

コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
フィージビリティ調査

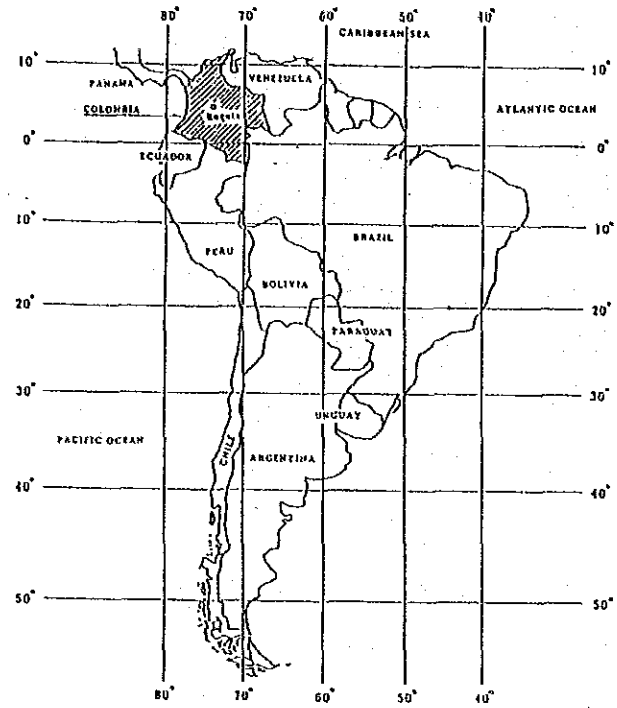
SILVIA 水力発電所

平成 2 年 3 月

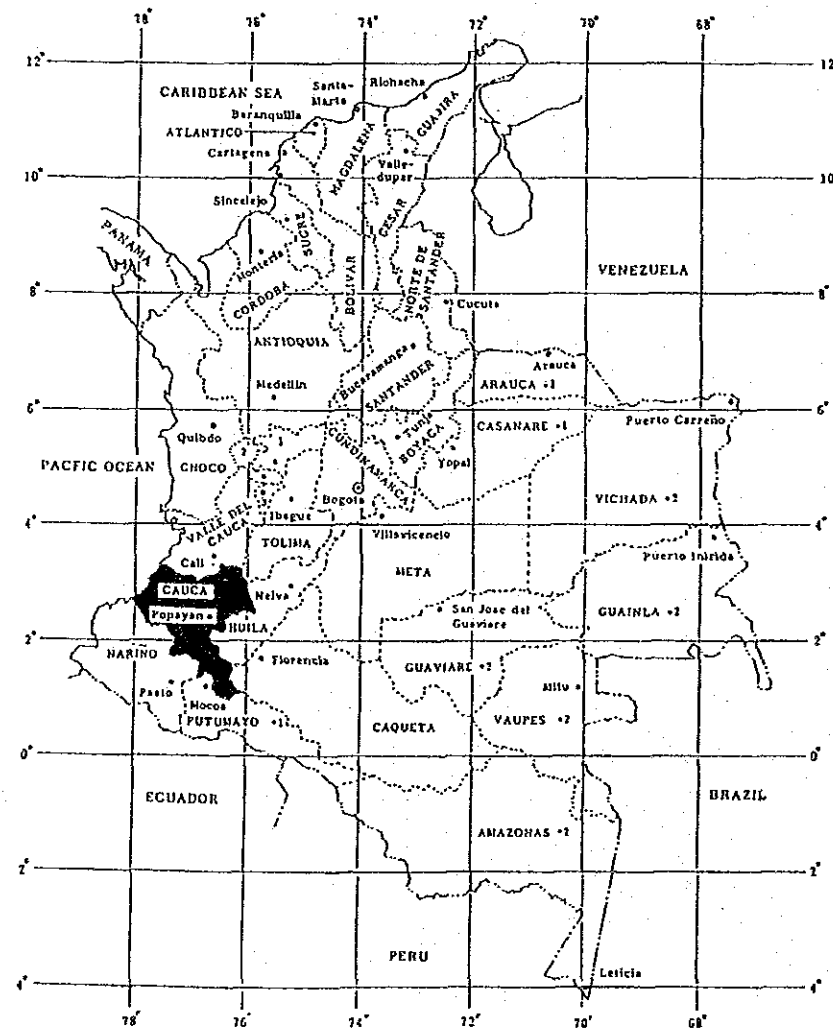
国際協力事業団

MAP OF SOUTH AMERICA

NEW WORLD ATLAS
JINGUMEIYA CO., LTD.
(1977)



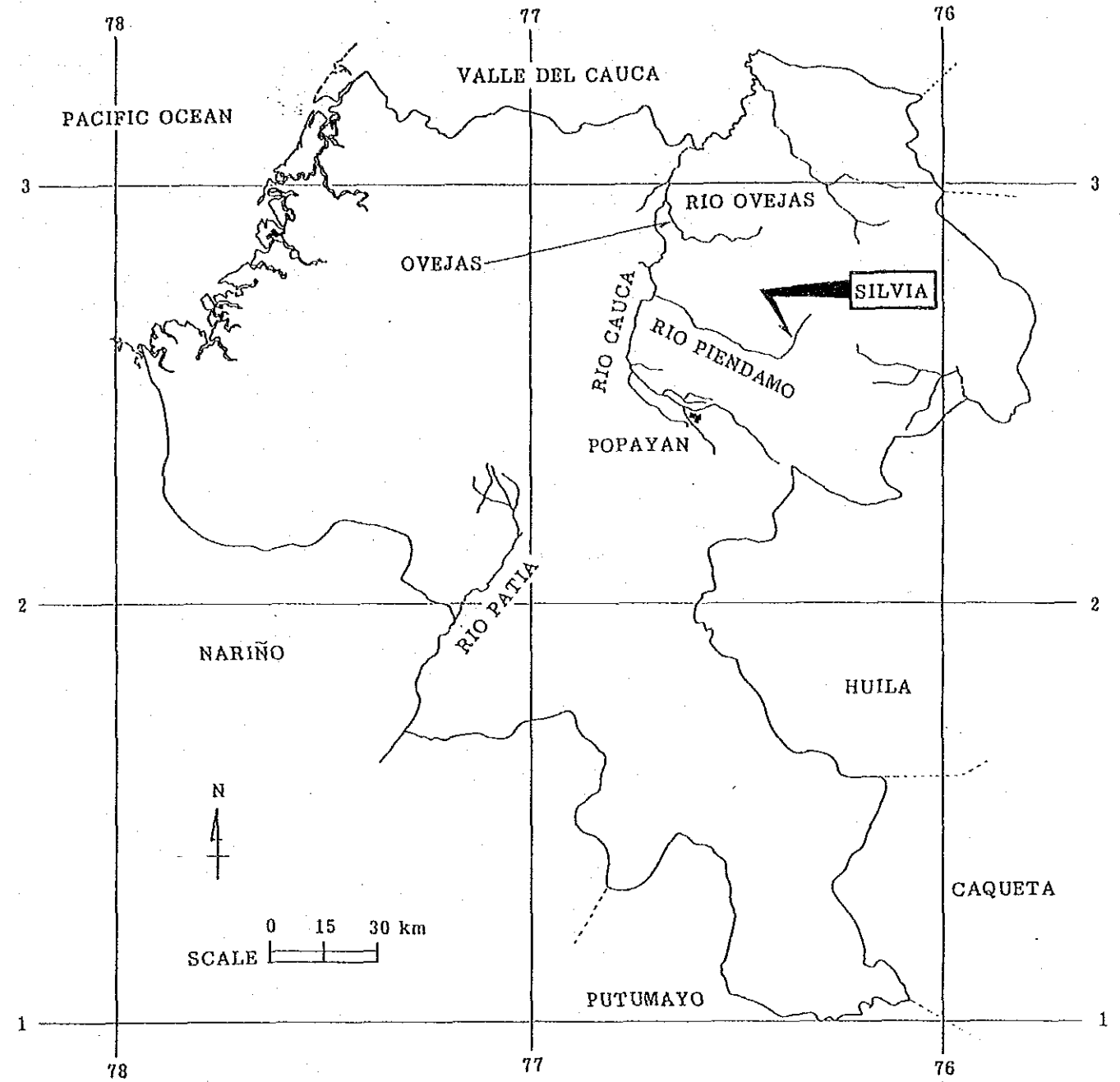
POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



SCALE 0 250 500 km

- LEGEND
- Border
 - - - Limit of Department
 - ⊙ Capital
 - Capital of Department
 - 1 Intendency
 - 2 Commissary

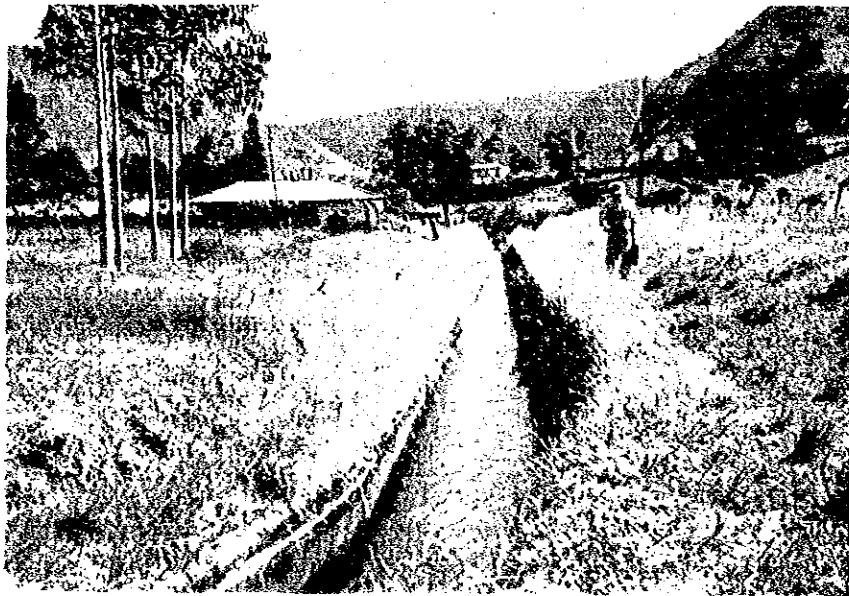
- NOTES
- No. Department (Capital)
- 1 CALDAS (Manizales)
 - 2 RISARALDA (Pereira)
 - 3 QUINDIO (Armenia)



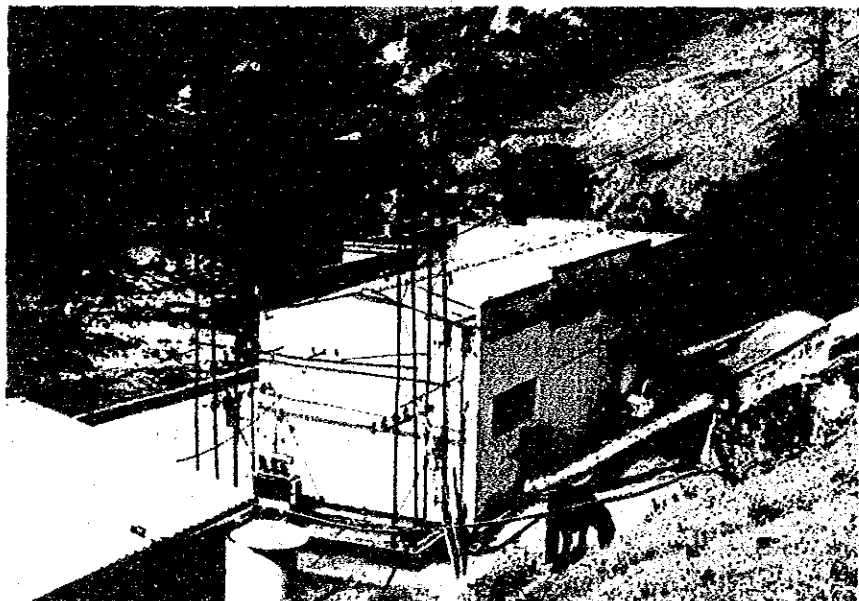
調査地域の位置図



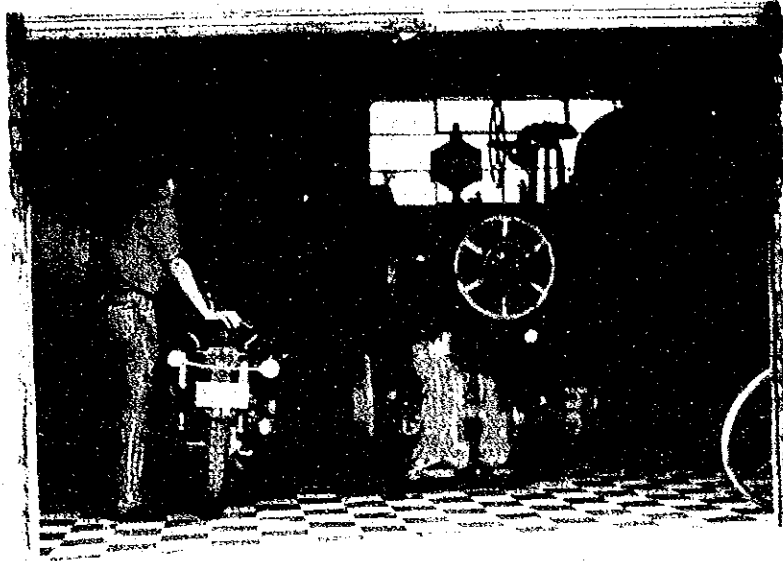
Piendamó川および取水口



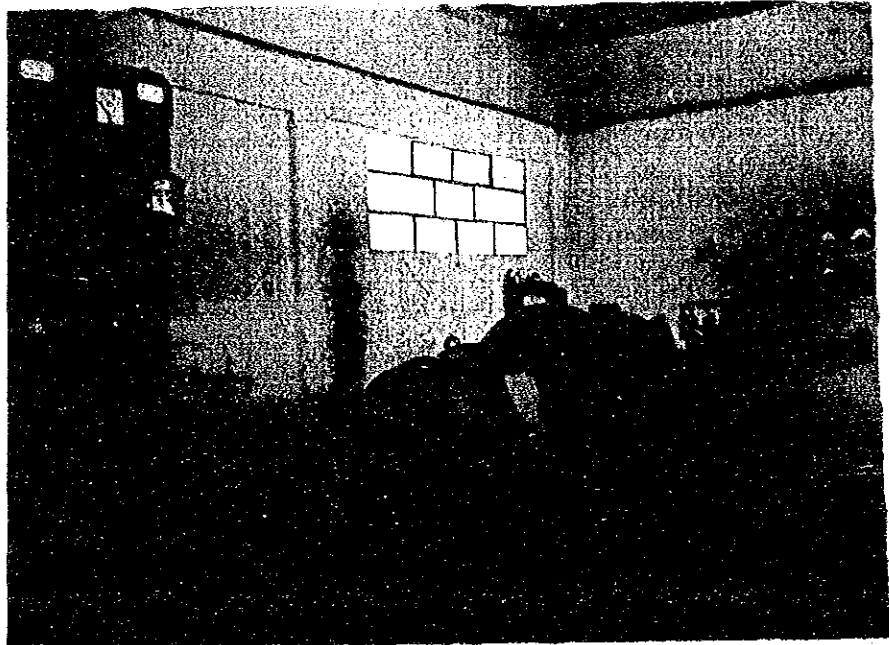
導水路



発電所建物



500kWフランス水車および発電機



100kWフランス水車および発電機

目 次

調査地域の位置図

写 真

第1章 序 文	1-1
第2章 調査結果の要約	2-1
第3章 調査計画	3-1
3.1 調査団の編成	3-1
3.2 調査項目と調査工程	3-2
3.3 現地調査工事の内容	3-5
第4章 調査地点の現況	4-1
4.1 電力セクターの電力事情	4-1
4.2 既設発電所の運転実績	4-5
4.3 発電設備・施設の概況	4-6
第5章 基礎資料の収集	5-1
5.1 地形図	5-1
5.2 地質調査資料	5-2
5.3 水文・気象資料	5-3
5.4 その他関連資料	5-4
第6章 地形・地質概況	6-1
6.1 地域の地形と地質	6-1
6.2 発電所地点の地質	6-2

第7章	水文解析	7-1
7.1	計画地域の一般気象	7-1
7.2	流量解析	7-4
第8章	発電計画	8-1
8.1	最大使用水量	8-1
8.2	有効落差	8-1
8.3	発電出力	8-3
8.4	年間可能発電電力量	8-5
第9章	修復計画	9-1
9.1	修復工事費の積算	9-1
9.2	経済指標の比較	9-3

図面集

附属資料

第 1 章 序 文

本調査報告書は、1987年11月から1988年6月までの8ヶ月間にわたって実施されたプレ・フィージビリティ調査に引き続いて行なわれたSilvia流れ込み式水力発電所（定格出力 0.604MW）の修復計画に関するフィージビリティ調査の結果をとりまとめたものである。

今回のフィージビリティ調査は、1988年7月にコロンビア電力庁（ICEL, Instituto Colombiano de Energia Electrica）と日本側の国際協力事業団（JICA, Japan International Cooperation Agency）との間で合意・署名された Scope of Work にもとづいて実施されている。その調査期間は1988年11月から1990年3月までの17ヶ月間である。

修復計画調査の対象に挙げられたICEL所管の小規模水力発電所62地点の中から本Silvia流れ込み式水力発電所がフィージビリティ調査の候補に選ばれた主な理由に、

- ① 1号機（定格 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ったこと。

が挙げられる。

本フィージビリティ調査の結果、最適な修復計画として、JICA調査団が提案しているSilvia流れ込み式水力発電所の修復後における発電規模は、最大出力0.24MW、年間可能発電電力量2.1GWhである。

第2章 調査結果の要約

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No. 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-2.1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。

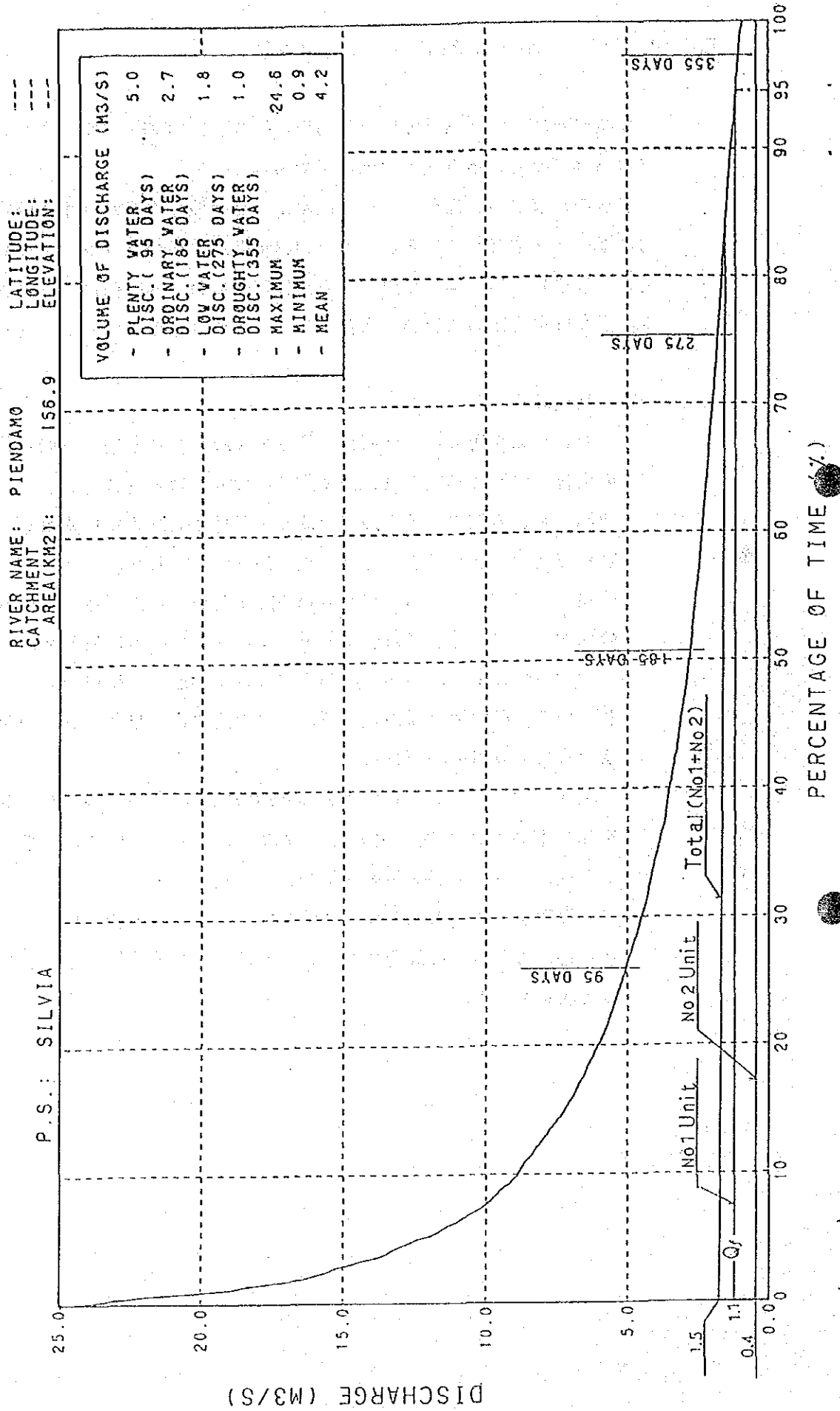
13.2kV配電線が所内発電所から周辺の需要家並びにPiendamó変電所に接続されている。配電線（所内変電所から周辺需要家並びにPiendamó変電所間）は現状のまま修復の必要はない。

