
	35	2009	275	0	275	0	0	0	0	0	-275	
	36	2010	9,912	0	9,912	0	0	0	0	0	-9,912	
	37	2011	5,169	-3	5,167	0	-2,461	50	-11,700	-14,111	-19,278	
1	38	2012	117	-17	100	0	-965	331	0	-634	-734	
2	39	2013		-20	-20	0		398		398	418	
3	40	2014		-20	-20	0		398		398	418	
4	41	2015		-20	-20	0		398		398	418	
5	42	2016		-20	-20	0		398		398	418	
6	43	2017		-20	-20	0		398		398	418	
7	44	2018		-20	-20	0		398		398	418	
8	45	2019		-20	-20	0		398		398	418	
9	46	2020		-20	-20	0		398		398	418	
10	47	2021		-20	-20	0		398		398	418	
11	48	2022		-20	-20	0		398		398	418	
12	49	2023		-20	-20	0		398		398	418	
13	50	2024		-20	-20	0		398		398	418	
14	51	2025		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
15	52	2026		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
16	53	2027		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
17	54	2028		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
18	55	2029		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
19	56	2030		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
20	57	2031		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
21	58	2032		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
22	59	2033		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
23	60	2034		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
24	61	2035		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
25	62	2036		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
26	63	2037		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
27	64	2038		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
28	65	2039		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
29	66	2040		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
30	67	2041		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
31	68	2042		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
32	69	2043		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
33	70	2044		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
34	71	2045		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
35	72	2046		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
36	73	2047		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
37	74	2048		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
38	75	2049		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
39	76	2050		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
40	77	2051		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
41	78	2052		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
42	79	2053		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
43	80	2054		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
44	81	2055		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
45	82	2056		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
46	83	2057		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
47	84	2058		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
48	85	2059		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
49	86	2060		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
50	87	2061		110	110	5,872		40,148		46,020	45,910	
	Total		21,869	3,811	25,680	217,271	-3,676	1,490,635	-13,168	1,691,062	1,665,382	
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)					14,760						64,843	50,083
Internal rate of return (EIRR):												
B/C											15.65%	4.39

Table 10.12.1 Calculation of Economic Evaluation Indices

Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required) with special repair 1												(Unit: US\$1,000)
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance	
			Replace Maintenance	Operation & Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total			
	42	2006	1,145	0	1,145	0	0	0	0	0	-1,145	
	43	2007	4,676	0	4,676	0	-176	0	0	-176	-4,852	
	44	2008	1,042	0	1,042	0	-164	0	0	-164	-1,206	
	45	2009	7,554	0	7,554	0	-715	0	0	-715	-8,269	
	46	2010	4,018	0	4,018	0	-2,139	0	0	-2,139	-6,157	
1	47	2011	346	0	346	0	-346	0	0	-346	-692	
2	48	2012	93	0	93	0	0	0	0	0	-93	
3	49	2013		0	0	0	0	0	0	0	0	
4	50	2014		0	0	0	0	0	0	0	0	
5	51	2015	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
6	52	2016		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
7	53	2017		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
8	54	2018		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
9	55	2019		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
10	56	2020	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
11	57	2021		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
12	58	2022		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
13	59	2023		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
14	60	2024		170	170	4,278	0	10,687	0	14,965	14,795	
15	61	2025	1,000	170	1,170	4,278	-176	10,687	0	14,789	13,619	
16	62	2026	5,000	170	5,170	4,278	-164	10,687	0	14,801	9,631	
17	63	2027		170	170	4,278	-715	10,687	0	14,250	14,080	
18	64	2028		170	170	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	12,656	
19	65	2029		170	170	4,278	-346	10,687	0	14,619	14,449	
20	66	2030	1,000	170	1,170	4,278	0	10,687	0	14,965	13,795	
21	67	2031		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
22	68	2032		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
23	69	2033		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
24	70	2034		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
25	71	2035	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
26	72	2036		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
27	73	2037		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
28	74	2038		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
29	75	2039		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
30	76	2040	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
31	77	2041		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
32	78	2042		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
33	79	2043		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
34	80	2044		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
35	81	2045	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
36	82	2046		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
37	83	2047		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
38	84	2048		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
39	85	2049		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
40	86	2050	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
41	87	2051		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
42	88	2052		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
43	89	2053		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
44	90	2054		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
45	91	2055	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
46	92	2056		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
47	93	2057		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
48	94	2058		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
49	95	2059		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
50	96	2060	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
	Total		33,875	7,820	41,695	196,780	-7,079	491,602	0	681,303	639,608	
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)					15,982						59,984	44,001
Internal rate of return (EIRR):											21.79%	
B/C											3.75	
Case 2												
Present value: (B-C)										44,008		
Balance (Case1-Case2)											-7.0	

Table 10.12.2 Calculation of Economic Evaluation Indices

		Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required) with special repair 2										(Unit: US\$1,000)
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance	
			Replace	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total		
	42	2006	1,145	0	1,145	0	0	0	0	0	-1,145	
	43	2007	4,676	0	4,676	0	-176	0	0	-176	-4,852	
	44	2008	1,042	0	1,042	0	-164	0	0	-164	-1,206	
	45	2009	7,554	0	7,554	0	-715	0	0	-715	-8,269	
	46	2010	4,018	0	4,018	0	-2,139	0	0	-2,139	-6,157	
1	47	2011	346	0	346	0	-346	0	0	-346	-692	
2	48	2012	93	0	93	0	0	0	0	0	-93	
3	49	2013		0	0	0	0	0	0	0	0	
4	50	2014		0	0	0	0	0	0	0	0	
5	51	2015	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
6	52	2016		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
7	53	2017		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
8	54	2018		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
9	55	2019		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
10	56	2020	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
11	57	2021		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
12	58	2022		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
13	59	2023		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
14	60	2024		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
15	61	2025	1,000	170	1,170	4,278	0	10,687	0	14,965	13,795	
16	62	2026		170	170	4,278	-176	10,687	0	14,789	14,619	
17	63	2027	5,000	170	5,170	4,278	-164	10,687	0	14,801	9,631	
18	64	2028		170	170	4,278	-715	10,687	0	14,250	14,080	
19	65	2029		170	170	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	12,656	
20	66	2030	1,000	170	1,170	4,278	-346	10,687	0	14,619	13,449	
21	67	2031		170	170	4,278	0	10,687	0	14,965	14,795	
22	68	2032		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
23	69	2033		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
24	70	2034		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
25	71	2035	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
26	72	2036		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
27	73	2037		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
28	74	2038		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
29	75	2039		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
30	76	2040	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
31	77	2041		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
32	78	2042		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
33	79	2043		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
34	80	2044		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
35	81	2045	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
36	82	2046		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
37	83	2047		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
38	84	2048		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
39	85	2049		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
40	86	2050	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
41	87	2051		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
42	88	2052		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
43	89	2053		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
44	90	2054		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
45	91	2055	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
46	92	2056		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
47	93	2057		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
48	94	2058		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
49	95	2059		170	170	4,278		10,687		14,965	14,795	
50	96	2060	1,000	170	1,170	4,278		10,687		14,965	13,795	
	Total		33,875	7,820	41,695	196,780	-7,079	491,602	0	681,303	639,608	
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)					15,921						60,021	44,100
Internal rate of return (EIRR):											21.81%	
B/C											3.77	
Case 2												
Present value: (B-C)												44,008
Balance (Case1-Case2)											91.7	

Table 10.13 Economical Sensitivity of Construction Cost

Const. Cost	Evaluation Indices			
	EIRR	B/C	B-C (US\$1,000)	
Wimalasurendra P/S	Case 1 (Repair as Required)			
Case-A	50%	18.05%	2.63	37,434
Case-B	30%	19.38%	3.04	40,495
Base Case	0%	21.91%	3.95	45,087
Case-C	-30%	25.46%	5.64	49,679
Case-D	-50%	28.89%	7.89	52,740
Trial Case	293%	10.03%	1.00	238
Wimalasurendra P/S	Case2 (Scheduled Replace)			
Case-A	50%	16.73%	2.34	35,263
Case-B	30%	18.02%	2.70	38,761
Base Case	0%	20.49%	3.52	44,008
Case-C	-30%	24.03%	5.02	49,256
Case-C	-50%	27.52%	7.03	52,754
Trial Case	250%	10.03%	1.00	281
Old Laxapana Stage I P/S				
Case-A	50%	35.50%	4.84	80,063
Case-B	30%	38.89%	5.58	82,845
Base Case	0%	45.60%	7.26	87,018
Case-C	-30%	55.73%	10.37	91,191
Case-D	-50%	66.34%	14.51	93,972
Trial Case	623%	10.04%	1.00	360
New Laxapana P/S				
Case-A	50%	14.20%	2.93	42,703
Case-B	30%	14.72%	3.38	45,655
Base Case	0%	15.65%	4.39	50,083
Case-C	-30%	16.81%	6.28	54,511
Case-D	-50%	17.78%	8.79	57,463
Trial Case	339%	10.00%	1.00	45

Table 10.14 Economical Sensitivity of Fuel Price

	Auto Diesel Price (US\$/bbl)	Evaluation Indices		
		EIRR	B/C	B-C (US\$1,000)
Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)				
Case-A	40.00	21.91%	3.95	45,087
Case-B	35.00	20.46%	3.44	37,377
Base Case	42.70	21.91%	3.95	45,087
Case-C	30.00	20.88%	3.26	34,640
Case-D	25.00	18.34%	2.79	27,342
Trial Case	1.00	11.34%	1.21	3,272
Wimalasurendra P/S Case2 (Scheduled Replace)				
Case-A	50.00	21.68%	3.94	51,449
Case-B	35.00	19.11%	3.07	36,180
Base Case	42.70	20.49%	3.52	44,008
Case-C	30.00	18.14%	2.78	31,085
Case-D	25.00	17.10%	2.49	25,990
Trial Case	1.00	10.56%	1.09	1,550
Old Laxapana Stage I P/S				
Case-A	40.00	44.14%	6.88	81,723
Case-B	35.00	41.27%	6.17	71,858
Base Case	42.70	45.60%	7.26	87,018
Case-C	30.00	38.36%	5.47	62,130
Case-D	25.00	34.88%	4.75	52,127
Trial Case	1.00	13.22%	1.35	4,802
New Laxapana P/S				
Case-A	40.00	15.45%	4.16	46,608
Case-B	35.00	15.05%	3.72	40,180
Base Case	42.70	15.65%	4.39	50,083
Case-C	30.00	14.57%	3.28	33,694
Case-D	25.00	14.03%	2.85	27,236
Trial Case	3.90	10.00%	1.00	6

**Table 10.15 Outage Term (3)
(Replace After Crash)**

Outage Term of Wimalasurendra P/S Pmax = 50 MW (2units) outage for installation
outage caused by crash

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total		
E (2003) (MWh)	4,892	3,922	6,867	8,976	12,204	11,129	6,805	4,403	4,315	5,599	5,246	8,748	83,106		
Adjusted E (MWh)	6,711	5,380	9,420	12,313	16,741	15,266	9,335	6,040	5,919	7,680	7,196	12,000	114,000	Loss(US\$1,000) per Year	
Max. E by 1 unit (MWh)	18,600	16,800	18,600	18,000	18,600	18,000	18,600	18,000	18,000	18,600	18,000	18,600	219,000		
2006	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,139 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2007	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,139 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2008	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,139 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2009	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,139 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2010	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	0	0	304	kW loss -1,781 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2011	Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2012	Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year

*Condition
Unit1 crash (Jan.2006)
2 units replacement (Unit1:Sep2009-Mar2010, Unit2:Apr2010-Oct2010)
44 months is necessary before beginning installation for investigation & preparation.

