

なお、変電所端の負荷力率については一率 95%とした。潮流計算には各変発電共ピーク負荷を採用した。

(4) 電圧調整範囲

各発電所および変電所の主変圧器のタップは高圧側で、

発電所； 1.045 , 1.0 , 0.95

変電所； 1.0 , 0.95 , 0.90 , 0.87

を使用し、変電所の2次側で定格電圧の105~90%を維持するのに必要な無効電力設備容量(コンデンサー)を求めた。一方、発電所の端子電圧は定格値の100±5%とし定格力率を越えないものとした。

(5) 線路定数および機器定数

線路定数、変圧器および発電機定数については、ELECTROPERUより提出された数値を使用した。それらの値はFig. 9-5, 9-7, 9-8, 9-9に示す通りである。

9.2.2 計算結果

(1) Tocco 揚水所用送電線

ピーク時の Botiflaca 変電所~Tocco 揚水所間の潮流計算結果を Fig. 9-6 に示す。

送電電圧を 69 kV にした場合、Botiflaca 変電所の母線電圧を 100% に設定すると全区間において変圧器の2次電圧は 95% 以上に維持出来るが、33 kV を採用すると Tocco 揚水所の電圧は 86.7% に低下する為、無効電力設備を設置して電圧降下を補償しなければならない。したがって、送電電圧は既設系統と協調をとった 69 kV とする。

(2) フリコータ第3発電所用送電線

本計画におけるフリコータ第3発電所~フリコータ第2発電所間の送電線の検討に際しては既設 66 kV 送電線および将来の Tacna 周辺の電力需要増に対処すべく ELECTROPERU が計画中の新規送電線を含め総合的に判断する必要がある。これらの検討結果を以下に述べる。

a) 既設 66 kV 送電線の電圧調整

電力系統の電圧調整は系統内の適正な無効電力バランスと変圧器のタップ調整によってなされる。無効電力の供給設備には同期発電機、電力用コンデンサー(Static Condensers)等がある。

