

4.2 既設発電所の運転実績

4.2.1 発生電力量

本発電所の1984年から1988年までの5年間に於ける発生電力量並びに運転時間の記録は表-4.5 に示される通りである。

1988年に於いて、稼働率は98%と休みなしに運転を続けているものの設備利用率は48%と低い

表-4.5 発生電力量並びに運転時間の記録

年	銘板出力 (MW)	発電電力量 (MWh)	運転時間 (hour)	設備利用率 (%)	稼働率 (%)
1984	0.9	4,126	8,494	52	97
1985	"	4,065	8,647	52	99
1986	"	2,288	5,111	29	58
1987	"	622.5	1,912	8	22
1988	"	3,747	8,614	48	98

(備考)

1. 発電電力量 (MWh) はGross を示す。
2. 設備利用率 (%) = $\frac{\text{発生電力量 (MWh)}}{8760 \times \text{銘板出力 (MW)}} \times 100$
3. 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、2,546peso/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 (Peso)	Peso MWh
1984	4,126	4,559,239	1,105
1985	4,065	6,906,408	1,699
1986	2,288	7,523,205	3,288
1987	622.5	6,976,500	11,193
1988	3,747	11,850,013	3,162
合計	14,848.5	37,806,365	2,546

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

製造年は銘板によれば水車は1940年並びに発電機は1938年である。

現在すでに51年を経過しているが、650kW（銘板出力は900kW）の最大出力を維持している。

前出の表-4.5によれば、稼働時間はほぼ100%に近い値を示しているものの、設備利用率は約50%と低い値になっている。この原因は、明らかに発電設備の機能の低下に起因するものと考えられる。

CEDELCAの調査によれば水車並びに発電機の欠陥は表-4.7並びに表-4.8に示される通りである。

表-4.7 水車及び補機の主な欠陥

機 器	主 な 欠 陥
ケーシング	1) ケーシングの内部が水に含まれている砂ですり減っている。
ランナー	1) 水に含まれている砂でランナーはすり減っている。
ガイドベン	1) 操作が困難である 2) ガイドベンは完全に閉じることが出来ないのでガイドベンが閉の状態でもケーシングからランナーには水が流れている。
軸 受	1) 軸受けの表面は潤滑油の不足が生じている。
入 口 弁	1) 手動なので操作が困難。
調 速 機	1) ベルトによる操作なので精度は高くない。
油 圧 装 置	1) 油漏れが発生する。

表-4.8 発電機及び補機の主な欠陥

機 器	主 な 欠 陥
回 転 子	1) 熱で巻線の表面が変色している。
固 定 子	1) 絶縁抵抗の値が低下している。
軸 受	1) 軸受の表面は変形している。 2) 潤滑油が不足している。 3) 温度上昇が生じる
水車・発電機 制御盤	1) 計測器及び保護リレーの精度は悪い。 2) 同期は手動による操作なので熟練を要す。

(2) 変圧器

本発電所は、発電機電圧12.5kVで直接配電線（電圧12.5kV）に接続されているために昇圧変圧器は設置されていない。

(3) スイッチギア

本発電所から12.5kV配電線へ接続するためのスイッチギアが建屋内に設置されている。CEDELCA の調査によればこのスイッチギアは製造後49年も経過しているので絶縁抵抗の値が低下している、また古い型なので充電部分が露出していて人体に対し危険であると報告されている。

(4) 配電線

本発電所に接続された12.5kV配電線網が存在する。

この配電線網にはAsnazu水力発電所（440kW）も接続されていて、これら発電所の周辺需要家に電力を供給している。

12.5kV配電線網の他にも13.2kVの配電線網も存在している。

12.5kV配電線網と13.2kV配電線網はEl Halokにて切り離されている。将来CEDELCAにて電圧を13.2kVに統一し連係する計画が有る。

4.3.2 土木施設の概況

(1) 取水設備

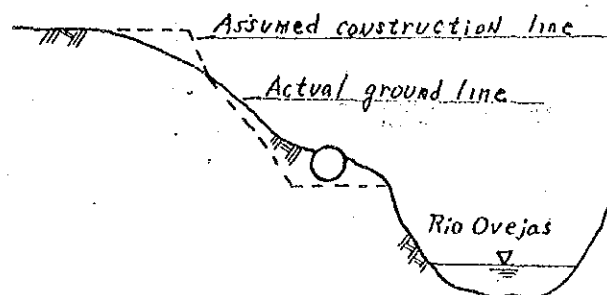
堤頂24m、ダム高2.5mの取水堰は取水位調整の為に堰中央に木製角落しが備えられていたが現在は中央の約1/3の区間は破損し取水位低下を来しており結果的に取水量が減少している。

取水口は右岸側に流水方向と約45°で配置されており、手動式制水ゲート（幅2.0m高さ2.0m）が備えられている。

(2) 導水路

Ovejas川に沿って作られた狭い平坦地にφ1.80mの鉄管路が約1.2km敷設されている。

しかし現状では山側土砂が崩壊し水路延長の大部分は天端造土砂で埋まり、管路は土圧による変形、老朽化による損耗が激しく漏水箇所も多い。



又水路は地形との関係より圧力管となっており、水槽直前約30m区間は負圧と土圧により3年前に圧壊し補修されている。

(3) 沈砂池

沈砂池は設けられていない。

(4) 水槽

幅 5.2m、長さ22.5m、深さ 3.2mの水槽は堅牢な状態にあるが、容量が不足している。

(5) 水圧鉄管

$\phi = 1.6\text{m}$ 、長さ65.0mの水圧鉄管は外観上は塗装を除き特に問題はないが長期間の使用による内面の摩耗が予測される。

(6) 発電所

幅 8.0m、長さ14.0m、高さ 5.0mのRC建屋には発電機1台が収容されておりスペースは充分確保されており堅牢である。

(7) ゲートバルブ類

取水口及び水槽に設置された鋼製ゲートは老朽化しているが、機能はしている。

第5章 基礎資料の収集

1987年11月から、1988年7月まで実施されたプレ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

Ovejas発電所はCauca川水系のOvejas川に設置されており、Ovejas川とAsnazu川が合流する地点の約10km上流に位置する。

地形図に関する収集資料は、IGACが発行している1/25,000～1/400,000の地図と本地点の調査の為にCEDELCAが実測した地形測量図の2種類がある。

(1) IGAC発行の地形図

縮尺	図面番号	摘要
1: 400,000	—	Cauca県全体図
1: 25,000	320-II-C, D IV-A, B, C 321-III-C 342-II-B	発電所及び上流域をカバー

(2) CEDELCAの実測地形図

CEDELCAが本調査の為に1989年3月～6月に実施した地形測量図は以下の通り。

縮尺	内容
1:500	全体平面及び縦横断測量図
1:200	取水堰回り平面測量図
”	水槽及び発電所回り平面測量図

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 Hidroeléctricas de Silvia y Ovejas.

1989 Estudio De Suelos Ltda.

5.3 水文気象資料

既設Ovejas水力発電所では、雨量及び流量観測を実施していないので、本調査の実施に当って、調査団はHIMAT及びCVCの水文気象資料を収集した。Ovejas川流域の雨量観測はHIMATの測候所で実施されている。

Ovejas川の流量観測はCVC 測水所のLos Cambulos、Abajo Tarabitaおよび支川Mondomo 川のPte Carretera の3ヶ所で実施されている。

収録した雨量観測記録及び流量観測記録を整理して列挙すると次の通りである。

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

測 候 所	管 理 者	位 置	標 高	観 測 記 録
No 名 称		緯 度 経 度 (E, m)		自 至
2602-002 Silvia Pta. Electrici	HIMAT	0237 7622	2650	1970~'86
2602-003 Piendamó	"	0241 7632	1840	1970~'87
2602-010 Buenos Aires	"	0301 7634	1050	1977~'87
2602-016 Catalina La	"	0257 7639	1373	1972~'87
2602-020 Amparo El	"	0253 7629	1850	1971~'87
2602-022 Morales	"	0245 7638	1360	1971~'87
2602-039 Ovejas Abajo Alert	"	0252 7636	1263	1979~'87
2603-504 Salvagina La	HIMAT	0258 7642	1100	1972~'85

(2) 流量観測記録

測 水 所	河 川 名	管 理 者	設 立 年 月	位 置	標 高	流 域	観 測 記 録
No 名 称				緯 度 経 度 (E, m)		面 積 (km ²)	自 至
2602-703	Pte Carretera Mondomo	CVC	1974-07	0252 7632	1305	—	1954~'70
2602-711	Abajo Tarabita Ovejas	CVC	1964-09	0252 7636	1263	607	1964~'87
2602-728	Los Cambulos Ovejas	CVC	1980-07	0251 7639	1143	—	1982~'86

(3) 水質資料

Ovejas発電所で観測された水質の記録は次の通りである。

観測期間：1962年6月～1975年6月

観測項目：CO₃、HCO₃、Cl、Ca、Mg、電導度、濁度（ppm）

観測期間：1989年5月～1989年6月

観測項目：PH、SO₄、Cl、CaCO₃、電導度

(4) 堆砂資料

Los Combulos測水所で観測された堆砂の記録は次の通りである。

観測期間：1982年3月～1982年4月

観測項目：堆砂の粒度分布

観測期間：1981年7月～1983年2月

観測項目：濁度（ppm）

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工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CEDELCA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) Ovejas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	5,00,000	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 地形と地質

6.1.1 地形

Ovejas川はその源をPopayanの北北東約40kmの中央山脈の西麓に発し、ほぼ北西方へ流下し、Suarez付近でCauca川に合流する。

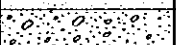
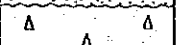

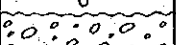
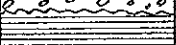
調査地点はOvejas川の下流域に位置し、周辺の地形はなだらかな丘陵地形を呈する。

6.1.2 地質

基盤岩は中生代（古生代）の頁岩よりなる。頁岩は新鮮な部分では黒色を呈し、堅硬である。この上を厚い砂礫層（新第三紀）が被覆しており、砂礫層の表層はラテライト化している。更にこれらを現河床堆積物、崖錐堆積物、段丘堆積物等の第四紀層が被覆している。

計画地点周辺の地質層序は表-6.1に示すとおりである。

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	
新第三紀		礫層	
中生代		頁岩	

6.1.3 地質構造

基盤をなす頁岩の層理面は $N2^{\circ}W \sim 20^{\circ}$ 、 $E75^{\circ}E \sim 90^{\circ}$ を示す。基盤と上部の厚い砂礫層との境界面の構造は不明である。

6.2 発電所地点の地質

発電所地点の各種構造物基礎の地質状況は次の通りである。

(図面 0V-G-01参照)

<発電所>

発電所付近では中生代の頁岩の上に段丘堆積物が分布する。発電所の建屋の大部分は中生代の頁岩を基礎としている。発電所の上流端で実施されたボーリング調査によれば 2.2mで着岩しており、岩盤線はほとんど現河床レベルである。

<水槽、鉄管水路および取水口>

水槽、鉄管水路および取水堰はいずれも厚い砂礫層の上に位置しており、着岩していない。水槽の山側端で実施されたボーリング調査によれば砂礫層の厚さは10m以上である。また、取水堰の左右岸で実施されたボーリング調査によれば地表下10mまで砂礫層が分布しており、頁岩は確認されていない。

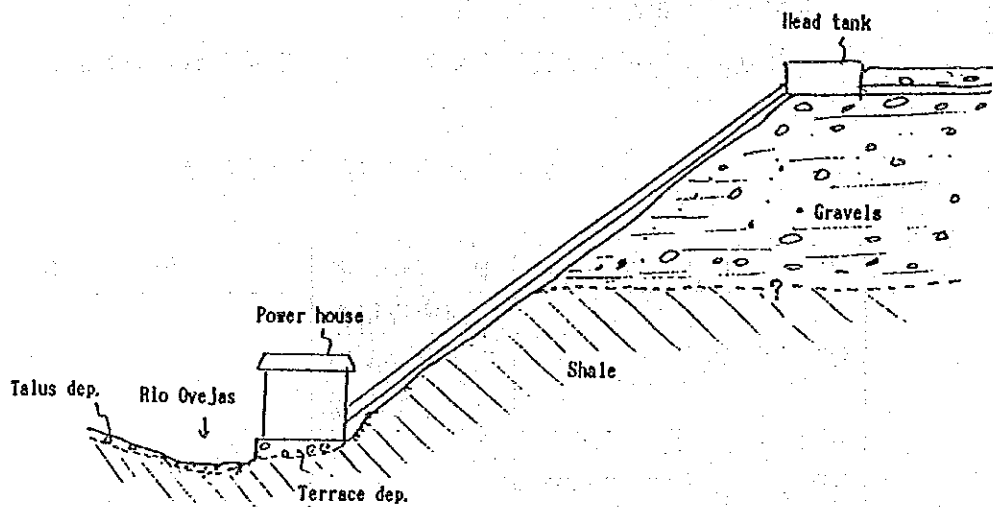


図-6.1 模式地質断面図

6.3 建設用材料の分布

骨材としては現河床堆積物が候補としてあげられる。

6.4 地質工学的評価

- 1) 調査地点の基盤岩を構成する中生代の頁岩は、新鮮なものは非常に堅硬緻密であり、各種当該構造物の基礎として十分な耐荷性および遮水性を有している。
- 2) 中生代の頁岩を覆って厚く分布する砂礫層は当該規模の構造物の基礎としての耐荷性は有しているが、斜面部では所々崩壊および地すべりが発生しており、斜面の安定性に関しては問題がある。
- 3) 鉄管水路ルートは砂礫層が分布する緩斜面の先端部に当たり、遷急線の下に位置しており、所々地すべり・崩壊により鉄管が変形し漏水している。

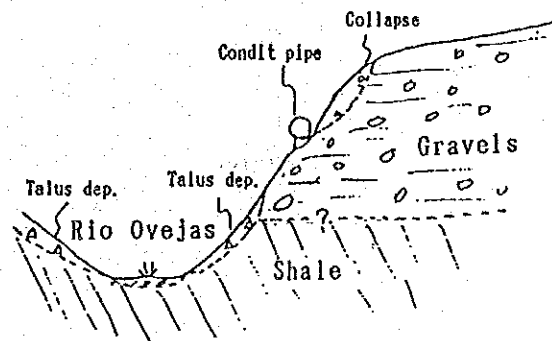


図-6.2 鉄管水路付近の模式地質断面

6.5 地形・地質的問題点

取水口、水槽および発電所については地質的問題はない。しかしながら鉄管水路沿いは岩盤線が深く、ルート沿いの所々に地すべりが分布する。現状修復、キャパシティーアップいずれにしても地すべりに対する処置が必要である。

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 $3^{\circ} \sim 20'$ の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 $1800\sim 2800\text{m}$ の高さでは $12^{\circ}\text{C}\sim 18^{\circ}\text{C}$ 程度である。県都のPopayanは標高約 1500m 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殆んど変化しない。

雨量は、高地部で $1000\sim 2000\text{mm}/\text{年}$ 、低地部で $3000\text{mm}/\text{年}$ であるが、西アンデス山脈の西側では、多い地域で $6000\text{mm}/\text{年}$ を越えることもある。

計画地点は県都Popayanの北に位置し標高約 1200m の高さで、中央アンデス山脈にあり、雨量は比較的多い地域である。雨の多い年と少ない年があるが、雨期と乾期とが比較的はっきりとしている。(図-7.2)

Observation Item	Gauging Station		Latitude	Longitude
	No	Name		
Discharge	2602-703	Pte Carretera	0252	7632
	2602-711	Abajo Tarabita	0252	7636
	2602-728	Camblos Los	0252	7639
Preciptation	2602-003	Piendamo	0241	7632
	2602-016	Catlina La	0257	7639
	2602-020	Amparo El	0253	7629
	2602-002	Morales	0245	7638
	2602-039	Ovejas Abajo Alert	0252	7636
	2602-703	Pte Carretera	0252	7632
	2602-728	Camblos Los	0252	7639

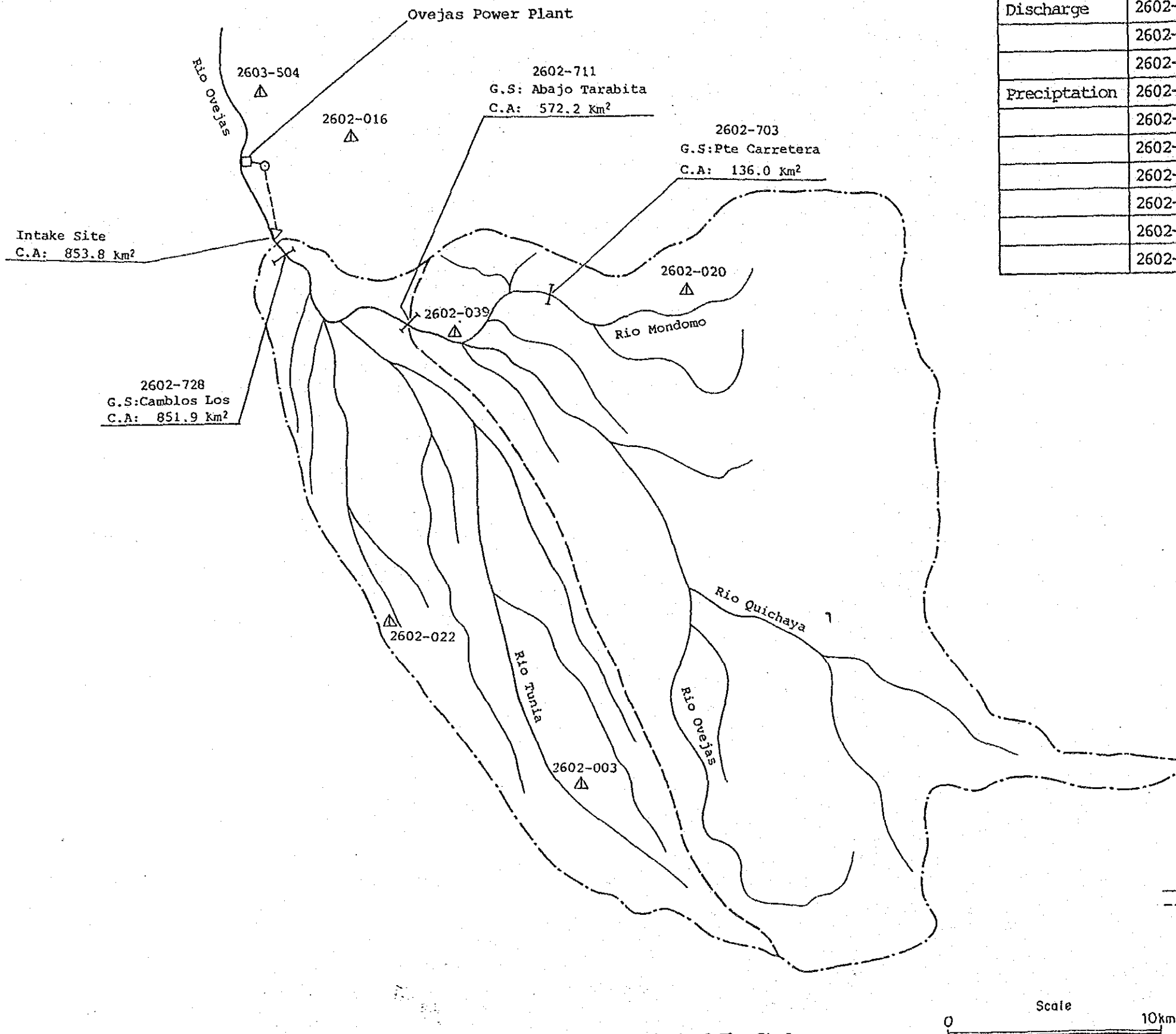
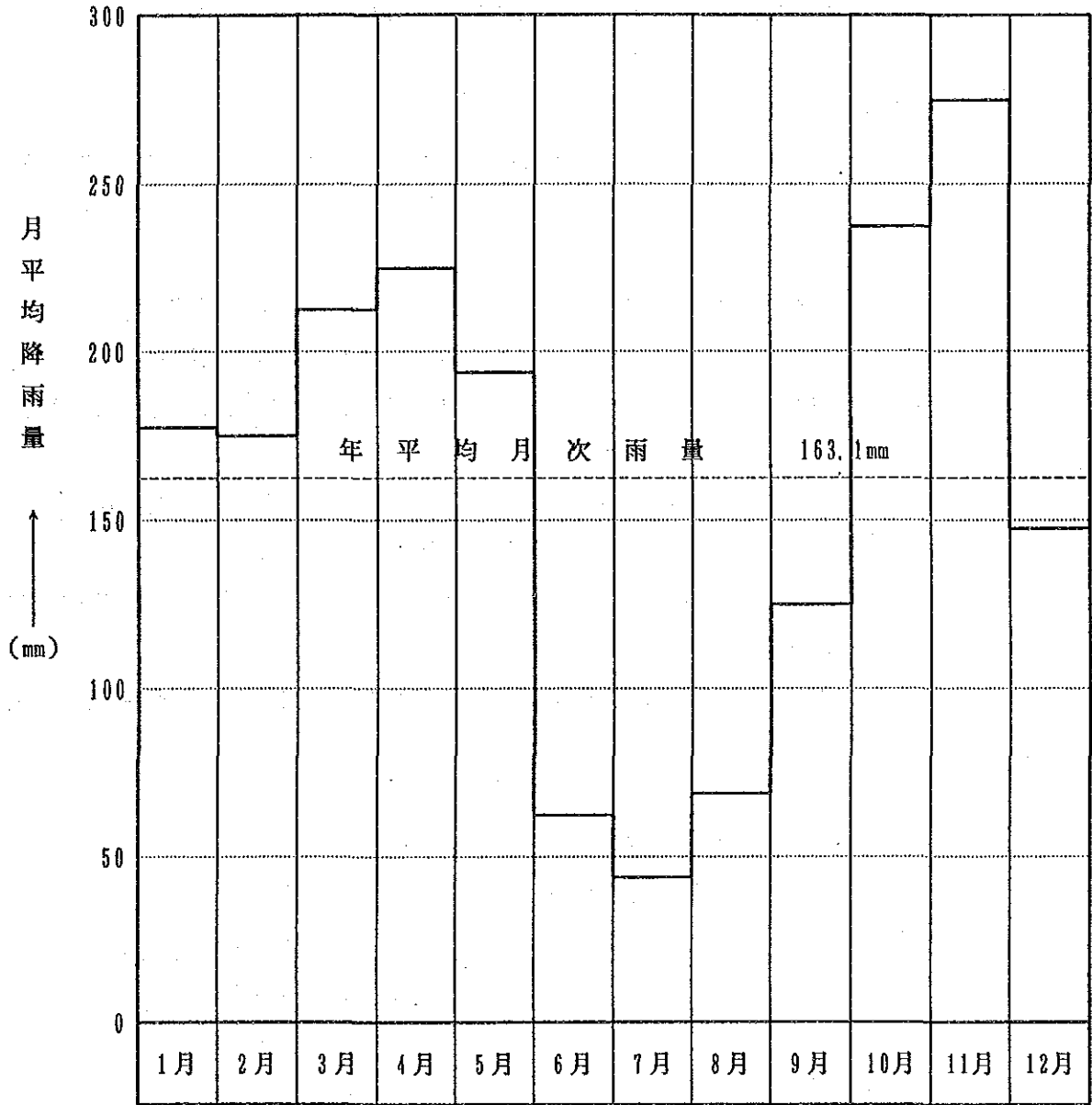


Fig-7.1 Location Map of Gauging Stations in The Watershed of The Study Area.

