

## 第6章 水力発電所の修復計画

本調査で採りあげた修復対象水力発電所は、その殆どが、供用後40年以上を経過しているため、発電機器が老朽化しており、運転中のものでも出力が低下している。したがって、故障して放置されている発電設備は当然の事ながら老朽化によって大巾に運転効率が低下した発電設備は新品と交換した。又、ペルトン型とフランシス型の水車が併設してある所では、適性機種への整合を図った。

これら、流れ込み式水力発電所は、建設時期が古いこともあって河水利用率が悪いので、計画使用水量の増大によって電力量の増加が期待できる地点が少なくない。したがって、修復計画の比較代替案として最適発電規模の検討も併せて考慮した。

### 6.1 地点別修復計画案の比較検討

各F/S対象地点における修復計画の内容ならびに検討過程の詳細については、付録-1に示すようにそれぞれ分冊としてまとめて編集されているので、本編では比較検討の結果を中心に要約して述べることにする。

比較検討の作業を進めるに当たって、各案に共通して採択した基本事項を列挙すると次の通りである。

#### (1) 発電出力および電力量の算定

年間可能発生電力量は、取水口地点の代表的な流況曲線を用いて次式で計算した。

$$\text{発電出力 } P = 9.8 \cdot Q \cdot H_e \cdot \eta \text{ (kW)}$$

$$\text{年間可能発電電力量 } E = P \cdot 8760 \cdot \epsilon \text{ (kWh)}$$

ここに  $\eta$  : 水車と発電機の合成効率

$\epsilon$  : 流量で表わした発電設備の年間稼働率

$$= \frac{\text{年間を通じて水車を通過する流量}}{\text{最大使用水量} \times 8760} \times 100 \%$$

#### (2) 既設土木構造物の改修或いは改造

機能的及び構造的に不完全或いは不安定な構造物に限り改修或いは改造を行なうこととした。改修又は改造後の構造物の耐用年数は50年としたが、改修・改造工事費の償却期間は25年とした。

改修又は改造を行なわない構造物は、今後25年間の供用を通常の維持・保守作業のもとで維持可能なものに限定した。特に既設の導水路及び水圧管路は原則として可能な限り現状維持を図るものとした。

(3) 発電設備

修復後の発電設備は2ユニットシステムとした。

新らしい発電設備の耐用年数は25年とし、その間に全額償却するものとした。

新らしい発電設備のFOB価格は、日本メーカー2社の参考見積り額のうち最低値の90%相当額を計上した。

発電設備の価格は、FOBコストを基準にして次のように見積られるものとした。

項 目	外貨分	現地貨分	計
① FOB 価格	1.00	—	1.00
② CIF + 税金	0.343	—	0.343
③ 付加価値税	0.134	—	0.134
④ ①+②	1.343	—	1.343
⑤ 国内輸送及び保険料	—	0.06	0.06
⑥ 据付費	—	0.10	0.10
⑦ テスト及び試運転	—	0.06	0.06
⑧ ⑤+⑥+⑦	—	0.22	0.22
⑨ ④+⑧	1.343	0.22	1.563

(4) 予備費および技術管理費

フィージビリティ段階における予備費は、土建工事費に対して15%、発電設備に対して10%計上した。

技術管理費は、直接費+予備費の合計に対して土建工事で10%、発電設備で8%を計上した。

(5) 金 利

外貨分に対する金利は、年利10%、4ヶ月据置で25年間の元金均等償還方式で計算した。

現地貨に対する金利は、年利21%、1年据置で8年間の元金均等償還方式で計算した。

● 水力発電所別の修復計画に対する評価

グループ別	発電所別 修復計画案	発電計画の経済指標				費用便益分析			
		増出力 △P (kW)	△P当り建設 コスト (千円/kW)	△E当り発電 コスト (円/kWh)	費用便益比 C/B	純現在価値 NPV (百万円)	FIRR (%)	EIRR (%)	内部収益率
Group-1	Caracoli ALT-1	4,400	222.8	2.6	0.99	7	7.7	11.2	
	Municipal ALT-2	3,100	188.8	2.1	0.86	51	9.2	11.5	
	Julio Bravo ALT-1	3,500	171.0	2.1	0.96	14	8.1	10.5	
	Lagunilla ALT-3-1	5,000	195.2	2.3	1.06	-28	7.0	10.4	
Group-2	Intermedia	1,600	323.4	3.2	1.37	-75	4.6	5.8	
	San Cancio	650	705.1	4.6	1.40	-69	4.6	6.9	
	La Vuelta ALT-2	7,200	391.4	4.5	2.29	-896	0.5	2.4	
Group-3	Silvia REH.	240	394.0	4.7	2.02	-24	1.1	3.4	
	Ovejas ALT-2	2,450	459.0	4.6	2.63	-452	-0.4	1.5	
	Zaragoza ALT-1	1,400	416.1	4.9	1.74	-131	2.7	5.0	

(6) 便益計算

kWおよびkWhに対する便益単価は、1988年12月のICELの売電単価を採用して次のように設定した。

MW当りの便益コスト……………1,086,909.69ペソ/MW  
MWh当りの便益コスト…………… 4,936.18ペソ/MWh

修復工事費の建設期間における初期投資額は次のように設定した。

時 期	土 建 工 事	機 電 設 備 費
着工時	40 %	10 %
1年後	60	45
2年後（#1ユニット運開予定）	—	45
3年後	—	—

(7) 通貨換算レート

1 US\$ = 140 円

1 US\$ = 369.4 ペソ

1 ペソ = 0.379 円

### 6.1.1 Caracoli水力発電所

本発電所は、Antioquia県のNus川水系に位置し、EADB電力会社が所管する定格出力 3,200kWの流れ込み式水力発電所である。

1989年2月現在の最大出力は、2,300kWで、約900kW(28%)の出力低下が生じている。また、1988年における年間発電電力量は18,285.9MWhと記録されている。

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

本水力発電所は、Nus川の湾曲部に生じた上下流の高低差を鉄管路で短絡した発電所である。既存の発電用施設のうち、取水堰、取水口及び沈砂池兼ヘッドタンクは破損、老朽化が進んでいるが、延長80mの石積覆工圧力トンネル部と延長1300mの $\phi 1350\text{m/m}$ の水圧管路からなる導水路は堅牢性を維持している。

発電機器は、1935年に製造されたペルトン型発電設備(定格出力1600kW)と1963年に製造された横軸フランシス型発電設備(定格出力1600kW)が併置されている。供用年数もそれぞれ55年及び27年を経過している。現在最大出力いずれも1150kWで定格出力の約72%を維持している。

修復計画の立案に当たっての問題点は、本発電所には流量観測設備がなく、また発電所の上下流近傍にも測水所が開設されていないことである。本調査では、取水口地点より上流約5kmの地点にあるHIMATの#2308-716 Caramanta測水所の流量資料を収集して使用しているが同測水所の流域面積の登録値(320.0km<sup>2</sup>)と計測値(414.4km<sup>2</sup>)との間に-94.4km<sup>2</sup>の違いが認められた。

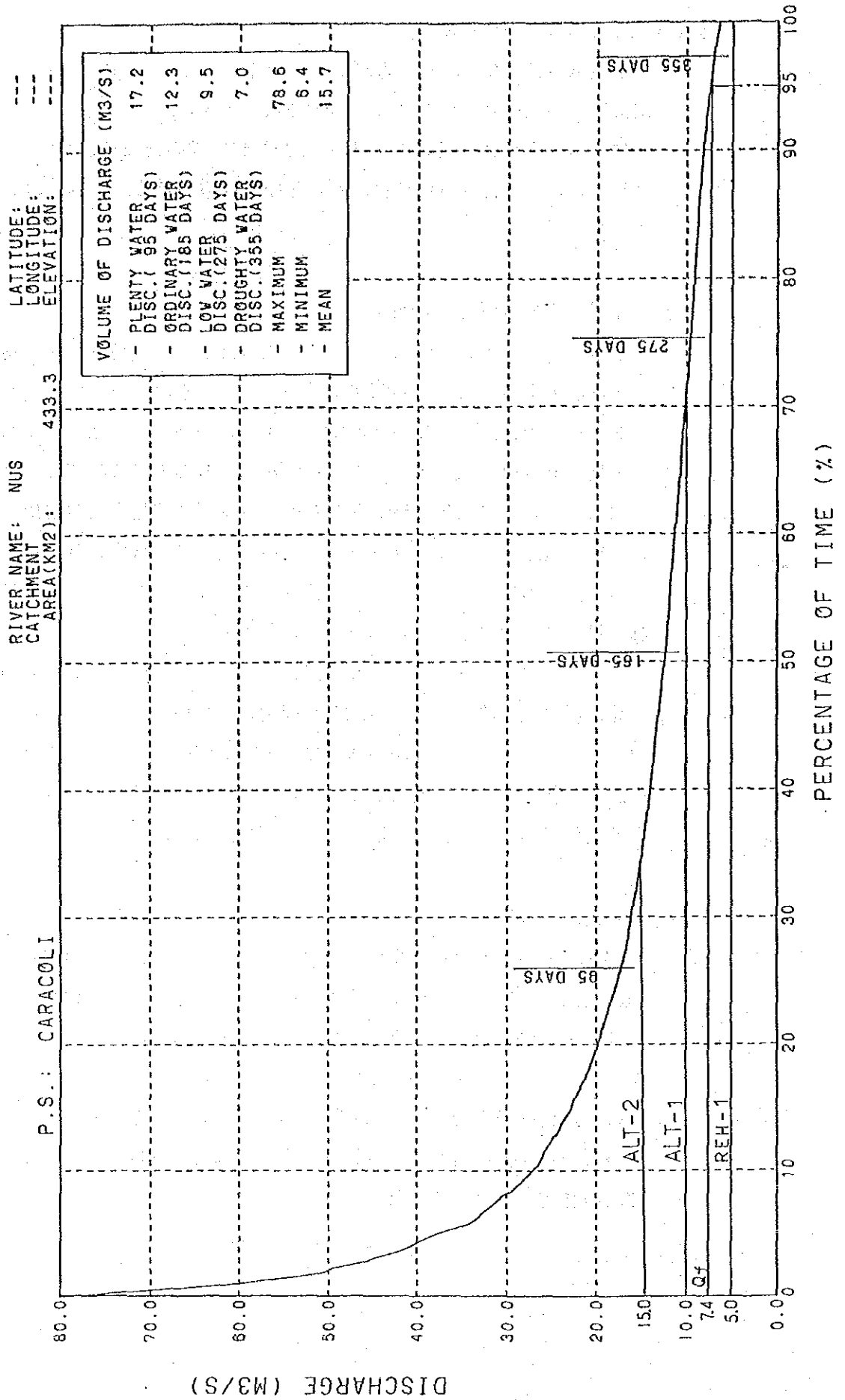
#### (2) 修復計画の比較代替案

HIMATのCaramanta測水所の流量資料より換算した取水口地点における流況曲線(図-6.1)から分るように、既設水力発電所の最大使用水量 $Q = 5.0\text{m}^3/\text{s}$ は、水利用の観点からみて過少な計画流量である。

したがって本修復計画においては、単に現状修復案だけに留まらず、発電規模の最適化計画まで含めた比較検討案を作成した。即ち最大使用水量は、 $5.0\text{m}^3/\text{s}$ (現在最大使用水量)、 $10.0\text{m}^3/\text{s}$ 及び $15.0\text{m}^3/\text{s}$ の3ケースを設定し、それぞれの発電計画を立案した。

図-6.1 Caracoli 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



本修復計画に採択した比較代替案は、表-6.1 に示すように、現状修復計画（REH-1）案と発電出力増加案（ALT-1及びALT-2）の2案の計3案である。

REH-1案の場合の発電機器の修復については、1935年製の古い#1ペルトン型発電機器だけを#2発電機器（1963年製）と同型式の横軸フランシス型に取替えるものとする。ALT-1及びALT-2案の場合は発電設備容量が2倍以上に増加するので、新しい同じ出力の横軸フランシス型発電機器で2ユニットシステムを形成する。

表-6.1 Caracoli水力発電所修復計画 比較代替案

種 目	代替案	現状修復計画案			発電設備の最適化計画案	
		REH-1			ALT-1	ALT-2
		#1ユニット	#2ユニット	計		
使用水量 Q (m <sup>3</sup> /s)		2.5	2.5	5.0	10.0	15.0
最大出力 P (KW)		1,700	1,100 (現在出力)	2,800	6,700	10,200
流量設備利用率 (%)		100			96	80
修復・ 改造 計画	取 水 堰	損傷がひどいので改造し、排砂門を設備する。 (各案共通施設)				
	取 水 口	取水堰の改造に合わせて横取水型に改造する。 スクリーン・ゲート類は取替える。				
	沈砂地兼 ヘッドタンク	現在の施設は渦流が発生しているので取水施設のレイアウト に合わせて改造する。(各案共通施設)				
	水 圧 鉄 管	既存利用			新品取替	
	発 電 機 器	#1ペルトン型発電設備の取替			新品取替	
	発 電 所 建 屋	部分的な補修によって既設建物及び天井クレーン設備を利用 する。ただし、発電機器の基礎部分は改造する。				

### (3) 最適案の選択

表-6.2 に示す比較代替案の検討結果からも分る通りALT-1案とALT-2案は、優劣のつけ難い状況である。

修復の実施に当っては、最大設計使用水量10 m<sup>3</sup>/s~15 m<sup>3</sup>/sの間で更に詳細な検討が望まれるが、本報告書ではALT-1案（10 m<sup>3</sup>/s）を最適案として選択する。

ALT-1案についてフィージビリティ段階での基本設計を実施しその内容は別冊報告書に収録してある。

表-6.2 Caracoli 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力		
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘	
	最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	⑭ 出力 P <sub>e</sub> (kW)	⑮ 発電電力量 E <sub>e</sub> (GWh)	最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	基 準 有 効 落 差 H <sub>1</sub> (m)	理論出力 = 9.8 × ⑩ × ⑬ (kW)	合 成 効 率 η	出 力 = ⑲ × ㉓ P <sub>1</sub> (kW)	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出 力 = ㉔ - ⑭ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑳ - ⑮ ΔE (GWh)	
REH-1	Pelton	2.5	86.0	1,600	1,200	9.17	2.5	82.9	2,031	0.835	1,700	14.9	100	500	5.7
	Francis	2.5	86.0	1,600	1,100	9.64	2.5	82.9	2,031	0.542	1,100	9.6	100	0	0
	Total	5.0	86.0	3,200	2,300	18.81	5.0	82.9	4,062	-----	2,800	24.5	100	500	5.7
ALT-1							10.0	82.9	8,124	0.835	6,700	57.0	96	4,400	38.1
ALT-2							15.0	82.9	12,186	0.845	10,200	72.3	80	7,900	53.5

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)					⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨		
	⑩ 発電機器費			⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	⑯	⑰ 建設費の元利償還額 (25年平均)		⑱	⑲	C/B	優 先 順 位		
	⑲	⑳	㉑	土 建 工 事 費 C <sub>2</sub>	⑳ + ㉑ C	ΔP当りコスト = ㉒ / ㉓ C/ΔP	P <sub>1</sub> 当りコスト = ㉒ / ㉔ C/P <sub>1</sub>	運 転 維 持 管 理 費 AOM	㉕	㉖	㉗	㉘ + ㉙	㉚			㉛	
	外 貨 分 C <sub>1r</sub>	現 地 貨 分 C <sub>1l</sub>	㉑ + ㉒ C <sub>1</sub>						㉕	㉖	㉗	㉘	㉙	㉚	㉛	E <sub>1</sub> 当り = ㉜ / ㉕ × 0.95	ΔE当り = ㉜ / ㉖ × 0.95
REH-1	Pelton	143.7	57.7	201.4	127.2	328.6	657.2	193.3	1.0	15.0	14.9	29.9	30.9	2.2	5.7	1.51	3
	Francis																
	Total																
ALT-1	409.2	164.1	573.3	407.3	980.6	222.8	146.3	3.8	42.7	46.1	88.8	92.6	1.7	2.6	0.99	1	
ALT-2	505.7	202.8	708.5	525.0	1,233.5	156.1	120.9	5.7	52.8	58.7	111.5	117.2	1.7	2.3	0.96	1	

(編考)

- ①: 既設発電設備の諸元はブレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。
- ⑦: 発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$
- ⑧: C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。
- ⑮: E<sub>e</sub>は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。
- ㉓: ηはタービン及び発電機の合成効率。

- ㉖:  $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)
- ⑯: 年間AOMはkW当り US\$4 相当額
- ㉕: 金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
外貨ポーション: 年利10%, 4年据置, 25年間返済  
現地貨ポーション: 年利21%, 1年据置, 8年間返済





### 6.1.2 Puente Guillermo水力発電所

本発電所はBoyaca県のSuarez川に位置し、EBSA電力会社が所管する定格出力1280kWの流れ込み式水力発電所である。水圧管路のアンカーブロック基礎に沈下現象が発生して水圧鉄管が破損したので、その修復工事のため、1985年より運転を休止している。したがって本発電所の修復計画の主要課題は水圧管路の復旧工事である。

取水堰、取水口、延長372mの開水路及びヘッドタンク等の土木構造物は堅牢性を維持しているが付帯するゲート、バルブ及びスクリーン類、特に水槽付帯設備は老朽化していて損傷が著しい。

発電設備は横軸フランシス型の機器2ユニット（それぞれ定格出力640kW）が1960年及び1950年に製造されている。供用年数が30年を越えており、また水圧管路の事故のため運転を5年以上の間休止しているため、運転再開に当たっては入念な点検が必要である。

#### (1) 水圧管路の事故原因に対する考察

水槽から水圧管路を経て発電所に至る地域の地質は砂岩と粘板岩の互層からなり、その互層地帯の砂岩層部に発生した急崖を利用して落差をとっている。水圧管路部に発生した事故に対する地質工学的な見解を要約すると次の通りである。

即ち、水圧鉄管の基礎を構成している崖錐堆積物中の地下水位が高く、崖錐堆積物の基質が軟弱な為、鉄管への通水による荷重が崖錐堆積物頭部に働いた際に小規模な地すべりが発生したものと考えられる。

#### (2) 水槽及び水圧管路の修復計画

水槽及び水圧管路の修復設計に当り、それぞれの工作物に対する設計基準を次のように設定する。

- － 最大使用水量は、既設と同じく $Q=2.60\text{ m}^3/\text{s}$ とする。
- － 水槽は水圧管路のレイアウトに合わせて改造するが、改造後の水槽容量は最大使用水量の2分間相当量とする。
- － 水圧管路は、既設施設と同じく $\phi 800\text{ mm}$ を2条布設する。  
(アンカーブロックの基礎は現在地表面より4m下の地盤に置くものとする。)

### 6.1.3 San Cancio, Intermedia及びMunicipal水力発電所

これらの発電所は、Caldas県のChinchina川に上流側からSan Cancio（定格出力 2,320kW）、Intermedia（定格出力 1,120kW）及びMunicipal（定格出力 2,112kW）と並ぶ一連の流れ込み水力発電所で、CHEC電力会社が所管している。

それぞれの発電所の1989年2月における現在の最大出力と1988年における年間発電電力量の記録を示すと次の通りである。

発電所名	発電機器の製造年	1989年2月現在最大出力 (kW)	出力低下率 (%)	1988年の年間発電電力量 (MWh)
San Cancio	#1 1929	750	▲26	6,175
	#2 1947	1000	▲23	
Intermedia	1947	900	▲20	3,279
Municipal	1951	1400	▲34	5,448

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

San Cancio発電所の放水路はIntermedia発電所の導水路と直結しているため、両発電所の最大使用水量は同じく  $Q = 5.6 \text{ m}^3/\text{s}$  である。