Outage Term of Old Laxapana Stage I P/S Pmax = 50 MW

	Stage I			Stage II			Stage II						Total		
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.			
E (2003) (MWh)	12,632	10,139	18,583	23,176	28,999	28,556	23,616	19,375	15,680	16,491	13,982	20,632	231,861		
Adjusted E (MWh)	15,200	12,200	22,361	27,888	34,895	34,362	28,417	23,314	18,868	19,844	16,825	24,827	279,000	Loss(US\$1,000) per Year	
Max. E by Sl.I & 2 unit (MWh)	31,000	28,000	31,000	30,000	31,000	30,000	31,000	31,000	30,000	31,000	30,000	31,000	365,000		
2006	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -713 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-3,895	-4,221	0	0	0	0	0	0	-8,116	kWh loss -774 US\$1,000/year
2007	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -713 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-3,895	-4,221	0	0	0	0	0	0	-8,116	kWh loss -774 US\$1,000/year
2008	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -713 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-3,895	-4,221	0	0	0	0	0	0	-8,116	kWh loss -774 US\$1,000/year
2009	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -713 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-3,895	-4,221	0	0	0	0	0	0	-8,116	kWh loss -774 US\$1,000/year
2010	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -713 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-3,895	-4,221	0	0	0	0	0	0	-8,116	kWh loss -774 US\$1,000/year
2011	Outage (days)	31	28	31	30	31	0	0	0	0	0	0	0	151	kW loss -295 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	-3,895	0	0	0	0	0	0	0	-3,895	kWh loss -372 US\$1,000/year
2012	Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year

*Condition
Unit1 crash (Jan.2006)
3units replacement (Unit1:Sep2009-Mar2010, Unit2:Apr2010-Oct2010, Unit3: Nov2010-May2011)
44 months necessary before beginning installation for investigation & preparation.

Outage Term of New Laxapana P/S Pmax = 100 MW (2 units)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total		
E (2003) (MWh)	25,765	18,036	17,341	17,520	51,778	50,576	47,604	44,100	52,626	43,561	48,275	48,589	465,771		
Adjusted E (MWh)	25,833	18,084	17,387	17,566	51,915	50,709	47,730	44,216	52,765	43,676	48,402	48,717	467,000	Loss(US\$1,000) per Year	
Max. E by 1 unit (MWh)	37,200	33,600	37,200	36,000	37,200	36,000	37,200	37,200	36,000	37,200	36,000	37,200	438,000		
2006	Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kW loss 0 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
2007	Outage (days)	0	0	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	306	kW loss -2,461 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	-14,715	-14,235	-10,530	-7,016	-16,224	-6,476	-12,002	-11,517	-92,715	kWh loss -6,677 US\$1,000/year	
2008	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,936 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	-14,715	-14,235	-10,530	-7,016	-16,224	-6,476	-12,002	-11,517	-92,715	kWh loss -6,677 US\$1,000/year	
2009	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,936 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	-14,715	-14,235	-10,530	-7,016	-16,224	-6,476	-12,002	-11,517	-92,715	kWh loss -6,677 US\$1,000/year	
2010	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,936 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	-14,715	-14,235	-10,530	-7,016	-16,224	-6,476	-12,002	-11,517	-92,715	kWh loss -6,677 US\$1,000/year	
2011	Outage (days)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	kW loss -2,936 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	-14,715	-14,235	-10,530	-7,016	-16,224	-6,476	-12,002	-11,517	-92,715	kWh loss -6,677 US\$1,000/year	
2012	Outage (days)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year
	Loss of Energy (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh loss 0 US\$1,000/year

*Condition
Unit1 crash (Mar2007)
2 units replacement (Unit1:Nov2010-May2011, Unit2:Jun2011-Dec2011)
44 months is necessary before beginning installation for investigation & preparation.

Table 10.16 Cost of Energy Not Served Wimalasurendra P/S

Wimalasurendra P/S		Average Cost for 10 years (2006-2015)			16,756	US\$1,000
		Unit P Station P	25 MW 50 MW			
<<Condition : Crash occurs 2010>>						
I Peak demand in	2010	2,484 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.040 %	0.204	0.124		
III Increased risk of blackout		0.146 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		6,440,913 US\$			=	6,441 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2011>>						
I Peak demand in	2011	2,684 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.021 %	0.106	0.064		
III Increased risk of blackout		0.07665 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		3,653,740 US\$			=	3,654 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2012>>						
I Peak demand in	2012	2,900 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.018 %	0.097	0.061		
III Increased risk of blackout		0.0657 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		3,383,813 US\$			=	3,384 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2013>>						
I Peak demand in	2013	3,131 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.025 %	0.143	0.093		
III Increased risk of blackout		0.09125 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		5,074,099 US\$			=	5,074 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2014>>						
I Peak demand in	2014	3,380 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.021 %	0.122	0.080		
III Increased risk of blackout		0.07665 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		4,601,208 US\$			=	4,601 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2015>>						
I Peak demand in	2015	3,647 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.100 %	0.708	0.509		
III Increased risk of blackout		0.363175 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		23,523,106 US\$			=	23,523 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2016>>						
I Peak demand in	2016	3,933 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.100 %	0.745	0.545		
III Increased risk of blackout		0.365 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		25,495,279 US\$			=	25,495 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2017>>						
I Peak demand in	2017	4,240 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.111 %	0.882	0.660		
III Increased risk of blackout		0.40515 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		30,508,767 US\$			=	30,509 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2018>>						
I Peak demand in	2018	4,570 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.115 %	0.946	0.717		
III Increased risk of blackout		0.417925 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		33,920,130 US\$			=	33,920 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2019>>						
I Peak demand in	2019	4,923 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.097 %	0.812	0.618		
III Increased risk of blackout		0.35405 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		30,955,470 US\$			=	30,955 US\$1,000

LOLP was calculated by CEB on the base 2004.

Since the calculation can be done only in case of station outage, change of LOLP is corrected by unit power / station power

"Without rehabilitation" means one of the unit can not be operated due to crash.

Table 10.17 Cost of Energy Not Served Old Laxapana Stage I P/S

Old Laxapana Stage I P/S		Average Cost for 10 years (2006-2015)		5,917	US\$1,000
		Unit P Station P	8.33 MW 50 MW		
<<Condition : Crash occurs 2010>>					
I Peak demand in	2010	2,484 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.014 %	0.209	0.124	
III Increased risk of blackout		0.05168765 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		2,280,244 US\$		=	2,280 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2011>>					
I Peak demand in	2011	2,684 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.007 %	0.109	0.064	
III Increased risk of blackout		0.02736405 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		1,304,385 US\$		=	1,304 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2012>>					
I Peak demand in	2012	2,900 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.006 %	0.100	0.061	
III Increased risk of blackout		0.02371551 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		1,221,444 US\$		=	1,221 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2013>>					
I Peak demand in	2013	3,131 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.009 %	0.146	0.093	
III Increased risk of blackout		0.03222877 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		1,792,131 US\$		=	1,792 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2014>>					
I Peak demand in	2014	3,380 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.007 %	0.125	0.080	
III Increased risk of blackout		0.02736405 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		1,642,631 US\$		=	1,643 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2015>>					
I Peak demand in	2015	3,647 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.035 %	0.719	0.509	
III Increased risk of blackout		0.1276989 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		8,271,150 US\$		=	8,271 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2016>>					
I Peak demand in	2016	3,933 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.035 %	0.757	0.545	
III Increased risk of blackout		0.12891508 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		9,004,729 US\$		=	9,005 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2017>>					
I Peak demand in	2017	4,240 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.039 %	0.896	0.660	
III Increased risk of blackout		0.14350924 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		10,806,590 US\$		=	10,807 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2018>>					
I Peak demand in	2018	4,570 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.040 %	0.959	0.717	
III Increased risk of blackout		0.14715778 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		11,943,796 US\$		=	11,944 US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2019>>					
I Peak demand in	2019	4,923 MW	without	with	
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.034 %	0.823	0.618	
III Increased risk of blackout		0.12465845 day/y			
IV Adjustment (day to hour)		24 h			
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh			
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		10,899,197 US\$		=	10,899 US\$1,000

LOLP was calculated by CEB on the base 2004.

Since the calculation can be done only in case of station outage, change of LOLP is corrected by unit power / station power
"Without rehabilitation" means one of the unit can not be operated due to crash.