現在、故障している定格出力 500kWのNo. 1号機の横軸フラン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。

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、当該地域の電力需給バランスによって決定される。

図-2.1 Silvia 水力発電取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



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		⑭	⑮	⑯	⑰	⑱	⑲	⑳	㉑	
	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 × ⑩ × ⑪ (kW)	合成 効率 η	出力 = ⑱ × ⑲ (kW)	年間可能発電電力量 E ₁ (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ⑱ - ⑬ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑲ - ⑬ ΔE (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 kWh当り平均発電コスト (円/kWh)		⑧ 便益	⑨		
	④① 発電機器費		④②	④③	④④	④⑤	⑤①	⑤②	⑥① 建設費の元利償還額 (25年平均)		⑥⑤	⑦①	⑦②	C/B	優 先 順 位	
	④① 外貨分 C _{1f}	④② 現地貨分 C _{1l}	④③ ④① + ④② C ₁	④④ 土 建 工 事 費 C ₂	④⑤ ④③ + ④④ C	⑤① ΔP当りコスト = ④⑤ / ③⑩ C / ΔP	⑤② P ₁ 当りコスト = ④⑤ / ③⑱ C / P ₁	⑥② 運 転 維 持 費 AOM	⑥③ ⑥② × ④① 25	⑥④ ⑥③ × (④② + ④④) 25	⑥⑤ ⑥③ + ⑥④	⑦① E ₁ 当り = ⑥⑤ / ③⑲ × 0.95	⑦② ΔE当り = ⑥⑤ / ③⑳ × 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	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

- (備 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。
 - ⑬: E_e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。

- ⑲: E₁(Energia Media)
- ⑳: $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$ (%)
- ⑥②: 年間AOMはkW当り US\$4 相当額
- ⑥③: 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

第3章 調査計画

3.1 調査団の編成

3.3.1 JICA F/S調査団

JICA F/S調査団は、プレ・F/Sに従事した団長・団員全員に水力発電計画（土木）、水力発電設備（機械）、水文、地質及び経済の専門家を補強して下記のメンバーで構成された。

区分	担当分野	氏名
団長	総括	小野 匡美
団員	水力発電計画（土木）	遠山 武羅夫
〃	水文	野 伸 進
〃	水力発電計画（土木）	川崎 義雄
〃	水力発電設備（機械）	高橋 彰
〃	水力発電設備（電気）	玉井 昌彦
〃	地質	内瀬戸 信彦
〃	地質	井上 隆
〃	経済	上田 正明

3.1.2 ICELのカウンターパートエンジニア

JICA F/S調査団のカウンターパートとして本調査に従事したICELのエンジニアは次の通りである。

Juvenal Peñaloza Rosas	Ing. Civil	Jefe Div. de Centrales
Jairo E. Gonzalez Morales	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Mario Gutierrez Ospina	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Torres Mariño	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Gomez Florez	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Jorge E. Hurtado Muñoz	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales

3.1.3 CEDELCAの支援スタッフ

本調査の現地踏査、資料収集ならびに技術協議に際して、次に挙げるCEDELCAの技術スタッフの協力、支援を得た。

Fernando Iragorri Cajiao	President
Jose Morales M.	Vice President
Larry Guzman M.	Civil Engineer

3.2 調査項目と調査工程

本調査は、1988年7月に JICA 及び ICBL との間で合意・署名された Scope of Workに基づいて、自1988年11月～至1990年3月の17ヶ月間にわたって実施された。

3.2.1 項目調査

上記 Scope of Work に挙げられた F/S のための調査項目を示すと次の通りである。

- (1) 既存資料の検討分析
- (2) 現地踏査
- (3) 現地調査工事
 - (1) 地形測量
 - (2) 航測図化 (必要と認められた場合)
 - (3) 地質調査
 - (4) 資料収集
- (4) 電力事情調査
- (5) 最適計画案の選定
- (6) フィージビリティ段階の設計
- (7) 構造安定解析
- (8) 施工方法の検討
- (9) 工事費積算
- (10) 経済・財務分析
- (11) 維持管理マニュアル

3.2.2 調査工程

Scope of Work に示された全体調査工程表は、表-3.1 の通りである。

Silvia水力発電所の現地調査は表-3.2 に示される通り2回にわたり実施された。

1回目の現地踏査に於いては、既存施設(主として土木構造物)の現況調査並びに資料収集が水力発電計画(土木)の担当技師2名により実施された。

また、2回目の現地調査に於いては、団長、地質および水力発電計画(土木)の3名により地質調査を中心に資料収集が行なわれた。

表-3.1 調査工程表

作業項目	1988		1989												1990			
	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
プロジェクト月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1. 既存資料の検討・分析	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■														
2. 現地踏査	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■														
3. (1) 作業計画	■■■■																	
(2) 作業準備																		
(3) 地形測量					////	////	////	////										
(4) 航測図化					////	////	////	////										
(5) 地質調査					////	////	////	////										
(6) 資料収集						■■■■	■■■■	■■■■										
4. 電力事情調査						■■■■	■■■■	■■■■										
5. 最適計画案の選定						■■■■	■■■■	■■■■										
6. ファイジビリティ・グレード設計						■■■■	■■■■	■■■■										
7. 構造安定解析						■■■■	■■■■	■■■■										
8. 施工計画						■■■■	■■■■	■■■■										
9. 工事費積算						■■■■	■■■■	■■■■										
10. 経済・財務分析						■■■■	■■■■	■■■■										
11. 維持・管理マニュアル						■■■■	■■■■	■■■■										
1. インセンション・レポート	△																	
2. プログレス・レポート															①△			
3. インテリム・レポート																		
4. ドラフト・ファイナル・レポート																		
5. ファイナル・レポート																		△

凡例： ■■■■ ICCL現地作業、 □■■■■ ICCL現地作業、 □ JICA国内作業、 △ 報告書提出

表 - 3.2 現地調査のスケジュール

1回目の現地調査

月・日	行	程	調査内容	メンバー	
				ICE L	J I C A
1・31	Pasto	→ Popayan	CEDELCAにて打合せ, 資料収集	J. Gonzalez	遠山武羅夫
2・1			Silvia発電所の現地調査		
2・2			Ovejas "		
2・3			CEDELCAにて打合せ		
2・4	Popayan	→ Bogota	移動		

2回目の現地調査

月・日	行	程	調査内容	メンバー	
				ICE L	J I C A
7・12	Bogota	→ Popayan	CEDELCA訪問, Silvia発電所の現地調査	—	小野 匡美
7・13			Ovejas発電所の現地調査		
7・14			全 上		
7・15	Popayan	→ Bogota	移動		
					井上 隆

3.3 現地調査工事内容

現地踏査の結果にもとづいて、JICA F/S調査団がICELのカウンターパートスタッフと協議の上、計画した現地調査工事の内容は次に挙げる地形測量とボーリング調査で航測図化作業は含まない。

3.3.1 地形測量及びボーリング調査の範囲

地形測量及びボーリング調査の範囲は図-3.1に示される通りであり、縮尺等は次の通りである。

(1) 取水堰、取水口、水槽及び発電所建物

現況図を縮尺1:200、等高線2mピッチで図化し、既設の主要構造物、ベンチマーク及びボーリングの位置を図示する。

(2) 水路

既設水路の縦断図を平面=1:1000、断面=1:100の縮尺で図化する。また、その断面図を縮尺1:100、幅20m、50mピッチで図化する。

(3) ベンチマーク

ベンチマークで3ヶ所に設定すること。

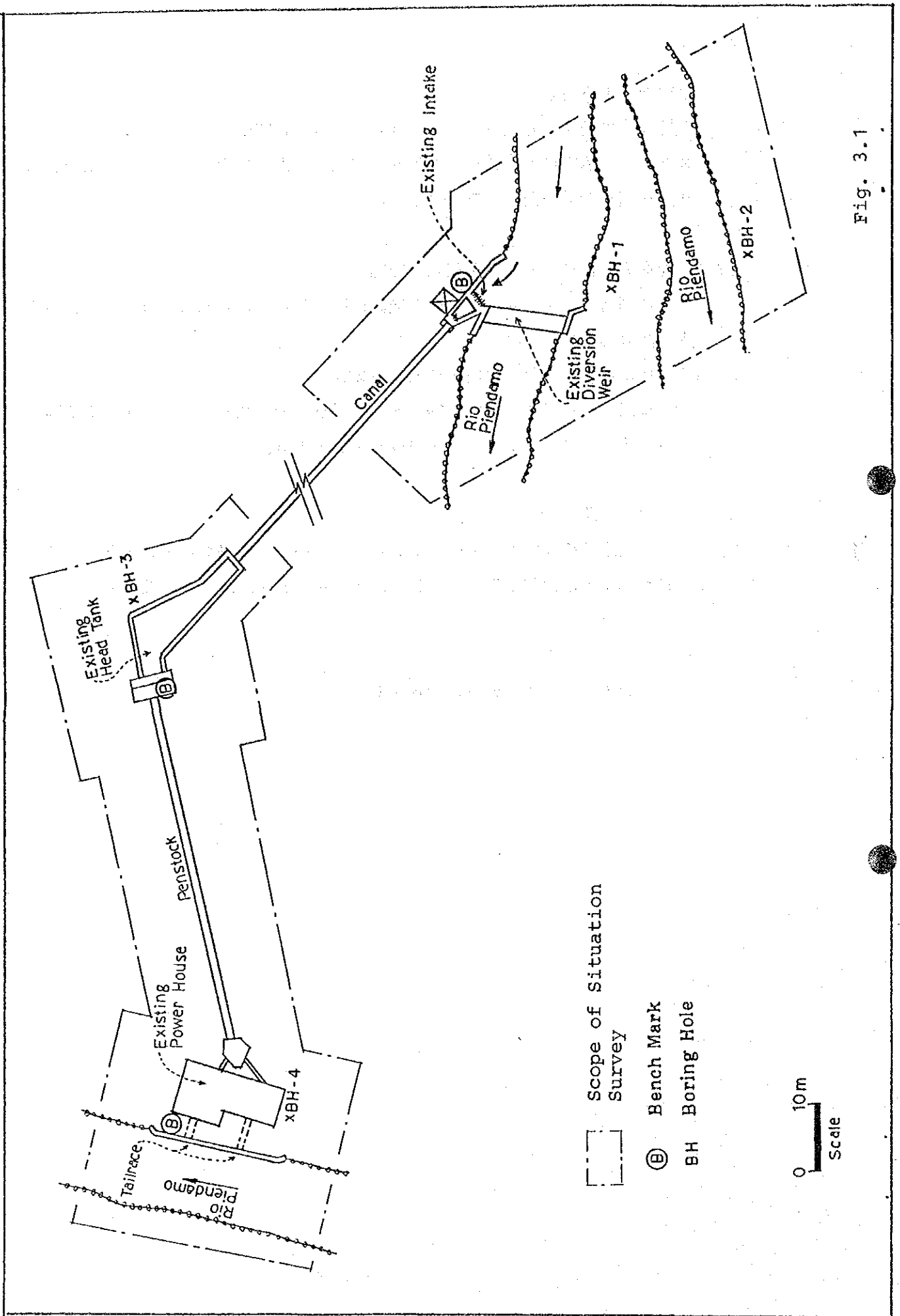


Fig. 3.1

第4章 調査地点の現況

4.1 電力セクターの電力事情

当該公営電力会社の電力事情を電力需給バランス及び電力設備等に分類すると以下に示す通りである。

4.1.1 電力需給の現状

近年5ヶ年（1983年から1987年）における電力需給バランスは、表-4.1に示す通りであり、1987年における需給バランスは、最大出力76MWに対し、設備容量が33MW（約43%）また、電力量は需要の204GWhに対し、114GWh（約56%）を供給し、211GWhは買電に依存している。

一方、電力需要構成別では、1987年においては住宅用73%、商業用6%、工業用9%及びその他12%となっており住宅用需要が高く、商業用が低い割合となっている。

尚、1983年から1987年における需要電力量の年平均増加率は、5.1%で、発電電力量のそれは-3.4%と低下し、買電に依存する割合が大幅に増えている状況にある。

表-4.1 電力需給の現状（1983～1987年）

※

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
需 要						
1. 最大電力(MW)	50	56	69	68	76	11.0
2. 電力量(GWh)						
1) 住宅用	125	144	142	144	148	4.3
2) 商業用	11	12	12	12	12	2.2
3) 工業用	9	15	13	17	18	18.9
4) その他	22	21	18	17	26	4.3
合 計	167	192	185	190	204	5.1
供 給						
1. 設備容量(MW)	33	33	33	33	33	0
2. 発電電力量(GWh)	131	121	120	127	114	-3.4
3. 損 失(GWh)	60	66	94	114	121	19.2

（出典：INFORME ESTADISTICO:RESUMEN 1983-1987）

※年平均増加率は次の通り計算した。

（例、最大電力11.0%の場合）

$$50 \times (1 + X)^4 = 76$$

$$X = 0.11 \text{ (11.0\%)}$$

4.1.2 電力設備の現状

(1) 発電設備

総発電設備容量は表-4.2の通りで、発電方式は水力発電並びにディーゼル発電である。

表-4.2 発電設備の状況 (1983~1987年)

(単位: MW)

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
総発電設備容量						
1. ディーゼル発電	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0
2. 水力発電	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	0
3. その他	0	0	0	0	0	0
合 計	33.4	33.4	33.4	33.4	33.4	0

(出典: INFORME ESTADISTICO: RESUMEN 1983-1987)

一方、F/S対象発電所の現状を示すと表-4.3に示す通りである。

表-4.3 Silvia発電所の状況 (1984~1988年)

項 目	1984	1985	1986	1987	1988
1) 設備容量 (kW)	604	604	604	604	604
2) 発電電力量 (MWh)	865	848.5	816.5	702.6	854.9
3) 設備利用率 (%)	95	93	90	77	94
4) 運転時間 (%)	98	95	96	80	91

(出典: CEDELCAより収集した資料)

(2) 送電設備

送変電設備の現状は、最大 115kV送電線を有している。尚、対象発電所の送電電圧は13.2kVを採用している。

4.1.3 発電原価と電気料金

近年5ヶ年（1983年から1987年）における発電原価と電気料金の推移は表-4.4に示す通りである。

表-4.4 発電原価と電気料金

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
発電原価	3.30	4.36	6.41	8.18	10.40	33.2
電気料金(平均) : (COL\$)						
1. 住宅用	2.63	3.33	4.44	5.68	7.05	28.0
2. 商業用	4.09	5.29	6.64	8.77	11.85	30.5
3. 工業用	5.21	5.71	7.21	9.27	13.46	26.8
4. 公共用	2.98	3.80	5.45	7.39	9.85	34.8
5. 全体平均値	2.89	3.65	4.53	6.26	7.96	28.8
加入者の構成(件)						
1. 住宅用	47,936	54,389	59,719	64,565	70,953	10.3
2. 商業用	1,573	1,542	1,690	1,695	1,776	3.1
3. 工業用	246	251	268	287	310	6.0
4. その他	946	993	974	987	1,013	1.9
5. 合計	50,696	57,175	62,651	67,534	74,054	9.9
電気の普及						
1. 全体(千戸)	759	777	796	814	833	2.4
2. 加入者(千戸)	213	241	265	287	315	10.3
3. 電化率(%)	28	31	33	35	38	7.9

(出典 : INFORME ESTADISTICO: RESUMEN 1983-1987)

4.1.4 電力需給の予測

CDELCAにて2000年までの電力需給を予測した結果は次の通りである。

年	電 力 量 (GWh)			最 大 電 力 (MW)		
	発 電 電 力 量	買 電	合 計	発 電 電 力 量	買 電	合 計
1988	118.51	232.62	351.13	28.7	55.0	87.3
1989	"	255.01	423.48	"	70.48	99.18
1990	"	415.64	534.15	"	92.14	120.84
1991	"	466.47	584.98	"	105.18	133.88
1992	"	522.81	641.32	"	119.74	148.44
1993	"	520.45	703.76	"	136.02	164.72
1994	"	654.45	772.96	"	154.22	182.92
1995	"	731.15	849.66	"	174.55	203.25
1996	"	816.15	934.66	"	197.27	225.97
1997	"	910.36	1,028.87	"	222.67	251.37
1998	448.51	684.77	1,133.28	113.7	166.05	279.75
1999	"	800.49	1,249.0	"	197.77	311.47
2000	"	863.95	1,312.46	"	233.21	346.91

4.2 既設発電所の運転実績

4.2.1 発生電力量

本発電所には定格出力 104kWと 500kWの2台の発電機器が設置されている。
500kWの発電機器は1972年以降運転していない。

104kWの発電機器の1984年から1988年までの5年間に於ける発生電力量の記録は表-4.5 に示される通りである。

この5年間に於いて長期間にわたる発電所の停止期間は無い。

この5年間に於ける設備利用率の平均値は90%であり、また稼働率の平均値は92%である。

表-4.5 発生電力量並びに運転時間の記録

年	銘板出力 (MW)	発生電力量 (MWh)	運転時間 (hour)	設備利用率 (%)	稼働率 (%)
1984	0.104	865	8,578	95	98
1985	"	848.5	8,363	93	95
1986	"	816.3	8,371	90	96
1987	"	702.6	7,008	77	80
1988	"	854.9	7,983	94	91

(備考)

$$1. \text{ 設備利用率 (\%)} = \frac{\text{発生電力量 (MWh)}}{8760 \times \text{銘板出力 (MW)}} \times 100$$

$$2. \text{ 稼働率 (\%)} = \frac{\text{運転時間 (hr)}}{8760 \text{ (hr)}} \times 100$$

4.2.2 運転・維持コスト

本発電所の1984年から1988年までの5年間に於ける運転・維持コストの記録は表-4.6 に示される通りである。

発生電力量当りの運転・維持コストはばらつきが有るが平均すると、
5,077pesos/MWhである。

表- 4.6 運転・維持コストの記録

年	発生電力量 (MWh)	運転・維持コスト (pesos)	Pesos
			MWh
1984	865	2,337,439	2,702
1985	848.5	3,003,018	3,539
1986	816.3	3,649,022	4,470
1987	702.6	3,521,515	5,012
1988	854.9	8,240,381	9,639
合計	4,087.3	20,751,375	5,077

4.3 発電設備・施設の概況

4.3.1 発電設備の概況

発電設備の使用状態を概略記述すると次の通りである。

(1) 発電機器

1960年製の発電機器 (104kW) は、まだ30年しか経過していないため最近5年間の設備利用率は90%であり、また稼働率は92%と高い値を示している。

また、CEDELCAの調査によれば、この発電機器についてはこれといった欠陥は無い。

一方、1954年製の発電機器 (500kW) は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ため再び使用することは出来ないと思われる。

(2) 変電所

発電機器 (104kW) に対応した142.5kVAの主変圧器が屋外に設置されている。

CEDELCAの調査によれば、変電所機器はこれといった欠陥は無い。

(3) 配電線

本発電所に接続された13.2kVA配電線網が、発電所周辺の需要家並びにPiendamó変電所に接続されている。

CEDELCAの調査によれば配電線網はこれといった欠陥は無い。

4.3.2 土木施設の概況

(1) 取水設備

Piendamo川中央に砂洲によりできた小島があり、流れは左右に分割されている。

取水堰はこの右側の流路に設けられており、RC製堤長12.0m、高さ2.3mであり堅牢であるが土砂吐施設はない。

取水口は巾3.2m、高さ2.2mでほぼ流れに平行に設置されており、ゲート、スクリーン共に機能している。

(2) 水路

延長609m、巾1.3m、深0.9mのRC開渠は堅牢である。

水路ルートは全域平坦地でありアクセスも容易である。

(3) 沈砂池

巾9.0m、長さ20.0m、平均深さ1.2mのRC製沈砂池は堅牢で修復の必要性はない。

(4) 水槽

地形的制約により平面形状は三角形になっているが平均巾6.0m、長さ16.0m、平均深さ3.0mの水槽はすべて堅牢で貯水容量も充分ありスクリーンを含めて修復の必要はない。

(5) 水圧管路

φ0.91m、L=72.1mの水圧管路はメンテナンスも行き届き堅牢で修復の必要はない。

(6) 発電建屋

巾15.5m、奥行8.0m、高さ5.5mのRC製建屋はスペースも充分あり堅牢である。

第5章 基礎資料の収集

1987年11月から1988年7月まで実施されてプレF/S調査に続いて1988年11月に開始された、F/S調査を通じて収集された地形、地質、水文気象その他関連ある資料類を列挙して示すと次の通りである。

5.1 地形図

Silvia 発電所関連収集資料としては IGAC が発行している縮尺 1/25,000 ~ 1/400,000の地図、CEDELCAが本地点調査の為に実測した地形図及び竣工図がある。

(1) IGAC発行地形図

縮尺	図面番号	適用
1/400,000	—	Cauca県全体図
1/100,000	343	発電所上流域
1/25,000	343-I-A, B, C, D	発電所周辺
	II-A, B, C, D	発電所上流域
	III-A, B, C, D	発電所周辺
	IV-A, C, D	発電所上流域

(2) CEDELCA 実測図

縮尺	図面番号	適用
1/200	—	取水設備回り平面図
1/200	—	水槽～発電建屋回り平面図
1/100～1/1000	—	水路平面及縦横断面図

(3) 竣工図

縮尺	図面番号	適用
1/50	0146	取水設備構造図
	NOV/' 58	
1/100	—	水槽及び発電建屋構造図
	OCT/' 77	

5.2 地質調査資料

本調査のために収集した地質に関する既存資料は次の通りである。

— Mapa Geologico de Colombia : 1988 INGEOMINAS,

— 本地点周辺の航空写真

— Informe de Resultados de Perforaciones y Ensayos de Suelos Para
Las Pequeñas Centrales, Hidroelectricas de Silvia y Ovejas
1989 Estudio De Suelos Ltda.

