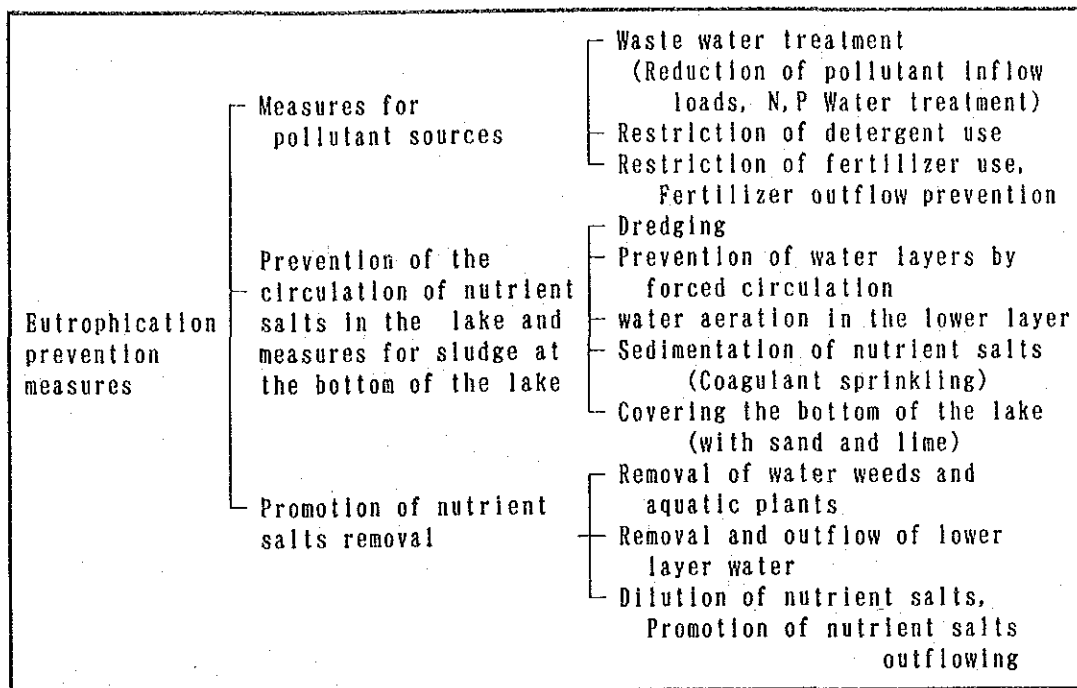


Fig.13-24 General Eutrophication Prevention Measures



8) 騒音

騒音発生源には、水車、発電機等があるが、これらは建屋内に設置することから、周辺環境への影響はないものと考えられる。

9) 振動

振動発生源には、水車、発電機等があるが、これらは強固な基盤のうえに設置することから、周辺環境への影響はないものと考えられる。

10) 地域社会

発電所の計画地点は、主要産業であるコーヒー工場から投棄された廃棄物による河川汚濁、過度の牧場拡大で裸地と化した地表からの土壌流出、地域からの若年人口の流出等多くの問題を抱えている。

(1) 水質汚濁

河川利用と発電計画の関連を考えると、Pirris川の利水は貯水池上流域のみで行われていることから、発電計画は貯水池の水質問題を除き、地域社会および既存の産業と共存することが可能である。水質汚濁の原因であるコーヒーはCosta Ricaの主要産業であり、重要な外貨獲得源である。現在、コーヒー産業は加工工程に廃棄物の処理処分費用を含まないことで経済性が成り立っている。廃棄物の貯水池への流入を止め水質の悪化を防止するためには、コーヒー産業が加工工程に廃棄物の処理処分システムを導入する必要がある。

廃棄物の河川への投棄は法律で禁止されていることから、環境問題の一次的な責任はコーヒー産業にあると見なせるが、貯水池の管理責任が電源開発者にあることは明らかであり、貯水池の出現によりこれまでの自然の浄化システムを変えた電源開発者にも同等の責任がある。貯水池の管理責任が電源開発者にあることは明らかである。貯水池の水質問題は努力すれば解決できる問題であり、発電所の開発と並行して解決方法を検討して行くべきである。また、運転中は環境監視（モニタリング）により影響の大きさを的確に把握して行く必要がある。

(2) 土壌流出

貯水池上流域の土壌流失は貯水池堆砂の原因となることから望ましいものではない。また、土壌とともに流入する肥料は多量の栄養塩類（窒素、燐等）を含んでいることから、貯水池の富栄養化を増長させる可能性がある。

土壌流出は地域の産業と密接な関係がある。Los Santos地域では1980年以降、森林伐採によるコーヒー畑の急速な拡大が行われ、現在ではコーヒー栽培に適した土地は開発しつくされた感がある。コーヒーは、樹木の下での雑草を完全に除去して栽培することから、除草作業時および雨季に大量の土壌が流失する。

急斜面に開発されたコーヒー畑はもともと表土が薄いことに加え、栽培管理手法の欠点から年々表土厚が減少し、遂にはコーヒー栽培が不可能な土地になって

しまう。このような土地は牧草地に転換するしか利用価値がなくなる。牧草地は第2章で説明したように、家畜の移動路から表地は段々畑状になり、表層滑り、雨季の流失を繰り返す、裸地へと移行して行く。

今後、永続的に耕作が可能なコーヒー畑は勾配の緩やかな地域に限定されて来ると推定され、同時に肥料の使用量も増加していくと予想される。土壌流出は、山岳地域で産業活動を行った場合の宿命とでも言うべき、地域の持つ構造的な問題である。近傍の村落は、コーヒー栽培と牧畜といった土壌に大きく依存した産業で成り立っている。将来、地域が引き続いて発展していくためには、土壌の流失を少しでも遅らせる対策を取らなければならない。

なお、発電所の工事に当たっては、土壌流失に充分注意することは言うまでもない。

(3) 地域社会

水力発電所は近傍の村落から5 km以上離れた位置にあり、地域の社会生活とは直接大きな関わりはない。発電所は少人数の専門家が運転、管理することから地域に多数の雇用の機会を与えることはない。

11) 交通、公共施設

現在、発電所近傍の村落に通じる道路は一部で非常に状態が悪く、特に雨季には通行不可能となる部分もある。発電所の建設、運転に伴い道路が改良、新設されることから、地域の道路事情は大きく改善されるものと考えられる。

工事用及び管理用の道路の設置に当たっては、周辺地域が雨の多い所であるのでこれが土壌流失の原因にならないようルート、構造等に配慮する必要がある。

貯水池は1.10km²の湛水面積を持つ湖となり、San Carlos, Trinidad間にある吊橋が水没するため、迂回道路または湖水を利用した水上交通の整備が必要である。

発電所地点からダム地点に至る道路は資材の輸送路として利用しないが、送電線の一部がこの道路に沿って設置されることから、送電線の管理に支障が出ないよう雨季にも通行が可能な程度の改良を行う必要がある。また、発電所地点の伏越しは発電所の放流水で水位が上昇し通行不能となるので、上流に移転するか橋をかける必要がある。

12) 土地利用

水力発電所が周辺の土地利用に最も大きな影響を与えるのは貯水による土地の水没である。コーヒー農園と放牧地の合計約1,10km²が水没することになるが、これらは地域のコーヒー農園、放牧地のほんの僅かであり、周辺の土地利用に与える影響はない。

13) 水系利用

Pirris川の利水はすべて貯水池上流で行われていることから、発電所がこれらに与える影響はない。これらの利水施設は大部分がコーヒー加工工場であり、利用した水はすべてPirris川に戻されている。

発電所の建設に伴い、ダム地点から発電所地点までの区間は河川流量が減少する。この区間にはSeca川およびNapoleon川の2本の支流があることから、これらの流量を正確に把握し、流量の減少する区間への寄与率を把握しなければならない。流量の測定結果に基づき、減水区間に放流すべき最低流量を検討することになるであろう。最低流量は、この区間では利水が行われていないことから、主として自然環境の維持といった観点から検討を行うことになる。また、これら2河川は発電用水として利用すべきでない。

ダムの建設がPirris川の河床変動に与える影響は、岩盤が露出していることなどからほとんどないと考えられる。

なお、発電所計画地点周辺では漁業は行われていない。

14) 公衆衛生

貯水池は静止水域を作り出すことになり、止水域に住む中間宿主が媒介する病気の発生に注意する必要がある。浮葉植物および湖岸植物が繁殖すると、これらの植物は住血吸虫の中間宿主である巻貝の育成場となるばかりでなく、病気を媒介する昆虫の発生を促すことが考えられる。

特に、コーヒー工場から排出される廃棄物が湖岸に堆積すると、腐敗した有機物が原因で病害虫が増える恐れがある。現に発電所地点では川岸で病害虫の大量発生が見られている。

貯水池の出現は多少なりとも周辺住民に以前の河川水と較べ容易に水を利用する

機会を与えることから、その利用について適切な教育活動が必要であろう。

15) 文化財、レクリエーション

発電所計画地点及びその近傍では、考古学的または史学的に重要な文化財の確認調査は実施されていないが、現在まで重要な文化財が発見されたという報告もない。Costa Ricaでは、発電所の建設工事に着手する前に事業者が文化財の確認調査を実施することになっており、万一、重要な文化財が発見された場合は保護、移転等の適切な処置が取られる。

計画地点は、首都San Joséから自動車です約2～3時間程度と近いこと、上流域については比較的良好な河川、山岳景観を有することから、ダム湖を利用したレクリエーションの可能性も考えられる。

13.4.2 工事中に関する事項

建設工事にもなう自然環境の改変は規模の大小を問わず避けがたいものがあり、それらには地形、植生の改変のように永久的なもの、騒音・振動のように工事期間中に限られるものがある。前者については改変面積を極力小さくすることが最も基本的な対策であり、改変部分については裸地のまま放置せず、速やかに各種の保護対策を講じることが必要である。後者については工事方法、工事機械について最良の方法、機械を採用する必要がある。

本調査はフィジビリティ調査であることから、建設工事が環境に与える影響の評価及びその対策を検討するに当たっては、既往の発電所建設の経験に基づき、環境保護対策の基本方針を示すとともに、本発電所固有の問題について若干の評価を行うこととした。

1) 自然保護

工事に使用する仮設備用地、原石山、土捨場等の各種の用地については可能な限り集約し必要最小限なものとするべきであろう。コンクリート骨材、ダム構築材料に可能な限り河床堆積物、掘削ずりを用いることで原石山からの採取を極力小さくすることが可能である。また、土捨場は将来、土砂流出の恐れが生じないように法面の補強・緑化等の対策を講じることに加え、土砂をダムの背面に収納することや公共用地の造成材として流用することも検討すべきであろう。

2) 地形

原石山からコンクリート骨材、ダム構築材料の採取に当たっては、可能な限り貯水池の水没範囲から採取することとし、周囲の自然景観を損なわないよう注意すべきである。また、工事用道路の新設、改良については、計画地点が地形勾配の急な地域であることから、無理のない道路線型とすると共に、法面保護工、排水工を十分に施工する必要がある。

3) 植 生

自然保護で述べたのと同様に、工事に当たっては地表の改変面積を極力小さくすることにより、植生に与える影響を最小にするべきである。

4) 動 物

発電所の建設工事に伴って地域の動物が一時的に逃避する場合も考えられることから、工事期間中は動物の生息環境に与える人工的な影響を極力小さなものにすると共に、工事の完了後は速やかに自然環境の回復を図り、影響を一時的なものとしなければならない。具体的な対策として次のようなものが考えられる。

- (1) 工事による騒音、振動、夜間の照明などが動物の生態に悪影響を及ぼさないよう注意する。
- (2) 工事関係者に動物保護に関する教育を行うとともに、罠などの狩猟用具の持込みを禁止し、不要な動物の捕獲を防止する。
- (3) 区域内の整理、清掃に務め、工事終了時には資材・廃棄物を撤去し、河川を保全して動物の生活環境を保護する。また、不要な食物を捨てないように指導する。

5) 水生生物

工事による水生生物への影響は主として水質の悪化により引き起こされることから、工事現場から出る排水を適切に管理する必要がある。

6) 水 質

工事に伴い水質が変化する原因としては、土砂掘削等に伴う濁水の発生、コンクリートプラントの処理排水及び現場事務所の生活排水が考えられる。

濁水はダム、トンネル、道路工事などの掘削、運搬、捨て土の作業中の土砂が地下水、降水と接触し、河川に流入することにより発生する。

ダム工事に当たっては、河川水が直接工事区域に流入しないよう本工事前にバイパストンネルにより転流が行われ、清水が直接ダム下流に放流されるので、大規模な濁水の発生は防止される。工事区域内の地下水や降水による濁水は仮説沈殿池による沈殿処理を行った後にその上澄みを河川に排水することが望まれる。また、ト

ンネル工事，骨材プラントから出る濁水，コンクリートプラントからの廃水及びコンクリートミキサー車の洗浄水も同様に沈殿処理した後で河川に排水することが望ましい。

建設工事関係者の生活排水は，沈殿槽，ろ過槽により処理した後，河川へ放流する。また，し尿は浄化設備により処理することが望ましいが，不可能な場合は土中への浸透処理を行い，河川に直接汚物が流入することを避けるべきである。

7) 騒音

工事中の騒音の発生源となる機械には，骨材プラント，コンクリートプラント，建設用機械があるが，本工事区域は人家から十分離れているため，住民への影響はほとんどないものと考えられる。発破については，早朝，夜間を除く時間帯に作業を行うようにすべきであろう。

野性動物に対する影響は，一時的な逃避は考えられるものの，長期にわたる影響はほとんどないものと考えられる。

8) 振動

工事中の振動発生源には発破があるが，騒音と同様に長期にわたる影響はほとんどないものと考えられる。

9) 交通，公共施設

(1) 交通

発電所の建設工事が始まると，人と資材の運搬が頻繁に行われ交通量の著しい増加が見込まれる。特に San Franciscoからダム地点に至る道路は道路状況が悪いことから，安全速度の徹底等の交通安全対策を実施すべきである。