測候所 No. 2602-039 Ovejas Abajo Alert
 北緯 2° 52' 西經 76° 36' 標高 1,263m
 平均年間雨量 1,957.1mm



図一 7.2 計画地域の月平均降雨量 (1979~1987)

7.2 流量解析

本計画地点の流量ならびに流況曲線は、Los Cambulos, Abajo Tarabita及びPte. Carreteraの各測水所の観測記録を整理し、それらを比較検討の結果、既設発電所の取水口地点に最も近接しているLos Cambulos測水所の5年間の資料に基づいて流域換算によって求めている。(図面 0V-H-01の (4) 参照)

7.2.1 流量資料に対する照合

本調査の実施に当って調査団が入手した流量資料の観測期間は次の通りである。

Los Cambulos測水所	1982～1986年	5年間 (設立1980-7月)
Abajo Tarabita測水所	1964～1987年	24年間 (設立1964-9月)
Pte Carretera 測水所	1954～1970年	17年間 (設立1954-7月)

本計画地点の取水口位置に最も近い測水所は、取水口地点より上流約1kmのLos Cambulosであるが観測記録が5年間とやや少ない。

又、取水口地点より上流約9kmのAbajo Tarabita測水所の観測記録は24年間と長期にわたっている。

入手した流量観測記録には欠測月日があり年間を通じて観測記録が整備されている年次を示すと次のようになる。

Los Cambulos 測水所	1982～1986年	5年間	} 13年間
Abajo Tarabita測水所	1965～1987年	23年間	
Pte Carretera 測水所	1954～1963年	10年間	
	1966～1968年	3年間	

(1) 流域面積の照合

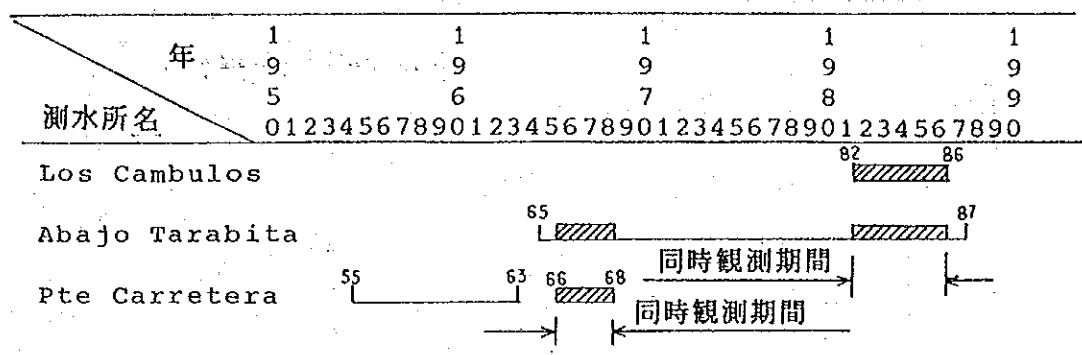
Abajo Tarabita測水所を除くLos Cambulos及びPte. Carreteraの両測水所については、流域面積の記録が欠落しているため、IGAC発行の縮尺40万分の1の地形図を用いてJICA調査団が計測した。

又Abajo Tarabita測水所の流域面積についてもHIMAT台帳の値(913km²)とCVC資料の値(607km²)との間に大きな違いが認められたので同様な照合を行った結果、CVCの値を採用することとした。したがって流量解析に用いた各測水所の流域面積は次の通りである。

Los Cambulos 測水所の流域面積	851.9 km ²
Abajo Tarabita 測水所の流域面積	607 km ²
Pte Carretera 測水所の流域面積	136 km ²

(2) 100 km²当りの単位流況曲線の照合

Los Cambulos、Abajo Tarabita及びPte. Carreteraの各測水所の観測記録の内、同時観測期間は次の通りである。

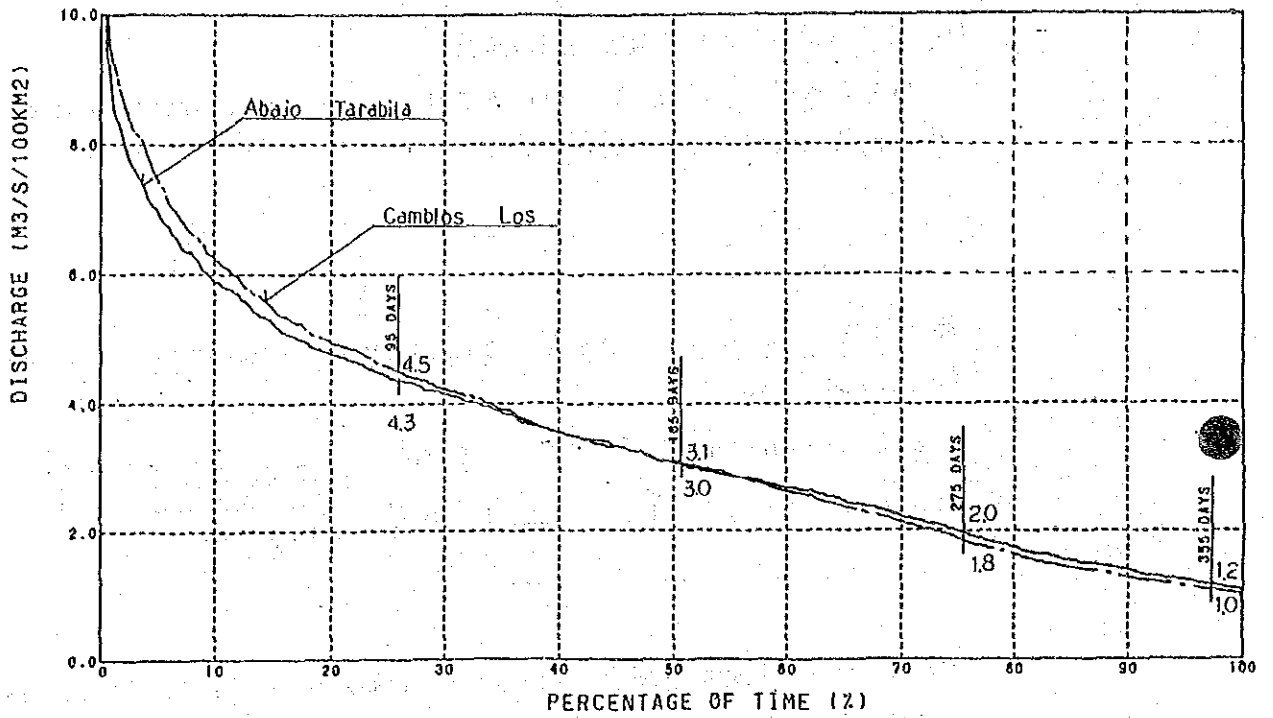


- ① Los Cambulos測水所とAbajo Tarabita測水所の同時観測期間は、1982～1986年の5年間。
- ② Abajo Tarabita測水所とPte. Carretera測水所の同時観測期間は、1966～1968年の3年間。

同時観測期間における、それぞれの測水所の流量観測記録を100km²当りの単位平均流況曲線に換算して対比すると図-7.3に示す通りでLos Cambulos測水所の流況とAbajo Tarabita測水所の流況は殆んど合致することがわかる。

したがって、本発電所の取水口地点に最も近いLos Cambulos測水所の流量資料は、過去5年間と観測期間は短い、流量および流況曲線の信頼性は高いと判断される。因みに、Abajo Tarabita測水所の23年間(1965～1987)の100km²当り単位平均流況曲線と対比すると図-7.4のように豊水期を除けば両者の比流量はほぼ等しいと見なしうる。

(1) Los Cambulos測水所対Abajo Tarabilla測水所
1982~1986年 5年間の同時観測記録



(2) Abajo Tarabilla測水所対Pie. Carretera測水所
1966~1968年 3年間の同時観測記録

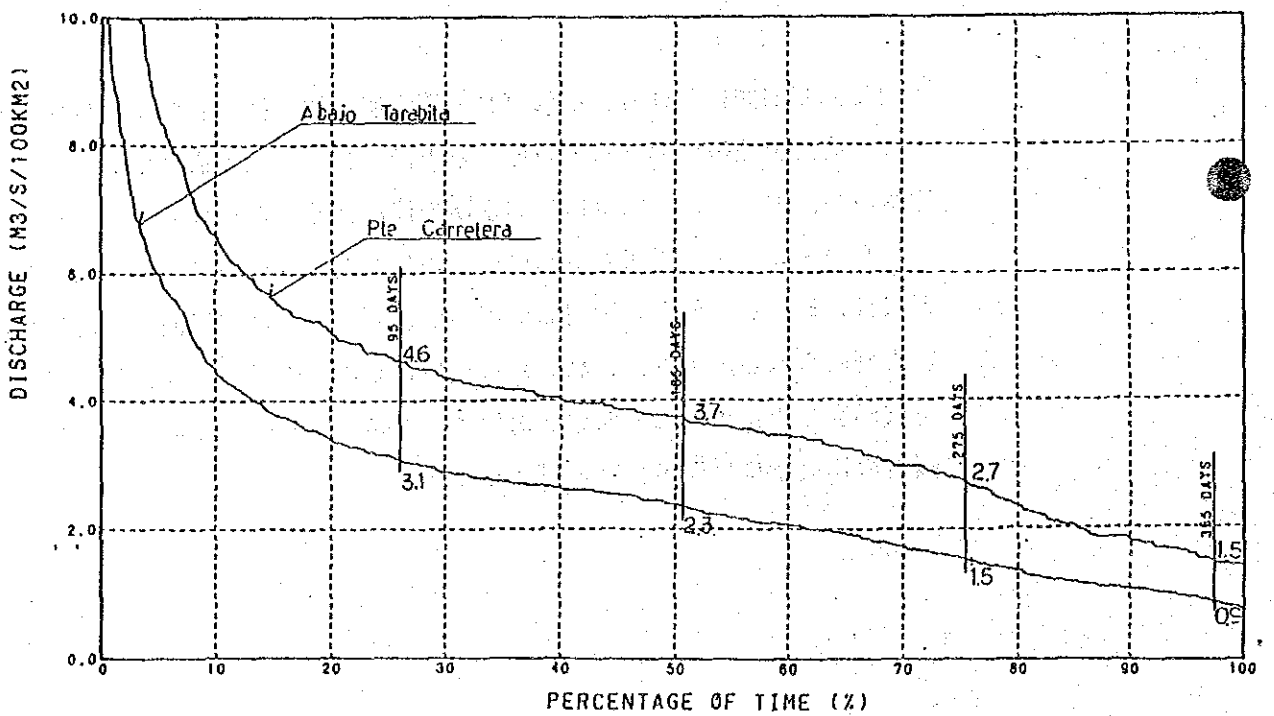


図-7.3 100km²当り単位平均流況曲線の比較

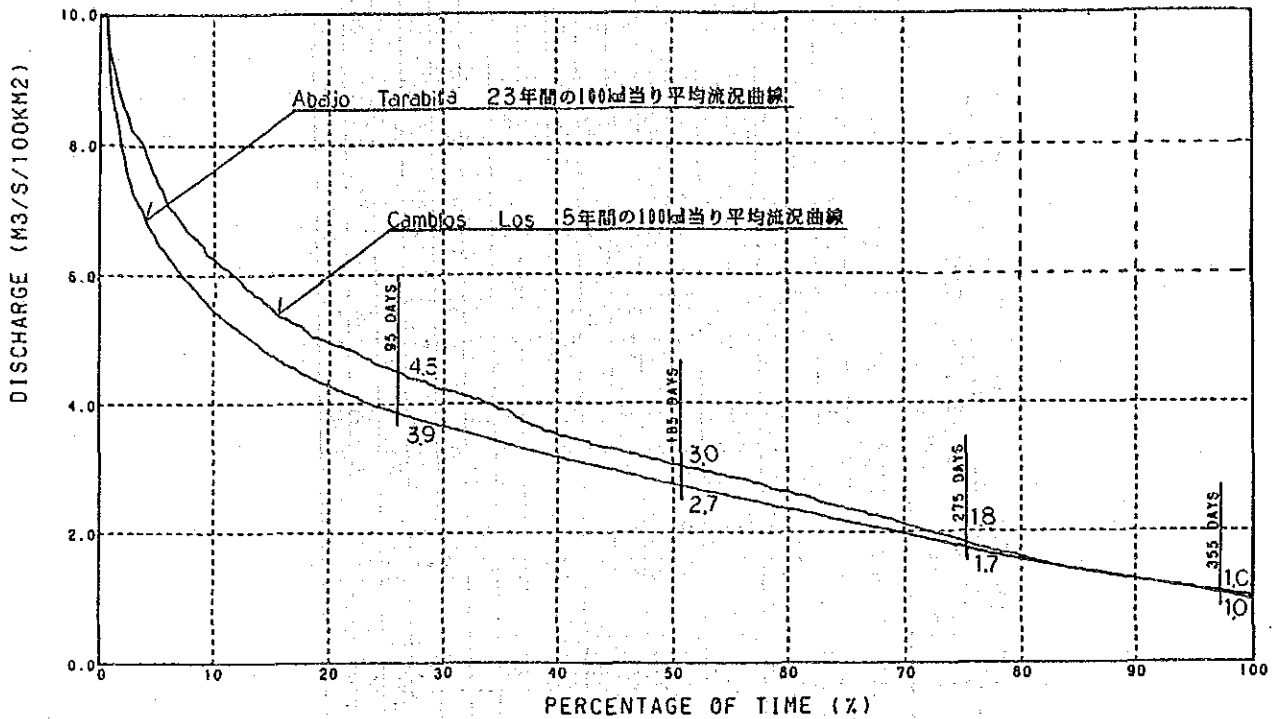


図-7.4 100km²当り単位平均流況曲線の比較

7.2.2 代表的な流況曲線の作成

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、次にあげるような様々な方法が提案されている。

- (a) 平行法 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。

Table-7.1 MONTHLY FLOW TABLE OF DAILY AVERAGE FLOW AT G.S. SITE

GAUGING ST.: 2602-72B CAMBLOS LOS
RIVER NAME: OVEJAS

(UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	TYPE	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1982	MAX.	100.9	75.0	78.8	86.9	77.7	46.3	20.1	11.8	14.2	41.4	33.2	37.0	100.9
	MEAN	51.9	42.7	55.2	52.4	50.3	30.2	15.7	9.7	9.6	17.5	23.0	30.4	32.4
	MIN.	29.8	27.4	44.2	44.2	41.6	20.1	11.8	8.2	8.2	7.8	8.9	15.9	20.1
1983	MAX.	35.2	100.9	86.0	82.6	57.0	42.2	17.3	10.6	8.7	17.7	21.3	53.6	100.9
	MEAN	24.1	35.4	32.5	59.2	39.3	25.7	13.2	9.2	7.8	9.3	11.5	22.9	24.2
	MIN.	16.5	17.7	18.6	32.5	29.2	16.9	10.6	8.2	8.2	6.5	6.5	8.5	11.2
1984	MAX.	59.6	51.3	60.4	78.4	81.6	70.7	38.1	23.9	31.1	75.7	93.0	58.0	93.0
	MEAN	39.1	38.6	35.4	43.2	63.6	40.4	21.6	14.9	17.8	31.5	52.1	41.2	36.6
	MIN.	27.4	27.9	26.2	30.4	47.7	25.0	15.8	12.1	11.5	16.5	30.1	31.1	11.5
1985	MAX.	100.0	57.0	51.1	67.3	57.9	46.3	16.9	16.1	16.1	52.0	70.7	54.4	100.0
	MEAN	57.4	33.5	23.0	29.1	36.4	23.4	13.4	11.8	10.2	18.0	35.6	26.9	26.6
	MIN.	29.8	21.9	18.2	18.4	26.2	16.1	12.1	8.9	8.9	10.1	17.3	19.4	8.9
1986	MAX.	72.4	91.2	69.4	46.5	38.9	23.5	17.9	11.2	19.4	44.6	51.1	40.6	91.2
	MEAN	38.7	46.5	53.6	33.0	27.4	18.9	13.0	9.2	9.3	22.9	30.4	23.2	27.2
	MIN.	21.4	28.0	33.9	16.4	19.9	16.1	10.3	7.9	7.1	9.8	21.4	16.9	7.1
TOTAL	MAX.	100.9	100.9	86.0	86.9	81.6	70.7	38.1	23.9	31.1	75.7	93.0	58.0	100.9
	MEAN	42.2	39.3	39.9	43.4	43.4	27.7	15.4	11.0	10.9	19.8	30.5	28.9	29.4
	MIN.	16.5	17.7	18.2	16.4	19.9	16.1	10.3	7.9	6.9	6.5	8.5	8.5	6.5

Table-7.2 FLOW DURATION TABLE AT GAUGING STATION SITE

GAUGING ST.: 2602-728 CAMBL0S L0S
RIVER NAME: 0VEJAS (UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	MAX. (1ST DAY)	PLENTY (95 DAY)	ORDINARY (185 DAY)	LOW (275 DAY)	DROUGHTY (355 DAY)	MIN. (LAST DAY)	MEAN
1982	100.9	46.6	29.8	14.4	8.2	7.8	32.3
1983	100.9	31.8	19.0	10.1	6.9	6.5	24.1
1984	93.0	46.0	34.5	23.9	12.8	11.5	36.6
1985	100.0	33.2	21.9	13.5	9.2	8.9	26.5
1986	91.2	33.9	23.4	15.2	7.6	7.1	27.1
MEAN	97.2	38.3	25.7	15.4	8.9	8.4	29.3

Table-7.3 MONTHLY ABSOLUTE MAXIMUM FLOW TABLE AT G.S. SITE

GAUGING ST.: 2602728 CAMBULOS
RIVER NAME: ØVEJAS (UNIT: M3/S)

GAUGING YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL
1982	244.8	216.1	133.2	144.2	155.3	75.0	26.5	11.8	31.8	41.4	68.6	77.1	244.8
1983	86.0	186.9	154.8	146.1	99.0	68.2	19.9	11.8	10.4	31.8	21.9	121.7	186.9
1984	134.5	120.0	90.5	142.3	132.5	84.3	63.0	54.4	64.7	233.3	226.8	76.7	233.3
1985	138.4	60.4	101.8	86.9	119.6	81.8	30.4	28.6	41.4	80.1	111.6	94.3	138.4
1986	111.6	187.2	100.6	84.1	80.1	40.0	19.3	24.9	44.6	69.9	81.8	71.6	187.2
TOTAL	244.8	216.1	154.8	146.1	155.3	84.3	63.0	54.4	64.7	233.3	226.8	121.7	244.8

- (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作成している。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。

7.2.3 Los Cambulos測水所地点の流量及び流況曲線

Ovejas水力発電所の取水口地点より上流約1kmにあるLos Cambulos測水所の5年間の流量を整理して示すと表-7.1の通りである。

表-7.1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0V-H-01(1)から分かるように豊水期間と濁水期間の区別はそれほど明確ではないが6月～10月の5ヶ月間が濁水期間で11月～5月の7ヶ月間が豊水期間に相当すると思われる。

パラレル法を用いて1982年～1986年の5年間流況曲線から求めた代表的な流況曲線が図面0V-H-01の(3)に示してある。これ等流況曲線の豊水量、平水量、低水量および濁水量を数値で示すと表-7.2の通りである。

表-7.3にはLos Cambulos測水所で1982年～1986年の5年間に記録された最大流量が示してある。

7.2.4 取水口地点における流量及び流況曲線

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した集水面積値 853.5km²の値を採択する。したがってOvejas発電所の取水口地点とLos Cambulos測水所との集水面積の比率は、853.8/851.9=1.002 である。

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 0V-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- 7.4 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)	57.5	46.6	55.3	59.3	63.7	40.5	21.6	14.9	17.6	31.6	52.2	41.3	36.7
日平均流量 (m ³ /s)	42.2	39.4	40.0	43.5	43.5	27.8	15.4	11.0	11.0	19.8	30.6	29.0	29.5
平均最小流量 (m ³ /s)	24.1	33.6	23.0	29.2	27.5	18.9	13.0	9.2	7.8	9.3	11.5	22.9	24.2

2) 流況曲線の代表的流量

豊水量 (95日流量)	平水量 (185日流量)	低水量 (275日流量)	濁水量 (355日流量)
38.4 m ³ /s	25.8 m ³ /s	15.5 m ³ /s	9.0 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毎月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 0V-H-01の (5) に示してある。

7.3 洪水流出解析

洪水流量は現在の施設と修復部分の安全性を確保する上から重要である。

設計洪水流量は測水所 Los Cambulos と Abajo Tarabita の流量資料が対象になる。前者は計画地点に近いが観測期間が6年間と短く後者は幾分上流に離れているが観測期間が22年間と長いので本解析では Abajo Tarabita の資料を統計処理し、集水面積比で換算することにより求める。

7.3.1 洪水頻度

表-7.5 年洪水流量 (Ovejas)

観測年	年最大流量 (m ³ /s)	観測年	年最大流量 (m ³ /s)
1964	115.4	1976	135.9
1965	99.3	1977	64.6
1966	122.2	1978	90.5
1967	108.1	1979	99.1
1968	83.5	1980	101.4
1969	145.2	1981	67.8
1970	100.1	1982	103.7
1971	144.5	1983	—
1972	134.0	1984	129.7
1973	87.8	1985	86.8
1974	148.9	1986	125.5
1975	135.9		