5.3 水文気象資料

既設 Silvia 水力発電所には、流量観測設備がないので、本調査の実施に当って、調査団は HIMAT の水文気象資料を収集した。

資料を収集した既設 HIMAT の雨量および流量観測所ならびに観測記録の期間を列挙すると次の通りである。本 F/S 計画に直接関連ある Piendamó 川の流量観測は HIMAT 測水所 Cortijo El 及び Pte Carretera の 2 ヲ所で実施されている。

表 5.3 水文気象に関する収集資料リスト

(1) 雨量観測記録

No.	観測所		管理者	位置		標高 (EL. m)	観測記録	
	名称	河川名		緯度	経度		自	至
2105020	Esc	Riosucio	HIMAT	0231	7614	2700	1981	84
2105025	Altamira		HIMAT	0232	7610	2235	1975	85
2601007	Laguna	San Rafael	HIMAT	0233	7625	3420	1970	87
2602002	Silvia	Pta. Electrica	HIMAT	0237	7622	2650	1970	87
2602003	Piendamó		HIMAT	0241	7623	1840	1970	87

(2) 流量観測記録

No.	観測所		管理者	設立年月	位置		標高 (EL. m)	流域面積 (km ²)	観測記録	
	名称	河川名			緯度	経度			自	至
2602709	Cortijo El	Piendamó	HIMAT	1961-05	0236	7622	2630	180	1977	87
2602710	Pte Carretera	Piendamó	HIMAT	1963-12	0237	7630	1770	392	1975	85

(3) 水質観測記録

Piendamó 川の水質観測は実施されていないため、入手できなかった。

(4) 堆砂観測記録

Piendamó 川の堆砂観測は実施されていないため、入手できなかった。

5.4 その他関連資料

5.4.1 建設物価に関する資料

コロンビア国内における土建工事関連の建設物価に関しては、CAMACOL (Camara Colombiana De La Construccion) が1ヶ月に1回発行している Cauca県の“Catalogo De Precios De Materiales De Construccion”がある。しかしながら、同発行物はコロンビア全県で発行されている訳でなく、他の F/S 対象地点との整合性を考慮して、本調査に使用する建設工事単価は CEDERCA の社内資料を採用した。(表-5.2 参照)

5.4.2 電力事情に関する資料

(1) CEDELCAの電力事情を知る目的で次の資料を収集した。

- 1) CEDELCAの1970年から2000年までの電力需要の実績と予測
- 2) CEDELCAの電力系統

(2) Silvia発電所について次のような資料を収集した。

- 1) 単線結線図
- 2) 残存価値
- 3) 運転・維持要員

Table-5.2 UNIT PRICE LIST
表-5.2 建設工事単価表

	UNIT	EADE	CHEC	CEDELCA		E. CHOCO	CEDENAR	ESSA	ELECTROLIMA
				SILVIA	OVEJAS				
1. EARTH WORK (EARTH)	p/m ³	NOV./88	FEB./89	JUN./89	JUN./89	MAR./89	JUN./89	APR./89	MAY/89
		2,400	2,925	700	800	2,950	990	2,500	1,100
2. EARTH WORK (ROCK)	p/m ³		3,965				1,900		2,800
3. CONCRETE WORK (MASS CON.)	p/m ³	-	-	-	-	24,000	-	-	-
4. CONCRETE WORK (STRUCTURAL)	p/m ³	26,300	27,625	34,000	40,000	26,800	20,500	15,600	17,900
5. REINFORCING BAR	p/t	354,000	454,000	350,000	360,000	447,500	300,000	320,000	215,000
6. GATE	p/t	1,682,000	500,000	1,310,000	1,420,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	480,000
7. SCREEN	p/t	1,682,000	5,000,000	804,195	874,125	1,000,000	1,000,000	1,000,000	650,000
8. PENSTOCK	p/t	1,000,000	1,000,000	1,250,000	1,250,000	-	815,000	1,260,000	420,000
9. POWER HOUSE (REPAIR)	p/m ²	-	10,000	-	-	-	-	-	-
10. POWER HOUSE (NEW CONST.)	p/m ²	-	40,000	47,000	55,000	50,000	50,000	50,000	50,000
11. CYCLOPEAN CONCRETE	p/m ³	-	14,000	17,000	20,000	-	-	8,000	9,000
12. DEMOLITION CONCRETE	p/m ³	13,000	14,000	17,000	20,000	-	-	8,000	9,000
13. STEEL PIPE	p/t	-	-	-	1,250,000	-	-	-	-
14. GABION	p/m ³	-	-	8,800	-	-	-	-	-
15. TUNNEL EXCAVATION	p/m ³	-	-	-	-	-	-	-	19,600
16. TUNNEL CONCRETE	p/m ³	-	-	-	-	-	-	-	25,000

第6章 地形・地質概況

6.1 地域の地形と地質

6.1.1 地形

Piendamoc川はCauca県の県都Popayan市の北東約40kmの中央山脈西麓にその源を発し、ほぼ西方へ流下し、Morales市の西方でCauca川に合流する。



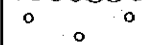

計画地点はPiendamoc川の上流域に位置し、周辺の地形は起伏が大きく谷底の広い谷地形を呈する。

6.1.2 地質

基盤岩は第三紀の火山碎屑岩類よりなり、被覆層として段丘堆積物、崖錐堆積物、現河床堆積物が局所的に分布する。火山碎屑岩類は新鮮部は良く固結しているが、風化部はハンマーのピックが容易に突き刺さる程度の固結度となっており、ボーリングではマトリックス部分が流されて上部の段丘堆積物等の被覆層と区別することは難しい。

計画地点周辺の地質層序は表-6.1に示す通りである。

表-6.1 計画地点周辺の地質層序

時代	模式柱状	地層名	備考
第四紀		現河床堆積物	
		崖錐堆積物	
		段丘堆積物	
第三紀		火山碎屑岩類	

6.1.3 地質構造

広域文献によればSilvia市付近をNE-SW系のSilvia-Totoro断層(活断層)が通るが現地調査でこれを確認することはできなかった。

6.2 計画地点の地質

発電所および各種構造物の基礎の地質状況は以下に述べるとおりである。

(図面 S1-G-01参照)

1) 取水堰

取水堰付近は段丘堆積物と現河床堆積物が厚く分布しており、取水堰は着岩していないものと推定される。

2) 水路

水路は火山碎屑岩類の堆積面に位置し、ほとんどは火山碎屑岩類を基礎とする。ただし、上流端付近は厚い段丘堆積物を基礎とする。

3) 水槽、水圧管路および沈砂池

水槽および沈砂池は風化した火山碎屑岩類を基礎としている。水圧管路は崖錐堆積物を基礎としており、低標高部では少量の湧水が認められる。

4) 発電所

発電所付近では火山碎屑岩類の上に崖錐堆積物が分布する。発電所の建屋は崖錐堆積物および埋め戻し礫を基礎としている。岩盤線はほとんど現河床レベルと推定される。

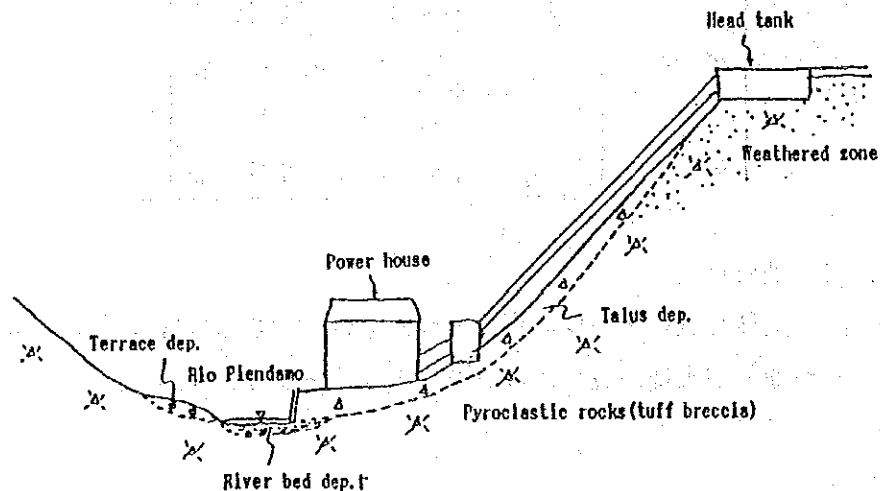


図-6.1 模式地質断面図

第7章 水文解析

本計画地点の流域内に分布する既存の雨量及び流量観測所の位置を示すと、図-7.1の通りである。

7.1 計画地域の一般気象

Cauca県はコロンビア国の南西にあり、北緯 $1^{\circ} 00'$ ～北緯 $3^{\circ} 20'$ と赤道近くに位置している。

一般に低地部は熱帯性気候であり、有数の高温多湿多雨地域となっている。

気温は、低地部で 24°C 程度であり標高 $1,800\sim 2,800\text{m}$ では、 $12^{\circ}\text{C}\sim 18^{\circ}\text{C}$ 程度である。県都のPopayanは標高約 $1,500\text{m}$ の高地にあり、気温は 15°C 前後である。この状態は年間を通じてほとんど変化しない。

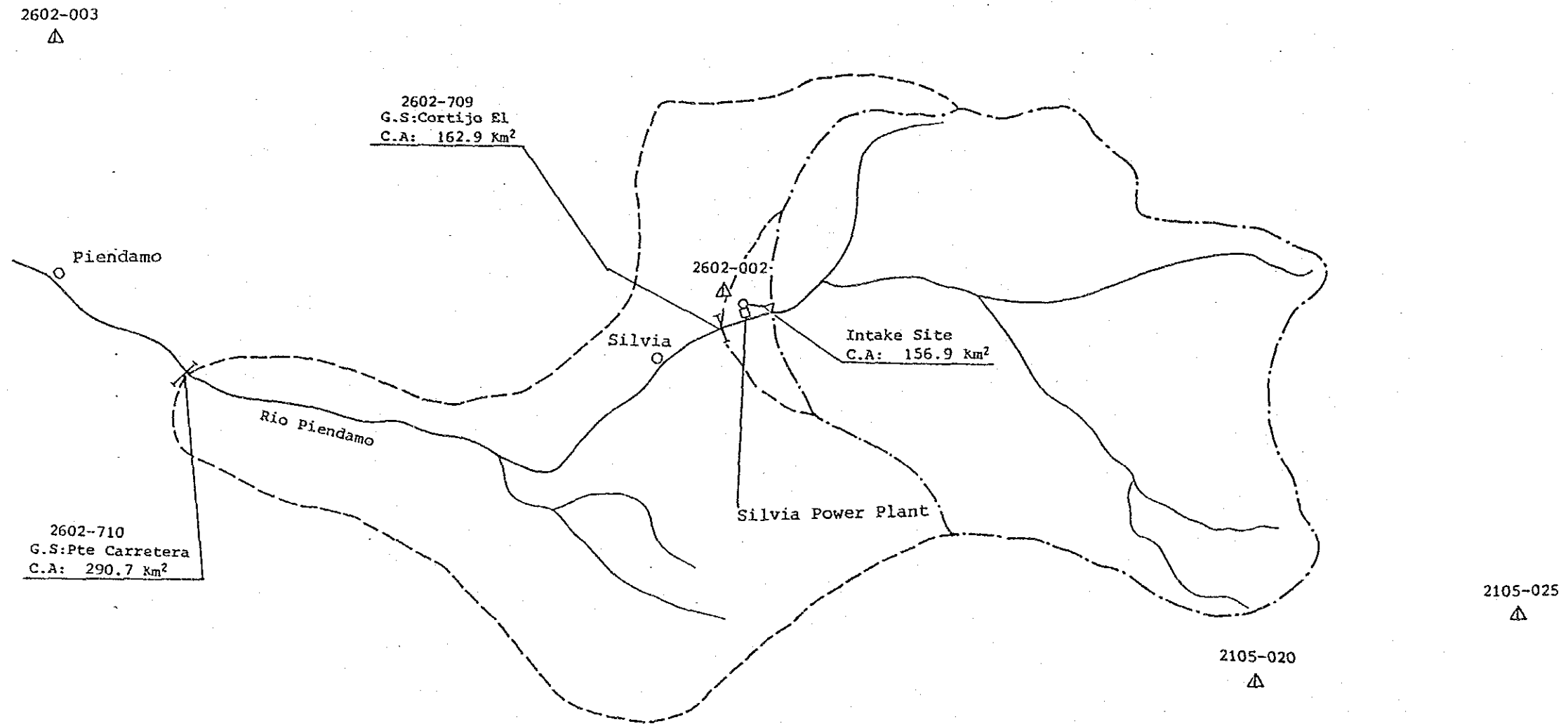
雨量は、高地で $1,000\sim 2,000\text{mm}/\text{年}$ 、低地部で $3,000\text{mm}/\text{年}$ であるが、西アンデス山脈の西側では多い地域で $6,000\text{mm}/\text{年}$ を超えることもある。

計画地点は県都Popayanの北東に位置し標高約 $2,600\text{m}$ の高さで中央アンデス山脈にあり、雨量は $1,000\sim 2,000\text{mm}/\text{年}$ である。

雨の多い年と少ない年があるが、雨季と乾期とが比較的はっきりとしている。

(図-7.2 参照)

Observation Item	Gauging Station		Latitude	Longitude
	No	Name		
Discharge	2602-709	Cortijo El	0236	7622
	2602-710	Pte Carretera	0237	7630
Preciptation	2105-020	Esc Riosucio	0231	7614
	2105-025	Altamira	0232	7610
	2601-007	Laguna San Rafael	0223	7625
	2602-002	Silvia Pte Electri	0237	7622
	2602-003	Piendamó	0241	7632



Legend
 - - - - - : Boundary of Watershed (Intake)
 - - - - - : Boundary of Watershed (Gauging Station)
 ○ : Gauging Station (Discharge)
 Δ : Gauging Station (Precipitation)

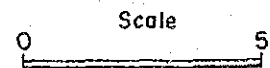


Fig-7.1 Location Map of Gauging Stations in The Watershed of The Study Area.

測候所 No. 2602-002 Silvia Pla Electri
 北緯 2° 37' 西經 76° 22' 標高 2,560m
 平均年間雨量 1,360.1mm

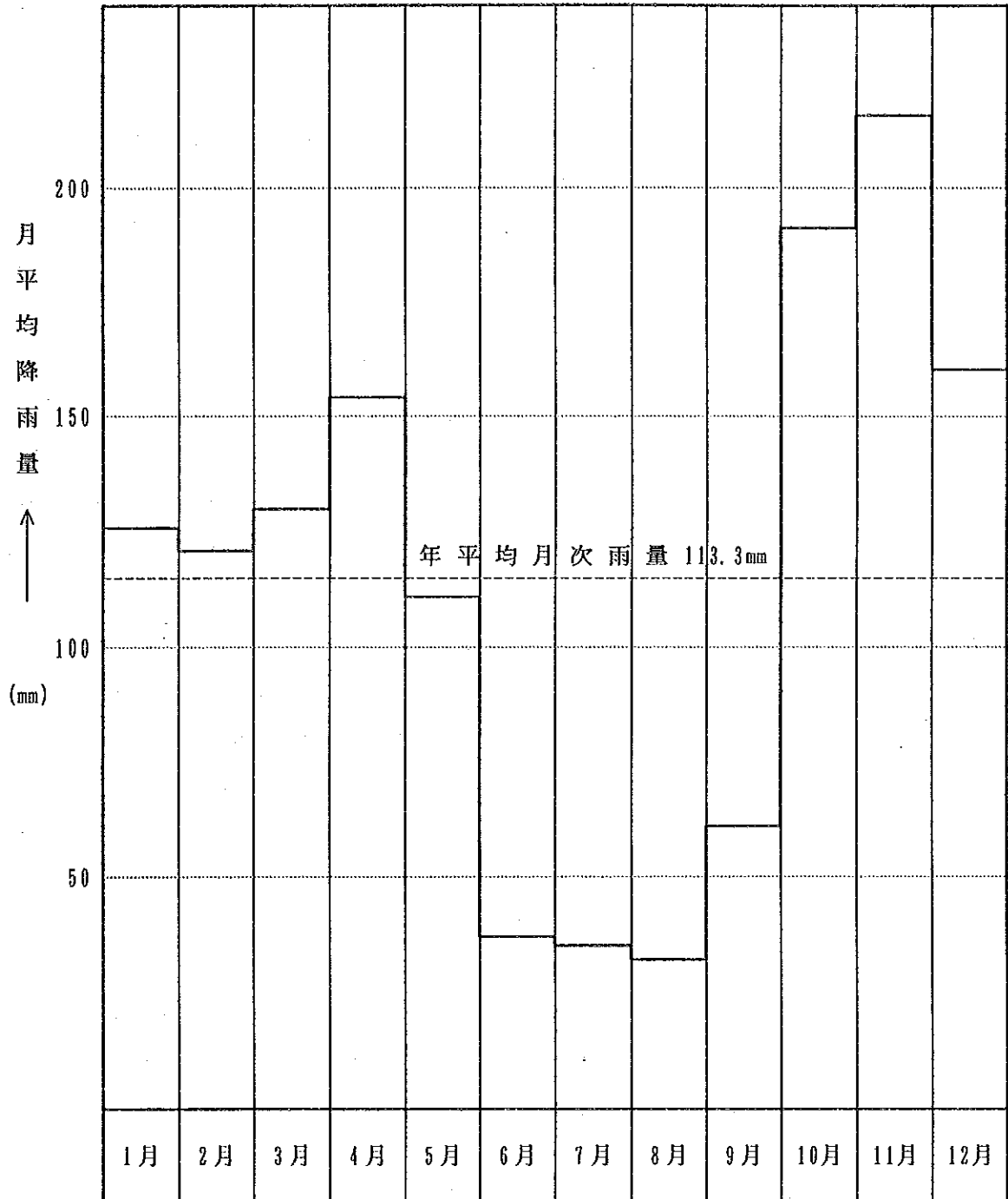


図- 7.2 計画地域の月平均降雨量 (1970~1987)

7.2 流量解析

本計画地点の流量ならびに流況曲線は、収集したCortijo E1測水所の11年間にわたる観測記録（自1977年，至1987年）をもとに流域換算によって求めている。
（図面 SI-H-01参照）