Municipal発電所では、Intermedia発電所の放流量（ $5.6 \text{ m}^3/\text{s}$ ）に加えて、San Cancio発電所の取水口地点より下流部の残流域流量を取水できる施設を有しているが、公式の最大使用水量は、San Cancio及びIntermedia両発電所と同じ  $5.6 \text{ m}^3/\text{s}$  として記録されている。

導水路の延長はSan Cancio発電所から順次にそれぞれ約 2,400m、約 3,100m、そして約 2,400mとなっている。いずれも開水路で形状及び寸法が不揃いの所や、線形的にも良好といえない部分もあるが、一般的に良好な維持管理状態におかれている。

これら水路の通過域が変質したConglomerate（礫岩）の分布域では、雨天時に法面崩壊や小規模な地滑り発生のため、水路内に土砂が流入する箇所がある。なおIntermedia発電所の水路は素堀りのままの状態であるのでコンクリート水路への変更が望ましい。

発電機器の製造年は古く、供用年数も43年から61年の長きにわたっている。

San Cancio発電所では、1929年製造のペルトン型発電機器（定格出力 970kW）と1947年製造の横軸フランシス型発電機器（定格出力 1,350kW）の2ユニットが同じ発電所建屋の中に併存している。Intermedia発電所には1947年製造のペ

ルトン型発電機器（定格出力 1,120kW）1ユニットが、Municipal発電所には1945年製造のペルトン型発電機器（定格出力 1,056kW）2ユニットがそれぞれ据付けられている。

Intermedia及びMunicipalの両発電所においては、理論的に計算される発電出力と既設設備容量との間に大きなギャップがある。何れも過少設備容量となっている。

## (2) 修復計画の比較代替案

San Cancio発電所の取水口地点における河川流況曲線（図-6.2参照）から判るように、計画使用水量  $Q = 5.6 \text{ m}^3/\text{s}$  の値は流れ込み式水力発電所としては比較的大きな設計流量である。即ち年間を通じて保証できる日数は55%相当で、流量設備利用率で示すと89%に相当する使用水量である。

したがって最大使用水量に関する比較検討の余地は残されていないと考えて良いので、修復計画のねらいを次の2点に絞り込んで検討した。

### ① 理論的に計算される発電出力と既設設備容量との間にあるギャップを解消する。

	Q (m <sup>3</sup> /s)	H (m)	発電出力 P (kW)	既設設備 容量Po (kW)	P-Po (kW)
San Cancio	5.6	53.8	2,400	2,320	80
Intermedia	5.6	56.8	2,500	1,120	1,380
Municipal	5.6	79.6	3,600	2,112	1,488
計			8,500	5,552	2,948

### ② 運転、点検、保守及び管理の標準化並びにスペアパーツの互換性等の利点を考慮し、同機種、同出力の発電機器の配備を行う。

修復計画に関する比較代替案を表-6.3に示してあるが、具体的な比較案の検討は、最下流に位置するMunicipal発電所における残留流域からの取水の可否に限定される。

## (3) 最適案の選択

San Cancio, Intermedia及びMunicipalの夫々の発電所について修復計画に関する検討結果が表-6.4に示してあるが、これ等の3つ流れ込み式水力発電所の修復計画はパッケージとしての考慮も必要である。

表-6.4の検討結果から判るように、Municipal発電所で残流域流量  $1.4 \text{ m}^3/\text{s}$  を追加取水するALT-2案について、一連のフィージビリティ段階の基本設計を行ないその内容は分冊報告書に収録してある。

San Cancio  
 図-6.2 Intermedia 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE

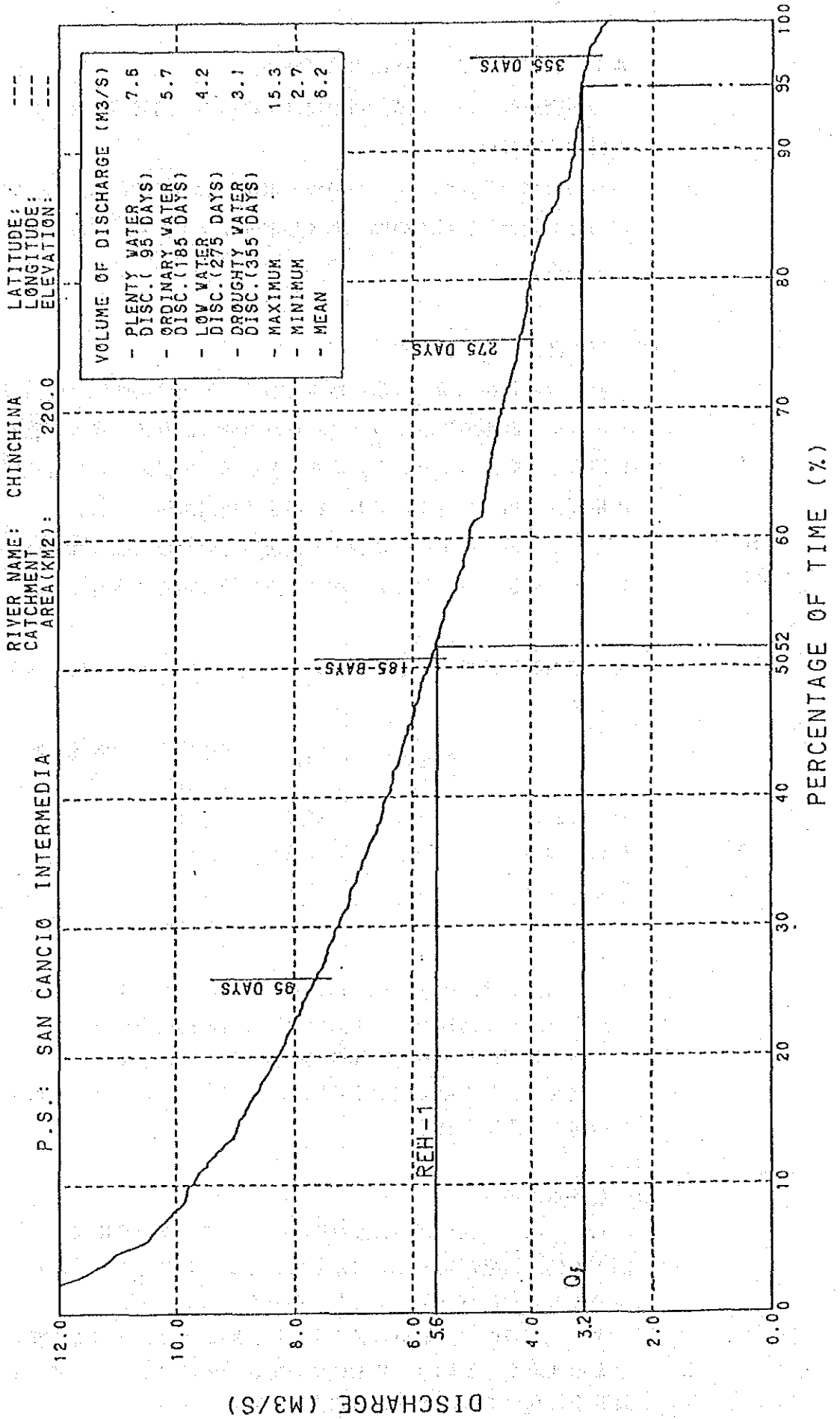


図-6.2 Municipal 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE

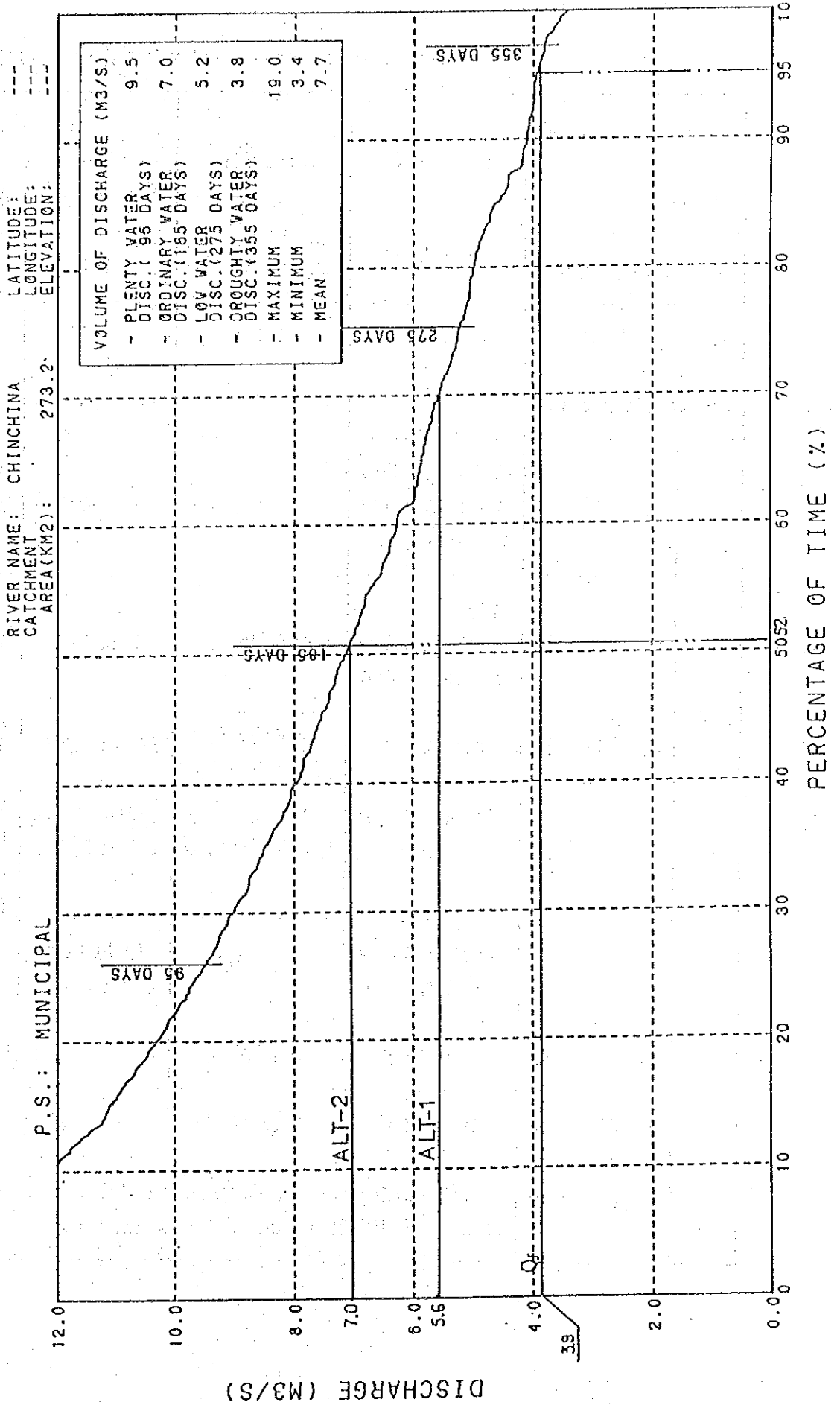


表-6.3 San Cancio, Intermedia及びMunicipal水力発電所の修復計画案

項目	地点別	San Cancio	Intermedia	Municipal	
				A L T - 1	A L T - 2
使用水量 Q (m <sup>3</sup> /s)		5.6	5.6	5.6	7.0 (残流域取水1.4)
最大出力 P (kW)		2,400	2,500	3,600	4,500
流量設備利用率 (%)		88	88	94.5	88
修復 ・ 改造 計 画	取水堰	改造し、排砂門 或いは排砂設備 を設ける。	なし	現状維持	永久構造物に 改造する。
	取水口	常時 5.6m <sup>3</sup> /sを 取水可能な施設 に設計変更する。	現状維持	現状維持	部分的改修
	沈砂地	部分的改修	部分的改修 (水槽と一体)	部分的改修	部分的改修
	水路	蓋取付工を除い て現状維持。	コンクリート水 路に全面的改造。	蓋取付工を除 いて現状維持。	通水能力を確 保出来るよう 嵩上及び蓋取 付。
	水槽	改造により調整 容量を増加する。	部分的改修	適正規模に改 造する。	適正規模に改 造する。
	水圧管路	現状維持	現状維持	現状維持	
	発電機器	新品取替	新品取替	新品取替	
	発電所建屋	部分的な補修を行って、既設建屋及び天井クレーンを利用する。 ただし、発電機器の基礎部分のみは改造する。			





表-6.4 San Cancio Intermedia Municipal 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現設設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	出力 P <sub>1</sub> (kW)	発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	基準 有効落差 H <sub>1</sub> (m)	理論出力 = 9.8 × ㉒ × ㉑ (kW)	合成 効率 η	出力 = ㉒ × ㉓ P <sub>1</sub> (kW)	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ㉔ - ㉑ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ㉕ - ㉑ ΔE (GWh)
San Cancio	5.6	53.8	2,320	1,750	8.44	5.6	53.8	2,952	0.830	2,400	18.5	88	650	10.1
Intermedia	5.6	56.8	1,120	900	3.33	5.6	56.8	3,117	0.830	2,500	19.7	88	1,600	16.4
Municipal (ALT-1)	5.6	79.6	2,112	1,400	5.94	5.6	79.6	4,368	0.830	3,600	29.9	94.5	2,200	24.0
Municipal (ALT-2)						7.0	79.6	5,460	0.835	4,500	34.8	88	3,100	28.9
Total	—	—	5,552	4,050	17.71	—	—	10,437	—	8,500	68.1	—	4,450	50.4
						—	—	11,529	—	9,400	73.0	—	5,350	55.5

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)				⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨		
	④⑩ 発電機器費			④⑪ 土 建 工事費 C <sub>2</sub>	④⑫ ④⑬ + ④⑭	⑤⑮ ΔP当りコスト = ④⑮ / ⑩	⑤⑯ P <sub>1</sub> 当りコスト = ④⑮ / ⑫	⑥⑰ 運転維持 管理費 AOM	⑥⑱ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑦⑲ E <sub>1</sub> 当り	⑦⑳ ΔE当り	C/B	優先 順位	
	④⑰ 外貨分 C <sub>1r</sub>	④⑱ 現地貨分 C <sub>1l</sub>	④⑲ ④⑰ + ④⑱	⑥⑲ ⑥⑰ + ⑥⑱	⑥⑳ ⑥⑰ × ④⑰	⑥㉑ ⑥⑰ × (④⑱ + ④⑲)	⑥㉒ ⑥⑰ + ⑥⑱	⑦㉓ ⑥㉒ / ⑲	⑦㉔ ⑥㉒ / ⑳							
	2.610 × ④⑰	2.016 × (④⑱ + ④⑲)	⑥⑲ + ⑥㉑													
San Cancio	264.7	106.1	370.8	87.5	458.3	705.1	191.0	1.3	27.6	15.6	43.2	44.5	2.5	4.6	1.40	4
Intermedia	264.7	106.1	370.8	146.6	517.4	323.4	207.0	1.4	27.6	20.4	48.0	49.4	2.6	3.2	1.37	3
Municipal (ALT-1)	322.3	129.2	451.5	72.0	523.5	238.0	145.4	2.0	33.6	16.2	49.8	51.8	1.8	2.3	0.89	2
Municipal (ALT-2)	342.2	137.3	479.5	106.0	585.5	188.8	130.1	2.5	35.7	19.6	55.3	57.8	1.7	2.1	0.86	1
Total	851.7	341.4	1,193.1	306.1	1,499.2	336.9	176.3	4.8	88.9	52.2	141.1	145.9	2.3	3.2		
	871.6	349.5	1,221.1	340.1	1,561.2	291.8	166.1	5.3	91.0	55.6	146.6	151.9	2.2	2.9		

〔備考〕 ①：既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。  
 ⑦：発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$   
 ⑧：C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。  
 ⑮：E<sub>1</sub>は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。  
 ㉓：ηはタービン及び発電機の合成効率。

⑲：ε =  $\frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3\text{/s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)  
 ⑳：年間AOMはkW当り US\$4 相当額  
 ㉑：金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
 外貨ポーション：年利10%、4年据置、25年間返済  
 現地貨ポーション：年利21%、1年据置、8年間返済

#### 6.1.4 Silvia水力発電所

本発電所は、Cauca県のPiendamó川に位置し、CEDELCA電力会社が所管する定格出力 604kWの流れ込み式水力発電所である。

取水堰、取水口、延長 609mの開水路、沈砂地兼水槽及び水圧管路等の土木構造物は堅牢性を維持している。一方で1954年製造の横軸フランシス型発電機器（定格出力 500kW）が1972年に故障し、以来18年間にわたって修理不能のまま放置してある。

現在は定格出力 104kWの横軸フランシス型発電機器のみが稼働している。

##### (1) 修復計画

Silvia発電所の修復計画は、故障し放置してある出力 500kWの #1 発電機器の取替え作業に限定され、他に比較代替案は考えられない。

図-6.3 の取水口地点の河川流況から見ても計画使用水量  $Q = 1.5 \text{ m}^3/\text{s}$  は流れ込み式水力発電所としては適正な値と考えられる。

現在、480V/13.2kV, 142.5kVAの変圧器が一台設置されているが、発電機器の取替えに伴って、発電設備容量に見合った変圧器に取り替える必要がある。

13.2kV配電線が所内発電所から周辺の需要家並びにPiendamó変電所に接続されているがこの配電線は現状のままで修復の必要はない。

現在故障している定格出力 500kWの #1号機の横軸フランシス型発電機を新品に取替えても最大出力は 240kWまでしか回復しない。即ち、もともと #1号機は 260kWの過大設備容量であった訳である。

修復に伴う発電計画を表-6.5 に示すが、本発電所の修復の内容は、故障している #1号機を新しい 240kWの発電機器と取り替えるか否かの問題であり、これは又当該地域の電力需要の増加如何によって定まる。

