

国際協力事業団
サントメ・プリンシペ国
社会設備環境省

No. 2

サントメ・プリンシペ国
ミニ水力発電計画本格調査

報告書

要約

1997年3月

JICA LIBRARY



J1134745(7)

(株) EPDCインターナショナル

鉱調資

JR

97-105

国際協力事業団
サントメ・プリンシペ国
社会設備環境省

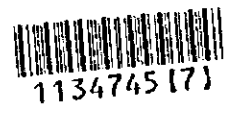
サントメ・プリンシペ国
ミニ水力発電計画本格調査

報 告 書

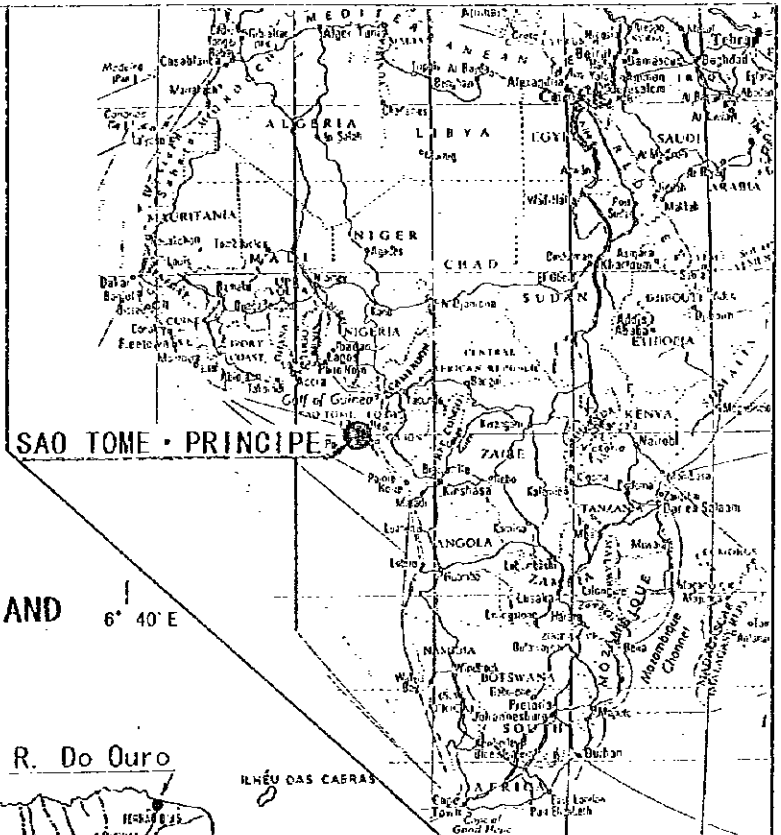
要 約

1997年3月

(株) EPDCインターナショナル



1134745 (7)



6° 30' E SAO TOME ISLAND 6° 40' E

6° 50' E

0° 20' N

0° 20' N

R. Cantador

R. Lemba

0° 10' N

R. Quija

0° 0' N

6° 30' E

R. Do Ouro

ILHÉU DAS CAERAS

AEROPORTO

S. TOMÉ

R. Manuel Jorge

MANUEL JORGE NO. 4

R. Abade

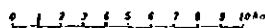
0° 10' N

R. Io Grande

0° 0' N

ILHÉU DAS ROLAS
OU DE
GAGO COUTINHO

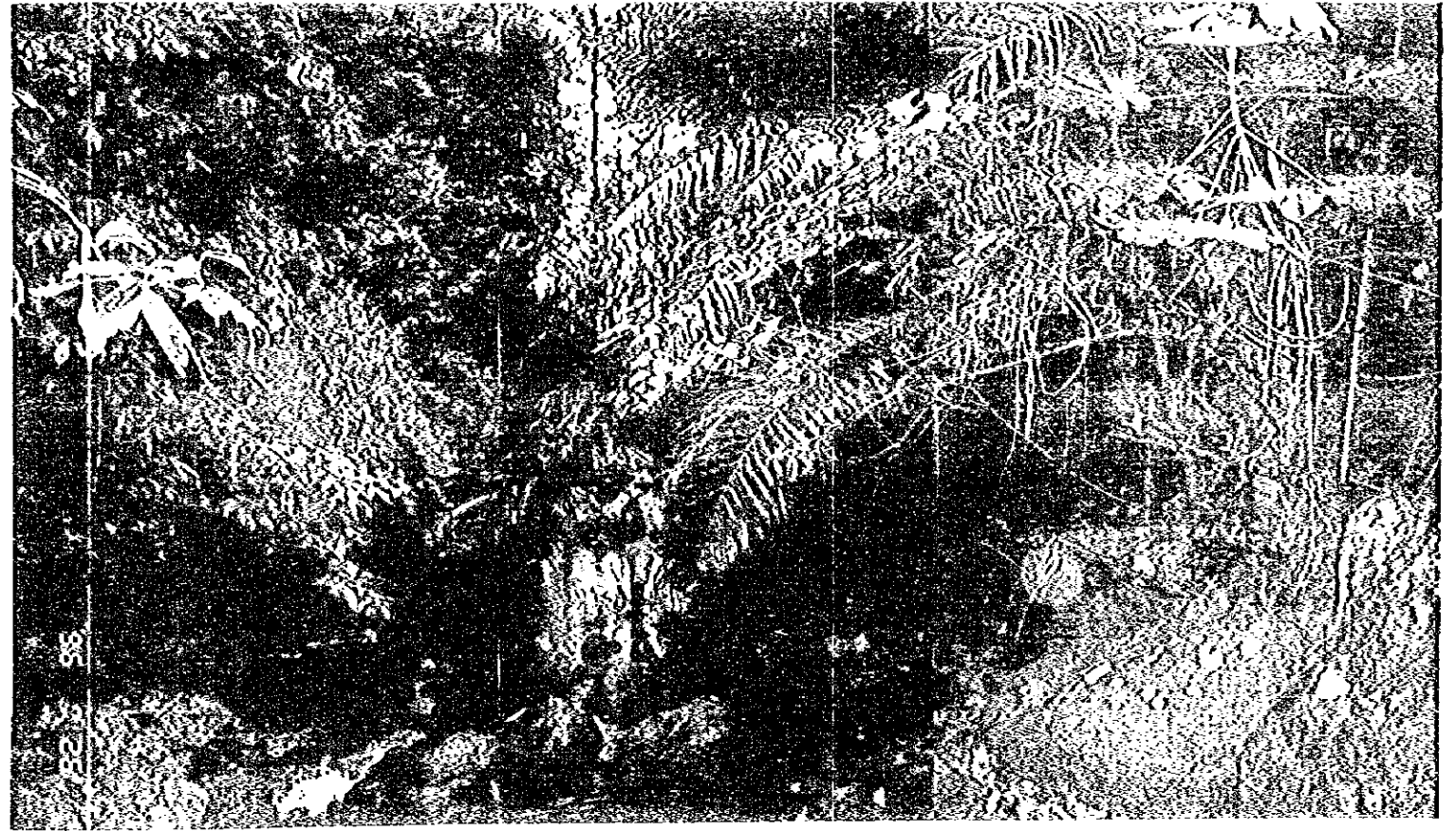
SCALE



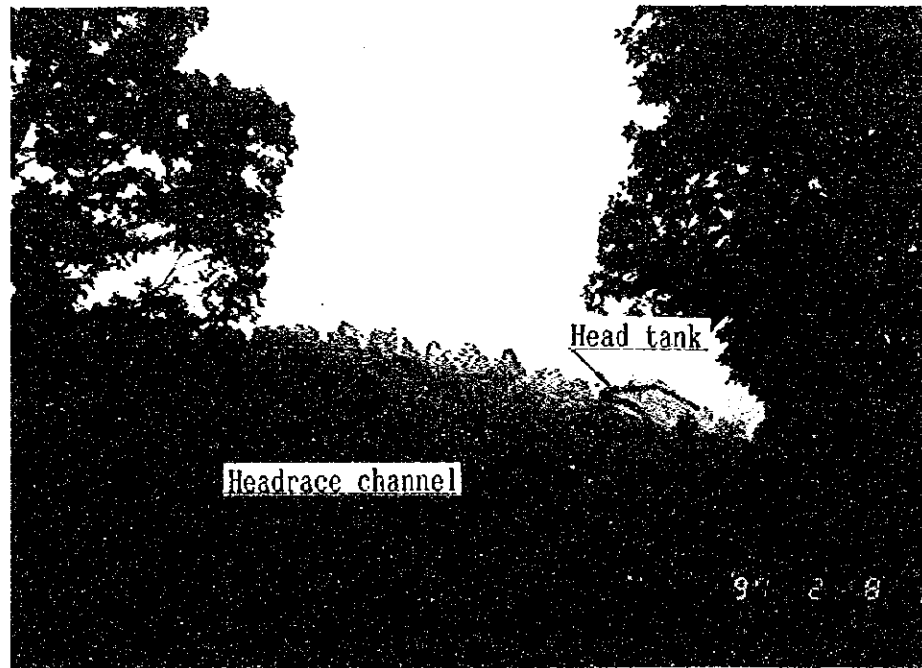
6° 40' E LOCATION OF MANUEL JORGE NO. 4



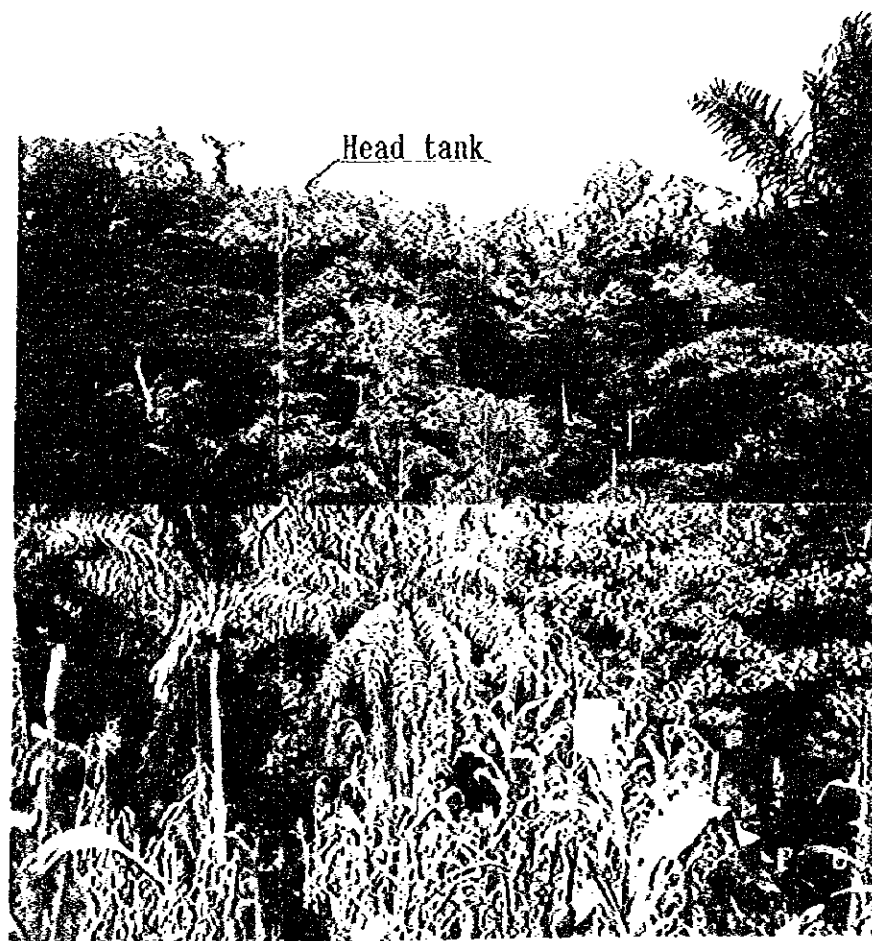
Intake-dam site viewed from left-bank downstream



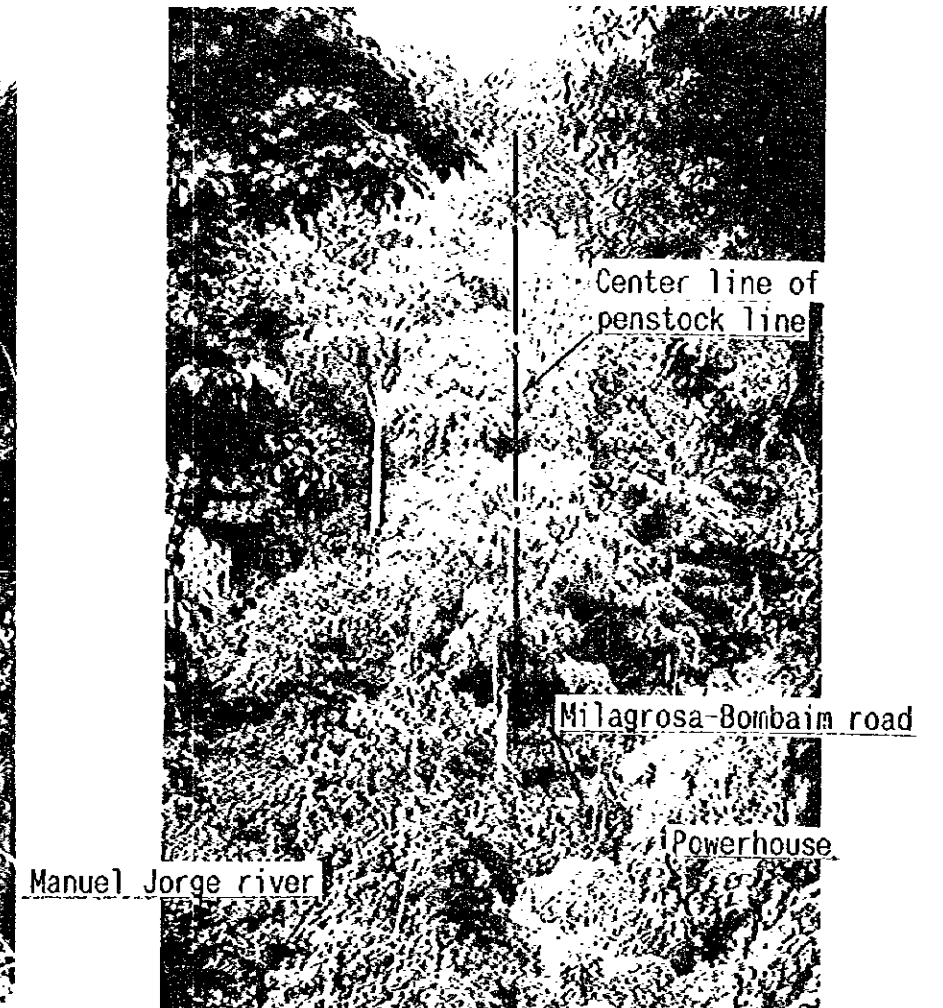
Downstream View from intake-dam site



Head tank site viewed from upstream



Head tank and penstock site



Penstock line & powerhouse site viewed from right bank of Santa Luzia village

サントメ・プリンシペ ミニ水力発電計画調査

報告書の概要

1. 要請の背景・経緯

Sao Tome・Principe 民主共和国はアフリカ西岸のギニア湾に位置し、Sao Tome 島と Principe 島の2つの島とその他小島より構成され国土面積 1,001km²、人口約 12.7 万人である。サ国の電力供給は水道電力公社 (E M A E) が行っており、現在 Sao Tome 島には主要な3つの発電所 (Contador 水力発電所: 1,920kW、Gue Gue 水力発電所: 320kW、Sao Tome 火力発電所 5,200kW) があり、発電設備容量は約 7,440kW となっている。電力需要は年々増加 (年平均約 6%) しているが同国の財政が各国からの援助に頼る状況下、電力設備の増強は遅々として進まずホテル等を初めとする新規契約を求める需要に加え、現在故障により運転できない発電設備の容量を合わせると供給不足量は 5,000kW に近い値を示している。

同国は経済発展、民生向上のためエネルギー関連事業を国家のプロジェクトと位置付けており、国内の豊富な水資源 (河川) を利用し燃料費がかからず、運転も比較的容易な水力発電所の新設を計画している。電力供給が逼迫する中、発電プロジェクトの実現に向けて本開発調査を我が国に要請してきたものである。

JICA は 95 年 11 月に事前調査 (11 月 27 日実施細則を締結) を実施し、96 年 2 月本格調査を開始した。

2. 調査の目的

本調査はサ国の首都 Sao Tome 市の一部区域の電力供給を賄う小規模な水力発電所を建設するための最適計画を策定し、技術・経済及び環境の面から実施の可能性を検証すること及び本調査を通じてサ国側カウンターパートに対し技術移転を図ることを目的とする。

3. 本格調査の期間等

- | | |
|-------------|---|
| (1) コンサルタント | (株) EPDC インターナショナル |
| (2) 全体契約期間 | 96 年 2 月～97 年 3 月 |
| (3) 現地調査 | ① 96 年 2 月 26 日～96 年 3 月 22 日 (インベプション・レポートの説明等)
② 96 年 7 月 15 日～96 年 9 月 4 日 (インテリム・レポートの説明等)
③ 96 年 9 月 23 日～96 年 10 月 18 日 (地形・地質調査の成果品の検証等)
④ 96 年 11 月 25 日～96 年 12 月 7 日 (プロウリス・レポートの説明等)
⑤ 97 年 2 月 3 日～97 年 2 月 16 日 (最終報告書案の説明等) |

最終報告書要約

目 次

	頁
結 論	i
1. 開発計画地点の選定	1
2. 電力需要想定	2
3. 電源開発計画	3
4. 既設発電所の現況	4
5. 水 文	5
6. Manuel Jorge No.4 の発電計画	7
7. Manuel Jorge No.4 地点の地質	10
8. Manuel Jorge No.4 のフェージビリティ設計	11
9. Manuel Jorge No.4 の施工計画及び実施工程	13
10. 経済・財務評価	14
11. 環境調査	16

Table and Figure

Table 5-2	Demand Forecast
Table 5-3	Analysis of Power Balance
Table 8-1	Comparative Study on Mini Hydro Power Projects in Sao Tome Island
Table 8-2	General Scheme Description of 6 Study Cases
Table 8-3	Study for Economical Route of Manuel Jorge No.4
Table 8-12	Study of Optimum Water Discharge of Manuel Jorge No.4
Table 8-15	Study of Optimum Inner Diameter of Penstock Pipe (1/2-2/2)
Table 8-16	Optimum Development Plan of Manuel Jorge No.4 Project
Table 8-18	Respective Case of Abade River Development Schemes
Table 8-19	Economical Comparision of Combined Abade River Development Schemes
Table 11-1	Estimated Constuction Cost of Manuel Jorge No.4
Table 13-2	Summary of Potential Socio-economic Environmental Impacts and Their Preventions and Mitigations
Table 13-3	Summary of Potential Natural Environmental Impacts and Their Preventions and Mitigations
Table 14-1	Economical Evaluation
Table 14-5	Sensitivity Analysis --- FIRR for 35 years
Fig.5-3	Power Balance
Fig.7-10	Duration Curve of Specific Daily Discharge at Pian-Pian G.S. on the Manuel Jorge River (Year:1989-1991)
Fig.8-1	Selected Mini Hydro-power Projects and Transmission Lines
Fig.8-2	Plan of Shemes on Manuel Jorge No.4
Fig.8-9	Plans of Alternative Schemes Abade River
Fig.8-10	Profiles of Alternative Schemes Abade River
Fig.10-6	Geologic Plan Project Site
Fig.11-1	Plan of Manuel Jorge No.4
Fig.11-2	Profile and Typical Cross Section of Water Way Manuel Jorge No.4
Fig.11-10	Construction Schedule of Manuel Jorge No.4

結 論

Sao Tome・Principe 民主共和国（「サ国」）政府は民生を向上し、経済的に自立する方向に進むためには、まず電力の慢性的な供給不足を解消することが不可欠であるとして、国内の豊富な水資源を利用し、対外収支の面から輸入燃料に依存しないミニ水力発電の新設を計画している。