Table 10.18 Cost of Energy Not Served New Laxapana P/S

New Laxapana P/S		Average Cost for 10 years (2006-2015)			43,991	US\$1,000
	Unit P Station P	50 MW 100 MW				
<<Condition : Crash occurs 2010>>						
I Peak demand in	2010	2,484 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.116 %	0.356	0.124		
III Increased risk of blackout		0.4234 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		18,678,647 US\$	=		18,679	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2011>>						
I Peak demand in	2011	2,684 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.063 %	0.190	0.064		
III Increased risk of blackout		0.22995 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		10,961,220 US\$	=		10,961	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2012>>						
I Peak demand in	2012	2,900 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.054 %	0.169	0.061		
III Increased risk of blackout		0.1971 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		10,151,438 US\$	=		10,151	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2013>>						
I Peak demand in	2013	3,131 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.072 %	0.237	0.093		
III Increased risk of blackout		0.2628 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		14,613,404 US\$	=		14,613	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2014>>						
I Peak demand in	2014	3,380 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.060 %	0.200	0.080		
III Increased risk of blackout		0.219 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		13,146,307 US\$	=		13,146	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2015>>						
I Peak demand in	2015	3,647 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.262 %	1.033	0.509		
III Increased risk of blackout		0.9563 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		61,940,240 US\$	=		61,940	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2016>>						
I Peak demand in	2016	3,933 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.262 %	1.069	0.545		
III Increased risk of blackout		0.9563 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		66,797,632 US\$	=		66,798	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2017>>						
I Peak demand in	2017	4,240 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.287 %	1.234	0.660		
III Increased risk of blackout		1.04755 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		78,883,029 US\$	=		78,883	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2018>>						
I Peak demand in	2018	4,570 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.290 %	1.297	0.717		
III Increased risk of blackout		1.0585 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		85,911,247 US\$	=		85,911	US\$1,000
<<Condition : Crash occurs 2019>>						
I Peak demand in	2019	4,923 MW	without	with		
II Change of LOLP ((Without - With rehabilitation)*Unit P/Station P)		0.247 %	1.112	0.618		
III Increased risk of blackout		0.90155 day/y				
IV Adjustment (day to hour)		24 h				
V Cost of Energy Not Served		0.74 US\$/kWh				
Annual Cost of ENS : I*III*IV*V		78,824,752 US\$	=		78,825	US\$1,000

LOLP was calculated by CEB on the base 2004.

Since the calculation can be done only in case of station outage, change of LOLP is corrected by unit power / station power

"Without rehabilitation" means one of the unit can not be operated due to crash.

Figure 10.1 Comparison of Scheduled Replace and Replace after Crash

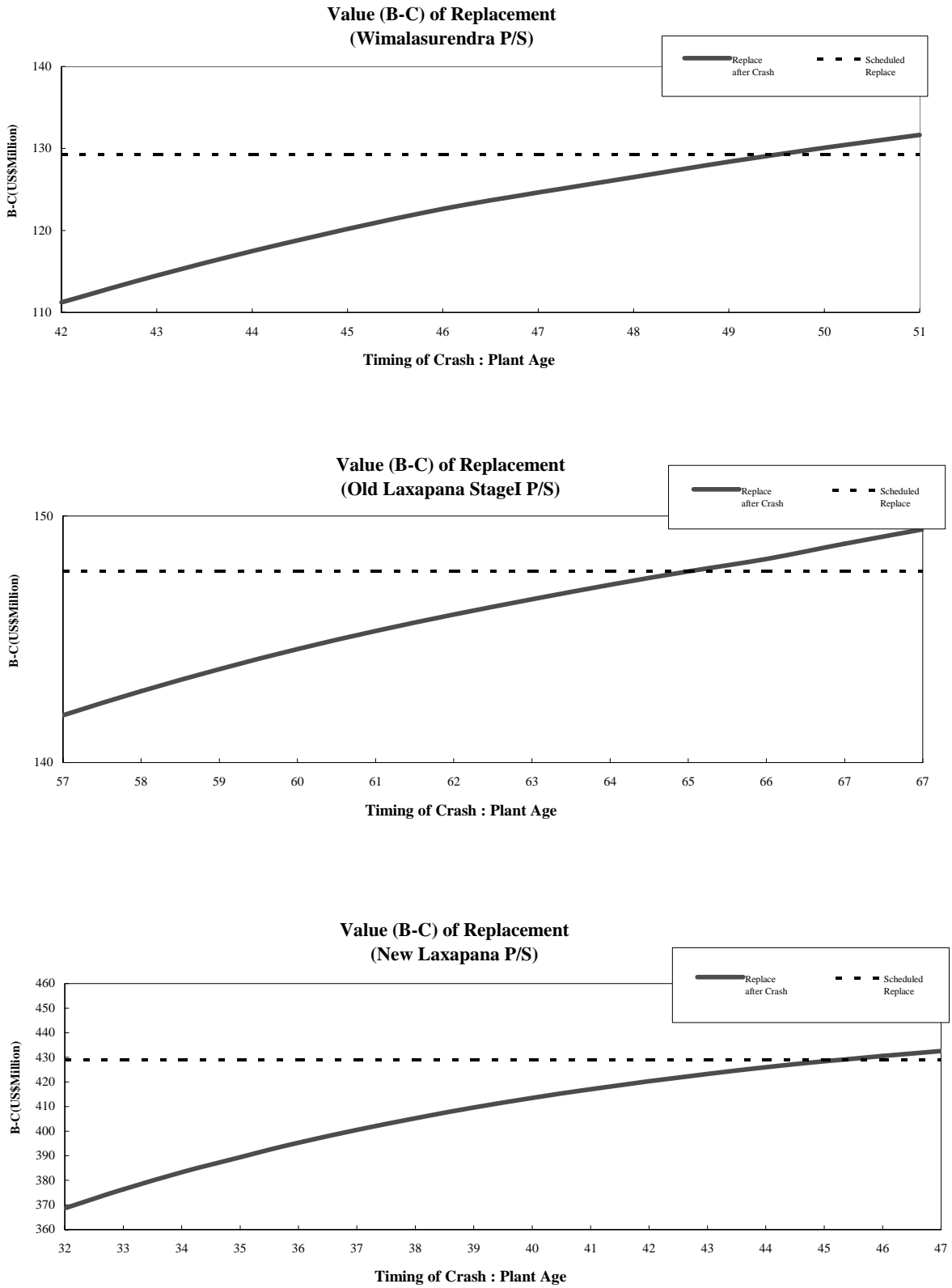


Table10.19.1 Calculation of Economic Evaluation Indices
Wimalasurendra P/S Replace after Crash (1)

128,375

Crash occurs in 2013

(Unit: US\$1,000)

Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit				Balance		
			Replace	Cost of Energy Not Served	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit		Energy Loss	
												Total
	42	2006			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	43	2007			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	44	2008			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	45	2009			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	46	2010			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	47	2011			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	48	2012			170	170	4,278		10,687	14,965	14,795	
	49	2013		16,756	170	16,926	4,278		10,687	14,965	-1,961	
	50	2014	5,809		85	5,894	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	6,931
	51	2015	1,333		85	1,418	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	11,408
	52	2016	9,615		85	9,700	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	3,126
	53	2017	5,086		140	5,226	4,278	-1,781	10,687	0	13,183	7,958
1	54	2018	441		150	591	4,278		10,687	14,965	14,374	
2	55	2019			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
3	56	2020			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
4	57	2021			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
5	58	2022			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
6	59	2023			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
7	60	2024			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
8	61	2025			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
9	62	2026			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
10	63	2027			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
11	64	2028			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
12	65	2029			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
13	66	2030			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
14	67	2031			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
15	68	2032			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
16	69	2033			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
17	70	2034			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
18	71	2035			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
19	72	2036			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
20	73	2037			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
21	74	2038			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
22	75	2039			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
23	76	2040			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
24	77	2041			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
25	78	2042			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
26	79	2043			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
27	80	2044			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
28	81	2045			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
29	82	2046			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
30	83	2047			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
31	84	2048			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
32	85	2049			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
33	86	2050			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
34	87	2051			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
35	88	2052			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
36	89	2053			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
37	90	2054			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
38	91	2055			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
39	92	2056			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
40	93	2057			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
41	94	2058			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
42	95	2059			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
43	96	2060			150	150	4,278		10,687	14,965	14,815	
	Total		22,284		8,205	47,244	235,281	-8,198	587,785	0	814,867	767,623
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)												
17,433												
145,808												
128,375												
Scheduled Replace												
129,212												
Balance												
-837												

Table10.19.2 Calculation of Economic Evaluation Indices
Wimalasurendra P/S Replace after Crash (2)

		Wimalasurendra P/S		Replacement after Crash		(2)								
130,083														
Crash occurs in 2014														
		Cost					Benefit							
Year in order	Plant Age	Year	Replace	Cost of Energy Not Served	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total	Balance		
	42	2006			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	43	2007			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	44	2008			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	45	2009			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	46	2010			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	47	2011			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	48	2012			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	49	2013			170	170	4,278		10,687		14,965	14,795		
	50	2014		16,756	170	16,926	4,278		10,687		14,965	-1,961		
	51	2015	5,809		85	5,894	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	6,931		
	52	2016	1,333		85	1,418	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	11,408		
	53	2017	9,615		85	9,700	4,278	-2,139	10,687	0	12,826	3,126		
	54	2018	5,086		140	5,226	4,278	-1,781	10,687	0	13,183	7,958		
1	55	2019	441		150	591	4,278		10,687		14,965	14,374		
2	56	2020			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
3	57	2021			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
4	58	2022			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
5	59	2023			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
6	60	2024			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
7	61	2025			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
8	62	2026			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
9	63	2027			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
10	64	2028			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
11	65	2029			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
12	66	2030			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
13	67	2031			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
14	68	2032			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
15	69	2033			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
16	70	2034			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
17	71	2035			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
18	72	2036			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
19	73	2037			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
20	74	2038			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
21	75	2039			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
22	76	2040			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
23	77	2041			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
24	78	2042			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
25	79	2043			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
26	80	2044			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
27	81	2045			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
28	82	2046			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
29	83	2047			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
30	84	2048			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
31	85	2049			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
32	86	2050			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
33	87	2051			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
34	88	2052			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
35	89	2053			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
36	90	2054			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
37	91	2055			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
38	92	2056			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
39	93	2057			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
40	94	2058			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
41	95	2059			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
42	96	2060			150	150	4,278		10,687		14,965	14,815		
	Total		22,284		8,225	47,264	235,281	-8,198	587,785	0	814,867	767,603		
In the condition of a discount rate of 10 %:														
Present value: (B-C)														
							16,002						146,085	130,083
Scheduled Replace												129,212		
Balance													871	

Table 10.20.1 Calculation of Economic Evaluation Indices
Old Laxapana Stage I P/S Replace after Crash (1)