測水資料は22年分で比較的短い小標本である。確率洪水流量を求めるには幾通りかの方法があるがここでは次の3方法について検討する。

1. 対数正規分布法
2. 順序確率法
3. ガンベル法

順序確率法とガンベル法についてはトーマスプロットとヘイズンプロットの2通りについて検討する。

極値確率紙を用いて年最大流量を横軸に、計算した超過確率の百分率を縦軸にプロットしこれを図-7.5、7.6に示す。図に示す確率曲線より再現期間のうち主要年についての確率洪水流量を表-7.6に示す。

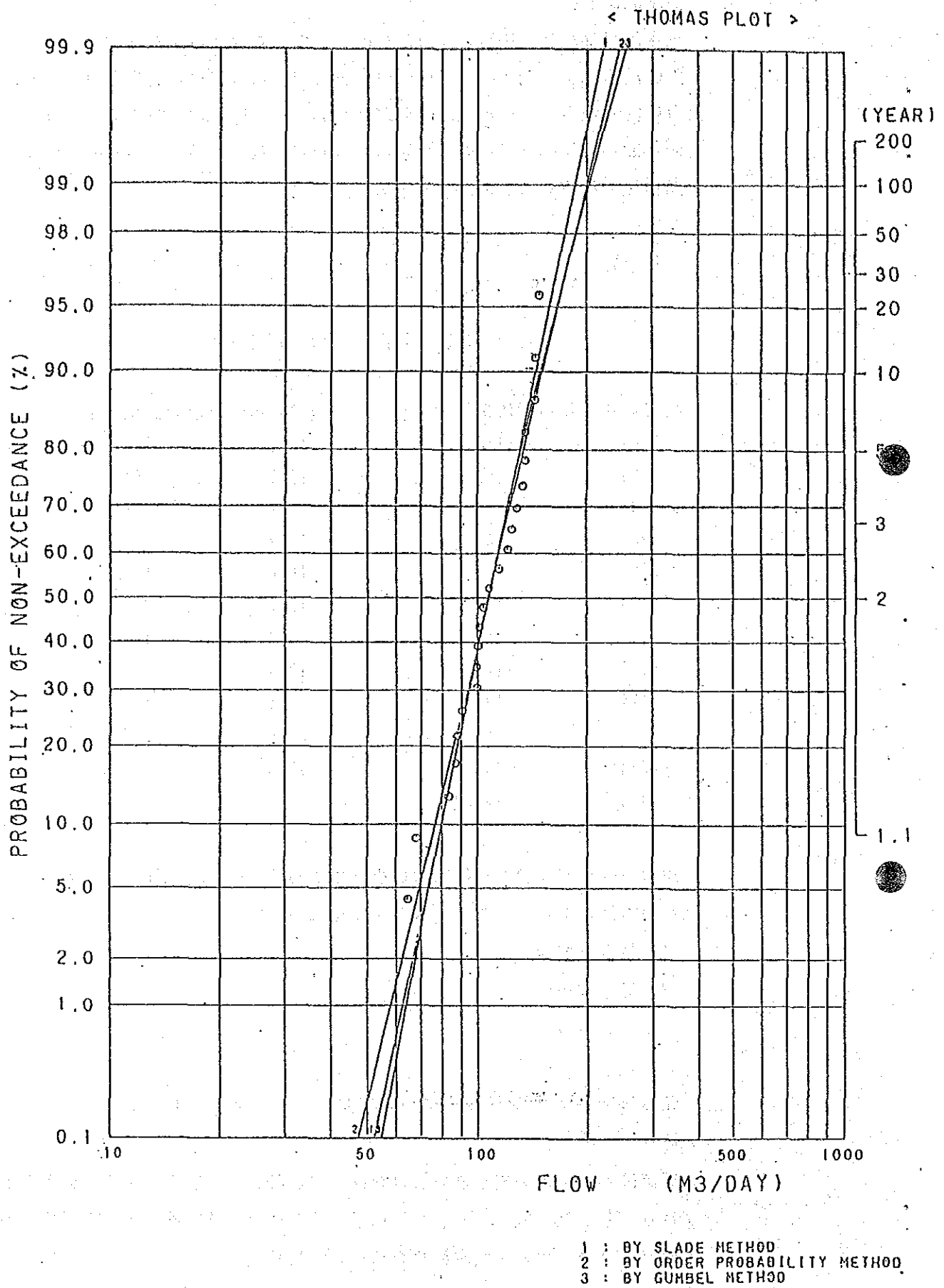


Fig. 7.5 Probability Curve for Rio Ovejas (Thomas Plot)

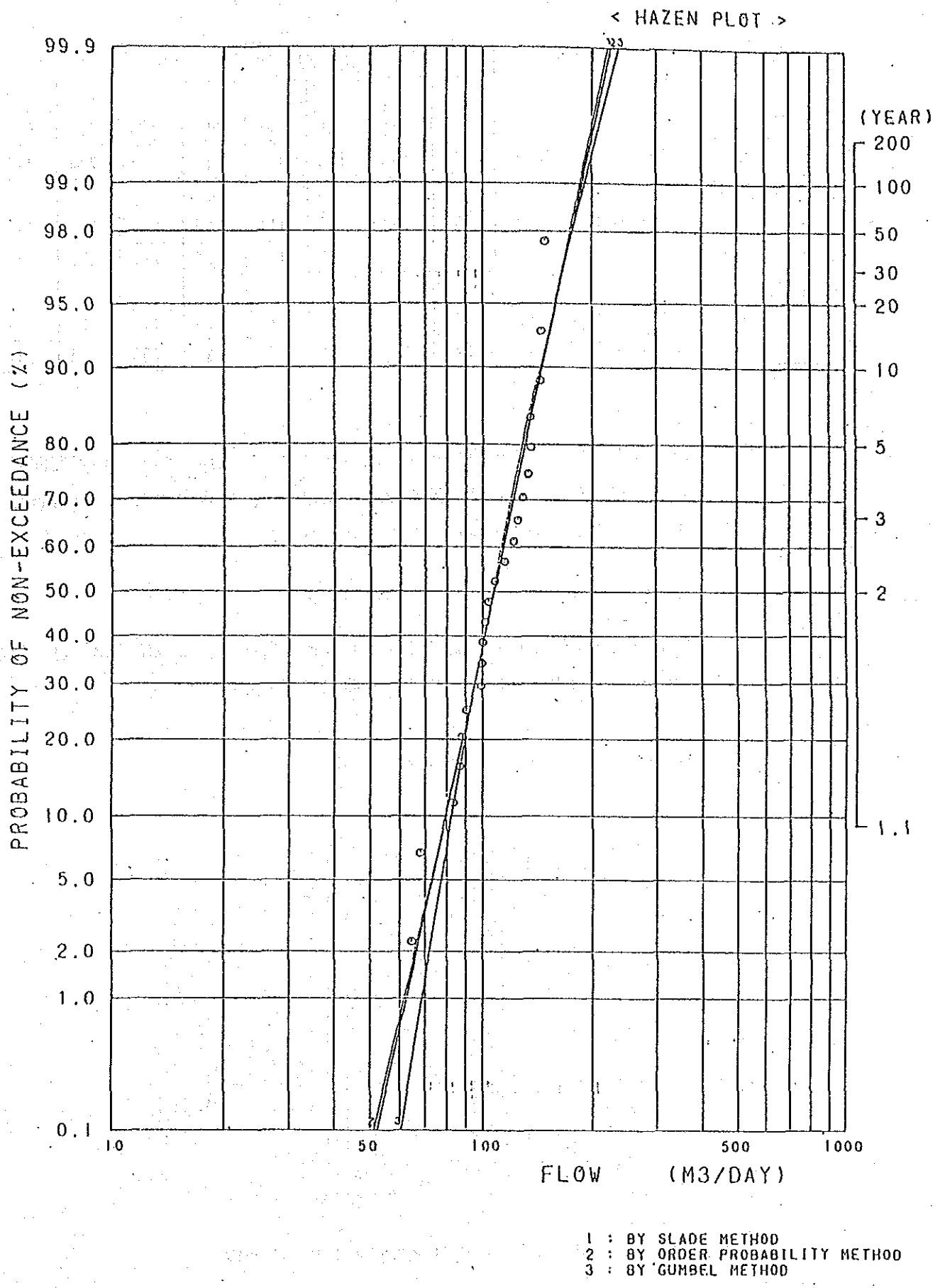


Fig. 7.6 Probability Curve for Rio Ovejas (Hazen Plot)

表-7.6 確率洪水流量 (Ovejas)

方 法	確率洪水流量	再 現 期 間 (年)							
		5	10	20	50	100	200	500	1000
対数正規分布法	(m ³ /s)	131	145	158	174	185	196	211	221
順序確率法									
トーマスプロット	(m ³ /s)	135	151	167	186	200	214	231	245
ヘイズンプロット	(m ³ /s)	132	146	160	176	188	200	215	226
ガンベル法									
トーマスプロット	(m ³ /s)	133	150	166	187	203	219	239	255
ヘインズプロット	(m ³ /s)	129	144	159	177	191	205	224	237

7.3.2 設計洪水流量

設計洪水流量は生命の危険が比較的少ない場合に適用される* 再現期間50~100年の範囲から 100年確率洪水流量を採用する。取水口地点における設計洪水流量Qは集水面積比で換算することにより求められる。

$$Q = 20.3 \times 853.8 / 607 = 286 \dots\dots 300 \text{ m}^3/\text{s}$$

集水面積 (km²) 当りの比流量は $q = 0.35 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。この値は比流量~集水面積の関係を示す図-7.7 のクリーガ曲線で $C = 5.0$ となる。

* APPLIED HYDROLOGY Editor Ven Te Chow

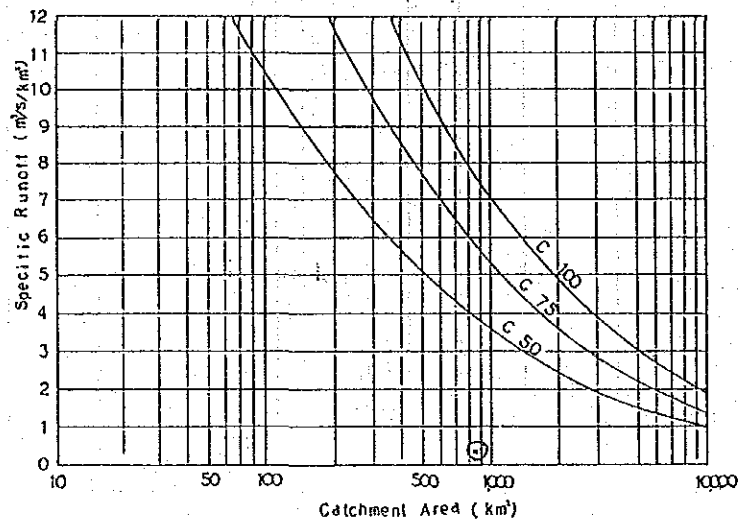


図-7.7 設計洪水流量とクリーガ曲線

7.4 流出土砂量解析

流域山地で生産された土砂は取水口地点まで流出し、これより水路と河川を経由して下流に流送される。土砂の流出過程を図-7.8 のフローで示し、これにもとづいて流出土砂量の概略を検討する。

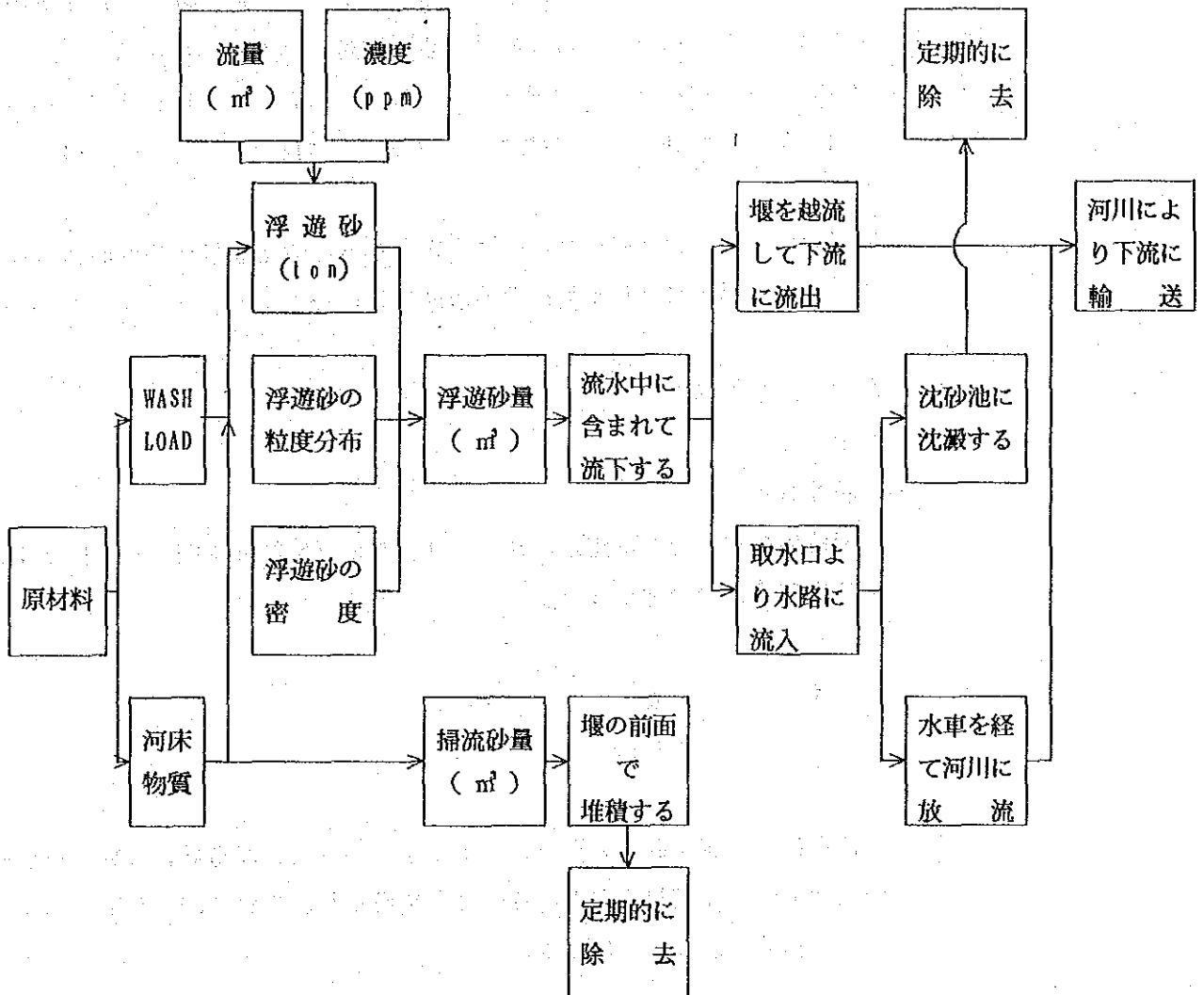


図- 7.8 土砂流出の機構と流出土砂量のフロー

7.4.1 土砂流出状況

Ovejas川の流域は比較的急峻で溪谷も深い。流域の植生は良好である。流出する土砂は河床と堤防の浸食および段丘、崖錐の崩壊によるガリー浸食が主なものである。

浮遊土砂量曲線はLos Cambulos測水所での資料で作成したRating曲線を図-7.9に示す。測水所地点での堆砂量 (ton/年) は次のとおりである。

河川	集水面積 (km ²)	河川流出量			濃度		浮遊土砂量 10 ³ ton/year
		全流出量 10 ³ m ³ /year	最大流量 m ³ /s	最小流量 m ³ /s	最大値 ppm	最小値 ppm	
Ovejas	851.9	918,200	148.9	3.5	616	9	92

Ovejas川のLos Cambulos測水所に流送される浮遊土砂量は集水面積当り1年間で108ton/km²となり年平均浮遊砂濃度は100ppmとなる。

7.4.2 流出土砂量の推定

(1) 主要物性

(a) 粒度分布

掃流砂の粒度分布は測定されており、その平均粒度を図-7.10に示す。その粒度構成は次の様になる。

礫	砂	シルト
70%	25%	5%

浮遊砂、沈澱土砂等の資料は入手できなかった。浮遊砂については貯水池の堆砂に関する資料を参考に粒度分布を推定し、これを図-7.11に示す。その粒度構成は次のようになる。

砂	シルト	粘土
10%	60%	30%

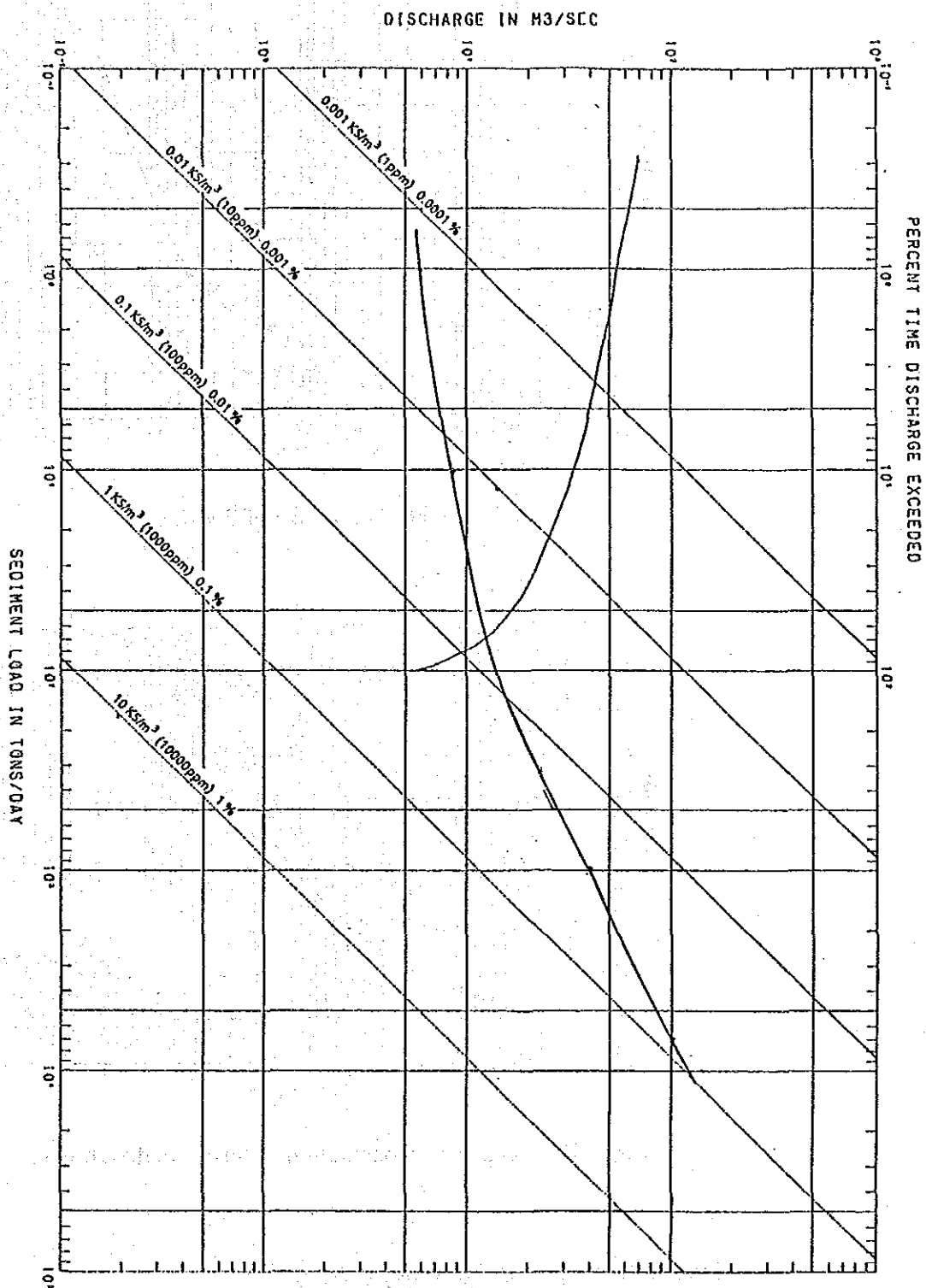


Fig. 7.9 Sediment Rating Curve

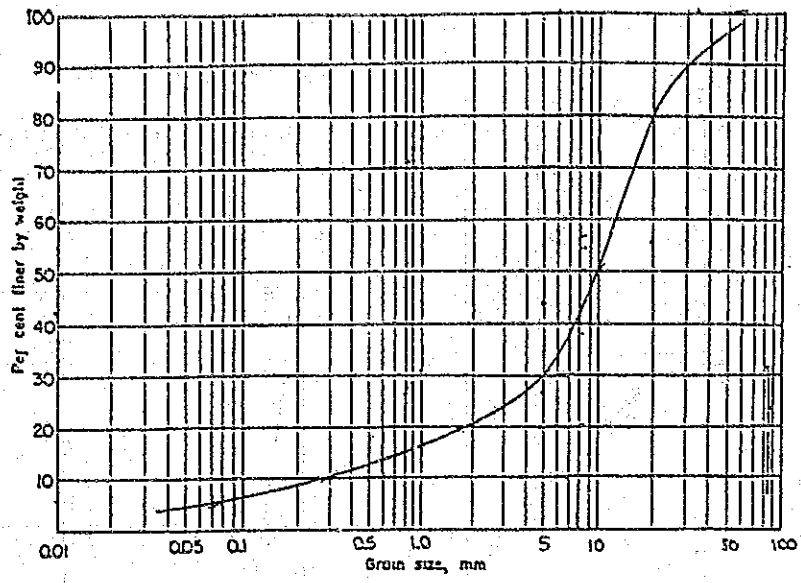


Fig. 7.10 Grain Size of Bed-load

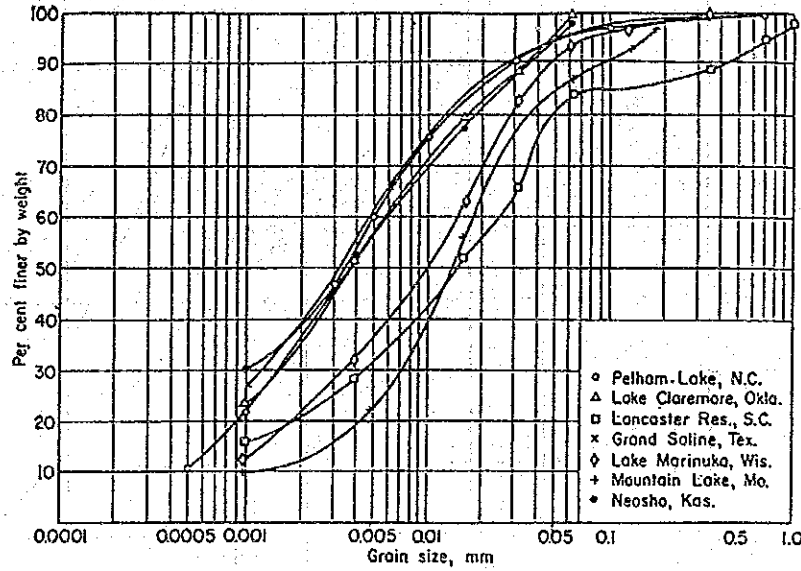


Fig. 7.11 Grain Size Constitution of Suspended Sediment *

* Handbook of Applied Hydrology (17-16)