(2) 公共施設

建設工事には短期間に多数の人間が従事することになるが，作業員，工事に付随して周辺に出入りする関係者のために，病院，集会所などの公共施設を設備する必要がある。

これらの施設は地域の住民に提供することで，周辺住民の生活程度の向上に貢献するものと思われる。

10) 水系利用

発電所計画地点及びその周辺の河川は、漁業、農業、水上交通等には利用されていないことから、工事による影響はない。

11) 公衆衛生

工事中は建設機械の保守、点検、管理に務め、作業員に安全に関する教育を行うとともに、発破作業などの危険な作業には作業責任者を置くべきであろう。

また、火災に対しては、作業員に十分な教育を行うとともに、消火設備の設置及び見回り等の対策を行い、山火事の発生を未然に防がなければならない。

作業員には衛生思想の教育を行うとともに、飲料水、食料、衣服、住居等の衛生状態を保つための設備を与えなければならない。また、病害虫の発生し易い水溜まりの除去を行い、集団的な病気の発生を未然に防ぐべきであろう。

13.5 モニタリング

環境の現況および環境に与える影響の評価に基づけば、本発電所の設置による周辺の環境への影響のうち、水質がもっとも大きな問題であると考えられる。これについては諸対策の効果の確認あるいは、対策にフィードバックさせるための環境モニタリングが必要となる。環境のモニタリングは発電所の運転開始後及び工事中について実施する必要がある。

13.5.1 運転開始後に関する事項

1) 生物

貯水池の魚類（魚類、生息数等）は貯水池の栄養塩を含む水質変化の指標として有効であることから、また、植物（浮遊植物、水辺植物）は有害昆虫の生息地となることから、それぞれ出現状況について適宜調査を実施する。

2) 水質

発電所の建設によって河川は流況が変化する。貯水池は広範囲な静水域を、発電所の下流では、河川の流量が増加する区間と減少する区間が生じる。これらの区間で水質が悪化していないことを確認するために水質調査を適宜実施する。

調査は水温、濁度、pH、電気伝導度、溶存酸素、栄養塩類などの現況調査と同様の項目に加え、植物プランクトンについても実施する必要がある。

参考資料として河川、湖沼に関する日本の水質環境基準を Appendix に示した。

3) 底質

多量の有機物が貯水池の底部に堆積することが予想されるため、粒度組成、灼熱減量、BOD、COD、栄養塩類等について底質の調査を適宜実施する必要がある。

13.5.2 工事中に関する事項

1) 水 質

工事中の水質保全対策として、仮設沈殿池の出口、生活排水のろ過槽の出口で濁度、pH等の測定を実施する。これらの排水は、基準となる濃度を決めて水質を管理することが必要である。

2) 騒音、振動

周辺の村落等に測定点を設け、適宜、騒音、振動の状況を確認することが望ましい。

13.6 補償

1) 土地の買収

Costa Ricaにおける土地の価格は、土地の面積、地理的位置、用途、交通の便、公共施設の整備状況、並びに私有財産としての付加価値によって決定される。しかしながら、不動産価格を、明確にする必要に迫られる民間や公共の機関によって使用されているマニュアル、規則等も存在する。

国立銀行網を構成する機関、例えば、Banco Nacional de Costa Ricaの場合、この地方の支店が用途に応じた土地1ヘクタール当たりの価格を次のように定めている。(単位、コロン: 1990年)

牧草地、雑草地	100,000 C/ha
甘蔗栽培	300,000 C/ha
コーヒー栽培	400,000 C/ha

国営事業であるICEが電源開発を行う場合、土地購入の通常続きが地主と最後まで合意に達しない場合、土地収用法が適用され裁判所が価格を決定することになっている。(Law No. 6313 of January 4, 1979: On Acquisitions, Expropriations and construction of the Instituto Costarricense de Electricidad)

村民の言によれば、Pirris川の川岸のコーヒー栽培地はコーヒーの品質が良いため、1ha当たり400,000コロンから700,000コロンが実勢価格のようである。

2) 移転対象

貯水池予定地域には、移転すべき4軒の家屋および一本の吊り橋がある。家屋についてはICEは代替地を購入し与える。一軒当たりの土地面積は400平方メートルであり、合計1,600平方メートルである。代替地はすでに開墾済のものとし、100万コロンが必要である。家屋の建設費は800万コロンが必要である。

吊り橋については架け替え、迂回道路、フェリー等の代替手段のいずれをとるか、現在未定であるが、最終的にはプロジェクト費用に加えなければならない。

3) 取得する土地の面積

計画実施に必要な土地は全部で 150haである。その内訳は次のとおりである。

125 ha : 貯水池およびその周辺に設置する保護帯

15 ha : ダム地点の仮設用地

10 ha : 発電所地点の仮設用地

5 ha : その他

1 haの推定土地単価を500,000C/ha とすると、土地取得費は 7,500万コロンである。

4) 補償費用

プロジェクトに必要な補償費用は8,400万コロンである。また、この金額には吊り橋の掛け替え費用を合計しなければならない。

正確な補償費用はプロジェクトの実施段階に、ICE購入予定土地の評価見積りを行い、地主と交渉して決定される。

第 14 章 經濟・財務評估

第 14 章 経済・財務評価

	頁
14.1 経済評価	14- 1
14.1.1 経済評価の方法	14- 1
14.1.2 本計画の経済的費用	14- 4
14.1.3 代替火力設備の諸元および経済的費用	14- 4
14.1.4 本計画の経済評価	14-14
14.2 財務評価	14-17
14.2.1 財務評価の方法	14-17
14.2.2 本計画の財務的費用および便益	14-17
14.2.3 本計画の財務評価	14-19
14.3 感度分析	14-19

List of Figure

Fig. 14-1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project

List of Tables

Table 14-1 Economic Cost in Initial Stage
Table 14-2 Economic Cost and Benefit Flow
Table 14-3 Basic Criteria for Economic Study
Table 14-4 Alternative Thermal Power Plant for Studying
Economic Justification
Table 14-5 Economic Internal Rate of Return
Table 14-6 Financial Internal Rate of Return
Table 14-7 Results of Sensitivity Analysis

第14章 経済評価

14.1 経済評価

14.1.1 経済評価の方法

(1) 基礎的考察

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、実現しなかった場合に比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えるかを測定する事を目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用をDiscounted Cash Flow法を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

プロジェクトの便益・費用を求める場合、市場価格には、租税、補助金、輸入規制、関税、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在するので、これらの市場価格を真の便益と費用に変換することが必要である。世界銀行等においては、この解決策として国際市場価格を用いて、プロジェクトにかかる便益と費用を評価する方法が採用されている。

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、凡ね次のプロセスを経て行われる。

Phase - 1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。

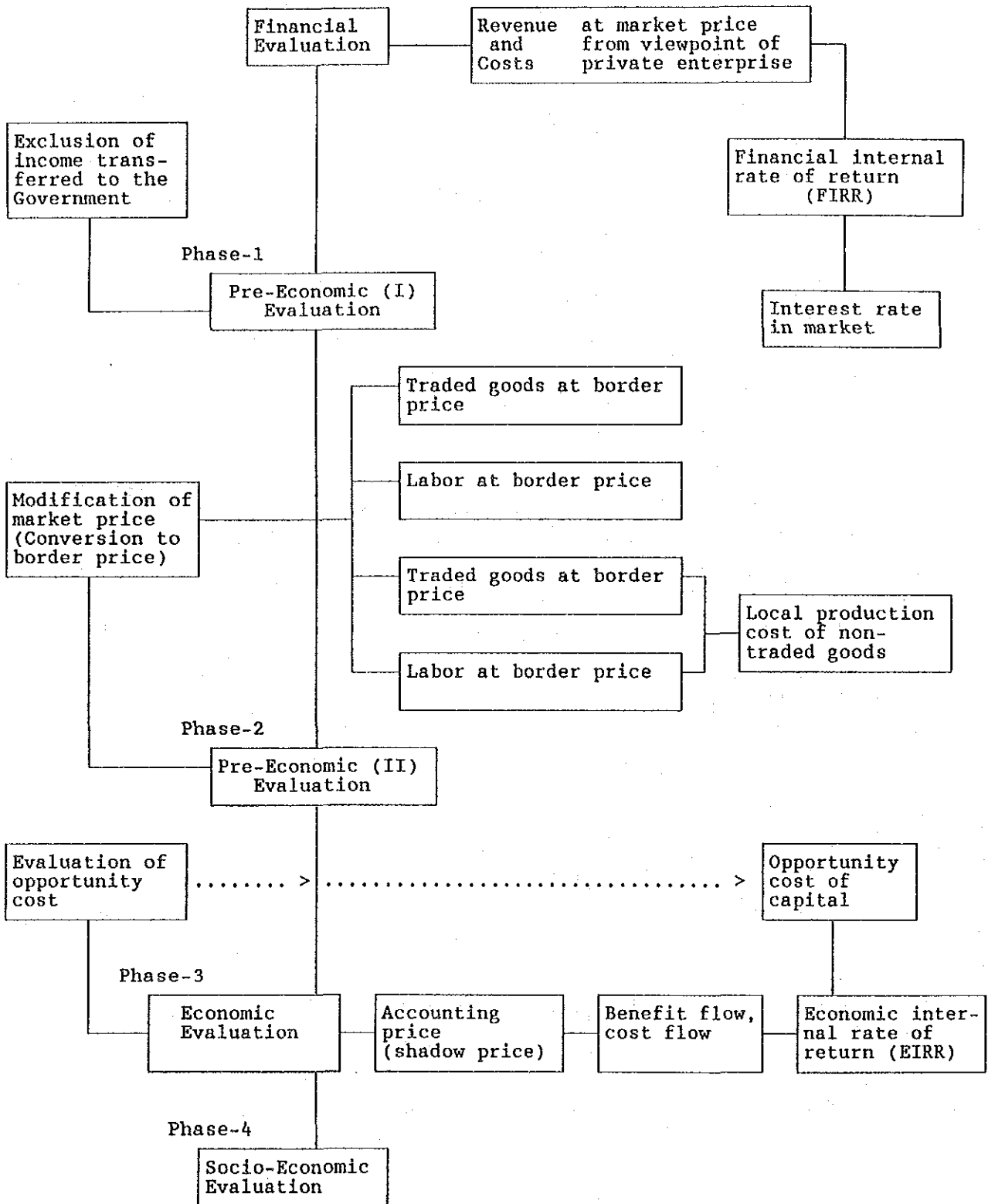
Phase - 2 市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に計算価格への変換を行う。

Phase - 3 計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較評価する。

Phase - 4 更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、Phase - 3 までのプロセスをふむこととする（Fig. 14-1 参照）。

Fig. 14-1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project



本計画の経済評価では、以下に述べる理由により代替設備アプローチ法を採用する。電力プロジェクトが当該国の社会経済開発政策の一環として将来の電力需要を満たすために、長期電力開発プログラムの中に組み込まれており、若し、当プロジェクトが実現しないときは、発電型式を問わず、それに相当する他の電力の供給が要請される。この場合、この前提条件をふまえて、当プロジェクトとこれに対応する代替設備プロジェクトの経済的費用を計測し、評価する代替設備アプローチ法が用いられる。

(2) 経済的費用化変換係数

プロジェクトの便益・費用を国際市場価格で評価する場合、プロジェクトにかかる財およびサービスの価値を国境価格に変換する必要がある。単純化して表現すると、輸入財の国境価格は、荷揚港におけるC I F価格、輸出財は積出港のF O B価格となる。

変換係数は、主要輸出入品の額と輸入関税、輸出補助金、輸入規制の荷重平均値の比例から求められるが、主要輸出入品の総額から求められた標準変換係数は、国際市場価格と国内価格のひずみを示す一般的な指標として用いられる。標準変換係数の他に、消費財、中間財、資本財のそれぞれの変換係数と労務費については、影の賃金率を用いることにより国境価格が求められる。

しかし、これら諸係数を省略しても大きい誤差はないと考えられるので、本計画の経済評価においては、標準変換係数のみを内貨ポーションに乗ずることによって経済的費用を求めることとする。

この標準変換係数は、1991年現在、I C Eが適用している0.83を採用する。

(3) 代替火力の選定

代替火力発電設備として一般的に考えられるものは、重油火力、石炭火力および原子力であろう。

しかし、Costa Ricaにおいては、リグナイト（埋蔵量は未調査）、地熱および水力（包蔵水力約9,000MW）以外にエネルギー資源は乏しい。従って、水力およびリグナイト火力の開発以後の将来の電力供給設備のシェアは、石炭火力と重油火力が占めるものと思料される。

1991年1月現在、Costa Ricaの電力設備は水力（743.3MW）と火力（254.3MW）

で、今後の発電設備計画として予定されている火力はオイルを燃料とするガスタービンとディーゼルエンジンである。従って、Pirris水力発電所の代替設備はガスタービンとディーゼルエンジンのコンバイン発電所とする。

14.1.2 本計画の経済的費用

本計画の経済的費用は、「第12章 工事計画および工事費」の項で求められた財務的費用をベースに 14.1.1 で述べた手法により、経済費用化変換係数を適用して得られる。本計画の経済的費用を求めると以下に示すとおりである。

なお維持管理費は経済的工事費に下記の比率を採用して求めることとした。

土木設備工事費 × 0.5 %

水力機器設備工事費 × 1.5 %

電気機械設備工事費 × 1.5 %

送電設備工事費 × 1.5 %

Pirris計画の経済的費用

本計画の経済的費用は Table 14-1 に示すように初期投資額 $179,831 \times 10^3$ US\$である。また、プロジェクトライフ期間中の総額 $(315,246 \times 10^3)$ および各年の経済的費用のフローは Table 14-2 に示す通りである。

14.1.3 代替火力設備の諸元および経済的費用

前述した通り本計画の経済的便益を代弁させる代替計画として火力発電設備を選定した。この代替火力発電設備の経済的費用を本計画の便益とみなし、これと本計画の経済的費用と比較する方法を採用した。

本計画により発電される電力はその殆どがSan Jose等の大需要地域に供給されるものである。従って、今回の検討に当たって、代替火力発電設備はSan Joseの西約78kmに位置する太平洋岸のCaldera地点に設置し、発生電力はSan Joseまで送電されるものとした。代替火力発電設備としては、本計画と同等のサービス（有効出力および有効電力量において）を供給しうるものを仮定した。