7.2.1 流量観測記録の照合

Cortijo E1測水所は、1961年5月の設立であるが、調査団が入手できた観測所は1977年から1987年の11年間分である。

これら入手記録は欠測月日もなく完全な観測記録として適用される。

7.2.2 測水所の流域面積に対する照合

既設測水所の現位置確認のためにHIMATの測水所台帳に示されている緯度経度をIGAC発行の地形図（縮尺1：400,000）にプロットした結果、調査団が現地踏査により確認した測水所の位置との間にずれが認められた。したがって測水所の流域面積についてIGACが発行している縮尺1：400,000の地形図を用いて照合を行ったが、表-7.1に示すように流域面積には重大な狂いが認められた。

表-7.1 Cortijo E1観水所の位置及び流域面積の照合結果

項目	緯度	流域面積 (km ²)
HIMAT台帳	2° 36′	180
計測値	2° 37′	162.9
差異	01′	17.1

7.2.3 代表的な流況曲線の形成

河川の流況曲線は同一地点であっても年によってバラツキを生じるものである。したがってある地点の代表的な流況曲線を作成するにあたっては、次にあげるような色々な方法が提案されている。

(a) パラレル法

1年 365日間の毎日の平均流量を大きい順に並べて各年の流況曲線を描き、それらの平均をとる方法。

(b) 標準年法

各年の流況曲線を描き、その中で平均的であると思われる年の流況曲線を

選んで、これを標準年流況曲線とする方法

(c) シリーズ法

1日平均流量を15年にわたって大きさの順に並べて、1年の曲線のように横軸だけ修正する方法

(d) 曲線そう入法

流量要覧から長年間（少なくとも最近10箇年間またはそれ以上）にわたる濁水量、低水量、平水量、豊水量の平均値を算出し、これをプロットし、それらを適当な曲線で結んで流況曲線とする方法。

本調査では最も汎用化されている(a) パラレル法を用いて測水所地点の代表的な流況曲線を形成している。流況曲線の作成に当っては欠測日のある観測年を除外してある。又、これら流況曲線は横軸に日数を%で表わし、縦軸に日平均流量 (m^3/s) を示している。

7.2.4 Cortijo El測水所地点の流量及び流況曲線

Silvia水力発電所の取水口地点より下流約 1.5kmにあるCortijo測水所の流量を欠測日のない11年間の資料を用い整理して示すと、表-7.2の通りである。

表-7.2の月別平均流量の算定に当っては、その月の観測日数が10日未満の場合は計算から除外してある。月別平均流量をグラフで示した。

図面 S1-H-01の (1) から分るように豊水期間と濁水期間の区別が判然としないうが、6月～8月の3ヶ月間が豊水期間で9月～5月の9ヶ月間が濁水期間に相当すると思われる。

パラレル法を用いて1977～1987年の11年間流況曲線から求めた代表的な流況曲線が図面-S1-H-01の (3) に示してある。これら流況曲線の豊水量、平水量、低水量および濁水量を数値で示すと、表-7.3の通りである。

表-7.4には、Cortijo El測水所で1977～1987年の11年間に記録された最大流量が示してある。

7.2.5 取水口地点における流量及び流況曲線

本計画地点の取水口地点における流量及び流況曲線は、取水口地点より下流 1.5kmにある既設のCortijo El測水所の観測記録にそれぞれの集水面積を乗じることによって求めてある。

取水口地点の集水面積は公式に認定された数値がなかったので調査団が計測

Table-7.2 MONTHLY FLOW TABLE OF DAILY AVERAGE FLOW AT G.S. SITE

GAUGING ST.: 2602-709 CORITIJ0 EL
 RIVER NAME: PIENDAMO

(UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	TYPE	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1977	MAX.	1.6	4.1	3.0	17.6	16.8	20.5	15.7	13.2	16.2	8.9	10.7	6.5	20.5
	MEAN	1.2	1.6	1.5	4.3	5.0	7.4	5.9	4.2	6.5	4.1	4.4	2.1	4.0
	MIN.	1.0	0.9	1.1	1.5	2.0	2.4	2.3	1.8	2.4	2.1	1.8	1.3	0.9
1978	MAX.	20.9	4.3	4.9	12.8	9.0	16.4	15.6	24.1	6.9	5.8	4.8	10.1	24.1
	MEAN	3.9	1.7	2.1	5.1	3.5	5.8	4.7	5.6	2.9	3.0	1.8	3.0	3.6
	MIN.	1.4	1.1	1.2	2.4	1.7	1.6	1.8	2.0	1.8	1.6	1.2	1.3	1.1
1979	MAX.	2.1	3.0	6.0	22.7	11.2	19.3	13.9	10.6	6.0	15.5	11.7	11.6	22.7
	MEAN	1.3	1.2	2.5	5.8	3.4	6.7	4.2	3.6	2.6	3.7	4.6	4.3	3.7
	MIN.	1.1	0.7	1.4	1.3	1.8	2.4	1.6	1.5	1.7	1.6	1.8	1.9	0.7
1980	MAX.	8.4	5.9	12.4	23.3	6.0	21.9	20.4	17.1	14.5	25.4	9.5	9.4	25.4
	MEAN	3.0	3.4	3.4	5.4	3.9	6.8	6.4	4.2	3.6	4.4	2.5	2.2	4.1
	MIN.	1.5	1.6	1.6	1.7	2.1	2.1	1.9	1.7	1.3	1.6	1.5	1.3	1.3
1981	MAX.	5.7	5.3	4.6	9.9	19.5	9.2	22.5	7.5	11.0	9.1	14.6	6.6	22.5
	MEAN	1.6	1.7	1.9	4.0	6.2	3.8	7.5	3.2	3.2	2.5	5.5	2.8	3.7
	MIN.	1.0	1.0	1.1	1.0	2.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.1	1.1	1.2	1.0
1982	MAX.	18.0	11.3	8.4	16.4	15.2	16.9	35.3	16.4	17.5	13.2	14.7	12.5	35.3
	MEAN	5.3	3.9	3.4	5.5	5.7	4.4	10.4	7.3	4.6	3.9	3.5	4.7	5.2
	MIN.	1.5	1.3	1.5	1.9	2.1	1.6	1.8	3.0	1.4	1.3	1.6	1.9	1.3
1983	MAX.	10.0	6.8	14.3	22.9	7.9	9.2	20.2	23.3	8.6	19.3	14.7	12.8	23.3
	MEAN	2.6	2.1	4.1	8.6	3.9	3.4	5.4	8.1	3.0	4.9	3.8	5.6	4.6
	MIN.	0.6	0.6	0.6	1.2	2.0	1.6	1.7	2.6	1.5	2.0	1.6	2.0	0.6
1984	MAX.	16.5	8.3	6.0	16.7	17.6	15.6	16.2	13.8	15.6	25.0	15.1	5.5	25.0
	MEAN	5.8	2.6	2.1	3.1	5.9	5.7	6.6	4.3	5.1	6.4	8.0	2.6	4.8
	MIN.	1.9	1.7	0.8	1.2	1.7	2.2	2.0	1.7	1.3	2.5	3.7	1.5	0.8
1985	MAX.	6.7	2.6	5.5	8.7	25.5	19.7	31.0	21.2	12.6	10.7	9.4	19.3	31.0
	MEAN	2.6	1.2	1.4	2.2	6.8	8.6	10.2	7.2	4.4	4.0	4.0	3.5	4.7
	MIN.	1.2	0.6	0.6	0.6	1.4	2.8	2.7	2.3	1.2	1.3	2.1	1.3	0.6
1986	MAX.	15.5	17.8	15.5	10.4	7.0	30.2	31.9	18.0	8.0	16.5	22.1	5.4	31.9
	MEAN	3.1	3.8	6.5	3.0	2.4	11.2	11.5	4.0	3.4	5.0	3.9	2.4	5.0
	MIN.	1.2	1.3	2.1	1.5	1.0	2.1	2.1	1.5	0.6	1.8	1.5	0.6	0.5
1987	MAX.	2.2	9.9	2.9	13.7	13.5	17.0	16.2	17.5	8.2	10.7	18.8	10.4	18.8
	MEAN	1.2	2.0	1.4	4.2	5.1	4.7	7.0	7.4	2.4	4.3	4.3	3.7	4.0
	MIN.	0.8	0.9	0.8	1.1	1.7	1.8	1.9	2.2	1.4	1.4	1.1	0.9	0.8
TOTAL	MAX.	20.9	17.8	15.5	23.3	25.5	30.2	35.3	24.1	17.5	25.4	22.1	19.3	35.3
	MEAN	2.9	2.3	2.8	4.7	4.7	6.2	7.3	5.4	3.8	4.2	4.2	3.3	4.3
	MIN.	0.6	0.6	0.6	0.6	1.0	1.6	1.6	1.5	1.5	1.1	1.1	0.6	0.6

Table-7.3 FLOW DURATION TABLE AT GAUGING STATION SITE

GAUGING YEAR	GAUGING ST.: 2602-709 CORITIJ0 EL RIVER NAME: PIENDAM0 (UNIT: M3/S)						
	MAX. (1ST DAY)	PLENTY (95 DAY)	ORDINARY (185 DAY)	LOW (275 DAY)	DROUGHTY (355 DAY)	MIN. (LAST DAY)	MEAN
1977	20.5	4.9	2.9	1.6	1.0	0.9	4.0
1978	24.1	4.3	2.7	1.8	1.2	1.1	3.6
1979	22.7	4.1	2.7	1.7	1.0	0.7	3.7
1980	25.4	4.6	2.7	1.8	1.4	1.3	4.1
1981	22.5	4.6	2.5	1.6	1.0	1.0	3.7
1982	35.3	6.8	3.4	2.2	1.5	1.3	5.2
1983	23.3	5.5	3.2	2.2	0.6	0.6	4.7
1984	25.0	6.1	3.3	2.2	1.4	0.8	4.9
1985	31.0	5.5	2.9	1.6	0.6	0.6	4.7
1986	31.9	5.5	2.8	1.9	1.2	0.6	5.0
1987	18.8	5.5	2.2	1.6	0.9	0.8	4.0
MEAN	25.5	5.2	2.8	1.8	1.1	0.9	4.3

Table-7.4 MONTHLY ABSOLUTE MAXIMUM FLOW TABLE AT G.S. SITE

GAUGING ST.: 2602709 CORITIJO EL
RIVER NAME: PIENDAMO (UNIT: M³/S)

GAUGING YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1977	1.6	5.4	3.4	40.7	23.0	21.6	21.6	21.6	24.5	22.3	19.5	12.3	40.7
1978	26.9	5.6	11.6	18.9	17.9	24.5	23.8	32.1	15.0	11.3	6.2	23.0	32.1
1979	2.2	6.0	16.6	29.0	23.4	21.6	22.3	16.9	8.9	21.6	15.0	23.0	29.0
1980	20.2	20.6	22.3	31.3	17.6	36.8	27.9	30.5	19.5	30.5	14.7	19.9	36.8
1981	8.4	12.0	7.2	29.4	27.9	9.9	23.0	9.5	19.5	9.5	24.9	9.5	29.4
1982	23.4	21.3	13.3	21.6	24.1	20.6	40.3	21.3	28.3	31.7	22.7	34.1	40.3
1983	25.7	13.2	31.7	48.9	22.0	17.5	25.7	30.5	17.1	28.7	27.5	26.4	48.9
1984	32.5	12.5	11.7	24.6	26.1	23.8	26.4	20.5	22.7	36.4	24.6	6.6	36.4
1985	11.0	3.2	23.5	17.5	45.6	32.1	36.8	28.3	14.7	20.1	18.6	27.5	45.6
1986	29.0	23.1	24.6	20.1	17.1	39.9	41.5	21.6	11.7	19.4	32.5	8.4	41.5
1987	5.2	14.1	5.4	24.3	19.4	21.6	20.8	24.9	12.3	17.7	40.5	25.7	40.5
TOTAL	32.5	23.1	31.7	48.9	45.6	39.9	41.5	32.1	28.3	36.4	40.5	34.1	48.9

した集水面積値 156.9km²の値を採択する。

したがって、Silvia発電所の取水口地点とHIMATのCortijo El測水所との集水面積の比率は156.9/162.9=0.96に設定してある。

集水面積比で換算された取水口地点における流量および流況曲線は図面SI-H-01にまとめて示してあるが、平均的な月別日平均流量ならびに豊水量、平水量、低水量および濁水量の代表値を示すと次の通りである。

表- 7.5 取水口地点における代表的な流量

1) 月別平均流量

月 別 項 目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
平均最大流量 (m ³ /s)	5.5	3.8	6.3	8.3	10.3	10.7	11.1	7.9	6.3	6.2	7.7	5.4	3.4
日平均流量 (m ³ /s)	2.8	2.2	2.7	4.5	4.5	6.0	7.0	5.2	3.7	4.0	4.0	3.2	4.1
平均最小流量 (m ³ /s)	1.1	1.1	1.3	2.2	2.3	3.3	4.0	3.1	2.4	2.5	1.7	2.0	5.0

2) 流況曲線の代表的流量

豊水量	平水量	低水量	濁水量
(95日流量)	(185日流量)	(275日流量)	(355日流量)
5.0 m ³ /s	2.7 m ³ /s	1.8 m ³ /s	1.0 m ³ /s

取水口地点における代表的な流況曲線に対して、ある使用水量の河水利用率（実際に取水し使用できる流量の合計量と取水口地点に流入する河川流量の総量との比率）ならびに流量設備利用率（使用水量に対して年間を通じて実際に取水可能な流量の総量と年間を通じて使用水量を確保できるとした場合の水の総量の比率）をグラフ化して図面 SI-H-01の (5)に示してある。

第 8 章 発電計画

既設発電所の最大使用水量は $1.5 \text{ m}^3/\text{s}$ で計画されているがこの値は図-8.1 に示す取水口地点の河川流況から見て適正であり、比較代替案は考えられない。

従って修復計画は現在故障し放置してある出力 500 kW の No.1 の発電機器の取替えに限定する。

8.1 最大使用水量

本計画地点における Silvia 発電所の修復計画は、故障し放置してある出力 500 kW の No.1 発電機器の取替えに限定する。取水口地点の河川流況から見ても、計画最大使用水量 $Q = 1.5 \text{ m}^3/\text{s}$ 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。

既設発電所であることから No.1 および No.2 の水車に対する流量配分が、測定値もなく判然としてないことから、No.2 ユニットの最大使用水量 $Q = 0.4 \text{ m}^3/\text{s}$ と仮定し、修復計画の No.1 ユニットの最大使用水量を $Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{s}$ として計画を行なう。

8.2 有効落差

水車の出力決定及び年間発生電力量の算出のための有効落差は一定であると仮定し、次のような基準で算定した基準有効落差を用いる。

有効落差 H_e は水槽と放水路間の損失水頭を次式により求める。

$$H_e = H_g - H$$

$$H = v^2/2g (1 + f_1 + f_2 L/D + f_m) + h = v^2/2g (1.85 + f_2 L/D) + h$$

ここに

$$H_g = \text{総落差 水槽水位 (2,569.50m) - 放水位 (2,536.76m) = 32.74m}$$

$$H = \text{全損失水頭 (m)}$$

$$v^2/2g = \text{流速水頭 (m)}$$

$$f_1 = \text{流入損失係数 } 0.1$$

$$f_2 = \text{摩擦損失係数 } 124.6n^2/D^{1/3}$$

$$L = \text{水圧管路の延長 (m)}$$

$$D = \text{管路の径 (m)}$$

$$f_m = \text{分岐損失係数 } 0.75$$

$$h = \text{余裕 (m)}$$

$$n = \text{粗度係数 } 0.012$$

図-8.1 Silvia 水力発電所取水口地点の流況曲線図
 TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE

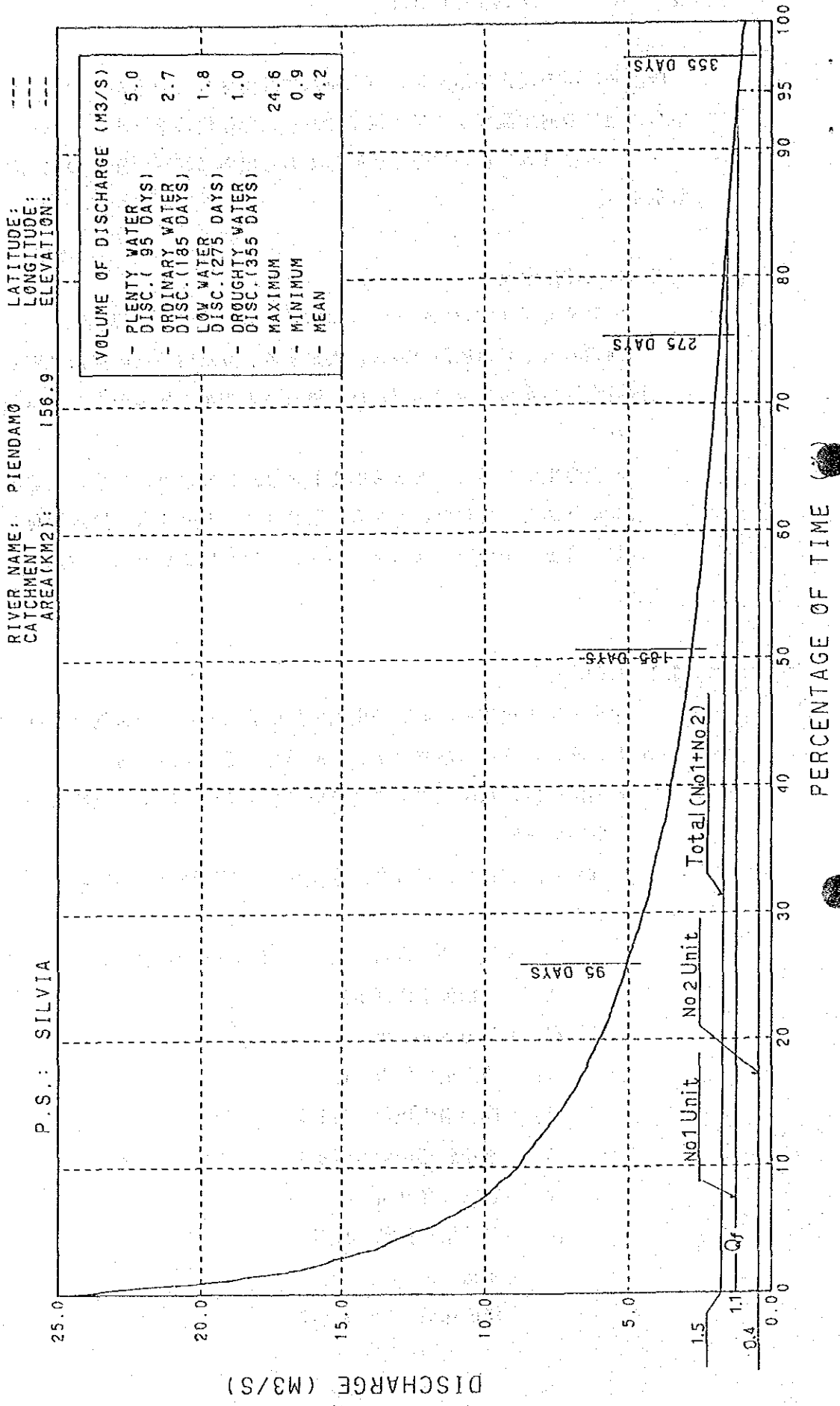


表-8.1 基準有効落差の計算結果

Q (m ³ /s)	D (m)	L (m)	V (m/s)	V ² /2g (m)	f _a L/D	V ² /2g(Σf)	h (m)	H (m)	H _e (m)
1.5	0.91	72.1	2.30	0.271	1.47	0.90	0.84	1.74	31.00

以上の計算結果より有効落差として31mを使用する。

8.3 発電出力

発電出力は、使用水量(Q)と基準有効落差(H_e)より求まる理論出力に機器の合成効率を乗じて次式で算定する。

$$P = 9.8 \times Q \times H_e \times \eta$$

ここに、 P : 発電出力 (kW)

Q : 任意の使用水量 (m³/s)

H_e : 基準有効落差 (m)

η : 水車及び発電機の合成効率 (単機容量の合成効率)