本調査団は5次にわたる現地調査と「サ国」政府諸機関との協議結果に基づきミニ水力発電計画本格調査報告書を作成したが、結論は次の通りである。

- (1) ミニ水力計画河川として6河川を取りあげ 1/10,000 地形図及び現地踏査に基づきミニ水力計画を立案し比較検討を行った。これらの計画地点はいずれも降雨量に恵まれ、2～3の河川では地形・地質ともミニ水力に適した地点があるものと考えられる。検討の結果、Manuel Jorge No.4 と Abade 水力計画が他地点に比べ経済的に優れていることが判明したが発電所規模、建設及び保守管理に必要とされる良好なアクセス、周辺環境に対する影響などを総合的に考慮し Manuel Jorge No.4 を早期に運転開始すべきであり、同計画はこの規模の発電所としては最適条件を備えている。
- (2) Manuel Jorge No.4 水力の最適規模は取水及び放水位をそれぞれ、EL. 507 及び 388.4 m、有効落差 109.17 m、最大使用水量 0.31m³/sec とし最大出力 230kW、年間発生電力量 1,252.6MWh を得るものとする。取水ダムは直上流の砂礫堆積を考慮したチロル型、導水路は延長約 1,150 m、水路縦断勾配 1/500 の開渠、ヘッドタンクは 12 時間湧水流量を貯溜可能とするものであり、水車型式はクロスフロー水車とした。発生した電力は 30kV 送電線によって約 5 km 離れた Trindade 変電所に送られる。これら施設の計画完成後の「サ国」技術者による運転・維持管理は既設水力発電所の実績から得た技術で対応出来る。本計画の建設への追加調査、実施設計、諸手続及び建設工事終了までの全体工程は約 2 年を要する。
- (3) 現在「サ国」に於いては既設送電設備のほとんどが老朽化しており、資金不足から修復は速やかに行われず、設備出力はフルに発揮出来ず慢性的電力不足の一因となっている。発電所新設計画も資金調達難から計画通りには進んでいない。
「サ国」の電源構成は、火力が約 70% と高く、このため開発の規模にかかわらず水力発電所の投入が必要であり、Manuel Jorge No.4 水力はその要請に応えるものである。
- (4) 本計画の送電線は Trindade 変電所に接続することになるが、併せて本計画周辺の Milagrosa, Santa Clara などの集落の電化が行えると共に慢性的停電にさらされている Me-Zochi 地区の行政の中心である Trindade の電力供給の現況を改善することが出来る。

- (5) 建設費は準備工事費、土木工事、水力及び発電機器、及び送電線建設費、技術経費を含み、 $4,754 \times 10^3$ USドルである。従って、年間資本費は、投資コストの8.174%で 388.5×10^3 USドル、運転維持費が 47.5×10^3 USドルで、計 436×10^3 USドルである。また、代替電力をディーゼル発電とした場合の年間費用は 79×10^3 USドルである。これから算出した便益/費用の比率は $79/436=0.18$ であり、経済評価の分岐点である1を大幅に下回る。但し、金額無償援助を想定すれば便益/費用の比率は1.66となり1を上回る。FIRRはマイナス1.90%であり、Viableではない。しかし、以下に述べる事山により本計画を前向きに考えるべきである。即ち、「サ国」の貿易構造、対外債務の状況から見て輸入燃料に依存する火力発電は適当ではない。本プロジェクト導入により火力発電を導入した場合と比べ年間約 74×10^3 USドルの外貨節約がはかられるが、これは同国年間輸出の1.4%、燃料輸入額の6.7%であり対外収支面での寄与は少なくない。「サ国」の対外債務残高は1995年現在で3億USドルを超えており、これ以上の対外債務増加は不可能な状況である。

「サ」国は現在、輸入が輸出の約5倍であり、また食料輸入額が輸出総額を上回っている。このため、食料の自給の達成が最重要課題であり、まず電力の供給不足を解消することが緊要である。

- (6) 本計画地点とその周辺地域は長年の農業活動の結果、比較的バランスのとれた環境となっている。本計画の工事規模は極めて小規模のもので、現在の自然環境状態には影響がほとんど出ない。
- (7) 本計画完成後の運転維持管理に要する費用は電力の売電収入の範囲内でまかなえるものであり、上記のように多大な効果が期待されると同時に広く住民生活の向上に寄与するものであることから本計画が実施されることの意義は大きいと判断される。

1. 開発計画地点の選定

ミニ水力開発計画地点の選定は縮尺 1/10,000 地形図をもとに 1981 年および 1993 年に行われたソ連邦およびフランス電力庁の水力計画マスタープランも念頭に置き雨量、地形および経済性を考慮して行った。

選定計画地点は流域面積約 10km²、落差約 40 m 以上のものとし、北から Do Ouro, Manuel Jorge, Abade, Cantador, Io Grande および Lemba の 6 河川が採り上げられた。

各計画の経済比較は流域面積、総落差、流域平均雨量の積を分子とし、水路長および平均水路掘削断面積の積を分母とする指標によって行った。その結果、Manuel Jorge No.4 および Abade 水力が他地点に比べ優れている事が判明したが、次の事由により Manuel Jorge No.4 をフィージビリティ調査対象地点とすることとした。両計画の比較検討表を以下に示す。

水力計画	Manuel Jorge No.4	Abade No.1 (JICA)
地形および地質	玄武岩を基岩とする地質は両河川に共通であるが、地形は Abade No.1 が急峻であり、水路長、水路掘削断面とも Abade No.1 が Manuel Jorge No.4 の約 2 倍である。	
河川流量比	約 1 : 2	
アクセス条件	取水ダムから発電所まで道路および小径が多く、アクセスが容易である。	Manuel Jorge No.4 の奥にあり、特に雨期での工事のアクセスは既設道路の改良なしには困難である。
送電線	Trindade まで 5 km、道路沿いに計画可能	Trindade まで約 15km、Manuel Jorge No.4 より奥は、保守管理のため樹木伐採、道路拡幅が必要
環境	Milagrosa および Santa Clara など Plantation の中にあり、補償問題は多少あるが、設備規模が小さいため環境保全上の問題は殆どない。	Manuel Jorge No.4 より奥のアクセス、送電線ルート、および発電構造物は自然林環境保全の見地から、別途 E I S が必要である。
発電所出力	約 230kW (Max)	約 800kW (Max)
工事費	約 4.5~5.0 百万 US ドル	約 8.0~12.0 百万 US ドル (送電線およびアクセス道路新設改修など含まず)

水力計画	Manuel Jorge No.4	Abade No.1 (JICA)
経済性	通常の融資では経済性はない。	Manuel Jorge より経済性はあるが、やはり通常の融資では経済性はない。
開発時期	供給力不足に対する緊急避難的発電所として2000年までに運開可能。国家エネルギーマスタープランでも2000年に投入予定されている。	1993年国家エネルギーマスタープランによれば、早期建設が計画され、一部アフリカ開発銀行融資が決定したと言われているが、未着工。
直接収益効果	両者共、Trindade 変電所につなぐことになるが、Bombain, Milagrosa, Santa Clara などの電化が行えると共に、種々事由から慢性的停電にさらされている Trindade に配電することが可能である。また、ディーゼル燃料費の輸入減少、従って外貨の節減がはかれる。	

注) : J I C A の Abace No.1 は国家エネルギーマスタープランの Abade No.3 に相当する。

2. 電力需要想定

EMA E の主要発電設備 (1996年3月現在) は、Sao Tome 火力 5,200kW、Contador 水力 1,920kW、Gue Gue 水力 320kW からなる 7,440kW である。これに対して最大需要電力 (1994年) は 4,995kW であった。これにより、現況では、約 5,000kW が EMA E の供給能力と考えられる。

1981年から1994年間の電力需要 (発電端電力量) の年平均伸び率は 5.68% であった。1995年は負荷制限を実施しており1994年よりもマイナスとなっている。このため1995年については考慮しなかった。

各年ののびを見ると1983年から1984年にかけては34%と高い伸びを、1987年から1989年にかけては25.3%、22.1%と非常に高い伸び率となっている。それ以外の年はマイナスの年もあるが平均5.68%前後で推移している。

以上より伸び率実績の5.68%をMiddleケースとし、検討した結果をTable.5-2およびFig.5-2に示す。その結果、最大電力は10年後、15年後の2005年および2010年には1994年の約2倍、2.7倍に増加するものと予想される。

最大電力の想定においては負荷率を50%として想定した。現在のSao Tomeの負荷率は30~40%であるが、一般には60%前後であり、将来には負荷率は改善される方向にある。

なお、需要想定値にはEMAEより受電を希望しているテレビ局、ホテル等の潜在需要者分約2,235kWを含んでいない。また、島民の半分は電化されていないが、新たな電化計画も供給力不足をきたしている実態では資金力不足により新たな電化計画は考えられない。従って、現状の電化地域における電力消費増分だけを考慮した。

特に潜在需要のみについて考慮するならば、希望している受電電力値より負荷率60%を考慮した場合、最大電力1,340kWが同想定値に増加されることになる。

3. 電源開発計画

1993年に「国家エネルギーマスタープラン」が策定されたが、その後開発計画は計画通り進んでいない。この計画によると、取りあえず不足する電力を緊急火力で補い、その後水力発電を中心に開発していくこととしている。Manuel Jorge川の水力開発はこのマスタープランでも有力視されているAbade川に次ぐプロジェクトである。火力発電所としては1997年にSao Tome火力発電所の増設(1,200kW)が予定されている。一方、Abada水力は建設資金の一部の調達目処ができただけで工事は開始されておらず、1996年の運転開始は既に不可能である。従って、EMAEは実状に応じて計画を修正せざるを得ない。

なお、上記開発計画に基づくManuel Jorge No.3および4は、特に同川沿いの村落における既存用水の取水量を考慮しておらず、設備出力が過大であり、本報告書のManuel Jorge No.3およびNo.4とは異なるものである。

このため、本調査団は、EMAEと協議の結果、新たな開発計画を策定し、Manuel Jorge No.4は1997年運開の上記Sao Tome火力の増設に次いで、2000年に運転開始するものとした。

Manuel Jorge No.4水力発電所は現在の電力不足を緩和するため速やかに建設に伴う諸準備を始めるとしても、運転開始は1999年或いはそれ以降となる。供給力不足の現状においては発電規模の大小にかかわらず信頼度の高い新規電源の開発が必要であり、同発電所は、少しでも電力の窮状に応えんとするものである。

年	発電所名	出力(kW)	年	発電所名	出力(kW)
1996	Abade No.3 水力 870kW×2	1,740	1997	Expansion Sao Tome 火力	1,200
1997	Expansion Sao Tome 火力	1,200	2000	Manuel Jorge No.4 水力	230
2000	Manuel Jorge No.4 水力	650	2001	Abade No.3	1,740
2001	Manuel Jorge No.3 水力	1,100	2004	Abade No.1	1,500
2003	Abade No.1	1,500	2007	Lamba 水力	3,000
2005	Manuel Jorge No.2 水力	750			
2006	Lamba 水力	3,000			
2010	Ouro 水力	1,000			
	Diesel	2,000			

上の表は、EMAEの中期電源開発計画を左欄、本調査団がEMAEと協議の結果、修正した開発計画を右欄に示している。EMAEは、本報告書を受けてその開発計画を修正する意向である。

EMAEと協議の結果を基に修正した開発計画を Table5-3 および Fig. 5-3 に示す。この場合, Manuel Jorge No.4 水力は 2000 年の運開が必要である。発電所の新設や補修が計画通りいかない現状において、Manuel Jorge No.4 は少しでも窮状に 대응しようとするものであろう。

Manuel Jorge No.4 水力発電所の出力は約 230kW で、この時の最大需要電力は 6,540kW と想定され、計画した需給バランス上に占める割合は小さい。しかし、本プロジェクトの開発によるEMAE全体の利点は次のことが言える。

- (1) 既設送電設備のほとんどが老朽化しており、資金不足から修復はすみやかに行われず、その設備出力はフルに発揮出来ず慢性的電力不足の一因となっている。
- (2) 発電所新設計画も資金調達難により計画通り進めることは困難である。
- (3) EMAEの電源構成は火力の割合が高く（約70%）、電源の多様化を考慮した場合は開発の規模にかかわらず水力の開発が必要である。
- (4) ディーゼル発電所の燃料は総て他国より輸入しており、水力発電所を開発することにより外貨使用を減らすことが出来る。
- (5) 送電線は Trindade 変電所につなぐことになるが、併せて約 90 世帯、約 500 人の人口を持つ Santa Clara, Milagrosa などの集落の電化が行えると共に種々事由から慢性的停電にさらされている同地区の行政の中心、Trindade に配電する事が可能である。

4. 既設発電所の現況

4.1 Contador 水力発電所

本発電所は完成後 30 年を経て土木工作物の位置の補修や改修および電気機械を取り替えれば発電所の寿命は更に数 10 年間は確保出来ると考えられる。それには、以下の補修および改修などの修復工事が必要である。

- (1) アクセス道路の補修。
- (2) 取水ダム上流の砂礫や流木等の除去。取水口前庭部隔壁の横越流式取水堰への改良。総ての操作不能ゲートの取り替えなど。
- (3) 導水路については Pc13 の水路橋の復旧工事は 1996 年末に終了したが、長期的には不安定であるので、早い時期に恒久的対策の実施を計る必要がある。
- (4) ヘッドタンクについては漏水やクラックの有無や発生 of 監視を定期的に継続することが必要であろう。
- (5) 水圧管路の急斜面で浮石の落下が起こりそうな箇所は除去する。
- (6) 発電所内の出入口扉、窓ガラス、必要箇所の照明の設置等は早期に予算化し、実施する必要がある。
- (7) 水車、発電機を含めた電気機器は全面取り替えが必要である。

4.2 Gue Gue 水力発電所

当面の劣化箇所は見あたらないが、取水ダム直下流の沈砂池に堆積している砂礫の排除は全てに優先して行う必要がある。続いて、取水ダム内に溜まっている土砂の排除と平行して取水口スクリーンの点検と修復または改良が必要である。

4.3 Sao Tome 火力発電所

今年増設した ABC-No.3 と DORMAN を除いた ABC-No.1, CUM-2 および CUM-3 は経年劣化が進んでおり、電力系統全体の信頼度向上のためには早急に更新が必要であると考えられる。

また、騒音等の公害面から考えて郊外への移転が望ましい。

5. 水 文

5.1 流量の算定

計画に利用できる Manuel Jorge 川の流量資料は限られており、近傍の類似河川の日流量データの比較検討により Manuel Jorge 川の計画地点の 1988 年 10 月から 1992 年 9 月までのほぼ 4 年間の日流量および 10km²あたりの比流量を推定

した。

Manuel Jorge 川 Pian-Pian 観測所の日流量資料はポルトガルの資源研究所の分析に基づき作成された水位・流量表が 1989/90 の流量年報に記載されている(1988/89 年報には無い)。他方、1989 年以降の各年につき MESA が推定した水位・流量曲線のチェック用のための実測流量データ(幾つかの水位と日流量データ)がある。この2種のデータを利用して Manuel Jorge 川の長期間の流量を推定した。

又、Manuel Jorge 川の近傍には南に位置する Abade 川、北に位置する Do Ouro 川があり、Abade 川の上流域の Bombaim 観測所(流域面積: 12.0km²)の水位データは途中欠測もあるが、1989 年 1 月から 1992 年 9 月半ばまでの 3.6 年間あり、また、Do Ouro 川には 2 つの観測所: 上流の Boa Esperanca(13.8km²) および Central A. Neto(48.0km²)があり、1988 年 10 月から 1991 年 4 月までは両者とも途中欠測はあるが水位データが使用出来る。後者は、更に 1992 年 6 月まで途中かなりの欠測期間があるが利用可能な水位資料がある。Manuel Jorge 川の利用出来る水位は 1990 年 1 月(欠測あり)から 1991 年 4 月までのほぼ 1.5 年間である。幸い、3 河川の欠測期間がまちまちであるが、同一期間に重なって欠測している期間は無いので、いずれかのデータを使用して補完し、1988 年 10 月から 1992 年 9 月 15 日までのほぼ 4 カ年間の Manuel Jorge (Ponte) 地点の流量を推定することが出来た。

本計画のように流れ込み式の小規模の発電所の場合は、出水期等の大流量時にはその一部のみが発電に利用されるに過ぎず、むしろ乾期の低水量時の流量で使用水量の規模が決定される。各河川の間に関連性は高いとは言えないが、乾期の流量を考慮に入れた長期(2月から8月の7ヶ月間)の流量に基づくものであり、計画検討には十分対応しうる流量資料と思慮する。

Fig. 7-10 に Manuel Jorge 川 Pian Pian : Ponte 地点における流量算定結果の km² 当り流況(1989~1991 年、4 カ年)を示す。

5.2 洪水量

Manuel Jorge 近傍には、3 雨量観測所、即ち Bombaim, Monte Cafe および Trindade の 3 観測データがそれぞれ 29 年、24 年および 18 年間あり、これに基づく Manuel Jorge No.4 地点の確率降雨量は、確率年(1/n 年) 5、10、20、50、100 確率年で、それぞれ 128、154、179、212、236 mm/day である。

本計画の流域面積は 9 km² 前後と比較的小さいので、計画洪水量の算定には、Rational Method を用い算定した結果、確率 100 年の発電所地点計画洪水量は 210m³/sec、同様に取水ダム地点は 180m³/sec を得た。

6. Manuel Jorge No.4 の発電計画

6.1 検討条件

Fig.8-2 に示す Case A,B,C の3案のルートのご検討を次の条件で行った。

- 発電型式は流域面積、河川流況、取水地点上流の地形、水路経過地の地形等を勘案して基本的に 355 日流量と 35~95 日流量の差($0.055\text{m}^3/\text{sec}$ および $0.3\text{m}^3/\text{sec}$) が大きいいため、濁水流量時の無効放流(発電停止)を生じさせないため、1つはヘッドタンクに濁水流量の 12 時間程度の貯水容量を設け、1日 12 時間程度を発電停止して取水した発電用水をヘッドタンクで貯溜調整し、ピーク時間帯に常時尖頭(Firm peak)運転させる場合と、水車発電機を 2 台据え付け、濁水時にはその内の 1 台を運転させる方式の 2 方式について検討を行った。
- 水路の断面は四角形、コンクリート製とし、天端にはプレキャストコンクリート製のカバープレートを設置する。
- 水路は山腹をベンチカット状に掘削し、その山側にトレンチカットした中に設ける。開渠川側には幅 2 m の工事用兼保守点検用道路を設ける。
- 水圧管路の管径は最大使用水量時に流速 2 m/sec として計算した。
- 水車型式は各ケースの有効落差と使用水量 ($H_e=119\sim 94\text{ m}$ 、 $Q_{\text{max}}=0.30\sim 0.32\text{m}^3/\text{sec}$) を考慮しクロスフローとした。
- 放水位は出来るだけ落差を得るため Manuel Jorge 川の平水位より上の確率 1/100 年計画洪水位よりマイナス 2 m とした。
- 年間発生電力量の計算では、各案共、最大使用水量には 3 ヶ年平均流況のほぼ 35 日流量を採用し、また常時使用水量(Firm Discharge)は 365 日のうちの 355 日間が確保される流量とした。
- 建設費は 1996 年 1 月時点の単価で積算し、その費目には準備工事費、土木、水力機器、発電機器および送電線建設費、技術経費および予備費を含む。また、既設用水である Milagrosa 地区等への取入が濁水時でも機能でき、水路からの漏水が生じないよう約 1.5km のうちの必要部分について補修を行うことし、その費用を建設費に計上した。
- 経済性の収益(Benefit)については 1,000kW ディーゼル発電所を代替火力とし、代替火力の kW および kWh の Unit Cost を水力の kW、kWh 価値とし、水力

の出力(kW)と年間電力量(kWh)に掛かる値を便益とし、一方費用は水力の建設費に対し8.174%の減価償却費と1%の維持管理費を見込み、これ等から年収益(Annual Benefit)と年経費(Annual Cost)の比率の関係であるB/Cと、その差B-Cを求めた。