図-6.3 Silvia 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE

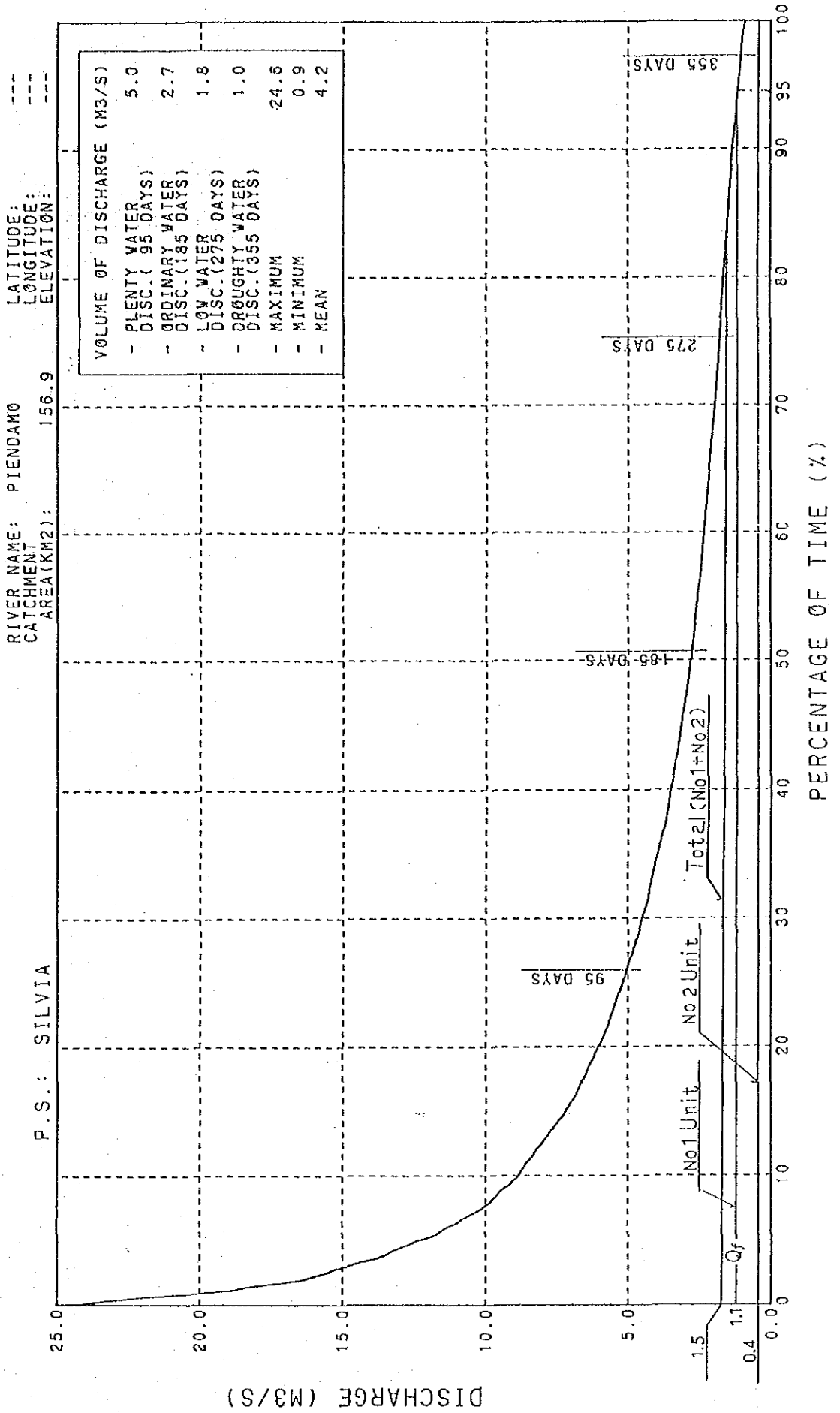


表-6.5 Silvia 水力発電所修復計画案

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画						③ 回復又は増加電力		
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 $Q_0$ ( $m^3/s$ )	有効 落差 $H_0$ ( $m$ )	定格 出力 $P_0$ ( $kW$ )	出力 $P_e$ ( $kW$ )	発電電力量 $E_e$ ( $GWh$ )	最大 使用水量 $Q_1$ ( $m^3/s$ )	基準 有効落差 $H_1$ ( $m$ )	理論出力 $= 9.8 \times ⑩ \times ⑱$ ( $kW$ )	合成 効率 $\eta$	出力 $= ⑳ \times ㉓$ $P_1$ ( $kW$ )	年間可能発電電力量 $E_1$ ( $GWh$ )	流量設備 利用率 $\epsilon$ (%)	出力 $= ㉔ - ㉒$ $\Delta P$ ( $kW$ )	年間可能発電電力量 $\Delta E$ ( $GWh$ )
No1 Unit	1.1	31.0	500	0	0	1.1	31.0	334	0.740	240	2.1	100	240	2.1
No2 Unit	0.4	31.0	104	100	0.82	0.4	31.0	121	0.826	100	0.8	---	0	0
Total	1.5	31.0	604	100	0.82	1.5	31.0	455	-----	340	2.9	98	240	2.1

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)				⑦ kW当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨		
	④ 発電機器費			④	⑤	⑤	⑥	⑥ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑦	⑦	C/B	優先 順位		
	④	④	④	土 建 工 事 費 $C_2$	④ + ④	$\Delta P$ 当りコスト $= ⑤ / ⑩$ $C / \Delta P$	$P_1$ 当りコスト $= ⑤ / ㉔$ $C / P_1$	運 転 維 持 管 理 費 $AOM$	⑥ 外貨分 $2.610 \times ④$ 25	⑥ 現地貨分 $2.016 \times (④ + ④)$ 25	⑥	⑥ + ⑥			$E_1$ 当り $= ⑦ / ㉕ \times 0.95$	$\Delta E$ 当り $= ⑦ / ㉘ \times 0.95$
No1 Unit	64.2	25.7	89.9	4.7	94.6	394.0	394.0	0.1	6.7	2.5	9.2	9.3	4.7	4.7	2.02	—
No2 Unit	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Total	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

(補 考) ①: 既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。  
 ⑦: 発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$   
 ⑧: C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。  
 ⑬:  $E_e$ は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。  
 ㉓:  $\eta$ はタービン及び発電機の合成効率。

⑲:  $\epsilon = \frac{\text{水車を利用する年間総使用水量 (} m^3/s \cdot hr \text{)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)  
 ⑳: 年間AOMはkW当り US\$4 相当額  
 ㉑: 金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
 外貨ポーション: 年利10%, 4年償還, 25年間返済  
 現地貨ポーション: 年利21%, 1年償還, 8年間返済



### 6.1.5 Ovejas水力発電所

本発電所はCauca県のOvejas川に位置し、CEDELCA電力会社が所管する定格出力 900kWの流れ込み式発電所である。1939年に運転開始してから51年を経過している。

1989年7月現在の最大出力は 650kWで、また1988年の年間発電電力量は、3,747MWhと記録されている。

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

この発電所の特色は全長 1,490mにわたる水路が、直径1,800m/mの鉄管で建設されていることである。1939年に敷設された鉄管路は50年余りを経過した現在、水平並びに鉛直変位が随所に認められ、変形による漏水現象が発生している。建設当時8m/mであった鉄管厚は現在その半分の4m/m程度にまで磨耗しているという。

粗石コンクリートで造られた既設の取水堰は、天端頂まで堆砂で埋まり所定の取水量を確保できなくなっている。

発電機器は、1939年に製造された横軸フランシス型の発電設備が現在も稼働中であるが、発電出力は定格出力の約72%の 650kWまで低下している。また理論的に計算される発電出力と既設の設備容量との間には、約 500kWのギャップが認められ過少設備容量となっている。

#### (2) 修復計画に関する比較代替案

Ovejas水力発電所における修復計画の最大関心事は建設以来、50年間を経過した総延長 1,490mに及ぶ直径1,800m/mの導水鉄管の寿命に対する判断である。

本調査では、安全性優先の見地から、変形及び損耗の著しい既設の導水鉄管の全長を撤去して新しい水路を再構築するという前提に立脚して修復計画を立案した。すなわち、既設導水鉄管路の中で、変形並びに損耗の著しい部分のみを撤去して、部分的に新品の鉄管と取替える案は次のような理由で採用しなかった。

- ① 鉄管の変形度、損耗度並びに安全率を調査する大規模な現場検証を必要とし、本調査の期間と陣容では実現できない。
- ② 現場踏査の結果、外見的な観察によっても、鉄管路延長の大部分は取替えの必要ありと認定される。

図-6.4 に示す取水口地点における河川流況曲線からも判るように現計画の最大使用水量  $Q = 7.0 \text{ m}^3/\text{s}$  は水利用率の観点から見て不経済である。また、理論的に計算できる発電出力 (1400kW) と既設の発電設備容量 (900kW) との間にあるギャップも解消する必要がある。既設の導水鉄管路を撤去するという前提を採択したので本修復計画は、単に現状修復案だけでなく、発電規模の最適化計画も併せて比較検討した。

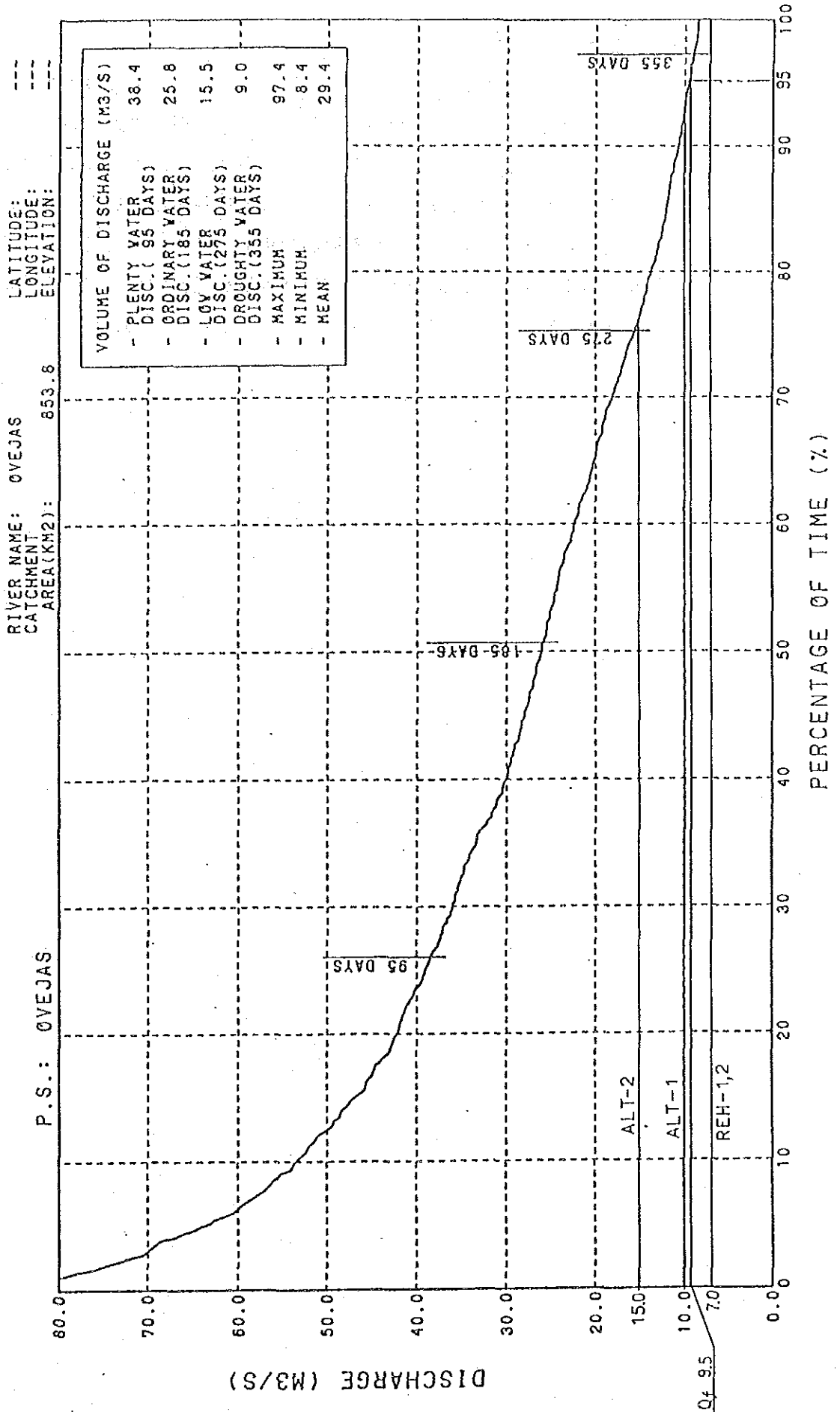
本修復計画において採択した比較代替案の修復内容をまとめて示すと表-6.6 の通りである。

表-6.6 Ovejas水力発電所修復計画 比較代替案

項目		代替案	コンクリート造カルバート案		
		導水鉄管路案	REH-1	REH-2	ALT-1
使用水量 $Q$ ( $\text{m}^3/\text{s}$ )		7.0	7.0	10.0	15.0
最大出力 $P$ (kW)		1,000	1,000	2,100	3,100
流量設備利用率 (%)		100	100	99.5	94
修復・改造計画	取水堰	損傷がひどいので改造し、排砂設備を設ける。 (各案共通施設)			
	取水口	取水堰の改造ならびに使用水量に併せて改造する。			
	沈砂池	使用水量に合わせて適正規模で新設する。(現状沈砂池ない)			
	導水路	適正な通水断面形状を決定して新設する。			
	水槽	現位置拡張			
	水圧管路	現状維持		新設	
	発電機器	(既設機器+新設機器)の2ユニットシステムに変更。		新設機器2ユニットシステムに変更。	
	発電所建屋	下流側に増設機器の建屋を増築する。			

図-6.4 Ovejas 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE





(3) 最適案の選択

修復計画としては、ALT-2案の鉄筋コンクリート製のカルバート改造案の選択になるが、経済的な見地からみて、その実現性に乏しい。(表-6.7 参照)

本調査では、ALT-2案即ち使用水量を  $7.0 \text{ m}^3/\text{s}$  から  $15 \text{ m}^3/\text{s}$  に増やして出力  $3100 \text{ kW}$  に改造する場合について、参考までに基本設計を実施し、別冊報告書に収録している。しかしながらその実現化に向けては、新設するカルバート型導水渠のルート沿いに地形測量、地質調査及び補償物件調査等を追加して実施し、水路工作物の建設工事費についての再積算を行なう必要がある。



表-6.7 Ovejas 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑭	⑮	⑯	⑰	⑱	⑲	⑳	㉑	
	最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	出力 P <sub>e</sub> (kW)	発電電力量 E <sub>e</sub> (GWh)	最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	基準 有効落差 H <sub>1</sub> (m)	理論出力 = 9.8 × ⑩ × ⑰ (kW)	合成 効率 η	出力 = ⑱ × ⑲ (kW)	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ⑲ - ⑱ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑲ - ⑳ ΔE (GWh)
REH-1&2	New	0	0	0	0	3.5	26.0	891	0.830	700	6.5	100	700	6.5
	Old	7.0	24.5	900	650	2.97	26.0	892	0.340	300	2.6	100	-350	-0.4
	Total	7.0	24.5	900	650	2.97	26.0	1,783	0.600	1,000	9.1	100	350	6.1
ALT-1						10.0	26.0	2,548	0.830	2,100	18.4	99.5	1,450	15.4
ALT-2						15.0	26.0	3,822	0.830	3,100	26.2	94	2,450	23.2

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)					⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨	
	⑩ 発電機器費			⑪	⑫	⑬	⑭	⑮ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑯	⑰	C/B	優先 順位		
	⑱	⑲	⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘					
	外貨分 C <sub>1f</sub>	現地貨分 C <sub>1l</sub>	⑱ + ⑲ C <sub>1</sub>	土 建 工 事 費 C <sub>2</sub>	⑱ + ⑲ C	ΔP当りコスト = ㉓ / ⑬ C/ΔP	P <sub>1</sub> 当りコスト = ㉓ / ⑰ C/P <sub>1</sub>	運 転 維 持 管 理 費 AOM	㉕ 2.610 × ⑱ 25	㉖ 2.016 × (⑲ + ㉑) 25	㉗ ㉕ + ㉖	㉘ ㉕ + ㉖	E <sub>1</sub> 当り = ㉗ / ㉙ × 0.95	ΔE当り = ㉗ / ㉚ × 0.95		
REH-1	143.0	57.4	200.4	719.4	919.4	2,626.9	919.4	0.6	14.9	62.6	77.5	78.1	9.0	13.5	6.19	4
REH-2	143.0	57.4	200.4	405.6	606.0	1,731.4	606.0	0.6	14.9	37.3	52.2	52.8	6.1	9.1	3.98	3
ALT-1	310.3	124.4	434.7	511.7	946.4	653.0	450.0	1.2	32.4	51.3	83.7	84.9	4.9	5.8	2.84	2
ALT-2	372.2	149.3	521.5	603.3	1,124.8	459.0	362.0	1.7	38.9	60.7	99.6	101.3	4.1	4.6	2.63	1

(備考) ①: 既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。  
 ⑦: 発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$   
 ⑧: C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。  
 ⑱: E<sub>e</sub>は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。  
 ㉒: ηはタービン及び発電機の合成効率。

㉓:  $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3\text{/s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)  
 ㉔: 年間AOMはkW当り US\$4 相当額  
 ㉕: 金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
 外貨ポーション: 年利10%, 4年据置, 25年間返済  
 現地貨ポーション: 年利21%, 1年据置, 8年間返済



### 6.1.6 La Vuelta水力発電所

本発電所は、Choco県のAndagueda川に位置し、現在Choco貴金属会社が所管する定格出力2,000kWの流れ込み式水力発電所である。1916年に建設された発電所で74年を経過した現在でも運転中ではあるが、最大出力は500kWにまで低下している。1986年の年間発電電力量は2,364MWhと記録されている。

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

この発電所の特色は、Andagueda川の豊富な水量を利用して、地形的に蛇行している河川の湾曲部をショートカットすることによって落差を得て発電している低落差の水力発電所である。

1916年の建設当時の取水堰は流失し、取水庭の施設も崩壊している。現在の取水堰は、取水口地点の下流約130mの付近にワイヤーを渡しTrinchoと呼ばれる比重の重い特殊な材木で作った木柵を吊して河を堰き上げている。

河からの取水は、河流に直角方向に設けた巾15～35m、長さ78m、水深4.00mの素掘りの開水路で行なっていて、発電所建物の前面に取水口のスクリーン及び制水門を設けている。洪水時における最高水位は取水口前面の測水標でBL.75フィートと記録されている。

発電所建屋は発電用機器の性能或いは配置計画が旧式のため大型の建物となっているが、構造物自体としては堅牢性を維持している。

発電所建屋の上流側には、カヌー就航のためのナビゲーションロックが備えつけてあり、現在も稼働している。このナビゲーションロックの水位差が本発電所の総落差を示している訳であり、水位観測資料（自1921.1月至9月）から得られる平均総落差は14ft(4.31m)である。

発電設備としては、1915年及び1930年に製造された定格出力1000kWのタテ軸フランシス型の機器が2基据付けられている。

#### (2) 修復計画の比較代替案

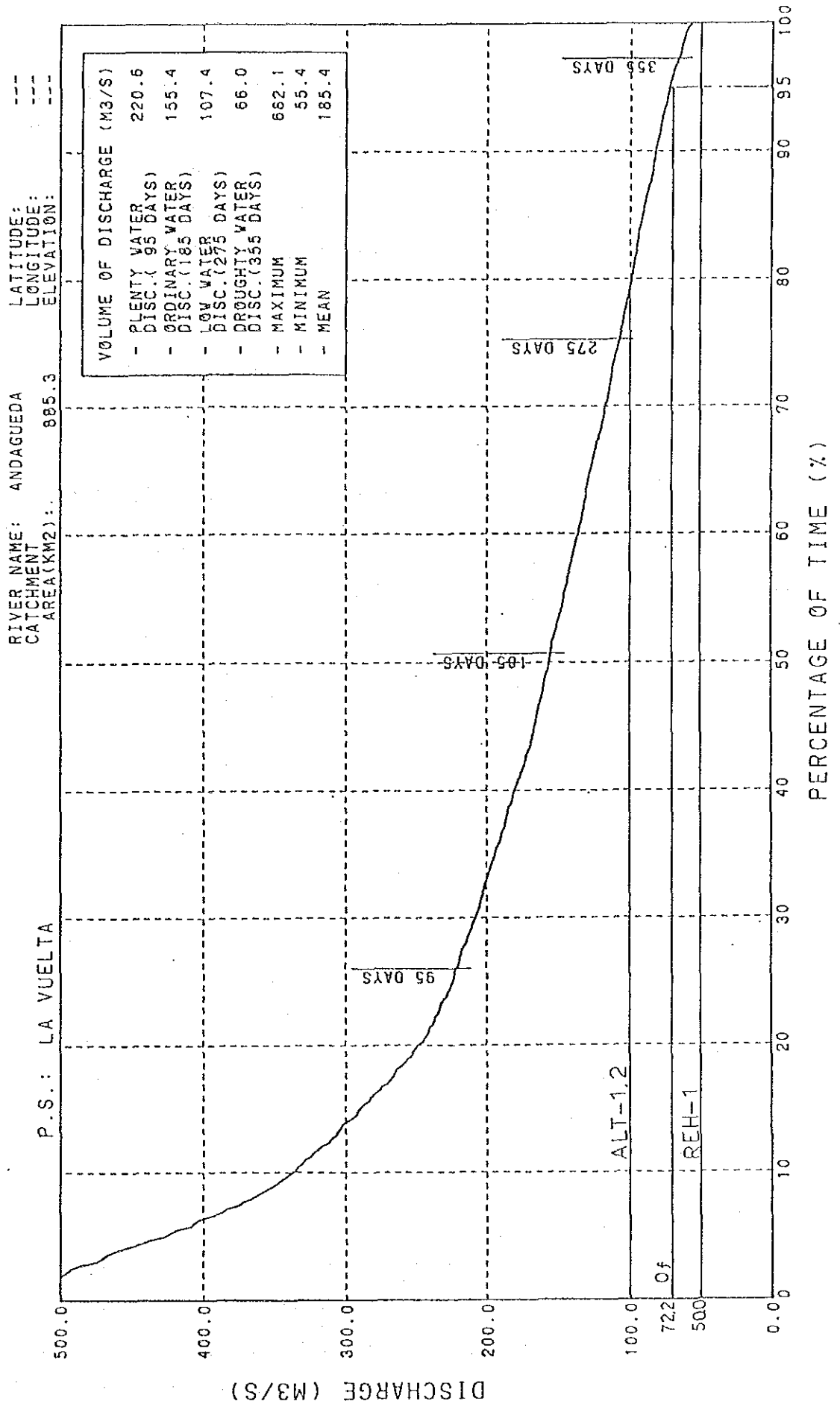
図-6.5に示した取水口地点における河川流況曲線から判るように本流れ込み式水力発電所の発電計画としては、現在の使用水量 $Q = 54 \text{ m}^3/\text{s}$ を約2倍の $100 \text{ m}^3/\text{s}$ まで増大させることも可能である。したがって最大使用水量は $50.0 \text{ m}^3/\text{s}$ と $100.0 \text{ m}^3/\text{s}$ の2ケースを比較案として採用する。