また、本計画と代替計画を比較する地点としては、前述した通り本計画により発電する電力を供給するSan Joseと仮定した。なお、この評価に用いた基準条件を示すと Table 14-3 の通りである。

Table 14-1 Economic Cost in Initial Stage

F.C: Foreign currency, L.C: Local currency, T : Total

Unit: 10³ US\$

Item	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	Total	Remarks	
1. Civil Works									
Care of River	F.C. 639.6	491.6			58.4	0.0	1,189.6	Coffer dam and	
	L.C. 473.0	473.7			79.1	0.0	9,867.7	Diversion tunnel	
	T 954.5	965.2			137.5	0.0	2,057.3		
Dam	F.C. 1,026.0	5,525.2	8,090.5	4,263.8	18,905.5		18,905.5	Dam, Spillway and	
	L.C. 401.3	4,780.8	7,644.8	3,926.5	15,753.3		15,753.3	Outlet works	
	T 1,427.3	10,306.0	15,735.4	8,190.2	35,658.9		35,658.9		
Waterway	F.C. 2,561.5	4,607.8	6,937.1	3,080.1	1,418.5		18,605.0	Intake, Headrace	
	L.C. 912.4	1,891.1	3,457.6	2,483.8	939.1		9,683.9	tunnel, Surge	
	T 3,473.9	6,698.9	10,394.6	5,563.9	2,357.6		28,488.9	tank & Penstock	
Powerhouse & Switchyard	F.C. 249.1	638.0	1,365.8	1,241.8	181.5		3,676.2		
	L.C. 110.3	391.1	1,256.0	935.2	100.4		2,793.0		
	T 359.4	1,029.2	2,621.8	2,177.0	281.9		6,469.2		
Disposal Area	F.C. 331.9	580.2	582.4	20.7	0.0		1,515.2	Dam, Waterway and	
	L.C. 127.4	214.7	205.3	6.9	0.0		554.2	Powerhouse	
	T 459.3	794.8	787.7	27.6	0.0		2,069.4		
Preparatory Works	F.C. 7,002.6	2,944.6	144.9	144.9	144.9		10,526.7	Access road,	
	L.C. 4,512.2	1,861.0	120.2	120.2	120.2		6,854.1	Camp facilities,	
	T 11,514.8	4,805.6	265.1	265.1	265.1		17,380.8	T.L for Const.	
a) Sub-Total (Direct Cost)	F.C. 7,002.6	7,688.4	14,555.2	12,578.0	6,067.1	0.0	54,618.2		
	L.C. 4,512.2	3,325.9	3,492.1	9,819.9	5,165.3	0.0	37,506.4		
	T 11,514.8	10,052.8	11,180.5	24,375.1	11,232.4	0.0	92,124.5		
b) Compensation for Civil Works									
	F.C. 0.0	140.6	0.0				140.6		
	L.C. 791.3	149.7	0.0				941.0		
	T 791.3	290.3	0.0				1,081.6		
c) Project Control (T.C.W. x 18 %)	F.C. 246.3	212.5	235.5	522.5	516.0	243.3	0.0	1,975.2	
	L.C. 1,654.0	1,427.3	1,581.7	3,508.5	3,455.2	1,634.2	0.0	13,270.9	
	T 1,900.3	1,639.8	1,817.3	4,030.9	3,981.2	1,877.6	0.0	15,247.0	
d) Contingency for Civil Works (a*10 %)	F.C. 724.9	693.9	792.4	1,507.8	1,309.4	631.0	0.0	5,559.4	
	L.C. 616.6	475.3	507.4	1,332.8	1,465.6	680.0	0.0	5,077.7	
	T 1,341.5	1,169.3	1,299.8	2,840.6	2,775.0	1,311.0	0.0	10,737.2	
e) Sub-Total (a+b+c+d)	F.C. 7,973.8	7,773.9	8,716.3	16,585.5	14,403.5	6,941.5	0.0	62,394.3	
	L.C. 7,574.1	5,378.2	5,581.2	14,651.2	16,121.7	7,479.5	0.0	56,796.0	
	T 15,547.9	13,152.1	14,297.5	31,246.7	30,525.2	14,421.0	0.0	119,190.3	
2. Hydraulic Equipment									
a) Hydraulic Equipment	F.C. 0.0							Gates, Valve and	
	L.C. 791.3							Penstocks	
	T 791.3								
b) Project Control (a * 18 %)	F.C. 27.0	183.1	155.4				365.5		
	L.C. 1,229.3	1,043.3	181.6	1,229.3	1,043.3		2,454.2		
	T 1,256.3	1,226.4	336.8	1,410.6	1,086.6		2,819.7		
c) Contingency (a*5 %+b*10%)	F.C. 71.0	392.3	330.6				793.8		
	L.C. 18.2	196.2	168.5				382.9		
	T 89.2	588.5	499.1				1,176.7		
d) Sub-Total (a+b+c)	F.C. 1,463.6	8,054.6	6,786.6				16,304.9		
	L.C. 199.7	2,891.4	2,494.9				5,586.0		
	T 1,663.4	10,946.0	9,281.5				21,890.9		
3. Electromechanical Equipment									
a) Electromechanical Equipment	F.C. 3,200.0	838.0	15,680.0	470.0	0.0	20,188.0		Turbines,	
	L.C. 3,200.0	838.0	15,680.0	470.0	137.0	1,999.5	22,187.5	Generators etc.	
	T 6,400.0	1,676.0	31,360.0	940.0	137.0	2,036.5	44,375.5		
b) Project Control (a * 18 %)	F.C. 63.4	320.9	43.3				447.4		
	L.C. 425.5	111.4	2,154.7	281.1	21.9	3,004.6	3,837.1		
	T 488.9	432.3	2,198.0	322.2	21.9	3,409.2	4,284.5		
c) Contingency (a*5 %+b*10 %)	F.C. 166.3	43.6	816.1	27.8	0.3	1,054.1			
	L.C. 42.5	11.1	237.3	100.4	9.0	400.4			
	T 208.8	54.7	1,053.4	128.2	9.3	1,454.5			
d) Sub-Total (a+b+c)	F.C. 3,429.7	898.2	16,816.9	541.2	3.6	21,689.6			
	L.C. 468.0	122.6	2,827.7	1,818.3	167.9	5,404.5			
	T 3,897.7	1,020.8	19,644.7	2,359.5	171.5	27,094.1			
GENERATING FACILITY									
Total (1+2+3)	F.C. 7,973.8	7,773.9	12,146.0	18,947.2	39,275.0	14,269.3	3.6	100,388.8	
	L.C. 7,574.1	5,378.2	6,049.3	14,983.5	21,840.9	11,792.6	167.9	87,786.5	
	T 15,547.9	13,152.1	18,195.3	33,930.8	61,115.8	26,061.9	171.5	188,175.3	
4. Transmission Line									
a) Transmission Line	F.C. 1,090.0	4,995.0	849.0	637.0	0.0	7,571.0		Steel towers,	
	L.C. 0.0	533.7	711.3	533.7	0.0	1,779.7		Conductors etc	
	T 1,090.0	5,528.7	1,560.3	1,170.7	0.0	9,349.7			
b) Compensation (Land)	F.C. 0.0	0.0					0.0		
	L.C. 102.8	102.8					205.7		
	T 102.8	102.8					205.7		
c) Project Control (a * 18 %)	F.C. 21.6	111.6	33.8	25.3	0.0	182.3			
	L.C. 144.9	749.7	226.8	170.2	0.0	1,291.6			
	T 166.5	861.3	260.6	195.5	0.0	1,484.0			
d) Contingency (a*5 %+c*10 %)	F.C. 56.7	260.9	45.8	34.4	0.0	397.8			
	L.C. 14.5	101.7	43.7	34.4	0.0	218.1			
	T 71.2	362.6	89.5	68.8	0.0	615.9			
e) Sub-Total (a+b+c+d)	F.C. 0.0	1,168.2	5,367.5	928.6	596.7	0.0	8,161.1		
	L.C. 102.8	159.4	1,385.0	996.4	747.6	0.0	3,494.1		
	T 102.8	1,327.7	6,752.5	1,925.0	1,444.3	0.0	11,655.2		
5. Grand Total (Project Cost)	F.C. 7,973.8	7,773.9	13,314.2	24,316.8	40,203.6	14,966.0	3.6	108,549.9	
	L.C. 7,676.9	5,481.1	6,208.7	16,368.5	22,837.3	12,540.2	167.9	71,280.6	
	T 15,650.7	13,254.9	19,522.9	40,685.3	63,040.9	27,506.3	171.5	179,830.5	

Table 14-2 Economic Cost and Benefit Flow

(Unit : 10³ US dollars)

No.	Year	Pirris Hydro Power Project				Alternative Thermal Power Project										(B)	(B) - (C)	
						Gas Turbine (109.9MW)				Slow Speed Engine (Diesel) (48.9MW)				Transmission Line				
		Construct. Cost	Trasm. Line Cost	O & M Cost	(C) Total Cost	Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Sub Total Cost	Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Sub Total Cost	Construct. Cost	O & M Cost			Total Cost
-1	1995	15,548	103		15,651										188	188	-15,462	
1	1996	13,152	103		13,255										1,865	1,865	-11,390	
2	1997	18,195	1,328		19,523										8,692	8,692	-10,831	
3	1998	33,931	6,753		40,683										5,400	5,400	-35,283	
4	1999	61,116	1,925		63,041	4,842			4,842	6,837			6,837		2,246	13,924	-49,117	
5	2000	26,062	1,444		27,506	27,890			27,890	39,864			39,864		1,873	69,626	42,120	
6	2001	172	0	1,004	1,175	7,381	1,219	10,897	19,497	18,224	1,060	3,831	23,115	562	208	43,383	42,208	
7	2002			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
8	2003			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
9	2004			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
10	2005			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
11	2006			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
12	2007			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
13	2008			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
14	2009			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
15	2010			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
16	2011			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
17	2012			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
18	2013			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
19	2014			1,506	1,506	29,041	1,829	16,346	47,216		1,591	5,746	7,337		312	54,865	53,360	
20	2015			1,506	1,506	11,071	1,829	16,346	29,246		1,591	5,746	7,337		312	36,895	35,389	
21	2016			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
22	2017			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
23	2018			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
24	2019			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
25	2020			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
26	2021			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
27	2022			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
28	2023			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
29	2024			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175	10,258	1,591	5,746	17,595		312	36,082	34,577	
30	2025		103	1,506	1,608		1,829	16,346	18,175	54,666	1,591	5,746	62,003	282	312	80,772	79,164	
31	2026		103	1,506	1,608		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337	2,657	312	28,481	26,872	
32	2027		1,328	1,506	2,833		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337	11,709	312	37,533	34,700	
33	2028		6,753	1,506	8,258		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337	2,246	312	28,070	19,812	
34	2029		1,925	1,506	3,431	29,041	1,829	16,346	47,216		1,591	5,746	7,337	2,246	312	57,111	53,681	
35	2030		1,444	1,506	2,950	11,071	1,829	16,346	29,246		1,591	5,746	7,337	1,686	312	38,581	35,631	
36	2031	3,898	0	1,506	5,403		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	20,421	
37	2032	2,684		1,506	4,190		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	21,634	
38	2033	30,591		1,506	32,096		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	-6,272	
39	2034	11,641		1,506	13,147		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	12,678	
40	2035	172		1,506	1,677		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,147	
41	2036			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
42	2037			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
43	2038			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
44	2039			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
45	2040			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
46	2041			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
47	2042			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
48	2043			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
49	2044			1,506	1,506	29,041	1,829	16,346	47,216		1,591	5,746	7,337		312	54,865	53,360	
50	2045			1,506	1,506	11,071	1,829	16,346	29,246		1,591	5,746	7,337		312	36,895	35,389	
51	2046			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
52	2047			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
53	2048			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
54	2049			1,506	1,506		1,829	16,346	18,175		1,591	5,746	7,337		312	25,824	24,319	
55	2050			1,506	1,506	-26,741	1,829	16,346	-8,566		1,591	5,746	7,337		312	-917	-2,422	
T O T A L		217,160	23,310	74,776	315,246	133,707	90,845	811,851	1,036,403	129,848	79,002	285,385	494,235	41,653	15,516	1,587,807	1,272,560	
Present Value i = 12 %						135,536											199,752	64,216
																E. D. R.	19.27%	
																B/C	1.47	

Table 14-3 Basic Criteria for Economic Study

Item	Description
Method of Analysis	Discounted Cash Flow Method
Study Period	50 Years Plus Construction Period
Discount Rate	12 %
Escalation	Not considered
Shadow Price Factor (Conversion Factor)	Considered
Service life of Facilities	
Dam & Reservoir	50 Years
Hydro-power Plant	35 Years
Thermal Plant	25 Years for Diesel (slow speed), 15 Years for Gas Turbine
Transmission Line	30 Years
Conversion Rate of Currency (As of January 1991)	US\$ 1.00 = 105 colones

(1) 代替火力の設備諸元

Pirris計画と同等のサービスを提供しうる代替火力設備の諸元を示すと
Table 14-4 の通りである。

**Table 14-4 Alternative Thermal Power Plant for Studying
Economic Justification**

Item	Unit	Gas Turbine Thermal Power Plant		Diesel Thermal Power Plant		Pirris Hydroelectric Project	
		kW 5	kWh 5	kW 5	kWh 5	kW 0.3	kWh 0.3
Installed Capacity	MW	109.9		48.9		128.0	
Dependable Capacity	MW	109.9		48.9		126.0	
Losses	%	21.6		25.9		2.9	
Effective Dependable Capacity	MW	86.2		36.3		122.4	
Annual Energy Production	GWh	288.8		350.4		609.3	
Station Service Use	%	kW 5	kWh 5	kW 5	kWh 5	kW 0.3	kWh 0.3
Failure Loss	%	10	--	15	--	0.3	--
Repair Loss	%	8	--	8	--	2.0	--
Transmission Loss	%	0.3	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2
Annual Available Energy	GWh	274.1		332.2		606.3	
Annual Plant Factor	%	30.0		81.8		54.3	
Service Life	year	15		25		50 (Civil) 35 (Hydro/Elec. Equip.)	
Thermal Efficiency	%	27.23		34.32		--	
Diesel Calorific Value	kcal/kg	10,248		--		--	
Bunker Calorific Value	kcal/kg	--		10,207		--	
Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.308		0.246		--	
Unit Fuel Price <u>1/</u>	\$/kg (\$/t)	0.1838 (0.1529)		0.0669 (0.0657)		--	
"	\$/kWh	0.0566		0.0164		--	
Construction Cost <u>2/ 3/</u>	10 ³ US\$	40,112		64,924		--	
Unit Construction Cost <u>3/</u>	US\$/kW	364.95		1,327.69		--	
O & M Cost Ratio	%	4.56		2.45		--	
O & M Cost per year <u>3/</u>	10 ³ US\$	1,828.9		1,590.6		--	
Fuel Cost per year	10 ³ US\$	16,346		5,746		--	