検討結果は、次表に示す通りである。

	A 案	B 案	C 案
流域面積 (km ²)	8.31	8.32	9.23
取水水位 (m)	522	507	470
放水水位 (m)	388.4	388.4	369
有効落差 (m)	119.14	111.87	94.27
最大使用水量(m ³ /sec)	0.3	0.3	0.32
最大出力 (kW)	242	227	204
年間発生電力量(MWh)	1,376	1,292	1,169
建設費 (USドル)			
1 台案	4,748×10 ³	4,410×10 ³	4,478×10 ³
2 台案	5,096×10 ³	4,679×10 ³	4,672×10 ³
B/C			
1 台案	0.213 (1.951)	0.215 (1.974)	0.191 (1.752)
2 台案	0.185 (1.701)	0.189 (1.730)	0.171 (1.565)
B-C (USドル)			
1 台案	-343×10 ³ (45×10 ³)	-318×10 ³ (43×10 ³)	-332×10 ³ (34×10 ³)
2 台案	-381×10 ³ (36×10 ³)	-348×10 ³ (34×10 ³)	-355×10 ³ (26×10 ³)

() 内数字は、建設費相当額または妥当投資額相当額が補助や無償援助でなされた場合を示す。また、上表に示された建設費は比較建設費であり、Table. 11-1 に示すものを下回る。

この結果、検討3案6ケースすべての値が大幅に低い。これらの内でCase Bのヘッドタンクには湯水時調整容量 (Ve=2,400m³) を持つ案 (with storage Capacity) が僅差ではあるがB/C=0.215、B-C=-317,543 USドルで、次位のCase AのB/C=0.213 およびB-C=-343,014 USドルより優れている。但し、これら低経済性のManuel Jorge No.4に妥当投資額相当額または建設費相当額を補助や無償援助がなされた場合、発電所運営費用を運転維持費 (O&Mコスト) だけみるとCase BについてはB/C=1.974、B-C=42,951 USドルとなり、十分に発電所運営が可能である。また、クリーンエネルギーで、循環エネルギーである水資源有効利用の観点から本地点の開発が行われれば、従来から輸入消費されている化石エネルギーの油代の節約が年間380klで80,000 USドル程度出来ることとなり、Sao Tome and Principe 国の財政を軽減出来る。

従って、以上の観点から 3 案 6 ケースの中で B/C、B-C の値が最も高い Case B の with Storage Capacity 案を採用することとし、この案の最大使用水量の検討を行うこととした。

6.2 最大使用水量

Case B の with storage capacity 案について、最適使用水量を以下の条件のもとに求めた。

- 最大使用水量は Manuel Jorge No. 4 地点の 3 ヶ年の平均流量の 15 日、20 日、25 日、30 日、55 日とほぼ 5 日刻みの流量について検討を行なった。
- 建設費については最適ルート of 検討と同様な費目について最大使用水量毎に積算した。
- 電力量についても最適ルート of 検討と同様に使用水量による損失落差を計算し、Cross Flow 水車の標準水車効率と発電機効率を用いた。

これ等を代替火力のディーゼル発電のコストを水力の収益(B)とし、水力の費用(C)は建設費に対し減価償却費および発電維持管理費(O&Mコスト)を見込んで比較した結果、最大使用水量 0.306~0.31m³/sec 付近が最適であることを得た。この結果を基に最大使用水量は Q_{max}=0.31m³/sec とした。

6.3 最適管径

最大使用水量 Q_{max}=0.31m³/sec について水圧管の管径を 1 cm 毎に、管路 1 m 当りの工事費およびロス発電量および年間損失電力量について算定し、代替火力コストを水力価値として、マイナス便益(コストと見做)と建設費に対する減価償却費と発電維持管理費(O&Mコスト)のコストの総和が最小となることの管径を求めた。その結果、D=0.36 m 付近がコストの最小の値を示し、最適であることを得た。

日本工業規格では管径が 0.36 m に近い内径 0.343 m と 0.364 m とがあるが、損失落差が小さい内径 0.394 m、管厚 6.4mm の一般構造用鋼管を採用することとする。

6.4 最適規模の発電計画

最大使用水量 Q_{max}=0.31m³/sec、および水圧管径、D=0.394 m に基づいた損失落差と有効落差および水車発電機効率から最大出力、常時出力および常時尖頭出力と年間発生電力量を算定し、最大出力 P_{max}=230kW、常時出力 P_f=36kW、常

時尖頭出力 $P_{fp}=73\text{kW}$ および年間発生出力 $E=1,253\text{MWh}$ の結果を得た。

6.5 Abade 川発電計画

Abade 川の開発計画については従来からフランス等によってスタディが行われて開発規模が示されているものの、資金調達に難があり、未だ開発されるに至っていない。

一方、今回のミニ水力発電開発計画調査を行うに当たって調査河川の選定の検討を行ったが、その結果、Abade 川は Manuel Jorge No.4 とほとんど優劣が付かない優れた Index Value の値を示す河川であり、Abade 川に於ける開発可能な規模と建設費並びに経済性の検討を概略行った。

本地点検討に用いた資料は以下のとおりである。

地形図：1/10,000、1/25,000 計画地点全域

流量資料：1989～1992 年の 4 ケ年間の日流量から作成した平均流況表

Abade 川に於ける水力開発に適す好地形を示す位置は Abade 川河床標高 400 m で支流 Bomba 川が本流に合流する辺りから標高 500 m 辺りまでのいわゆる Bonbaim 地区である。

3 ルート 5 ケースの発電計画は Table 8-18 および 8-19 に示すが、通常的な経済指標値は全てのケースが $B/C < 1$ 、 $B-C < 0$ である。

然し、補助金や無償援助を受けて開発し発電所運営費を維持管理費 (O & M Cost) のみに限って、その場合の経済指標値を見た場合は Table. 6-18 中に示す如く全ての案が高い値の $B/C > 1$ (4.124 以上)、 $B-C > 0$ (246,434 US\$ 以上) で十分に発電所運営が可能である。

これら各案のうち最も経済性の高い案は Case C の C-1 と C-2' の組合せで通常の発電コストを見込んだ場合は $B/C=0.488$ 、 $B-C=-455,018\text{US\$}$ であるが、維持管理費のみのコストで見た場合は $B/C=4.475$ $B-C=336,577\text{US\$}$ となる。

なお、このケースを開発した場合の代替火力 (ディーゼル発電) の油の節約可能量は年間約 1,650 ton でその油代は約 400,000 US\$ と推定される。

7. Manuel Jorge No.4 地点の地質

取水ダムサイトは、地形・地質上良好と判断できる。すなわち、取水ダムサイトは狭隘な谷地形を呈している。また、河床堆積物も 1～2 m と薄く、その堆積物下部ならびに両岸には、塊状を呈する玄武岩や一部凝灰角礫岩からなる基盤の岩盤が分布する。したがって、当ダムサイトは計画されている取水ダムの基礎として十分な地耐

力と遮水性が確保できると考えられる。

導水路経過地および水槽地点の地質や斜面の安定性は計画されている構造物の規模から考慮して当該地点における導水路および水槽建設に関する問題はないものと判断できる。

水圧管路および発電所地点の地質や斜面の安定性も計画されている構造物の規模から考慮して、当該地点における水圧管路および発電所建設に関する問題はないものと判断できる。すなわち水圧管路ならびに発電所の基礎として基盤岩類は十分な強度をもっており、崖錐堆積物についても礫混じりの粗粒な堆積物からなることにより耐荷性としては充分であると判断できる。また、計画地点周辺斜面では崩壊や地すべりは認められず、斜面の安定の点からも良好な地点であると考えられる。

8. Manuel Jorge No.4 のフィージビリティ設計

本計画は最大使用水量 $0.31\text{m}^3/\text{sec}$ 、有効落差 109.17 m 、最大出力 230kW のいわゆるミニ水力発電所である。その土木構造工作物には取水設備として取水ダムおよび取水口があり発電使用水を導水して落差を得るための導水路は水路経過地全体の地形から山腹沿いに $1/500$ の勾配で開渠が設けられる。導水路の上流部途中には取水口からの水を下流構造物の補修や排砂等で遮断するための制水ゲートと余水吐が必要である。また、取水した水に混入している砂シルトを沈降排除させるための沈砂池が造られ、ヘッドタンクまで約 1.2 km を導水する。その通水断面は比較的少量な水を導水するため、その内幅は 0.57 m 、内側高さ 0.72 m である。

ヘッドタンクは発電開始時の大きな水位変動を防ぐことと発電使用水を過不足なく瞬時に供給するためと、発電停止時に水圧管路内を流下している水の遮断にともなう反動エネルギー (Water Hammer) の発散と同時に水位上昇の緩和抑制を行なうだけでなく、本計画では濁水流量時の発電停止による無効放流をなくするための補給水の貯溜を行う役割を持つ。

水圧管路はヘッドタンクから発電所に発電用水を導水するが、ヘッドタンクと発電所放水口との落差は 115.56 m ($11.6\text{kg}/\text{cm}^2$) あり、この水圧に耐えられる内径 $D=0.394\text{ m}$ の鋼管の延長は $L=226\text{ m}$ である。

発電所は水圧管からの水を反動型 Cross Flow 水車で受け、その位置と速度エネルギーを電気エネルギーに変え最大発生電力 $P_{\text{max}}=230\text{kW}$ の電力と 1.25GWh の年間発生電力量を発生する。

この地域の流況は乾期と雨期に大きく分かれ、当発電所は乾期・雨期を通じてベース発電所として運用される。特に乾期には雨量が少なく、部分負荷での運転を充分考慮する必要がある。この場合、最高効率は多少下がるが、部分負荷運転幅が大

きく、部分負荷運転での効率の高いクロスフロー水車とペルトン水車がフランス水車より有利である。特にクロスフロー水車は構造が簡単でペルトン、フランス水車よりも安価である。さらに構造が簡単なため保守も容易であり、水車の故障時の補修もかなり現地にて対応が可能である。

以上よりクロスフロー水車を採用するのとする。なお、下流の Gue Gue 水力発電所もクロスフロー水車が採用されている。

主機の台数については乾期・雨期における運転、機器の保守運用の便利さ等を総合的に判断して1台とした。

発電機は三相交流同期発電機を採用し、系統の電圧調整が充分可能なように力率を0.8(遅れ)とする。なお、既存発電所の発電機率は0.8~1.0で設計されている。主要変圧器は発電所の屋外に設置するものとする。制御方式は運転員が常駐する有人制御方式とする。

主要機器諸元および仕様

(1) 水 車

型 式	:	クロスフロー水車
台 数	:	1台
基準有効落差	:	109.17 m
使用水量	:	0.31m ³ /sec
基準出力	:	253kW
回転速度	:	1,000rpm

(2) 発電機

型 式	:	三相交流同期発電機
台 数	:	1台
出 力	:	290kVA
回転速度	:	1,000rpm
周 波 数	:	50Hz
電 圧	:	400V
力 率	:	0.8

(3) 主要変圧器

型 式	:	屋外三相油入自冷式
台 数	:	1台
定格出力	:	290kVA
電 圧	:	400V/30kV

9. Manuel Jorge No.4 の施工計画および実施工程

本計画に於ける主な土木工事は以下の通りである。

- (a) 取水ダム：幅 11 m、高さ 2.0 m、コンクリート量 210m³
- (b) 導水路：延長約 1,150 m、掘削量 8,040m³、コンクリート量 760m³
ショットクリート面積 760 m²
- (c) 沈砂池：延長 25 m、幅 3 m、深さ 1.8 m
コンクリート量 80m³
- (d) ヘッドタンク：掘削量 10,070m³、コンクリート量 600m³
- (e) 水圧管路：鉄管径 0.394 m、延長 225.6 m
掘削量 830m³、コンクリート量 125m³
- (f) 発電所：建屋幅 5.5 m、長さ 14.9 m、床面積 82m²
掘削量 2,000m³、コンクリート量 400m³
- (g) 発電所進入路：延長 72 m、幅員 3 m
掘削量 860m³、コンクリート量 205m³
- (h) 地元生活用水取入設備：取水堰高さ 1.5 m、幅 12 m
掘削量 170m³、コンクリート量 120m³

これらの工事は Fig. 11-10 の工事工程に示す通り 12 ヶ月で施工可能である。

コンクリート骨材のうち細骨材は原石山で削孔、発破して原石を採取し、破砕し篩分けしたものを使用する。Sao Tome 市の近傍の原石山で硬質泥岩および玄武岩を採取し、骨材プラント (Aggregate Plant) でクラッシングから篩分選別まで行っている業者が 2 社ある。

この骨材は砕石であるためコンクリートのセメント使用量が一般に使われる川産の骨材に比べ多少多めの使用量となるが、塩分排除をしなければならない海産の細骨材を使用することよりコンクリート構造物に対して安全である。また、骨材の供給量も本計画の日最大コンクリート打設量が 10m³ 前後であることから、問題はない。

セメント鉄筋は Sao Tome Principe 国では生産されておらず、総てが輸入に頼っている。

主な輸入国はポルトガルと南アフリカ連邦である。これ等を輸入する場合、ポルトガルからは発注して現地到達まで2ヵ月程を要する模様である。

一方、南アからの場合は民間建設会社が定期船を就航させており、安定供給能力を持っているが独占的などところが見られやや価格高が予想される。

本計画の建設への実施設計、諸手続および建設工事終了までの全体工程は約2年弱を要し、Fig. 11-10に示す通りである。なお、事前に基本設計期間として、約5ヶ月が必要と考えられる。

10. 経済・財務評価

10.1 経済評価

本プロジェクトの経済評価には代替火力発電所を計画した場合の総費用の現価換算額を便益と見做し、本プロジェクトの総費用の現価換算額を費用としてその比率を求める便益・費用比率法を用いた。代替火力としては当国の火力発電で実際に使われているディーゼル発電を用いた。

Table 14-1に示す通り、年間資本費は投資コストの8.174%で388,553 USドル、年間運転維持費が47,535 USドルで合計436,088 USドルである。また、代替計画をディーゼル発電とした場合の費用は年間固定費が5,174 USドル、年間変動費が73,856 USドルで合計79,030 USドルとなる。

上記から算出した便益/費用の比率は $79,030/436,088=0.181$ となり、経済評価での分岐点である1を大幅に下回る。しかしながら、下記の理由から無償援助を前提として前向きに検討したいと考える。なお、全額無償援助を想定した場合の便益/費用の比率は1.663となり1を上回る。

- (1) Sao Tome・Principe 民主共和国の貿易構造、対外債務の状況等から見て輸入燃料に依存する火力発電は適当ではない。
- (2) Sao Tome 島の地形、水量等から見て本プロジェクトはこの程度の規模での水力発電所としては最適条件を備えていると考えられる。
- (3) 現在「サ国」においては約1万軒強の家庭が電力の供給を受けているが本プロジェクトの実施により、もし、すべての電力が家庭用に消費されたとすれば、約2,500軒が追加されることとなる。これにより家庭への電力普及率は現在の約50%から60%強まで上昇するといえよう。
- (4) 本プロジェクト導入により火力発電を導入した場合と比べ年間約74千USドルの外貨節約となるが、これは同国の年間輸出額(5.1百万USドル)

の1.4%、燃料輸入額(1.1百万USドル)の6.7%で対外収支面への寄与は大きい。

- (5) 同国には現在工業といえるものはほとんどなく、資本財を含めた工業製品のほとんどを輸入に依存している。また、カカオ中心のモノカルチャーから脱却し得ておらず、食糧も輸入に頼っている。その結果、対外収支面では輸入が輸出の5倍になっており、かつ、食糧輸入額が輸出総額を上回っている。現在の同国にとって最重要の課題は食糧の自給の達成であるが、そのためには同国の自然条件を生かした漁業の振興が最優先の施策である。しかし、現状では漁獲物貯蔵のための冷凍・冷蔵施設がなく恵まれた自然環境が十分生かされていない。その最大のネックは電力の供給不足であり、そのためにも電源開発が不可欠となっている。なお、漁業振興は食糧自給のためのみならず、輸出による外貨獲得のための最有力な方策でもある。
- (6) 国家エネルギーマスタープランによると今後10年間に約15,000kWの新規発電を計画しているが、もし、これをすべて火力発電で賄うとすれば年間約6~7百万USドルの燃料輸入を必要とするが、上述のような対外収支構造からして不可能であり、今後の新規発電はすべて水力によらざるを得ない。EMA Eは緊急分を除き、原則としてすべて水力によるとしている。
- (7) 以上の通り、同国が食糧の自給を達成し、カカオ以外の中核になる輸出製品を作り出し、経済的に自立する方向に向かうには電力の供給不足を解消することが不可欠である。本プロジェクトはその方向への一歩を踏み出すものといえよう。

10.2 財務分析

最適開発計画に対しFIRRを算出し、投資価格(EMA E負担率)と電気料金を変数としたFIRRの感度分析(Sensitivity Analysis)と自己資本利益率、現金収支の分析を行い、本プロジェクトがViableとなる条件を求めた。

便益-費用で示される財務上の収支は金利支払い前(電気料金収入-O&Mコスト-減価償却費)で年率0.92%のマイナスとなる。金利支払い後では8.92%のマイナスとなり、財務的に見てプロジェクトとしてViableとはいえない。しかし、Sao Tome・Principe民主共和国の経済の自立には電力の供給不足解消が不可欠であること、その電源開発には水力に依らざるを得ないこと、同国の地形的条件から投資効率が低いこともやむを得ないことなどを勘案し、もし、本

プロジェクトについて無償援助が供与されれば収支面で黒字に転化し得る。

EMAE負担率と電気料金を変数としたFIRRの感度分析 (Sensitivity Analysis)はTable4-5の通りである。

資本コストをカバーするに必要なFIRRを10%とすると電気料金が15c/kWhの場合にはEMAE負担率を15%まで引き下げる必要がある。しかしながら、この料金は国際的に見てもかなり高水準にあり同国の社会、経済状態を勘案すれば10c/kWhまで引き下げるのが望ましい。その場合にはEMAE負担率を7%にする必要がある。

本プロジェクトの投資効率は上述の通り経済評価、財務分析のいずれも極めて悪いが、同国が非常に小さい島国で地形的に効率の良い立地条件を見つけることが困難なことから、この程度の投資効率になることはやむを得ないものとする。同国の経済自立のためには電力の供給不足解消が不可欠であること、電源開発には対外収支の面から輸入燃料に依存しないこの種のミニ水力発電に頼らざるを得ないこと等を併せて考慮すべきである。

11. 環境調査

計画地点とその周辺地域については、カカオ等を主産物とした農園がその代表的な形態で、植民地時代の特徴を残している。今でも農園の中心に管理棟や住宅棟があり、そこに農園のすべての労働者が集まる場所となっており、各農園の中心地が集落を形成している。本計画地点にあるMilagrosaおよび周辺地域のSanta Clara, Quintas das Flores および Santa Luzia がその4つの村落であり、これ等集落の全部がMe-Zochi 地区に属している。同地区の人口は調査時点で29,758人である。

本計画地点とその近接地には工業らしきものはなく、Milagrosaにカカオの発酵・乾燥工場、国営企業当時の車の修理工場、木工所があるが、現在はいずれも稼働していない。

本計画地点とその周辺地域の水資源は、Manuel Jorge 川の他にAqua Panada 川に1つの湧水点があり、Milagrosa, Santa Clara の飲料水に使用することや、必要とあれば灌漑も可能である。Milagrosaにはその他に3つの小さな水源(湧水)がある。

しかし、現状では上記4村落の生活用水はその大部分をManuel Jorge 川の河川水に頼っており、農園や菜園の灌漑、飲料水、小型発電機の動力源などに利用している。生活用水路も存在し、時期によって異なるが必要取水量は村落ごとに明らかになっている。従って、水力発電所を計画する場合にはこの生活用水の確保を考慮に入れなければならない。

Milagrosa, Santa Clara には比較的状態の良い道路が通り、地区の中心地

Trindade 町や Sao Tome 市に結ばれており、距離的にはきわめて便利であるが、本計画地点と周辺部や近接地を結ぶ公共交通機関はない。

本計画地点とその周辺部では未だ電化されていない。また公共施設は非常に不足しており、Milagrosa には 1 学校、1 保健所、1 応急診療所があるのみである。また、応急診療所では軽傷の場合の処置はできるが、重傷の場合は Sao Tome 市の中央病院へ行かなければならない。