既設のタービンは旧式のフランシスタイプでこの型式のタービンは現在製造されていないので新しい型式の発電機器設備と交換することになる。型式が



図-6.5 La Vuelta 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



異なるために既設発電所建屋内における現位置交換は施工的に不可能である。したがって、修復計画のためのレイアウトは、隣接新規ルート案に限定して検討した。

本修復工事では流失した取水堰の再建費がコストに占める割合が大きいため、取水堰をコンクリート造りの構造物に再建する場合には、当然落差の上昇メリットを考慮すべきである。

本発電所の修復計画の比較代替としては、表-6.8 に示すように、既存のTrinchoを現位置で補強修理する案とコンクリート造り取水ダムに改築する案に大別した。

表-6.8 La Vuelta水力発電所修復計画 比較代替案

項目	代替案	(A) 現位置Trincho改修案	(B) コンクリート取水ダムに改築案	
		REH-1	ALT-1	ALT-2 (Tentative)
使用水量 Q (m <sup>3</sup> /s)		50	100	100
最大出力 P (kW)		1,700	3,500	7,700
流量設備利用率 (%)		100	96	96
修復・改造計画	取水堰	現在のTrinchoを現位置で改修する。		Trinchoをコンクリート造り取水堰に改築する。
	取水庭	隣接して新設する。		
	取水口	隣接して新設する。		
	発電機器	新型式の発電設備に取替える。		
	発電所建屋	隣接して新築する。		

### (3) 最適案の選択

比較代替案の検討結果をまとめて示すと表-6.9 の通りである。

修復計画としては、ALT-2案即ち、使用水量50 m<sup>3</sup>/sから 100 m<sup>3</sup>/sに倍増して、さらに取水堰をコンクリートダムに改造して落差の上昇を図る案が相対的に有利である。しかしながらALT-2案の場合次のような不確定要素が介在しているため、その実現性を確認するためには、更に詳細な追加調査が必要である。





表-6.9 La Vuelta 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	⑭ 出力 P <sub>e</sub> (kW)	⑮ 発電電力量 E <sub>e</sub> (GWh)	最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	基準 有効落差 H <sub>1</sub> (m)	理論出力 = 9.8 × ⑩ × ⑪ (kW)	合成 効率 η	出力 = ⑫ × ⑬ P <sub>1</sub> (kW)	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ⑫ - ⑭ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑮ - ⑮ ΔE (GWh)
REH-1	54.0	4.8	2,000	500	6.25	50.0	4.4	2,156	0.815	1,700	15.4	100	1,200	9.1
ALT-1						100.0	4.4	4,312	0.823	3,500	29.9	96	3,000	23.6
ALT-2						100.0	9.65	9,457	0.823	7,700	65.7	96	7,200	59.4

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)					⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨	
	⑩ 発電機器費			⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	⑯	⑰ 建設費の元利償還額 (25年平均)		⑱	⑲	C/B	優先 順位	
	⑩	⑪	⑫	土 建 工 事 費 C <sub>2</sub>	⑫ + ⑬ C	ΔP当りコスト = ⑬ / ⑰ C/ΔP	P <sub>1</sub> 当りコスト = ⑭ / ⑱ C/P <sub>1</sub>	⑯ AOM	⑰	⑱	⑱ + ⑲	E <sub>1</sub> 当り = ⑱ / ㉕ × 0.95	ΔE当り = ⑲ / ㉖ × 0.95			
	外貨分 C <sub>1r</sub>	現地貨分 C <sub>1l</sub>	⑫ + ⑬ C <sub>1</sub>						⑰	⑱						
REH-1	556.0	222.9	778.9	337.1	1,116.0	930.0	656.5	1.0	58.0	45.2	103.2	104.2	7.1	12.1	4.24	3
ALT-1	753.1	301.9	1,055.0	464.7	1,519.7	506.6	434.2	2.0	78.6	61.8	104.4	142.4	5.0	6.4	2.71	2
ALT-2	1,035.6	415.2	1,450.8	1,367.3	2,818.1	391.4	366.0	4.3	108.1	143.7	251.8	256.1	4.1	4.5	2.29	1

〔備考〕 ①：既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。  
 ⑦：発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$   
 ⑧：C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。  
 ⑮：E<sub>e</sub>は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。  
 ⑲：ηはタービン及び発電機の合成効率。

⑳：ε =  $\frac{\text{水車を利用する年間総使用水量 (m}^3\text{/s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)  
 ㉖：年間AOMはkW当り US\$4 相当額  
 ㉗：金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
 外貨ポーション：年利10%、4年据置、25年間返済  
 現地貨ポーション：年利21%、1年据置、8年間返済

- ① コンクリート取水ダムの基盤、特に左岸段丘部の地質状況が調査されていないこと。
- ② ダム堰き上げによる背水の影響範囲とインパクトが不明であること。
- ③ 水没する家屋、田畑、林野等の補償物件調査が行なわれていないこと。

したがって、現段階におけるフィージビリティ段階の基本設計は、ALT-1案について実施しその内容が別冊報告書に収録してある。

なお、La Vuelta発電所の場合、①低落差の流れ込み式水力発電所であるために発電機器の型式がチューブラタービン発電設備となり、コストが割高になること、②修復計画といっても殆どの施設が新設となること、③僻地のため資器材運搬ならびに土工工事のコストが割高となること等の悪条件が重なり、単純に発電計画の便益だけで修復計画の是非を論じることは妥当性を欠くように思われる。

### 6.1.7 Julio Bravo水力発電所

本発電所はNariño県のPasto川に位置し、CBDENAR電力会社が所管する定格出力1500kWの流れ込み式水力発電所であるが、水圧管路ならびに発電機器の損傷のため1984年以降全面的に運転を停止している。

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

発電設備は1942年に#1, #2, #3の3ユニットのペルトン型発電機器（各500kW）が設置されていたが、#3ユニットは故障のためすでに撤去されている。

1948年に破裂した水圧管路を取替えると同時に、#2ユニットを#4ユニットとして移設し、新たに#3ユニットにかわる#5ユニットを増設して、#1, #4および#5の3ユニットの発電設備となっている。

2番目の水圧管路も摩耗による穿孔のため使用不能となり、1984年以降現在まで発電を停止している。既存の#1, #4及び#5ユニットの発電機器も供用開始後42年から48年を経過しているため、損傷も著しく、点検、保守も実施されないまま放置されている状態である。屋外変圧器も撤去されて他の発電所に転用されている。

延長約2,500mの導水路は、練石積み造りの開水路で比較的良好な状態を維持しているが、取水堰および取水口は一部損傷している。既設の沈砂池は良好な形状を保持しているが、設計が旧式なため、沈砂機能に不安がある。

取水口に流入する川の水は、上流にあるPasto市の汚水が流入していて水質汚染が進んでいる。（表-6.10参照）

表-6.10 Pasto川の水質分析結果

	P H	比抵抗 ( $\Omega$ -cm)
1985年	6.3~4.0	345~166
1986年	6.8~4.4	346~162
1987年	6.8~4.2	302~182
1988年	5.2~4.6	460~315

#### (2) 修復計画の比較代替案

本水力発電所の水路工作物は、延長約2,500mの導水路を除いて、その殆どが破損或いは構造的に不完全なために、改造又は改築を必要としている。発電設備や変圧器についても既に述べた理由で新品の調達が必要である。

水理解析の結果によれば、既設開水路は、流量 4.0 m<sup>3</sup>/s 迄は安全に通水する能力を保有している。したがって、本修復計画においては、単に現状修復案だけに留まらず、発電規模の最適化計画まで含めて比較検討案を作成した。

最大使用水量は、取水口地点の代表的な流況曲線図（図-6.6 参照）に示すように、流量設備利用率が50%を超えない範囲で計画使用水量を 2.0 m<sup>3</sup>/s（既設発電所の最大使用水量）、3.0 m<sup>3</sup>/s 及び 4.0 m<sup>3</sup>/s の3ケースに設定し、それぞれの発電計画を比較検討した。これら比較代替案の計画概要を示すと表-6.11の通りである。

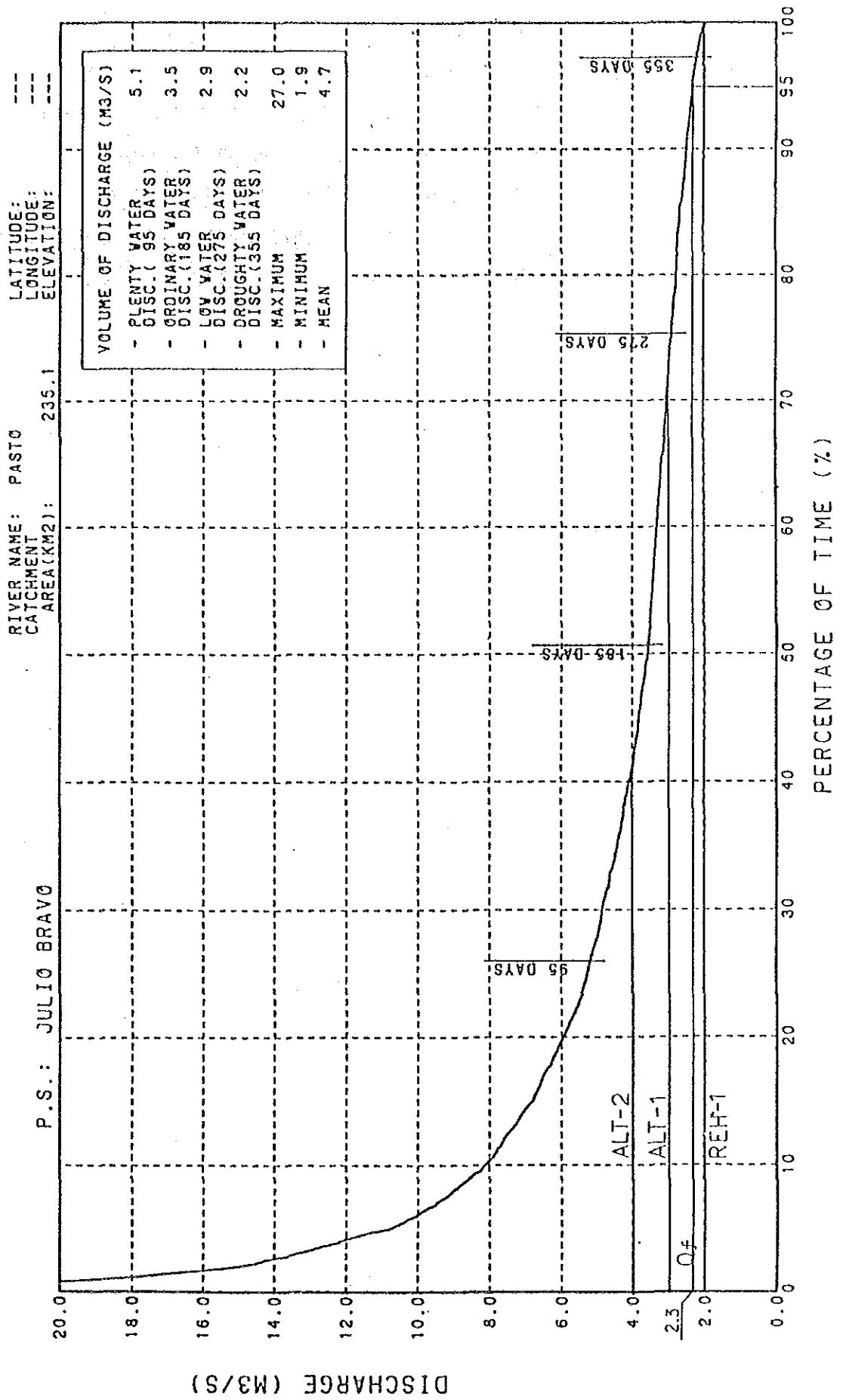
計画使用水量 2.0 m<sup>3</sup>/s の現状修復案の場合においても基準有効落差に約23mのプラス修正があり、又、理論的に計算される発電出力と設備容量との間にもギャップを生じていたので、既設の発電設備容量（1,500kW）は必然的に増加している。

表-6.11 Julio Bravo 水力発電所修復計画 比較代替案

項 目		代替案	発電出力増加計画案	
		現状修復案 REH	ALT-1	ALT-2
使用水量 Q (m <sup>3</sup> /s)		2.0	3.0	4.0
最大出力 P (kW)		2,300	3,500	4,600
流量設備利用率 (%)		100	97	85
修 復 ・ 改 造 計 画	取 水 堰	破損が進んでいるので改造する。（各案共通施設）		
	取 水 口	所定の使用水量を常時取水出来る構造に改造する。		
	沈 砂 地	適正規模に設計変更し新設する。（各案共通施設）		
	導 水 路	蓋取付工事を除き現状維持。（各案共通施設）		
	ヘッドタンク	現位置で拡張し調整容量を増やす。 余水吐を改造する。		
	水 圧 管 路	新しく布設する。		
	発 電 機 器	新品に取替える。		
	発 電 所 建 屋	現位置で既設建物を拡張する。		

図-6.6 Julio Bravo 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



(3) 最適案の選択

比較代替案の検討結果をまとめると表-6.12のようになる。

本調査では、ALT-1案を最適案として選定し、フェージビリティ段階での基本設計を実施しているが、表-6.12の結果からわかるように、ALT-1案とALT-2案の両者は優劣つけがたい。したがって、実現に向けての実施設計に着手するに当たっては、改めて計画使用水量 $Q = 3.0 \sim 5.0 \text{ m}^3/\text{s}$ の範囲で、最適使用水量の再検証を行う必要があることを指摘しておく。





表-6.12 Julio Bravo 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	⑭ 出力 P <sub>1</sub> (kW)	⑮ 発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	基準 有効落差 H <sub>1</sub> (m)	理論出力 = 9.8 × ⑩ × ⑪ (kW)	合成 効率 η	出力 = ⑫ × ⑬ P <sub>1</sub> (kW)	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ⑫ - ⑭ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑮ - ⑮ ΔE (GWh)
REH-1	2.0	120.0	1,500	0	0	2.0	143.0	2,802	0.830	2,300	20.4	100	2,300	20.4
ALT-1						3.0	143.0	4,204	0.835	3,500	29.4	97	3,500	29.4
ALT-2						4.0	143.0	5,605	0.835	4,600	34.6	85	4,600	34.6

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)					⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨	
	⑩ 発電機器費			⑪	⑫	⑬	⑭	⑮ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑯	⑰	C/B	優 先 順 位		
	⑰	⑱	⑲	土 建 工 事 費 C <sub>2</sub>	⑳ + ㉑ C	ΔP当りコスト = ㉒ / ㉓ C/ΔP	P <sub>1</sub> 当りコスト = ㉔ / ㉕ C/P <sub>1</sub>	⑳ 運 転 維 持 管 理 費 AOM	㉖ 外貨分	㉗ 現地貨分	㉘	㉙ + ㉚			E <sub>1</sub> 当り	ΔE当り
	外貨分 C <sub>1f</sub>	現地貨分 C <sub>1l</sub>	㉑ + ㉒ C <sub>1</sub>						㉖ × ㉗ 25	㉗ × (㉑ + ㉒) 25	㉘ + ㉙	㉙ + ㉚	= ㉖ / ㉕ × 0.95	= ㉗ / ㉕ × 0.95		
REH-1	268.2	107.5	375.7	129.4	505.1	219.6	219.6	1.3	28.0	19.1	47.1	48.4	2.5	2.5	1.16	3
ALT-1	324.6	130.1	454.7	143.8	598.5	171.0	171.0	2.0	33.9	22.1	56.0	58.0	2.1	2.1	0.96	1
ALT-2	369.2	148.1	517.3	169.0	686.3	149.2	149.2	2.6	38.5	25.6	64.1	66.7	2.0	2.0	0.94	1

〔補 考〕 ①：既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。  
 ⑦：発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$   
 ⑧：C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。  
 ⑮：E<sub>1</sub>は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。  
 ㉓：ηはタービン及び発電機の合成効率。

㉖：ε =  $\frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3\text{/s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$  (%)  
 ㉗：年間AOMはkW当り US\$4 相当額  
 ㉘：金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
 外貨ポーション：年利10%、4年据置、25年間返済  
 現地貨ポーション：年利21%、1年据置、8年間返済

### 6.1.8 Zaragoza水力発電所

本発電所はSantander県のSurata川に位置し、ESSA電力会社が所管している定格出力 1,560kWの流れ込み式水力発電所である。

発電設備は1932年、1937年及び1950年に製造された出力 520kWの横軸フランシス型発電機器を1台ずつ設置している。1989年9月における現在出力は定格出力の約77%の 1,200kWである。

また、1988年の年間発電電力量は4,870.3MWhと記録されている。

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

取水口地点では取水堰というよりも川を斜方向に横切る導流堤を設けて取水口まで導水している。取水施設は破損の都度修復され、その機能を保持しているが、良好な設計構造物とは言えない。延長約 1,700mの導水路（開渠）は急斜面の山腹に沿って建設しており、拡巾の余地が少ない。水槽の容量が小さい。

発電機器は修理のため一時的に運転を停止することはあるが、1号機から3号機まで、3ユニットとも稼動中である。ただし、年間の発電電力量の記録をみると設備利用率は36～57%と低い値を示している。

年次	年間発電電力量 (MWh)	設備利用率
1984	6,882.4	50
1985	7,757.5	57
1986	6,883.7	50
1987	5,067.9	37
1988	4,870.3	36

本発電所の放水口の直下流には Bucaramanga市の上水道用取水堰ならびに浄水場がある。この浄水場の取水口地点で1982年から1988年まで7年間にわたって観測されたSurata川の流量資料を入手したが、最初の5年間は欠測日数が多く、実質年間を通じて利用できるのは、1987年と1988の2年分だけである。

なお発電所建屋の下流約 300mの地点にN 30° W方向に走る活断層の存在が確認されているが、本修復計画とは、直接関係はない。

(2) 修復計画の比較代替案

Zaragoza水力発電所の取水口における流況曲線図（図-6.7 参照）から判るように、既存の発電所の最大使用水量  $Q = 6.5 \text{ m}^3/\text{s}$  は流れ込み式水力発電所の設計流量としてほぼ適正な値であるが比較の意味で、最大使用水量  $Q = 10.0 \text{ m}^3/\text{s}$  の増設案を検討した。