1/ : CIF Price, not including taxes

2/ : not included (interest during construction, transmission line cost)
included (project controlling cost)

3/ : Economic price

(2) 代替火力および送電線の初期投資額

代替火力設備 (Gas Turbine : 109.9MW, Slow Speed Diesel : 48.9MW) および送電線の初期投資額は次の通り推定した。

(a) Gas Turbine (109.9MW)

unit:10³US\$

Year	1st	2nd	3rd	Total
<u>財務的コスト (建設中利子を除く)</u>				
外貨	3,944.9	22,724.6	6,013.7	32,683.2
内貨	1,080.3	6,223.1	1,646.8	8,950.3
計	5,025.2	28,947.7	7,660.5	41,633.5
<u>経済的コスト</u>				
外貨	3,944.9	22,724.6	6,013.7	32,683.2
内貨	896.6	5,165.2	1,366.9	7,428.7
計	4,841.5	27,889.8	7,380.6	40,111.9

(b) Slow Speed Diesel (48.9MW)

unit:10³US\$

Year	1st	2nd	3rd	Total
<u>財務的コスト (建設中利子を除く)</u>				
外貨	5,928.0	34,566.1	15,802.5	56,296.6
内貨	1,094.6	6,382.3	2,917.8	10,394.7
計	7,022.6	40,948.5	18,702.2	66,691.3
<u>経済的コスト</u>				
外貨	5,928.0	34,566.1	15,802.5	50,296.6
内貨	908.5	5,297.3	2,421.8	8,627.6
計	6,836.5	39,863.5	18,224.2	64,924.2

(c) 合計 ((a) + (b))

unit:10³US\$

Year	1st	2nd	3rd	Total
<u>財務的コスト (建設中利子を除く)</u>				
内貨	9,872.9	57,290.7	21,816.2	88,979.8
外貨	2,174.9	12,605.4	4,564.6	19,344.9
計	12,047.7	69,896.2	26,380.8	108,324.7
<u>経済的コスト</u>				
内貨	9,872.9	57,290.7	21,816.2	88,979.8
外貨	1,805.1	10,462.5	3,788.6	16,056.3
計	11,678.0	67,753.2	25,604.8	105,036.1

(d) 代替火力用送電線 (230kV×2 cct×78km)

unit:10³US\$

Year	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th	Total
<u>財務的コスト (建設中利子を除く)</u>								
内貨	0	1,380.5	6,942.7	3,857.6	1,097.1	914.8	274.6	14,467.3
外貨	226.7	584.0	2,107.3	1,859.0	1,384.5	1,153.9	346.2	7,661.5
計	226.7	1,964.5	9,050	5,716.6	2,481.6	2,068.7	620.8	22,128.8
<u>経済的コスト</u>								
内貨	0	1,380.5	6,942.7	3,857.6	1,097.1	914.8	274.6	14,467.3
外貨	188.1	487.8	1,749.1	1,542.9	1,149.1	957.7	287.3	6,359.0
計	188.1	1,865.2	8,691.8	5,400.4	2,246.2	1,872.5	561.9	20,826.3

(3) 運転、保守維持費

			unit: 10 ³ US\$
火力設備 (ガスタービン)	40,112	× 4.56%	= 1,829.1
火力設備 (ディーゼル)	64,924	× 2.45%	= 1,590.6
送電線	20,826.3	× 1.5%	= 312.4

計 3,732.1

(4) 燃料費 :

— ガスタービン			
燃料単価 (ディーゼル油)	0.0566	US\$/kWh	
年間所要燃料費	$0.0566 \times 288.8 \times 10^9 \text{kWh} = 16,346 \times 10^3 \text{US\$}$		
— ディーゼル			
燃料単価 (バンカ油)	0.0164	US\$/kWh	
年間所要燃料費	$0.0164 \times 350.4 \times 10^6 \text{kWh} = 5,746 \times 10^3 \text{US\$}$		

(5) 経済的費用

Pirris計画の便益となる代替設備の経済的費用のフローを示すと Table 14-2 の通りである。

14.1.4 本計画の経済評価

14.1.1で述べた様に本計画の経済評価はDiscounted Cash Flow法を用いて算出した純現在価値額（NPV）、便益・費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）によって行う。これらの指標は以下の方法によって求められる。

・純現在価値額（NPV）法

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

但し、 B_t : t年次の便益

C_t : t年次の費用

r : 割引率

n : 計算期間

・便益・費用比率（B/C）法

$$B/C = \sum_{t=0}^n \frac{\frac{B_t}{(1+r)^t}}{\frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

但し、 B_t : t年次の便益

C_t : t年次の費用

r : 割引率

n : 計算期間

・経済的内部収益率（EIRR）法

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0$$

但し、 B_t : t年次の便益

C_t : t年次の費用

r : 割引率（内部収益率）

n : 計算期間

プロジェクトの耐用年数間の便益と費用を年度別に展開したものをキャッシュフローというが、この場合の費用は、建設期間中に発生したプロジェクトのコストおよび運転開始後の運転維持費、燃料費であり、利子、減価償却など投下資本に対するコストは除かれる。ここにいう便益と費用は、いずれも国境価格で表示される。なお、水力プロジェクトの便益を電気の消費者の支払意志額で表示しないで、代替火力のコストで表示した場合、経済的内部収益率は、水力プロジェクトのコストと代替火力のコスト（便益）が等しくなる割引率という意味で等価割引率（EDR）と呼ばれる。

さらに上記の支払意志額に替えて、電力販売収入（売電単価0.0533US\$/kWh）を水力プロジェクトの便益とみなし、経済的内部収益手法により評価をEDRとあわせて検討することとする。

(1) Pirris計画の経済評価

(a) 純現在価値額（B-C）および便益・費用比率（B/C）

プロジェクト・ライフ間における本計画の経済的費用のフローは Table 14-2 に示す通りであり、割引率12%における計画初年次における総現在価値額（C）は $135,536 \times 10^3$ US\$と計算される。

同様に代替火力の費用の総現在価値額（B）は $199,752 \times 10^3$ US\$と計算される。

従って純現在価値額（B-C）は $64,216 \times 10^3$ US\$であり、便益・費用比率（B/C）は1.47と見積られる。

この両指標が示すように、本計画は同等のサービスを提供しうる代替火力設備を設置するよりも、本計画を建設、運転する方が費用は少額であるので優位であるといえる。

(b) 経済的内部収益率（EDRとEIRR）

本計画および代替火力設備の夫々の投下費用の計画初年次における現在価値額の総計が等しくなるような割引率（即ちEDR）は Table 14-2 に示すように、19.27%である。従って割引率が19.27%に達するまで本計画を実施する方が優位であるといえる。

一方、経済的内部収益率の検討に用いる便益は、本計画の電力販売収入を適用すると $32,315.8 \times 10^3$ US\$/年となる。これらに基づいて求められた経済的内部収益率（EIRR）は Table 14-5 に示すように12.85%である。

Table 14-5 Economic Internal Rate of Return

Pirris Project (EIRR)		(unit: 10 ³ US dollars)					
No.	Year	Pirris Hydro Power Project				Electric	(B)-(C)
		Construct. Cost	Transm. Line Cost	O & M Cost	(C) Total Cost	Tariff Revenue (B) Benefit	
-1	1995	15,548	103		15,651		-15,651
1	1996	13,152	103		13,255		-13,255
2	1997	18,195	1,328		19,523		-19,523
3	1998	33,931	6,753		40,683		-40,683
4	1999	61,116	1,925		63,041		-63,041
5	0 2000	26,062	1,444		27,506		-27,506
6	1 2001	172	0	1,004	1,175	21,544	20,369
7	2 2002			1,506	1,506	32,316	30,810
8	3 2003			1,506	1,506	32,316	30,810
9	4 2004			1,506	1,506	32,316	30,810
10	5 2005			1,506	1,506	32,316	30,810
11	6 2006			1,506	1,506	32,316	30,810
12	7 2007			1,506	1,506	32,316	30,810
13	8 2008			1,506	1,506	32,316	30,810
14	9 2009			1,506	1,506	32,316	30,810
15	10 2010			1,506	1,506	32,316	30,810
16	11 2011			1,506	1,506	32,316	30,810
17	12 2012			1,506	1,506	32,316	30,810
18	13 2013			1,506	1,506	32,316	30,810
19	14 2014			1,506	1,506	32,316	30,810
20	15 2015			1,506	1,506	32,316	30,810
21	16 2016			1,506	1,506	32,316	30,810
22	17 2017			1,506	1,506	32,316	30,810
23	18 2018			1,506	1,506	32,316	30,810
24	19 2019			1,506	1,506	32,316	30,810
25	20 2020			1,506	1,506	32,316	30,810
26	21 2021			1,506	1,506	32,316	30,810
27	22 2022			1,506	1,506	32,316	30,810
28	23 2023			1,506	1,506	32,316	30,810
29	24 2024			1,506	1,506	32,316	30,810
30	25 2025		103	1,506	1,608	32,316	30,707
31	26 2026		103	1,506	1,608	32,316	30,707
32	27 2027		1,328	1,506	2,833	32,316	29,483
33	28 2028		6,753	1,506	8,258	32,316	24,058
34	29 2029		1,925	1,506	3,431	32,316	28,885
35	30 2030		1,444	1,506	2,950	32,316	29,366
36	31 2031	3,898		1,506	5,403	32,316	26,913
37	32 2032	2,684		1,506	4,190	32,316	28,126
38	33 2033	30,591		1,506	32,096	32,316	220
39	34 2034	11,641		1,506	13,147	32,316	19,169
40	35 2035	172		1,506	1,677	32,316	30,639
41	36 2036			1,506	1,506	32,316	30,810
42	37 2037			1,506	1,506	32,316	30,810
43	38 2038			1,506	1,506	32,316	30,810
44	39 2039			1,506	1,506	32,316	30,810
45	40 2040			1,506	1,506	32,316	30,810
46	41 2041			1,506	1,506	32,316	30,810
47	42 2042			1,506	1,506	32,316	30,810
48	43 2043			1,506	1,506	32,316	30,810
49	44 2044			1,506	1,506	32,316	30,810
50	45 2045			1,506	1,506	32,316	30,810
51	46 2046			1,506	1,506	32,316	30,810
52	47 2047			1,506	1,506	32,316	30,810
53	48 2048			1,506	1,506	32,316	30,810
54	49 2049			1,506	1,506	32,316	30,810
55	50 2050			1,506	1,506	32,316	30,810
T O T A L		217,160	23,310	74,776	315,246	1,605,018	1,289,771
						E. I. R. R.	12.85%

この値はCosta Rica国における資本の機会費用12%を超えており、本経過は経済的にも十分投資するに値する計画であると思料される。

14.2 財務評価

14.2.1 財務評価の方法

本計画の財務評価は、計画を実現するために投下される資本、諸税、および維持管理費、設備更新費、技術管理費等一切の費用を市場価格で示したキャッシュ・アウトフローを作成し、これとこの計画が生産する電気の販売収入から求めた便益のキャッシュ・インフローからDiscounted Cash Flow (DCF) 法により財務的内部収益率を求め評価する。

なお、DCF法による割引率は、ICEとの協議により、12%を採用した。

14.2.2 本計画の財務的費用および便益

(1) Pirris計画の財務的費用

初期投資額および設備更新費は、「第12章工事費」より求める。維持管理費については、以下の比率を採用して求めることとした。

維持管理費：土木設備工事費	×	0.5 %
水力機器設備工事費	×	1.5 %
電気機械設備工事費	×	1.5 %
送電設備工事費	×	1.5 %

本計画の総支出額は Table 14-6 に示すように $337,912 \times 10^3 \text{US\$}$ (キャッシュ・アウトフローの合計) である。このうち初期投資額は $194,430 \times 10^3 \text{US\$}$ (建中利子を除く) である。

維持管理費は以下の通りである。

土木設備	130,823	×	0.005	=	$654.1 \times 10^3 \text{US\$}$
水力機器設備	23,035	×	0.015	=	$345.5 \times 10^3 \text{US\$}$
電気機械設備	28,201	×	0.015	=	$423.0 \times 10^3 \text{US\$}$
送電および変電設備	12,371	×	0.015	=	$185.6 \times 10^3 \text{US\$}$
計					$1,608.2 \times 10^3 \text{US\$}$

Table 14-6 Financial Internal Rate of Return

Pirris Project (FIRR)

(unit: 10³ US dollars)