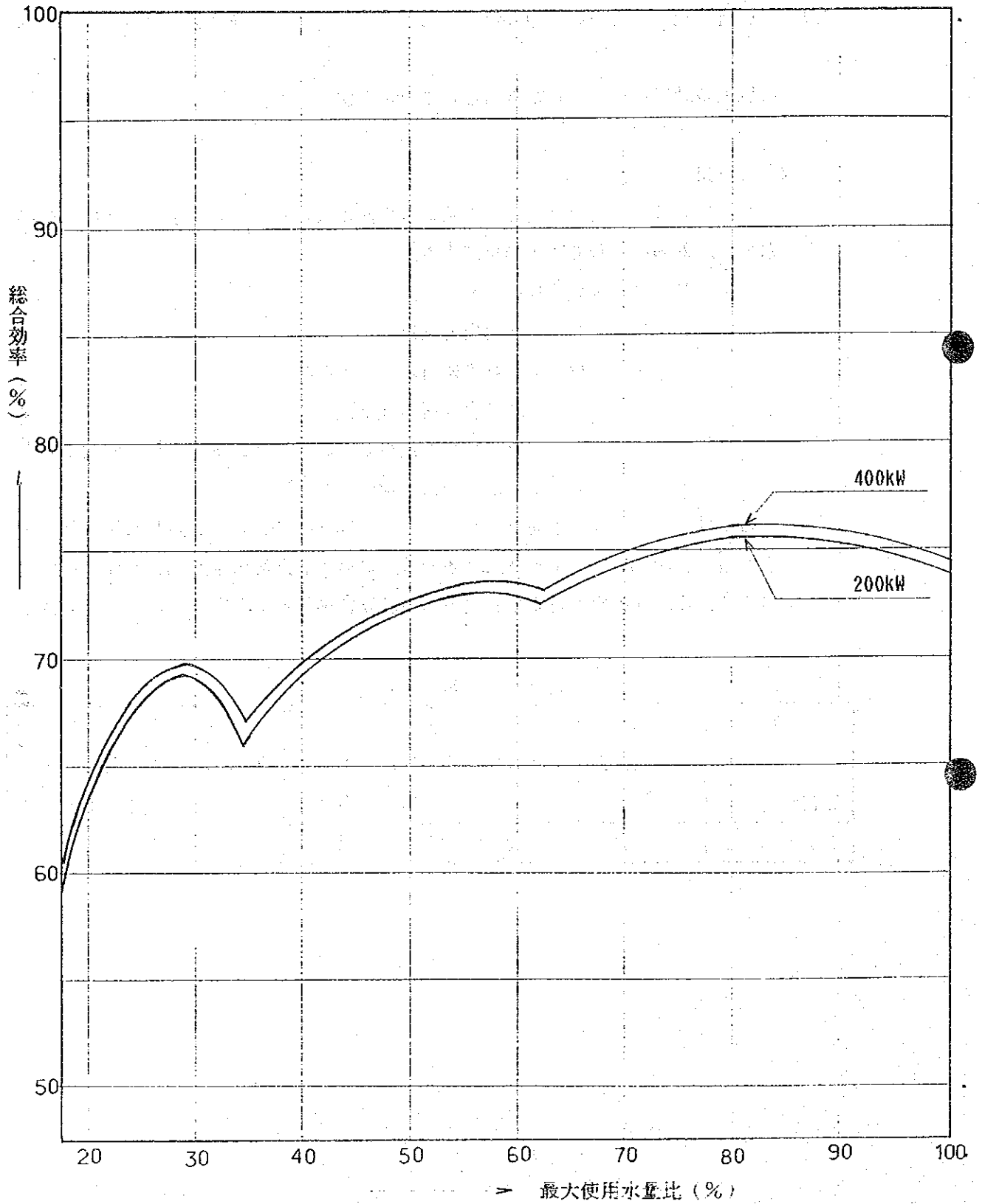
9.8 : 定数 (重力加速度 m/s²)

合成効率(η)は水車効率(η_w)と発電機効率(η_g)を乗じた総合効率を示す値で、図-8.2に示す合成効率曲線において最大使用水量比100%の値に相当する。比較代替案に対する発電出力の計算結果を示すと表-8.2の通りである。

表-8.2 発電出力の計算

項目	①	②	③	④	⑤
	使用水量 (m ³ /s)	基準有効落差 (m)	9.8 × ① × ② 理論出力(kW)	合成効率 η	③ × ④ 発電出力P(kW)
比較案					
No.1ユニット	1.10	31.0	334	0.740	240

図-8.2 クロスフロー水車発電機合成効率曲線



出典：農林水産省構造改善局、小水力発電設備編より作図

8.4 年間可能発電電力量

発生電力量は、発電出力 (kW) , 運転時間 t (hr) を乗じた次式で計算する。

$$E = P \cdot t \text{ (kWh)}$$
$$= 9.8 \times Q \times H_e \times \eta \times t$$

ここに、P : 発電出力 (kW)

t : 運転時間 (hr)

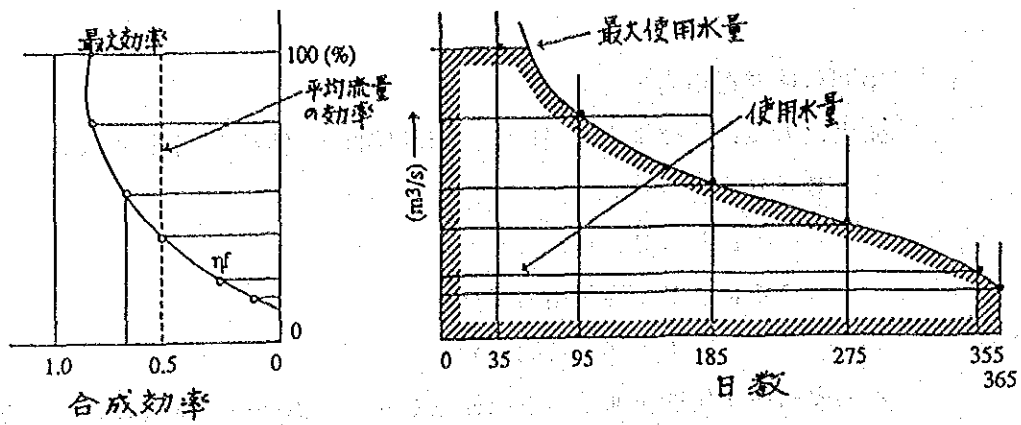
水力発電所が年間を通じて事故停止もせず、点検維持補修停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発生が可能な電力量 (年間可能発電電力量) は次のような方法で算出される。

- 1) 流量資料の日流量とそのときの有効落差, 合成効率を用いる方法
- 2) 流況図から流況と合成効率を組合せて行う方法
- 3) 平均電水比を用いる法

本計画地点における年間可能発電電力量の計算は次のような理由で、(2) の方法を採用している。

- ① 使用する流量資料は、本発電所の取水口地点での観測記録ではなくて、約 1.5km 下流にある HINAT 所管の Cortijo El 測水所のデータから換算したものであること。
- ② Cortijo El 測水所と取水口地点の両方で同時観測した記録が皆無のため、単純に両方の流域面積比を用いて換算した流量資料であること。
- ③ (3) の平均電水比を用いて計算する方法も流況図を用いるが、(2) の方法に比較して精度の粗い目算的方法であること。

流況曲線図から流況と合成効率を組合せて、年間可能発電電力量を概算する流況一効率法の計算要領を示すと次の通りである。



最大使用水量 = m^3/s , 有効落差 $H_e = m$

① 日順	② 日数	③ 使用水量 (m^3/s)	④ 負担率 $\frac{\text{使用水量}}{\text{最大使用水量}}$	⑤ 合成効率 η	⑥ 発電力 (kW)	⑦ 平均発電力 (kW)	⑧ 発電電力量 (kWh)
最大							
95	95-						
185	185-95 90						
275	275-185 90						
355	355-275 80						
365	365-355 10						
計	365					()	

- ① の頭切日順は、最大使用水量取水可能日数を挿入する。
- ② の日数は、計算段と直上段の日順の差である。本例では、便宜的に流況代表日数を採った。
- ③ 最大使用水量で頭打ちした日順の流量を使用水量とする。
- ④ 使用水量を最大使用水量で割ったものを入力負担率とし、合成効率；⑤を読み取り記入する。
- ⑥ $9.8 \times Q \times H_e \times \eta$
- ⑦ 計算段と直上段の発電力の平均値
- ⑧ ⑦ \times ② $\times 24$ が計算日数間の発電電力量で、その合計値が年間可能発電電力量となる。

図-8.3 流況-効率法による年間可能発電電力量の計算要領

8.4.1 年間可能発電電力量の計算

流況一効率法によってNo1ユニットの修復計画案の年間可能発電電力量を計算した結果を示すと次の通りである。

表-8.3 年間可能発電電力量の計算

最大使用水量 1.1 m³/s, 基準有効落差31.0m, 水車型式: クロスフロー水車

日順	日数	使用水量 (m ³ /s)	負担率 使用水量 保証水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均発電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	347	1.1	1.0	0.740	247	247	2.057
355	8	1.0	0.909	0.753	228	237	45
363	8	0.9	0.818	0.757	206	217	41
365	2	0.9	0.818	0.757	206	206	9
計	365					(226)	2.152

第9章 修復計画

既に述べた通り本発電所の修復はNo.1発電機の新品への交換に限定される。
 発電機基礎、放水口の改造及び発電施設の新品の調達、取替えが必要である。

9.1 修復工事費の積算

建設工事費は、発電機器費の予算と土工工事費に分けて積算する。また外貨ポーションと現地通貨ポーションに分けて積算した後で、1989年9月現在の通貨換算レートを用いて円貨ベースに集計してある。

9.1.1 発電機器費の積算

発電機器はFOB of JapanをベースにISAの評価基準に拠ってCIF価格に換算してある。発電機器仕様およびFOB価格を示すと表-9.1の通りである。

CIF価格は表-9.2の通りでCIF/FOB=1.12の比率になっている。

表-9.1 発電設備の仕様とFOB価格

項目		比較代替案	修復計画案
仕 様	設計流量 (m ³ /s)		1.1
	基準有効落差 (m)		31.0
	理論出力 (kW)		334
	水車機種		クロスフロー
	水車出力 (kW)		260
	発電機力率		0.9
	発電機出力 (kVA)		280
	主変圧器容量 (kVA)		280
F O B 価 格 (百万円)	発 電 機 器	① 水車及び付属機器	12.8
		② 発電機及び付属機器	10.2
		③=①+② 小計	23
		④ ユニット数	1
		⑤=③+④ 計	23
	⑥ 480V スイッチギア-他	8.6	
	⑦主変圧器, スイッチギア-	13	
	⑧=⑤+⑥+⑦ 合計	44.6	

表-9.2 発電設備の事業費

(金額単位：百万円)

		修復計画案	
		外貨分	現地貨分
① FOB価格		44.6	—
②運賃・保険	①×0.12	5.4	—
③税金	①×0.223	—	9.9
④付加価値税	①×0.134	—	6.0
⑤その他	①×0.22	—	9.8
⑥計		50	25.7
⑦Contingency	①×0.17	7.6	—
⑧Eng. Fee	①×0.149	6.6	—
⑨計	⑥+⑦+⑧	64.2	25.7
⑩総計		89.9	

9.1.2 土建工事費の積算

土建工事費は、改造、新設のための工事数量に CEDBLCAが定める工事単価（表 5-2 参照）を乗じて現地貨ベースで積算した。

機器基礎改造費	4,498,000
放水口改造費	2,566,000
変電所基礎工事費	2,705,000
① 計	9,769,000
② Contingency	1,465,000
①×0.15	
③ Eng. Fee	1,123,000
(①+②) × 0.10	
合計	12,357,000
①+②+③	

9.2 経済指標の比較

kW当りの建設コストおよび kWh当りの発電コストの2つの経済指標による比較検討を進めるに当たって、基本条件を次のように設定する。

① 通貨換算レートは、1989年9月の実勢レートにもとづいて次のように設定する。

$$1 \text{ US\$} = 140 \text{ 円}$$

$$1 \text{ US\$} = 369.4 \text{ ペソ}$$

$$1 \text{ ペソ} = 0.379 \text{ 円}$$

② 新品の発電機器ならびに改修又は改造された構造物の耐用年数は25年とする。

③ 金利は外貨分と現地貨分に分けて次のような条件で計上する。

— 外貨分の金利：年利10%，4ヶ月据置で25年間の元金均等償還方式で計上する。

— 現地貨分の金利：年利21%，1年据置で8年間の元金均等償還方式で計上する。

④ 水力発電所の運転・維持・管理コストは年間を通じて設備容量 (kW) 当り 4 US\$ とする。

9.2.1 kW当り建設コスト

kW当りの建設コストは表-9.3 に示すように増加出力当り 394千円/kW である。

表-9.3 kW当り建設コスト

項 目		修復計画案
既設設備出力 (kW)	定格出力 P_0	500
	現有出力 P_e	0
修復後の出力 P_1 (kW)		240
回復又は増加出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)		240
修復工事費 (10^6 円)	外貨分 C_f	64.2
	現地貨分 C_l	30.4
	計 $C = C_f + C_l$	94.6
kW当りの建設 コスト (千円/kW)	C / P_1	394
	$C / \Delta P$	394

9.2.2 kWh 当りの発電コスト

kWh 当りの発電コストは次の式で計算される。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{年間発電端経費の合計}}{\text{年間供給電力量}}$$

$$\begin{aligned} \text{ここに年間供給電力量} &= \text{年間可能発電電力量 (E)} \times \text{利用率} \\ &= 0.95 E \end{aligned}$$

年間発電端経費の合計額は図-9.1 に示すように水力発電所の耐用年数を25年として、その間の運転・維持・管理費 (AOM, 年間4 US\$/kW) に建設工事費および建設資金の金利支払額を加算した総額を耐用年数で平均した値である。

kWh当りの発電コストの計算結果を示すと表-9.4 の通りである。年間供給電力量当りの発電コストは4.7 円/kWhを示している。

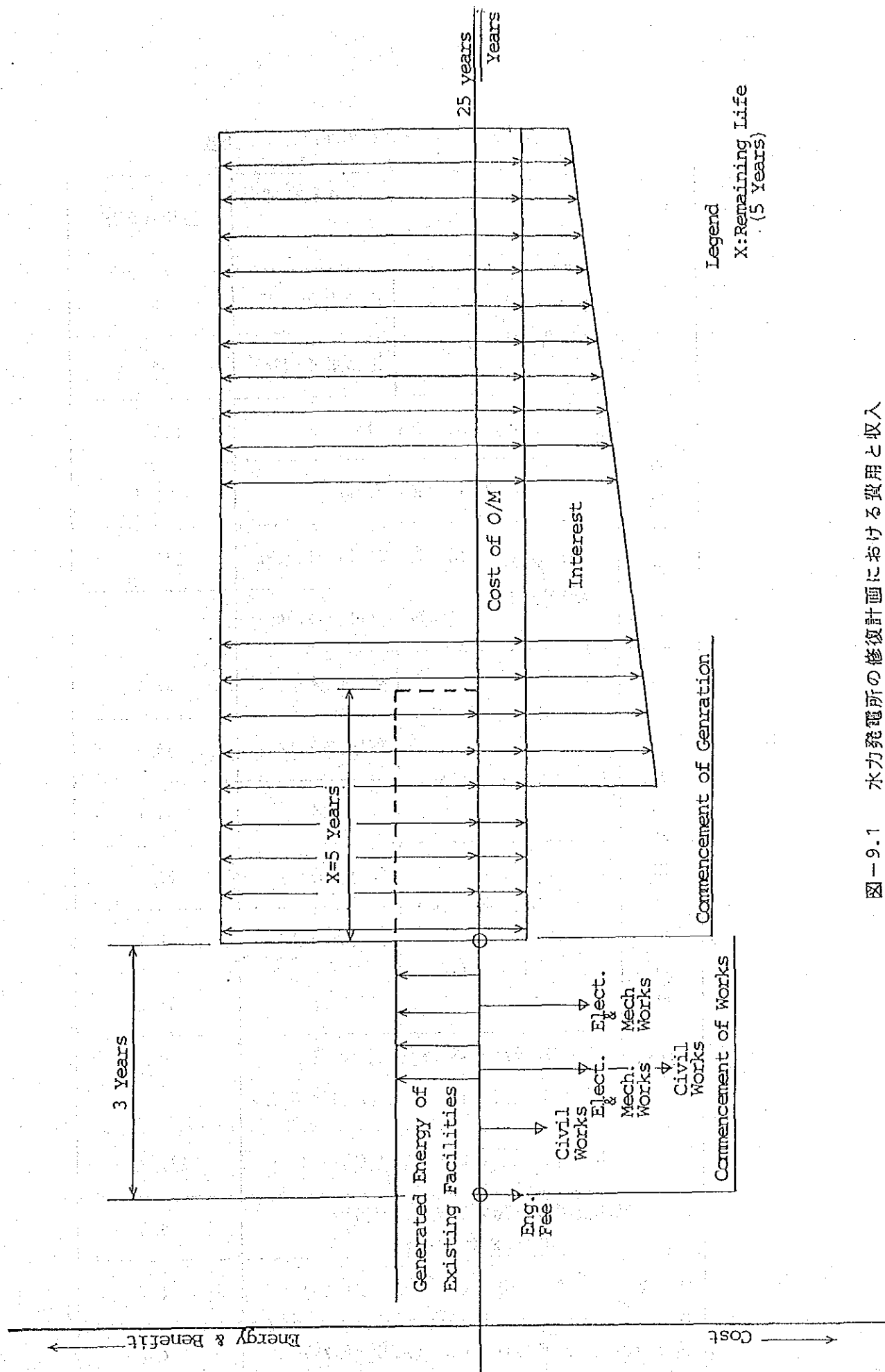


図-9.1 水力発電所の修復計画における費用と収入

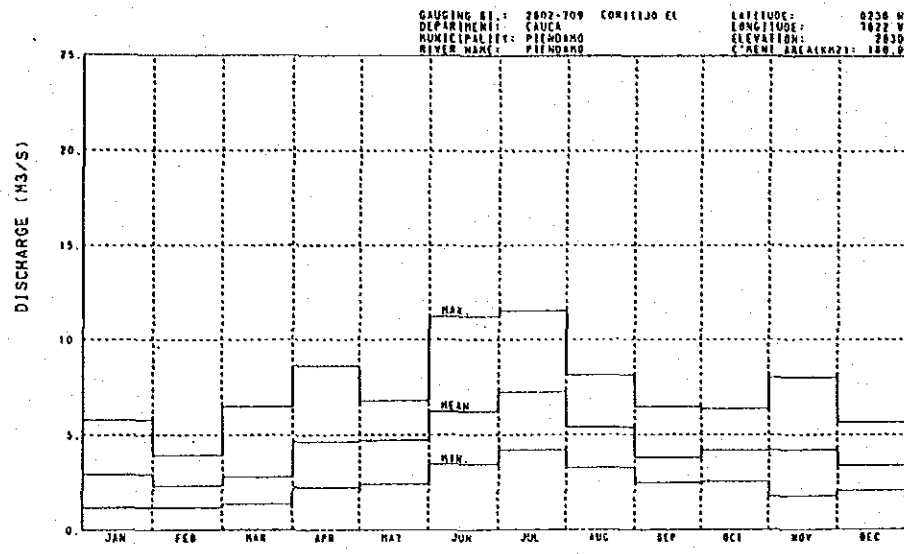
表-9.4 kWh当りの発電コスト比較

項目		比較代替案		修復計画案	
既設発電設備 の現在能力		出力 P_e (kW)		0	
		電力量 E_e (GWh)		0	
修復計画	出力 P_1 (kW)		240		
	電力量 E_1 (GWh)		2.1		
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)		240	
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)		2.1	
発電端 経費の 合計 (百万円)	建設工事費 $C_1 = C_{f1} + C_{\ell 1}$	外貨分 C_{f1}		64.2	
		現地貨分 $C_{\ell 1}$		30.4	
		計		94.6	
	支払金利 $C_2 = C_{f2} + C_{\ell 2}$	外貨分 C_{f2}		103.4	
		現地貨分 $C_{\ell 2}$		30.9	
		計		134.3	
運転・維持・管理費 $C_3 = 4U. S. \$ \times P_1 \times 25年 \times 140円/U. S. \$$				3.4	
合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$				232.3	
25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$				9.3	
発電 コスト (円/kWh)	E_1 当り $C / (E_1 \times 0.95)$		4.7		
	ΔE 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$		4.7		