(b) 単位体積重量

流出土砂の単位体積重量は資料が入手できなかったので文献を参考に決定する。砂および礫の単位体積重量は圧密荷重にも影響されるが沈澱後比較的短時間に圧密が終了し、粘土やコロイド等の細粒子は砂や礫に比べて長時間を必要とする。既往の実例より貯水池での堆砂の粒度構成とその時の荷重の作用条件（水面下又は水面上）から表-7.7 に示す範囲となる。

表-7.7 単位体積重量の範囲 (ton/m³) *

粒 径	ほとんど水面下	水面上
粘土	0.64 ~ 0.96	0.96 ~ 1.28
シルト	0.88 ~ 1.20	1.20 ~ 1.36
粘土とシルトの混合（等量）	0.64 ~ 1.04	1.04 ~ 1.36
砂とシルトの混合（等量）	1.20 ~ 1.52	1.52 ~ 1.76
粘土、シルトと砂の混合（等量）	0.80 ~ 1.28	1.28 ~ 1.60
砂	1.36 ~ 1.60	1.36 ~ 1.60
礫	1.36 ~ 2.00	1.36 ~ 2.00
砂と礫	1.52 ~ 2.08	1.52 ~ 2.08

* Handbook of Applied Hydrology

(2) 土砂の流出量

土砂の取水口地点での流出量の検討は浮遊砂と掃流砂について考慮する。浮遊砂は濃度測定と流量記録から求められる。掃流砂は量的記録が入手されていない。掃流砂は一般に全堆砂量の10~15%と言われておりコロラド川の掃流砂は全堆砂量の12~15%である。インダス川の掃流砂はタルベラダム（パキスタン国）地点で浮遊砂の5%と世銀調査団が推定している。

(3) 年間流入土砂量

取水口地点での年間流入土砂量は測水所地点の値を集水面積比で換算して求める。

集水面積	河川流出量	浮遊砂量	掃流砂量	流入砂量
(km ²)	10 ⁶ (m ³)	10 ³ (ton)	10 ³ (ton)	10 ³ (ton)
853.8	920	92	8	100

平均粒度構成と各粒径ごとの単位重量から流入土砂の平均密度は次のように求める。

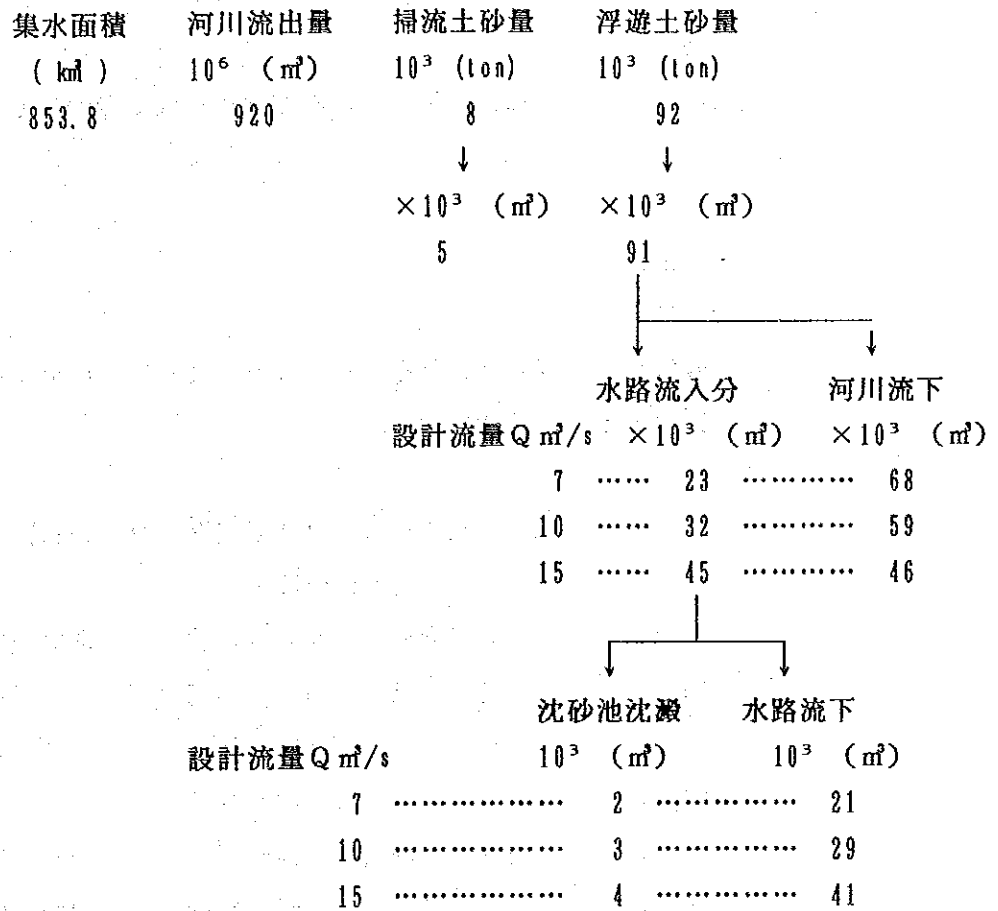
掃流土砂

	礫	砂	シルト	合計
粒度構成 (%)	70	25	5	100
単位体積重量 (ton/m ³)	1.68	1.48	1.04	
粒度ごとの単位重量 (ton/m ³)	1.176	0.37	0.052	1.598... 1.60

浮遊土砂

	砂	シルト	粘土	合計
粒度構成 (%)	10	60	30	100
単位体積重量 (ton/m ³)	1.48	1.04	0.80	
粒度ごと単位重量 (ton/m ³)	0.148	0.624	0.240	1.01

掃流砂の全ては取水堰と取水口前面に堆積し水路への流入は無いものとする。浮遊砂は設計流量の範囲内で流量に含まれて取水口より水路へ流下する。水路に流入した浮遊砂は一部の粒子が沈砂池で沈澱し残りの浮遊砂は流水と共に水車を経て河川に放流される。設計流量以上の河川流量に含まれている浮遊砂は流量と共に堰を越流して河川を流下する。



以上の解析結果から取水堰前面での堆砂量は年平均14 m³/日沈砂池での沈澱土砂量は使用水量10 m³/sの場合8 m³/日が予想される。これらの堆積土砂量の除去対策は充分考慮しなければならない。

7.5 水質解析

水質のうち最も設備に影響を与えると考えられる酸性等と比抵抗について検討する。

7.5.1 判定基準

(1) 酸性等

酸性等による影響はこれを判断するのに表-7.8 に示す基準及び表-7.9 に示す既往の事例を参考にする。

表-7.8 水の浸食性の判断基準 (DIN 4030)

項目	浸食性の等級		
	弱い浸食性	強い浸食性	非常に強い浸食性
PH	6.5~5.5	5.5~4.5	4.5以下
CO ₂ mg/l	15~30	30~60	60 以上
NH ₄ ⁺ mg/l	15~30	30~60	60 以上
Mg ²⁺ mg/l	100~300	300~1500	1500 以上
SO ₄ ²⁻ mg/l	200~600	600~3000	3000 以上

表-7.9 水の浸食環境におけるコンクリートの被害例

項目	水の性質	被害状況
地下水	PH:2.3~6.7	トンネルコンクリート 施工後約4年で漏水の徴候が現れる。 7年後では吹付けモルタル層の剥離、 コンクリートの欠落が始まる。
河川水 (吾妻川)	PH:3.1~2.7 Mg ²⁺ :13.5 ppm SO ₄ ²⁻ :316.8 ppm Cl ⁻ :101.8 ppm	コンクリート供試体(φ15cm)の浸漬試験 単位セメント量320Kg/m ³ 、W/C=53.1% 材令3か月のものを河川中に浸漬したところ、 15か月後その直径が14.6cmに減少した。 表面から約2mmが溶脱、次の2~3mmは 脆くなっていた。

(2) 比抵抗

比抵抗の小さい水は鋼の腐蝕を促進する可溶性塩類を多く含むため腐蝕性が大きい。比抵抗が腐蝕に及ぼす影響は表-7.10に示す米国標準局(NBS)の調査結果からも明らかであるが、例外のあることも知られており、比抵抗だけから腐蝕性を判定することは困難である。

表-7.10 比抵抗と腐蝕性

腐蝕性	酸性度		比抵抗 $\Omega \cdot \text{cm}$	12年間の最大孔蝕深さ mm
	PH	全酸度		
	7.8	3.0	1770	0.74
	4.5	4.6	11200	1.19
	7.3	2.6	2980	0.99
	5.9	12.8	45000	1.02
	7.6	Alkaline	350	3.02
	7.4	ditto	263	3.48
	9.4	ditto	278	4.39
	6.8	36.0	800	2.62

7.5.2 水質の評価

水質試験の結果はつぎのとおりである。

測定年	PH	比抵抗 Micromhos	SO ₄ mg/l	Cl mg/l	CaCO ₃ (Total)	Na	Fe mg/l
1964	—	104~56	—	0.3~0.05	—	—	—
1965	—	164~56	—	0~0.05	—	0.3~0.08	—
1966	—	80~67	—	0.02~0.05	—	0.3	—
1969	—	53	0.22	0.30	—	—	—
1970	—	56	0.31	0.3~0.4	—	0~0.05	—
1975	—	—	—	—	—	—	—
1989	7.28 ~ 6.54	135~114	5~18	1.5~3.5	20	—	0.65 ~ 0.15

PHの値より酸性による浸食性は考えられない。

比抵抗値は低いが、塩化物も低く腐食性の程度は明らかでない。

第8章 発電計画

既設発電所の最大使用水量は、7.0 m³/sでこの流量を基準として発電計画を立てる。即ち取水口地点の代表的な流況曲線において、その流量設備利用率が50%を下回らない範囲内で最大使用水量を変えて発電出力及び年間の発生電力量を計算し技術的、ならびに経済的に適正な発電計画の実現を図る。

8.1 比較案の検討

本地点の水力発電設備の修復に当っては、取水設備から水槽迄の設備はすべて改造あるいは新設が必要であり、加えて発電機器は理論上の発電出力と既設定格出力のギャップを埋める必要がある。

又河川流況に対し現況の水利用率は低く、出力増加の可能性も持っている。

従って本計画においては単に既設発電設備の現状修復案だけに留らず発電規模の最適化案迄含めて比較検討すべきである。

(1) 最大使用水量

本計画地点における既設水路は鉄管路である。水利解析の結果によれば既設鉄管路は流量7.0 m³/sまでは現形状で通水する能力を保有していることから、水路を鉄管路案及びコンクリート造カルバート案で比較を行う。したがって最大使用水量の比較案を取水口地点における代表的な河川流況曲線図-8.1に示すようにQ = 7.0 m³/s (REH-1.2)、10.0 m³/s (ATL-1)、15.0 m³/s (ALT-2)の4ケースに設定し、それぞれの発電出力及び年間発生電力量を算定する。

(2) 基準有効落差

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は取水位と放水位より求まる総落差から次式により求まる損失水頭を減じて求める。

$$H_e = H_g - \Sigma \Delta H$$

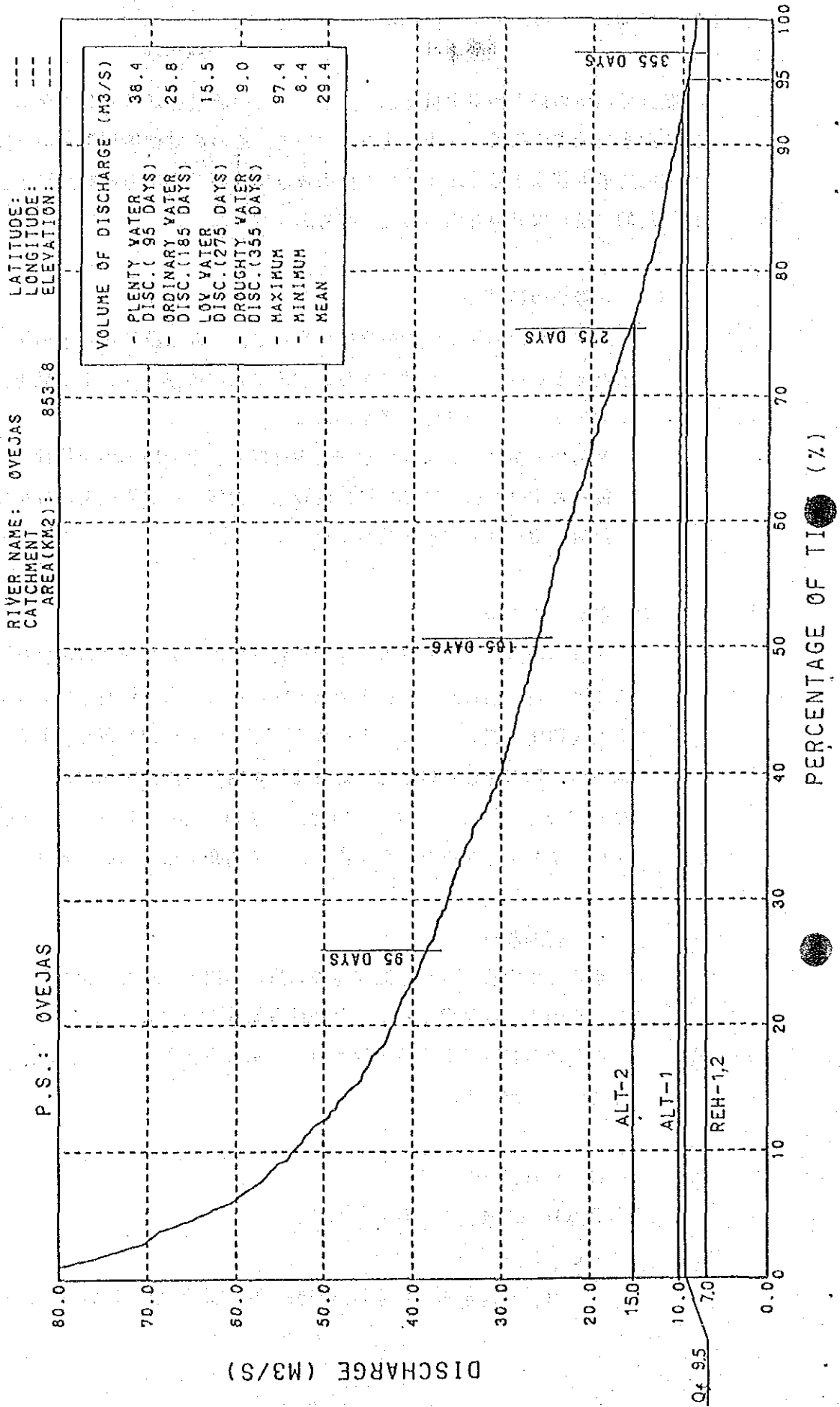
$$\Sigma \Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_3$$

ここに

$$H_g = \text{総落差} ; \text{取水位} (1140.0) - \text{放水位} 1111.0 \text{ m} = 29.0 \text{ m}$$

図-8.1 Ovejás 水力発電所取水口地点の流況曲線図

TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



$\Sigma \Delta H =$ 全損失水頭 (m)

$\Delta H_1 =$ 取水口に於ける損失水頭 (m)

$\Delta H_2 =$ 導水路における損失水頭 (m)

$\Delta H_3 =$ 水圧管に於ける損失水頭 (m)

$$\Delta H_1 = \frac{V^2}{2g} \times (1 + f_1) + \Delta h_1$$

$V^2 / 2g =$ 流速水頭 (m)

$f_1 =$ 流入損失係数 0.1

$\Delta h_1 =$ 余裕 (m)

表-8.1 取水口に於ける損失水頭

	Q (m ³ /s)	V (m/s)	$V^2 / 2g$ (m)	$V^2 / 2g (1+0.1)$ (m)	Δh_1 (m)	ΔH_1 (m)
REH-1.2	7.0	1.30	0.086	0.095	0.025	0.120
ALT-1	10.0					
ALT-2	15.0					

$$\Delta H_2 = i \times L + \Delta h_2$$

$i =$ 導水路勾配 1/1400

$L =$ 導水路延長 1,230 m

$\Delta h_2 =$ 余裕 (m)

流量 Q m³/s が変化しても水頭損失は不変

$$\Delta H_2 = 1/1400 \times 1230 + 0.02 = 0.90 \text{ m}$$

$$\Delta H_3 = V^2 / 2g (1 + f_2 + f_3 L / D + f_m) + \Delta h = V^2 / 2g (1.85 + f_3 L / D) + \Delta h$$

$V^2 / 2g =$ 流速水頭 (m)

$f_2 =$ 流入損失係数 0.1

$f_3 =$ 摩擦損失係数 $124.6 n^2 / D^{1/3}$

$L =$ 水圧管路の延長 (m)

$D =$ 管路の径 (m)

$f_m =$ 分岐損失係数 0.75

$\Delta h =$ 余裕 (m)

$n =$ 粗度係数 0.012

表-8.2 水圧管による損失水頭

	D (m)	L (m)	v (m/s)	$\frac{v^2}{2g}$ (m)	$f_3 = \frac{124.6 \times n^2 \times L}{D^{4.73}}$ n = 0.012	$\frac{v^2}{2g} (f_3 + 1.35)$ (m)	Δh_3 (m)	ΔH_3 (m)
REN-1	1.6	65.0	3.48	0.618	0.623	1.528	0.5	2.03
ALT-1	2.0	"	3.35	0.573	0.463	1.325	0.5	1.83
ALT-2	2.4	"	3.32	0.561	0.363	1.241	0.5	1.74

表-8.3 基準有効落差の計算結果

	Q (m ³ /s)	H _e (m)	ΔH_1 (m)	ΔH_2 (m)	ΔH_3 (m)	$\Sigma \Delta H$ (m)	H _e (m)
REN-1, 2	7	29.0	0.12	0.90	2.03	3.05	25.95
ALT-1	10	29.0			1.83	2.85	26.15
ALT-2	15	29.0			1.74	2.76	26.24

H_e = 26.0m とする。

8.2 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。

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

ここに P : 発電出力 (kW)

Q = 任意の使用水量 (m³/s)

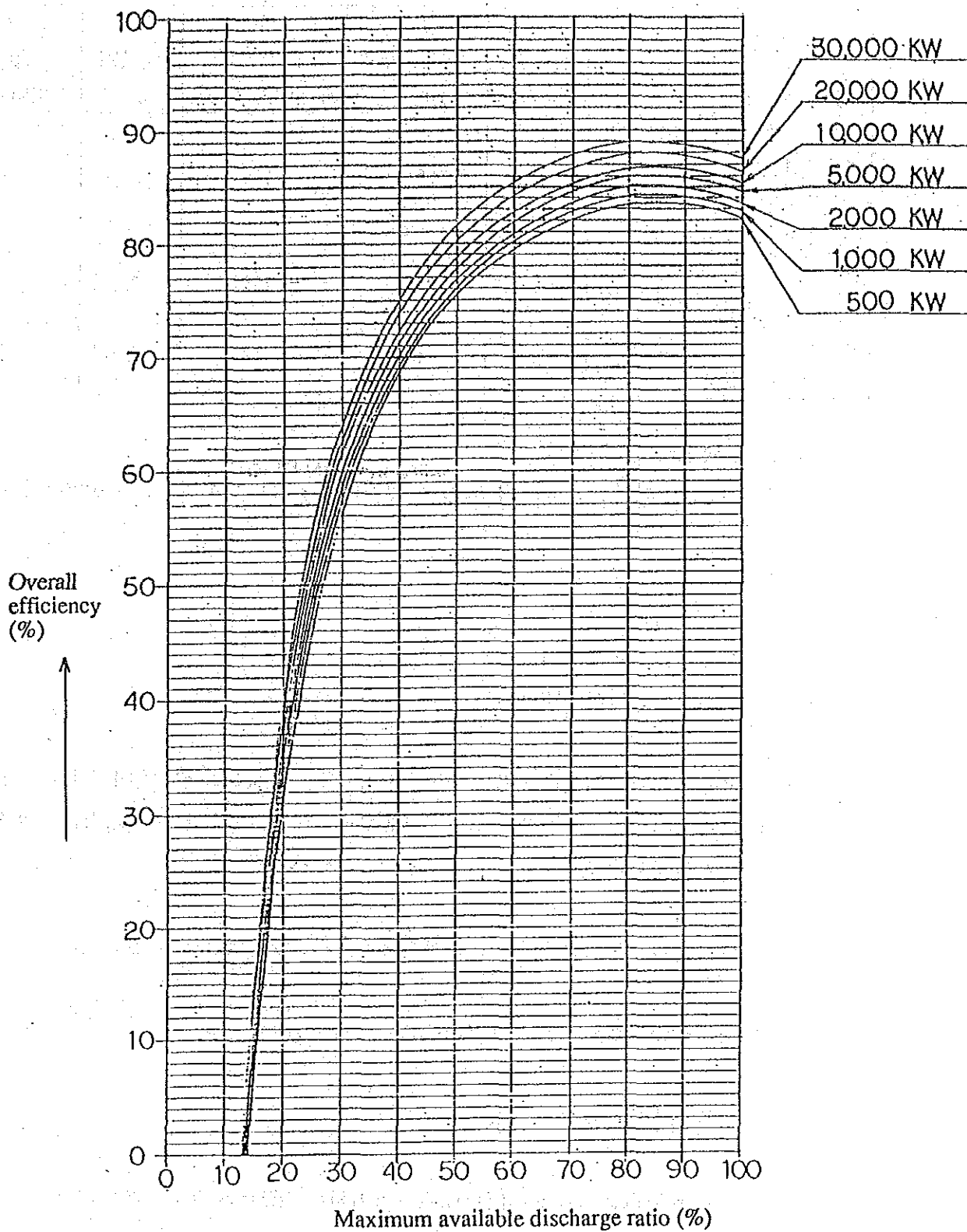
H_e = 基準有効落差 (m)

π = 水車及び発電機の合成効率 (単純容量の合成効率)

9.8 = 定数 (重力加速度 m/s²)

合成効率 (η) は水車効率 (η_t) 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-8.4 の通りである。

Fig. 8.2 Resultant Efficiency Curve of Francis Turbine and Generator



(Source: The above curve is drawn according to the study standard for formulation of hydroelectric development plan (March, 1981).