No.	Year	Pirris Hydro Power Project				Electric	(B)-(C)
		Construct. Cost	Trasm. Line Cost	O & M Cost	(C) Total Cost	Tariff Revenue (B) Benefit	
-1	1995	17,099	124		17,223		-17,223
1	1996	14,254	124		14,378		-14,378
2	1997	19,434	1,360		20,795		-20,795
3	1998	37,000	7,036		44,036		-44,036
4	1999	65,589	2,129		67,718		-67,718
5	0	28,477	1,597		30,075		-30,075
6	1	206	0	1,072	1,278	21,544	20,266
7	2			1,608	1,608	32,316	30,708
8	3			1,608	1,608	32,316	30,708
9	4			1,608	1,608	32,316	30,708
10	5			1,608	1,608	32,316	30,708
11	6			1,608	1,608	32,316	30,708
12	7			1,608	1,608	32,316	30,708
13	8			1,608	1,608	32,316	30,708
14	9			1,608	1,608	32,316	30,708
15	10			1,608	1,608	32,316	30,708
16	11			1,608	1,608	32,316	30,708
17	12			1,608	1,608	32,316	30,708
18	13			1,608	1,608	32,316	30,708
19	14			1,608	1,608	32,316	30,708
20	15			1,608	1,608	32,316	30,708
21	16			1,608	1,608	32,316	30,708
22	17			1,608	1,608	32,316	30,708
23	18			1,608	1,608	32,316	30,708
24	19			1,608	1,608	32,316	30,708
25	20			1,608	1,608	32,316	30,708
26	21			1,608	1,608	32,316	30,708
27	22			1,608	1,608	32,316	30,708
28	23			1,608	1,608	32,316	30,708
29	24			1,608	1,608	32,316	30,708
30	25		124	1,608	1,732	32,316	30,584
31	26		124	1,608	1,732	32,316	30,584
32	27		1,360	1,608	2,969	32,316	29,347
33	28		7,036	1,608	8,644	32,316	23,671
34	29		2,129	1,608	3,737	32,316	28,578
35	30		1,597	1,608	3,206	32,316	29,110
36	31	3,994	0	1,608	5,602	32,316	26,714
37	32	2,750		1,608	4,358	32,316	27,957
38	33	31,762		1,608	33,370	32,316	-1,054
39	34	12,524		1,608	14,133	32,316	18,183
40	35	206		1,608	1,814	32,316	30,502
41	36			1,608	1,608	32,316	30,708
42	37			1,608	1,608	32,316	30,708
43	38			1,608	1,608	32,316	30,708
44	39			1,608	1,608	32,316	30,708
45	40			1,608	1,608	32,316	30,708
46	41			1,608	1,608	32,316	30,708
47	42			1,608	1,608	32,316	30,708
48	43			1,608	1,608	32,316	30,708
49	44			1,608	1,608	32,316	30,708
50	45			1,608	1,608	32,316	30,708
51	46			1,608	1,608	32,316	30,708
52	47			1,608	1,608	32,316	30,708
53	48			1,608	1,608	32,316	30,708
54	49			1,608	1,608	32,316	30,708
55	50			1,608	1,608	32,316	30,708
Total		233,295	24,742	79,875	337,912	1,605,018	1,267,106
						F. I. R. R.	12.02%

(2) Pirris計画の財務的便益

本計画の財務的便益は電気料金収入である。料金収入は1991年1月現在のICEの平均売電単価0.0533US\$/kWhを用いて算定する。

評価地点はEscazu変電所入口とする。本計画のプロジェクトライフ間の年間平均有効発生電力量を販売可能電力量(606.3×10⁶kWh)とし、前述の単価を用いて、本計画の財務的収入を算定すると32,315.8×10³kWh/年となる。

14.2.3 本計画の財務評価

財務的費用と収入とが等しくなる割引率(即ち財務的内部収益率)は12.02%である。従って、予想借入金(外貨)の利率8.5%に対比して、財務的見地からみて健全であると評価できる。

14.3 感度分析

Pirris計画の建設費が5%、10%、15%および20%上昇した場合のB-C、B/C、EDR、EIRRおよびFIRRの感度分析を実施した。なおB-CおよびB/Cの算定は12%の割引率とした。感度分析の結果はTable 14-7に示す通りである。

Table 14-7 Results of Sensitivity Analysis

Rise of Construction Cost	B-C (10 ³ US\$)	B/C	EDR (%)	EIRR (%)	FIRR (%)
Original Case	64,216	1.47	19.27	12.85	12.02
Case 1 : 5% UP	57,439	1.40	18.17	12.33	11.52
Case 2 : 10% UP	50,662	1.34	17.17	11.84	11.06
Case 3 : 15% UP	43,885	1.28	16.27	11.39	10.62
Case 4 : 20% UP	37,109	1.23	15.45	10.96	10.21

第 15 章 融 資 返 済 計 画

第 15 章 融 資 返 済 計 画

	頁
15.1 基本的考察	15- 1
15.2 所要資金	15- 1
15.3 収入および費用	15- 2
15.4 返済計画	15- 2

第15章 融資返済計画

15.1 基本的考察

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了して開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、その可成の部分を国際金融機関から借入れ、残りをICEの自己資金とする。その配分は現時点では予測しがたいので、調査団はICEと協議の結果、以下の融資条件を設定して融資返済計画を策定する。

金利 : 外貨 ~ 8.5 %
内貨 ~ 0.0 %とする。
但しコミットメント・チャージは考慮しない。

償還方法 : 外貨・内貨とも工事期間据置
15年元利均等償還

15.2 所要資金

本計画の所要資金は1991年1月時点の物価水準にもとづいて積算されている。本計画が電力系統に投入されるのは、2001年頃である。従って、本計画の工事が着工されてから運転開始するまでの期間における全般的物価上昇を費用の増分として考慮すべきところであるが、調査団は将来の物価上昇を推定することの困難性を考慮し、1991年1月時点の所要資金をもって、融資返済計画の検討を行うこととする。

Pirris計画の所要資金（送電線工事費を含む）は以下の通りである。

外貨	US\$	108,550 × 10 ³
内貨	US\$	85,880 × 10 ³
計	US\$	194,430 × 10 ³

15.3 収入および費用

投資の見返りとしての収入は、電気料金である。料金収入は1991年1月現在のICEの平均売電単価0.0533US\$/kWhを用いて算定することとする。本計画で発電された電力は、Escazu変電所を経て需要地域に供給されるものと仮定した。

本計画の電力設備の年間運転維持費は、次のとおりとした。

土木設備工事費 × 0.5 %

水力機器設備工事費 × 1.5 %

電気機械設備工事費 × 1.5 %

送電設備工事費 × 1.5 %

減価償却費は残存価格を0とし、定額法により算出し、各設備の耐用年数は次のとおりとした。

土木設備 50年

水力機器設備 35年

電気機械設備 35年

送電設備 30年

15.4 返済計画

融資の返済資金には、本計画の経常収支から得られる営業利益（つまり、料金収入から運転維持費、減価償却費、金利等の経費を差引いたもの）に減価償却費を加えたものが当てられる。

Table 15-1 に資金返済計画、Table 15-2 に損益計算書、Table 15-3 にキャッシュ・フローを示す。

Table 15-3 から分かるように、本計画に投下された資本と、それから発生する収入とがバランスするのは、運転開始後第3年目となり、投下資本の回収後は利潤を生むことになる。したがって、本計画の投下資本は十分に回収できるものと判断される。

Table 15-1 Fund Requirement and Repayment Schedule

(unit: 10³ US\$)

		FUND REQUIREMENT						REPAYMENT SCHEDULE												
No.	Year	Foreign		Domestic		Total	Foreign Currency			Domestic Currency										
		Principal	Interest	Principal	Interest		Principal	Interest	Principal	Interest	Principal	Interest	Total	Balance						
-1	1995	7,974		9,249		17,223		(339)												
1	1996	7,774		6,604		14,378		(827)												
2	1997	13,314		7,480		20,795		(1,904)												
3	1998	24,315		19,721		44,036		(3,504)												
4	1999	40,204		27,515		67,718		(6,246)												
5	2000	14,966		15,109		30,075		(8,590)												
6	2001	4		202		206		(3,076)												
7	2002							6,151		108,550										85,880
8	2003							9,009		105,987										3,817
9	2004							8,664		101,924										5,725
10	2005							8,289		97,516										5,725
11	2006							7,882		92,733										5,725
12	2007							7,441		87,544										5,725
13	2008							6,963		81,913										5,725
14	2009							6,443		75,804										5,725
15	2010							5,880		69,176										5,725
16	2011							5,269		61,984										5,725
17	2012							4,605		54,181										5,725
18	2013							3,886		45,715										5,725
19	2014							3,105		36,529										5,725
20	2015							2,258		26,563										5,725
21	2016							1,339		15,749										5,725
								341		4,016										1,908
								4,357		0										0
Total		108,550		85,880		194,430		112,010		108,550			196,074		0					85,880

Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Repayment condition - Foreign currency: 8.5% annum

Local currency : 0%

Grace Period : 6 years (construction period)

Repayment method : 15 years with principal and interest in equal instalment

Capital recovery factor - 0.120424

Table 15-2 Profit and Loss Statement

(unit: 10³ US\$)

No.	Year	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*		Total* (D)	Net Income (E)=C-D
			O & M	Depreciation			F.C.	D.C.		
-1	1995						(339)	0	(339)	
1	1996						(827)	0	(827)	
2	1997						(1,904)	0	(1,904)	
3	1998						(3,504)	0	(3,504)	
4	1999						(6,246)	0	(6,246)	
5	2000						(8,590)	0	(8,590)	
6	2001						(3,076)	0	(3,076)	
7	2002	21,544	1,072	3,363	4,435	17,108	5,151	0	6,151	10,957
8	2003	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	9,009	0	9,009	16,654
9	2004	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	8,664	0	8,664	16,999
10	2005	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	8,289	0	8,289	17,374
11	2006	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	7,882	0	7,882	17,780
12	2007	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	7,441	0	7,441	18,221
13	2008	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	6,963	0	6,963	18,700
14	2009	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	6,443	0	6,443	19,219
15	2010	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	5,880	0	5,880	19,783
16	2011	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	5,269	0	5,269	20,394
17	2012	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	4,605	0	4,605	21,057
18	2013	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	3,886	0	3,886	21,777
19	2014	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	3,105	0	3,105	22,558
20	2015	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	2,258	0	2,258	23,405
21	2016	32,316	1,608	5,045	6,653	25,663	1,339	0	1,339	24,324
							341	0	341	25,321
Total		506,281	25,195	79,038	104,233	402,047	112,010	0	112,010	314,523

*Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Operating revenue : 606.3GWh x 0.0533US\$/kWh
 Operation and Maintenance: see 14.2.2
 Depreciation: construction cost including I.D.C.

- Civil:	147,359.8 (50 years)	=2947.2
- Hydro:	24,617.8 (35 years)	= 703.4
- Elec.:	32,194.0 (35 years)	= 919.8
- T/L :	14,238.3 (30 years)	= 474.6
Total		5045.0

Table 15-3 Cash Flow Sheet

(unit: 10³ US\$)

No.	Year	C a s h I n f l o w				C a s h O u t f l o w				B a l a n c e			
		Fund Re- quirement	Net Income	Depreci- ation	Total (A)	Construc- tion cost	F.C.	Principal Repayment D.C.	Subtotal	I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accummu- lation
-1	1995	17,223	0	0	17,223	17,223	0	0	0	339	17,562	-339	-339
1	1996	14,378	0	0	14,378	14,378	0	0	0	827	15,204	-827	-1,166
2	1997	20,795	0	0	20,795	20,795	0	0	0	1,904	22,699	-1,904	-3,070
3	1998	44,036	0	0	44,036	44,036	0	0	0	3,504	47,540	-3,504	-6,574
4	1999	67,718	0	0	67,718	67,718	0	0	0	6,246	73,964	-6,246	-12,819
5	2000	30,075	0	0	30,075	30,075	0	0	0	8,590	38,665	-8,590	-21,410
6	2001	206	0	0	206	206	0	0	0	3,076	3,281		
7	2002	0	10,957	3,363	14,320	14,526	2,563	3,817	6,380	0	6,380	4,865	-16,545
8	2003	0	16,654	5,045	21,699	21,699	4,063	5,725	9,788	0	9,788	11,911	-4,634
9	2004	0	16,999	5,045	22,044	22,044	4,408	5,725	10,133	0	10,133	11,911	7,276
10	2005	0	17,374	5,045	22,419	22,419	4,783	5,725	10,508	0	10,508	11,911	19,187
11	2006	0	17,780	5,045	22,825	22,825	5,189	5,725	10,915	0	10,915	11,911	31,098
12	2007	0	18,221	5,045	23,266	23,266	5,630	5,725	11,356	0	11,356	11,911	43,008
13	2008	0	18,700	5,045	23,745	23,745	6,109	5,725	11,834	0	11,834	11,911	54,919
14	2009	0	19,219	5,045	24,264	24,264	6,628	5,725	12,354	0	12,354	11,911	66,829
15	2010	0	19,783	5,045	24,828	24,828	7,192	5,725	12,917	0	12,917	11,911	78,740
16	2011	0	20,394	5,045	25,439	25,439	7,803	5,725	13,528	0	13,528	11,911	90,651
17	2012	0	21,057	5,045	26,102	26,102	8,466	5,725	14,192	0	14,192	11,911	102,561
18	2013	0	21,777	5,045	26,822	26,822	9,186	5,725	14,911	0	14,911	11,911	114,472
19	2014	0	22,558	5,045	27,603	27,603	9,967	5,725	15,692	0	15,692	11,911	126,382
20	2015	0	23,405	5,045	28,450	28,450	10,814	5,725	16,539	0	16,539	11,911	138,293
21	2016	0	24,324	5,045	29,369	29,369	11,733	5,725	17,458	0	17,458	11,911	150,204
		0	25,321	5,045	30,366	30,366	4,016	1,908	5,924	0	5,924	24,442	174,646
Total		194,430	314,523	79,038	587,991	194,430	108,550	85,880	194,430	24,485	413,346	174,646	1,131,710

第 16 章 今後の調査

第 16 章 今後の調査

	頁
16.1 地形測量	16-1
16.2 地質調査	16-2
16.2.1 詳細な地質ならびに土木地質踏査	16-2
16.2.2 コアボーリング	16-2
16.2.3 試験坑調査	16-4
16.2.4 弾性波探査	16-4
16.3 材料試験	16-5
16.4 水文観測	16-5
16.4.1 発電所地点に於けるゲージングステーションの設置	16-5
16.4.2 ダム地点に於ける水温、気温観測	16-5

List of Figures

- Fig. 16-1 Additional Survey, Topographical Map Areas, Location of Bench Marks and Triangulation Stations
- Fig. 16-2 Additional Geological Investigation Works
(Shown on Geologic Plan of Downstream Damsite)
- Fig. 16-3 Additional Geological Investigation Works
(Shown on Geologic Sections of Downstream Damsite)
- Fig. 16-4 Additional Geological Investigation Works
(Plan of Quarry Site)
- Fig. 16-5 Additional Geological Investigation Works
(Plan of Waterway Alignment)

List of Tables

- Table 16-1 The Necessity of Topographical Survey Works
- Table 16-2 General Specifications of Additional Geological and Engineering Geological Mapping for the Design Stage
- Table 16-3 Additional Core-Drilling
- Table 16-4 Additional Exploratory Adits at the Damsite
- Table 16-5 Additional Seismic Prospecting

第 16 章 今後の調査

本プロジェクトを詳細設計段階まで引き上げる為には、フィージビリティスタディで提案された主要土木構造物地点の地形、地質および地質工学的性状などをより詳しく把握する必要がある。

本章では、上記の観点に基づき、地形測量、地質調査、地質工学的試験（力学的岩盤試験、水理地質的試験を含む）、ダム地点および発電所地点に於ける水文データ観測など、迅速に実施すべき追加調査について説明する。

16.1 地形測量

Table 16-1 に示す地形測量は、本プロジェクトの追加調査、試験の実施以前に行われるべきであり、かつ詳細設計作業にも不可欠である。

Table 16-1 The Necessity of Topographical Survey Works

Site	Survey Method	Scale of Map	Remarks
Damsite	Topographical surveying	1/500	Includes intake site
Reservoir area and damsite	Mapping by aerophotographs	1/1000	Includes quarry site and access roads to the damsite
Penstock and P/S site	Mapping by aerophotographs	1/1000	Includes surgetank site & access roads to P/S
Main structures site	Triangulating (T.S.) and leveling (B.M.)		Connecting with Dam and Power Plant sites

Note: Areas to be surveyed are shown in Fig.16-1.