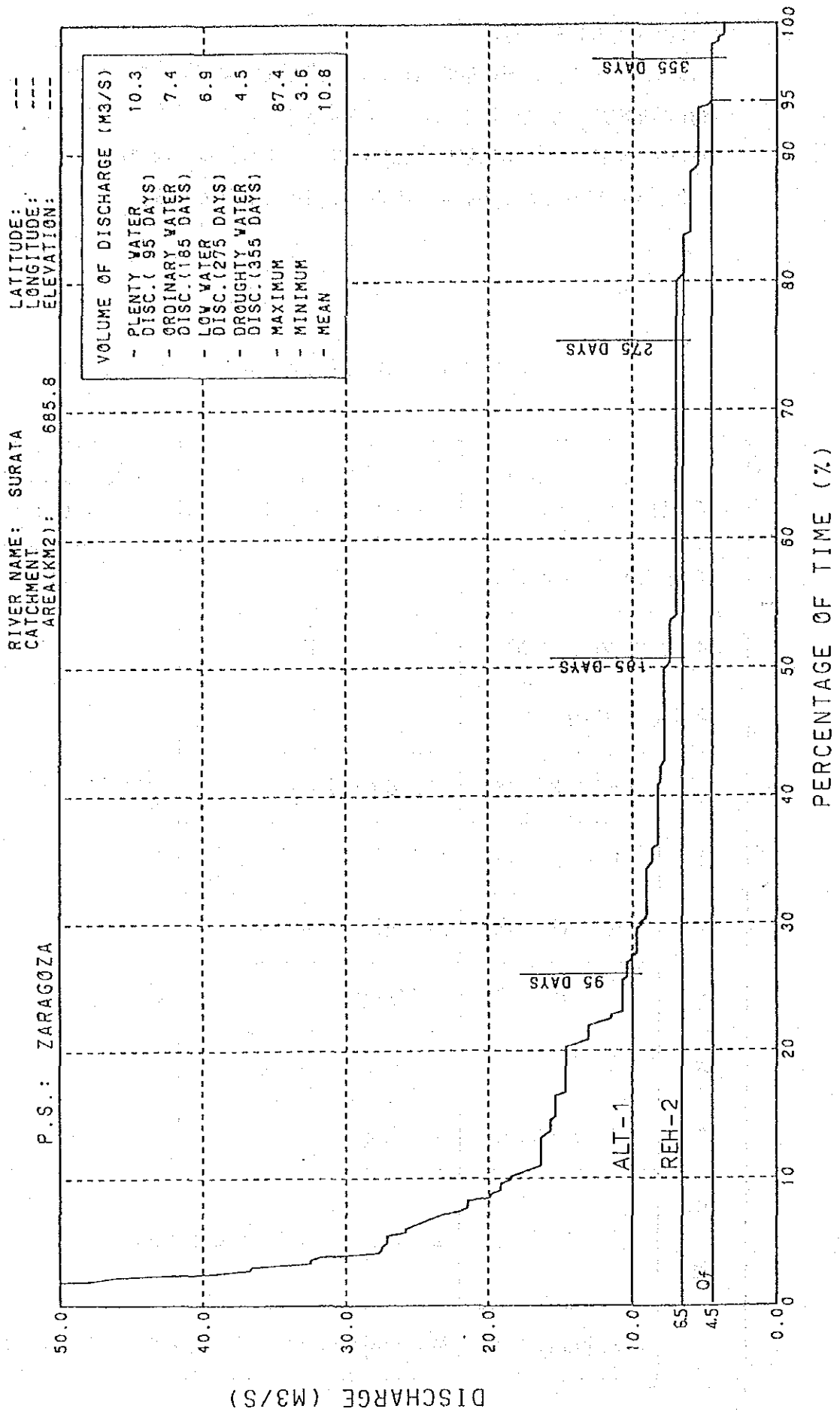
比較代替案の計画概要を示すと表-6.13のとおりである。

表-6.13 Zaragoza水力発電所修復計画 比較代替案

項目		代替案	現状修復計画案 R E H - 1	発電出力増加計画案 A L T - 1
使用水量 $Q$ ( $\text{m}^3/\text{s}$ )			6.5	10.0
最大出力 $P$ (kW)			1,700	2,600
流量設備利用率 (%)			96.5	78
修復 ・ 改 造 計 画	取水堰		導流堤構造を維持。	取水堰に改造し、排砂門を設ける。
	取水口		現状維持。	取水堰に合わせて設計変更する。
	沈砂地		適正規模に改造する。	
	導水路		現状維持。	拡巾、改造工事を行う。
	水槽		容量増加のため改造する。	同 左
	水圧管路		現状維持。	新 設
	発電機器		2ユニットの新品を据え付ける。	
	発電所建屋		既存建屋を利用し、発電機器の基礎部の改造を行なう。	

図-6.7 Zaragoza 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



(3) 最適案の選択

比較代替案の検討結果をまとめて示すと表-6.14の通りである。

経済的に有利で便益効果が大きいALT-1案を最適案として選択する。

表-6.14 Zaragoza 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 $Q_0$ ( $m^3/s$ )	有効 落差 $H_0$ ( $m$ )	定格 出力 $P_0$ ( $kW$ )	⑭ 出力 $P_e$ ( $kW$ )	⑮ 発電電力量 $E_e$ ( $GWh$ )	最大 使用水量 $Q_1$ ( $m^3/s$ )	基準 有効落差 $H_1$ ( $m$ )	理論出力 $= 9.8 \times ⑳ \times ㉑$ ( $kW$ )	合成 効率 $\eta$	出力 $= ㉒ \times ㉓$ $P_1$ ( $kW$ )	年間可能発電電力量 $E_1$ ( $GWh$ )	流量設備 利用率 $\epsilon$ (%)	出力 $= ㉔ - ㉕$ $\Delta P$ ( $kW$ )	年間可能発電電力量 $\Delta E$ ( $GWh$ )
REH-1	6.5	30.0	1,560	1,200	6.29	6.5	32.8	2,089	0.830	1,700	14.7	96.5	500	8.4
ALT-1						10.0	32.8	3,214	0.830	2,600	18.4	78	1,400	12.1

代替案	④ 修復工事費 (百万円)				⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)					⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨	
	⑩ 発電機器費			⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	⑯	⑰ 建設費の元利償還額 (25年平均)		⑱	⑲	C/B	優先 順位	
	⑳	㉑	㉒	土建 工事費 $C_2$	㉓ + ㉔	$\Delta P$ 当りコスト $= ㉕ / ㉖$ $C/\Delta P$	$P_1$ 当りコスト $= ㉗ / ㉘$ $C/P_1$	⑳ 外貨分 $2.610 \times ㉙$ 25	㉑ 現地貨分 $2.016 \times (㉒ + ㉓)$ 25	㉔	㉕ + ㉖	$E_1$ 当り $= ㉗ / ㉘ \times 0.95$	$\Delta E$ 当り $= ㉙ / ㉚ \times 0.95$			
	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘	㉙	㉚	㉛	㉜	㉝	㉞		
REH-1	294.6	118.0	412.6	52.6	465.2	930.4	273.6	1.0	30.8	13.8	44.6	45.6	3.3	5.7	1.91	2
ALT-1	316.1	126.7	442.8	139.7	582.5	416.1	224.0	1.5	33.0	21.5	54.5	56.0	3.2	4.9	1.74	1

(備考) ①: 既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。  
 ⑦: 発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$   
 ⑧: C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。  
 ⑮:  $E_e$ は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。  
 ㉓:  $\eta$ はタービン及び発電機の合成効率。

㉖:  $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量}(m^3 \cdot hr)}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100 (\%)$   
 ⑯: 年間AOMはkW当り us\$4 相当額  
 ⑰: 金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。  
 外貨ポーション: 年利10%, 4年据置, 25年間返済  
 現地貨ポーション: 年利21%, 1年据置, 8年間返済



### 6.1.9 Lagunilla 水力発電所

本発電所は、Tolima県のLagunilla川に位置し、ELECTROLIMA電力会社が所管する定格出力392kWの滝の落差を利用した流れ込み式水力発電所である。1940年より供用を開始しているが、発電機器の故障により15年程前から運転を停止し、送電設備も撤去されて放棄の状態にある。また1985年に発生したNevado del Ruiz火山爆発による土石流によって取水施設は流失している。

#### (1) 発電所施設の現況と問題点

既設の取水施設は流失してその痕跡はないが、恐らく簡単な取水堰を滝の直上流部に設けて、延長わずか56mの開水路で水槽まで導水していたと思われる。滝の総落差は約300mあるが、地形的制約の為に既設の発電所はその内の約1/3相当の120mしか発電落差として利用していない。

1984年に滝の上流、標高EL 1,960m付近に取水堰を設けて、計画使用水量 $Q = 9.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 、右岸側の導水路総延長 $L = 4,960 \text{ m}$ 、総落差 $H = 897 \text{ m}$ 、最大出力 $P = 66.5 \text{ MW}$ の発電計画を2つの水力発電所のシリーズで達成するフェージビリティ調査が実施されたが、翌年1985年に発生したNevado del Ruiz火山の爆発事故のため、未だ実現化に至っていない。

本発電所の修復計画に関する最大の問題点は、Lagunilla川流域に現存する測水所がないことである。本調査報告書ではHIMATの前身であるELECTRAGUAS (Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Electrico) がEl Bosque測水所で1957年から1964年まで8年間にわたって観測した流量資料にもとづいて発電計画が策定してある。本計画の実現化に向けては、早急に測水所を開設し、最近のLagunilla川の流況を把握する必要がある。

#### (2) 修復計画の比較代替案

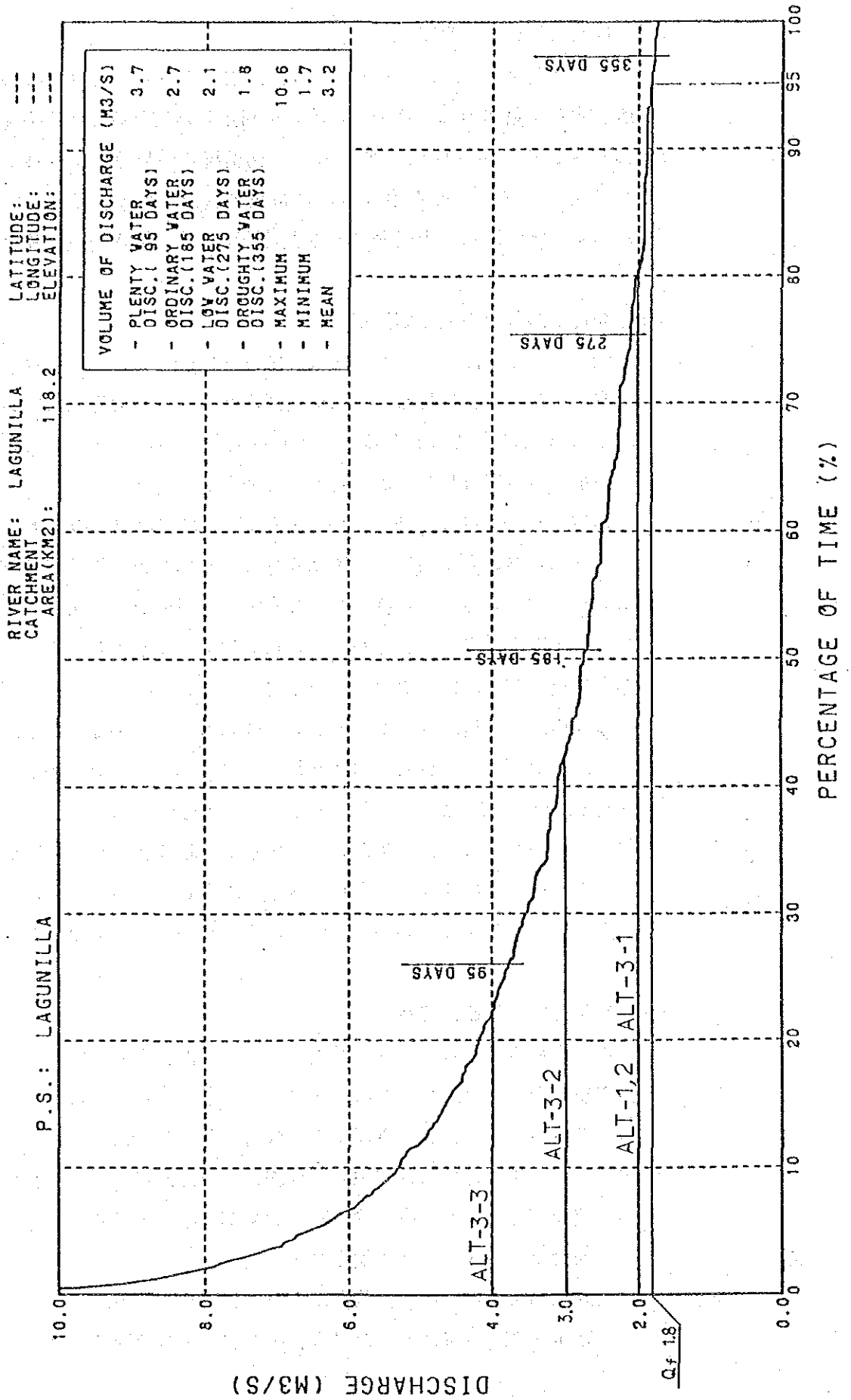
本水力発電所における修復計画は、現状回復計画ではなくて、むしろ新たな発電規模の最適化計画のための比較検討作業である。したがって、比較代替案の立案に当たっては、次に挙げるような前提条件が考慮された。

- ① 最大使用水量は取水口地点の代表的な流況曲線（図-6.8）に示す通り、流量設備利用率が50%を超えない範囲で計画使用水量を2.0、3.0及び4.0 $\text{m}^3/\text{s}$ の3ケースに設定する。
- ② 約300mに及ぶ滝の落差を最大限に利用した発電計画とする。ただし、水路ルートを右岸にとった場合、滝の右岸側の地形は余りにも急峻で既設発



図-6.8 Lagunilla 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



電所建屋の位置 (EL 1,650m) より下は、地下構造物となる。したがって右岸水路ルート案の場合の利用落差は上述のEL 1,650mの高さまでが限度とする。

- ③ 土石流の発生頻度は現在までの調査結果によると70年に1回程度と言われているが、取水施設を除いて他の構造物及び施設は土石流に対して安全なレイアウトと設計を採択する。

比較代替案の計画概要ならびにレイアウトを示すとそれぞれ表-6.15及び図-6.9の通りである。

表-6.15 Lagunilla 水力発電所修復計画比較代替案

項目	代替案				
	ALT-1	ALT-2	ALT-3		
取水位標高	EL 1,782.5m	EL 1,821m			
導水路ルート	右岸ルート			左岸ルート	
発電所位置	既設発電所と同位置 (EL 1,650m)			左岸EL 1,500m	
有効落差 H (m)	125.9	161.5	309.0		
使用水量 Q (m <sup>3</sup> /s)	2.0	2.0	2.0	3.0	4.0
最大出力 P (kW)	2,000	2,600	5,000	7,700	10,200
流量設備利用率 (%)	99	99	99	85	71

### (3) 最適案の選択

比較代替案の検討結果をまとめて示すと表-6.16の通りである。経済的に有利で便益効果が大きい左岸ルート案の Q = 2.0 m<sup>3</sup>/s (ALT-3-1) を最適案として選択する。ALT-3-1案について、フィージビリティ段階での基本設計を実施し、その内容は別冊報告書に収録してある。

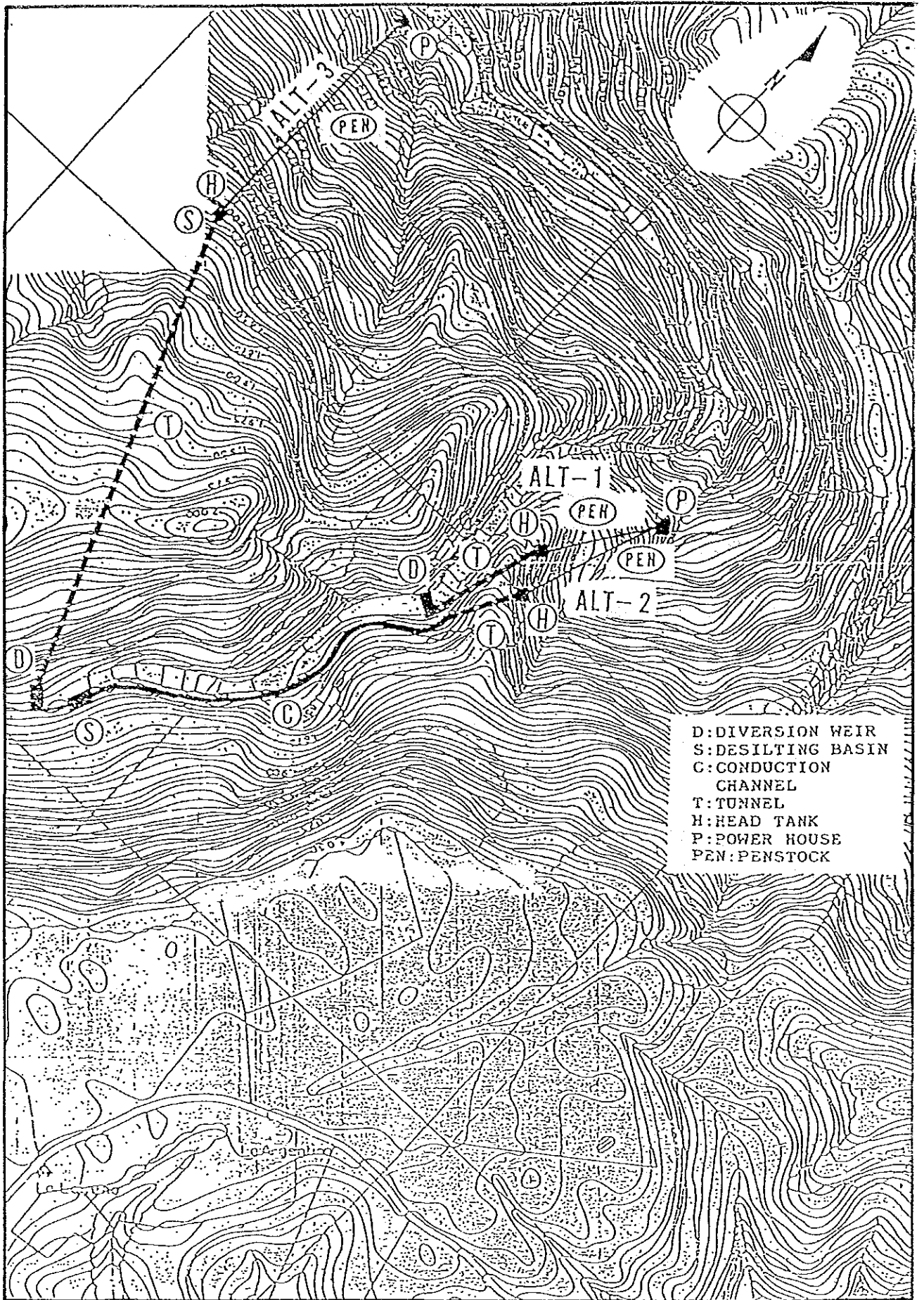


Fig. 6.9 Layout for the Alternative Plans.