表-8.4 発電出力の計算

項 目 比 較 案	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)
現状復旧案 (REH-1) 導水路鉄管案	7.0	26.0	1783	-	1000
現状復旧案 (REH-2) コンクリート造カルバート案					
代替案 1 (ALT-1) コンクリート造カルバート案	10.0	26.0	2548	0.830	2100
代替案 2 (ALT-2) コンクリート造カルバート案	15.0	26.0	3822	0.830	3100

8.3 年間可能発電電力量

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

$$E = P \times t \text{ (kWh)}$$

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

ここに P : 発電出力 (kW)

t : 運転時間 (hr)

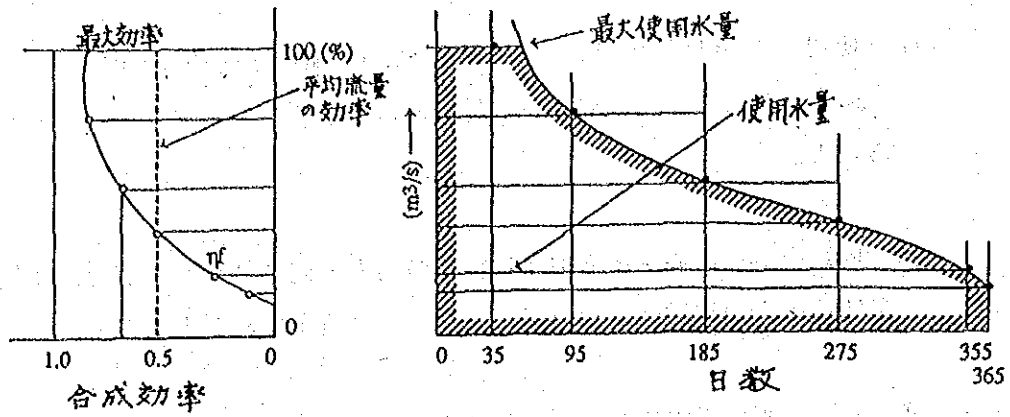
水力発電所が年間を通じて事故停止もせず、点検維持補修停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発生が可能な電力量 (年間可能発電電力量) は次のような方法で算出される。

- (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方法。

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1km上流にあるCVC所管のLos Cambulos測水所のデータから換算したものであること。
- ② Los Cambulos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)の方法と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 ⑦×②×24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

8.3.1 年間可能発電電力量の計算

流況一効率法によって比較代替案毎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。

- (1) 最大使用水量 $3.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの現状復旧案 (REH-1, REH-2) の場合の年間発電電力量 9.102 GWh (100%)
- (2) 最大使用水量 $5.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案1 (ALT-1) の場合の年間発電電力量 18.4 GWh (99.5%)
- (3) 最大使用水量 $7.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニットの代替案2 (ALT-2) の場合の年間発電電力量 26.2 GWh (94.0%)

表-8.5 年間可能発電電力量の計算

(1) 現状復旧案、導水鉄管路案 (REH-1) 及びコンクリート造カルバート案 (REH-2)
 最大使用水量 $3.5 \text{ m}^3/\text{s} \times 2$ ユニット、基準有効落差 26.0 m 、水車型式 フランシス水車

ユニット番号	日順	日数	使用水量 (m^3/s)	負担率 使用水量 最大使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)	備考
No.1	365	365	3.5	1.0	0.830	739	739	6.747	新設
No.2	365	365	3.5	1.0	0.340	300	300	2.628	既設
計	—	—	7.0	1.0	—	1039	1039	9.102	—

(2) 代替案1 (ALT-1) コンクリート造カルバート案

最大使用水量 5.0m³/s×2ユニット、基準有効落差26.0m、水車型式 フランシス水車

日順	日数	使用水量 (m ³ /s)	負担率 使用水量 最大使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	338	10.0	1.0	0.83	2114	2114	17,148
340	2	9.9	0.99	0.832	2098	2106	101
345	5	9.6	0.96	0.836	2044	2071	248
350	5	9.3	0.93	0.839	1988	2016	241
355	5	9.0	0.90	0.84	1926	1957	234
360	5	8.6	0.86	0.843	1847	1886	226
365	5	8.4	0.84	0.843	1804	1825	219
計	365	—	—	—	—	(1996)	18,417

(3) 代替案2 (ALT-2) コンクリート造カルバート案

最大使用水量 7.5m³/s×2ユニット、基準有効落差26.0m、水車型式 フランシス水車

日順	日数	使用水量 (m ³ /s)	負担率 使用水量 最大使用水量	合成効率 η	発電力 (kW)	平均電力 (kW)	発電電力量 (MWh)
最大	278	15.0	1.0	0.83	3172	3172	21,163
280	2	14.9	0.993	0.832	3158	3165	151
285	5	14.4	0.960	0.836	3067	3112	373
290	5	14.1	0.940	0.838	3010	3038	364
295	5	13.2	0.880	0.842	2831	2920	350
300	5	12.9	0.860	0.843	2770	2800	336
305	5	12.4	0.826	0.842	2660	2715	325
310	5	12.0	0.800	0.841	2571	2615	313
315	5	11.6	0.773	0.839	2479	2525	303
320	5	11.4	0.76	0.837	2431	2455	294
325	5	10.9	0.726	0.832	2310	2370	284
330	5	10.6	0.706	0.830	2241	2275	273
335	5	10.2	0.68	0.824	2141	2191	262
340	5	9.9	0.66	0.819	2065	2103	252
345	5	9.6	0.64	0.814	1991	2028	243
350	5	9.3	0.62	0.808	1914	1952	234
355	5	9.0	0.600	0.802	1839	1876	225
360	5	8.6	0.573	0.729	1735	1787	214
365	5	8.4	0.560	0.788	1686	1710	205
計	365	—	—	—	—	(2463)	26,164

第9章 修復計画

現状復旧案に限らず改良による出力増加案にとっても、その計画立案に当ってはスクラップ・アンド・ビルド方式ではなくて現存施設を最大限利用して、発電機能の再生或いは増加を図るものとする。尚修復計画立案に際しては、電力連係公社（ISA）が1987年6月に発刊した評価基準に準拠する。

9.1 修復計画案の策定

既に4.3にも述べた通り、本発電所は、取水設備、沈砂池と水路の新設及び水槽の改造を必要としている。

水圧管及び発電機器は利用できれば既存設備を利用するが変電機器は新品の調達、取替えが必要である。

本発電所修復の狙いを

- ・理論上の発電出力と既設備容量のギャップを埋める。
- ・現状の低い河川水利用率の適正値へのアップとして最大使用水量の比較案、即ち表-9.1に示す $Q = 7.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 、 $10.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 及び $15.0 \text{ m}^3/\text{s}$ の3ケースについて修復計画を行う。

それぞれの修復計画案について建設工事費を積算し、kW当りの建設コストならびに発電コストを算定比較することによって最適修復計画を選定する。

9.2 修復工事費の積算

建設工事費は、発電機器費の予算と土建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。

9.2.1 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-9.2の通りである。

CIF価格は表-9.3の通りで $CIF/FOB=1.12$ の比率になっている。

表- 9.1 Ovejas 水力発電所修復計画 比較代表案

代 替 案		導水路鉄管案	コンクリート造カルバート案		
		REH-1	REH-2	ALT-1	ALT-2
項 目					
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。			

表-9.2 発電設備の仕様と FOB価格

(金額単位、百万円)

項 目		比較代替案				
		REH-1	REH-2	ALT-1	ALT-2	
仕 様	設計流量 (m ³ /s)	3.5	3.5	5.0	7.5	
	基準有効落差 (m)	26.0	26.0	26.0	26.0	
	理論出力 (kW)	891	891	1,274	1,911	
	水車機種	フランス	フランス	フランス	フランス	
	水車出力 (kW)	780	780	1,120	1,670	
	発電機力率	0.9	0.9	0.9	0.9	
	発電機出力 (kVA)	830	830	1,200	1,800	
	主変圧器容量 (kVA)	830	830	2,400	3,600	
	F O B 機 器 価 格 百 万 円	発 電 機	①水車及び付属機器	52.7	52.7	62.1
②発電機及び付属機器			29.8	29.8	34	40
③=①+② 小計			82.5	82.5	96.1	116.5
④ユニット数			1	1	2	2
⑤=③×④ 計			82.5	82.5	192.2	233
⑥ 4.16kV コントロールギヤ他		8.6	8.6	13.7	13.7	
⑦主変圧器及び変電設備		8.3	8.3	9.7	12	
⑧=⑤+⑥+⑦ 合計	99.4	99.4	215.6	258.7		

表-9.3 発電設備のCIF価格

(金額単位：百万円)

代替案	現状復旧案			出力増加案					
	REH-1, REH-2			ALT-1			ALT-2		
	外貨分	現地貨分	外貨分	外貨分	現地貨分	外貨分	外貨分	現地貨分	外貨分
① FOB価格	99.4	—	215.6	—	—	258.7	—	—	—
② 運賃・保険	11.9	—	25.9	—	—	31	—	—	—
③ 税金	—	22.2	—	48.1	—	—	—	57.7	—
④ 付加価値税	—	13.3	—	28.9	—	—	—	34.7	—
⑤ その他	—	21.9	—	47.4	—	—	—	56.9	—
⑥ 計	111.3	57.4	241.5	124.4	—	289.7	—	149.3	—
⑦ Contingency	16.9	—	36.7	—	—	44.0	—	—	—
⑧ Eng. Fee	14.8	—	32.1	—	—	38.5	—	—	—
⑨ 計	143	57.4	310.3	124.4	—	372.2	—	149.3	—
⑩ 総計		200.4	434.7			521.5			

9.2.2 土建工事費の積算

土建工事費は、主要構造物の復旧或は改造のための工事数量にCREDLCA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てある。

修復計画案毎に積算された土建工事費を比較すると表-9.4 の通りである。

表-9.4 土建工事費の積算

(金額単位10⁶ ペソ)

	導水路鉄管案	コンクリートカルバート案		
	REH-1	REH-2	ALT-1	ALT-2
取水堰及取水口工事	101.8	101.8	118.6	157.2
沈砂池工事	76.7	76.7	96.8	134.9
水路工事	896.5	242.8	271.7	319.8
水槽工事	104.9	104.9	136.9	169.6
水圧管路工事	6.0	6.0	63.2	84.8
機器基礎工事	26.5	26.5	66.6	78.4
発電所建屋工事	15.7	15.7	30.2	30.2
仮設備	271.7	271.7	271.7	271.7
その他雑工事	0	0	3.4	3.4
① 計	1,499.8	846.1	1,059.0	1,250.0
② Contingency ① × 0.15	225.0	126.9	158.8	187.5
③ Fug. Fee (①+②) × 0.10	172.5	97.3	121.8	143.8
④ 計 ①+②+③	1,897.3	1,070.3	1,339.6	1,581.3
⑤ Output Loss	0	0	10.5	10.5
⑥ 総計 ④+⑤	1,897.3	1,070.3	1,350.1	1,591.8

9.3 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、各比較代替案に共通する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。

$$1 \text{ US \$} = 140 \text{ 円}$$

$$1 \text{ US \$} = 369.4 \text{ pesos}$$

$$1 \text{ peso} = 0.379 \text{ 円}$$

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年据置で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。

9.3.1 kW当りの建設コストの比較

kW当りの建設コストを比較すると表-9.5 に示すようにALT-2案が増加出力当り 459千円/kWと最も低い値を示している。

表-9.5 kW当り建設コスト比較

項 目		比較代替案		出力増加案	
		現状復旧案	出力増加案	ALT-1	ALT-2
		REH-1	TEH-2	ALT-1	ALT-2
既設設備出力 (kW)	定格出力 P_0	900	900	900	900
	現有出力 P_e	650	650	650	650
修復後の出力 P_1 (kW)		1,000	1,000	2,100	3,100
回復又は増加出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)		350	350	1,450	2,450
修復工事費 (10 ⁶ 円)	外貨分 C_f	143.0	143.0	310.3	372.2
	現地貨分 C_l	776.4	463.0	636.1	752.6
	計 $C = C_f + C_l$	919.4	606.0	946.4	1,124.8
kW当りの建設コスト (千円/kW)	C/P_1	919.4	606	450	362
	$C/\Delta P$	2,626.9	1,731.4	653	459

9.3.2 kWh当りの発電コストの比較

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 U S \$ / kW) に建設工事費および建設資金の金利支払い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-9.6 の通りである。年間供給電力量当りの発電コストはALT-2案が4.1円/kWhと最低値を示している。

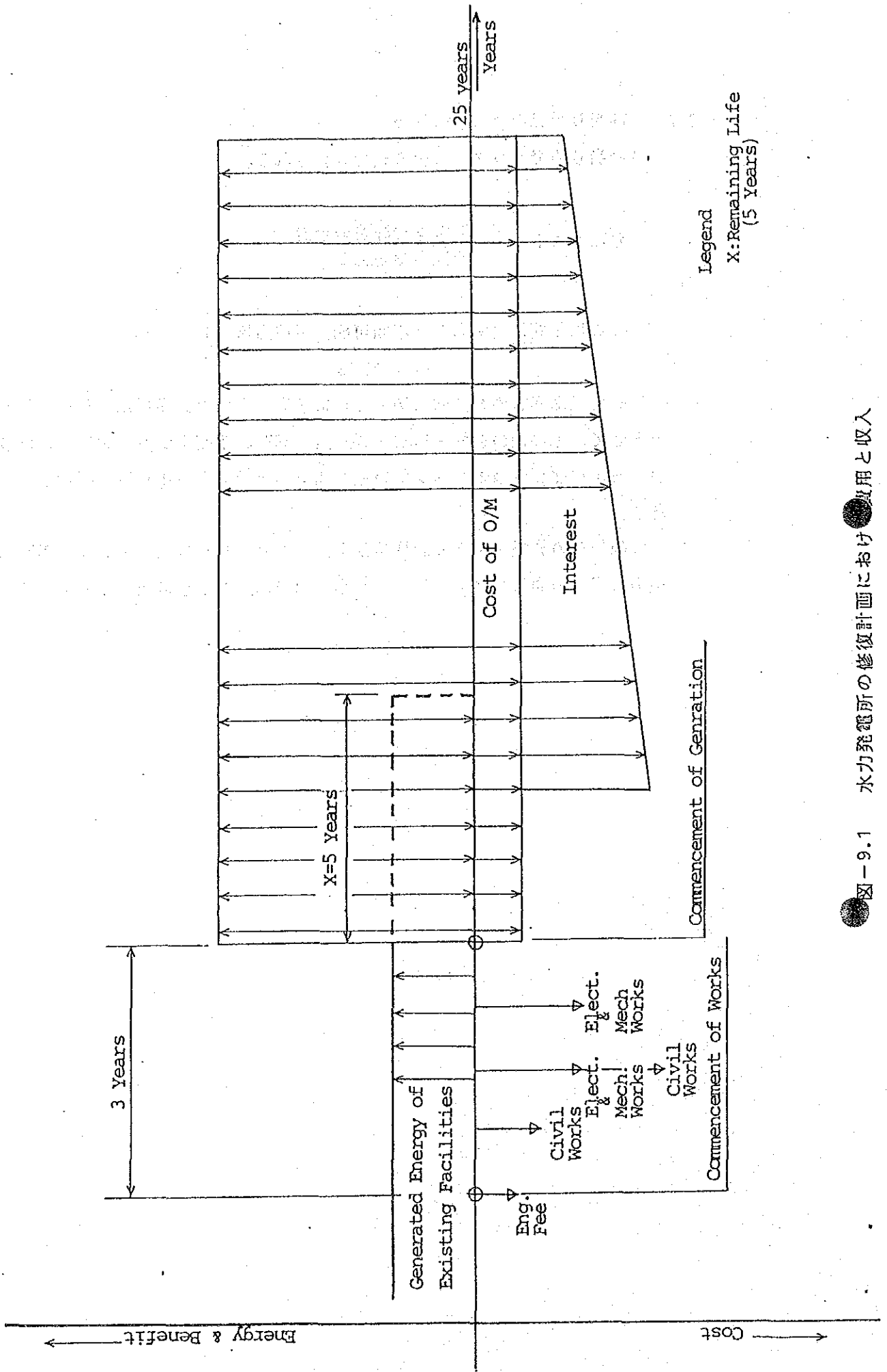


図-9.1 水力発電所の修復計画における費用と収入

表- 9.6 kwh 当り発電コストの比較

項 目		比較代替案				
		REH-1	REH-2	ALT-1	ALT-2	
既設発電設備 の現在能力		出力 P_e (kW)	650	650	650	605
		電力量 E_e (GWh)	2.97	2.97	2.97	2.97
修復計画	出力 P_1 (kW)		1,000	1,000	2,100	3,100
	電力量 E_1 (GWh)		9.10	9.10	18.4	26.2
	回復又は 増加電力	出力 $\Delta P = P_1 - P_e$ (kW)	350	350	1,450	2,450
		電力量 $\Delta E = E_1 - E_e$ (GWh)	6.1	6.1	15.4	23.2
発電端 経費の 合計 (百万円)	建設工事費 $C_1 = C_{f1} + C_{l1}$	外貨分 C_{f1}	143.0	143.0	310.3	372.2
		現地貨分 C_{l1}	776.4	463.0	636.1	752.6
		計	919.4	606.0	946.4	1,124.8
	支払金利 $C_2 = C_{f2} + C_{l2}$	外貨分 C_{f2}	230.2	230.2	499.6	599.2
		現地貨分 C_{l2}	788.8	470.4	646.3	764.6
		計	1,019.0	700.6	1,145.9	1,363.8
運転・維持・管理費 $C_3 = 4U. S. \$ \times P_1 \times 25年 \times 140円/U. S. \$$		14.0	14.0	29.4	43.4	
合計 $\Sigma C_i = C_1 + C_2 + C_3$		1,952.4	1,320.6	2,121.7	2,532.0	
25年間平均年間発電経費 (百万円) $C = \Sigma C_i \div 25$		78.1	52.9	84.9	101.3	
発電 コスト (円/kWh)	E_1 当り $C / (E_1 \times 0.95)$	9.0	6.1	4.9	4.1	
	ΔE 当り $C / (\Delta E \times 0.95)$	13.5	9.1	5.8	4.6	

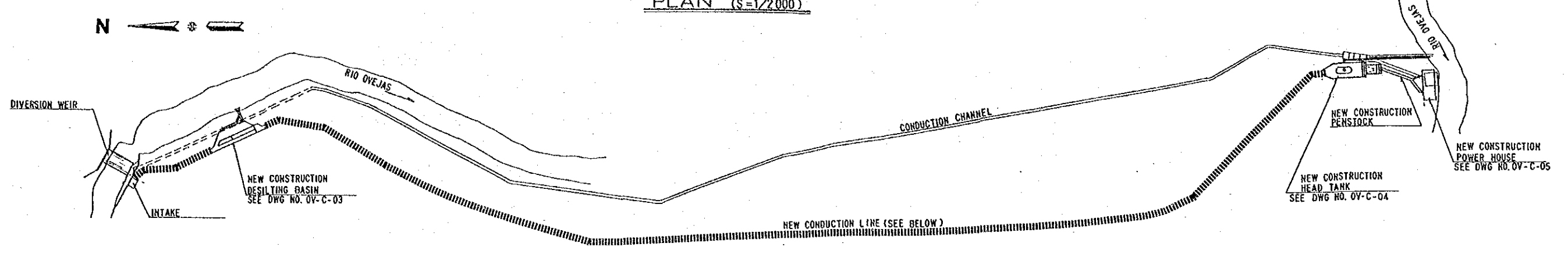
9.3.3 総合判定

各比較代替案毎のkWh当りの建設コストならびに kWh当りの発電コストは、何れもALT-2案が優れている事を示しているので本案を最適案として選定する。

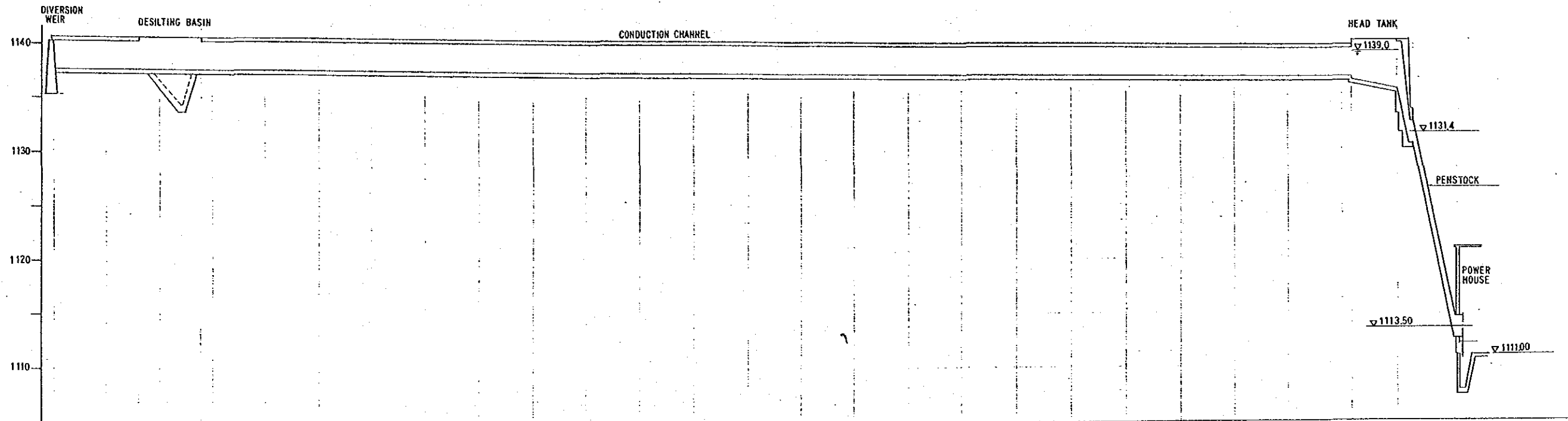
圖 面 集

Title	Drawing No.
General Plan and Profile (ALT-1)	OV-C-01
Diversion Weir & Intake, Desilting Basin (ALT-1)	OV-C-03
Head Tank (ALT-1)	OV-C-04
Powerhouse and Tailrace (ALT-1)	OV-C-05
Duration Curves	OV-H-01
Geological Plan	OV-G-01