147,757			Old Laxapana Stage I P/S Replacement after Crash (1)										(Unit: US\$1,000)
Crash in 2015			Cost				Benefit					Balance	
Year in order	Plant Age	Year	Replace	Cost of Energy Not Served	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss	Total		
	56	2006			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	57	2007			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	58	2008			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	59	2009			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	60	2010			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	61	2011			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	62	2012			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	63	2013			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	64	2014			280	280	2,139			13,645		15,784	15,504
	65	2015		5,917	280	6,197	2,139	0	13,645	0	15,784	9,587	
	66	2016	4,247		187	4,433	2,139	-713	13,645	-774	14,297	9,863	
	67	2017	210		187	397	2,139	-713	13,645	-774	14,297	13,900	
	68	2018	8,091		187	8,277	2,310	-713	13,645	-774	14,468	6,190	
	69	2019	2,719		206	2,925	2,310	-713	14,062	-774	14,885	11,960	
1	70	2020	1,922		241	2,163	2,310	-295	14,820	-372	16,463	14,300	
2	71	2021			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
3	72	2022			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
4	73	2023			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
5	74	2024			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
6	75	2025			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
7	76	2026			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
8	77	2027			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
9	78	2028			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
10	79	2029			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
11	80	2030			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
12	81	2031			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
13	82	2032			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
14	83	2033			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
15	84	2034			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
16	85	2035			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
17	86	2036			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
18	87	2037			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
19	88	2038			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
20	89	2039			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
21	90	2040			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
22	91	2041			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
23	92	2042			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
24	93	2043			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
25	94	2044			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
26	95	2045			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
27	96	2046			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
28	97	2047			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
29	98	2048			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
30	99	2049			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
31	100	2050			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070	
Total			17,188		11,307	34,412	101,898		656,552		751,834	717,421	
In the condition of a discount rate of 10 %:													
Present value: (B-C)						9,932					157,689	147,757	
Scheduled Replace												147,774	
Balance												-17	

Table 10.20.2 Calculation of Economic Evaluation Indices
Old Laxapana Stage I P/S Replace after Crash (2)

148,255			Old Laxapana Stage I P/S Replacement after Crash (2)								(Unit: US\$1,000)	
Crash in 2016			Cost				Benefit				Balance	
Year in order	Plant Age	Year	Replace	Cost of Energy Not Served	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit	Energy Loss		Total
	56	2006			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	57	2007			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	58	2008			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	59	2009			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	60	2010			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	61	2011			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	62	2012			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	63	2013			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	64	2014			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	65	2015			280	280	2,139		13,645		15,784	15,504
	66	2016		5,917	280	6,197	2,139	0	13,645	0	15,784	9,587
	67	2017	4,247		187	4,433	2,139	-713	13,645	-774	14,297	9,863
	68	2018	210		187	397	2,310	-713	13,645	-774	14,468	14,071
	69	2019	8,091		187	8,277	2,310	-713	13,645	-774	14,468	6,190
	70	2020	2,719		206	2,925	2,310	-713	14,062	-774	14,885	11,960
1	71	2021	1,922		241	2,163	2,310	-295	14,820	-372	16,463	14,300
2	72	2022			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
3	73	2023			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
4	74	2024			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
5	75	2025			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
6	76	2026			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
7	77	2027			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
8	78	2028			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
9	79	2029			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
10	80	2030			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
11	81	2031			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
12	82	2032			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
13	83	2033			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
14	84	2034			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
15	85	2035			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
16	86	2036			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
17	87	2037			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
18	88	2038			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
19	89	2039			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
20	90	2040			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
21	91	2041			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
22	92	2042			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
23	93	2043			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
24	94	2044			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
25	95	2045			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
26	96	2046			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
27	97	2047			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
28	98	2048			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
29	99	2049			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
30	100	2050			250	250	2,310		15,009		17,320	17,070
Total			17,188		11,337	34,442	101,898		655,187		750,469	716,027
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)						9,280					157,536	148,255
Scheduled Replace											147,774	
Balance											481	

Table 10.21.1 Calculation of Economic Evaluation Indices
New Laxapana P/S Replace after Crash (1)

New Laxapana P/S Replacement after Crash (1)

Crash occur in 2019											(Unit: US\$1,000)	
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit				Balance		
			Replace	Cost of Energy Not Served	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit		Energy Loss	Total
	32	2006			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	33	2007			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	34	2008			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	35	2009			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	36	2010			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	37	2011			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	38	2012			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	39	2013			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	40	2014			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	41	2015			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	42	2016			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	43	2017			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	44	2018			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493	
	45	2019		43,991	130	44,121	5,872		39,751	45,623	1,502	
	46	2020	5,199		65	5,264	5,872	-2,461	39,751	-6,677	36,485	
	47	2021	275		65	340	5,872	-2,936	39,751	-6,677	36,010	
	48	2022	397		65	462	5,872	-2,936	39,751	-6,677	36,010	
	49	2023	9,974		65	10,039	5,872	-2,936	39,751	-6,677	36,010	
	50	2024	5,213		65	5,278	5,872	-2,936	39,867	-6,677	36,126	
1	51	2025	0		110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
2	52	2026			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
3	53	2027			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
4	54	2028			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
5	55	2029			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
6	56	2030			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
7	57	2031			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
8	58	2032			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
9	59	2033			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
10	60	2034			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
11	61	2035			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
12	62	2036			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
13	63	2037			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
14	64	2038			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
15	65	2039			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
16	66	2040			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
17	67	2041			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
18	68	2042			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
19	69	2043			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
20	70	2044			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
21	71	2045			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
22	72	2046			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
23	73	2047			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
24	74	2048			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
25	75	2049			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
26	76	2050			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
27	77	2051			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
28	78	2052			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
29	79	2053			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
30	80	2054			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
31	81	2055			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
32	82	2056			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
33	83	2057			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
34	84	2058			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
35	85	2059			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
36	86	2060			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
37	87	2061			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910	
	Total		21,057		6,215	71,263	328,843	-14,206	2,240,863	-33,383	2,522,117	2,450,854
In the condition of a discount rate of 10 %:												
Present value: (B-C)												
						16,810				445,203	428,393	
Scheduled Replace												
Balance												
											429,101	-709

Table 10.21.2 Calculation of Economic Evaluation Indices
New Laxapana P/S Replace after Crash (2)

New Laxapana P/S Replacement after Crash (2)										(Unit: US\$1,000)	
Crash occur in 2020										(Unit: US\$1,000)	
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit				Balance	
			Replace	Cost of Energy Not Served	Operation & Maintenance	Total	Power Benefit	Power Loss	Energy Benefit		Energy Loss
	32	2006			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	33	2007			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	34	2008			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	35	2009			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	36	2010			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	37	2011			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	38	2012			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	39	2013			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	40	2014			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	41	2015			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	42	2016			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	43	2017			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	44	2018			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	45	2019			130	130	5,872		39,751	45,623	45,493
	46	2020		43,991	130	44,121	5,872		39,751	45,623	1,502
	47	2021	5,199		65	5,264	5,872	-2,461	39,751	-6,677	36,485
	48	2022	275		65	340	5,872	-2,936	39,751	-6,677	36,010
	49	2023	397		65	462	5,872	-2,936	39,751	-6,677	35,548
	50	2024	9,974		65	10,039	5,872	-2,936	39,751	-6,677	25,971
	51	2025	5,213		97	5,310	5,872	-2,936	39,867	-6,677	36,126
1	52	2026	0		110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
2	53	2027			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
3	54	2028			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
4	55	2029			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
5	56	2030			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
6	57	2031			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
7	58	2032			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
8	59	2033			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
9	60	2034			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
10	61	2035			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
11	62	2036			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
12	63	2037			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
13	64	2038			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
14	65	2039			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
15	66	2040			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
16	67	2041			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
17	68	2042			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
18	69	2043			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
19	70	2044			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
20	71	2045			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
21	72	2046			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
22	73	2047			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
23	74	2048			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
24	75	2049			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
25	76	2050			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
26	77	2051			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
27	78	2052			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
28	79	2053			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
29	80	2054			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
30	81	2055			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
31	82	2056			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
32	83	2057			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
33	84	2058			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
34	85	2059			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
35	86	2060			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
36	87	2061			110	110	5,872		40,148	46,020	45,910
	Total		21,057		6,267	71,315	328,843	-14,206	2,240,466	-33,383	2,521,720
	In the condition of a discount rate of 10 %:										
	Present value: (B-C)										
						15,405				446,004	430,599
	Scheduled Replace										
	Balance										
										429,101	1,498

Table 10.22 Pure Construction Cost & Financial Cost

Foreign portion is estimated to be 90% of total cost
 Custom Duty (for F.C.) 3%
 Surcharge (for F.C.) 10%
 VAT 15%

Wimalasurendra P/S

Case 1 (Repair as required) (Unit: US\$1,000)

Item	Pure Construction Cost			Financial Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	19,066	17,159	1,907	24,550	22,358	2,193
2. Annual Disbursement						
2006	1,157	1,041	116	1,490	1,357	133
2007	4,724	4,251	472	6,082	5,539	543
2008	1,053	947	105	1,355	1,234	121
2009	7,630	6,867	763	9,825	8,948	877
2010	4,058	3,653	406	5,226	4,759	467
2011	349	314	35	450	410	40
2012	94	85	9	122	111	11

As repair cost 1,000 (US\$1,000) in every 5years

Case 2 (Scheduled replace) (Unit: US\$1,000)

Item	Pure Construction Cost			Financial Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	23,766	21,389	2,377	30,602	27,869	2,733
2. Annual Disbursement						
2006	1,257	1,131	126	1,619	1,474	145
2007	5,868	5,281	587	7,556	6,881	675
2008	1,346	1,212	135	1,733	1,579	155
2009	9,712	8,741	971	12,506	11,389	1,117
2010	5,137	4,624	514	6,615	6,024	591
2011	445	400	44	573	522	51
2012	0	0	0	0	0	0

Old Laxapana P/S Stage I

Item	Pure Construction Cost			Financial Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	17,990	16,191	1,799	23,165	21,096	2,069
2. Annual Disbursement						
2006	716	645	72	923	840	82
2007	4,323	3,891	432	5,567	5,070	497
2008	176	159	18	227	207	20
2009	8,077	7,270	808	10,401	9,472	929
2010	2,699	2,429	270	3,475	3,164	310
2011	1,907	1,717	191	2,456	2,237	219
2012	90	81	9	116	106	10