表-6.16 Lagunilla 水力発電所修復計画案の比較

代替案	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
	⑩	⑪	⑫	⑬ 現有設備能力		⑳	㉑	㉒	㉓	㉔	㉕	㉖	㉗	㉘
	最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	⑭ 出力 P <sub>e</sub> (kW)	⑮ 発電電力量 E <sub>e</sub> (GWh)	最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	基準 有効落差 H <sub>1</sub> (m)	理論出力 = 9.8 × ⑩ × ⑪ (kW)	合成 効率 η	出力 = ⑫ × ⑬ P <sub>1</sub> (kW)	年間可能発電電力量 E <sub>1</sub> (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ⑫ - ⑭ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑮ - ⑯ ΔE (GWh)
ALT-1	0.5	120.0	392	0	0	2.0	125.9	2,467	0.830	2,000	17.6	99	2,000	17.6
ALT-2						2.0	161.5	3,165	0.830	2,600	22.6	99	2,600	22.6
ALT-3-1						2.0	309.0	6,056	0.830	5,000	43.2	99	5,000	43.2
ALT-3-2						3.0	309.0	9,084	0.850	7,700	56.7	85	7,700	56.7
ALT-3-3						4.0	309.0	12,112	0.850	10,200	62.4	71	10,200	62.4

代替案	④ 修復工事費 (百万円)					⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)				⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨ 優先 順位	
	⑩ 発電機器費			⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	⑯ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑰	⑱	C/B		
	⑰	⑱	⑲	土 建 工 事 費 C <sub>2</sub>	⑳ + ㉑ C	㉒ 当りコスト = ㉒ / ㉓ C/ΔP	㉔ 当りコスト = ㉔ / ㉕ C/P <sub>1</sub>	㉖ 運 転 維 持 費 AOM	㉗ 外貨分	㉘ 現地貨分	㉙	㉚ + ㉛	㉜ 当り = ㉜ / ㉝ × 0.95			㉞ 当り = ㉞ / ㉟ × 0.95
	外貨分 C <sub>1f</sub>	現地貨分 C <sub>1l</sub>	㉑ + ㉒ C <sub>1</sub>						㉗ × ㉘	㉘ × (㉑ + ㉒)	㉙ + ㉚	㉚ + ㉛	㉜ × ㉝ × 0.95			㉞ × ㉟ × 0.95
ALT-1	278.7	111.8	390.5	99.1	489.6	244.8	244.8	1.1	29.1	17.0	46.1	47.2	2.8	2.8	1.28	4
ALT-2	337.0	135.1	472.1	131.8	603.9	232.3	232.3	1.5	35.2	21.5	56.7	58.2	2.7	2.7	1.24	3
ALT-3-1	538.2	215.8	754.0	222.2	976.2	195.2	195.2	2.8	56.2	35.3	91.5	94.3	2.3	2.3	1.06	1
ALT-3-2	787.3	315.7	1,103.0	266.5	1,369.5	177.9	177.9	4.3	82.2	46.9	129.1	133.4	2.5	2.5	0.96	1
ALT-3-3	1,025.6	411.2	1,436.8	309.0	1,725.8	169.2	169.2	5.7	107.1	58.1	165.2	170.9	2.9	2.9	1.29	5

【備考】

①：既設発電設備の諸元はプレF/S報告書の設備台帳を参照のこと。

⑦：発電コスト =  $\frac{\text{年間平均発電端経費の合計}}{\text{年間平均供給電力量}}$

⑧：C/Bは財務分析によって算定された費用便益比の値である。

⑮：E<sub>e</sub>は1984年から1988年の5年間の平均運転実績に準拠。

⑳：ηはタービン及び発電機の合成効率。

㉖：ε =  $\frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3\text{/s} \cdot \text{hr)} \times 100}{Q_1 \times 365 \times 24}$  (%)

⑳：年間AOMはkW当り US\$4 相当額

㉑：金利は次のような条件で元金均等償還方式で計算してある。

外貨ポーション：年利10%、4年据置、25年間返済

現地貨ポーション：年利21%、1年据置、8年間返済

## 6.2 地点別最適修復計画

修復計画のF/S対象に挙げられた11ヶ所の小規模水力発電所について、比較代替案の中から最適と評価された計画案の概要を一覧表として示すと表6.17の通りである。

表6.17においてBoyaca県のP. Guillermo水力発電所の場合は、水槽および水圧管路の復旧工事が実施されれば修復計画は完了するので選定の対象から除外してある。

表6.17の地点別最適修復計画一覧表から判るように、それぞれの水力発電所におけるkW当りの修復コストならびに修復後の kWh当りの発電原価には、大幅なバラツキが認められる。したがって、これ等修復計画の優位性を判定する選別基準として、プレF/Sに引き続いて、次のような3つの基準値を用いてグループ分けを行った。

選別基準①： 回復又は増加出力が 1,000kW以上

選別基準②： 回復又は増加出力のkW当りの修復コストが 300千円/kW  
(U. S. \$ 2,000/kW相当額) 以下

選別基準③： 修復後の増分 kWh当りの発電原価が 4.0円/kWh  
(30 mills/kWh相当額) 以下

表6.18 各地点別の発電計画における評価

発電所名	発電計画の経済指標					
	出力増分 ΔP (kW)		ΔP当り修復 コスト (千円/kW)		電力量増分 ΔE当り発電 コスト (円/kWh)	
Caracoli	4,400	○	223	○	2.6	○
San Cancio	650	×	705	×	4.6	×
Intermedia	1,600	○	323	×	3.2	○
Municipal	3,100	○	189	○	2.1	○
Silvia	240	×	394	×	4.7	×
Ovejas	2,450	○	459	×	4.6	×
La Vuelta	7,200	○	391	×	4.5	×
Julio Bravo	3,500	○	171	○	2.1	○
Zaragoza	1,400	○	416	×	4.9	×
Lagunilla	5,000	○	195	○	2.3	○

(注) ○印は選別基準値を満足している。

×印は “ ” を満足していない。



表-6.17

各水力発電所別最適修復計画の概要

グループ	発電所名	① 既設発電設備諸元					② 修復発電計画							③ 回復又は増加電力	
		⑩ 最大 使用水量 Q <sub>0</sub> (m <sup>3</sup> /s)	⑪ 有効 落差 H <sub>0</sub> (m)	⑫ 定格 出力 P <sub>0</sub> (kW)	⑬ 現有設備能力		⑳ 最大 使用水量 Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	㉑ 基 準 有 効 落 差 H <sub>1</sub> (m)	㉒ 理 論 出 力 = 9.8 × ㉑ × ㉓ (kW)	㉔ 合 成 率 η	㉕ 出 力 = ㉒ × ㉔ P <sub>1</sub> (kW)	㉖ 年 間 可 能 発 電 電 力 量 E <sub>1</sub> (GWh)	㉗ 流 量 設 備 利 用 率 ε (%)	㉘ 出 力 = ㉕ - ㉑ ΔP (kW)	㉙ 年 間 可 能 発 電 電 力 量 ΔE (GWh)
					㉑ 出 力 P <sub>e</sub> (kW)	㉒ 発 電 電 力 量 E <sub>e</sub> (GWh)									
1	Caracoli (ALT-1)	5.0	86.0	3,200	2,300	18.81	10.0	82.9	8,124	0.835	6,700	57.0	96	4,400	38.1
	Municipal (ALT-2)	5.6	79.6	2,112	1,400	5.94	7.0	79.6	5,460	0.835	4,500	34.8	88	3,100	28.9
	Julio Bravo (ALT-1)	2.0	120.0	1,500	0	0	3.0	143.0	4,204	0.835	3,500	29.4	97	3,500	29.4
	Lagunilla (ALT-3-1)	0.5	120.0	392	0	0	2.0	309.0	6,056	0.830	5,000	43.2	99	5,000	43.2
2	Intermedia	5.6	56.8	1,120	900	3.33	5.6	56.8	3,117	0.830	2,500	19.7	88	1,600	16.4
	San Cancio	5.6	53.8	2,320	1,750	8.44	5.6	53.8	2,952	0.830	2,400	18.5	88	650	10.1
	La Vuelta (ALT-2)	54.0	4.8	2,000	500	6.25	100.0	9.65	9,457	0.823	7,700	65.7	96	7,200	59.4
3	Silvia	1.5	31.0	604	100	0.82	1.1	31.0	334	0.740	240	2.1	98	240	2.1
	NaUnit	1.1		500	0	0									
	Ovejas (ALT-2)	7.0	24.5	900	650	2.97	15.0	26.0	3,822	0.830	3,100	26.2	94	2,450	23.2
	Zaragoza (ALT-1)	6.5	30.0	1,560	1,200	6.29	10.0	32.8	3,214	0.830	2,600	18.4	78	1,400	12.1
グループ	発電所名	④ 修復工事費 (百万円)					⑤ kW当り建設コスト (千円/kW)		⑥ 年間発電端経費の合計 (百万円)					⑦ kWh当り平均発電コスト (円/kWh)	
		⑩ 発電機器費			⑭ 土 建 工 事 費 C <sub>2</sub>	⑮ ⑬ + ⑭ C	⑵ ΔP当りコスト = ⑮ / ⑳ C / ΔP	⑶ P <sub>1</sub> 当りコスト = ⑮ / ㉑ C / P <sub>1</sub>	⑷ 運 転 維 持 管 理 費 AOM	⑸ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑹ ⑵ + ⑸	⑺ E <sub>1</sub> 当り = ⑹ / ㉖ × 0.95	⑻ ΔE当り = ⑹ / ㉙ × 0.95
		⑴ 外 貨 分 C <sub>1r</sub>	⑵ 現 地 貨 分 C <sub>1l</sub>	⑶ ⑴ + ⑵ C <sub>1</sub>						⑸ ⑶ × ⑷ / 25	⑹ ⑶ × (⑷ + ⑸) / 25	⑺ ⑸ + ⑹			
1	Caracoli (ALT-1)	409.2	164.1	573.3	407.3	980.6	222.8	146.3	3.8	42.7	46.1	88.8	92.6	1.7	2.6
	Municipal (ALT-2)	342.2	137.3	479.5	106.0	585.5	188.8	130.1	2.5	35.7	19.6	55.3	57.8	1.7	2.1
	Julio Bravo (ALT-1)	324.6	130.1	454.7	143.8	598.5	171.0	171.0	2.0	33.9	22.1	56.0	58.0	2.1	2.1
	Lagunilla (ALT-3-1)	538.2	215.8	754.0	222.2	976.2	195.2	195.2	2.8	56.2	35.3	91.5	94.3	2.3	2.3
2	Intermedia	264.7	106.1	370.8	146.6	517.4	323.4	207.0	1.4	27.6	20.4	48.0	49.4	2.6	3.2
	San Cancio	264.7	106.1	370.8	87.5	458.3	705.1	191.0	1.3	27.6	15.6	43.2	44.5	2.5	4.6
	La Vuelta (ALT-2)	1,035.6	415.2	1,450.8	1,367.3	2,818.1	391.4	366.0	4.3	108.1	143.7	251.8	256.1	4.1	4.5
3	Silvia	64.2	25.7	89.9	4.7	94.6	394.0	394.0	0.1	6.7	2.5	9.2	9.3	4.7	4.7
	Ovejas (ALT-2)	372.2	149.3	521.5	603.3	1,124.8	459.0	362.0	1.7	38.9	60.7	99.6	101.3	4.1	4.6
	Zaragoza (ALT-1)	316.1	126.7	442.8	139.7	582.5	416.1	224.0	1.5	33.0	21.5	54.5	56.0	3.2	4.9



### 6.2.1 修復計画の実現が有望な地点（グループ1）

表6.17の各地点別最適修復計画案の中で、上記の3つの選別基準値を満足する地点を選ぶと次の4地点である。

- 1) Caracoli流れ込み式水力発電所（Antioquia県，EADE電力会社所管，定格出力 3,200kW）  
現有出力 2,300kW → 修復後出力 6,700kW
- 2) Municipal流れ込み式水力発電所（Caldas県，CHEC電力会社所管，定格出力 2,112kW）  
現有出力 1,400kW → 修復後出力 4,500kW
- 3) Julio Bravo流れ込み式水力発電所（Nariño県，CEDENAR 電力会社所管，低出力 1,500kW）  
現有出力 0 kW → 修復後出力 3,500kW
- 4) Lagunilla流れ込み式水力発電所（Tolima県，ELECTROLIMA電力会社所管，定格出力 392kW）  
現有出力 0 kW → 修復後出力 5,000kW

これら修復計画が有望と思われる水力発電所グループにおいても、次に挙げるような問題点が内在している。

したがって、その実現性に向けて、ICELグループはこれ等問題点の解決に対して早急な措置或いは、行動を起こす必要がある。

－ Caracoli水力発電所：本調査において採択した最適修復計画は、既存発電設備の修復というよりも、発電規模の最適化のための計画である。したがって本計画の実現に向けては、次のような基礎資料の充足を計る必要がある。

① 取水地点の流量観測と資料の整備

② 既存水圧鉄管路の損耗状況の精密検査と残存寿命の検証

－ Municipal水力発電所：最上流にあるSan Cancio水力発電所取水口から本地点の取水口までの残留流域（47.1km<sup>2</sup>）における流量を観測して、その流況を調査しておく必要がある。なお、Chinchina川の河川水の汚染が進んでいるので水質に対する検証も不可欠な問題となっている。また既設水路の通水能力に対する現場検証も必要である。

－ Julio Bravo 水力発電所：当該発電所の使用水はPasto市からの汚水流入により汚染が進んでいる。水圧管路および水車等の使用鋼材の防蝕対策との関連において使用水の水質分析資料の充足・整備を図る必要がある。

－ Lagunilla水力発電所：1985年11月に発生したNevado del Ruizの爆発による土石流でLagunilla川にあった既存の測水所は全て流失してしまっている。取水口予定地付近に早急に流量観測施設を設備して、新しい流量資料の蓄積・整備を図る必要がある。また、当該発電所の実現に向けて水路トンネルならびに水圧管路の予定ルート周辺の地質調査を実施する必要がある。

#### 6.2.2 立地条件或いは地域特性等の特殊事情に配慮すべき地点（グループ2）

選別基準値の3つ全てを満足はしないが、発電計画の経済指標だけでなく当該発電所の立地条件或いは地域特性などの特殊事情にも配慮すべき点として次の3地点が挙げられる。

1) Intermedia流れ込み式水力発電所（Caldas県、CHEC電力会社所管、定格出力 1,120kW）

現有出力 900kW → 修復後出力 2,500kW

2) San Cancio流れ込み式水力発電所 (Caldas県、CHEC電力会社所管、  
 定格出力 2,320kW)

現有出力 1,750kW → 修復後出力 2,400kW

3) La Vuelta流れ込み式水力発電所 (Choco県、Choco貴金属株式会社所管、  
 定格出力 2,000kW)

現有出力 500kW → 修復後出力 3,500kW~7,700kW

— Intermedia及びSan Cancioの両水力発電所 (Caldas県CHEC電力会社所有)  
 をグループ2に挙げた理由は次の通りである。

これら3つの水力発電所は、Chinchina川につながる一連の発電所群である。  
 即ち、San Cancio水力発電所の放水路は、Intermedia水力発電所の取水口に直  
 結し、同様にIntermedia水力発電所の放水路はMunicipal水力発電所の取水口  
 につながっている。したがって、各水力発電所の計画使用水量は、最上流に位  
 置するSan Cancio水力発電所の最大使用水量 $Q = 5.6 \text{ m}^3/\text{s}$ に支配される。さら  
 に、各水力発電所の基準有効落差にも極端な差異がないので、これ等3つの水  
 力発電所の修復に当っては、適性機種への整合化を通じて運転・保守・管理技  
 術の標準化或いはパーツの互換性等のメリットに注目すべきであるからである。

San Cancio, IntermediaおよびMunicipalの3発電所を1パッケージとして  
 考えた場合の修復計画は、表-6.19に示すように回復又は、増加出力 $\Delta P$ 当り  
 の建設コストは、選定基準 300千円/kW以下になる。

表-6.19 パッケージとして考えた場合のSan Cancio, Intermedia及びMunicipal  
 発電所群の選別基準値との対比

選別基準 パッケージ	回復又は 増加出力 $\Delta P$ (kW)	$\Delta P$ 当りの建設 コスト (千円/kW)	電力量の増分 $\Delta E$ 当りの発電コスト (円/kWh)
Municipal及び Intermediaの2 パッケージ	4,700 >1,000	234.7 < 300	2.5 < 4.0
Municipal Intermedia及び San Cancioの3 パッケージ	5,350 >1,000	291.8 < 300	2.9 < 4.0

Choco県、Choco貴金属株式会社所有のLa Vuelta水力発電所をグループ2に挙げた理由は次の通りである。

当該水力発電所の場合、修復或いは改修計画の採否を単に発電計画の指標だけで決定できない背景があるからである。即ち、コロンビア国内では後進地域と見なされているChoco県の地域開発に及ぼす波及効果を含めて、社会・経済的な視点にたった判断が求められる地点である。

La Vuelta水力発電所の修復計画は既存のTrincho式取水堰を撤去して、コンクリートダム式取水堰に改造する案を予備的に採択しているが、この計画のためには更に次のような基礎資料が準備されねばならない。

- 取水堰の基礎地盤のコア・ボーリング調査資料
- 浸水領域の測量調査資料（含航空写真測量による図化作業）
- 水没する補償物件調査資料

#### 6.2.3 修復計画の実現性に乏しい地点（グループ3）

次の3つの水力発電所は、表-6.18の選別基準による評価表に示すようにその修復計画の実現性は低い。

- ① Silvia水力発電所（Cauca県、CEDELCA電力会社所管、定格出力 604kW）  
現有出力 100kW → 修復後出力 340kW
- ② Ovejas水力発電所（Cauca県、CEDELCA電力会社所管、定格出力 900kW）  
現有出力 650kW → 修復後出力 3,100kW
- ③ Zaragoza水力発電所（Santander 県、ESSA電力会社所管、定格出力 1,560kW）  
現有出力 1,200kW → 修復後出力 2,600kW

### 6.3 経済及び財務分析による評価

修復計画の収益性を評価する方法として、費用便益分析と呼ばれている一般的な方法を採用した。つまり、修復を行なった後の収益性 (with project) から修復を行なわなかった場合の収益性 (without project) を差引いた増分を投資に対する収益性とみなす。(図-6.10参照)

#### 6.3.1 財務分析の前提条件

財務分析を行なうに当たって、設定した前提条件を要約して示すと次の通りである。

##### (1) 既存発電所の残存寿命

新品に取替えなかった場合、古い既存の発電設備が稼動する残存寿命は、一律に平均5年間と設定した。

##### (2) 建設コストの見積り

建設コストは内貨・外貨別に1989年9月の市場価格で見積られている。なお、外貨 (U. S. \$) と内貨 (col. \$) の交換レートは DNPが定めた U. S. \$ 1=col. \$ 369.4 で設定している。

建設コストには、予備費および技術管理費が含まれているが、土地収用費および補償費は含まれていない。

発電設備の FOBコストは、日本国内価格で見積られている。また、CIF価格は ISAが通常水力発電プロジェクトに適用している対 FOBコスト比率 (FOB 価格 : CIF 価格=1.00 : 1.12) を用いて算定した。

##### (3) サービスライフ

収益性評価のためのプロジェクトのサービスライフは修復後25年間と設定した。各年次の減価償却費は ICEL が採用している定額法によって算定した。なお、この場合施設別の耐用年数は次のように設定し、残存価格は“0”としてある。