16.2 地質調査

16.2.1 詳細な地質ならびに土木地質踏査

本プロジェクトの詳細設計を実施する以前に、ダム地点、貯水池地域、水路系ルートおよびその周辺地域、発電所地点上流側の地這り地域、および原石山地点を対象として詳細な地質ならびに土木地質踏査を行う必要がある。

上記の踏査に関する一般的な仕様は Table 16-2 に示されている。

Table 16-2 General Specifications of Additional Geological and Engineering Geological Mapping for the Design Stage

Location Specification	Damsite & Intake Site	Reservoir Area	Waterway Alignment Route*1)	Landside Area	Quarry Site	Remarks
Topographic Map to be used (in scale)	1/500 *2)	1/2000	1/2000	1/2000	1/1000 - 1/500	*2) Not available as of July 1991
Outcrop(Bed-rock) Survey	o	o	o	o	o	
Overburden Survey	o	o	o	o	o	
Surface Water Outcrop Survey		o	o	o		
Landslide/Collapse (or Failure) Survey		o	o	o		
Additional Aerophoto Interpretation		o	o	o		If new photos are available

Notes: *1) "Waterway alignment" includes headrace tunnel, surgetank (if necessary), penstock and powerstation.

*2) The 1/500 scale map should be provided by a topographical survey.

16.2.2 コアボーリング

本プロジェクトの詳細設計の為には、主要土木構造物地点および原石山地点を対象とした追加のコアボーリング調査（ルジオンテストと地下水位観測を含む）が必要である。追加ボーリング工事数量は Table 16-3 に、ボーリング位置は Fig. 16-2 16-3, 16-4, 16-5 および 16-6 にそれぞれ示されている。

Table 16-3 Additional Core Drilling

Location	Temporary No.	EL. (m)	Length (m)	Direction	Lugeon Test	Groundwater Monitoring	Remarks	
Lower (Downstream) Dam site	On the Left Bank	LB-101	± 1,270	150.00	Vertical	o	o	
		LB-102	± 1,149	70.00	Vertical	o	o	Drilling from Adit LA-1
		LB-103	± 1,150	70.00	S15°W 60°SW	o	o	
		LB-104	± 1,085	50.00	N30°W 65°NW	o	o	
	On the Right Bank	LB-201	± 1,090	80.00	Vertical	o	o	
		LB-202	± 1,085	30.00	Vertical	o	o	
		LB-203	± 1,085	50.00	S30°E 45°SE	o	o	
		LB-204	± 1,250	150.00	Vertical	o	o	
		LB-205	± 1,245	150.00	Vertical	o	o	
		LB-206	± 1,255	150.00	Vertical	o	o	Sub Total: 10 Holes/950 m
	Intake Site	IB-1	1,245~ 1,250	50.00	Vertical	-	o	Sub Total: 1 Hole/50 m
	Tunnel Route	TB-1		70.00	Vertical	Δ (Partial)	o	Quebrada Seca
TB-2			80.00	Vertical	Δ (Partial)	o	Quebrada Napoleon Sub Total: 2 holes/150 m	
Surgetank	PB-101	850 ± 50	50.00	Vertical	Δ (Partial)	o		
Penstock Route	PB-102	750 ± 10	30.00	Vertical	-	-		
	PB-103	650 ± 10	30.00	Vertical	-	-	Sub Total: 3 Holes/110 m	
Powerhouse Site	PB-104	± 320	50.00	Vertical	-	o	Sub Total: 1 Hole/50 m	
Quarry Site	QB-1		30.00	Vertical	-	o		
	QB-2		30.00	Vertical	-	o	Sub Total 2 Holes/60 m	
Total:							19 Holes/ 1,370m	

16.2.3 試験坑調査

下流ダム地点に於ける地質状態ならびにダム取付部の岩盤の地質、地質工学的性状を確認する為に Table 16-4, Fig.16-2 および 16-3 に示すような試験坑を追加する必要がある。また、追加された試験坑を利用して Table 16-4 に示すような追加原位置岩盤試験の実施を提案する。

Table 16-4 Additional Exploratory Adits at the Damsite

Location	Adit No.	El. (m)	Length (m)		Plate Jack Test	Block Shear Test	Remarks	
			(Existing)	(Additional)				
Lower (Downstream) Damsite	On the Left Bank	LA-1	1,148.73	50.00	30.00	△	○	Place of B.S.T. in the Existing Adit
		LA-5	≈ 1,110	0	50.00	○	○	
	On the Right Bank	LA-2	1,160.66	50.00	30.00	△	○	Place of B.S.T. in the Existing Adit
		LA-3	≈ 1,195	0	80.00 +70.00	-	-	
		LA-4	≈ 1,110	0	50.00 +40.00	○	○	*Access adit from the downstream side

Total: 100.00/350 m

○ : Necessary
△ : If necessary

16.2.4 弾性波探査

ダム地点で追加掘削される試験坑内、トンネルルートの一部、原石山地点などを対象とした弾性波探査を Table 16-5 に示すような内容で実施する必要がある。

Table 16-5 Additional Seismic Prospecting

Location	Method of Prospecting	Total Traverse Length (m)	Remarks
Damsite	Vp measurement in adits LA-1, LA-2, LA-3, LA-4 and LA-5	210 m - 250 m ^{*1)} (80 m + 80 m)	To measure in to-be-excavated adits
Quarry site	Refraction prospecting	400 m - 1,000 m	Locating on the right bank around the upstream damsite
Tunnel Route			
1. Queb. Seca ^{*2)}	Refraction prospecting	500 m	To be cross-checked by a core drilling
2. Queb. Napoleon ^{*3)}	Refraction prospecting	500 m	To be cross-checked by a core drilling

Note: *1) Executions of Vp measurement between adits LA-2 and LA-3 should be decided according to their geological conditions.

*2) *3) Refraction prospectings are to be carried out along both Quebradas around crossing points of the tunnel routes.

16.3 材料試験（粗骨材対象）

フィージビリティスタディで比較案として提案された上流ダム地点右岸側の原石山地点についてコンクリート骨材用原石を対象とした碎石テストを実施すべきである。

16.4 水文観測

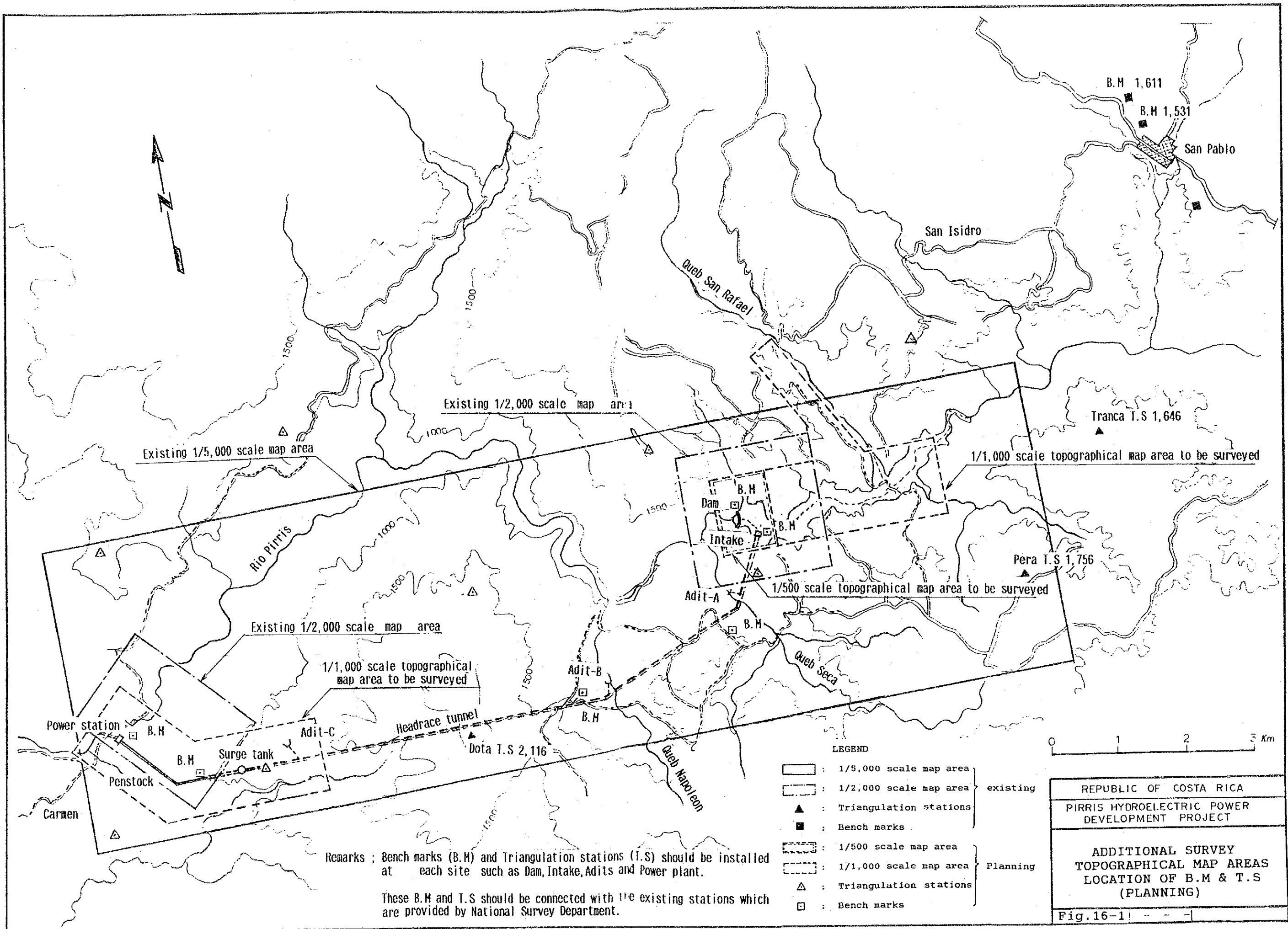
16.4.1 発電所地点に於けるゲージングステーションの設置

発電所地点に於けるPirris川の測水データを入手する為、ゲージングステーションを設置すべきである。当該地点に於ける測水データは、将来タービンの設置高さ、放水口レベル等の検討に不可欠である。

16.4.2 ダム地点に於ける水温、気温観測

本プロジェクトのダムはコンクリートタイプとなる可能性がある。コンクリートダムの場合にはコンクリートのクーリング計画に必要なダムコンクリートの冷却計画の立案上、ダム地点における気温と河川水温を年間を通じて観測しておく必要がある。

本ダム地点に於いて予めPirris川の水温と気温を年間を通じて観測しておく必要がある。



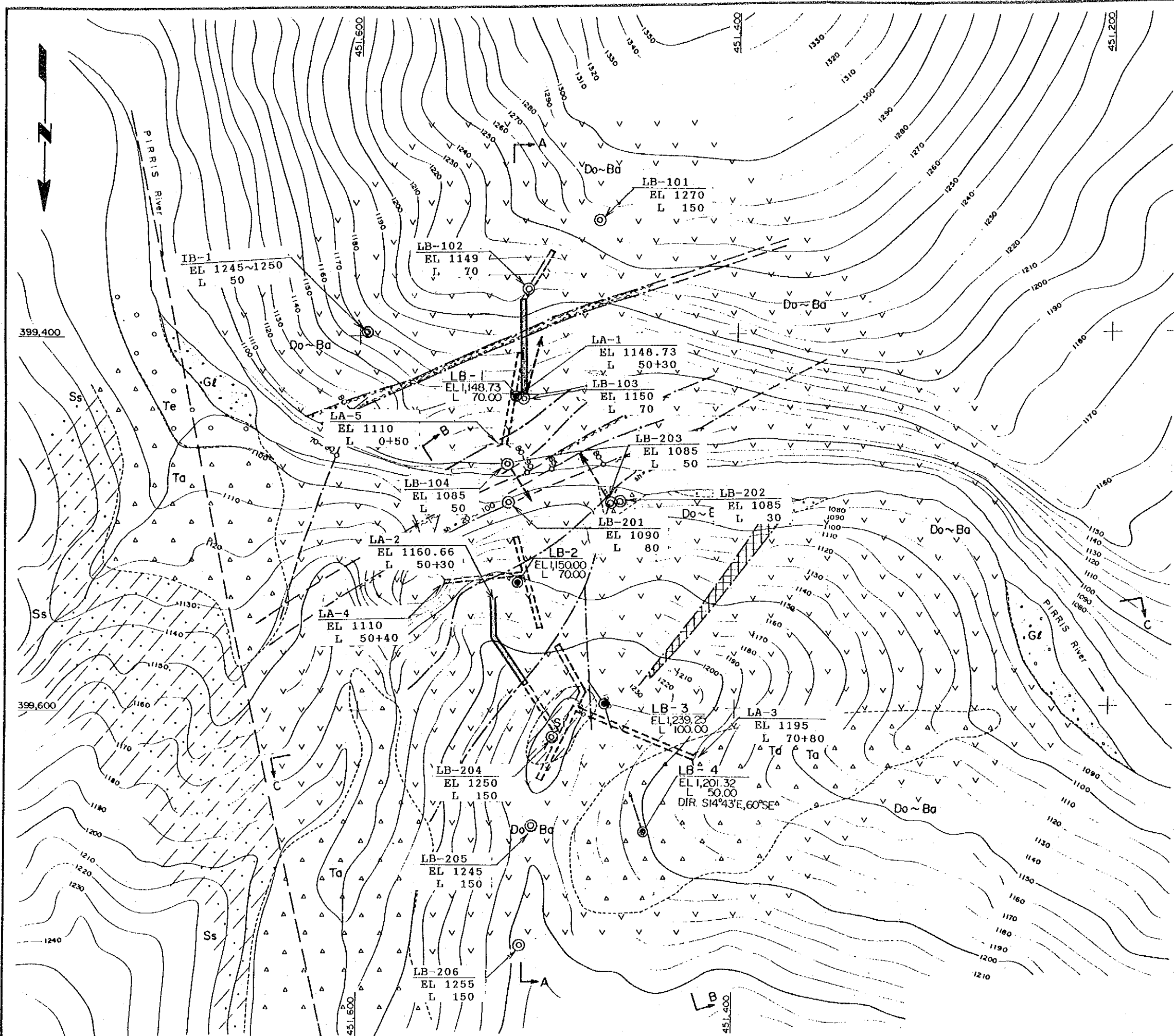
Remarks ; Bench marks (B.M) and Triangulation stations (I.S) should be installed at each site such as Dam, Intake, Adits and Power plant.