PLAN (S=1/2,000)

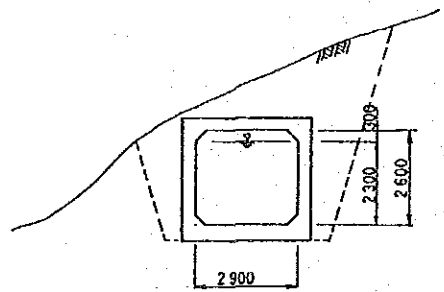


PROFILE (V=1/200, H=1/2000)



FORMATION LEVEL	NO. 0	NO. 1	NO. 1+300	NO. 2	NO. 2+300	NO. 3	NO. 4	NO. 5	NO. 6	NO. 7	NO. 8	NO. 9	NO. 10	NO. 11	NO. 12	NO. 13	NO. 14	NO. 15	NO. 16	NO. 17	NO. 18	NO. 19	NO. 20	NO. 21	NO. 22	NO. 23	NO. 24	NO. 24+100	NO. 25
ACCUMULATED DISTANCE	0.0	50.0	80.0	100.0	139.0	150.0	200.0	250.0	300.0	350.0	400.0	450.0	500.0	550.0	600.0	650.0	700.0	750.0	800.0	850.0	900.0	950.0	1000.0	1050.0	1100.0	1150.0	1200.0	1210.0	1250.0
DISTANCE	0.0	50.0	20.0	20.0	11.0	11.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	10.0	40.0	
STATION	NO. 0	NO. 1	NO. 1+300	NO. 2	NO. 2+300	NO. 3	NO. 4	NO. 5	NO. 6	NO. 7	NO. 8	NO. 9	NO. 10	NO. 11	NO. 12	NO. 13	NO. 14	NO. 15	NO. 16	NO. 17	NO. 18	NO. 19	NO. 20	NO. 21	NO. 22	NO. 23	NO. 24	NO. 24+100	NO. 25

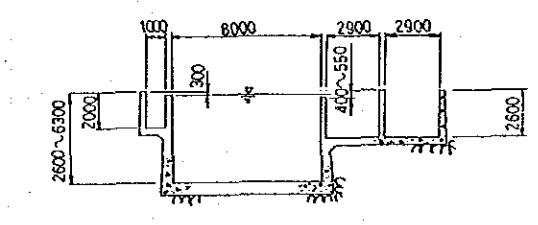
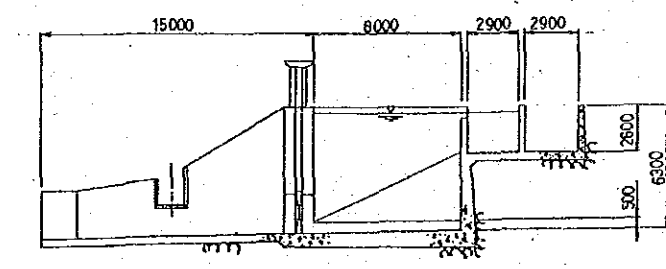
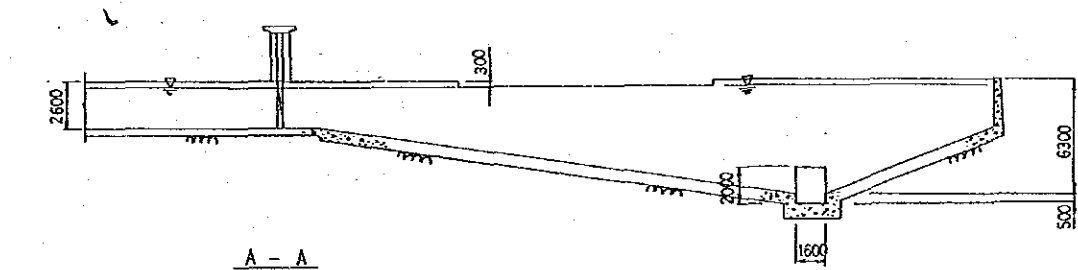
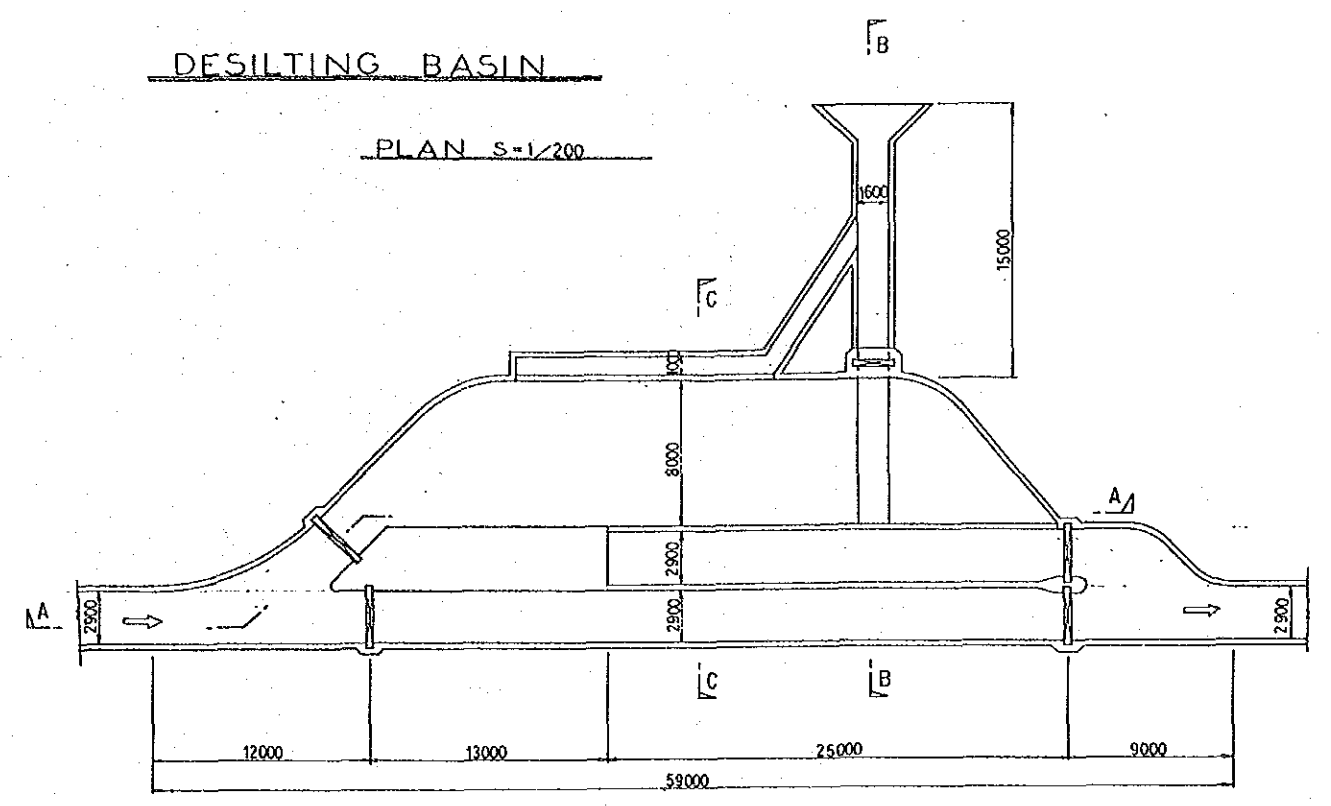
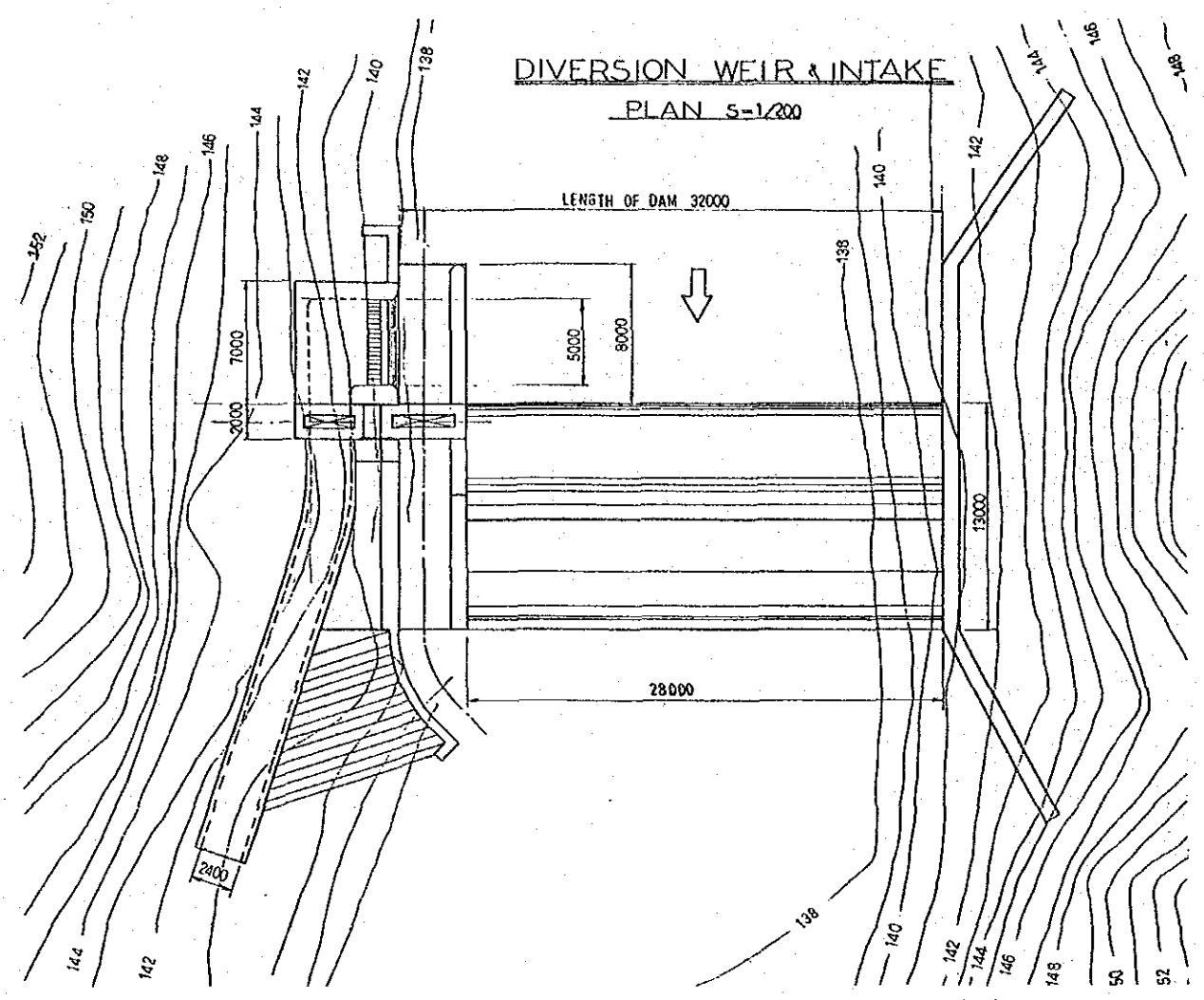
TYPICAL SECTION OF CONDUCTION CHANNEL (S=1/100)



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

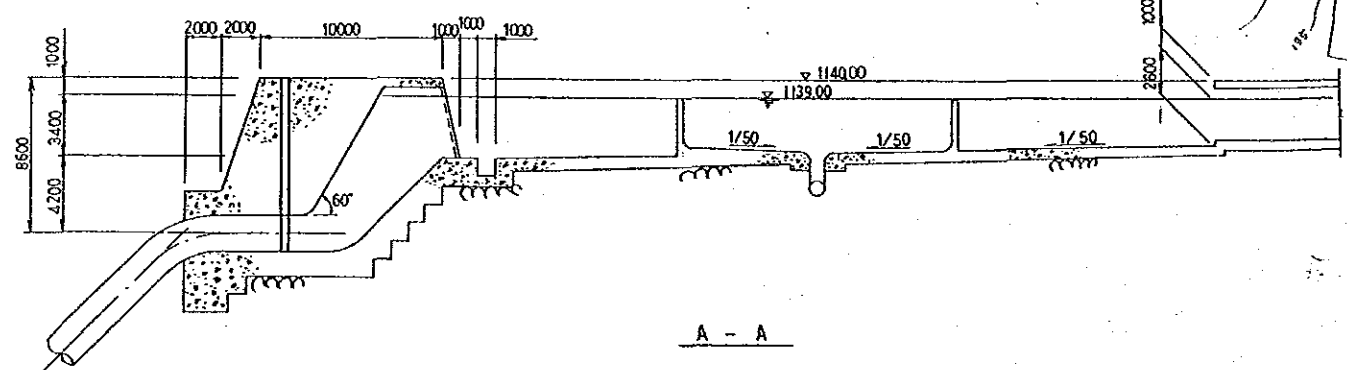
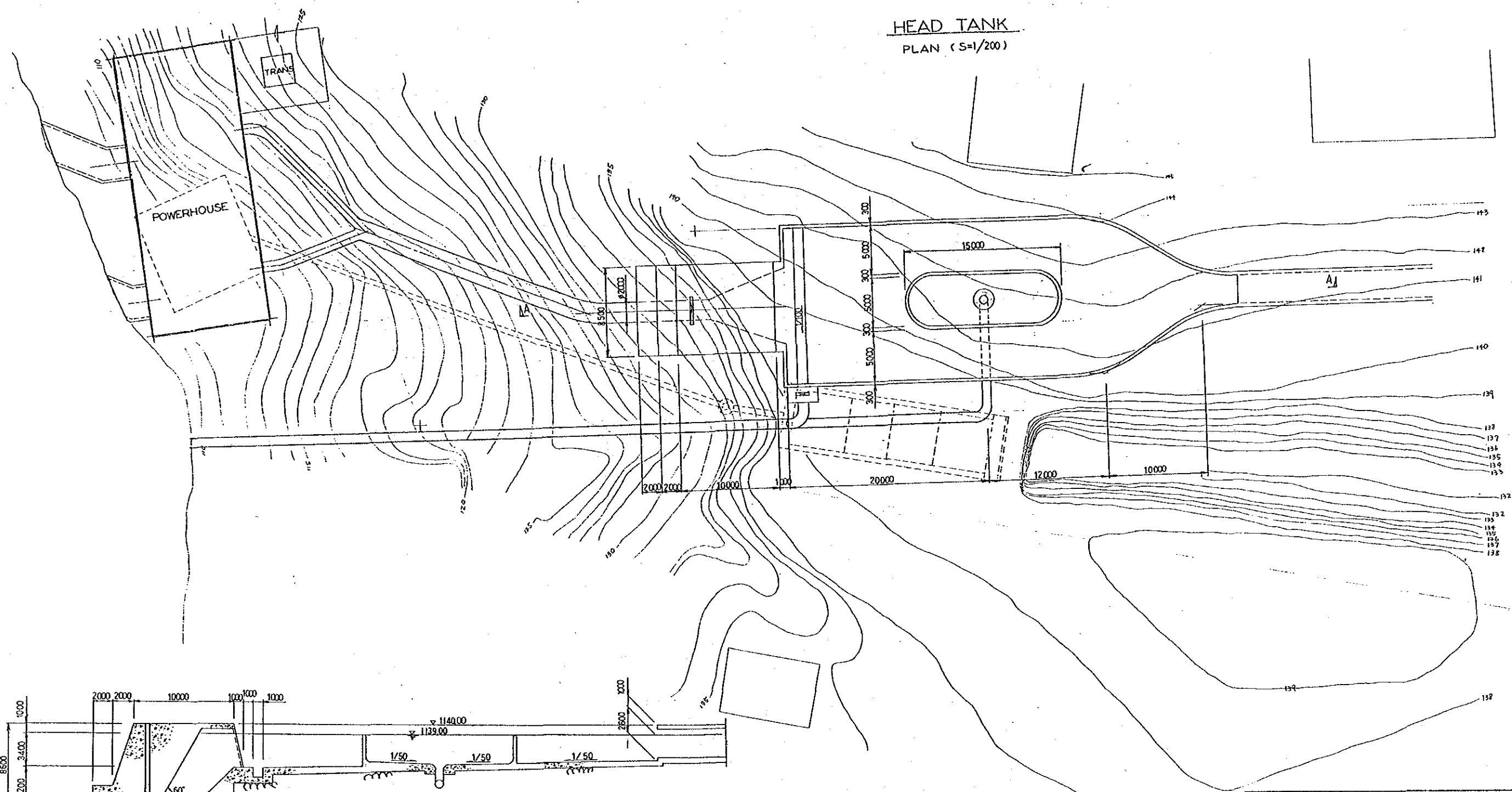
GENERAL PLAN AND PROFILE (ALT-1)

DRAWING NO.	OV-C-01
SCALE	1/2000
DATE	



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			
DIVERSION WEIR & INTAKE DESILTING BASIN..(ALT-1)..			
DRAWING NO.		OV-C-03	
SCALE	1/200	DATE	

HEAD TANK PLAN (S=1/200)

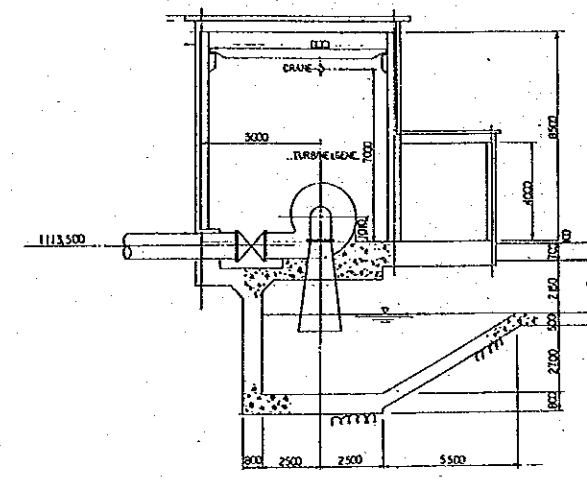
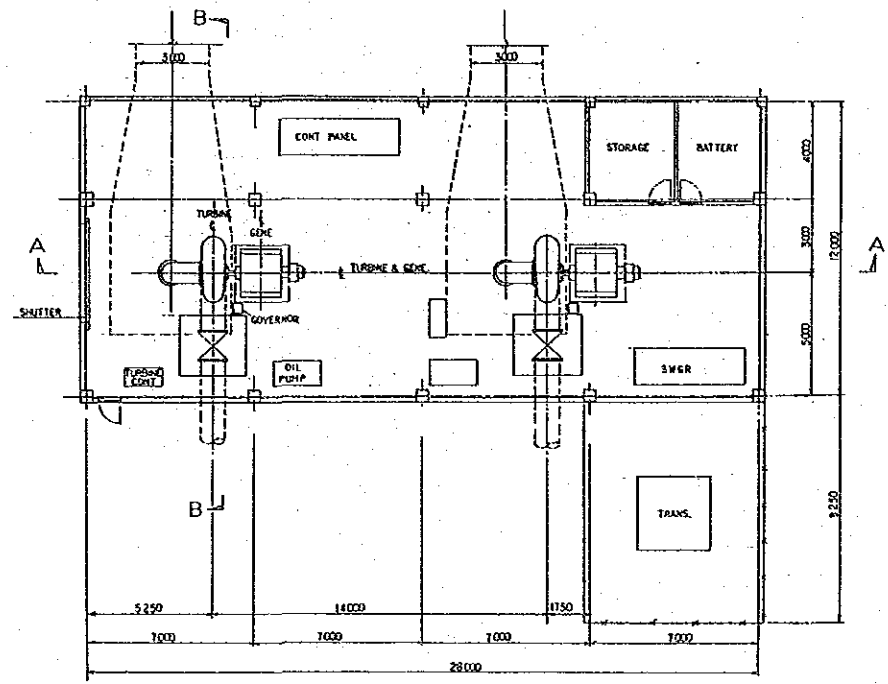


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)
 FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS
 REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA

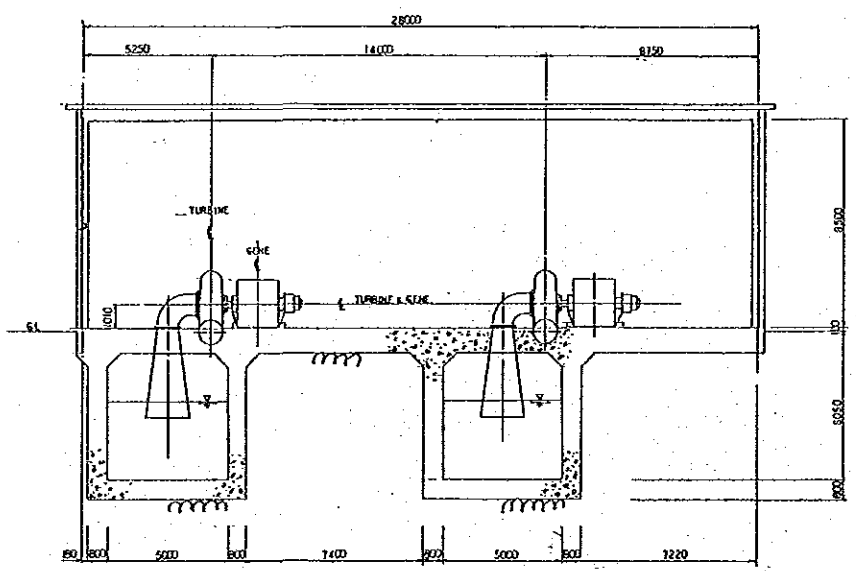
HEAD TANK (ALT-1)

DRAWING NO.		OV-C-04	
SCALE	1/200	DATE	

POWERHOUSE & TAILRACE PLAN (S = 1/150)