- ① 土木構造物の耐用年数 …… 50年
- ② 発電設備の耐用年数 …… 25年

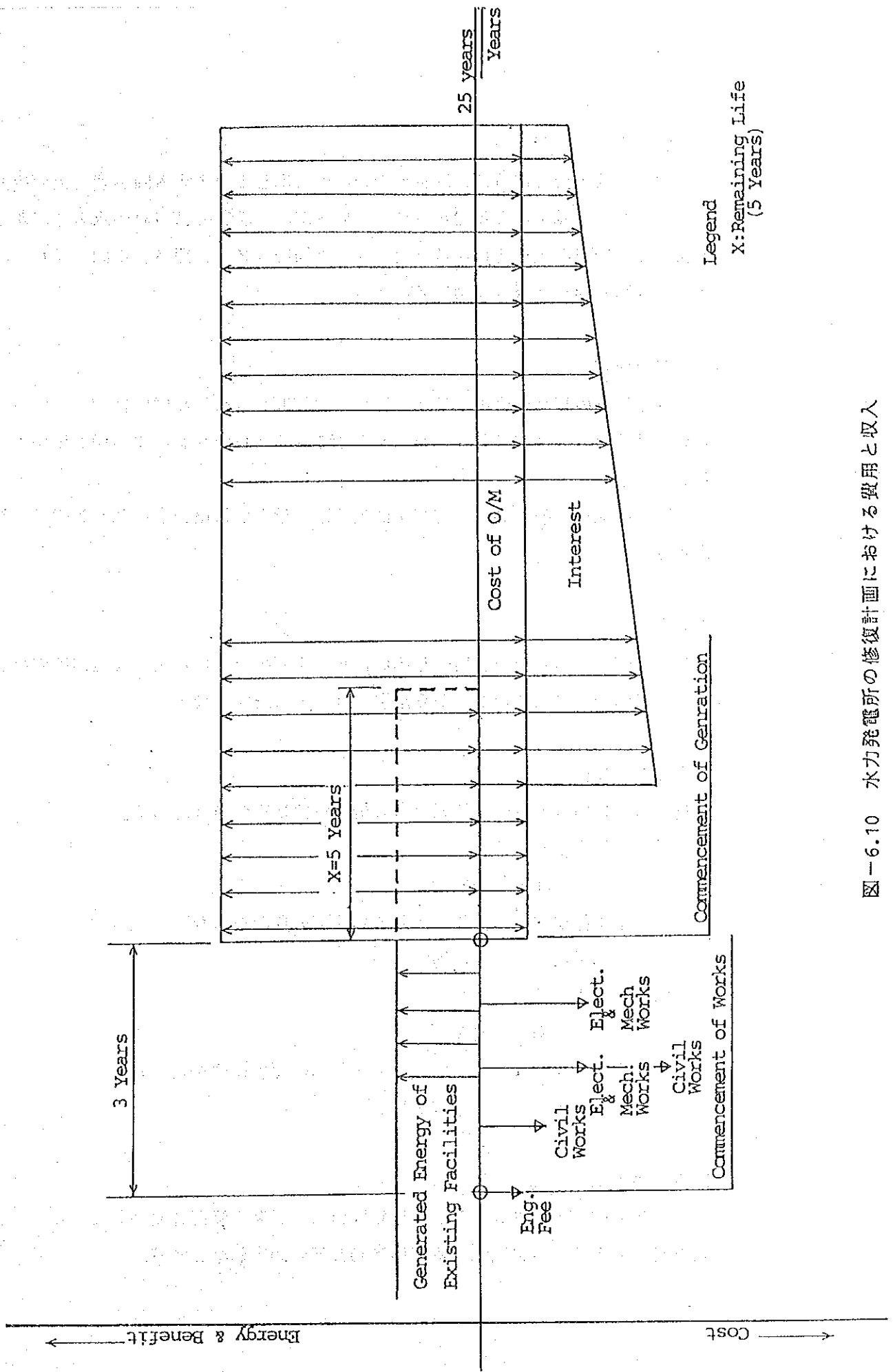


図-6.10 水力発電所の修復計画における費用と収入

(4) 運転、維持管理費

通常、運転維持管理費は、施設の投資規模に応じて発生する固定費と電力生産量に比例して増減する変動費からなっているが、本調査では ISAが水力発電所の運転維持管理費の予算化に通常適用させる平均的コスト、即ち、年間を通じて設備容量 (kW) 当り U. S. \$ 4.0を適用する。

(5) 便益の推定

1988年12月のICELの売電単価、U. S. \$ 13.36/MWh (col \$ 4,936.18/MWh) ならびに発電高 U. S. \$ 2,942.36/MW (col \$ 1,086,909.69/MW) を財務的便益単価とする。

年間の収益はこの単価に発電端年間供給電力量と定格出力をそれぞれ乗じて算出する。

(6) 割引率

純現在価値 (NPV) 及び費用便益率C/B レシオ) の算定に適用させる割引率は、コロンビア国の実質金利の推定から割引率は年率 7.6%と設定した。

(7) 資金の調達条件

外貨ならびに内貨の資金調達のための借入条件は次の通りである。

① 外貨の借入条件

- 年 利： 10%
- 元本支払期間： 25年 (うち4年間据置期間を含む)
- 支払条件： 元本均等払い

② 内貨の借入条件

- 年 利： 21%
- 元本支払期間： 8年間 (うち1年間の据置期間を含む)
- 支払条件： 元本均等払い

(8) 固定価格表示

コロンビア国のインフレーションは年間24%~30%の範囲で変動しているが、便益及び費用ストリームに表示する価格は1989年の固定価格とする。

(9) 収益性の指標

収益性を評価する方法としては、一般的に用いられる次の3つの指標によるものとする。

- ① 費用便益比 (Cost Benefit Ratio: C/B レシオ)
- ② 純現在価値 (Net Present Value: NPV)
- ③ 内部収益率 (Internal Rate of Return: IRR)

これらの指標はwithとwithout projectのキャッシュフローを用いて算定される。



### 6.3.2 グループ1の水力発電所に対する費用便益分析

実現性が期待できるとして選別されたグループ1の水力発電所の修復計画について、それぞれの費用便益分析結果を示すと次のようになる。

表-6.20 グループ1の水力発電所の修復計画に対する評価

発電所名	発電計画の経済指標			費用便益分析		
	増加出力 △P (kW)	△P当り 修復コスト (千円/kW)	△E当り 発電コスト (円/kWh)	費用便益比 C/B	純現在価値 NPV (百万円)	内部収益率 FIRR (%)
Caracoli	4,400	223	2.6	0.99	7	7.7
Municipal	3,100	189	2.1	0.86	51	9.2
J. Bravo	3,500	171	2.1	0.96	14	8.1
Lagunilla	5,000	195	2.3	1.06	(-)28	7.0

グループ1に挙げた各水力発電所の修復計画について、各々の損益計算書および資金繰り表をまとめて表-6.21~6.24に示す。

表一6.21 Caracoli水力発電所修費計画の財務分析表

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)  
 == Caracoli : ALT-1 ==

(2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)  
 == Caracoli : ALT-1 ==

Year in Order	(A)			(B)			(C)			(A) Source			(B) Application (US\$:1000)			Cash Balance (A)-(B)				
	Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreci- ation	Interest on Investment	Total	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Year in Order	Year in Order	Benefit Before Interest	Depreci- ation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Construc- tion Progress		Debt Service Interest Principal	Total		
1989	-6	258.1	9.2	0.0	9.2	248.9	1989	-6	248.9	0.0	0.0	0.0	0.0	248.9	0.0	0.0	0.0	248.9		
1990	-5	258.1	9.2	0.0	9.2	248.9	1990	-5	248.9	0.0	0.0	0.0	0.0	248.9	0.0	0.0	0.0	248.9		
1991	-4	258.1	9.2	0.0	9.2	248.9	1991	-4	248.9	0.0	0.0	206.0	206.0	454.9	206.0	0.0	0.0	206.0	248.9	
1992	-3	258.1	9.2	0.0	29.8	228.3	1992	-3	248.9	0.0	0.0	206.0	206.0	454.9	206.0	20.6	0.0	226.6	228.3	
1993	-2	258.1	9.2	0.0	50.4	207.7	1993	-2	248.9	0.0	0.0	103.0	103.0	351.9	103.0	41.2	0.0	144.2	207.7	
1994	-1	258.1	9.2	0.0	60.7	197.4	1994	-1	248.9	0.0	0.0	1327.1	1327.1	1576.0	1327.1	51.5	0.0	1378.6	197.4	
1995	0	31.4	9.2	0.0	309.8	-278.4	1995	0	22.2	0.0	0.0	2955.1	2955.1	2977.3	2955.1	300.6	0.0	3255.7	-278.4	
1996	1	31.4	9.2	193.9	991.2	-959.8	1996	1	-171.7	193.9	193.9	1717.5	1695.3	1717.5	1695.3	788.1	469.8	2955.2	-1235.6	
1997	2	742.7	26.8	193.9	1231.7	-489.0	1997	2	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	1011.0	469.8	1480.7	-764.9	
1998	3	742.7	26.8	193.9	1133.0	-590.4	1998	3	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	912.3	622.3	154.7	-818.8	
1999	4	742.7	26.8	193.9	1019.1	-276.5	1999	4	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	798.4	622.3	1420.7	-704.9	
2000	5	742.7	26.8	193.9	905.2	-182.5	2000	5	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	684.5	622.3	1306.8	-591.0	
2001	6	742.7	26.8	193.9	791.3	-88.6	2001	6	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	570.6	622.3	1192.9	-477.1	
2002	7	742.7	26.8	193.9	480.1	262.6	2002	7	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	259.4	622.3	981.7	-165.8	
2003	8	742.7	26.8	193.9	444.8	277.8	2003	8	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	244.1	152.6	396.7	319.2	
2004	9	742.7	26.8	193.9	449.6	293.1	2004	9	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	228.9	152.6	381.4	653.6	
2005	10	742.7	26.8	193.9	434.3	308.3	2005	10	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	213.6	152.6	366.2	1003.3	
2006	11	742.7	26.8	193.9	419.1	323.6	2006	11	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	198.3	152.6	350.9	1368.3	
2007	12	742.7	26.8	193.9	403.8	338.9	2007	12	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	183.1	152.6	335.7	1748.5	
2008	13	742.7	26.8	193.9	388.6	354.1	2008	13	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	167.8	152.6	320.4	2144.0	
2009	14	742.7	26.8	193.9	373.3	369.4	2009	14	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	152.6	152.6	305.1	2594.7	
2010	15	742.7	26.8	193.9	358.0	384.6	2010	15	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	137.3	152.6	289.9	2980.7	
2011	16	742.7	26.8	193.9	342.8	399.9	2011	16	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	122.1	152.6	274.6	3421.9	
2012	17	742.7	26.8	193.9	327.5	415.1	2012	17	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	106.8	152.6	259.4	3878.5	
2013	18	742.7	26.8	193.9	312.3	430.4	2013	18	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	91.5	152.6	244.1	4350.2	
2014	19	742.7	26.8	193.9	297.0	445.7	2014	19	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	76.3	152.6	228.9	4837.2	
2015	20	742.7	26.8	193.9	281.8	460.9	2015	20	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	61.0	152.6	215.6	5339.5	
2016	21	742.7	26.8	193.9	266.5	476.2	2016	21	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	45.8	152.6	198.3	5857.0	
2017	22	742.7	26.8	193.9	251.2	491.4	2017	22	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	30.5	152.6	183.1	6389.8	
2018	23	742.7	26.8	193.9	236.0	506.7	2018	23	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	15.3	152.6	167.8	6937.9	
2019	24	742.7	26.8	193.9	220.7	521.9	2019	24	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	0.0	0.0	0.0	7653.7	
2020	25	742.7	26.8	193.9	220.7	521.9	2020	25	521.9	193.9	193.9	715.9	715.9	715.9	715.9	0.0	0.0	0.0	8369.6	
TOTAL		16661.2			13050.4	5610.9														
																				CV8: 0.70



表一.6.25 J. Bravo 水力發電所の修復計画の財務分析表

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price) (2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)

== Julio Bravo : ALT-1 ==

== Julio Bravo : ALT-1 ==

Year	(A)			(B)			(C)			(A) Source			(B) Application (US\$:1000)			Cash Balance (A)-(B)	
	Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreciation	Interest on Investment	Total	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Benefit before Interest	Depreciation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Construction Progress	Debt Service Interest	Principal		Total
1989	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-4	0.0	0.0	0.0	126.5	126.5	126.5	0.0	0.0	126.5	0.0
1992	0.0	0.0	0.0	12.7	12.7	-12.7	-3	0.0	0.0	0.0	126.5	126.5	126.5	12.7	0.0	139.2	-12.7
1993	0.0	0.0	0.0	25.3	25.3	-25.3	-2	0.0	0.0	0.0	63.3	63.3	63.3	25.3	0.0	88.6	-25.3
1994	0.0	0.0	0.0	31.6	31.6	-31.6	-1	0.0	0.0	0.0	696.2	696.2	696.2	31.6	0.0	727.8	-31.6
1995	0.0	0.0	0.0	154.4	154.4	-154.4	0	0.0	0.0	0.0	1871.4	1871.4	1871.4	154.4	0.0	2025.7	-154.4
1996	191.8	7.0	133.6	441.8	582.3	-390.5	1	51.2	133.6	0.0	1344.6	1529.4	1344.6	441.8	254.2	2040.5	-511.1
1997	383.6	14.0	133.6	618.5	766.1	-382.5	2	236.0	133.6	0.0	369.6	369.6	369.6	618.5	254.2	872.7	-503.1
1998	383.6	14.0	133.6	565.2	712.7	-329.1	3	236.0	133.6	0.0	369.6	369.6	369.6	565.2	370.8	936.0	-566.4
1999	383.6	14.0	133.6	500.1	647.7	-264.1	4	236.0	133.6	0.0	369.6	369.6	369.6	500.1	370.8	870.9	-501.3
2000	383.6	14.0	133.6	435.1	582.7	-199.1	5	236.0	133.6	0.0	369.6	369.6	369.6	435.1	370.8	805.9	-436.3
2001	383.6	14.0	133.6	370.1	517.6	-134.0	6	236.0	133.6	0.0	369.6	369.6	369.6	370.1	370.8	740.9	-371.3
2002	383.6	14.0	133.6	198.3	345.8	-37.7	7	236.0	133.6	0.0	369.6	369.6	369.6	198.3	370.8	569.1	-199.5
2003	383.6	14.0	133.6	186.6	334.2	-49.4	8	236.0	133.6	66.3	369.6	369.6	369.6	186.6	116.6	303.3	66.3
2004	383.6	14.0	133.6	175.0	322.5	-61.1	9	236.0	133.6	144.3	369.6	369.6	369.6	175.0	116.6	291.6	144.3
2005	383.6	14.0	133.6	163.3	310.9	-72.7	10	236.0	133.6	234.0	513.9	513.9	513.9	163.3	116.6	279.9	234.0
2006	383.6	14.0	133.6	151.6	299.2	-84.4	11	236.0	133.6	284.0	603.6	603.6	603.6	151.6	116.6	268.3	335.3
2007	383.6	14.0	133.6	140.0	287.5	-96.1	12	236.0	133.6	335.3	704.9	704.9	704.9	140.0	116.6	256.6	448.3
2008	383.6	14.0	133.6	128.3	275.9	-107.7	13	236.0	133.6	448.3	817.9	817.9	817.9	128.3	116.6	244.9	573.0
2009	383.6	14.0	133.6	116.6	264.2	-119.4	14	236.0	133.6	573.0	942.5	942.5	942.5	116.6	116.6	233.3	709.3
2010	383.6	14.0	133.6	105.0	252.5	-131.1	15	236.0	133.6	709.3	1078.9	1078.9	1078.9	105.0	116.6	221.6	857.2
2011	383.6	14.0	133.6	93.3	240.9	-142.7	16	236.0	133.6	857.2	1226.8	1226.8	1226.8	93.3	116.6	210.0	1016.9
2012	383.6	14.0	133.6	81.6	229.2	-154.4	17	236.0	133.6	1016.9	1386.5	1386.5	1386.5	81.6	116.6	198.3	1188.2
2013	383.6	14.0	133.6	70.0	217.5	-166.1	18	236.0	133.6	1188.2	1557.8	1557.8	1557.8	70.0	116.6	186.6	1371.2
2014	383.6	14.0	133.6	58.3	205.9	-177.7	19	236.0	133.6	1371.2	1740.8	1740.8	1740.8	58.3	116.6	175.9	1565.8
2015	383.6	14.0	133.6	46.7	194.2	-189.4	20	236.0	133.6	1565.8	1935.4	1935.4	1935.4	46.7	116.6	163.3	1772.1
2016	383.6	14.0	133.6	35.0	182.6	-201.0	21	236.0	133.6	1772.1	2141.7	2141.7	2141.7	35.0	116.6	151.6	1990.1
2017	383.6	14.0	133.6	23.3	170.9	-212.7	22	236.0	133.6	1990.1	2359.7	2359.7	2359.7	23.3	116.6	140.0	2219.7
2018	383.6	14.0	133.6	11.7	159.2	-224.4	23	236.0	133.6	2219.7	2589.3	2589.3	2589.3	11.7	116.6	128.3	2461.0
2019	383.6	14.0	133.6	0.0	147.6	-236.0	24	236.0	133.6	2461.0	2830.6	2830.6	2830.6	0.0	0.0	0.0	2830.6
2020	383.6	14.0	133.6	0.0	147.6	-236.0	25	236.0	133.6	2830.6	3200.2	3200.2	3200.2	0.0	0.0	0.0	3200.2
TOTAL	9398.1				8621.3	776.8											
					C/8:	0.92											