These B.M and T.S should be connected with the existing stations which are provided by National Survey Department.

LEGEND

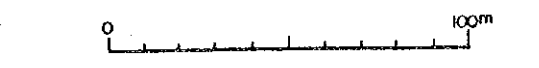
- : 1/5,000 scale map area
 - - - : 1/2,000 scale map area
 - ▲ : Triangulation stations
 - : Bench marks
 - - - : 1/500 scale map area
 - - - : 1/1,000 scale map area
 - ▲ : Triangulation stations
 - : Bench marks
- } existing
 } Planning





LEGEND

- Gt Riverbed deposits
- Te Terrace deposits
- Ta Talus deposits
- Si Siltstone (Siliceous)
- Ss Sandstone (Interbedded with siltstone and shale)
- Do~Ba Dolerite ~ Basalt
- Geologic boundary
- Strike & dip of fault
sh = Width of sheared zone (cm)
- Assumed fault
- Sheared zone
- Continuous joint and its strike & dip
- Strike & dip of bedding
- Adit
- Drillhole
- Inclined drillhole
- Seismic prospecting traverse
- Geologic section
- Adit
- Drillhole
- Inclined drillhole

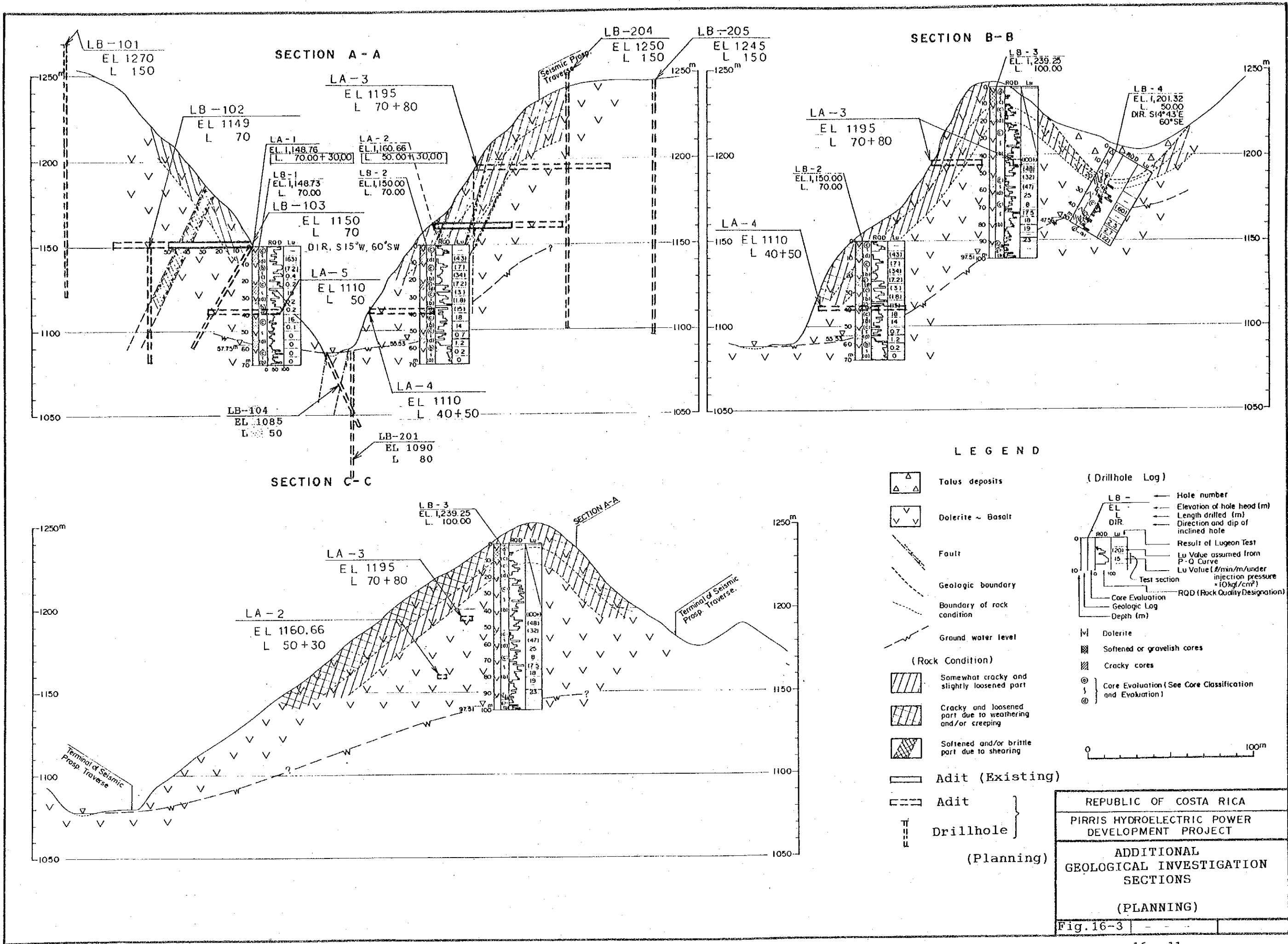


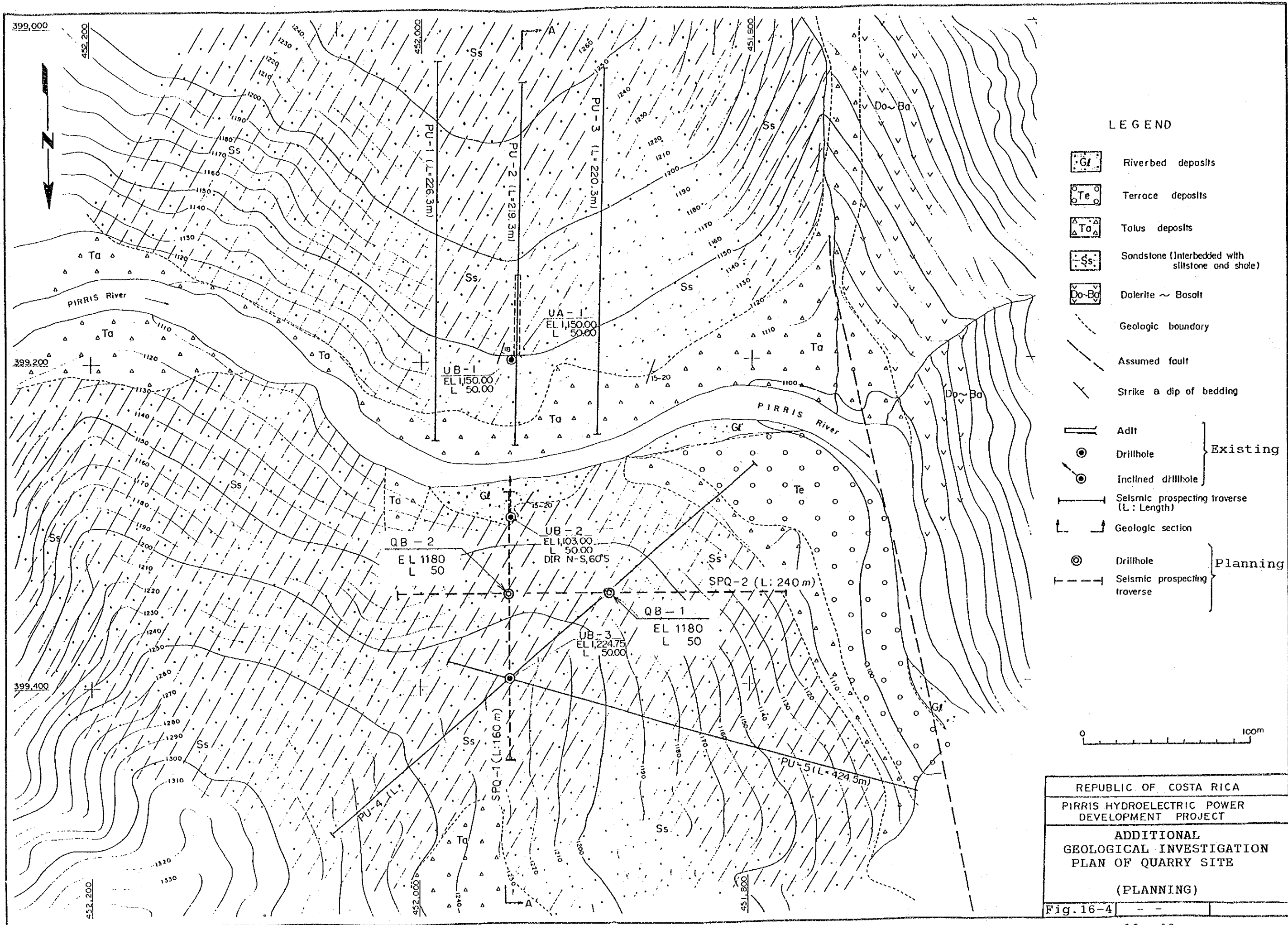
REPUBLIC OF COSTA RICA
 PIRRIS HYDROELECTRIC POWER
 DEVELOPMENT PROJECT

ADDITIONAL
 GEOLOGICAL INVESTIGATION
 PLAN

(PLANNING)