計画地点とその隣接地には保護区とみなしてもよい森林があり、水源涵養林の役目を果たしており、滝もある。その他、カカオとバナナ農場が広く栽培され種々の他種樹木と混生している。

陸生生物では種々のタイプの鳥類が圧倒的に多く、また、猿も生息していることからカカオやバナナなどの農作物への被害が生じている。水生動物としては目立ったものは非常に少ないかほとんどいないが、甲殻類（淡水えび）とごくわずかではあるが小魚と、導入されて川に順応したテラピアがいる。同国は鳥のよい生息地となっており計画地点やその隣接地および農業栽培地等の変化に富んだ場所を生息地として順応している多くの鳥がいる。

本計画地点とその周辺地域は長年の農業活動の結果、比較的バランスのとれた環境になっている。本計画における建設工事は極めて小規模のもので、現在の自然環境状態には影響がほとんど出ないと思われる。

なお、Table13-2 に本計画による社会環境への影響評価、また Table13-3 には自然環境への影響評価の総合評価のまとめを示す。

Table 5-2 Demand Forecast

Item Year	Energy (Mwh)			Power factor(%)	Power (kW)			Expantion Plan of EMAE	Rate of Reserve (%)		
	High case	Middle case	Low case		High case	Middle case	Low case		High case	Middle case	Low case
1996	23,184	22,966	22,749	50	5,293	5,243	5,194	9,260	74.9	76.6	78.3
1997	24,733	24,271	23,814	50	5,647	5,541	5,437	9,260	64.0	67.1	67.1
1998	26,385	25,650	24,929	50	6,024	5,856	5,692	9,260	53.7	58.1	62.7
1999	28,148	27,107	26,095	50	6,426	6,189	5,958	9,260	44.1	49.6	55.4
2000	30,028	28,647	27,317	50	6,856	6,540	6,237	9,910	44.5	41.6	58.9
2001	32,034	30,274	28,595	50	7,314	6,912	6,529	11,010	50.5	59.3	68.6
2002	34,174	31,994	29,934	50	7,802	7,305	6,834	11,010	41.1	50.7	61.1
2003	36,457	33,811	31,335	50	8,324	7,719	7,154	12,510	50.3	62.1	74.9
2004	38,893	35,732	32,802	50	8,880	8,158	7,489	12,510	40.9	53.3	67.0
2005	41,491	37,762	34,337	50	9,473	8,621	7,839	13,260	40.0	53.8	69.2
2006	44,263	39,907	35,944	50	10,106	9,111	8,206	16,260	60.9	78.5	98.1
2007	47,220	42,174	37,626	50	10,781	9,629	8,590	16,260	50.8	68.9	89.3
2008	50,374	44,570	39,387	50	11,501	10,176	8,992	16,260	41.4	59.8	80.8
2009	53,740	47,101	41,231	50	12,269	10,754	9,413	16,260	32.5	51.2	72.7
2010	57,330	49,777	43,161	50	13,089	11,365	9,854	19,260	47.1	69.5	95.5

Table 5-3 Analysis of Power Balance

Year	Power Demand (kW)	Plan by EMAE			Expansion Plan by JICA			Reserve (%)
		Name of Power Station	Installed Capacity (kW)	Reserve (%)	Name of Power Station	Installed Capacity (kW)	Reserve (%)	
			7,440			7,440		
1996	5,243	Abade 3 (1,740)	9,180	75		7,440	42	
1997	5,541	Expansion (1,200)	10,380	87	Expansion (1,200)	8,640	56	
1998	5,856		10,380	77		8,640	48	
1999	6,189		10,380	68		8,640	40	
2000	6,540	Manuel Jorge 4 (650)	11,030	69	Manuel Jorge (250)	8,870	36	
2001	6,912	Manuel Jorge 3 (1,100)	12,130	75	Abade 3 (1,740)	10,610	54	
2002	7,305		12,130	66		10,610	45	
2003	7,719	Abade 1 (1,500)	13,630	77		10,610	37	
2004	8,158		13,630	67	Abade 1 (1,500)	12,110	48	
2005	8,621	Manuel Jorge 2 (750)	14,380	67		12,110	40	
2006	9,111	Lemba (3,000)	17,380	91		12,110	33	
2007	9,629		17,380	80	Lemba (3,000)	15,110	57	
2008	10,176		17,380	71		15,110	48	
2009	10,754		17,380	62		15,110	41	
2010	11,365	Ouro 6 (1,000) Diesel (2,000)	20,380	79		15,110	33	

Table 8-1 Comparative Study on Mini Hydro Power Projects in Sao Tome Island

Name of River and Name of Project	Catchment Area A: (km ²) (1)	I.W.L (EL.m) (2)	T.W.L (EL.m) (3)	Gross Head H: (m) (4)=(2)-(3)	Length of Headrace L: (m) (5)	Avg. Annual Rainfall in the site, R: (mm) (6)	Avg. Excavation Area on Waterway, E: (m ² /m) (7)	Value of Project (A*E*H)/((L*E)=(8)= (1)*(6)*(4)/((5)*(7)))	Ranking
Do Ouro River									
Do Ouro No.1	14.74	400	320	80	1,020	2,030	11.4	206	10
Do Ouro No.2	15.61	300	220	80	1,550	2,030	2.1	779	6
Manuel Jorge River									
Manuel Jorge No.4	9.45	480	380	100	1,250	2,400	1.4	1,296	1
Manuel Jorge No.3	9.45	380	250	130	1,990	2,400	1.8	823	5
Abade River									
Abade No.1	15.81	440	310	130	2,650	2,780	1.7	1,288	2
Abade No.2	19.44	315	190	125	2,480	2,780	5.8	470	8
Cantador River									
Cantador	9.65	230	90	140	1,900	2,890	10.4	199	11
Cantador(alternative)	9.78	220	80	140	1,920	2,890	9.7	212	9
Io Grande River									
Io Grande (Aze Ghaves River)	10.35	405	230	175	1,330	3,330	4.6	966	3
Lemba River									
Lemba	33.26	70	30	40	2,060	4,330	3.1	902	4
Lemba (alternative)	32.71	80	30	50	2,760	4,330	4.2	611	7

Table 8-2 General Scheme Description of 6 Study Cases

Item	Case	Unit	with Storage Capacity			without Storage Capacity			Remarks
			A	B	C	A	B	C	
Catchment Area		km ²	8.31	8.32	9.23	8.31	8.32	9.23	
Intake Water Level		EL.m	522.00	507.00	470.00	522.00	507.00	470.00	
Head Tank Water Level		EL.m	511.92	503.96	465.98	511.69	503.84	465.86	
Outlet Water Level		EL.m	388.40	388.40	389.00	388.40	388.40	369.00	Minus 2m of P.W.L
Gross Head		m	123.52	115.56	96.98	123.29	115.44	96.86	Hg-H.T.W.L-T.W.L
Effective Head		m	119.14	111.87	94.27	118.91	111.75	94.15	
Power Discharge		m ³ /s	0.300	0.300	0.320	0.300	0.300	0.320	
Maximum Discharge		m ³ /s	0.110	0.110	0.110	-	-	-	Qf × 24/12hrs
Peak Farm Discharge		m ³ /s	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	97% Firm(355days)
Farm Discharge		m ³ /s							
Type of Turbine			Cross flow	Cross flow	Cross flow	Cross flow	Cross flow	Cross flow	
Power Output		kW	242	227	204	241	227	204	
Maximum Output		kW	81.0	76.5	66.9	-	-	-	
Farm Peak Output		kW	38.8	36.4	29.5	39.5	34.6	29.8	
Farm Output		kW							
Annual Energy Production		MWh	1,376	1,292	1,169	1,375	1,289	1,168	
Power structure									
Intake Dam (L×H)		m	16×2.5	11×2.0	20×3.0	16×2.5	11×2.0	20×3.0	
Headrace Channel (L×B)		m	1,190×0.51	1,143×0.56	1,469×0.57	1,260×0.51	1,203×0.56	1,479×0.57	
Slop of Headrace Channel		m ³	1/300	1/500	1/500	1/300	1/500	1/500	
Head Tank Storage Capacity		m ³	2,400	2,400	2,400	-	-	-	12hrs × Qf × 3,600sec
Penstock (Ø × L)		m	0.44×286	0.44×224	0.45×140	0.44×286	0.44×224	0.45×140	v= 2m/s
Electromechanical Equipment									
Type of Turbine			Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	
Installed Capacity of Turbine		kW	266	250	224	265	250	224	
Type of Generator			3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	
Installed Capacity of Generator		kVA	306	287	258	305	287	258	
Transmission Line (30kV×1ccct)		km	7.50	7.50	7.05	7.50	7.50	7.05	
Construction Cost		US\$	4,748,856	4,410,253	4,477,753	5,096,562	4,678,683	4,671,787	
Construction Period		year	1	1	1	1	1	1	

Table 8-3 Study for Economical Route of Manuel Jorge No.4

Item	Unit	with Strage Capacity			without Strage Capacity			Remarks
		Case-A	Case-B	Case-C	Case-A	Case-B	Case-C	
1. Major Feature								
Catchment Area	km ²	8.31	8.32	9.23	8.31	8.32	9.23	
Intake Water Level	EL.m	522.00	507.00	470.00	522.00	507.00	470.00	
Head Tank Water Level	EL.m	511.92	503.96	465.98	511.69	503.84	465.36	
Tailrace Water Level	EL.m	388.40	388.40	369.00	388.40	388.40	369.00	
Gross Head	m	123.52	115.56	96.98	123.29	115.44	96.86	
Effective Head	m	119.14	111.87	94.27	118.91	111.75	94.15	
Maximum Discharge	m ³ /sec	0.30	0.30	0.32	0.30	0.30	0.32	
Maximum Output	kW	242	227	204	241	227	204	
Firm Peak Output	kW	81.0	76.5	66.9	-	-	-	12hrs peak generation
Firm Output	kW	38.8	36.4	29.5	39.5	34.6	29.8	97%(355days) Firm Output
Annual Energy Production	MWh	1,376	1,292	1,169	1,375	1,289	1,168	
Construction Cost (A)	US\$	4,748,856	4,410,253	4,477,753	5,096,362	4,678,683	4,671,787	excl. Interest during Construction
2. Economical Index								
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	19,623	19,428	21,950	21,147	20,611	22,901	
b) Construction Cost per kWh	US\$/kWh	3.45	3.41	3.83	3.71	3.63	4.00	
c) Benefit								
Loss Factor of Effective Output	%	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	
Loss Factor of Effective Energy	%	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	
Effective Output	kW	78.7	74.3	65.0	38.4	33.6	28.9	
Effective Energy	MWh	1,308.6	1,228.7	1,111.7	1,307.6	1,225.8	1,110.8	
kW Value	US\$/kW	146.4	146.4	146.4	146.4	146.4	146.4	
kWh Value	US\$/kWh	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	
Benefit of kW	US\$	11,515	10,875	9,510	5,615	4,919	4,236	
Benefit of kWh	US\$	81,132	76,179	68,927	81,073	76,002	68,868	
Total Annual Benefit (B)	US\$	92,646	87,054	78,437	86,688	80,921	73,104	
d) Cost								
Capital Recovery Factor: CRF	%	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	CRF=0.08(1+0.08) ⁻⁵⁰ / {(1+0.08) ⁵⁰ -1}= 0.08174
O & M Cost	%	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
Total Annual Cost (C-1)	US\$	435,660	404,597	410,789	467,540	429,222	428,590	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	47,489	44,103	44,778	50,964	46,787	46,718	excl. Capital recovery cost
c) Benefit Cost Ratio : (B)/(C-1)								
Benefit Cost Ratio : (B)/(C-2)		0.213	0.215	0.191	0.185	0.189	0.171	
d) Benefit - Cost : (B)-(C-1)								
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	-343,014	-317,543	-332,352	-380,852	-348,302	-355,486	
e) Justifiable Investment Cost								
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	45,158	42,951	33,659	35,724	34,134	26,386	
f) Necessary Aid Fund								
Justifiable Investment Cost	US\$	1,009,878	948,918	854,889	944,930	882,064	796,859	(B)/(0.0874+0.01)
Necessary Aid Fund	US\$	3,738,978	3,461,335	3,622,764	4,151,432	3,796,619	3,874,928	(A)-{(B)/(0.08174+0.01)}

Table 8-12 Study of Optimum Water Discharge of Manuel Jorge No.4

Item	Unit	Maximum Power Discharge				Remarks
		0.277m ³ /sec	0.292m ³ /sec	0.300m ³ /sec	0.320m ³ /sec	
1. Major Feature						
Catchment Area	km ²	8.32	8.32	8.32	8.32	
Intake Water Level	EL.m	507.00	507.00	507.00	507.00	
Head Tank Water Level	EL.m	503.96	503.96	503.96	503.96	
Outlet Water Level	EL.m	388.40	388.40	388.40	388.40	
Gross Head	m	115.56	115.56	115.56	115.56	
Effective Head	m	111.634	111.767	111.870	112.102	
Maximum Discharge	m ³ /sec	0.277	0.292	0.300	0.320	
Maximum Output	kW	208.9	220.5	226.7	242.3	
Firm Peak Output	kW	76.4	76.5	76.5	76.6	12hrs peak generation
Firm Output	kW	36.3	36.3	36.4	36.4	97%(355days) Firm Output
Annual Energy Production	MWh	1,274.8	1,287.5	1,292.4	1,301.5	
Construction Cost (A)	US\$	4,399,907	4,407,404	4,410,253	4,416,604	excl. Interest during Construction
2. Economical Index						
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	21,062	19,988	19,454	18,228	
b) Construction Cost per kWh	US\$/kWh	3.45	3.42	3.41	3.39	
c) Benefit						
Loss Factor of Effective Output	%	2.9	2.9	2.9	2.9	
Loss Factor of Effective Energy	%	4.9	4.9	4.9	4.9	
Effective Output	kW	74.2	74.3	74.3	74.3	
Effective Energy	MWh	1,212.3	1,224.4	1,229.1	1,232.4	
kW Value	US\$/kW	146.4	146.4	146.4	146.4	
kWh Value	US\$/kWh	0.062	0.062	0.062	0.062	
Benefit of kW	US\$	10,861	10,875	10,875	10,875	
Benefit of kWh	US\$	75,163	75,911	76,203	76,739	
Total Annual Benefit (B)	US\$	86,023	86,786	87,077	87,614	
d) Cost						
Capital Recovery Factor: CRF	%	8.174	8.174	8.174	8.174	CRF=0.08(1+0.08) ⁵⁰ / {(1+0.08) ⁵⁰ -1}= 0.08174
O & M Cost	%	1.000	1.000	1.000	1.000	
Total Annual Cost (C-1)	US\$	403,647	404,335	404,597	405,179	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	43,999	44,074	44,103	44,166	excl. Capital recovery cost
e) Benefit Cost Ratio : (B)/(C-1)		0.2131	0.2146	0.2152	0.2162	
Benefit Cost Ratio : (B)/(C-2)		1.955	1.969	1.974	1.984	
d) Benefit - Cost : (B)-(C-1)	US\$	-317,624	-317,549	-317,519	-317,724	
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	42,024	42,712	42,975	43,448	
e) Justifiable Investment Cost	US\$	937,684	946,001	949,177	955,023	(B)/(0.08174+0.01)
f) Necessary Aid Fund	US\$	3,462,223	3,461,403	3,461,076	3,461,581	(A)-{(B)/(0.08174+0.01)}

Table 8-15 Study of Optimum Inner Diameter of Penstock Pipe (1/2)

Item	Unit	Inner Diameter : D (m)														
		0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45
Rated Generating Discharge : Qg	m ³ /sec	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310
Annual Power Discharge	m ³ /s-day	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03
Average Power Discharge (72.03/365)	m ³ /sec	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734
Efficiency of T/G : η (%) (Avg. per Annun)	hrs	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677
Generating Hour per Annun : T_g	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Manning's Roughness Coefficient of Penstock Steel Lining : n		0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120
Fraction Loss Head at Generating		0.02980	0.02516	0.02135	0.01821	0.01560	0.01343	0.01160	0.01006	0.00876	0.00765	0.00671	0.00590	0.00520	0.00460	0.00408
Loss Power/Energy due to Friction	KW	0.039	0.033	0.028	0.024	0.020	0.018	0.015	0.013	0.011	0.010	0.009	0.008	0.007	0.006	0.005
Loss Power: $P_f = 9.81 \eta Q_g^3 n^2 / 7.48$	KWh	342	288	245	209	179	154	133	115	100	88	77	68	60	53	47
(Quantities of Penstock per Meter)																
Thickness of Penstock Pipe $t = 0.008m$	m	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
Weight of Penstock, $W_p = (D + 0.006) \pi \times 0.06 \times 7.85 \times 1.0665$	t	0.050	0.051	0.053	0.055	0.056	0.058	0.059	0.061	0.062	0.064	0.065	0.067	0.069	0.070	0.072
Common Excavation of Penstock Line	m ³	2.660	2.670	2.680	2.690	2.700	2.710	2.720	2.730	2.740	2.750	2.760	2.770	2.780	2.790	2.800
Rock Excavation of Penstock Line	m ³	2.660	2.670	2.680	2.690	2.700	2.710	2.720	2.730	2.740	2.750	2.760	2.770	2.780	2.790	2.800
Saddle Concrete	m ³	0.046	0.047	0.047	0.048	0.049	0.050	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.054	0.055	0.056
Anchor Block Concrete	m ³	0.338	0.344	0.349	0.354	0.360	0.365	0.370	0.375	0.380	0.384	0.389	0.394	0.399	0.403	0.408
Gutter Concrete	m ³	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
Masonry Wall	m ³	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789
Form Works	m ²	1.278	1.299	1.319	1.339	1.358	1.378	1.397	1.415	1.434	1.452	1.470	1.488	1.506	1.523	1.540
Weight of reinforcement steel bar	t	0.012	0.012	0.012	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014

Table 8-16 Optimum Development Plan of Manuel Jorg No.4 Project

Item	Case	Unit	Description	Remarks
1. Catchment Area		km ²	8.32	
2. Intake Water Level		EL.m	507.00	
3. Head Tank Water Level		EL.m	503.96	
4. Outlet Water Level		EL.m	388.4	Minus 2m of F.W.L
5. Gross Head		m	115.56	Hg=H.T.W.L-T.W.L
6. Effective Head		m	109.17	
7. Power Discharge				
Maximum Discharge		m ³ /s	0.310	
Peak Firm Discharge		m ³ /s	0.110	Qf × 24/12hrs
Firm Discharge		m ³ /s	0.055	Qf: 97% Firm(355days)
8. Power Output				
Maximum Output		kW	230	
Firm Peak Output		kW	73.1	
Firm Output		kW	35.9	
9. Annual Energy Production		MWh	1,252.6	
10. Power structure				
Intake Dam (L×H)		m	11.0×2.0	
Headrace Channel (L×B)		m	1,150×0.57	
Slop of Headrace Channel			1/500	
Head Tank Storage Capacity		m ³	2,400	12hrs×Qf×3,600sec
Penstock (Φ×L)		m	0.394×225.6	Maximum v= 2.54m/s
11. Electromechanical Equipment				
Type of Turbine			Cross flow	
Installed Capacity of Turbine		kW	253	
Type of Generator			3-phase synchronous	
Installed Capacity of Generator		kVA	290	
Transmission Line (kV×km)		km	30kV×5.5	1cct
12. Construction Period		year	1	