表一6.24 Lagunilla 水力発電所修復計画の財務分析表

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)												(2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)											
== Lagunilla : ALT-3-1 ==												== Lagunilla : ALT-3-1 ==											
(A) (B) Operating Expenditure (US\$:1000)						(C)						(A) Source						(B) Application (US\$:1000)					
Year	Total	O/M	Interest	Net	Year	Benefit	Balance	Long/Short	Construc-	Debt Service	Cash	Year	Benefit	Balance	Long/Short	Construc-	Debt Service	Total	Total	Total	Balance		
Order	Revenue	Cost	on	(A)-(B)	Order	in	Brought	Term	tion	Interest	(A)-(B)	Order	before	Forward	Borrowing	Progress	Interest	Principal	(A)-(B)	(A)-(B)	(A)-(B)		
			Investment			Year		Borrowing	Total	Principal			Interest			Interest	Principal						
1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	-6	0.0	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	-5	0.0	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1991	-4	0.0	0.0	0.0	0.0	1991	-4	0.0	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	205.2	205.2	0.0	0.0	205.2	205.2	0.0	0.0	
1992	-3	0.0	0.0	20.5	-20.5	1992	-3	0.0	20.5	0.0	0.0	1992	0.0	0.0	205.2	205.2	20.5	0.0	225.7	225.7	-20.5	-20.5	
1993	-2	0.0	0.0	41.0	-41.0	1993	-2	0.0	41.0	0.0	0.0	1993	0.0	0.0	102.6	102.6	41.0	0.0	143.6	143.6	-41.0	-41.0	
1994	-1	0.0	0.0	51.3	-51.3	1994	-1	0.0	51.3	0.0	0.0	1994	0.0	0.0	1109.6	1109.6	51.3	0.0	1160.9	1160.9	-51.3	-51.3	
1995	0	0.0	0.0	245.4	-245.4	1995	0	0.0	245.4	0.0	0.0	1995	0.0	0.0	3043.8	3043.8	245.4	0.0	3289.2	3289.2	-245.4	-245.4	
1996	1	281.7	10.0	709.5	938.4	1996	1	52.8	938.4	52.8	218.9	1996	52.8	218.9	2229.7	2229.7	709.5	406.6	3345.8	3345.8	-844.4	-844.4	
1997	2	563.4	20.0	1002.7	1241.6	1997	2	324.5	1241.6	324.5	218.9	1997	324.5	218.9	543.4	543.4	1002.7	406.6	1409.3	1409.3	-865.9	-865.9	
1998	3	563.4	20.0	917.3	1156.2	1998	3	324.5	1156.2	324.5	218.9	1998	324.5	218.9	543.4	543.4	917.3	599.5	1516.8	1516.8	-973.3	-973.3	
1999	4	563.4	20.0	812.6	1051.5	1999	4	324.5	1051.5	324.5	218.9	1999	324.5	218.9	543.4	543.4	812.6	599.5	1412.1	1412.1	-868.6	-868.6	
2000	5	563.4	20.0	708.0	946.9	2000	5	324.5	946.9	324.5	218.9	2000	324.5	218.9	543.4	543.4	708.0	599.5	1307.4	1307.4	-764.0	-764.0	
2001	6	563.4	20.0	603.3	842.2	2001	6	324.5	842.2	324.5	218.9	2001	324.5	218.9	543.4	543.4	603.3	599.5	1202.7	1202.7	-659.3	-659.3	
2002	7	563.4	20.0	527.8	566.7	2002	7	324.5	566.7	324.5	218.9	2002	324.5	218.9	543.4	543.4	527.8	599.5	927.3	927.3	-383.8	-383.8	
2003	8	563.4	20.0	308.5	547.5	2003	8	324.5	547.5	324.5	218.9	2003	324.5	218.9	543.4	543.4	308.5	599.5	501.4	501.4	42.1	42.1	
2004	9	563.4	20.0	289.3	528.2	2004	9	324.5	528.2	324.5	218.9	2004	324.5	218.9	543.4	543.4	289.3	599.5	482.1	482.1	103.4	103.4	
2005	10	563.4	20.0	270.0	508.9	2005	10	324.5	508.9	324.5	218.9	2005	324.5	218.9	543.4	543.4	270.0	599.5	462.8	462.8	184.0	184.0	
2006	11	563.4	20.0	250.7	489.6	2006	11	324.5	489.6	324.5	218.9	2006	324.5	218.9	543.4	543.4	250.7	599.5	443.5	443.5	283.9	283.9	
2007	12	563.4	20.0	231.4	470.3	2007	12	324.5	470.3	324.5	218.9	2007	324.5	218.9	543.4	543.4	231.4	599.5	424.3	424.3	403.1	403.1	
2008	13	563.4	20.0	212.1	451.0	2008	13	324.5	451.0	324.5	218.9	2008	324.5	218.9	543.4	543.4	212.1	599.5	405.0	405.0	541.6	541.6	
2009	14	563.4	20.0	192.8	431.8	2009	14	324.5	431.8	324.5	218.9	2009	324.5	218.9	543.4	543.4	192.8	599.5	385.7	385.7	699.4	699.4	
2010	15	563.4	20.0	173.6	412.5	2010	15	324.5	412.5	324.5	218.9	2010	324.5	218.9	543.4	543.4	173.6	599.5	366.4	366.4	876.4	876.4	
2011	16	563.4	20.0	154.3	393.2	2011	16	324.5	393.2	324.5	218.9	2011	324.5	218.9	543.4	543.4	154.3	599.5	347.1	347.1	1072.7	1072.7	
2012	17	563.4	20.0	135.0	373.9	2012	17	324.5	373.9	324.5	218.9	2012	324.5	218.9	543.4	543.4	135.0	599.5	327.8	327.8	1288.3	1288.3	
2013	18	563.4	20.0	115.7	354.6	2013	18	324.5	354.6	324.5	218.9	2013	324.5	218.9	543.4	543.4	115.7	599.5	308.5	308.5	1523.2	1523.2	
2014	19	563.4	20.0	96.4	335.3	2014	19	324.5	335.3	324.5	218.9	2014	324.5	218.9	543.4	543.4	96.4	599.5	289.3	289.3	1777.4	1777.4	
2015	20	563.4	20.0	77.1	316.1	2015	20	324.5	316.1	324.5	218.9	2015	324.5	218.9	543.4	543.4	77.1	599.5	270.0	270.0	2050.9	2050.9	
2016	21	563.4	20.0	57.9	296.8	2016	21	324.5	296.8	324.5	218.9	2016	324.5	218.9	543.4	543.4	57.9	599.5	250.7	250.7	2343.6	2343.6	
2017	22	563.4	20.0	38.6	277.5	2017	22	324.5	277.5	324.5	218.9	2017	324.5	218.9	543.4	543.4	38.6	599.5	231.4	231.4	2655.7	2655.7	
2018	23	563.4	20.0	19.3	258.2	2018	23	324.5	258.2	324.5	218.9	2018	324.5	218.9	543.4	543.4	19.3	599.5	212.1	212.1	2987.0	2987.0	
2019	24	563.4	20.0	0.0	238.9	2019	24	324.5	238.9	324.5	218.9	2019	324.5	218.9	543.4	543.4	0.0	599.5	193.0	193.0	3330.4	3330.4	
2020	25	563.4	20.0	0.0	238.9	2020	25	324.5	238.9	324.5	218.9	2020	324.5	218.9	543.4	543.4	0.0	599.5	173.6	173.6	3673.9	3673.9	
TOTAL		13804.5			14025.1				14025.1														
					-220.6				-220.6														
					1.02				1.02														

### 6.3.3 グループ2の水力発電所に対する費用便益分析

Caldas県のCHRC電力会社が所管する San Cancio, Intermedia 及び Municipalの3つの水力発電所は、Chinchina 川につながる一連の発電所群であるので、これ等の修復計画をパッケージとして考えた場合の費用便益分析の結果を示すと次のようになる。

表-6.25 Chinchina 川につながる水力発電所群のパッケージ別評価

* パッケージ別	発電計画の経済指標			費用便益分析		
	増加出力 ΔP (kW)	ΔP当り 修復コスト (千円/kW)	ΔE当り 発電コスト (円/kWh)	費用便益比 C/B	純現在価値 NPV (百万円)	内部収益率 FIRR (%)
パッケージ①	4,700	235	2.5	1.01	(-)25	7.5
パッケージ②	5,350	292	2.9	1.07	(-)54	6.8

\* パッケージ①=Municipal + Intermedia 両水力発電所

パッケージ②=Municipal + Intermedia + San Cancioの3水力発電所

Municipal, Intermedia 及び San Cancio の3つの水力発電所を順次修復した場合の財務分析の諸表を示すと表-6.26の通りである。

表一6.26 Chinchina 川水系の3水力発電所修復計画の財務分析表 (パッケージ②の場合)

(1) PROJECTED REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT (at 1989 Price)  
 == San Can, Inter & Mun. ALT-2 (Series)==  
 (B) Operating Expenditure (US\$:1000)

(2) PROJECTED FUNDS FLOW STATEMENT (Constant Price at 1989)  
 == San Can, Inter & Mun. ALT-2 (Series)==  
 (B) Application (US\$:1000)

Year	Year in Order	Total Operating Revenue	O/M Cost	Depreciation	Interest on Investment	Net Benefit (A)-(B)	Year in Order	Benefit before Interest	Depreciation	Balance Brought Forward	Long/Short Term Borrowing	Total	Construction		Debt Service		Total	Cash Balance (A)-(B)	
													Progress	Principal	Interest	Principal			
1989	-6	248.6	16.2	0.0	0.0	232.4	1989	-6	232.4	0.0	0.0	232.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	232.4	
1990	-5	248.6	16.2	0.0	0.0	232.4	1990	-5	232.4	0.0	0.0	232.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	232.4	
1991	-4	248.6	16.2	0.0	0.0	232.4	1991	-4	232.4	0.0	295.1	527.4	295.1	0.0	0.0	0.0	295.1	232.4	
1992	-3	248.6	16.2	0.0	29.5	202.9	1992	-3	232.4	0.0	295.1	527.4	295.1	29.5	0.0	0.0	524.6	202.9	
1993	-2	248.6	16.2	0.0	59.0	173.4	1993	-2	232.4	0.0	147.5	379.9	147.5	59.0	0.0	0.0	206.5	173.4	
1994	-1	248.6	16.2	0.0	73.8	158.6	1994	-1	232.4	0.0	1681.0	1913.4	1681.0	73.8	0.0	0.0	1754.8	158.6	
1995	0	169.5	16.2	0.0	363.8	-210.4	1995	0	153.3	0.0	4775.6	4928.9	4775.6	363.8	0.0	0.0	5139.3	-210.4	
1996	1	169.5	16.2	345.4	1083.1	1444.7	1996	1	-192.1	345.4	3611.0	3764.3	3611.0	1083.1	620.0	0.0	5314.1	-1549.8	
1997	2	901.9	37.6	345.4	1537.9	-1039.0	1997	2	518.9	345.4	864.3	864.3	864.3	1537.9	620.0	0.0	2177.9	-1313.6	
1998	3	916.2	37.6	345.4	1427.7	-894.5	1998	3	533.2	345.4	878.6	878.6	878.6	1427.7	927.9	0.0	2355.6	-1476.9	
1999	4	954.1	37.6	345.4	1266.7	-695.6	1999	4	571.1	345.4	916.5	916.5	916.5	1266.7	927.9	0.0	2194.6	-1278.1	
2000	5	954.1	37.6	345.4	1105.7	-534.6	2000	5	571.1	345.4	916.5	916.5	916.5	1105.7	927.9	0.0	2833.6	-1117.1	
2001	6	954.1	37.6	345.4	944.8	-373.6	2001	6	571.1	345.4	916.5	916.5	916.5	944.8	927.9	0.0	1872.6	-956.1	
2002	7	954.1	37.6	345.4	523.4	47.7	2002	7	571.1	345.4	916.5	916.5	916.5	523.4	927.9	0.0	1451.2	-534.7	
2003	8	954.1	37.6	345.4	492.6	78.5	2003	8	571.1	345.4	916.5	916.5	916.5	492.6	307.9	0.0	800.5	116.1	
2004	9	954.1	37.6	345.4	461.8	844.8	2004	9	571.1	345.4	116.1	1032.6	1179.4	461.8	307.9	0.0	769.7	262.9	
2005	10	954.1	37.6	345.4	431.0	140.1	2005	10	571.1	345.4	262.9	1179.4	1179.4	431.0	307.9	0.0	738.9	440.5	
2006	11	954.1	37.6	345.4	400.2	170.9	2006	11	571.1	345.4	440.5	1357.1	1357.1	400.2	307.9	0.0	708.1	648.9	
2007	12	954.1	37.6	345.4	369.4	201.7	2007	12	571.1	345.4	688.2	1555.5	1555.5	369.4	307.9	0.0	677.3	888.2	
2008	13	954.1	37.6	345.4	338.7	232.5	2008	13	571.1	345.4	888.2	1804.7	1804.7	338.7	307.9	0.0	646.5	1158.1	
2009	14	954.1	37.6	345.4	307.9	263.2	2009	14	571.1	345.4	1158.1	2074.7	2074.7	307.9	307.9	0.0	615.7	1458.9	
2010	15	954.1	37.6	345.4	277.1	294.0	2010	15	571.1	345.4	1458.9	2375.4	2375.4	277.1	307.9	0.0	585.0	1790.5	
2011	16	954.1	37.6	345.4	246.3	324.8	2011	16	571.1	345.4	1790.5	2707.0	2707.0	246.3	307.9	0.0	554.2	2152.8	
2012	17	954.1	37.6	345.4	215.5	355.6	2012	17	571.1	345.4	2152.8	3069.4	3069.4	215.5	307.9	0.0	523.4	2546.0	
2013	18	954.1	37.6	345.4	184.7	386.4	2013	18	571.1	345.4	2546.0	3462.5	3462.5	184.7	307.9	0.0	492.6	2969.9	
2014	19	954.1	37.6	345.4	153.9	417.2	2014	19	571.1	345.4	2969.9	3886.4	3886.4	153.9	307.9	0.0	461.8	3424.6	
2015	20	954.1	37.6	345.4	123.1	448.0	2015	20	571.1	345.4	3424.6	4341.1	4341.1	123.1	307.9	0.0	431.0	3910.1	
2016	21	954.1	37.6	345.4	92.4	478.8	2016	21	571.1	345.4	3910.1	4826.6	4826.6	92.4	307.9	0.0	400.2	4426.4	
2017	22	954.1	37.6	345.4	61.6	509.5	2017	22	571.1	345.4	4426.4	5342.9	5342.9	61.6	307.9	0.0	369.4	4973.5	
2018	23	954.1	37.6	345.4	30.8	540.3	2018	23	571.1	345.4	4973.5	5890.0	5890.0	30.8	307.9	0.0	338.7	5531.3	
2019	24	954.1	37.6	345.4	0.0	571.1	2019	24	571.1	345.4	5531.3	6467.9	6467.9	0.0	0.0	0.0	0.0	6467.9	
2020	25	954.1	37.6	345.4	0.0	571.1	2020	25	571.1	345.4	6467.9	7384.4	7384.4	0.0	0.0	0.0	0.0	7384.4	
TOTAL		23693.5				22241.0					1652.5								
						C/B:					0.93								

なお、グループ-2に上げた Choco県、Choco 貴金属株式会社所有のLa Vuelta 水力発電所の修復計画に対する費用便益分析の結果を示すと次のようになる。

表-6.27 La Vuelta水力発電所の修復計画に対する評価

発電所名	発電計画の経済指標			費用便益分析		
	増加出力 $\Delta P$ (kW)	$\Delta P$ 当り 修復コスト (千円/kW)	$\Delta E$ 当り 発電コスト (円/kWh)	費用便益比 C/B	純現在価値 NPV=(B-C) (百万円)	内部収益率 FIRR (%)
La Vuelta	7,200	391.4	4.5	2.29	(-)896	0.5



#### 6.3.4 グループ-3の水力発電所に対する費用便益分析

Cauca 県の CEDELCA電力会社が所管する Silvia 及び Ovejas の両水力発電所ならびに Santander県のBSSA電力会社のZaragoza水力発電所は、費用便益分析の結果も当然のことながら好結果は望めず、修復計画の実現性に乏しい。

各水力発電所毎に発電計画の経済指標、即ちkW当りの修復工事費と増分電力量 kWh当りの発電コストと費用便益分析の結果をまとめて表-6.26に示した。

表-6.28 修復計画の収益性評価結果

グループ別	発電所別 修復計画案	発電計画の経済指標			費用便益分析		
		増加出力 △P (kW)	△P当り建設 コスト (千円/kW)	△E当り発電 コスト (円/kWh)	費用便益比 C/B	純現在価値 NPV (百万円)	内部収益率 FIRR (%)
Group-1	Caracoli ALT-1	4,400	222.8	2.6	0.99	7	7.7
	Municipal ALT-2	3,100	188.8	2.1	0.86	51	9.2
	Julio Bravo ALT-1	3,500	171.0	2.1	0.96	14	8.1
	Lagonilla ALT-3-1	5,000	195.2	2.3	1.06	-28	7.0
Group-2	Intermedia	1,600	323.4	3.2	1.37	-75	4.6
	San Cancio	650	705.1	4.6	1.40	-69	4.6
	La Vuelta ALT-2	7,200	391.4	4.5	2.29	-896	0.5
Group-3	Silvia REH.	240	394.0	4.7	2.02	-24	1.1
	Ovejas ALT-2	2,450	459.0	4.6	2.63	-452	-0.4
	Zaragoza ALT-1	1,400	416.1	4.9	1.74	-131	2.7

### 6.3.5 感度分析

実現性の高いグループ1の感度分析を行なった。分析の仮定条件は以下に示す。  
また、算出結果を表-6.29に示した。

ケース①（収益の変化）：コストストリームを不変として、収益ストリームを計画案より10%増又は減になるケース

ケース②（投資コストの変化）：収益ストリームを不変として費用ストリームの投資コストのみが10%増又は減になるケース

ケース③（保守運転費の変化）：収益ストリームを不変として費用ストリームの保守運転費のみが10%増又は減になるケース

ケース④（投資コスト及び保守運転費の変化）：収益ストリームを不変として費用ストリーム（投資及び保守運転費の両コスト）が10%増又は減になるケース

表-6.29 感度分析の結果

(FIRR: %)

発電所	計画案	ケース1		ケース2		ケース3		ケース4	
		+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%
Caracoli	7.7	8.8	* 6.6	* 6.9	8.7	7.7	7.8	* 6.8	8.7
Municipal	9.2	10.4	* 8.0	* 8.2	10.4	9.2	9.3	* 8.2	10.4
J. Bravo	8.1	9.2	* 6.9	* 7.0	9.3	* 8.0	8.1	* 7.0	9.3
Lagunilla	7.0	8.1	* 5.9	* 6.0	8.1	7.0	7.0	* 6.0	8.2

\* 印は計画案の収益性を下廻るケース

上記感度分析の結果から収益性に与える最大の要因は収入の増減であり、次に投資コストの増減と言える。

### 6.3.6 経済分析の前提条件

財務分析の結果、抽出された各地点別最適案に対して、国家経済的観点からの投資の妥当性を評価する経済分析を行なった。

経済分析の前提条件は財務分析とは異なる。経済分析の前提条件は次の通りである。

#### (1) 経済的費用

市場価格で算出した財務的費用を経済的費用に換算することになるが、計算価格へ配慮した事項は以下のとおりである。

##### 1) 税金等の除去

コロンビア国の法令により輸入製品には関税、付加価値税（VAT）等が課せられるが、これらは移転項目として財務的費用より控除する。

##### 2) 国境価格

コロンビア国内で調達される資機材価格を国境価格で推定する。この際、標準変換係数（SCF）で財務的費用を換算することになるが、SCFは世界銀行（WB）がコロンビア国の経済評価で適用している以下の係数を採用する。

- － メインテナンス： 0.91
- － 標準変換係数： 0.92

##### 3) 未熟練労働者の計算価格

経済コストの推定は、潜在賃率を推定し算出する。また統計によればコロンビア国内の現在の失業率は約10%である。

この状況下での潜在賃率は次のとおりである。

$$\text{潜在賃率} = \text{市場での賃率} \times (1.25 - \text{失業率} / 0.20)$$

従って、未熟練労働者の計算価格は、市場での労働コストに対して75%の潜在賃率を適用する。

## (2) 経済的便益

経済分析で計上する経済的便益は市場価格で推定される便益単価を計算価格に変換する。

この際、SCF 同様にWBが採用している電力変換係数 (BCF) : 0.92を適用する。

電力の経済的価値を計測可能な範囲で①需要家が電力サービスに対する支払意思額と、②電力の代替案に対して節約される費用とする。

①は末端需要家が電力会社に支払っている電気料金 (kWh 当り) である。電気料金は各地域別また需要家別に異なっているが、ここでは財務的便益同様、1989年12月の平均電気料金 : US\$ 28.1/MWh = Col 10,380/MWhとみなし、この支払意思額からICELの平均売電単価 (US\$ 13.36/MWh = Col 4,936.18/MWh) との差を経済的便益とする。

②は火力発電との発電コスト差である。ISAが見積っている火力発電の平均O/MコストはUS\$ 18/kWhであるので水力発電の平均O/Mコスト (US\$ 4/kWh) との差、US\$ 14/kWhを経済的便益とする。

上記①及び②の計を経済的便益の総計とする。

### 6.3.7 経済分析の結果

上記前提条件に基づき算出した各地点別最適案の経済分析の結果を表-6.30に示した。

この結果、コロンビア国での資本の機会費用として推定される7%~10%を上回っている発電所は Caracoli, Municipal, Julio Bravo 及び Lagunillaのグループ-1に挙げた4つの発電所である。これ等の4つの発電所の修復計画に対する経済的キャッシュフローを示すと表-6.31及び6.32の通りである。

表-6.30 各地点別最適案の経済分析結果

発電所	代替案	分析結果		備考
		N P V (百万円)	E I R R (%)	
Caracoli	ALT-1	173	11.2	表-6.29
San Cancio	-	(-) 15	6.9	
Intermedia	-	(-) 47	5.8	
Municipal	ALT-2	119	11.5	表-6.29
Silvia	REH	(-) 14	3.4	
Ovejas	ALT-2	(-) 309	1.5	
La Vuelta	ALT-2	(-) 609	2.4	
Julio Bravo	ALT-1	82	10.5	表-6.30
Zaragoza	ALT-1	(-) 69	5.0	
Lagunilla	ALT-3-1	116	10.4	表-6.30

#### 6.4 運転・保守・管理マニュアル

維持管理マニュアルは、電力供給の安定確保に万全を期すとともに、施設された設備を常に正常状態に保守するための規則であり、本来各電力会社ごとに独自の運営方針に沿って定められるべきものである。

修復により水車・発電機および主変圧器等の発電機器設備はすべて新品に取替えられるので、機器納入メーカーからそれぞれの仕様に適合した運転・維持・管理用のマニュアルが提示される。

したがって本報告書では、主要土木構造物および発電機器設備の保守点検のための汎用管理マニュアルを附属資料（付-4）に収録してある。