New Laxapana P/S

Item	Pure Construction Cost			Financial Cost		
	Total	Foreign Portion	Local Portion	Total	Foreign Portion	Local Portion
1. Total Cost	22,090	19,881	2,209	28,444	25,904	2,540
2. Annual Disbursement						
2006	935	842	94	1,204	1,097	108
2007	5,295	4,766	530	6,819	6,210	609
2008	230	207	23	296	270	26
2009	277	250	28	357	325	32
2010	10,013	9,011	1,001	12,893	11,741	1,151
2011	5,222	4,699	522	6,724	6,123	600
2012	118	106	12	152	138	14

Table 10.23.1 Calculation of Financial Evaluation Indices

Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)											(Unit: US\$1,000)		
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance		
			Replace	Operation & Maintenance	Total	Energy Generation (MWh)	Loss due to Outage	Energy Sales (MWh)	Energy Revenue	Total			
	42	2006	1,490	0	1,490	0		0	0	0	-1,490		
	43	2007	6,082	0	6,082	0	0	0	0	0	-6,082		
	44	2008	1,355	0	1,355	0	0	0	0	0	-1,355		
	45	2009	9,825	0	9,825	0	0	0	0	0	-9,825		
	46	2010	5,226	0	5,226	0	0	0	0	0	-5,226		
1	47	2011	450	0	450	0	0	0	0	0	-450		
2	48	2012	122	0	122	0	0	0	0	0	-122		
3	49	2013		0	0	0		0	0	0	0		
4	50	2014		0	0	0		0	0	0	0		
5	51	2015	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
6	52	2016		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
7	53	2017		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
8	54	2018		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
9	55	2019		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
10	56	2020	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
11	57	2021		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
12	58	2022		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
13	59	2023		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
14	60	2024		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
15	61	2025	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
16	62	2026		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
17	63	2027		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
18	64	2028		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
19	65	2029		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
20	66	2030	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
21	67	2031		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
22	68	2032		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
23	69	2033		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
24	70	2034		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
25	71	2035	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
26	72	2036		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
27	73	2037		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
28	74	2038		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
29	75	2039		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
30	76	2040	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
31	77	2041		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
32	78	2042		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
33	79	2043		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
34	80	2044		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
35	81	2045	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
36	82	2046		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
37	83	2047		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
38	84	2048		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
39	85	2049		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
40	86	2050	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
41	87	2051		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
42	88	2052		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
43	89	2053		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
44	90	2054		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
45	91	2055	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
46	92	2056		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
47	93	2057		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
48	94	2058		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
49	95	2059		170	170	112,000		90,496	7,715	7,715	7,545		
50	96	2060	1,000	170	1,170	112,000		90,496	7,715	7,715	6,545		
	Total		34,550	7,820	42,370	5,152,000	0	4,162,816	354,902	354,902	312,532		
In the condition of a discount rate of 10 %:													
Present value: (B-C)											19,392	32,312	12,920
Internal rate of return (FIRR):													14.15%
B/C													1.67

Table10.23.2 Calculation of Financial Evaluation Indices

Wimalasurendra P/S Case 2 (Scheduled Replace)

(Unit: US\$1,000)

Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit				Balance	
			Replace	Operation & Maintenance	Total	Energy Generation (MWh)	Loss due to Outage	Energy Sales (MWh)	Energy Revenue		Total
	42	2006	1,619	0	1,619	0	0	0	0	0	-1,619
	43	2007	7,556	0	7,556	0	0	0	0	0	-7,556
	44	2008	1,733	0	1,733	0	0	0	0	0	-1,733
	45	2009	12,506	0	12,506	0	0	0	0	0	-12,506
	46	2010	6,615	0	6,615	513	0	415	35	35	-6,580
1	47	2011	573	0	573	1,120	0	905	77	77	-496
2	48	2012	0	0	0	1,120	0	905	77	77	77
3	49	2013		0	0	1,120		905	77	77	77
4	50	2014		0	0	1,120		905	77	77	77
5	51	2015		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
6	52	2016		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
7	53	2017		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
8	54	2018		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
9	55	2019		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
10	56	2020		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
11	57	2021		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
12	58	2022		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
13	59	2023		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
14	60	2024		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
15	61	2025		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
16	62	2026		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
17	63	2027		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
18	64	2028		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
19	65	2029		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
20	66	2030		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
21	67	2031		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
22	68	2032		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
23	69	2033		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
24	70	2034		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
25	71	2035		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
26	72	2036		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
27	73	2037		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
28	74	2038		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
29	75	2039		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
30	76	2040		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
31	77	2041		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
32	78	2042		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
33	79	2043		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
34	80	2044		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
35	81	2045		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
36	82	2046		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
37	83	2047		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
38	84	2048		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
39	85	2049		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
40	86	2050		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
41	87	2051		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
42	88	2052		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
43	89	2053		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
44	90	2054		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
45	91	2055		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
46	92	2056		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
47	93	2057		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
48	94	2058		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
49	95	2059		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
50	96	2060		150	150	113,120		91,401	7,790	7,790	7,640
	Total		30,602	6,900	37,502	5,208,513	0	4,208,479	358,684	358,684	321,181

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value: (B-C)	22,620	32,799	10,179
Internal rate of return (FIRR):			12.82%
B/C			1.45

Table 10.25 Calculation of Financial Evaluation Indices

New Laxapana P/S											
(Unit: US\$1,000)											
Year in order	Plant Age	Year	Cost			Benefit					Balance
			Replace	Operation & Maintenance	Total	Energy Generation (MWh)	Loss due to Outage	Energy Sales (MWh)	Energy Revenue	Total	
	32	2006	1,204	0	1,204	0	0	0	0	0	-1,204
	33	2007	6,819	0	6,819	0	0	0	0	0	-6,819
	34	2008	296	0	296	0	-20,384	-16,471	-1,404	-1,404	-1,700
	35	2009	357	0	357	0	0	0	0	0	-357
	36	2010	12,893	0	12,893	0	0	0	0	0	-12,893
	37	2011	6,724	-3	6,721	690	-162,468	-130,717	-11,144	-11,144	-17,865
1	38	2012	152	-17	135	4,600	0	3,717	317	317	182
2	39	2013		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
3	40	2014		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
4	41	2015		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
5	42	2016		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
6	43	2017		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
7	44	2018		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
8	45	2019		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
9	46	2020		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
10	47	2021		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
11	48	2022		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
12	49	2023		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
13	50	2024		-20	-20	5,520		4,460	380	380	400
14	51	2025		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
15	52	2026		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
16	53	2027		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
17	54	2028		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
18	55	2029		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
19	56	2030		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
20	57	2031		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
21	58	2032		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
22	59	2033		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
23	60	2034		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
24	61	2035		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
25	62	2036		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
26	63	2037		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
27	64	2038		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
28	65	2039		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
29	66	2040		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
30	67	2041		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
31	68	2042		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
32	69	2043		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
33	70	2044		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
34	71	2045		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
35	72	2046		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
36	73	2047		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
37	74	2048		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
38	75	2049		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
39	76	2050		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
40	77	2051		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
41	78	2052		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
42	79	2053		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
43	80	2054		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
44	81	2055		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
45	82	2056		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
46	83	2057		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
47	84	2058		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
48	85	2059		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
49	86	2060		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
50	87	2061		110	110	557,520		450,476	38,405	38,405	38,295
	Total		28,444	3,811	32,255	20,699,770	-182,852	16,577,669	1,413,334	1,413,334	1,381,079
In the condition of a discount rate of 10 %:											
Present value: (B-C)										19,170	35,926
Internal rate of return (FIRR):											14.23%
B/C											2.87

Table 10.26 Financial Sensitivity of Hydro Power Construction Cost

	Const. Cost	Evaluation Indices
		FIRR
Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)		
Case-A	50%	10.80%
Case-B	25%	12.25%
Base Case	0%	14.15%
Case-C	-25%	16.80%
Case-D	-50%	20.92%
Trial Case	66%	10.03%
Wimalasurendra P/S Case2 (Scheduled Replace)		
Case-A	50%	16.34%
Case-B	20%	14.34%
Base Case	0%	12.82%
Case-C	-20%	11.08%
Case-D	-50%	7.85%
Trial Case	45%	10.00%
Old Laxapana Stage I P/S		
Case-A	50%	21.37%
Case-B	20%	25.30%
Base Case	0%	28.86%
Case-C	-20%	33.65%
Case-D	-50%	45.34%
Trial Case	257%	10.00%
New Laxapana P/S		
Case-A	50%	12.63%
Case-B	20%	13.51%
Base Case	0%	14.23%
Case-C	-20%	15.07%
Case-D	-50%	16.75%
Trial Case	187%	10.01%

Table 10.27 Financial Sensitivity of Electricity Tariff

	E.Tariff	Evaluation Indices	
		FIRR	
Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)			
Case-A	50%		17.95%
Case-B	20%		15.80%
Base Case	0%		14.15%
Case-C	-20%		12.25%
Case-D	-50%		8.67%
Trial Case	-40%		10.00%
Wimalasurendra P/S Case2 (Scheduled Replace)			
Case-A	50%		9.76%
Case-B	25%		11.08%
Base Case	0%		12.82%
Case-C	-25%		15.27%
Case-D	-50%		19.14%
Trial Case	-31%		10.00%
Old Laxapana Stage I P/S			
Case-A	50%		37.92%
Case-B	20%		32.74%
Base Case	0%		28.86%
Case-C	-20%		24.55%
Case-D	-50%		16.96%
Trial Case	-71%		10.35%
New Laxapana P/S			
Case-A	50%		15.74%
Case-B	20%		14.92%
Base Case	0%		14.23%
Case-C	-20%		13.35%
Case-D	-50%		11.47%
Trial Case	-65%		10.02%

Table 10.28 Consolidated Loans and Sources to CEB at End of 1999

Item	Number of Loans	Principal Amount		Balance at December 31, 1999	
		(Rs. Million)	(%)	(Rs. Million)	(%)
Destination					
Generation	27	46,829	75.2	19,225	64.0
Transmission	25	13,221	21.2	8,318	27.7
Distribution	4	1,863	3.0	1,024	3.4
Corporate	2	366	0.6	263	0.9
Distribution of LECO*1	3	2	0.0	1,192	4.0
Total	61	62,281	100.0	30,022	100.0
Sources					
JBIC (OECF)		31,724	50.9	8,843	29.5
JBIC (OECF)		9,609	15.4	7,857	26.2
IDA		6,500	10.4	3,577	11.9
ADB		5,695	9.1	3,735	12.4
Others		5,418	8.7	4,210	14.0
MDB		2,000	3.2	800	2.7
DST		1,335	2.1	1,000	3.3
Total		62,281	100.0	30,022	100.0

Source: Sri Lanka Power Sector Restructuring Project, Financial-Volume 1- Main Report, April 2001, Ministry of Power and Energy

Note: *1 Lanka Electricity Company

Remark: Terms of loans range as follows.