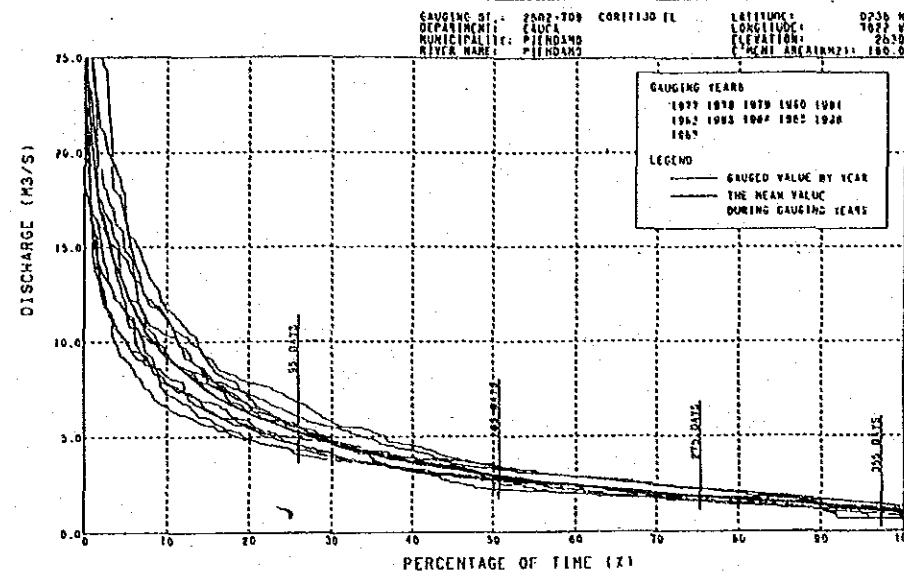
圖 面 集

Title	Drawing No.
Duration Curves	SI-H-01
Geological Plans	SI-G-01

(1) MONTHLY MEAN VALUE OF DAILY AVERAGE FLOW AT G.S. SITE



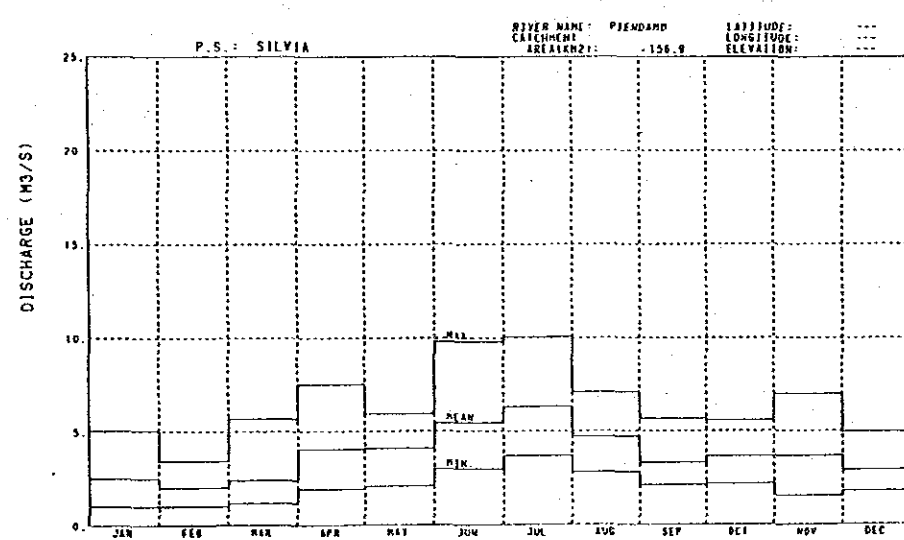
(3) FLOW DURATION CURVE AT GAUGING STATION SITE



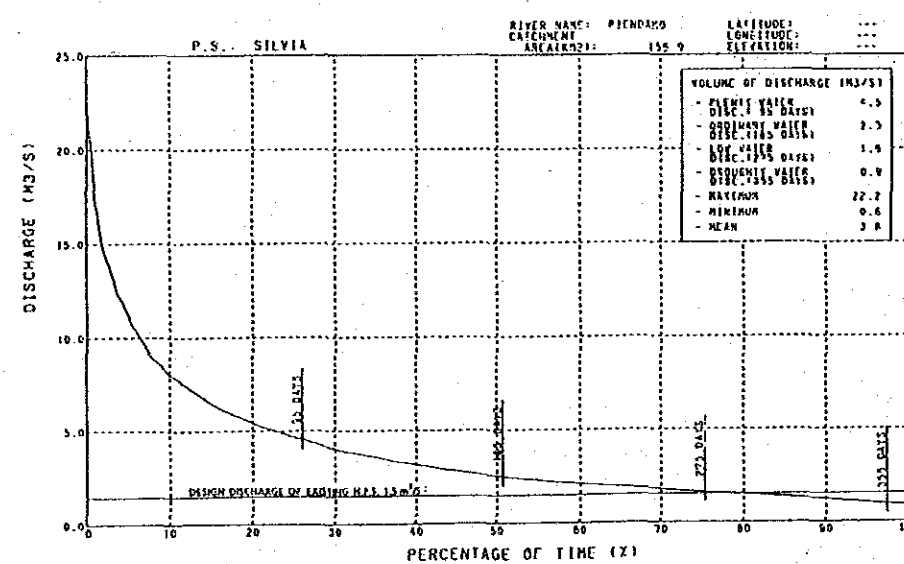
Data of Hydrological Gauging Station

No. of Station	2602-709
Name of Station	Cortijo El
River	Piendamo
Management	HIMAT
Installation Year - Month	1961-05
Coordinates (Deg. - Min.)	
Latitude	0236
Longitude	7622
Above Sea Level s.n.m. (m)	2630
Long River (km)	18
Catchment Area (km ²)	180.0
Water Shed (m)	3300
Observation Period	1977 - 1987

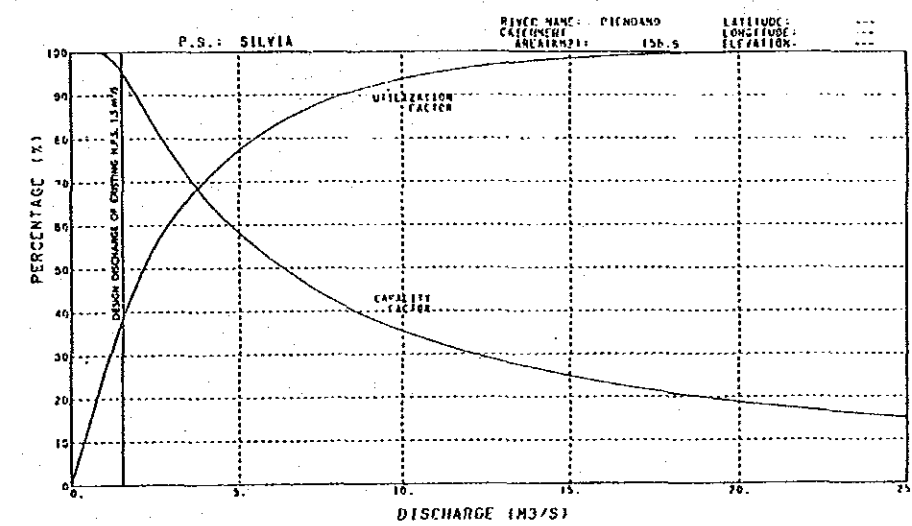
(2) MONTHLY MEAN VALUE OF DAILY AVERAGE FLOW AT INTAKE SITE



(4) TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



(5) UTILIZATION & CAPACITY FACTOR

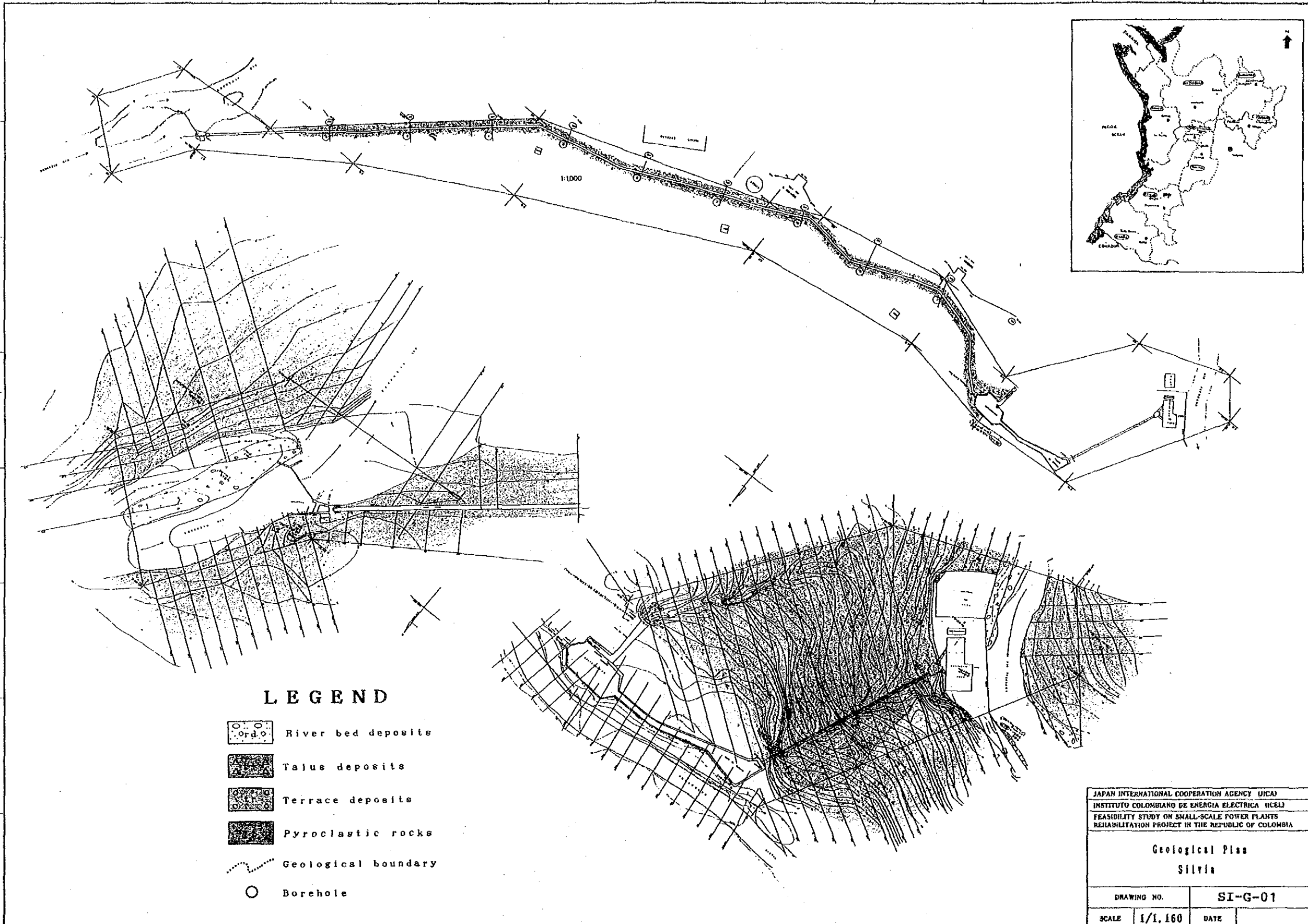


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)
 FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS
 REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA







DURATION CURVES

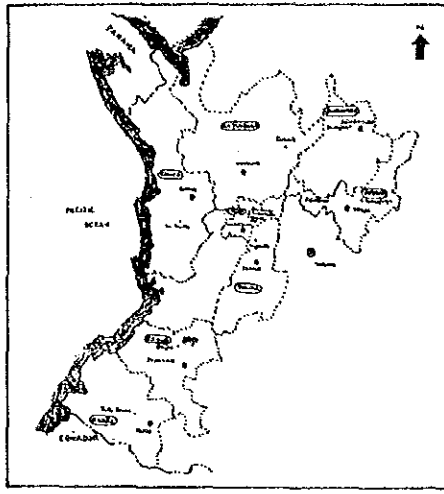
DRAWING NO. S I - H - 0 1

SCALE DATE



LEGEND

-  River bed deposits
-  Talus deposits
-  Terrace deposits
-  Pyroclastic rocks
-  Geological boundary
-  Borehole



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)			
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)			
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA			
Geological Plan Silvia			
DRAWING NO.		SI-G-01	
SCALE	1/1,160	DATE	



附 属 资 料

1. Facility Register for the Existing Power Plant
2. Survey Record

Facility Register for the Existing Power Plant

Power Plant	Silvia
Electric Power Company	CEDELCA
Location	Silvia/Cauca
River	Piendamó
Generating Method	Run-of-River
Year Installed	1960
Years in Service	1960
Installed Capacity	604 kW
Available Capacity	100 kW

Civil

Item	Data
1. Dam	
1) Type	<i>concrete, gravity</i>
2) Height (m)	<i>23</i>
3) Crest length (m)	<i>12.0</i>
4) Height of overflowing crest (m)	<i>2570.6</i>
5) Width of overflowing crest (m)	<i>12.0</i>
6) Depth of overflowing crest (m)	<i>no data available</i>
2. Intake Gate	
1) Type	<i>sluice</i>
2) Number of gates	<i>1</i>
3) Dimensions (W x H)(m)	<i>1.1 x 1.0</i>
3. Intake	
1) Intake sill height (m)	<i>2569.45</i>
2) Number of intake	<i>1</i>
3) Dimensions (W x H)(m)	<i>3.2 x 2.2</i>
4. Desilting Basin	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	<i>9.0 x 20.0 x 1.2</i>
5. Sand Trap Gate	
1) Type	<i>sluice</i>
2) Number of gates	<i>1</i>
3) Dimensions (W x H)(m)	<i>no data available</i>
6. Headrace	
1) Type	<i>open - U - channel</i>
2) Dimensions (W x H)(m)	<i>1.3 x 0.9</i>
3) Length (m)	<i>609</i>

Civil

Item	Data
7. Reservoir Tank	
1) Dimensions (W x H x D)	6.0 x 16.0 x 3.0
8. Forebay	
1) Dimensions (W x H)(m)	no data available
9. Penstock	
1) Number of lines	1
2) Penstock diameter (d)(m)	0.91
3) Penstock length (L)(m)	72.1
10. Tailrace	
1) Dimensions (W x H)(m)	1.5 x 1.9

Equipment

Item	Data	
	#1	#2
1. Water Turbine		
1) Manufacturer's name	<i>Gilbert</i>	<i>Kendall</i>
2) Year manufactured	<i>1960</i>	<i>1954</i>
3) Type	Francis	Francis
4) Output (kW)	1508HP	<i>no data available</i>
5) Revolution (rpm)	900	?
6) Ancillary equipment		
a) Type of governor		
b) Inlet valve		
- Type	<i>Manual</i>	
- Diameter (mm)	<i>16 inch</i>	?
2. Generator and Exciter		
1) Manufacturer's name	<i>Brown Boveri</i>	<i>Westinghouse</i>
2) Year manufactured		
3) Type	Synchro.	Synchro.
4) Capacity (kVA)	130	625
5) Power factor (%)	80	80
6) Voltage (V)	480-276	6,900
7) Frequency (Hz)	60	60
8) Revolution (rpm)	900 -1, 750	720
9) Method of neutral earthing		<i>no data available</i>
10) Type of exciter		?

Equipment

Item	Data
3. Transformer	
1) Manufacturer's name	<i>AEG (Type JDUF 132/20)</i>
2) Year manufactured	<i>Outdoor, ONAN</i>
3) Type	<i>no data available</i>
4) Capacity (kVA)	<i>142.5</i>
5) Primary voltage (kV)	<i>0,98</i>
6) Secondary voltage (kV)	<i>13,2 ±5%</i>
7) Number of unit	<i>1</i>
8) Vector-group symbol	<i>no data available</i>
9) Impedance (%)	<i>4</i>
10) Purpose for use	<i>Step-up</i>
4. Circuit Breaker	
<i>no data available</i>	
1) Manufacturer's name	
2) Year manufactured	
3) Type	
4) Voltage (kV)	
5) Rated current (A)	
6) Rupturing capacity (kA)	
7) Purpose for use	
5. Transmission Line	
<i>no data available</i>	
1) Destination	
2) Length (m)	
3) Voltage (kV)	
4) Number of circuit	
5) Number of pylons	
6) Size of conductors	
7) Materials of conductors	

Equipment

Item	Data
6. Battery	<i>no data available</i>
1) Manufacturer's name	
2) Year manufactured	
3) Capacity (AH/HR)	
4) DC voltage (V)	
5) Type	
7. Battery Charger	<i>no data available</i>
1) Manufacturer's name	
2) Year manufactured	
3) Capacity	
4) Incoming voltage (V)	
8. Overhead Crane	<i>no data available</i>
1) Weight (ton)	
2) Method of operation	
3) Span (m)	

Survey Records

Silvia Hydroelectric Power Plant

I. RECORDS BY VISUAL INSPECTION AND HEARING SURVEY

Unit No.: _____ / _____

Type of Turbine: Francis

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results	
Francis Turbine	Casing	1) Existence of corrosion 2) Wear in thickness 3) Presence of vibration	1) X 2) X 3)
	Runner	1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting	1) X 2) X
	Shaft	1) Shaking of shaft axis	1) X
Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity	1) X 2)	
Governor control	1) Control by belt-driven type 2) Speed detection device 3) Speed regulation system 4) Installation of load limiter 5) Accuracy of governor speed regulation	1) X 2) 3) 4) X 5) <i>Good</i>	

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	<p>Oil pressure equipment</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system <p>Inlet valve</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation <p>Guide vanes</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Smoothness of control 2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed 3) Break frequency of shear pins <p>Sealing device</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal 	<ol style="list-style-type: none"> 1) X 2) 1) <i>Manual</i> 2) <i>Regular</i> 3) 1) X 2) X 3) 1) X 2) X

Unit No. /

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Rotor	1) Discoloration of winding surface due to heat 2) Existence of erosion for core 3) Fitness of between rotor and shaft	1) X 2) 3)
Stator winding	1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core	1) 2) X 3)
Bearing	1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise	1) 5 Years 2) 3)
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) 2) Good
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) Automatic 2) Good, 0.2 sec.