Table 8-18 Respective Case of Abade River Development Schemes

Item	Case	Unit	Case-A		Case-B		Case-C			Total	Remark
			B-1	B-2	B-2	C-1	C-2	C-2'			
1. Catchment Area		km ²	9.10	9.10	9.10	13.06	9.19	9.19	9.19	13.15	
2. Main Stream		km ²	9.10	9.10	9.10	9.10	9.19	9.19	9.19	9.19	
3. Tributary		km ²	-	-	-	3.96	-	-	-	3.96	
4. Intake Water Level		EL.m	551.50	430.00	430.00	430.00	511.50	428.60	428.60	428.60	
5. Head Tank Water Level		EL.m	548.00	428.60	428.60	428.60	508.90	428.60	428.60	428.60	
6. Outlet Water Level		EL.m	375.00	318.00	318.00	318.00	428.60	318.00	318.00	318.00	
7. Gross Head (H.T.W. L.T.W.L.)		m	173.00	112.00	110.60	110.60	80.30	110.60	110.60	110.60	
8. Effective Head		m	167.60	113.70	106.00	106.00	221.00	107.30	106.00	106.00	
9. Power Discharge		kw/s	0.79	0.76	0.76	1.12	0.76	0.76	1.12	1.12	Q _{max} × H × 3 = 40 days Q
10. Power Discharge		kw/s	0.259	0.259	0.259	0.372	0.261	0.261	0.374	0.374	50% of P _{max} (= 365 days)
11. Power Output		kw	940	640	600	850	390	600	850	850	
12. Power Output		kw	288.5	203.2	190.8	273.5	118.3	192.5	273.5	273.5	
13. Annual Energy Production		Mwh	4,850	3,300	3,100	4,400	2,020	3,120	4,450	5,150.0	
14. Power structure		m	20 × 2.25	20 × 2.25	-	20 × 2.25	20 × 2.25	-	20 × 2.25	20 × 2.25	
15. Bedrace Channel (L × B)		m	1,020 × 0.8	1,020 × 0.8	670 × 0.9	670 × 0.9	520 × 0.8	-	-	-	
16. Inlet Channel (L × B)		m	-	-	1,000 × 0.6	1,000 × 0.6	-	-	-	1,260 × 0.6	
17. Head Tank (L × B)		m	38.72 × 4.0	39.72 × 4.0	12.0 × 25.0	12.0 × 25.0	30.0 × 4.0	12.0 × 25.0	12.0 × 25.0	12.0 × 25.0	
18. Penstock (Φ × L)		m	0.7 × 557.0	0.7 × 385.0	0.7 × 270.0	0.85 × 220.0	0.7 × 670.0	0.7 × 220.0	0.85 × 220.0	0.85 × 220.0	
19. Tailrace (L × B)		m	0.7 × 5.0	-	0.7 × 10.0	0.85 × 10.0	-	0.7 × 10.0	0.85 × 10.0	0.85 × 10.0	
20. Electromechanical Equipment											
21. Type of Turbine			Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	
22. Installed Capacity of Turbine		kw	1,044	711	667	944	433	667	944	944	
23. Type of Generator											
24. Installed Capacity of Generator		kVA	1,106	753	706	1,000	459	706	1,000	1,000	
25. Transmission Line (kVA × cct)		km	16.5	16.3	0.9	0.9	16.3	0.3	0.3	0.3	
26. Construction Cost		US\$	7,848,764	5,826,569	4,490,220	6,175,358	10,316,789	3,694,720	4,084,454	5,989,585	7,763,178
27. Construction Period		year	1	1	1	1	1	1	1	1	
28. Economical Index		US\$/kw	8,492	8,492							
29. Construction Cost per kw		US\$/kw	8,492	8,492							
30. Construction Cost per kw		US\$/kw	1.63	1.63							
31. Benefit Cost Ratio (B)/(C.1)			0.450	0.450							0.454
32. Benefit Cost Ratio (B)/(C.2)			4.124	4.124							4.407
33. Benefit-Cost (C.1)		US\$	-398,394	-398,394							-367,627
34. Benefit-Cost (C.2)		US\$	246,424	246,424							-455,014
35. Justifiable Investment Cost		US\$	3,946,122	3,946,122							3,959,577
36. Necessary Aid Fund		US\$	4,342,642	4,342,642							4,724,443
											4,007,267
											4,959,862
											(A)-(B)/(C.1)
											(A)-(B)/(C.2)

Table 8-19 Economical Comparison of Combined Abade River Development Schemes

Item	Unit	Case A		Case B		Case C		Remarks
		(A-1)	(A-2)	(B-1)	(B-2)	(C-1+C-2)	(C-1+C-2)	
I. Major Feature								
Catchment Area	km ²	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	
Inlake Water Level (No. 1 P/S)	EL. m	551.50	551.50	551.50	551.50	551.50	551.50	
Inlake Water Level (No. 2 P/S)	EL. m	-	430.00	430.00	430.00	428.60	428.60	
Head Tank Water Level (No. 1 P/S)	EL. m	548.00	548.00	548.00	548.00	508.10	508.10	
Head Tank Water Level (No. 2 P/S)	EL. m	-	428.60	428.60	428.60	428.60	428.60	
Tailrace Water Level (No. 1 P/S)	EL. m	375.00	430.00	430.00	430.00	458.00	458.00	
Tailrace Water Level (No. 2 P/S)	EL. m	-	318.00	318.00	318.00	318.00	318.00	
Total Gross Head	m	173.00	230.00	230.00	180.00	180.00	180.00	H. T. W. L. - T. W. L.
Total Effective Head	m	167.10	221.00	219.70	181.90	180.00	180.00	
Maximum Discharge (No. 1)	m ³ /sec	0.780	0.780	0.780	0.780	0.780	0.780	
Maximum Discharge (No. 2)	m ³ /sec	0.780	0.780	1.120	0.780	0.780	1.120	
Firm Discharge (No. 1)	m ³ /sec	0.258	0.258	0.258	0.261	0.261	0.261	
Firm Discharge (No. 2)	m ³ /sec	-	0.258	0.372	0.261	0.374	0.374	
Maximum Output (No. 1)	kW	940	640	640	380	350	350	
Maximum Output (No. 2)	kW	-	600	850	600	850	850	
Total Maximum Output	kW	940	1,240	1,490	980	1,240	1,240	
Firm Output (No. 1)	kW	288.6	203.2	203.2	118.3	118.3	118.3	87% (355days) Firm Output
Firm Output (No. 2)	kW	-	180.8	273.5	182.5	274.0	274.0	
Total Firm Output	kW	288.6	384	476.7	310.8	394.3	394.3	
Total Annual Energy Production	kWh	4,850	6,400	7,700	6,150	6,470	6,470	
Construction Cost (A)	US\$	7,880,744	10,316,788	11,001,827	7,743,178	9,684,355	9,684,355	excl. interest during construction
II. Economical Index								
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	8,392	8,320	8,055	7,882	7,810	7,810	
b) Construction Cost per kWh	US\$/kWh	1.43	1.41	1.50	1.51	1.50	1.50	
c) Benefit								
Loss Factor of Effective Output	%	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	
Loss Factor of Effective Energy	%	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	
Effective Output	kW	287.4	370.4	450.2	300.3	370.7	370.7	
Effective Energy	kWh	4,575.8	6,035.8	7,262.1	4,858.5	6,101.2	6,101.2	
kW Value	US\$/kW	145.23	145.23	145.23	145.23	145.23	145.23	
kWh Value	US\$/kWh	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	
Benefit of kW	US\$	41,741	55,103	68,070	43,617	55,165	55,165	
Benefit of kWh	US\$	288,540	374,182	450,188	301,106	378,275	378,275	
Total Annual Benefit (B)	US\$	315,371	429,285	518,258	344,723	433,440	433,440	
d) Cost								
Capital Recovery Factor: CRF	%	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	CRF=0.08(1+0.08) ⁵⁰ /((1+0.08) ⁵⁰ -1)=0.08174
O & M Cost	%	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
Total Annual Cost (C-1)	US\$	723,715	816,462	1,101,057	712,194	888,438	888,438	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	78,863	103,168	120,018	77,632	98,843	98,843	excl. Capital recovery cost
e) Benefit Cost Ratio : (B)/(C-1)								
Benefit Cost Ratio : (B)/(C-2)		0.450	0.451	0.461	0.484	0.488	0.488	
f) Benefit - Cost : (B)-(C-1)								
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	-398,344	-387,177	-582,800	-367,471	-455,018	-455,018	
g) Justifiable Investment Cost								
Necessary Aid Fund	US\$	4,342,442	6,437,414	8,317,964	4,007,247	6,158,842	6,158,842	(B)/(0.08174+0.01) (A)-[(B)/(0.08174+0.01)]

Table 11-1 Estimated Construction Cost of Munuel Jorge No.4

Unit:US\$

Item	Amount	Remarks
A.Preparetion Works	138,379	P/H access road
B.Civil Works		
1.Intake Dame	121,881	
2.Sedimentation Basin	74,584	
3.Headrace Channel	617,311	
4.Head Tank	573,962	
5.Penstock and Spillway	99,398	
6.Powerhouse	354,178	
7.Intake & Channel for Local	93,437	
8.Disposal Area	41,998	10 % of Excavation
Sub-total	1,976,751	
C.Hydraulic Equipment		
1.Trashraks	13,050	
2.Gates	29,396	
3.Penstock	136,800	
Sub-total	179,246	
D.Electromechanical Equipment		
1.Turbine and Generator	926,800	
2.Transmission Line	311,300	
Sub-total	1,238,100	
E.Project Controlling		
1.Engineering Fee	720,000	
2.Administration Cost	60,000	
Sub-total	780,000	
F.Physical Contingency		
1.Preparation Works	13,838	10% of Direct Cost
2.Civil Works	197,675	10% of Direct Cost
3.Hydraulic Equipment	89,623	5% of Direct Cost
4.Electromechanical Equipment	61,905	5% of Direct Cost
5.Project Controlling	78,000	10% of Direct Cost
Sub-total	441,041	
Total (Project Cost)	4,753,516	≐4,754,000US\$

**Table 13-2 Summary of Potential Socio-economic Environmental Impacts
and Their Preventions and Mitigations**

Socio-economic Environmental Factors	Potential Impacts	Remarks (Description of the potential impacts and measures to prevent/mitigate the impacts)
1. Resettlement of villagers (1) Reservoir area (2) Water reduction area	△ △	No villagers are living in the reservoir area. No villagers are living in the water reduction area.
2. Industries (1) Agriculture 1) Project area 2) Downstream area (2) Forestry (3) Fishery (4) Manufacturing / mining (5) Tertiary industry (handcraft, tourism, etc.)	○ △ △ △ △	The routes and space for construction of headrace channel and headtank will need some land and to cut some plantation trees. Compensation will be needed. No impacts will be incurred to the downstream area. Only a few trees would be cut. No fishes are existing in the river. No manufacturing or mining industry is existing. No such industry is existing.
3. Transportation	△	Impact of construction of an access road is moderate and will improve transportation network of this area.
4. Other infrastructure (1) Education (2) Public health (3) Cultural assets	△ △ △	No school is existing in the project area. No water born disease could be induced due to very small scale of the reservoir. No cultural assets are existing in the project area.
5. Water utilization (1) Project area and its vicinity (2) Downstream area	○ ○	The villages such as Milagrosa and Santa Clara are using the river water for drinking and plantation. Prior agreement between EMAE and the villagers for reasonable sharing of the river water must be achieved. Water quality of the discharge water from powerhouse shall be kept acceptable by preventing leakage of oil and other substances.

(Legend) ● : Significant impact ○ : Moderate impact △ : Negligible or no impact

**Table 13-3 Summary of Potential Natural Environmental Impacts
and Their Preventions and Mitigations**

Natural Environmental Factors	Potential Impacts	Remarks (Description of the potential impacts and measures to prevent/mitigate the impacts)
1. Topography (1) Sedimentation in reservoir (2) Impact on downstream waterway (3) Impact to coastal area	△ △ △	Upstream of the reservoir is rich in forest and therefore the soil condition is stable. Scale of the project is very small and therefore the impact to downstream is negligible. No direct impact due to existing of Gue Gue power station.
2. Soil condition (1) Slope collapse (2) Soil erosion	○ △	Measures must be taken to prevent slope collapse along the routes of headrace and penstock. Water leakage from headrace must be avoid to prevent soil erosion along its route.
3. River water (1) Change in water system (2) Impact to water quality	△ ○	No change to water way. Impact can be avoided by good maintenance of the powerhouse.
4. Biosphere (1) Impact to flora (2) Impact to fauna (3) Impact to aquaic organisms (4) Impact to protected /valuable flora and fauna	△ △ △ △	Impact is negligible due to small scale of the project. Impact is negligible due to small scale of the project. No valuable aquatic organisms are existing in the project area. No such flora and fauna are existing.
5. Impact on national and natural parks	△	No such parks are existing.
6. Atmosphere (1) Air pollution during construction (2) Offensive odors	○ △	Measures must be taken to mitigate dust generation. No offensive odors will be generated.
7. Noise and vibration	○	Measures must be taken to mitigate the noise and vibration to be occured during construction and plant operation.

(Legend) ● : Significant impact ○ : Moderate impact △ : Negligible or no impact

Table14-1 Economical Evaluation

Item	Unit	Optimal Case	Remarks
Maximum Output	kW	230	
Firm Peak Output	kW	76.5	12hrs peak generation
Firm Output	kW	36.4	97%(355days) Firm Output
Annual Energy Production	MWh	1,253	
Construction Cost (A)	US\$	4,753,517	excl. Interest during Construction
2. Economical Index			
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	20,667	
b) construction Cost per kWh	US\$/kWh	3.79	
c) Benefit			
Loss Factor of Effective Output	%	2.9	
Loss Factor of Effective Energy	%	4.9	
Effective Output	kW	35.3	
Effective Energy	Mwh	1,191.2	
kW Value	US\$/kW	146.4	
kWh Value	US\$/kWh	0.062	
Benefirt of kW	US\$	5,174	
Benefit of kWh	US\$	73,856	
Total Annual Benefit (B)	US\$	79,030	
d) Cost			
Capita Recovery Factor : CRF	%	8.174	$CRF=0.08(1+0.08)^{50}/\{(1-0.08)^{50}-1\}=0.08174$
O & M Cost	%	1.000	
Total Annual Cost (C-1)	US\$	436,088	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	47,535	excl. Capital recovery cost
c) Benefit Cost Ratio : (B) / (C-1)			
		0.181	
Benefit Coct Ratio : (B) / (C-2)			
		1.663	
d) Benefit - Cost : (B)-(C-1)			
	US\$	-357,057	
Benefit - Cost : (B)-(C-2)			
	US\$	31,495	
e) Justifiable Investment Cost			
	US\$	861,459	$(B)/(0.0874)-0.01$
f) Necessary Aid Fund			
	US\$	3,892,058	$(A)-\{(B)/(0.08174-0.01)\}$

Table14-5 Sensitivity Analysis --- FIRR for 35 years

(Unit : %)

E M A E 負担率	電気料金 (c/kWh)														
	15c/kWh	14c/kWh	13c/kWh	12c/kWh	11c/kWh	10c/kWh	9c/kWh	8c/kWh	7c/kWh	6c/kWh	5c/kWh	4c/kWh	3c/kWh	2c/kWh	1c/kWh
5%	28.10	25.45	22.79	20.09	17.36	14.57	11.67	8.39	4.13						
6%	23.87	21.64	19.38	17.10	14.77	12.37	9.82	6.74	2.83						
7%	20.81	18.87	16.91	14.91	12.87	10.75	8.31	5.38	1.86						
8%	18.49	16.76	15.02	13.24	11.40	9.41	7.09	4.30	1.10						
9%	16.65	15.10	13.52	11.90	10.21	8.27	6.05	3.42	0.49						
10%	15.17	13.75	12.30	10.81	9.16	7.30	5.14	2.70	-0.02						
15%	10.51	9.41	8.21	6.92	5.46	3.89	2.21	0.39	-1.61						
20%	7.71	6.73	5.63	4.46	3.24	1.95	0.59	-0.87	-2.45						
50%	0.95	0.38	-0.19	-0.79	-1.40	-2.04	-2.70	-3.37	-4.08						
100%	-1.90	-2.23	-2.55	-2.89	-3.23	-3.57	-3.93	-4.29	-4.65						

Financial Summary

E M A E 負担率	電気料金 (c/kWh)										F I R R		借入金		税引前利益		税引後利益		R O E 税引前		R O E 税引後		現金収支単年		現金収支累計		借入金返済年	
	100% 15c/kWh	50% 15c/kWh	20% 15c/kWh	15% 15c/kWh	15% 10c/kWh	7% 10c/kWh	5% 10c/kWh	100% R	5% R	100% 借入金	5% 借入金	100% 税引前利益	5% 税引前利益	100% 税引後利益	5% 税引後利益	100% R O E 税引前	5% R O E 税引前	100% R O E 税引後	5% R O E 税引後	100% 現金収支単年	5% 現金収支単年	100% 現金収支累計	5% 現金収支累計	100% 借入金返済年	5% 借入金返済年			
5%	4,754,000	2,377,000	950,800	713,100	713,100	332,780	237,700	14.75%	14.75%	2,377,000	713,100	713,100	332,780	237,700	14.75%	14.75%	14.75%	14.75%	14.75%	2,377,000	713,100	713,100	332,780	237,700	14.75%	14.75%		
6%	435,057	-175,547	-19,841	6,110	-37,731	3,791	14,170			-175,547	-37,731	-37,731	3,791	14,170						-175,547	-37,731	-37,731	3,791	14,170				
7%	-9.15%	-7.39%	-20.9%	0.86%	-2.29%	1.14%	5.96%			-9.15%	-7.39%	-20.9%	0.86%	-2.29%	1.14%	5.96%				-9.15%	-7.39%	-20.9%	0.86%	-2.29%	1.14%	5.96%		
8%	-296,357	-106,197	7,899	25,082	-16,926	12,362	16,855			-296,357	-106,197	7,899	25,082	-16,926	12,362	16,855				-296,357	-106,197	7,899	25,082	-16,926	12,362	16,855		
9%	-1968,302	-732,262	9,362	130,525	-130,080	64,857	94,473			-1968,302	-732,262	9,362	130,525	-130,080	64,857	94,473				-1968,302	-732,262	9,362	130,525	-130,080	64,857	94,473		
10%	237,700	118,850	47,540	35,655	35,655	16,639	11,885			237,700	118,850	47,540	35,655	35,655	16,639	11,885				237,700	118,850	47,540	35,655	35,655	16,639	11,885		

(Unit : US\$)