Interest rate: 0.0 to 13.5 % per annum

Repayment period: 3 to 40 years (20 years on average)

スリランカ国水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査
(ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション)

Table 10.29.1 Cash Flow Statement: Case of ODA Finance

Wimalasurendra PS
Case1

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Financial Flow					Profit & Loss Flow						Cash Flow					Debt Service Coverage Ratio		
		Capital Investment Fund	Foreign Fund		Local Fund		Sales Revenue*2	Expense			Income before Tax	Income Tax*4	Income after Tax	Expense		Debt Service			Net Cash Flow	
			Principal Payment	Interest	Principal Payment	Interest		O&M	Depreciation*3	Interest				O&M	Tax	Principal	Interest			
1	2006	1,490		20		19	0	0		39				0	0	0		39	-39	
2	2007	6,082		102		98	0	0		201				0	0	0		201	-201	
3	2008	1,355		121		116	0	0		237				0	0	0		237	-237	
4	2009	9,825		253		244	0	0		497				0	0	0		497	-497	
5	2010	5,226		324	153	292	0	0		616	-616	0	-616	0	0	0	153	616	-768	0.000
6	2011	450		330	153	278	0	0		608	-608	0	-608	0	0	0	153	608	-760	0.000
7	1 2012			330	153	258	0	0	928	588	-1,516	0	-1,516	0	0	0	153	588	-740	0.000
8	2 2013			330	153	238	0	0	928	568	-1,496	0	-1,496	0	0	0	153	568	-721	0.000
9	3 2014			330	153	218	0	0	928	548	-1,476	0	-1,476	0	0	0	153	548	-701	0.000
10	4 2015			330	153	198	7,715	170	928	528	6,089	132	5,957	7,715	170	132	153	528	6,732	10.886
11	5 2016		1,099	313	153	179	7,715	170	928	492	6,125	2,144	3,982	7,715	170	2,144	1,252	492	3,657	3.097
12	6 2017		1,099	297	153	159	7,715	170	489	456	6,601	2,310	4,291	7,715	170	2,310	1,252	456	3,527	3.066
13	7 2018		1,099	280	153	139	7,715	170	489	419	6,637	2,323	4,314	7,715	170	2,323	1,252	419	3,551	3.125
14	8 2019		1,099	264	153	119	7,715	170	489	383	6,674	2,336	4,338	7,715	170	2,336	1,252	383	3,575	3.186
15	9 2020		1,099	247	153	99	7,715	170	489	347	6,710	2,349	4,362	7,715	170	2,349	1,252	347	3,598	3.251
16	10 2021		1,099	231	153	79	7,715	170	489	310	6,746	2,361	4,385	7,715	170	2,361	1,252	310	3,622	3.318
17	11 2022		1,099	214	153	60	7,715	170	489	274	6,783	2,374	4,409	7,715	170	2,374	1,252	274	3,645	3.389
18	12 2023		1,099	198	153	40	7,715	170	489	238	6,819	2,387	4,432	7,715	170	2,387	1,252	238	3,669	3.463
19	13 2024		1,099	181	153	20	7,715	170	489	201	6,855	2,399	4,456	7,715	170	2,399	1,252	201	3,693	3.541
20	14 2025		1,099	165	153	0	7,715	170	489	165	6,892	2,412	4,480	7,715	170	2,412	1,252	165	3,716	3.623
21	15 2026		1,099	148		0	7,715	170	489	148	6,908	2,418	4,490	7,715	170	2,418	1,099	148	3,880	4.109
22	16 2027		1,099	132		0	7,715	170	489	132	6,925	2,424	4,501	7,715	170	2,424	1,099	132	3,890	4.160
23	17 2028		1,099	115		0	7,715	170	489	115	6,941	2,429	4,512	7,715	170	2,429	1,099	115	3,901	4.212
24	18 2029		1,099	99		0	7,715	170	489	99	6,958	2,435	4,523	7,715	170	2,435	1,099	99	3,912	4.265
25	19 2030		1,099	82		0	7,715	170	489	82	6,974	2,441	4,533	7,715	170	2,441	1,099	82	3,923	4.319
26	20 2031		1,099	66		0	7,715	170	489	66	6,991	2,447	4,544	7,715	170	2,447	1,099	66	3,933	4.376
27	21 2032		1,099	49		0	7,715	170	489	49	7,007	2,453	4,555	7,715	170	2,453	1,099	49	3,944	4.433
28	22 2033		1,099	33		0	7,715	170	489	33	7,024	2,458	4,565	7,715	170	2,458	1,099	33	3,955	4.493
29	23 2034		1,099	16		0	7,715	170	489	16	7,040	2,464	4,576	7,715	170	2,464	1,099	16	3,965	4.554
30	24 2035		1,099	0		0	7,715	170	489	0	7,057	2,470	4,587	7,715	170	2,470	1,099	0	3,976	4.617
Total		24,428	21,986	5,602	2,443	2,854	162,021	3,570	Return on Investment (ROI):			8.3%	Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):					3.365		
		Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)*1:															2.996			

Note: *1 Discounted at 2.65% of weighted average interest rate.

*2 Net sales revenue including VAT (value added tax)

*3 Interest during construction was capitalized in deferred assets and amortized it during five years after inauguration.

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

スリランカ国水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査
(ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション)

Table 10.30 Cash Flow Statement: Case of ODA Finance

Old Laxapana StageI P/S

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Financial Flow					Profit & Loss Flow						Cash Flow					Debt Service Coverage Ratio		
		Capital Investment Fund	Foreign Fund		Local Fund		Sales Revenue* ²	Expense			Income before Tax	Income Tax* ⁴	Income after Tax	Revenue	Expense		Debt Service		Net Cash Flow	
			Principal Payment	Interest	Principal Payment	Interest		O&M	Depreciation* ³	Interest					O&M	Tax	Principal			Interest
1	2006	923		12		12	0	0		24				0	0	0		24	-24	
2	2007	5,567		88		84	0	0		172				0	0	0		172	-172	
3	2008	227		91		87	0	0		178				0	0	0		178	-178	
4	2009	10,401		231		223	0	0		454				0	0	0		454	-454	
5	2010	3,475		278	145	249	527	28		527	-28	0	-28	527	28	0	145	527	-172	0.743
6	2011	2,456		311	145	262	6,246	160		573	5,513	1,920	3,593	6,246	160	1,920	145	573	3,448	5.803
7	1 2012	116		313	145	245	10,836	250	849	557	9,179	3,213	5,967	10,836	250	3,213	145	557	6,671	10.500
8	2 2013			313	145	226	10,836	250	849	539	9,198	3,219	5,979	10,836	250	3,219	145	539	6,683	10.780
9	3 2014			313	145	207	10,836	250	849	520	9,217	3,226	5,991	10,836	250	3,226	145	520	6,695	11.075
10	4 2015			313	145	188	10,836	250	849	501	9,236	3,233	6,003	10,836	250	3,233	145	501	6,708	11.388
11	5 2016		1,042	297	145	169	10,836	250	849	466	9,270	3,245	6,026	10,836	250	3,245	1,187	466	5,687	4.439
12	6 2017		1,042	281	145	151	10,836	250	463	432	9,690	3,392	6,299	10,836	250	3,392	1,187	432	5,575	4.443
13	7 2018		1,042	266	145	132	10,836	250	463	398	9,725	3,404	6,321	10,836	250	3,404	1,187	398	5,597	4.532
14	8 2019		1,042	250	145	113	10,836	250	463	363	9,759	3,416	6,344	10,836	250	3,416	1,187	363	5,620	4.625
15	9 2020		1,042	235	145	94	10,836	250	463	329	9,794	3,428	6,366	10,836	250	3,428	1,187	329	5,642	4.722
16	10 2021		1,042	219	145	75	10,836	250	463	294	9,828	3,440	6,388	10,836	250	3,440	1,187	294	5,665	4.824
17	11 2022		1,042	203	145	56	10,836	250	463	260	9,863	3,452	6,411	10,836	250	3,452	1,187	260	5,687	4.930
18	12 2023		1,042	188	145	38	10,836	250	463	225	9,897	3,464	6,433	10,836	250	3,464	1,187	225	5,709	5.042
19	13 2024		1,042	172	145	19	10,836	250	463	191	9,932	3,476	6,456	10,836	250	3,476	1,187	191	5,732	5.159
20	14 2025		1,042	156	145	0	10,836	250	463	156	9,966	3,488	6,478	10,836	250	3,488	1,187	156	5,754	5.283
21	15 2026		1,042	141		0	10,836	250	463	141	9,982	3,494	6,488	10,836	250	3,494	1,042	141	5,909	5.994
22	16 2027		1,042	125		0	10,836	250	463	125	9,997	3,499	6,498	10,836	250	3,499	1,042	125	5,919	6.070
23	17 2028		1,042	109		0	10,836	250	463	109	10,013	3,505	6,508	10,836	250	3,505	1,042	109	5,929	6.148
24	18 2029		1,042	94		0	10,836	250	463	94	10,029	3,510	6,519	10,836	250	3,510	1,042	94	5,940	6.227
25	19 2030		1,042	78		0	10,836	250	463	78	10,044	3,516	6,529	10,836	250	3,516	1,042	78	5,950	6.309
26	20 2031		1,042	63		0	10,836	250	463	63	10,060	3,521	6,539	10,836	250	3,521	1,042	63	5,960	6.394
27	21 2032		1,042	47		0	10,836	250	463	47	10,076	3,526	6,549	10,836	250	3,526	1,042	47	5,970	6.480
28	22 2033		1,042	31		0	10,836	250	463	31	10,091	3,532	6,559	10,836	250	3,532	1,042	31	5,980	6.570
29	23 2034		1,042	16		0	10,836	250	463	16	10,107	3,537	6,569	10,836	250	3,537	1,042	16	5,990	6.662
30	24 2035		1,042	0		0	10,836	250	463	0	10,123	3,543	6,580	10,836	250	3,543	1,042	0	6,001	6.756
Total		23,165	20,848	5,233	2,316	2,630	266,833	6,188	Return on Investment (ROI):			8.4%		Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):					6.227	
																Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)* ¹ :		5.328		

Note: *1 Discounted at 2.65% of weighted average interest rate.