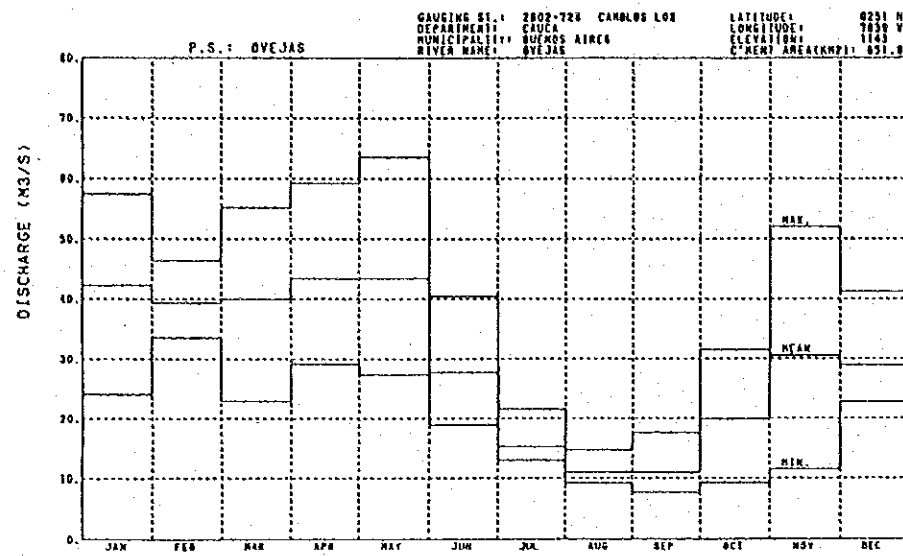
B - B



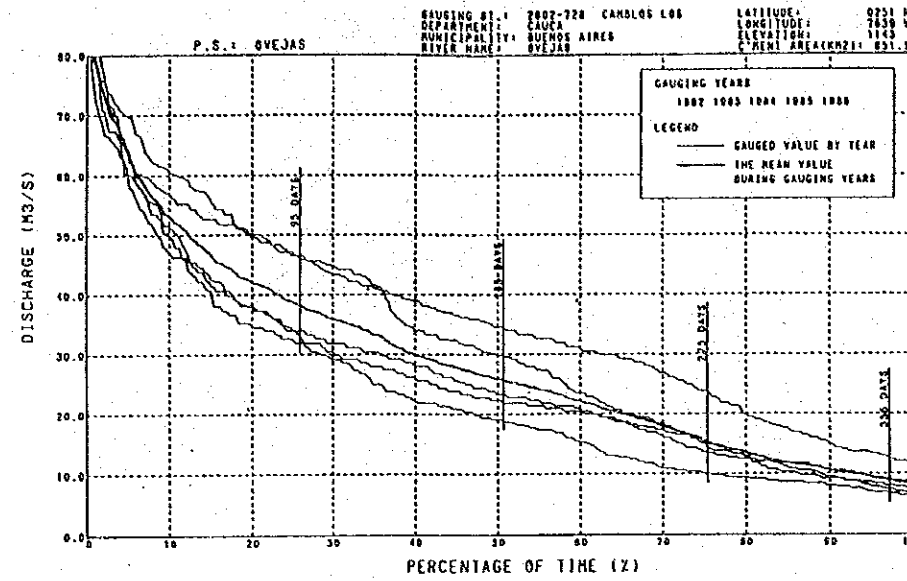
A - A

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			
POWERHOUSE AND TAILRACE (ALT-1)			
DRAWING NO.		OV-C-05	
SCALE	1/150	DATE	

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



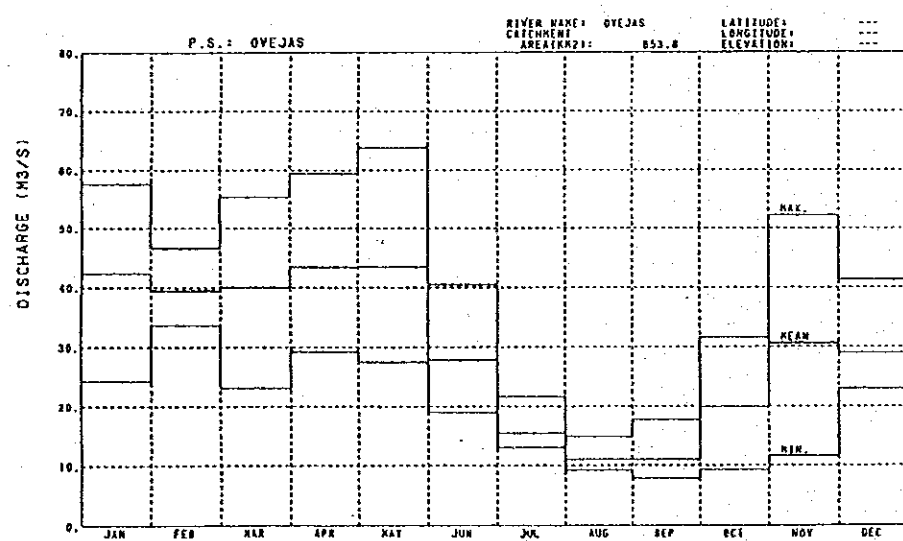
(3) FLOW DURATION CURVE AT GAUGING STATION SITE



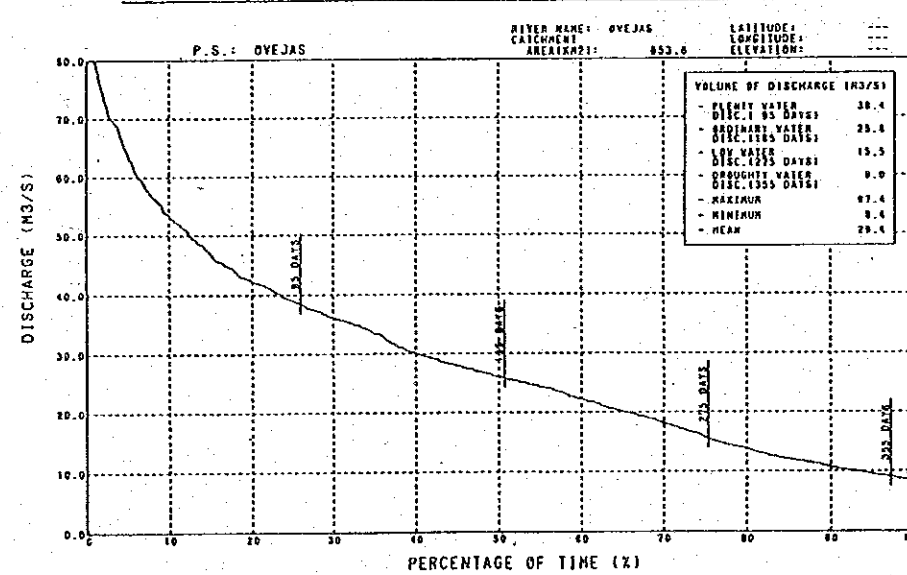
Data of Hydrological Gauging Station

No. of Station	2602 - 728
Name of Station	Cambulos Los
River	Ovejas
Management	CVC
Installation Year - Month	1981 07
Coordinates (Deg. - Min.)	
Latitude	0251
Longitude	7639
Above Sea Level s.n.m. (m)	1143
Long River (km)	— —
Catchment Area (km²)	— —
Water Shed (m)	— —
Observation Period	1982 - 1986

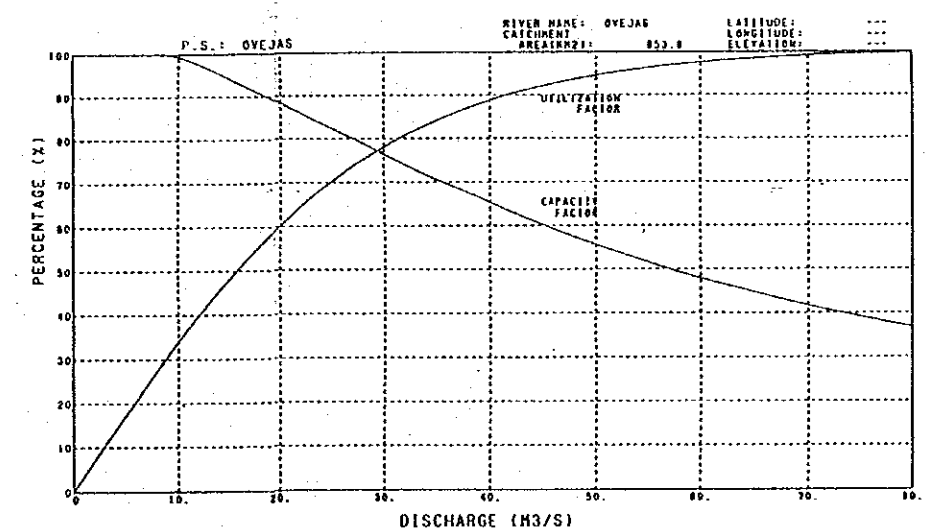
(2) MONTHLY MEAN VALUE OF DAILY AVERAGE FLOW AT INTAKE SITE



(4) TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE



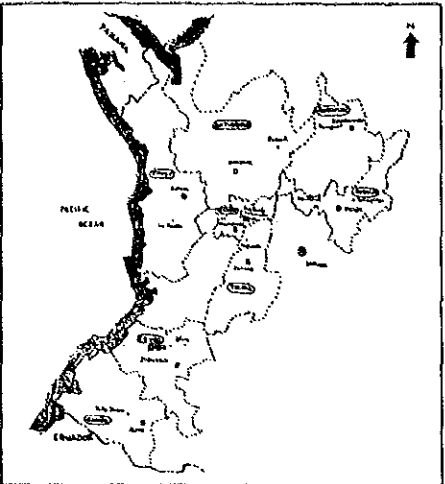
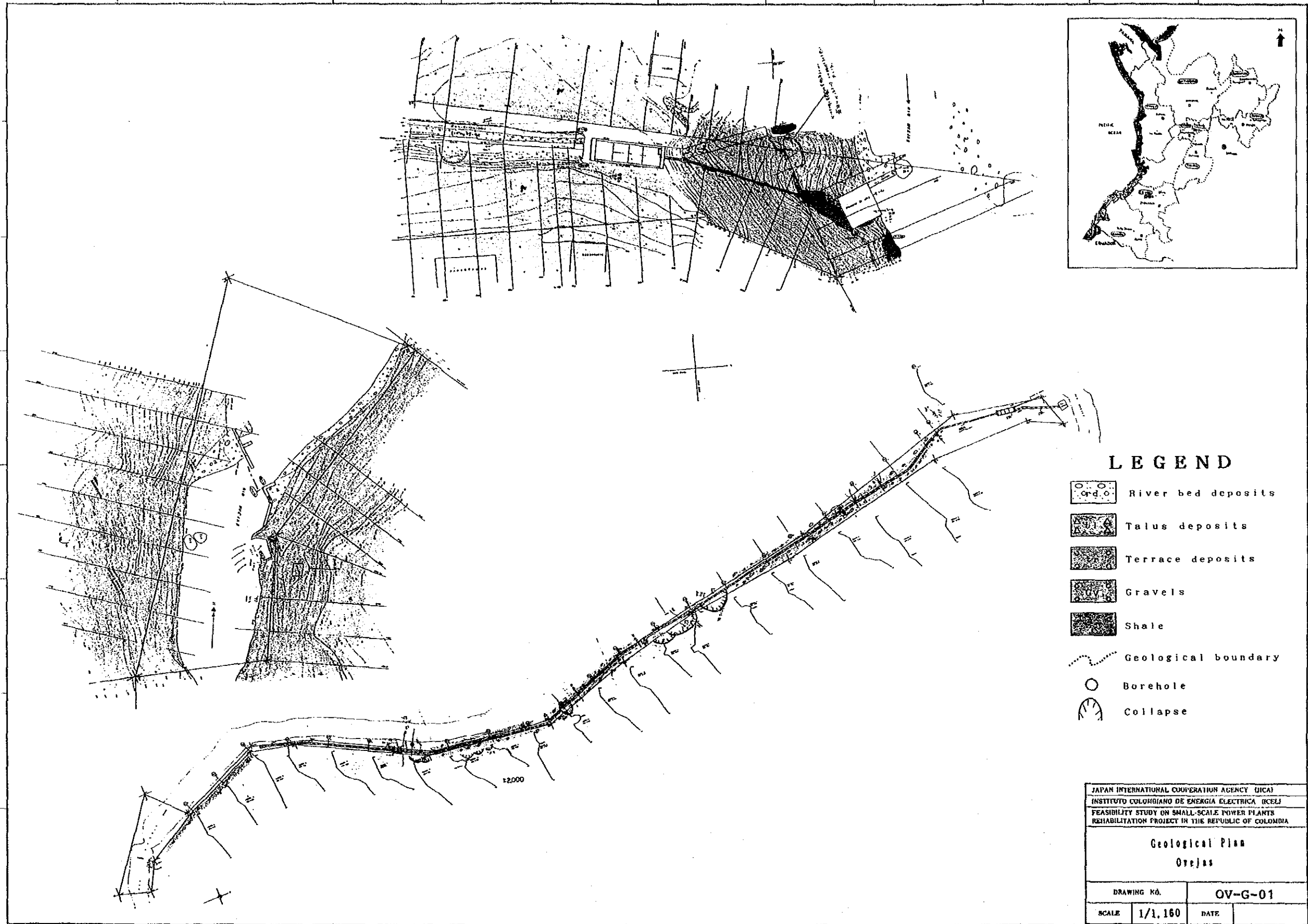
(5) UTILIZATION & CAPACITY FACTOR











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. OV - H - 01
 SCALE: --- DATE: ---



LEGEND

-  River bed deposits
-  Talus deposits
-  Terrace deposits
-  Gravels
-  Shale
-  Geological boundary
-  Borehole
-  Collapse

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)		
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEE)		
FEASIBILITY STUDY ON SMALL-SCALE POWER PLANTS REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA		
Geological Plan Ovejas		
DRAWING NO.	OV-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	Ovejas
Electric Power Company	CEDELCA
Location	<i>Monte Redondo/Cauca</i>
River	Ovejas
Generating Method	Run-of-River
Year Installed	1939
Years in Service	1939
Installed Capacity	900 kW
Available Capacity	650 kW

Civil

Item	Data
7. Reservoir Tank	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	5.2 x 22.5 x 3.2
8. Forebay	
1) Dimensions (W x H)(m)	5.5 x 4.0
9. Penstock	
1) Number of lines	1
2) Penstock diameter (d)(m)	1.60
3) Penstock length (L)(m)	65.0
10. Tailrace	
1) Dimensions (W x H)(m)	no data available

Civil

Item	Data
1. Dam	
1) Type	Concrete Gravity
2) Height (m)	2.5
3) Crest length (m)	24.0
4) Height of overflowing crest (m)	1,138.0
5) Width of overflowing crest (m)	24.0
6) Depth of overflowing crest (m)	no data available
2. Intake Gate	
1) Type	Steel Slide
2) Number of gates	1
3) Dimensions (W x H)(m)	2.0 x 2.0
3. Intake	
1) Intake sill height (m)	1,136.8
2) Number of intake	1
3) Dimensions (W x H)(m)	2.0 x 1.3
4. Desilting Basin	
1) Dimensions (W x L x H)(m)	N/A
5. Sand Trap Gate	
1) Type	N/A
2) Number of gates	N/A
3) Dimensions (W x H)(m)	N/A
6. Headrace	
1) Type	Steel pipe
2) Dimensions (W x H)(m)	ϕ 1.8 m
3) Length (m)	1,230

Equipment

Item	Data
1. Water Turbine	
1) Manufacturer's name	<i>Dominion Engineering</i>
2) Year manufactured	<i>1940</i>
3) Type	<i>Francis</i>
4) Output (kW)	<i>1,250 HP</i>
5) Revolution (rpm)	<i>400</i>
6) Ancillary equipment	
a) Type of governor	<i>Woodward tipo LRRST - 6700 LB.</i>
b) Inlet valve	
- Type	
- Diameter (mm)	
2. Generator and Exciter	
1) Manufacturer's name	<i>Westinghouse</i>
2) Year manufactured	<i>1938</i>
3) Type	<i>Synchro.</i>
4) Capacity (kVA)	<i>1,125</i>
5) Power factor (%)	<i>80</i>
6) Voltage (V)	<i>12,500</i>
7) Frequency (Hz)	<i>60</i>
8) Revolution (rpm)	<i>400</i>
9) Method of neutral earthing	<i>no data available</i>
10) Type of exciter	<i>/</i>

Equipment

Item	Data
3. Transformer	N/A
1) Manufacturer's name	
2) Year manufactured	
3) Type	
4) Capacity (kVA)	
5) Primary voltage (kV)	
6) Secondary voltage (kV)	
7) Number of unit	
8) Vector-group symbol	
9) Impedance (%)	
10) Purpose for use	
4. Circuit Breaker	N/A
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	/
1) Manufacturer's name	
2) Year manufactured	
3) Capacity	
4) Incoming voltage (V)	
8. Overhead Crane	/
1) Weight (ton)	
2) Method of operation	
3) Span (m)	

Survey Records

Ovejas 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
	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

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) X 2) X 3) X
Exciter	1) Exchange frequency of brushes worn out 2) Sufficient stock of spare brush	1) 1 year 2) X
Voltage regulator	1) Operation method of voltage regulator 2) Response of voltage detection for load variation	1) 2) 0.3 sec.

Generator

Generating Facilities	Check item by visual inspection and hearing	Results
Francis Turbine	Oil pressure equipment 1) Existence of oil leakage 2) Application of oil pressure pumping system	1) X 2)
	Inlet valve 1) Operation method 2) Locking condition 3) Smoothness of pressurized oil operation	1) <i>Manual</i> 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) X 2) X 3)
	Sealing device 1) Sufficiency of water sealing for shaft 2) Sufficiency of packing for shaft seal	1) 2) X

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 - Over current</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) <i>Manual</i>
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	<ul style="list-style-type: none"> 1) Sufficiency of insulation level 2) Unification of insulation level 3) Reduction of insulation resistance 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 	<ul style="list-style-type: none"> 1) 2) 3) X 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) <i>Automatic and manual</i> 2) <i>Acceptable</i>
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>Insufficient</i>

Outdoor Equipment

II. ACTUAL GENERATED ENERGY AND OPERATION TIME

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

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL TOTAL	REMARKS
1983	MWH													
	OPE. TIME													
1984	MWH	336	358	400	364	409	322	263	309	344	351	357	4,126	
	OPE. TIME	737	690	726	716	740	703	743	713	737	715	740	8,494	
1985	MWH	365	331	355	338	354	336	342	337	330	282	323	4,065	
	OPE. TIME	742	670	730	717	742	718	736	717	740	654	739	8,647	
1986	MWH	334	279	337	320	337	321	322	0	0	0	0	2,288	
	OPE. TIME	742	628	741	717	739	716	742	0	0	0	0	5,111	
1987	MWH	0	0	0	0	0	0	0	0	197.5	99	326	622.5	
	OPE. TIME	0	0	0	0	0	0	0	0	744	436	732	1,912	
1988	MWH	283	315	352	322	297	296	317	311	309	297	322	3,747	
	OPE. TIME	643	683	743	716	742	707	743	716	737	710	741	8,614	

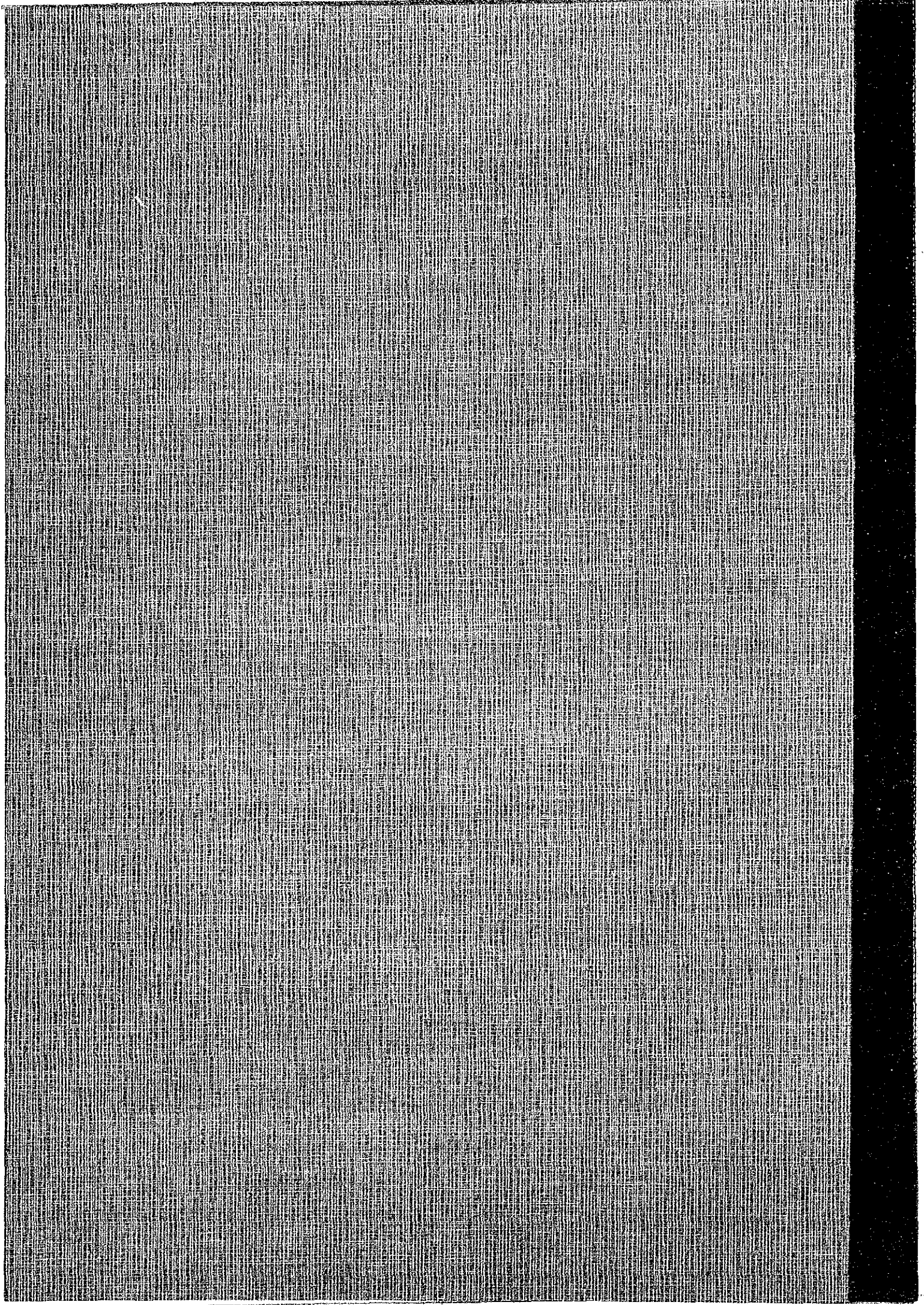
(Note) 1. MWH = Gross
 2. OPE. TIME = Hour

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) Problems in penstock. Repairs with welder for turbine, scroll casing. 4) Repaired by staff in power plant.