税引前利益から現金収支累計までの数字は借入金返済が開始される前年の操業開始後6年目の数字である。

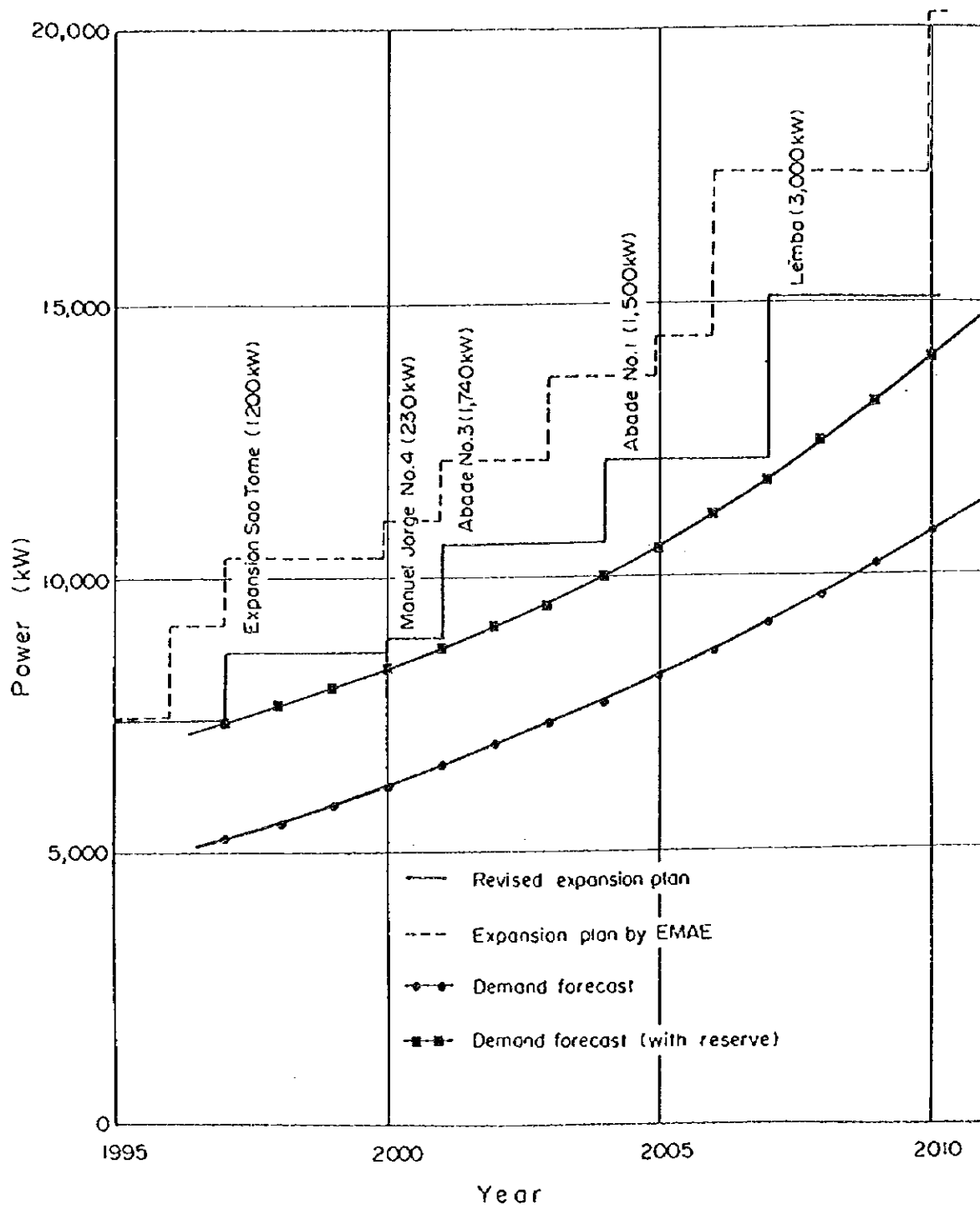


Fig. 5-3 Power Balance

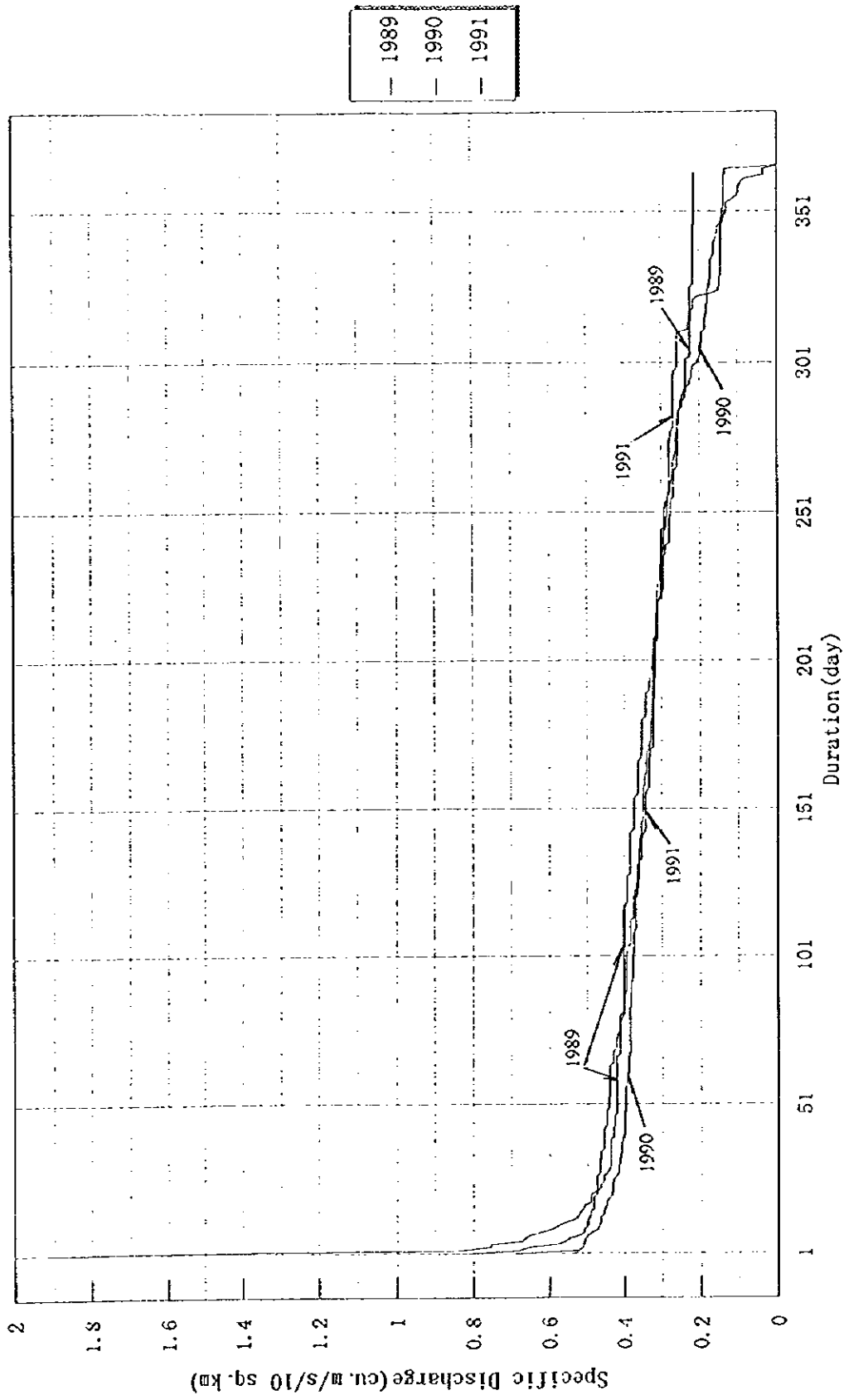
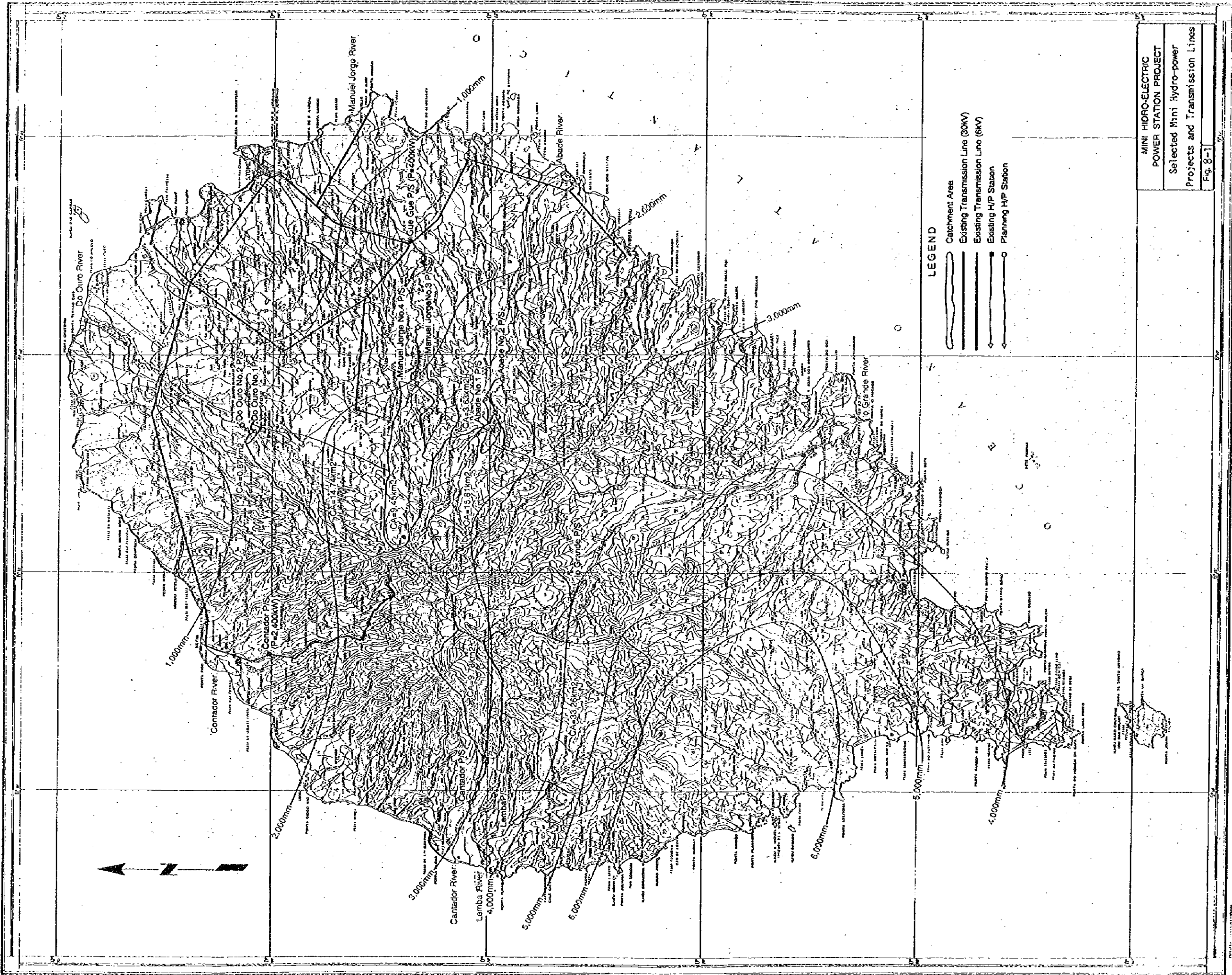


Fig. 7-10 Duration Curve of Specific Daily Discharge at Pian-Pian G.S. on the Manuel Jorge River
Year: 1989-1991

CARTA DA ILHA DE S. TOMÉ



MINI-HIDRO-ELECTRIC
POWER STATION PROJECT
Selected Mini Hydro-power
Projects and Transmission Lines
Fig. 8-1

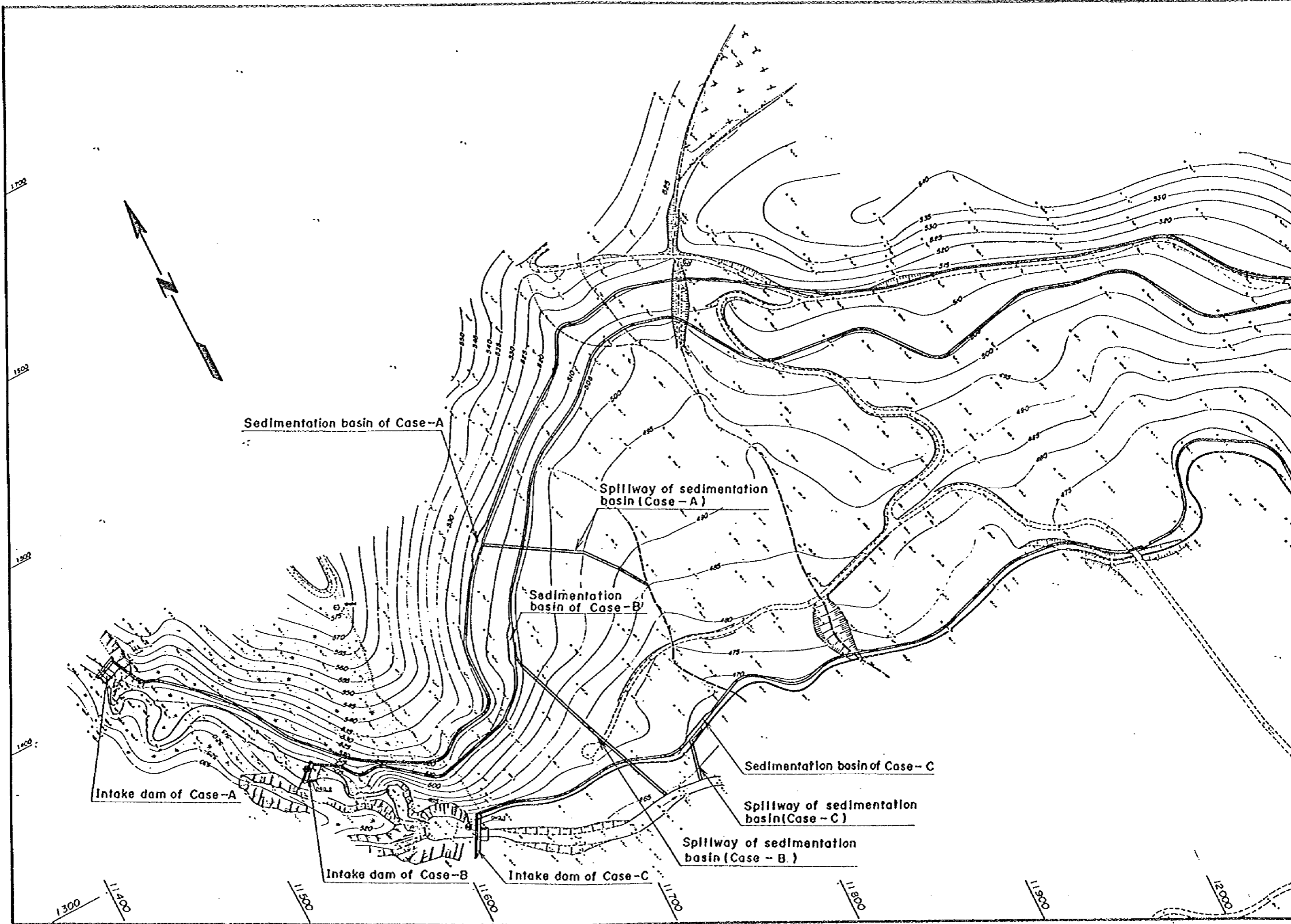
LEGEND

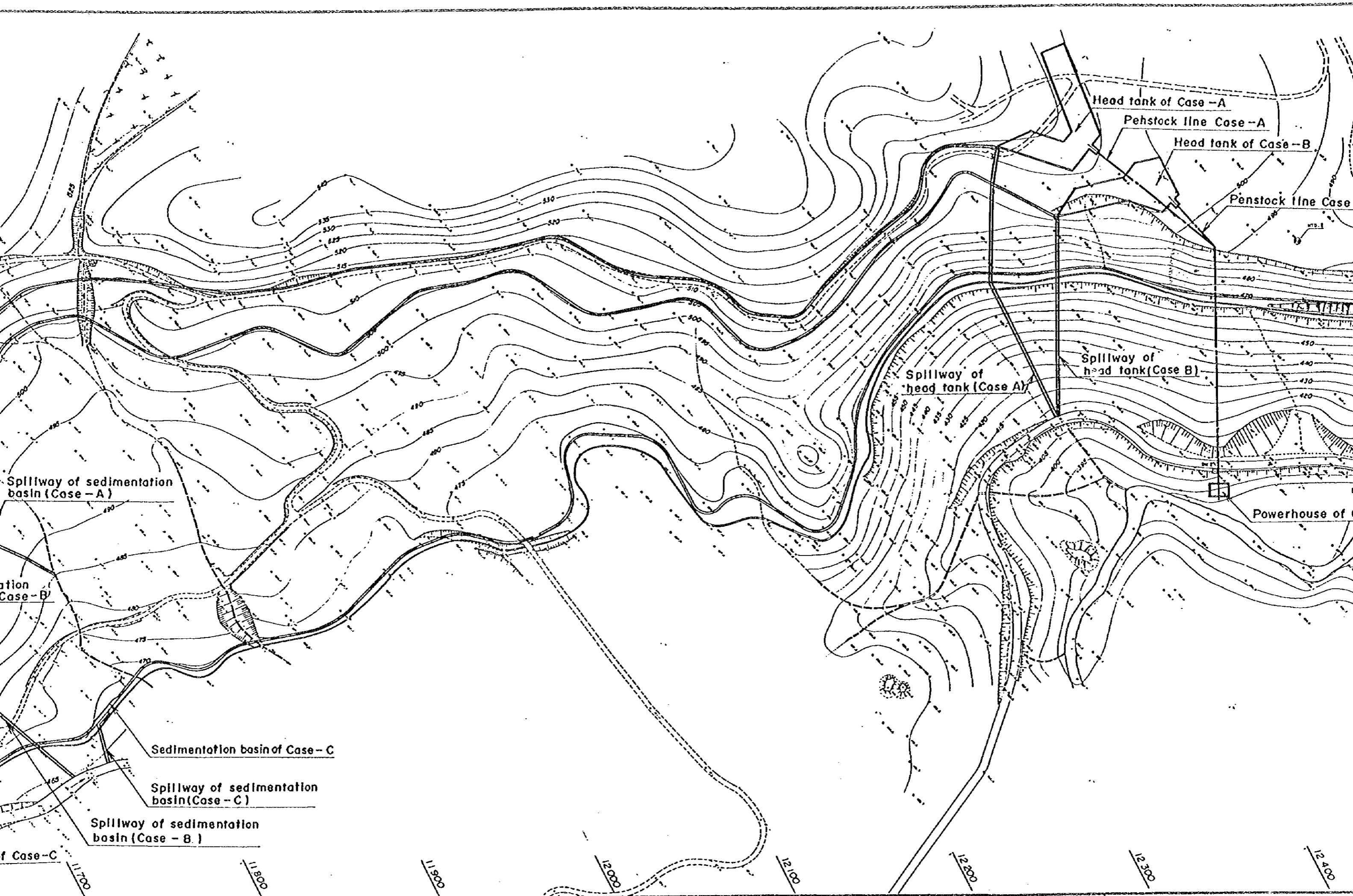
- Catchment Area
- Existing Transmission Line (30kV)
- Existing H/P Station
- Planning H/P Station