*2 Net sales revenue including VAT (value added tax)

*3 Interest during construction was capitalized in deferred assets and amortized it during five years after inauguration.

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

スリランカ国水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査
(ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション)

Table 10.31 Cash Flow Statement: Case of ODA Finance

New Laxapana P/S

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Financial Flow					Profit & Loss Flow							Cash Flow					Debt Service Coverage Ratio			
		Capital Investment Fund	Foreign Fund Principal Payment	Interest	Local Fund Principal Payment	Interest	Sales Revenue* ²	Expense			Income before Tax	Income Tax* ⁴	Income after Tax	Revenue	Expense		Debt Service			Net Cash Flow		
							O&M	Depre- ciation* ³	Interest					O&M	Tax	Principal	Interest					
1	2006	1,204		16		16		0	0		32			0	0			32	-32			
2	2007	6,819		108		104		0	0		213			0	0			213	-213			
3	2008	296		112		108		-1,404	0		220			-1,404	0			220	-1,625			
4	2009	357		117		113		0	0		230			0	0			230	-230			
5	2010	12,893		291	178	257		0	0		548	-548	0	-548	0		178	548	-726	0.000		
6	2011	6,724		382	178	322		-11,144	-3		704	-11,845	0	-11,845	-11,144	-3	0	178	704	-12,023	-12.642	
7	1 2012	152		384	178	300		317	-17	958	684	-1,309	0	-1,309	317	-17	0	178	684	-529	0.387	
8	2 2013			384	178	277		380	-20	958	661	-1,219	0	-1,219	380	-20	0	178	661	-439	0.477	
9	3 2014			384	178	254		380	-20	958	638	-1,196	0	-1,196	380	-20	0	178	638	-416	0.491	
10	4 2015			384	178	231		380	-20	958	615	-1,173	0	-1,173	380	-20	0	178	615	-393	0.505	
11	5 2016		1,280	365	178	208		380	-20	958	573	-1,131	0	-1,131	380	-20	0	1,458	573	-1,630	0.197	
12	6 2017		1,280	346	178	185		380	-20	569	530	-699	0	-699	380	-20	0	1,458	530	-1,588	0.201	
13	7 2018		1,280	326	178	162		380	-20	569	488	-657	0	-657	380	-20	0	1,458	488	-1,546	0.206	
14	8 2019		1,280	307	178	139		380	-20	569	446	-614	0	-614	380	-20	0	1,458	446	-1,503	0.210	
15	9 2020		1,280	288	178	116		380	-20	569	404	-572	0	-572	380	-20	0	1,458	404	-1,461	0.215	
16	10 2021		1,280	269	178	92		380	-20	569	361	-530	0	-530	380	-20	0	1,458	361	-1,419	0.220	
17	11 2022		1,280	250	178	69		380	-20	569	319	-488	0	-488	380	-20	0	1,458	319	-1,376	0.225	
18	12 2023		1,280	230	178	46		380	-20	569	277	-445	0	-445	380	-20	0	1,458	277	-1,334	0.231	
19	13 2024		1,280	211	178	23		380	-20	569	234	-403	0	-403	380	-20	0	1,458	234	-1,292	0.237	
20	14 2025		1,280	192	178	0		38,405	110	569	192	37,535	5,146	32,388	38,405	110	5,146	1,458	192	31,499	20.093	
21	15 2026		1,280	173		0		38,405	110	569	173	37,554	13,144	24,410	38,405	110	13,144	1,280	173	23,699	17.313	
22	16 2027		1,280	154		0		38,405	110	569	154	37,573	13,151	24,422	38,405	110	13,151	1,280	154	23,711	17.540	
23	17 2028		1,280	134		0		38,405	110	569	134	37,592	13,157	24,435	38,405	110	13,157	1,280	134	23,724	17.773	
24	18 2029		1,280	115		0		38,405	110	569	115	37,611	13,164	24,447	38,405	110	13,164	1,280	115	23,736	18.013	
25	19 2030		1,280	96		0		38,405	110	569	96	37,631	13,171	24,460	38,405	110	13,171	1,280	96	23,749	18.259	
26	20 2031		1,280	77		0		38,405	110	569	77	37,650	13,177	24,472	38,405	110	13,177	1,280	77	23,761	18.513	
27	21 2032		1,280	58		0		38,405	110	569	58	37,669	13,184	24,485	38,405	110	13,184	1,280	58	23,774	18.774	
28	22 2033		1,280	38		0		38,405	110	569	38	37,688	13,191	24,497	38,405	110	13,191	1,280	38	23,786	19.042	
29	23 2034		1,280	19		0		38,405	110	569	19	37,707	13,198	24,510	38,405	110	13,198	1,280	19	23,799	19.318	
30	24 2035		1,280	0		0		38,405	110	569	0	37,727	13,204	24,522	38,405	110	13,204	1,280	0	23,811	19.603	
Total		28,444	25,600	6,211	2,844	3,023		414,792	951													
												Return on Investment (ROI):		8.6%		Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):					7.515	
												Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)* ¹ :					5.577					

Note: *1 Discounted at 2.65% of weighted average interest rate.

*2 Net sales revenue including VAT (value added tax)

*3 Interest during construction was capitalized in deferred assets and amortized it during five years after inauguration.

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

Table 10.32 Loan Finance Sensitivity of Electricity Tariff

		DSCR	LLRC
Wimalasurendra P/S	Case 1 (Repair as Required)		
Case-A	50%	4.830	4.311
Case-B	25%	3.906	3.481
Base Case	0%	3.291	2.928
Case-C	-25%	2.659	2.375
Case-D	-50%	1.708	1.544
Trial Case	-70%	1.097	1.008
Wimalasurendra P/S	Case2 (Scheduled Replace)		
Case-A	50%	3.949	3.521
Case-B	20%	3.206	2.853
Base Case	0%	2.698	2.408
Case-C	-20%	2.187	1.962
Case-D	-50%	1.421	1.292
Trial Case	-64%	1.091	1.001
Old Laxapana Stage I P/S			
Case-A	50%	9.229	7.896
Case-B	20%	7.409	6.338
Base Case	0%	6.195	5.300
Case-C	-20%	4.981	4.261
Case-D	-50%	3.161	2.703
Trial Case	-82%	1.224	1.046
New Laxapana P/S			
Case-A	50%	11.189	8.284
Case-B	20%	8.989	6.663
Base Case	0%	7.523	5.582
Case-C	-20%	6.057	4.502
Case-D	-50%	3.859	2.880
Trial Case	-84%	1.378	1.039

Table 10.33 Loan Finance Sensitivity of Foreign Loan Condition

		ROI	DSCR	LLRC
Wimalasurendra P/S Case 1 (Repair as Required)				
Case-A	1.0%	7.8%	3.435	3.109
Base Case	1.5%	8.3%	3.291	2.928
Case-B	5.0%	11.6%	2.651	1.992
Case-C	10.0%	16.3%	2.205	1.244
Case-D	15.0%	21.1%	1.946	0.816
Trial Case	12.0%	18.2%	2.130	1.070
Wimalasurendra P/S Case2 (Scheduled Replace)				
Case-A	1.0%	7.9%	2.828	2.550
Base Case	1.5%	8.3%	2.698	2.408
Case-B	5.0%	11.6%	2.185	1.664
Case-C	10.0%	16.4%	1.835	1.054
Case-D	15.0%	21.1%	1.639	0.689
Trial Case	10.0%	16.4%	1.880	1.080
Old Laxapana Stage I P/S				
Case-A	1.0%	7.9%	6.659	5.590
Base Case	1.5%	8.4%	6.195	5.300
Case-B	5.0%	11.7%	4.553	3.780
Case-C	10.0%	16.4%	3.578	2.565
Case-D	15.0%	21.2%	3.047	1.897
Trial Case	29.0%	34.4%	2.300	1.036
New Laxapana P/S				
Case-A	1.0%	8.1%	7.616	6.114
Base Case	1.5%	8.6%	7.523	5.582
Case-B	5.0%	11.9%	6.817	2.966
Case-C	10.0%	16.7%	6.028	1.176
Case-D	15.0%	21.4%	5.453	0.403
Trial Case	10.0%	16.7%	6.022	1.175

11. 環境影響評估

11. 環境影響評価

11.1 環境・社会問題への関心の高まりと EIA

最近、スリランカでは、一般市民の環境・社会問題への関心の高まり等によって、プロジェクトに反対が唱えられ、その結果プロジェクトが円滑に進行しない（または進行しなかった）ケースが見られる。その例としては、アッパー・コトマレ水力発電プロジェクトや西海岸石炭火力発電プロジェクト等一般に批判を受けることの多い電源開発プロジェクトのみならず、南部ハイウェイ建設等道路建設、鉱山開発、エビ養殖等多岐に亘っている。

いくつかの事例から、NGO 等プロジェクトの推進に反対する人々の主な意見は以下のようにまとめることができる。

- 計画に自然環境面での問題点がある。
- 計画に社会環境面での問題点がある（特に、移住計画、補償等）。
- 適切な代替案があるのに検討がされていない。
- 住民とのコミュニケーションが不十分である。

自然環境については科学的根拠に基づく明快な記述をすると共に、社会問題については特に移住計画、家屋のみならず生活手段の喪失をも含めた補償等住民の生活に関わる部分について適切な計画を示すことが求められていると考えられる。また原案について、代替案との比較の結果、自然・社会環境の両面から望ましい案として選定されたという経緯を示すことで、原案の優位性を明確にすることも重要である。また早期から、住民と関係者へのコンサルテーションを行い、理解を得ておくことも必要であると思われる。