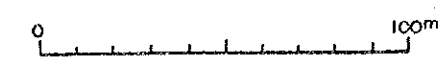
Fig.16-2





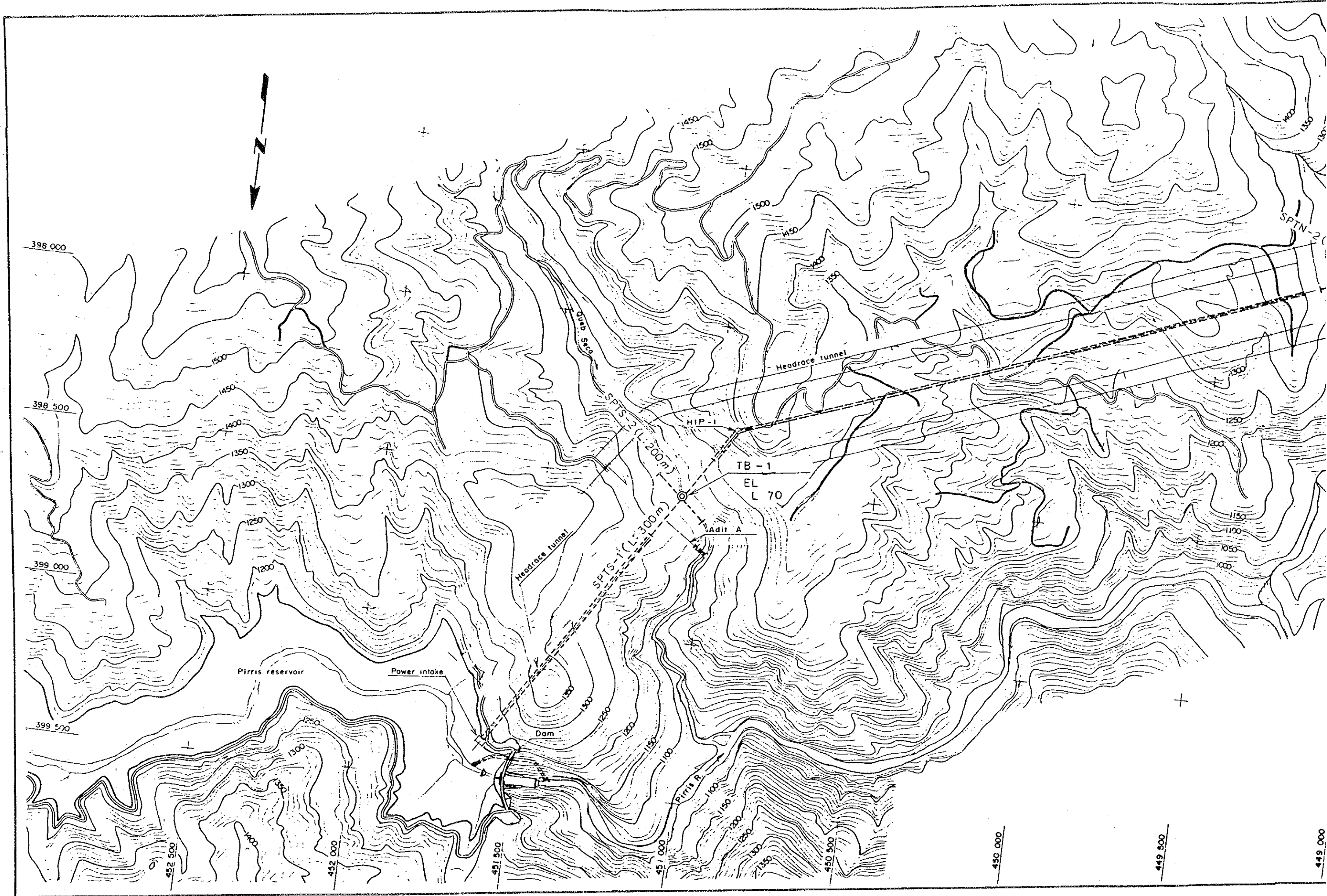
LEGEND

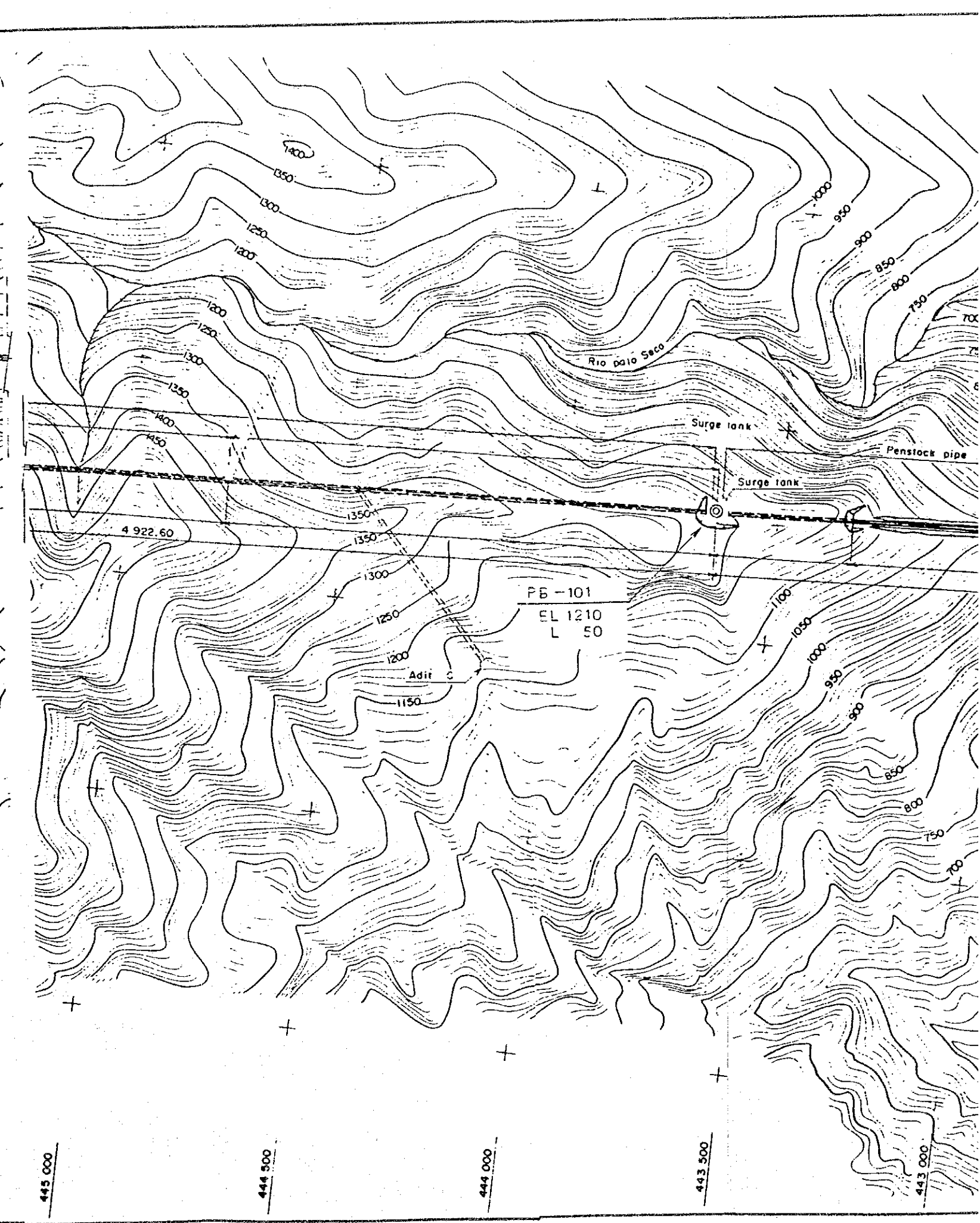
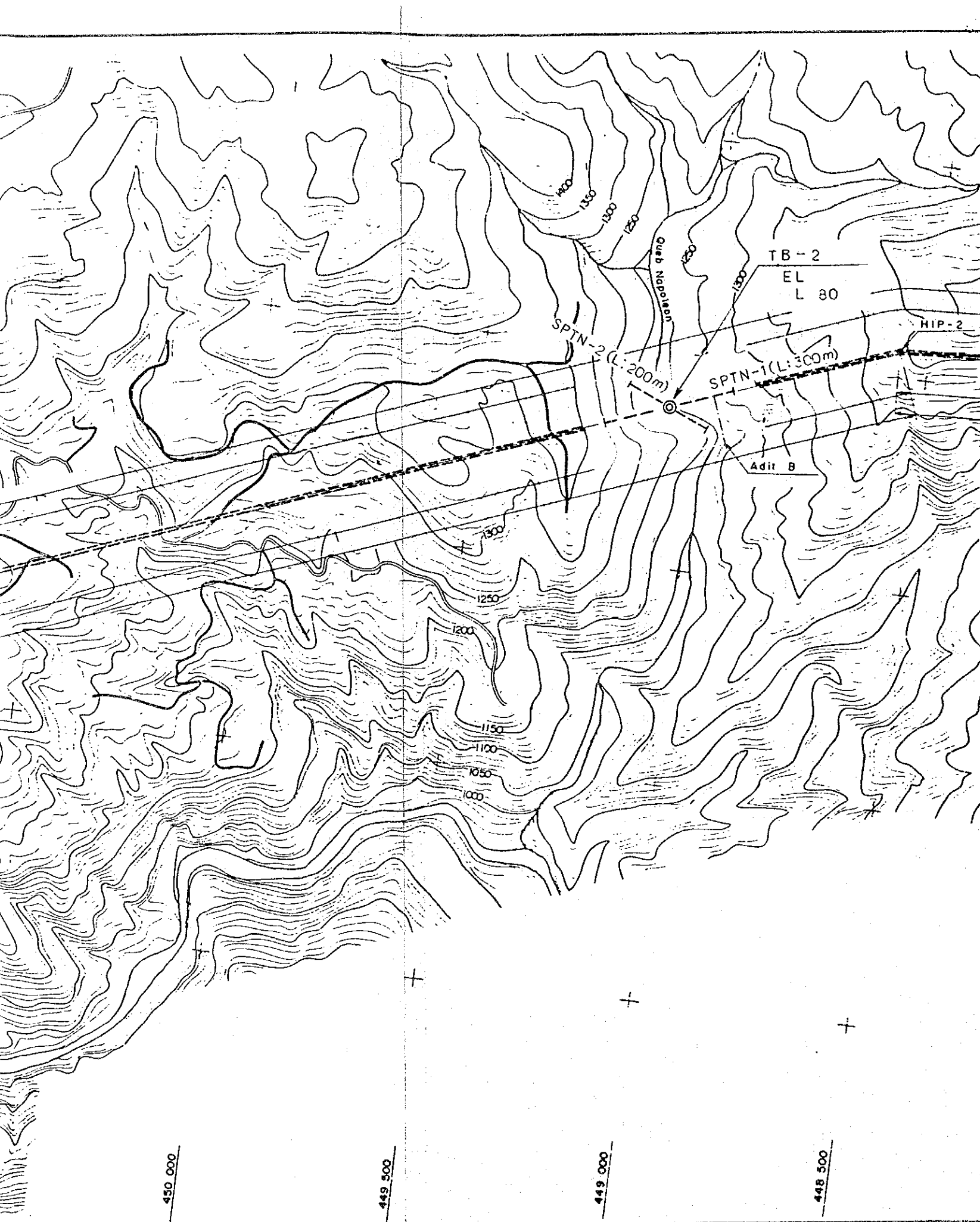
- Gf Riverbed deposits
- Te Terrace deposits
- Ta Talus deposits
- Ss Sandstone (Interbedded with siltstone and shale)
- Do-Ba Dolerite ~ Basalt
- Geologic boundary
- - - Assumed fault
- ↘ Strike a dip of bedding
- || Adit
- Drillhole } Existing
- ⊙ Inclined drillhole
- +— Seismic prospecting traverse (L: Length)
- ⊥ Geologic section
- ⊙ Drillhole } Planning
- - - Seismic prospecting traverse



REPUBLIC OF COSTA RICA
 PIRRIS HYDROELECTRIC POWER
 DEVELOPMENT PROJECT
 ADDITIONAL
 GEOLOGICAL INVESTIGATION
 PLAN OF QUARRY SITE
 (PLANNING)

Fig. 16-4





450 000

449 500

449 000

448 500

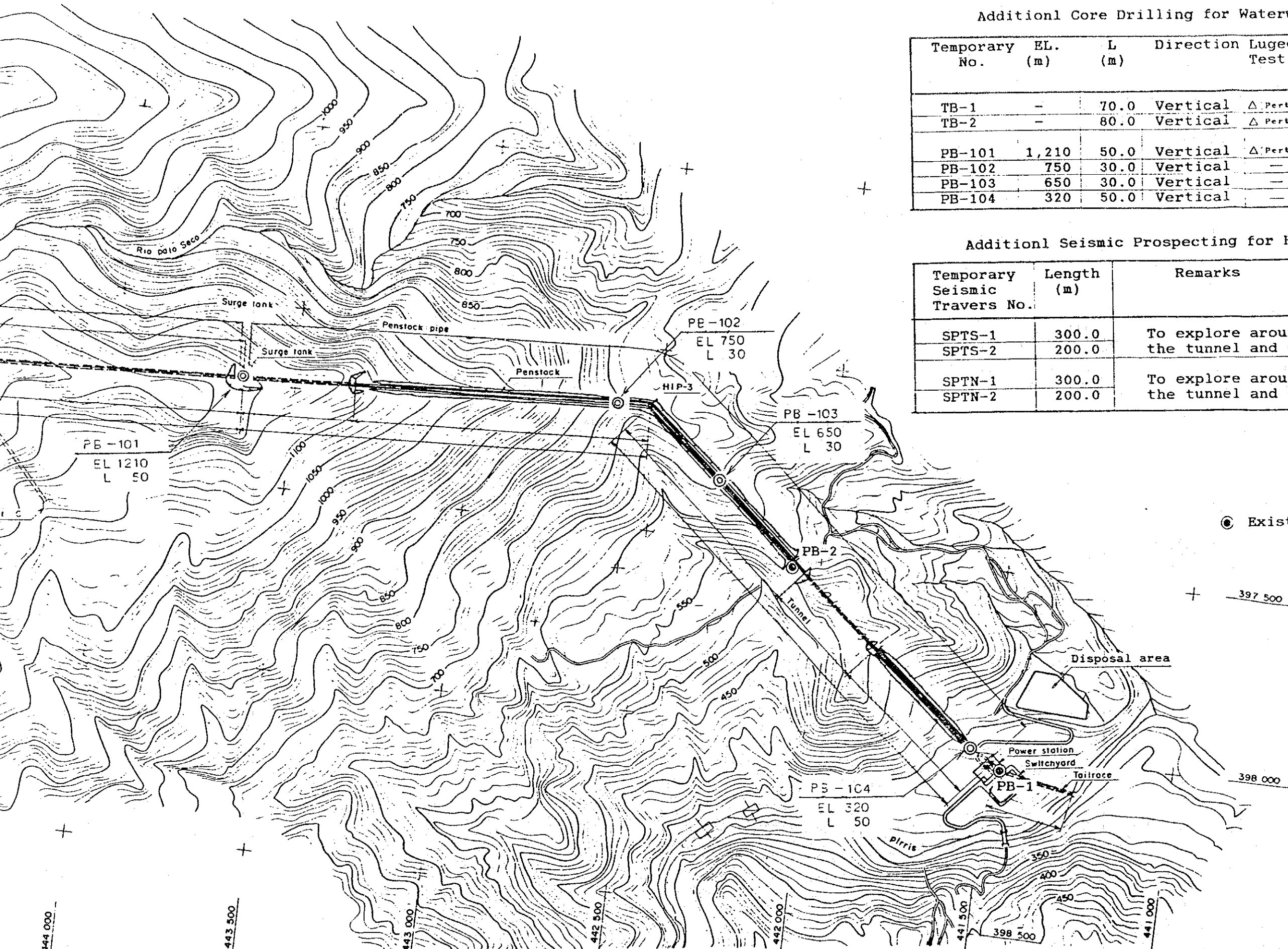
448 000

447 500

447 000

446 500

446 000



Additional Core Drilling for Waterway Alignment

Temporary No.	EL. (m)	L (m)	Direction	Lugeon Test	Ground Water Monitoring	Remarks
TB-1	-	70.0	Vertical	Δ Partial	○	Queb Seca
TB-2	-	80.0	Vertical	Δ Partial	○	Queb Napo.
PB-101	1,210	50.0	Vertical	Δ Partial	○	Sure tank
PB-102	750	30.0	Vertical	-	-	
PB-103	650	30.0	Vertical	-	-	
PB-104	320	50.0	Vertical	-	○	Powerhouse

Additional Seismic Prospecting for Headrace Tunnel Route

Temporary Seismic Travers No.	Length (m)	Remarks
SPTS-1	300.0	To explore around the crossing point of the tunnel and Queb Seca.
SPTS-2	200.0	
SPTN-1	300.0	To explore around the crossing point of the tunnel and Queb Napoleon.
SPTN-2	200.0	

REPUBLIC OF COSTA RICA
 PIRRIS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
 ADDITIONAL GEOLOGICAL INVESTIGATION PLAN OF WATERWAY
 (PLANNING)
 Fig.16-5

コスタ・リカ共和国 ヒリス水力発電開発計画 調査報告書

92・9 国際協力

605
64.3
MPN