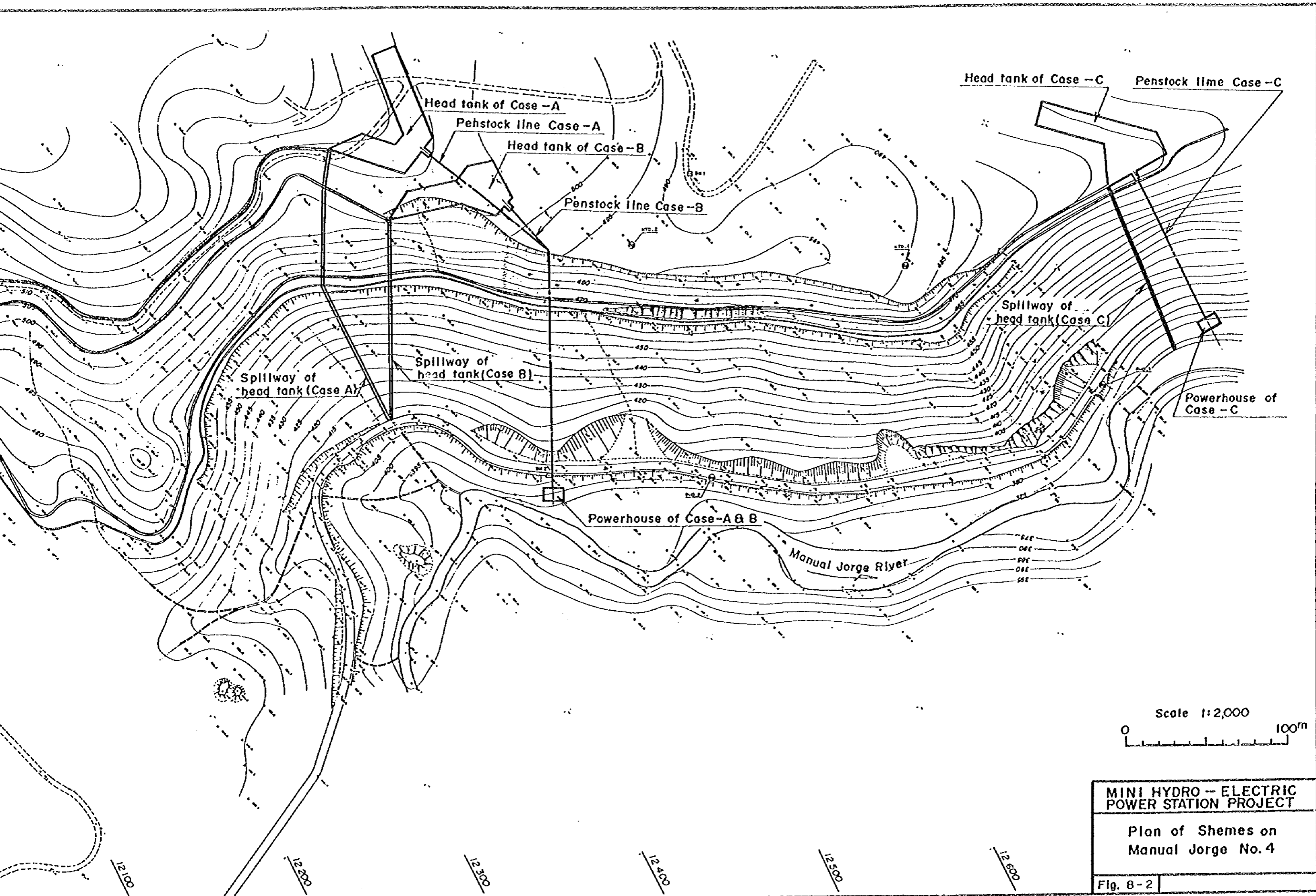
ESCALA 1:75.000

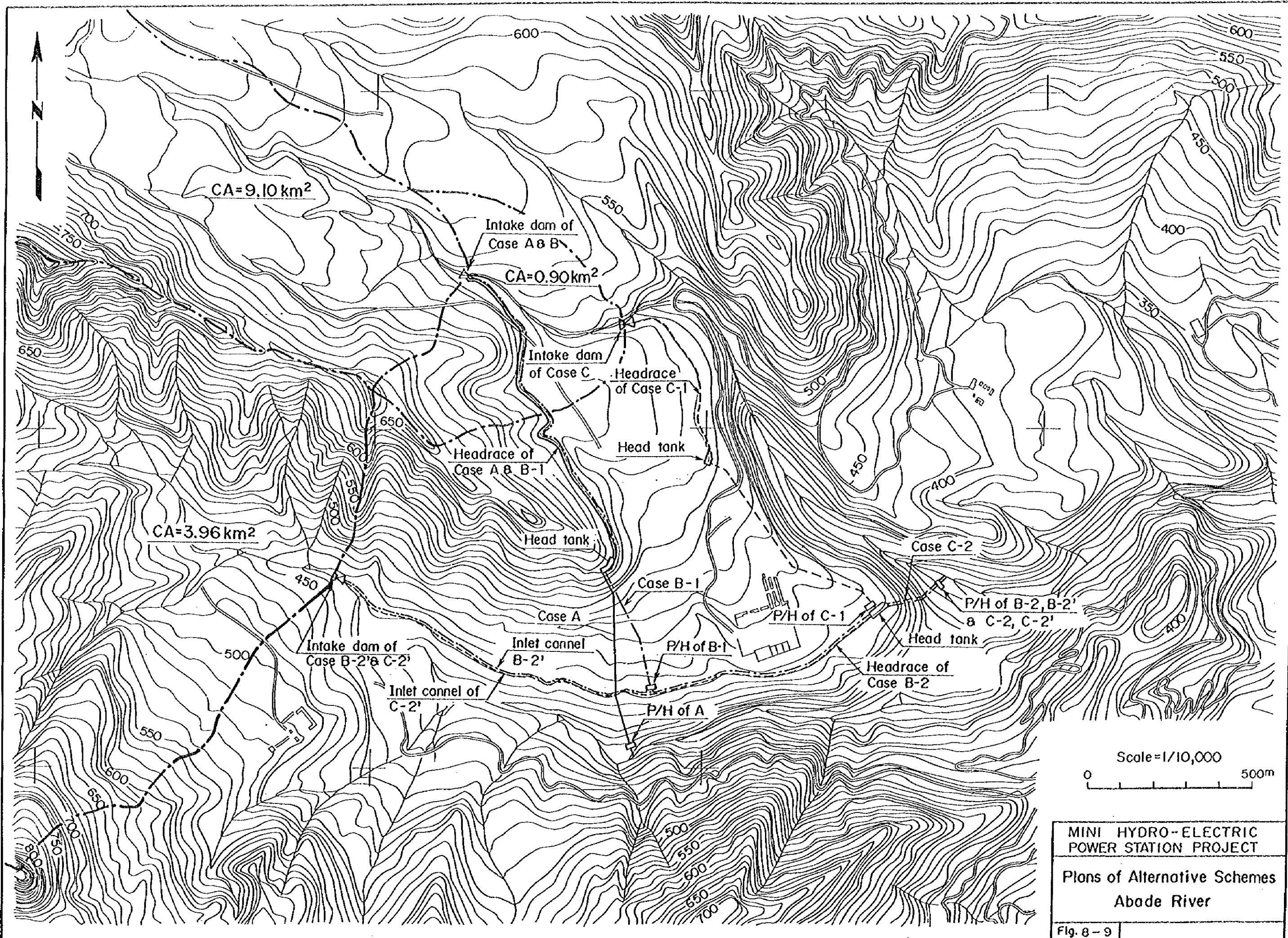
CONVENÇÕES

	Contorno principal		Foz de rio
	Contorno secundario		Foz de rio secundario
	Contorno de 100 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 200 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 300 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 400 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 500 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 600 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 700 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 800 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 900 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 1000 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 1100 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 1200 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 1300 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 1400 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 1500 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 1600 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 1700 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 1800 metros		Foz de rio secundario
	Contorno de 1900 metros		Foz de rio principal
	Contorno de 2000 metros		Foz de rio secundario

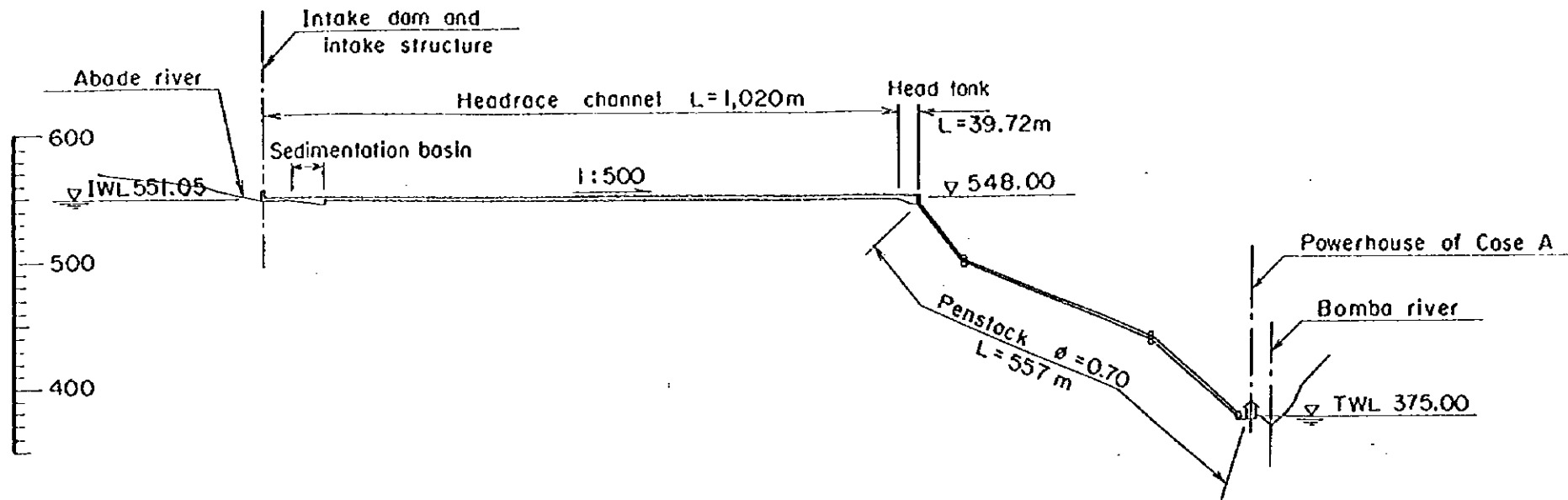




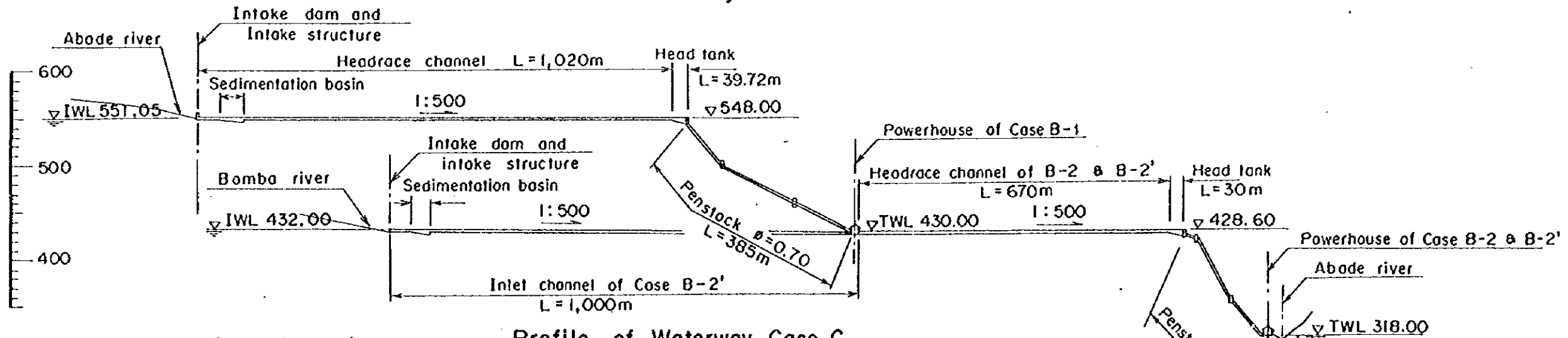




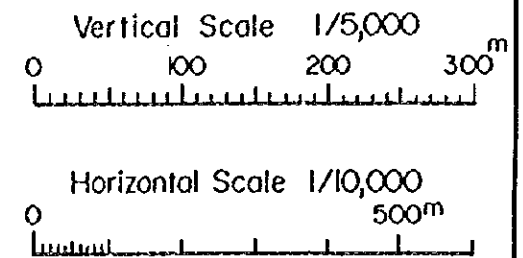
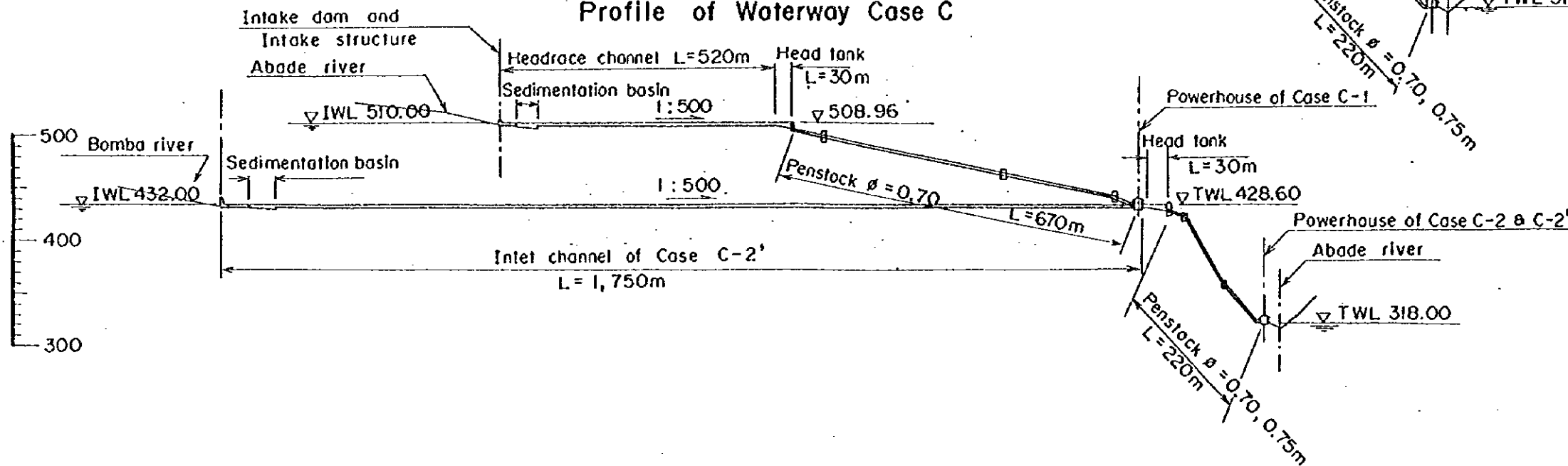
Profile of Waterway Case A