しかしながら、ケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションについては、現状の設備を維持あるいは更新するものであり、新たな設備を付加するものではない。また、リハビリテーションの性格上、代替案との比較検討は必要ないと思われる。

スリランカにおける制度上、本プロジェクトの実施に際して環境影響評価が必要とされるかどうかについては微妙なところである。

11.2 スリランカにおける環境関連法制度の枠組み

11.2.1 政府の組織

スリランカにおいて環境関連業務を担当しているのは、環境・自然資源省（Ministry of Environment and Natural Resources）である。この省のもとに以下の6つの政府機関が設置されている。

- 環境庁 (Central Environmental Authority: CEA)
- 国家木材公社 (State Timber Corporation)
- 地質調査・鉱山局 (Geological Survey & Mines Bureau)
- 森林局 (Forest Department)
- 野生生物保護局 (Department of Wildlife Conservation)
- 国家動物園局 (Department of National Zoological Gardens)

11.2.2 環境関連の法律および規制

スリランカにおいては、国家環境法 (The National Environmental Act) が、環境の保護および管理の根幹を成す法律である。環境影響評価 (Environmental Impact Assessment: EIA) の手続きの枠組みもここに定められている。また、この法律のもとに排水の水質基準、騒音、その他環境に関する事項についての規制がある。国家環境法の他に、環境に関する主な法律には以下のものがある。

- 農業開発法 (Agrarian Development Act)
- 動植物保護法令 (Fauna and Flora Protection Ordinance)
- 森林に関する法令 (Forest Ordinance)
- 鉱山・鉱物法 (Mines and Minerals Act)
- 国家遺産野生地域法 (National Heritage Wilderness Areas Act)
- 海岸保護法 (Coast Conservation Act)
- 海洋汚染防止法 (Marine Pollution Prevention Act)
- 漁業および海洋資源法 (Fisheries and Aquatic Resources Act)

11.3 環境影響評価の手続きと流れ

上記の国家環境法は 1988 年に改訂され、そのパート IV 「C. プロジェクトの承認」に EIA に関する事項が含まれるようになった。EIA 手続きの詳細については、国家環境規制 (National Environmental Regulations) に記載されている。これらから EIA の手続きと流れは以下のようにまとめられる。

- 担当大臣は、プロジェクト承認省庁 (Project Approving Agency: PAA) となる省庁を指名する。
- そのプロジェクト実施主体は、全てのプロジェクトにおいて、PAA により請求されたプロジェクト関連予備情報を PAA に提出する。
- EIA を実施する必要があると認められた場合には、PAA は予備情報受領の日から 30 日以内にプロジェクト提案者へ書面で TOR を届ける。
- プロジェクト実施主体は、EIA 報告書を作成し PAA に提出する。
- PAA は、EIA 報告書を受領してから 14 日以内に TOR に言及された事項が記載されているかについて判定する。不十分であると判断された場合には、PAA はプロジェクト提案者に必要な修正と報告書の再提出を求める。

- PAA は報告書を受領した時点で、当該省庁へその写しを提出すると共に、政府公報と、シンハラ語、タミール語および英語の日刊全国紙によって、一般からの書面によるコメントを受け付けることを迅速に通知する。
- 一般向けヒアリングが行われた場合にはそれも含め、一般からのコメント期間が終了した時点で、PAA は受け取ったコメントを6日以内にプロジェクト提案者に送らなければならない。プロジェクト提案者は、それらのコメントに書面で PAA 宛てに回答する。
- PAA はその回答を受け取った時点で、当該省庁の同意を得た上で、一定の条件のもとでその提案プロジェクトの実施を承認するか、または理由を明らかにして、その提案プロジェクトの実施の承認を拒否する。

EIA を適切に実施するために、以下のガイドラインが CEA により作成されている。

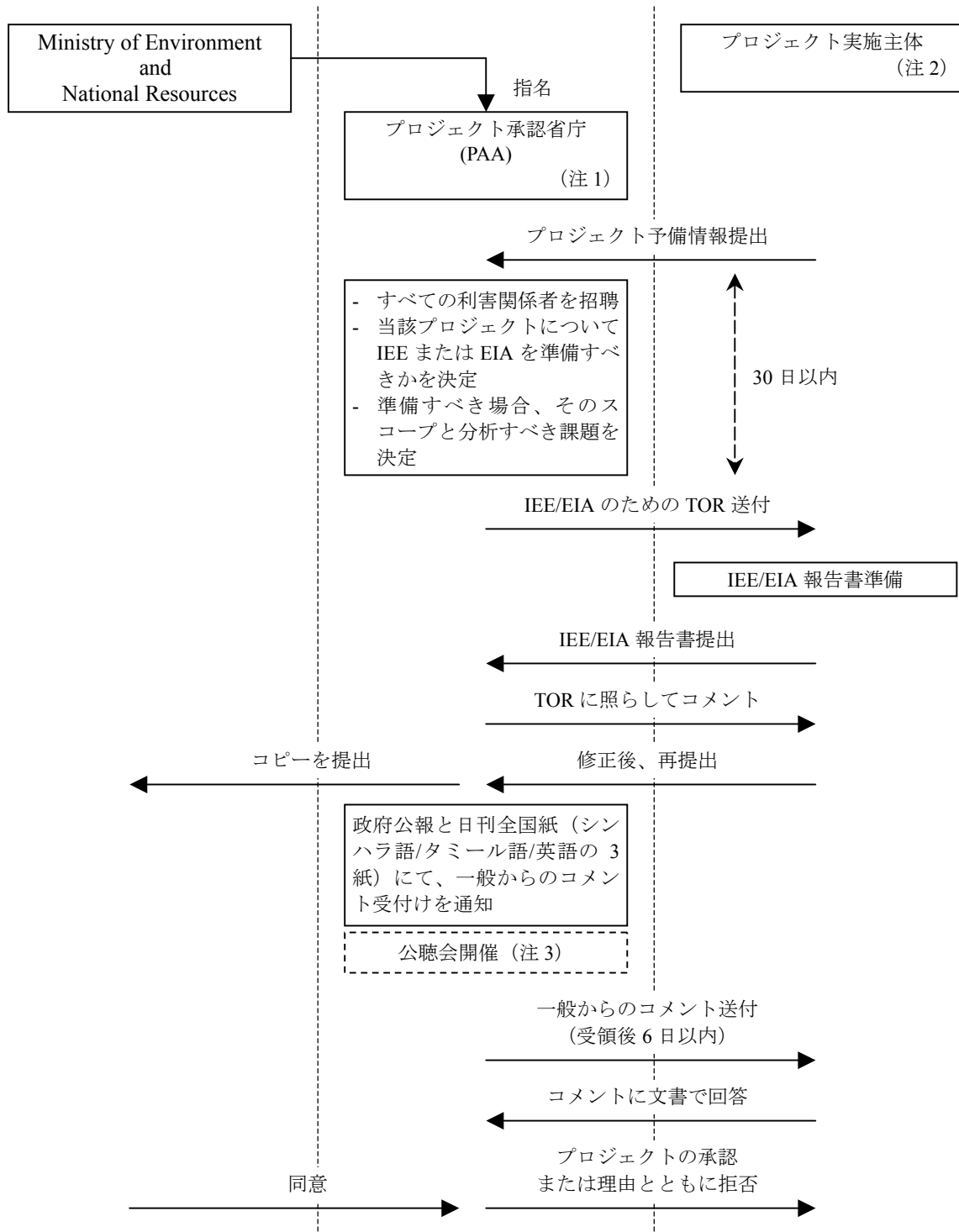
- Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment (EIA) Process
 - No.1: A general Guide for Project Approving Agency (PAA)
 - No.2: A General Guide for Conducting Environmental Scoping

このガイドラインにおいて、公聴会開催の条件などについて以下のように記述されている。

PAA が、公聴会を開くことが公共の利益にかなうと考えた場合に、PAA の判断によりこれを開催する。判断に際しては以下の事項などに考慮する。

- 計画されているプロジェクトが、論議を呼ぶものとなっているか、プロジェクトの実施を決定するにあたり一般の人々からのさらなる意見表明が不可欠であるか。
- 計画されているプロジェクトが、国レベルまたは地方レベルでの通常でない影響を及ぼす可能性があるか。
- 計画されているプロジェクトが、国レベルで重要な環境面で影響をうけやすい地区に脅威を与える可能性があるか。
- 利害関係者から公聴会開催について正式な要請があったか。

EIA の流れ



注1：本調査では Central Environmental Authority (CEA)

注2：本調査では CEB

注3：PAAが必要と判断した場合

11.4 ケラニ川水系水力発電所リハビリテーションの EIA

ケラニ川水系水力発電所リハビリテーションは、プロジェクトが承認を受けるために、初期環境調査 (Initial Environmental Examination: IEE) や EIA が求められるかどうかの判断が難しいところである。本調査の第 1 次現地調査時に、CEA のアッパーコトマレ (Upper Kotmale) 水力発電事業担当者に IEE または EIA の必要性を非公式に打診したところ、必要ないとのコメントを得た。何れにしても、リハビリテーションの実施に先立ち「10.3 環境影響評価の手続きと流れ」に則り、IEE もしくは EIA の必要性を確認する必要がある。

1993 年 6 月 24 日の官報によれば、国家環境法に基づきプロジェクト承認省庁 (Project Approving Agency: PAA) の承認行為が必要とされるプロジェクトの中に、貯水池から 100m 以内の開発行為が含まれている。つまりケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションは該当することになる。官報の一部を以下に紹介する。

- Gazette Extraordinary of the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka - 1993.06.24 --- 途中略 ---
- Part II, All projects and undertakings listed in Part I irrespective of their magnitudes and irrespective of whether they are located in the coastal zone or not, if located wholly or partly within the areas specified in Part III of the Schedule.
- Part III, --- 途中略 ---, 2. Within the following areas whether or not the areas are wholly or partly within the Coastal Zone: --- 途中略 ---
- any reservation beyond the full supply level of a reservoir. --- 途中略 ---
- "reservoir" means an expanse of water resulting from man made constructions across a river or a stream to store or regulate water. Its environs will include that area extending up to a distance of 100 meters from full supply level of the reservoir inclusive of all islands falling within the reservoir.