Generator

Unit No.: 2

Type of Turbine: Francis

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	Casing	1) Existence of corrosion 2) Wear in thickness 3) Presence of vibration
	Runner	1) Existence of corrosion 2) Occurrence of porosity by sand pitting
	Shaft	1) Shaking of shaft axis
	Bearing	1) Oil shortage on bearing surface 2) Lack of oil viscosity
	Governor control	1) Control by belt-driven type 2) Speed detection device 3) Speed regulation system 4) Installation of load limiter 5) Accuracy of governor speed regulation

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Oil pressure equipment	1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system	1) 2)
Inlet valve	1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation	1) 2) 3)
Guide vanes	1) Smoothness of control 2) Presence of water leakage from casing when guide vanes are closed 3) Break frequency of shear pins	1) 2) 3)
Sealing device	1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal	1) 2)

Francis Turbine

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results	
Generator	Rotor	<ul style="list-style-type: none"> 1) Discoloration of winding surface due to heat 2) Existence of erosion for core 3) Fitness of between rotor and shaft 	<ul style="list-style-type: none"> 1) 2) 3)
	Stator winding	<ul style="list-style-type: none"> 1) Frequency of burning trouble or repair 2) Reduction of insulation resistance 3) Rust and erosion of core 	<ul style="list-style-type: none"> 1) 2) 3)
	Bearing	<ul style="list-style-type: none"> 1) Occurrence of deformation on metal surface 2) Lack of oil lubrication 3) Occurrence of temperature rise 	<ul style="list-style-type: none"> 1) 2) 3)
	Exciter	<ul style="list-style-type: none"> 1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush 	<ul style="list-style-type: none"> 1) 2)
	Voltage regulator	<ul style="list-style-type: none"> 1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation 	<ul style="list-style-type: none"> 1) 2)

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Metering equipment	1) Sufficiency of accuracy for instruments 2) Lack of necessary instruments 3) Items constantly recorded	1) X 2) 3)
Protection equipment	1) Lack of relays to be installed 2) Operation method in case of accident in transmission lines	1) 2) <i>Automatic by overcurrent and overvoltage</i>
Remote control equipment	1) Control method for turbine and generator operation 2) Control method for voltage and speed control 3) Operation method of synchronized switching	1) - 2) - 3) -
Power system	1) Power supply voltage (kV) after rehabilitation work	1)

Control Board

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Indoor Switchgear	<p>Insulation level</p> <p>Accessibility and Safety</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Sufficiency of insulation level 2) Unification of insulation level 3) Reduction of insulation resistance <ol style="list-style-type: none"> 1) Accessibility to high voltage devices 2) Sufficiency of protection for high voltage cable terminals 3) Method and reliability of operation for synchronizing circuit breaker 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 2) 3) <ol style="list-style-type: none"> 1) X 2) <i>Regular</i> 3) <i>Manual</i>

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Transformer	1) Presence of over load operation	1) -
Circuit breaker	1) Situation of tripfor outgoing feeder breaker in case of accident on transmission line 2) Fitness of maintenance in case of oil circuit breaker	1) - 2) -
Line switch	1) Operation method 2) Reliability of operation	1) Fuse 2) -
Insulator	1) Presence of damage and dusts	1) -
Structural steel	1) Occurence of erosion due to rust 2) Presence of injury	1) - 2) -
Line protection	1) Existence of adequate protection relays to connect to RED	1) <i>Not adequate</i>

Outdoor Equipment

II. ACTUAL GENERATED ENERGY AND OPERATION TIME

Unit No.: /
 Installed Capacity of Generator: 130 KVA
 Type of Turbine: Francis

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL	REMARKS
1983	MWH													
	OP. TIME													
1984	MWH	73.4	67.9	74	71.4	70.7	72	74.4	70.6	73.6	70.8	71.8	865	
	OP. TIME	717	682	725	709	707	715	743	701	710	708	721	8,578	
1985	MWH	63.1	66.2	72	71.4	74.4	70.5	74.4	68.5	73.9	71.6	73.7	848.5	
	OP. TIME	630	660	736	714	744	705	744	688	739	720	737	8,363	
1986	MWH	73.3	67	73.5	71.4	73.4	71.4	69.8	46.2	68	67.2	74.4	816.3	
	OP. TIME	733	669	735	707	733	710	694	537	683	695	742	8,371	
1987	MWH	74.4	67.2	71	70.4	74.4	72	74	0	28.9	71.9	74.4	702.6	
	OP. TIME	733	665	538	649	742	646	560	0	289	699	743	7,008	
1988	MWH	74.4	69.6	54.4	72	73.7	72.3	74.4	72	72.1	72	74.4	854.9	
	OP. TIME	740	684	538	701	727	705	584	710	566	597	727	7,983	

(Note) 1. MWH : Gross
 2. OP. TIME : Hour

III. REPAIR RECORDS

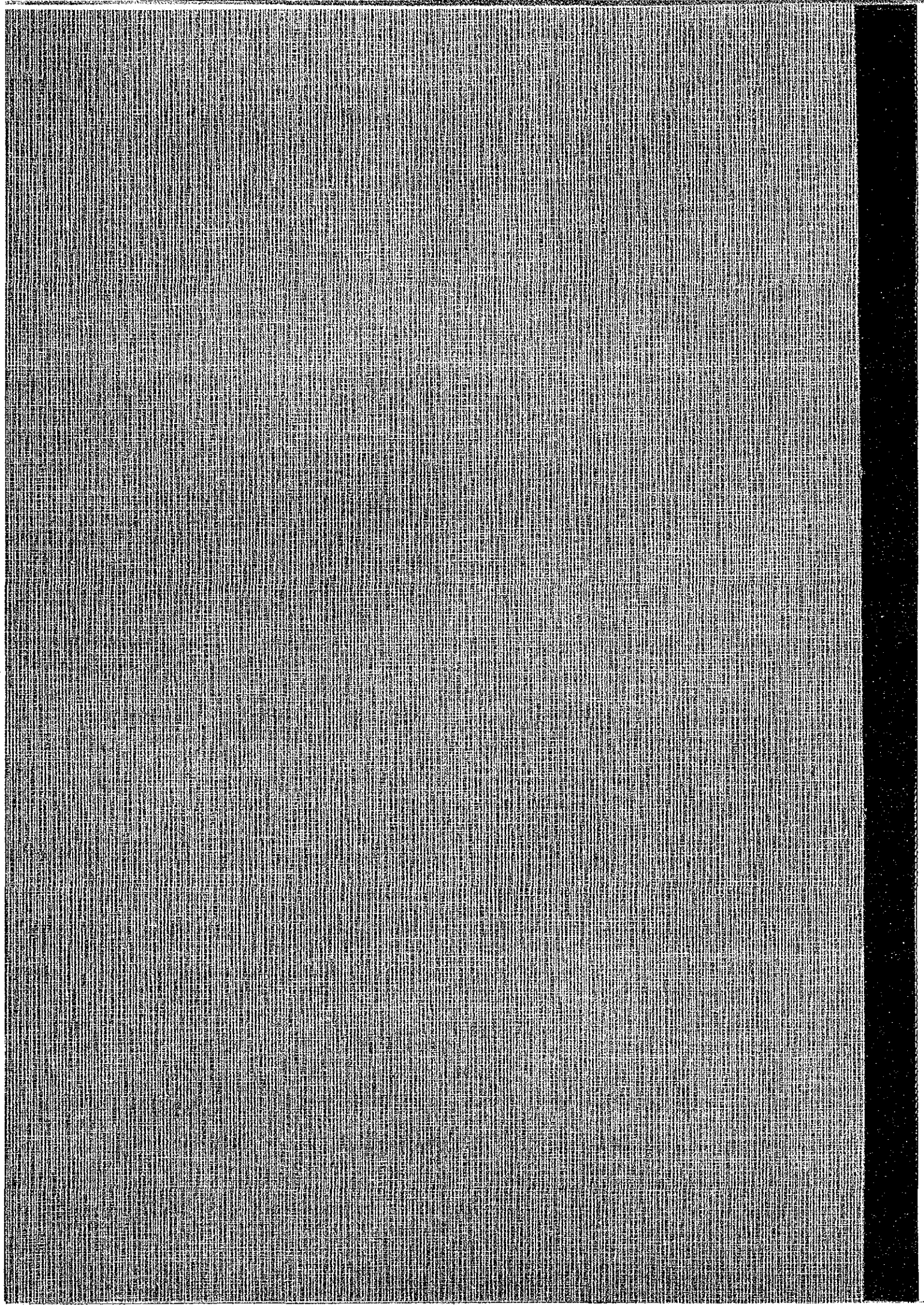
No.	Study Item	Results
	<p>The past records concerning the following items shall be obtained to evaluate reliability of generating facilities.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Repaired locations and method for repairing 2) Causes for damage/defect 3) Duration of repairing and power supply stoppage 4) Repaired by: <ol style="list-style-type: none"> a) staff in Power Plant b) manufacturer c) other 5) Repair cost 6) Operation life after the completion of repairing work 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Wear of pieces by erosion 2) Impeller, bucket, shaft, etc. 3) 3 months 4) Repaired by workshop 6) 5 years

IV . SITUATION OF STOCK SPARE PARTS

No.	Study Item	Results
	<p>Data on the situation of stock spare parts shall be obtained to evaluate maintainability of generating facilities.</p>	<p>Without available informations</p>

V. CEDELCA'S INTENTION FOR REHABILITATION

No.	Study Item	Results
	<p>Mark with ✓ in pertinent columns</p> <ul style="list-style-type: none"> - Inlet valve - Turbine, governor, auxiliary equipment - Generator, exciter - Control panel - Switchgear - Transformer - Substation equipment (Circuit breaker, Isolator, etc.) - Transmission tower, conductor and insulator - Power House 	<p>Leaving as it is <u>Repair work</u> <u>Replacement</u> <u>Notes</u></p>



コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
フィージビリティ調査

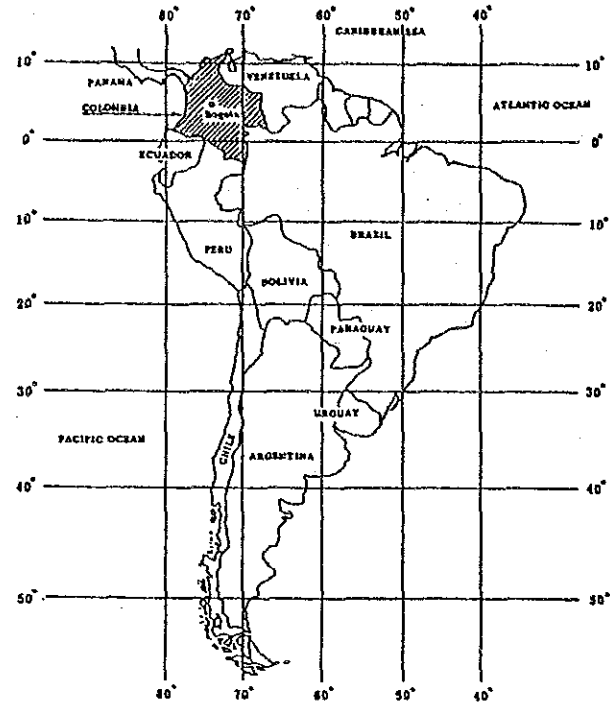
OVEJAS 水力発電所

平成 2 年 3 月

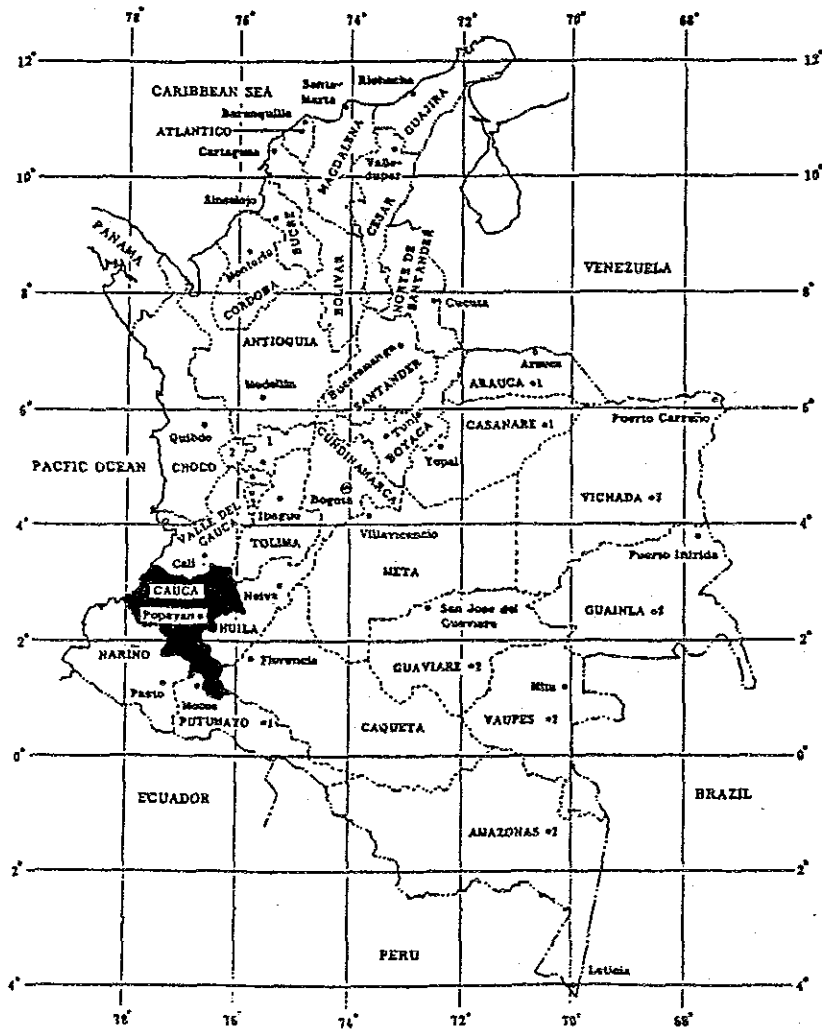
国際協力事業団

MAP OF SOUTH AMERICA

NEW WORLD ATLAS
JIKUNSHA CO., LTD.
(1975)



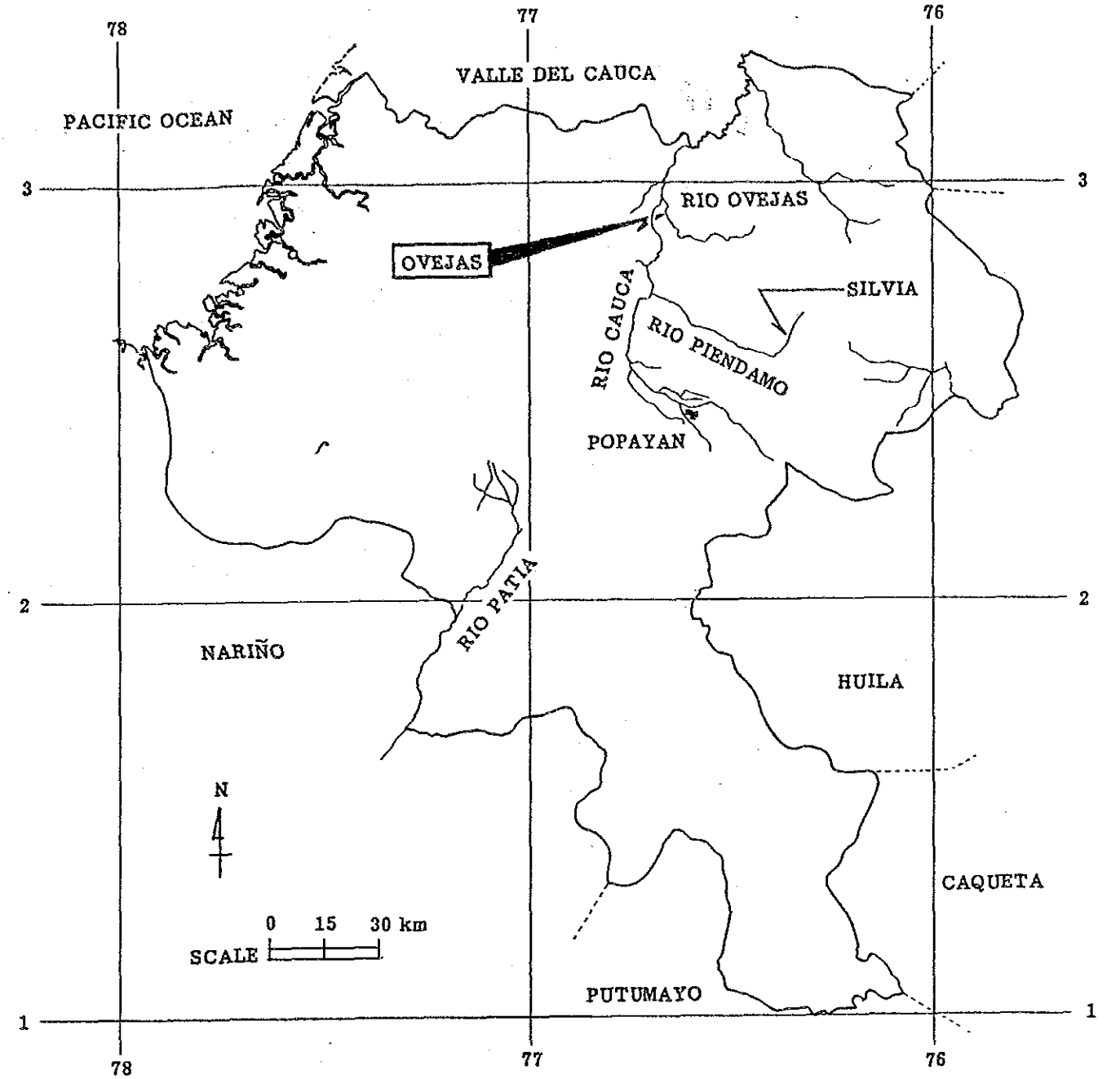
POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



SCALE 0 250 500 km

- LEGEND**
- Border
 - - - - - Limit of Department
 - ⊙ Capital
 - Capital of Department
 - 1 Intendency
 - 2 Commissary

- NOTES**
- No. Department (Capital)
- 1 CALDAS (Manisabes)
 - 2 RISARALDA (Pereira)
 - 3 QUINDIO (Armenia)



調査地域の位置図



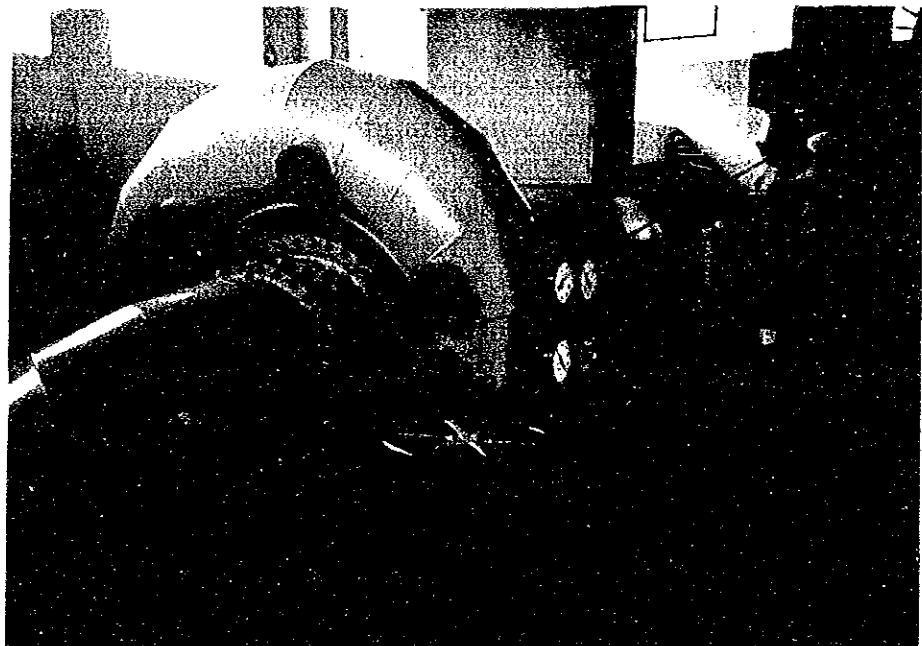
Ovejas川および取水口



導水路



発電所建物



フランシス水車

目 次

調査地域の位置図

写 真

第1章 序 文	1-1
第2章 調査結果の要約	2-1
第3章 調査計画	3-1
3.1 調査団の編成	3-1
3.2 調査項目と調査工程	3-2
3.3 現地調査工事の内容	3-5
第4章 調査地点の現況	4-1
4.1 電力セクターの電力事情	4-1
4.2 既設発電所の運転実績	4-5
4.3 発電設備・施設の概況	4-6
第5章 基礎資料の収集	5-1
5.1 地形図	5-1
5.2 地質調査資料	5-2
5.3 水文・気象資料	5-3
5.4 その他関連資料	5-4
第6章 地形・地質概況	6-1
6.1 地域の地形と地質	6-1
6.2 発電所地点の地質	6-2
6.3 建設用材料の分布	6-3
6.4 地質工学的評価	6-3
6.5 地形・地質的問題点	6-3

第7章	水文解析	7-1
7.1	計画地域の一般気象	7-1
7.2	流量解析	7-4
7.3	洪水流出解析	7-13
7.4	流出土砂量解析	7-15
7.5	水質解析	7-22
第8章	発電計画	8-1
8.1	比較案の検討	8-1
8.2	発電出力	8-4
8.3	年間可能発電電力量	8-6
第9章	修復計画	9-1
9.1	修復計画案の策定	9-1
9.2	修復工事費の積算	9-1
9.3	経済指標の比較	9-6

図面集

附属資料

第1章 序 文

本調査報告書は、1987年11月から1988年6月までの8ヶ月間にわたって実施されたブレ・フィージビリティ調査に引き続いて行なわれた、Ovejas流れ込み式水力発電所（定格出力 0.65MW）の修復計画に関するフィージビリティ調査の結果をとりまとめたものである。今回のフィージビリティ調査は、1988年7月にコロンビア電力庁（ICEL, Instituto Colombiano de Energia Electrica）と日本国の国際協力事業団（JICA, Japan International Cooperation Agency）と合意・署名されたScope of Work にもとづいて実施されている。その調査期間は1988年11月から1990年3月までの17ヶ月間である。

修復計画の調査対象に挙げられたICEL所管の小規模水力発電所62地点の中から、本Ovejas流れ込み式水力発電所がフィージビリティ調査の候補に選ばれた主な理由に、

- ① 河川流量等に関する基礎資料が比較的良好に整備されていたこと。
- ② 環境破壊のインパクトがなく、また他の既得水利権との競合がないこと。
- ③ 延長約1230mの既設導水鉄管路（ $\phi=1800\text{mm}$ ）は敷設後50年を経過していて、損耗、変形による漏水現象が頻発していること。

等が挙げられる。

本フィージビリティ調査の結果、最適な修復計画として、JICA調査団が提案しているOvejas流れ込み式水力発電所の修復後における発電規模は、最大出力 3.1MW、年間可能発電電力量 26.2GWh、流量設備利用率94%である。

第2章 調査結果の要約

本発電所は Cauca 県の Ovejas 川に位置し、CERDELCA 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年を経過した。