Profile of Waterway Case B



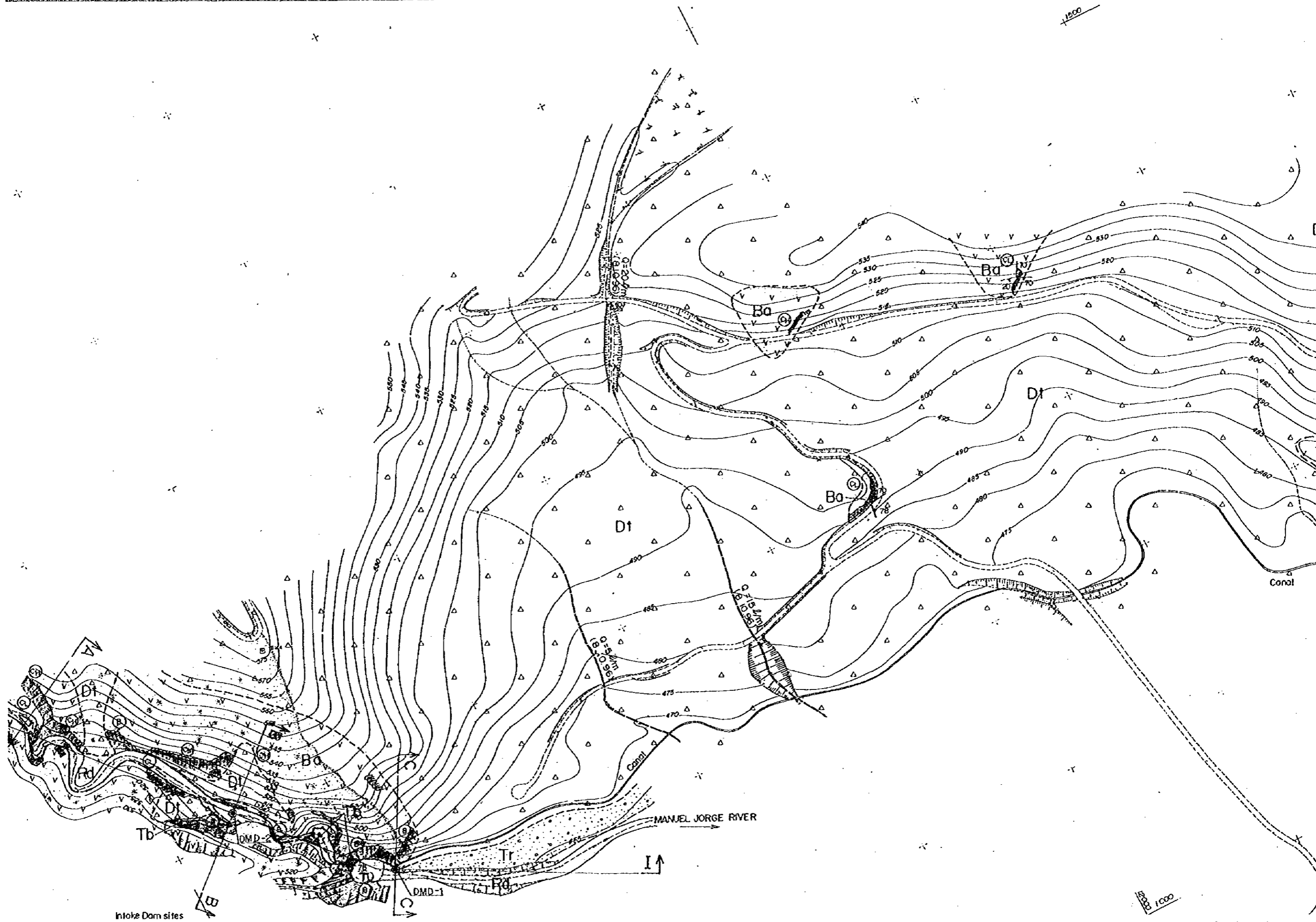
Profile of Waterway Case C

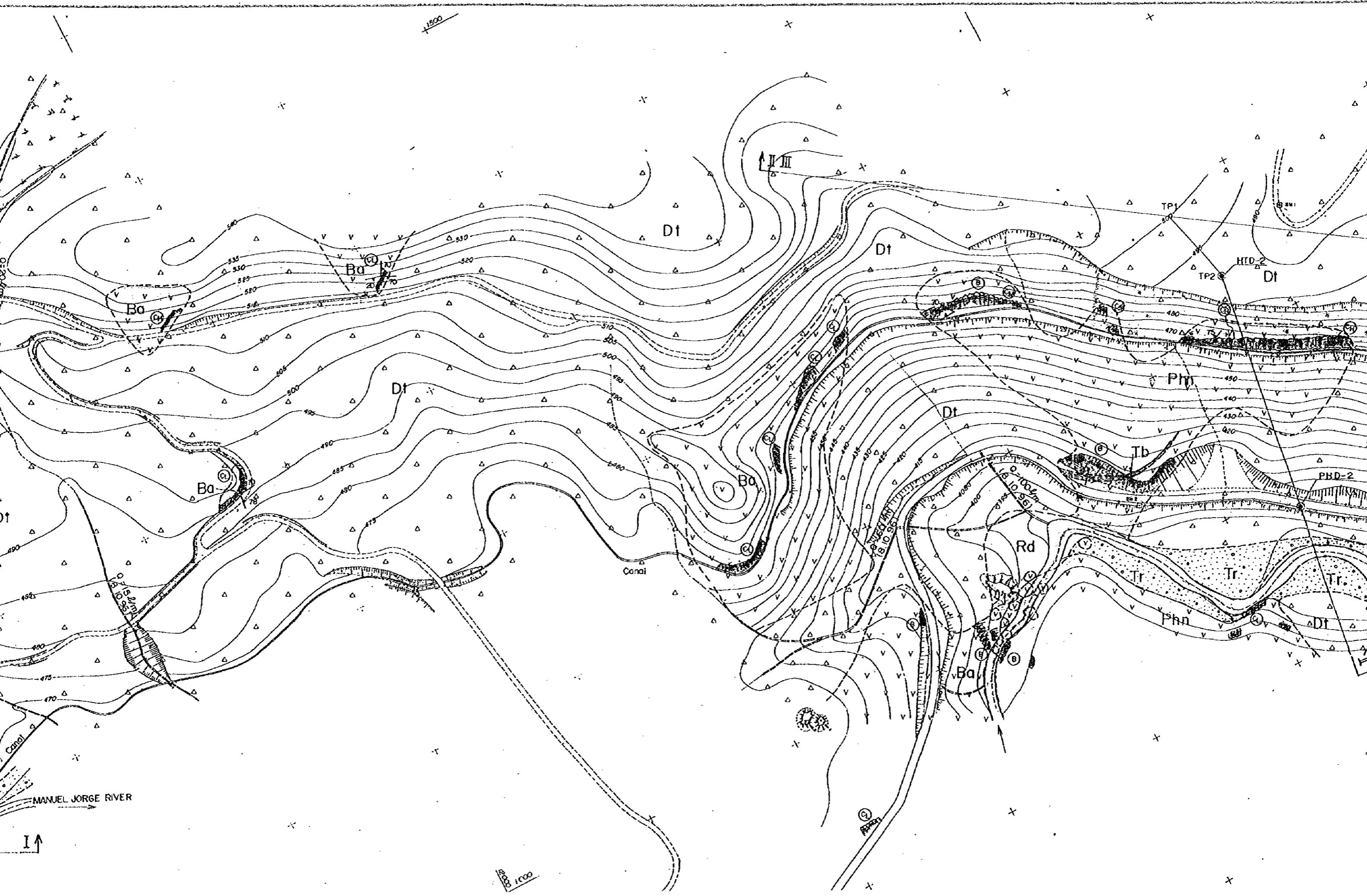


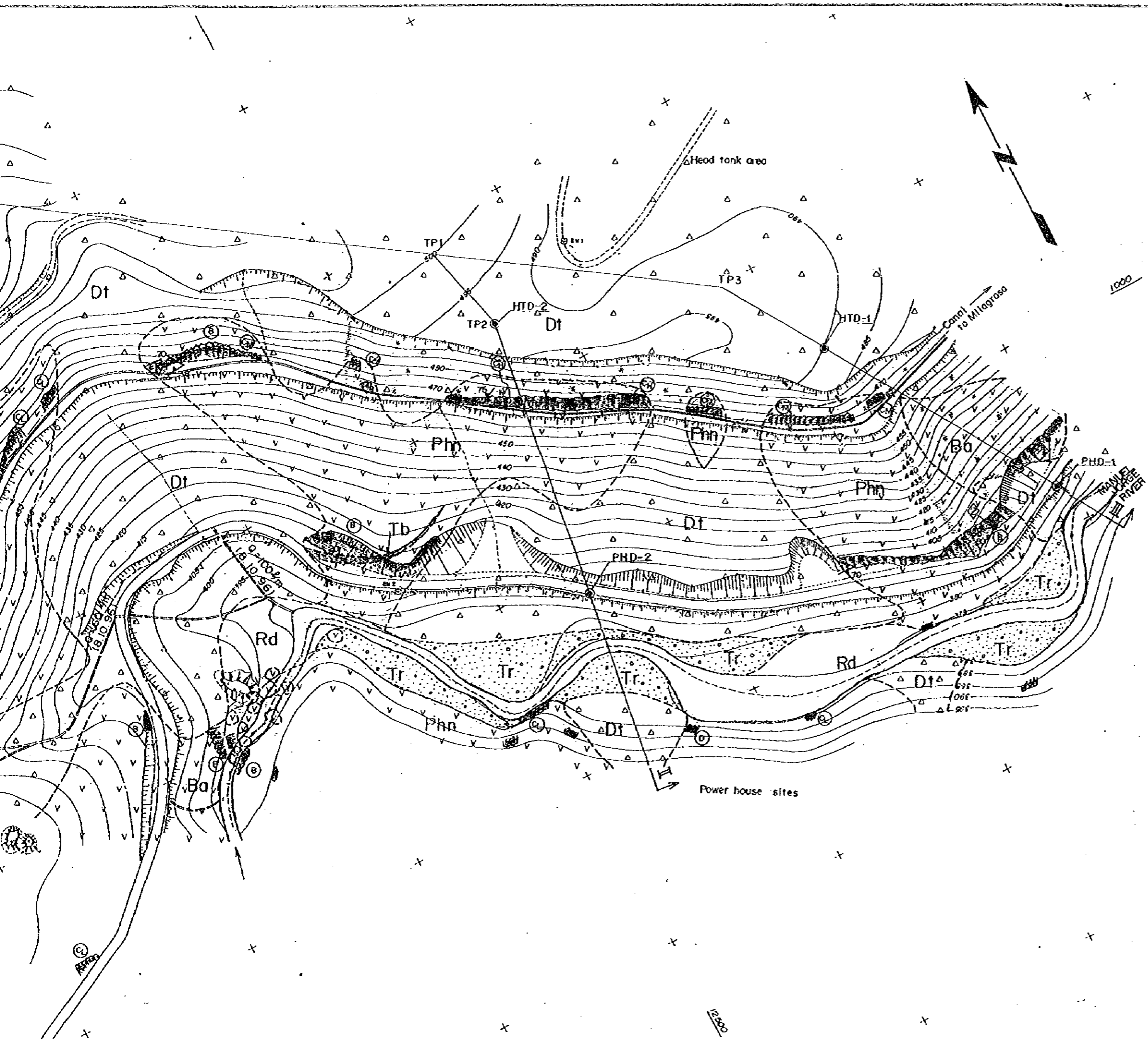
MINI HYDRO-ELECTRIC
 POWER STATION PROJECT

Profiles of Alternative Schemes
 Abade River

Fig. 8-10



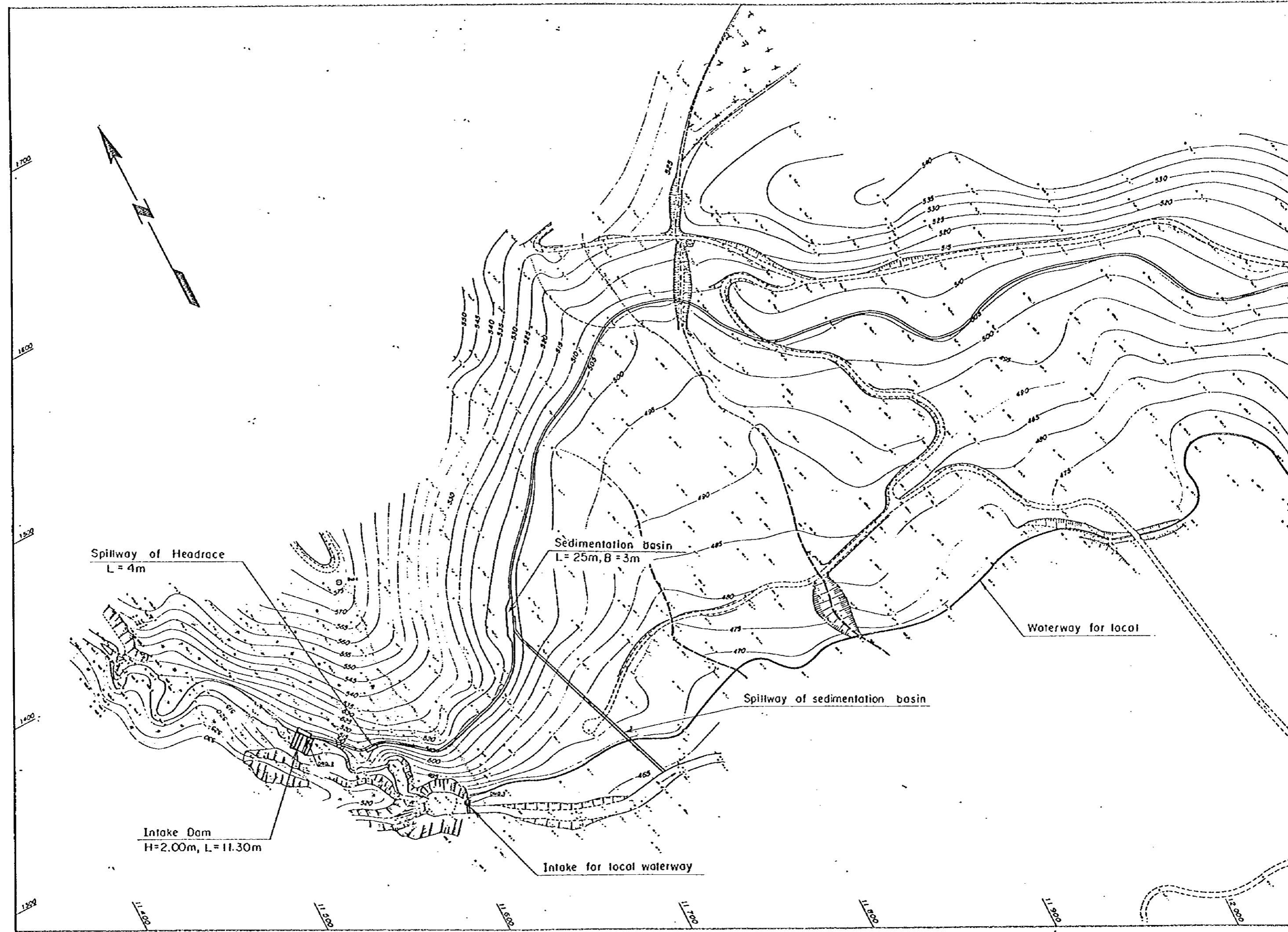




LEGEND

- Detritus Totus deposit
- River deposit
- Terrace deposit
- Tuffbreccio
- Basalt, Phonolite
- Geologic boundary
- Drillhole
- Dip and Strike of Strata
- Dip and Strike of Joint
- Locality of collecting Rock Samples
- Quantity of surface water () Measuring date
- Geologic Profile Line

MINI HYDRO ELECTRIC POWER STATION PROJECT	
GEOLOGIC PLAN PROJECT SITE	
Fig.	10-6



Spillway of Headrace
L = 4m

Sedimentation basin
L = 25m, B = 3m

Intake Dam
H = 2.00m, L = 11.30m

Waterway for local

Spillway of sedimentation basin

Intake for local waterway

1700

1600

1500

1400

1300

11400

11500

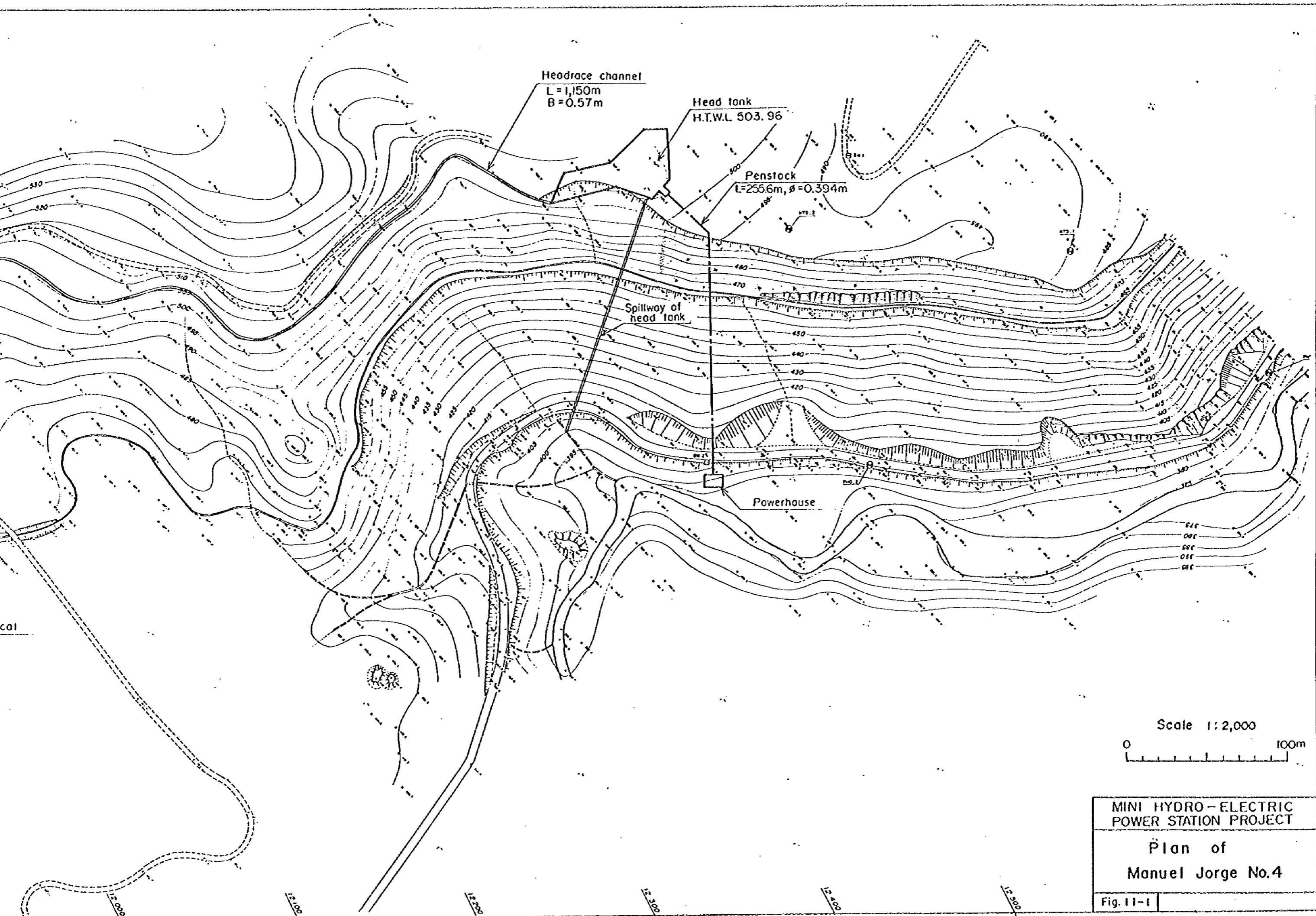
11600

11700

11800

11900

12000



Headrace channel

L = 1,150m
B = 0.57m

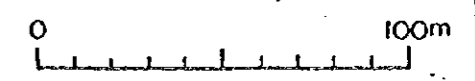
Head tank
H.T.W.L. 503.96

Penstock
L = 255.6m, Ø = 0.394m

Spillway of
head tank

Powerhouse

Scale 1:2,000

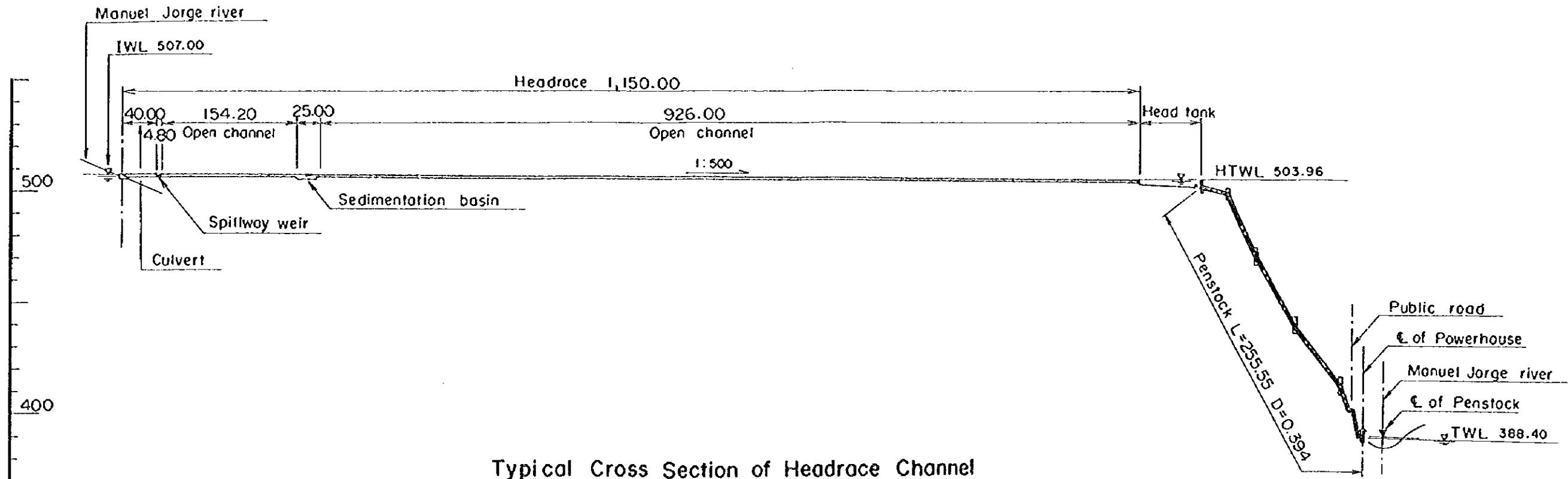


MINI HYDRO-ELECTRIC
POWER STATION PROJECT

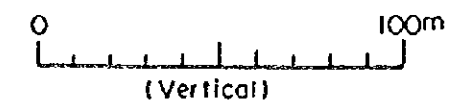
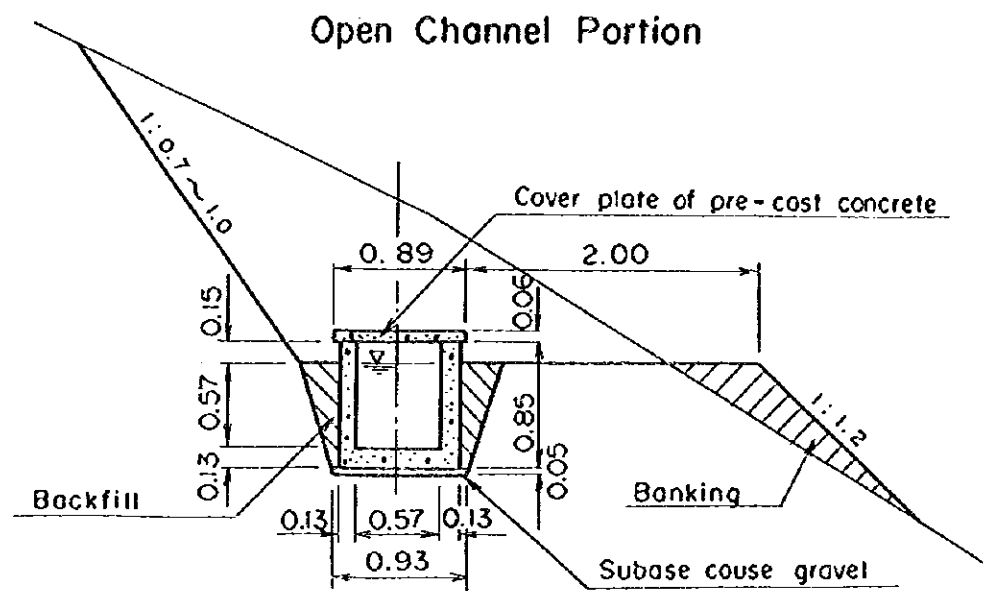
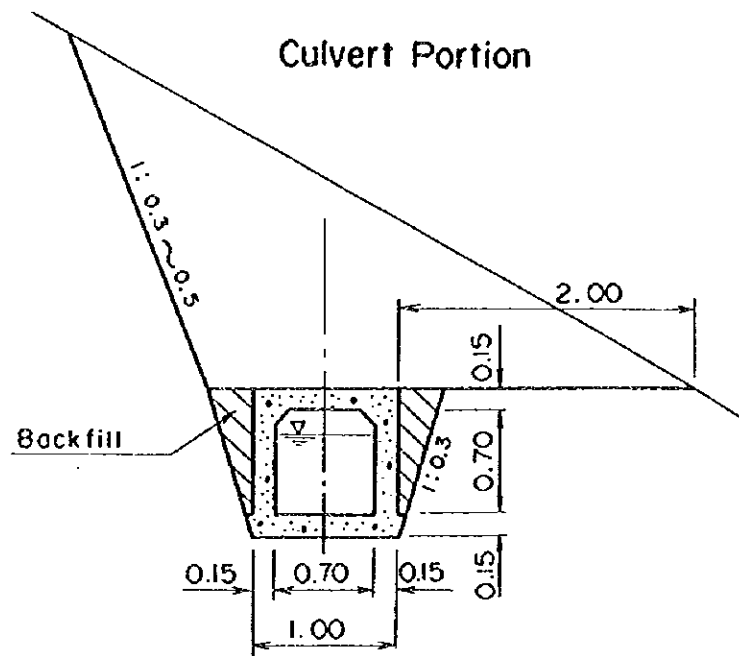
Plan of
Manuel Jorge No.4

Fig. 11-1

Profile



Typical Cross Section of Headrace Channel



MINI HYDRO-ELECTRIC
POWER STATION PROJECT
Profile and Typical Cross
Section of Water Way
Manuel Jorge No.4

Fig. 11-2

Work Item	Description	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24											Remarks												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Definite Design																									
2. Construction Works																									
(1) Preparation Works	P/H Access road L81m x W3m																								
(2) Intake Dam	L12m x H2m																								
(3) Sedimentation Basin	L25 x W3m																								
(4) Headrace Channel	L1,150m x W0.57m																								
(5) Head Tank	Ve=2,400m ³ Ae=1,600m ²																								
(6) Penstock	L225.6m x ϕ 0.394m																								
(7) Powerhouse	L14.9m x W5.5m																								
(8) Intake & Channel for Local Use																									
(9) Turbine, Generator & Auxiliary Equipment	Turbine: 253kW x 1 unit Generator: 290KVA x 1 unit																								
(10) Transmission Line	30KV x 5.5km x 1 cct																								
(11) Commissioning Test																									
3. Taking Over																									

MINI HYDRO - ELECTRIC
POWER STATION PROJECT
Construction Schedule of
Manuel Jorge No. 4
Fig. 11-10

JICA