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>



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

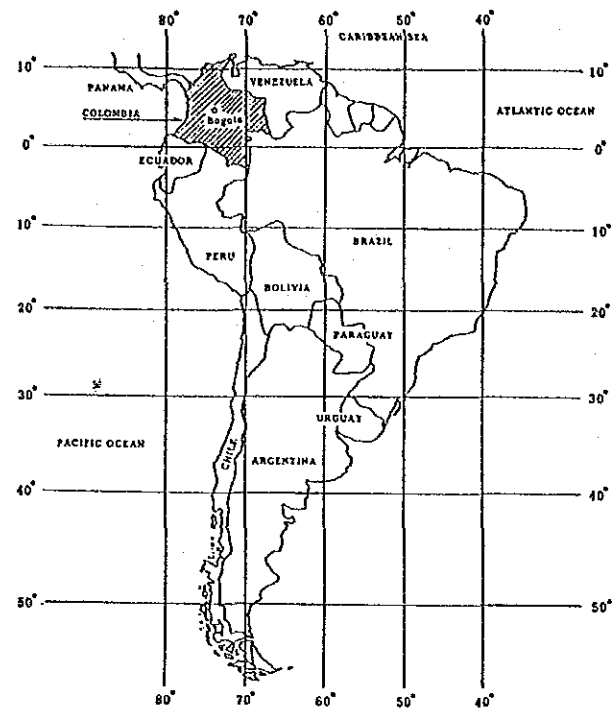
ZARAGOZA 水力発電所

平成 2 年 3 月

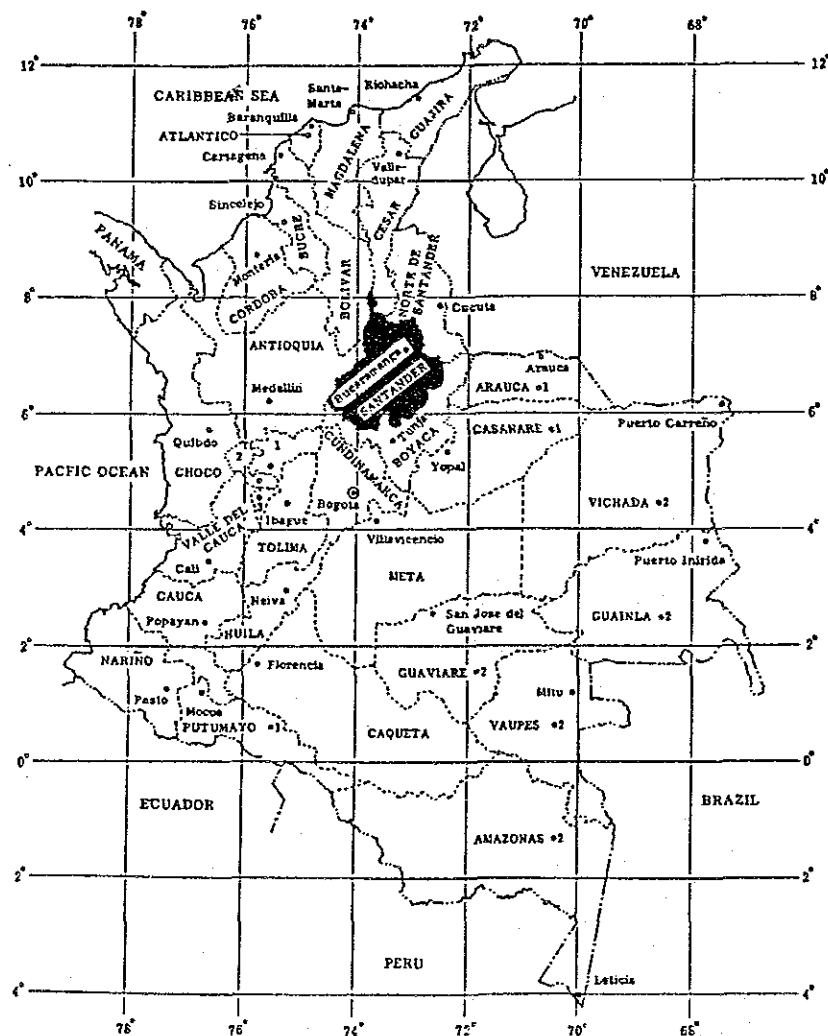
国際協力事業団

MAP OF SOUTH AMERICA

NEW WORLD ATLAS
JINBUNSHA CO., LTD.
(1971)



POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



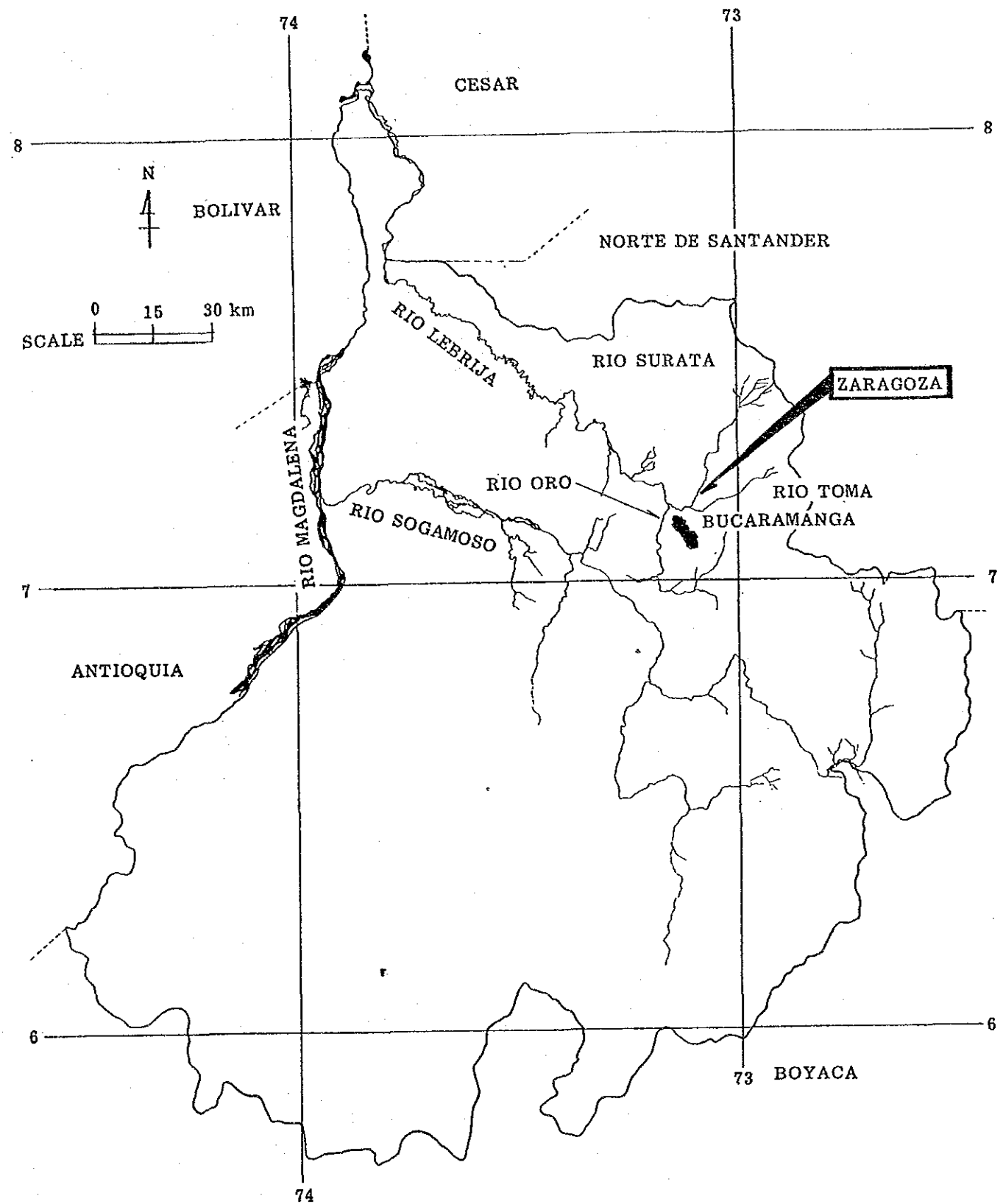
SCALE 0 250 500 km

LEGEND

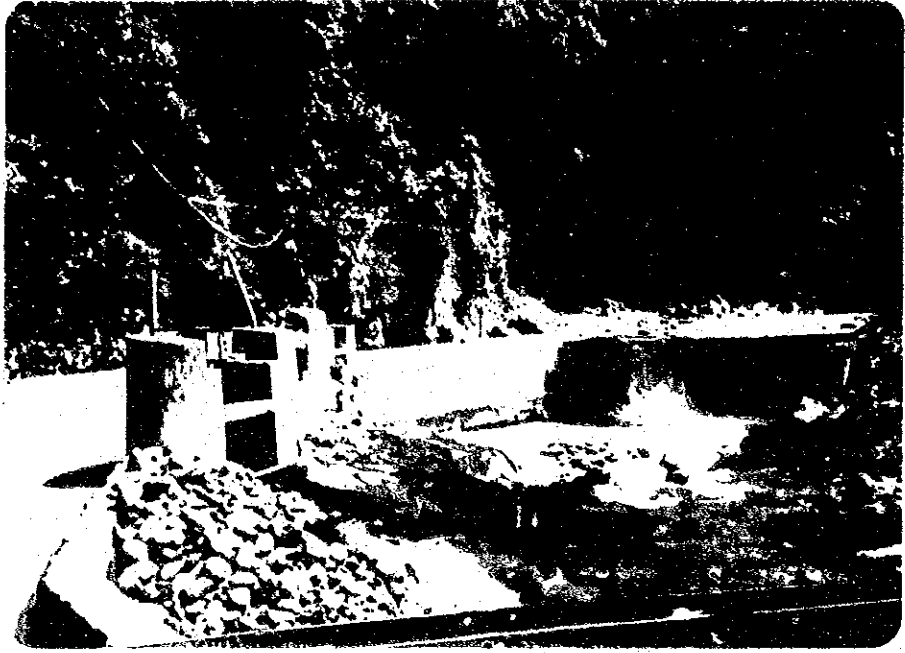
- Border
- - - Limit of Department
- ⊙ Capital
- Capital of Department
- 1 Intendency
- 2 Commissary

NOTES

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



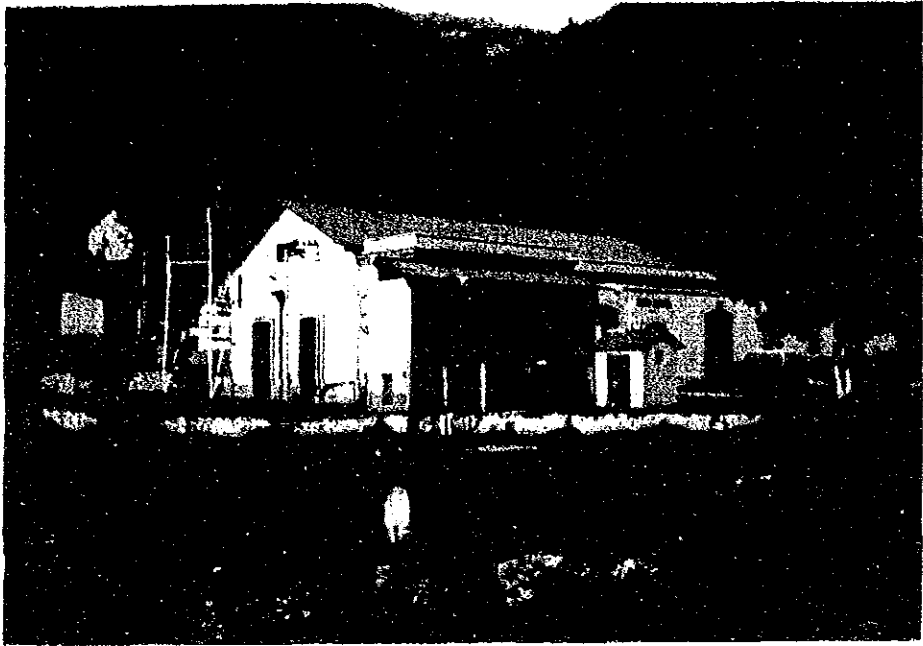
調査地域の位置図



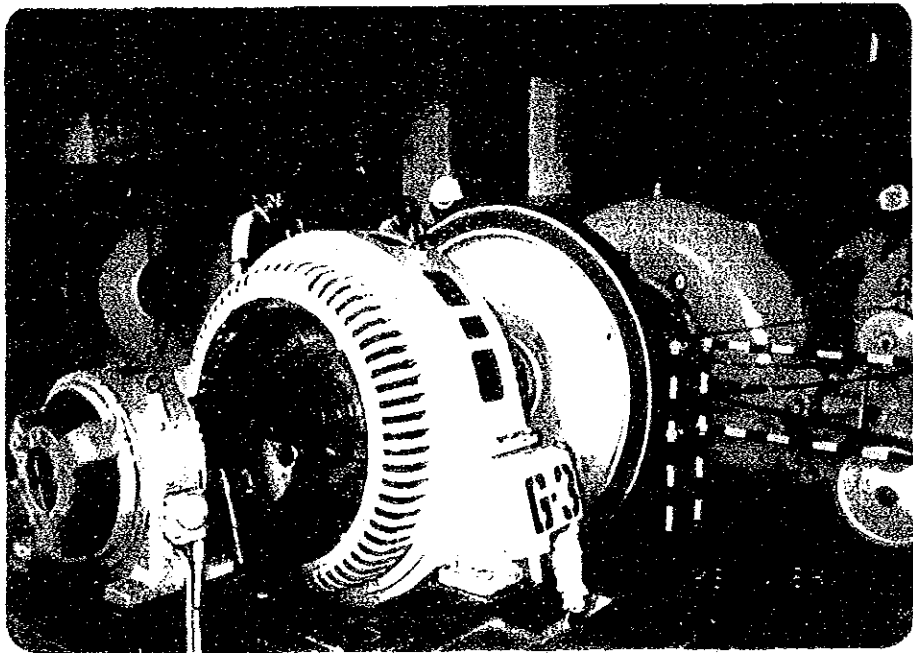
Surata川と取水堰



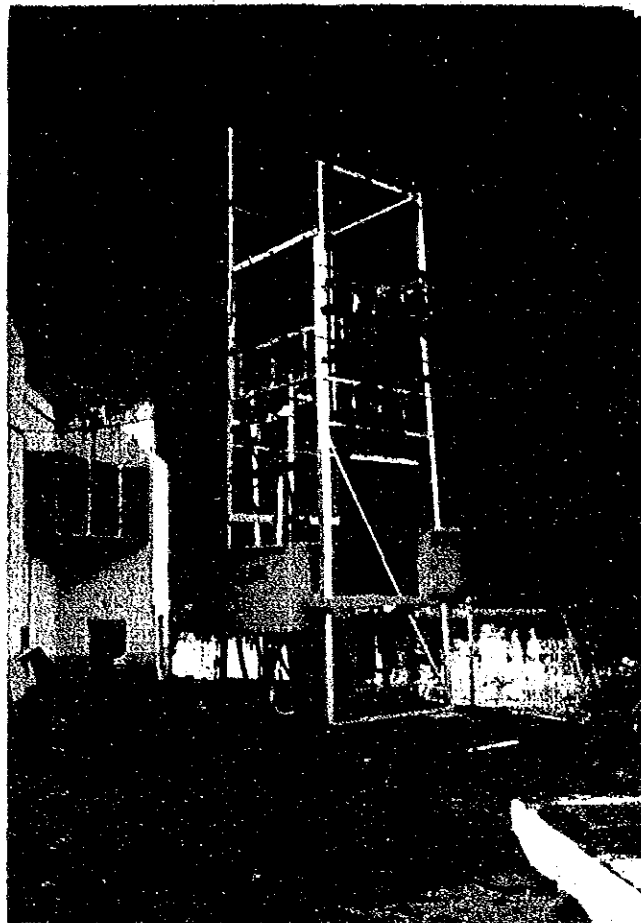
導水路



発電所建物



フランシス水車



關閉所

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	4-7
第5章 基礎資料の収集	5-1
5.1 地形図	5-1
5.2 地質資料収集	5-2
5.3 水文・気象資料	5-2
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 計画地点の地質	6-2
6.3 コンクリート用骨材の分布	6-3
6.4 地質工学的評価	6-3
6.5 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
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	8-5
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	9-2
9.3	経済指標の比較	9-5

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、Zaragoza流れ込み式水力発電所（定格出力 1.56MW）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Zaragoza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 定格出力（1,560kW）に対して現在出力が1,200kWまで低下していること。
- ② Surata川の流量及び流況から推測して発電所出力の増加期待が持たれていたこと。

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Zaragoza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 2.6MW、年間可能発電電力量 18.4GWh、流量設備利用率78%である。

第2章 調査結果の要約

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 年の年間発電々力量は 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設けてあり、拡幅の余地が少ない。また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ユニットとも稼働中である。ただし年間の発電々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	年間発電々力量 (GWh)	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 年の 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-2.1 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-2.1 のとおりである。

図-2.1 Zaragoza 水力発電所取水口地点の流況曲線図
TYPICAL FLOW DURATION CURVE AT INTAKE SITE

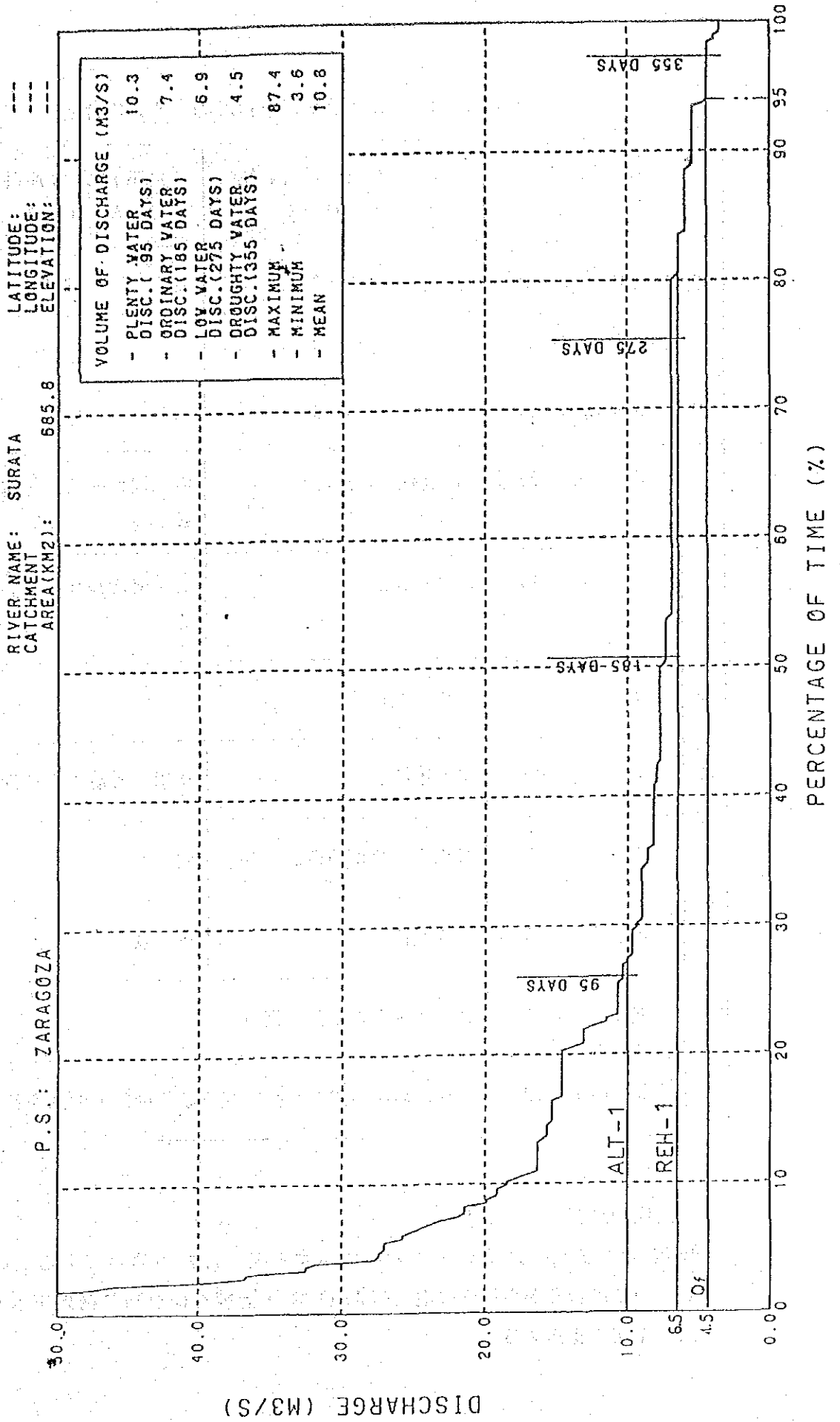


表- 2.1 Zaragoza水力発電所修復計画 比較代替案

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
項 目			
	使用水量 Q (m ³ /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。	取水堰は改造し、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 池	適正規模に改造する。	
	導 水 路	現状維持。	拡幅、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。	

(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-2.2の通りである。改造計画案 (ALT-1) のほうが現状修復案 (REH-1) より相対的に有利な結果を示しており、ALT-1案を採用する。

表-2.2 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 × ㉒ × 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 = ㉒ - ⑭ ΔP (kW)	年間可能発電電力量 ⑬ - ⑮ ΔE (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			⑭	⑮	⑯	⑰	⑱ 建設費の元利償還額 (25年平均)			⑲	⑳	㉑	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 = ⑮ / ⑱ C/ΔP	P ₁ 当りコスト = ⑰ / ㉑ C/P ₁	⑲	⑳	㉑	㉒ + ㉓	㉔	㉕			
	外貨分 C _{1r}	現地貨分 C _{1l}	⑬ + ⑫ C ₁											㉒外貨分 2.610 × ⑪ 25	㉓現地貨分 2.016 × (⑫ + ⑬) 25	㉔ + ㉓
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_e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功率。

- ㉖: $\epsilon = \frac{\text{水車が利用する年間総使用水量 (m}^3/\text{s} \cdot \text{hr)}}{Q_1 \times 365 \times 24} \times 100$ (%)
- ⑲: 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

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 ESSA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ESSAの技術スタッフの協力、支援を得た。

Hernado Uribe Niño	President
Ruben Gelves Diaz	Director of Operations