1989年7月現在の最大出力は 650kW でまた1988年の年間発電々力量は 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 1,800mm の鉄製導水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 8mm であった鉄管厚は現在その半分の 4mm 程度にまで摩耗しているという。

頂部は木製、本体は粗石コンクリートで造られた既設の取水堰は、天端頂付近まで堆砂で埋まり木製柵も流出し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年を経過した総延長 1,200m に及ぶ直径 1,800mm 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する。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い。

- 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-2.1 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 (1,300kW) 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。したがって、既設の導水鉄管路を撤去するという前提を採択する修復計画においては、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する必要がある。

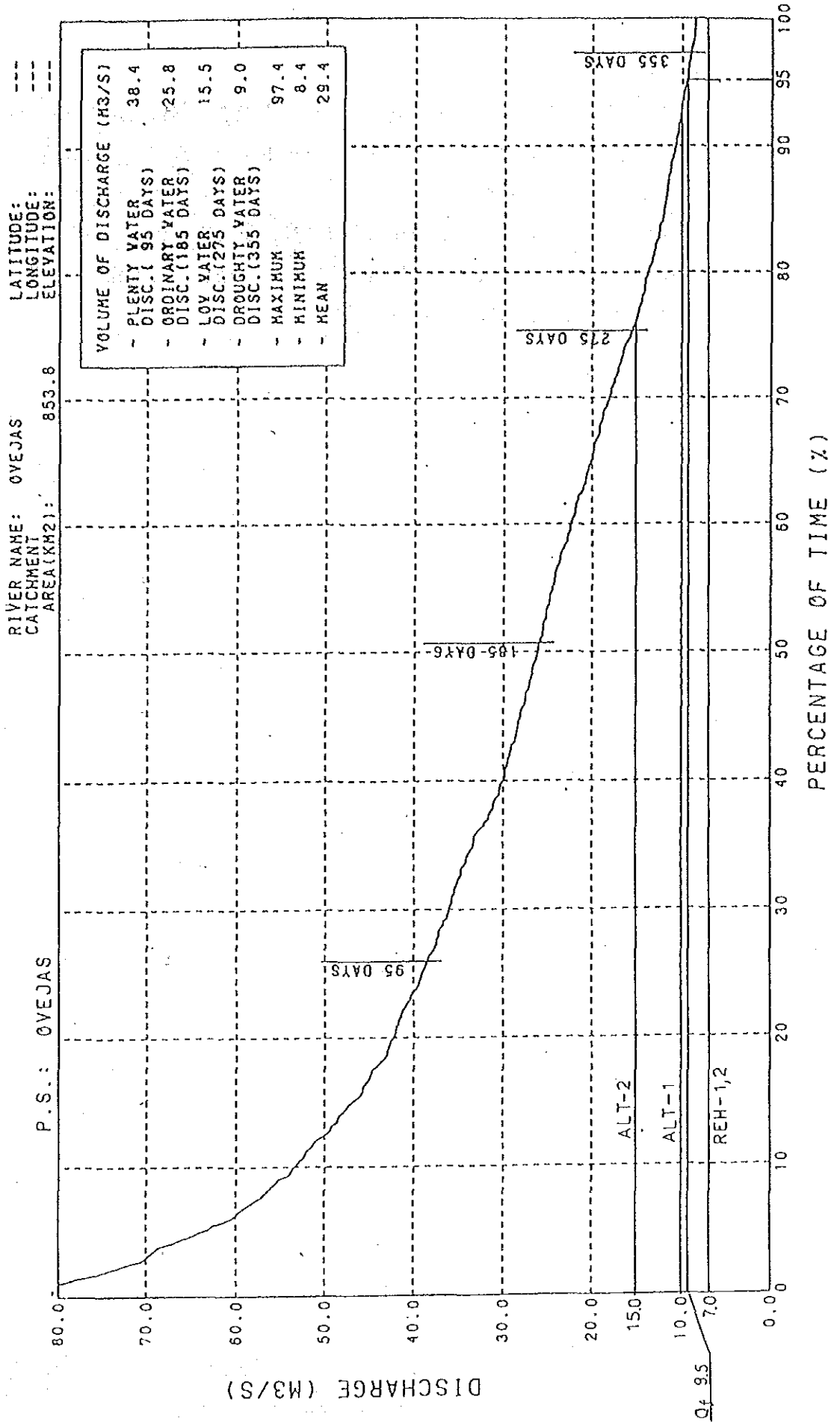
本修復計画において採択した比較代替案の修復内容をまとめて示すと表-2.1 の通りである。

表-2.1 Orejas 水力発電所修復計画 比較代表案

代 替 案		コ ン ク リ ー ト 造 カ ル バ ー ト 案			
		導水路鉄管案			
項 目		REH-1	REH-2	ALT-1	ALT-2
使用水量 Q (m^3/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	94.0
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	既設水圧管路+増設水圧管路の2条案にする。	新 設		
	発電機器	(既設機器+増設機器)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	下流側に新設機器の建屋を新築する。			

図-2.1 Ovejás 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、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、導水路は鉄管路ではなくて、鉄筋コンクリート製のカルバートに改造する案が有利ではある。(表-2.2 参照)

ALT-2案について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-2.2 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		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 × ⑳ × ㉑ (kW)	合成 効率 η	出力 = ㉒ × ㉓ P ₁ (kW)	年間可能発電電力量 E ₁ (GWh)	流量設備 利用率 ε (%)	出力 = ㉔ - ⑭ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑲ - ⑮ 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	3.5	26.0	892	0.340	300	2.6	100	-350	-0.4
	Total	7.0	24.5	900	650	7.0	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			⑭	⑮	⑲	⑳	㉑	㉒ 建設費の元利償還額 (25年平均)		㉓	㉔	C/B	優先 順位		
	⑪	⑫	⑬	土建 工事費 C ₂	⑮ + ⑭ C	ΔP当りコスト = ⑲ / ⑳ C/ΔP	P ₁ 当りコスト = ㉑ / ㉒ C/P ₁	㉒	㉒		㉓ + ㉔	E ₁ 当り = ㉓ / ㉕ × 0.95			ΔE当り = ㉖ / ㉗ × 0.95	
	外貨分 C _{1f}	現地貨分 C _{1l}	⑪ + ⑫ C ₁						㉒外貨分 2.610 × ⑪ 25	㉒現地貨分 2.016 × (⑫ + ⑬) 25			㉒			
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。
 ⑮: E_e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。

㉕: E₁(Energia Media)
 ㉖: $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$ (%)
 ㉒: 年間AOMはkW当り us\$4 相当額
 ㉓: 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

第3章 調査計画

3.1 調査団の編成

3.1.1 JICA F/S調査団

JICA F/S調査団は、プレ・F/Sに従事した団長・団員全員に水力発電計画（土木）、水力発電設備（機械）、水文、地質及び経済の専門家を補強して下記のメンバーで構成された。

区分	担当分野	氏名
団長	総括	小野 匡 美
団員	水力発電計画（土木）	遠山 武羅夫
〃	水文	野 仲 進
〃	水力発電計画（土木）	川崎 義雄
〃	水力発電設備（機械）	高橋 彰
〃	水力発電設備（電気）	玉井 昌幸
〃	地質	内瀬戸 信彦
〃	地質	井上 隆
〃	経済	上田 正明

3.1.2 ICELのカウンターパートエンジニア

JICA F/S調査団のカウンターパートとして本調査に従事したICELのエンジニアは次の通りである。

Juvenal Peñaloza Rosas	Ing. Civil	Jefe Div. de Centrales
Jairo E. Gonzalez Morales	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Mario Gutierrez Ospina	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Torres Mariño	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Rafael Gomez Florez	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales
Jorge E. Hurtado Muñoz	Ing. Civil	Ing. Div. de Centrales

3.1.3 CEDELCAの支援スタッフ

本調査の現地踏査、資料収集ならびに技術協議に際して次に挙げるCEDELCAの技術スタッフの協力、支援を得た。

Fernando Irigorri Cajiao	President
Jose Morales M.	Vice President
Larry Guzman M.	Civil Engineer

3.2 調査項目と調査工程

本調査は、1988年7月にJICA及びICBLとの間で合意・署名された Scope of Workに基づいて、自1988年11月～至1990年3月の17ヶ月間にわたって実施された。

3.2.1 調査項目

上記Scope of Work に挙げられたF/Sのための調査項目を示すと次の通りである。

- 1) 既存資料の検討分析
- 2) 現地踏査
- 3) 現地調査工事
 - (1) 地形測量
 - (2) 航測図化（必要と認められた場合）
 - (3) 地質調査
 - (4) 資料収集
- 4) 電力事情調査
- 5) 最適計画案の選定
- 6) フィージビリティ段階の設計
- 7) 構造安定解析
- 8) 施工方法の検討
- 9) 工事費積算
- 10) 経済・財務分析
- 11) 維持・管理マニュアル

3.2.2 調査工程

Scope of Work に示された全体調査工程表は、表-3.1の通りである。

Ovejas水力発電所の現地調査は表-3.2に示される通り2回にわたり実施された。

1回目の現地踏査に於いては、既存施設（主として土木構造物）の現況調査並びに資料収集が水力発電計画（土木）の担当技師2名により実施された。

また、2回目の現地調査に於いては団長、地質および水力発電計画（土木）の3名により地質調査を中心に資料収集が行なわれた。

表-3.1 調査工程表

年	1988												1989												1990			
	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4										
プロジェクト月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17											
1. 既存資料の検討・分析	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■																								
2. 現地踏査	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■																								
3. (1) 作業計画	■■■■■																											
(2) 作業準備	■■■■■																											
(3) 地形測図				■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■																				
(4) 航測図化				■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■																				
(5) 地質調査				■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■																				
(6) 資料収集								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
4. 電力事情調査								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
5. 最選計画案の選定								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
6. ファイジビリティ・グレード設計								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
7. 構造安定解析								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
8. 施工計画								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
9. 工事費積算								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
10. 経済・財務分析								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
11. 維持・管理マニュアル								■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■														
1. インセンション・レポート																		△										
2. プログレス・レポート				①△														②△										
3. インテリム・レポート																		△△										
4. ドラフト・ファイナル・レポート																		△△										
5. ファイナル・レポート																		△										

凡例： ■■■■■ ICICA現地作業, ■■■■■ ICCL現地作業, □ ICICA国内作業, △ 報告書提出

表-3.2 現地調査のスケジュール

1回目の現地調査

月・日	行程	調査内容	メンバー	
			ICEL	JICA
1・31	Pasio → Popayan	CEDELCAにて打合せ、資料収集	J. Gonzalez	遠山 武羅夫 川崎 義雄
2・1		Silvia発電所の現地調査		
2・2		Orejias "		
2・3		CEDELCAにて打合せ		
2・4	Popayan → Bogota	移動		

2回目の現地調査

月・日	行程	調査内容	メンバー	
			ICEL	JICA
7・12	Bogota → Popayan	CEDELCA訪問、Silvia発電所の現地調査	_____	小野 匡美 川崎 義雄 井上 隆
7・13		Orejias発電所の現地調査		
7・14		同上		
7・15	Popayan → Bogota	移動		

3.3 現地調査工事の内容

現地踏査の結果にもとづいて、JICA F/S調査団がICBLのカウンターパートスタッフと協議の上計画した現地調査工事の内容は次に挙げる地形測量とボーリング調査で航測図化作業は含まない。

3.3.1 地形測量の範囲

地形測量の範囲は図-3.1に示される通りであり、縮尺等は次の通りである。

(1) 取水堰、取水口、沈砂池、水槽及び発電所建物

現況を縮尺1:200、等高線2mピッチで図化し、既設の主要構造物、ベンチマーク及びボーリングの位置を図示する。

(2) 水路

既設水路の縦断図を平面=1:1000、断面=1:100の縮尺で図化する。また、その断面図を縮尺に1:100、幅20m、50mピッチで図化する。

(3) ベンチマーク

ベンチマークを3ヶ所に設定すること。

3.3.2 ボーリング調査工事の計画

ボーリング調査は下記の通り実施すること。

No	位置	深さ (m)	備考
BH-1	取水堰の左側	10	図-3.1にボーリングの位置が示されている。
BH-2	水路の始点	10	
BH-3	水槽	10	
BH-4	発電所建物	10	

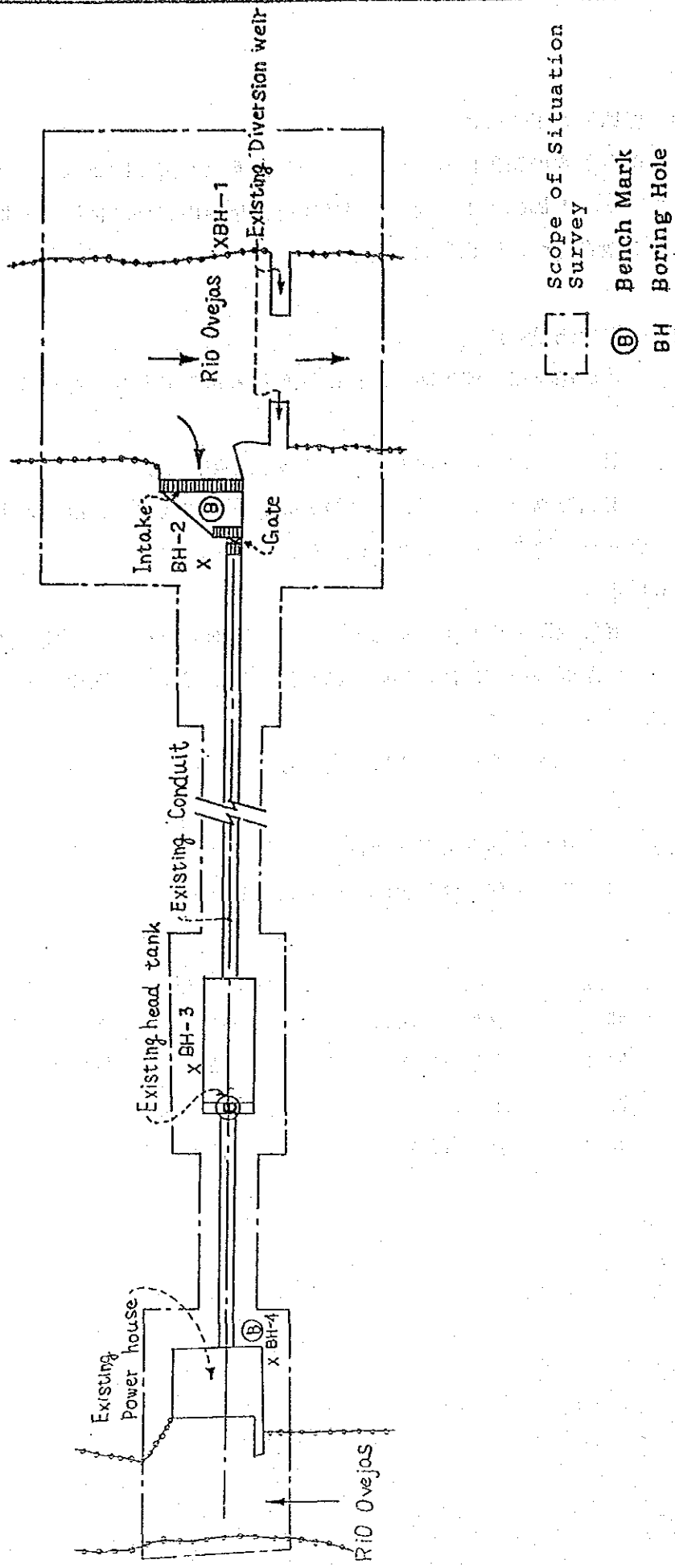


Fig. 3.1 Scope of Topographic Survey and Location of Boring Holes

第4章 調査地点の現況

4.1 電力セクターの電力事情

当該公営電力会社及び対象発電所の電力事情を電力需給バランス及び電力設備等に分類すると以下に示す通りである。

4.1.1 電力需給の現状

近年5ヶ年（1983年から1987年）における電力需給バランスは、表-4.1に示す通りであり、1987年における需給バランスは、最大電力76MWに対し、設備容量が33MW（約43%）また、電力量は需要の204GWhに対し、114GWh（約56%）を供給し、211GWhは買電に依存している。

一方、電力需要構成別では、1987年においては住宅用73%、商業用6%、工業用9%及びその他12%となっており住宅用需要が高く、商業用が低い割合となっている。

尚、1983年から1987年における需要電力量の年平均増加率は、5.1%で、発電電力量のそれは、-3.4%と低下し、買電に依存する割合が大幅に増えている状況にある。

表-4.1 電力需給の現状（1983～1987年）

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均増加率 (%)
需 要						
1. 最大電力 (MW)	50	56	69	68	76	11.0
2. 電力量 (GWh)						
1) 住宅用	125	144	142	144	148	4.3
2) 商業用	11	12	12	12	12	2.2
3) 工業用	9	15	13	17	18	18.9
4) その他	22	21	18	17	26	4.3
合 計	167	192	185	190	204	5.1
供 給						
1. 設備容量 (MW)	33	33	33	33	33	0
2. 発電電力量 (GWh)	131	121	120	127	114	-3.4
3. 損 失 (GWh)	60	66	94	114	121	19.2

(出典：INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

4.1.2 電力設備の現状

(1) 発電設備

総発電設備容量は表-4.2の通りで、発電方式は水力発電並びにディーゼル発電である。

表-4.2 発電設備の状況(1983~1987年)

(単位: MW)

項目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均増加率(%)
総発電設備容量						
1. ディーゼル発電	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0
2. 水力発電	32.8	32.8	32.8	32.8	3.8	0
3. その他	0	0	0	0	0	0
合計	33.4	33.4	33.4	33.4	33.4	0

(出典: INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

一方、F/S対象発電所の現状を示すと表-4.3に示す通りである。

表-4.3 Ovejas発電所の状況(1984~1988年)

項目	1984	1985	1986	1987	1988
1) 設備容量(kW)	900	900	900	900	900
2) 発電電力量(MWh)	4,126	4,065	2,288	622.5	3,747
3) 設備利用率(%)	52	52	29	8	48
4) 運転時間(%)	97	99	58	22	98

(出典: CEDELCA より収録した資料)

(2) 送電設備

送変電設備の現状は、最大115kV送電線を有している。尚、対象発電所の送電電圧は13.2kVを採用している。

4.1.3 発電原価と電気料金

近年5ヶ年（1983から1987年）における発電原価と電気料金の推移は表-4.4 に示す通りである。

表-4.4 発電原価と電気料金

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
発電原価	3.30	4.36	6.41	8.18	10.40	33.2
電気料金 (平均:COL\$/kWh)						
1. 住宅用	2.63	3.33	4.44	5.68	7.05	28.0
2. 商業用	4.09	5.29	6.64	8.77	11.85	30.5
3. 工業用	5.21	5.71	7.21	9.27	13.46	26.8
4. 公共用	2.98	3.80	5.45	7.39	9.85	34.8
5. 全体平均値	2.89	3.65	4.53	6.26	7.96	28.8
加入者の構成 (件)						
1. 住宅用	47,936	54,389	59,719	64,565	70,953	10.3
2. 商業用	1,573	1,542	1,690	1,695	1,776	3.1
3. 工業用	246	251	268	287	310	6.0
4. その他	941	993	974	987	1,013	1.9
5. 合 計	50,696	57,175	62,651	67,534	74,052	9.9
電気の普及						
1. 全 体 (千戸)	759	777	796	814	833	2.4
2. 加入者 (千戸)	213	241	265	287	315	10.3
3. 電化率 (%)	28	31	33	35	38	7.9

(出典: INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

4.1.4 電力需給の予測

CEDELCA にて2000年までの電力需給を予測した結果は次の通りである。

年	電力量 (GWh)			最大電力 (MW)		
	発電々力量	買電	合計	発電	買電	合計
1988	118.51	232.62	351.13	28.7	55.0	83.7
1989	"	255.01	423.48	"	7.048	99.18
1990	"	415.64	534.15	"	92.14	120.84
1991	"	466.47	584.98	"	105.18	133.88
1992	"	522.81	641.32	"	119.74	148.44
1993	"	520.45	703.76	"	136.02	164.72
1994	"	654.45	772.96	"	154.22	182.92
1995	"	731.15	849.66	"	174.55	203.25
1996	"	816.15	934.66	"	197.27	225.97
1997	"	910.36	1,028.87	"	222.67	251.37
1998	448.51	684.77	1,133.28	113.7	166.05	279.75
1999	"	800.49	1,249.0	"	197.77	311.47
2000	"	863.95	1,312.46	"	233.21	346.91