ここでの計算においては、変圧器のタップを調整し変電所の2次側で電圧が定格の105~90%の範囲におさまるために必要な無効電力設備容量を求めた。

計算結果を以下に示す。

Year	無効電力設備容量 (VVAR)
1985	0.67

1986	1.47
1987	2.60
1988	3.60
1990	6.10
1993	10.19
1995	14.24

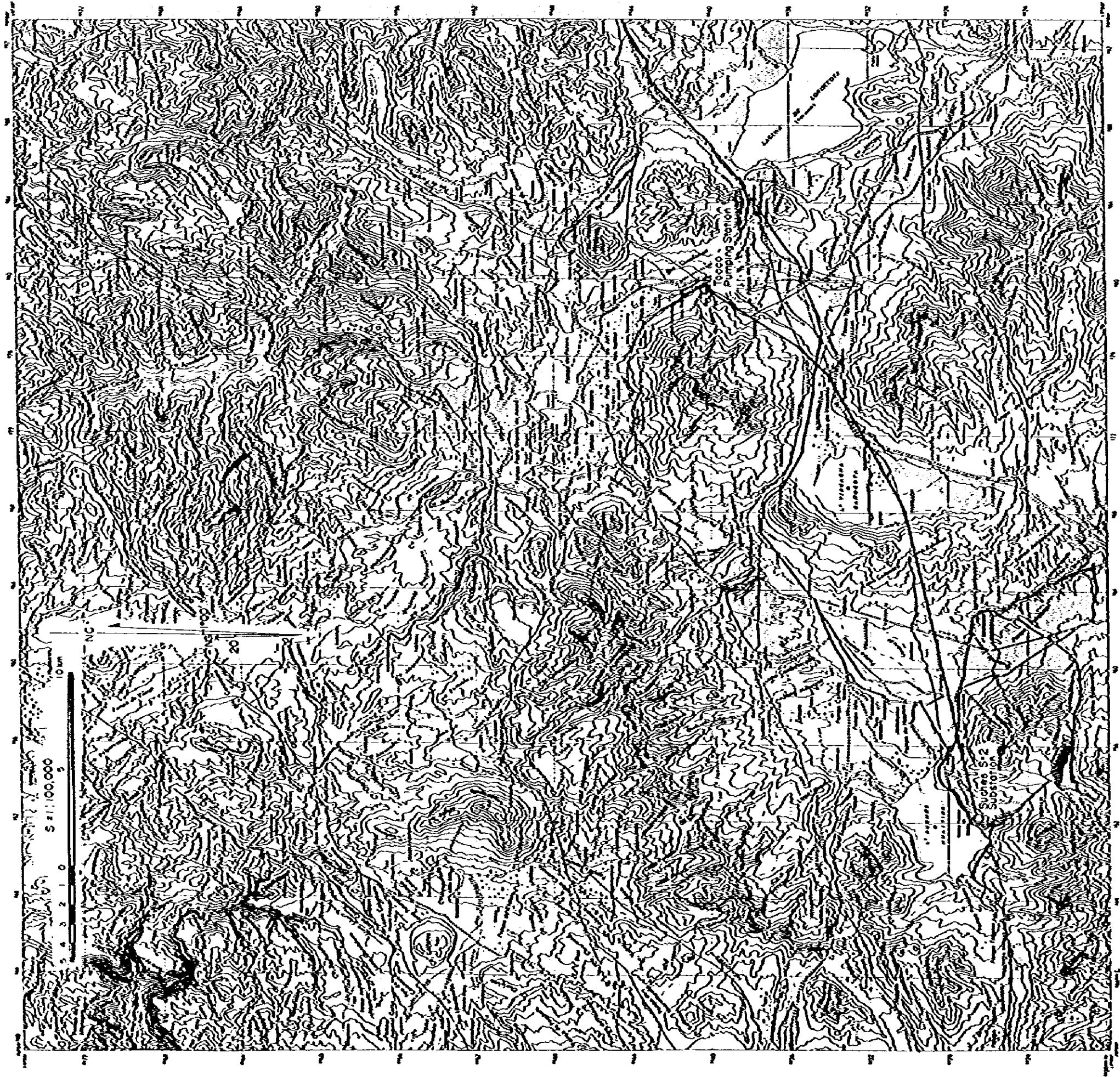
なお、既設 66 kV 送電線を Tacna 周辺の需要増に対応して運転していくと 1985 年には Tacna 変電所の 1 次銅母線電圧が 81% となり、送電線損失も 3.3 MW に達する。したがって、これらの改善の為に Tacna 変電所に無効電力設備の設置が必要となる。負荷および系統へ供給する無効電力は発電機からの供給と電力需要地点に近い変電所に電力用コンデンサーを設け供給する 2 つの方法が考えられる。アリコータ電力系統は長距離送電線で構成されるので送電損失の低減および適正な電圧維持の両面からみて電力需要地に近い主要変電所である Tacna 変電所に電力用コンデンサーを設置するのが妥当である。潮流計算結果を Fig. 9-10 (1)~(3) に示す。

b) アリコータ第 3 発電所～アリコータ第 2 発電所送電線の電圧

この区間の電圧の選定には ELECTROPERU の計画しているアリコータ第 2 発電所～Tacna 市郊外の Calana 変電所の送電線も考慮に入れる必要がある。このことは将来計画線路はアリコータ第 2 発電所～第 3 発電所を経由して Calana に連系されることが系統運用上適当であり、かつ経済性を計れることが出来る。即、今回計画であるアリコータ第 3 発電所～第 2 発電所間送電線は将来計画の一部を先行することを意味することになる。

したがって、CORDETACNA および ELECTROPERU より入手した Tacna 周辺の電力需要想定を基に、アリコータ第 2 発電所～Calana 変電所～Tacna 変電所間の潮流計算を行った結果、この間の電圧を 66 kV とした場合、1995 年以降変圧器のタップ調整を行ったとしても末端変電所の 2 次銅電圧を 90% 以上に維持出来ず、無効電力設備が必要となる。一方、アリコータ第 2 発電所～Calana 変電所を 138 kV、Calana 変電所～Tacna 変電所を 66 kV 送電線とした場合、潮流、電圧における問題はない。したがってアリコータ第 3 発電所の電圧は 138 kV にすることが妥当であると考えられる。潮流計算結果を Fig. 9-11 (1)~(4) に示す。

Fig. 9-2 Transmission Line Route between Suches S-2 and Tocco Pumping Station



Scale 1:100,000
10 km
5 4 3 2 1 0

Fig. 9-3 Transmission Line Route between Aricota No.3 and Aricota No.2

Note
— Existing Transmission Line R
- - - Proposed Transmission Line R

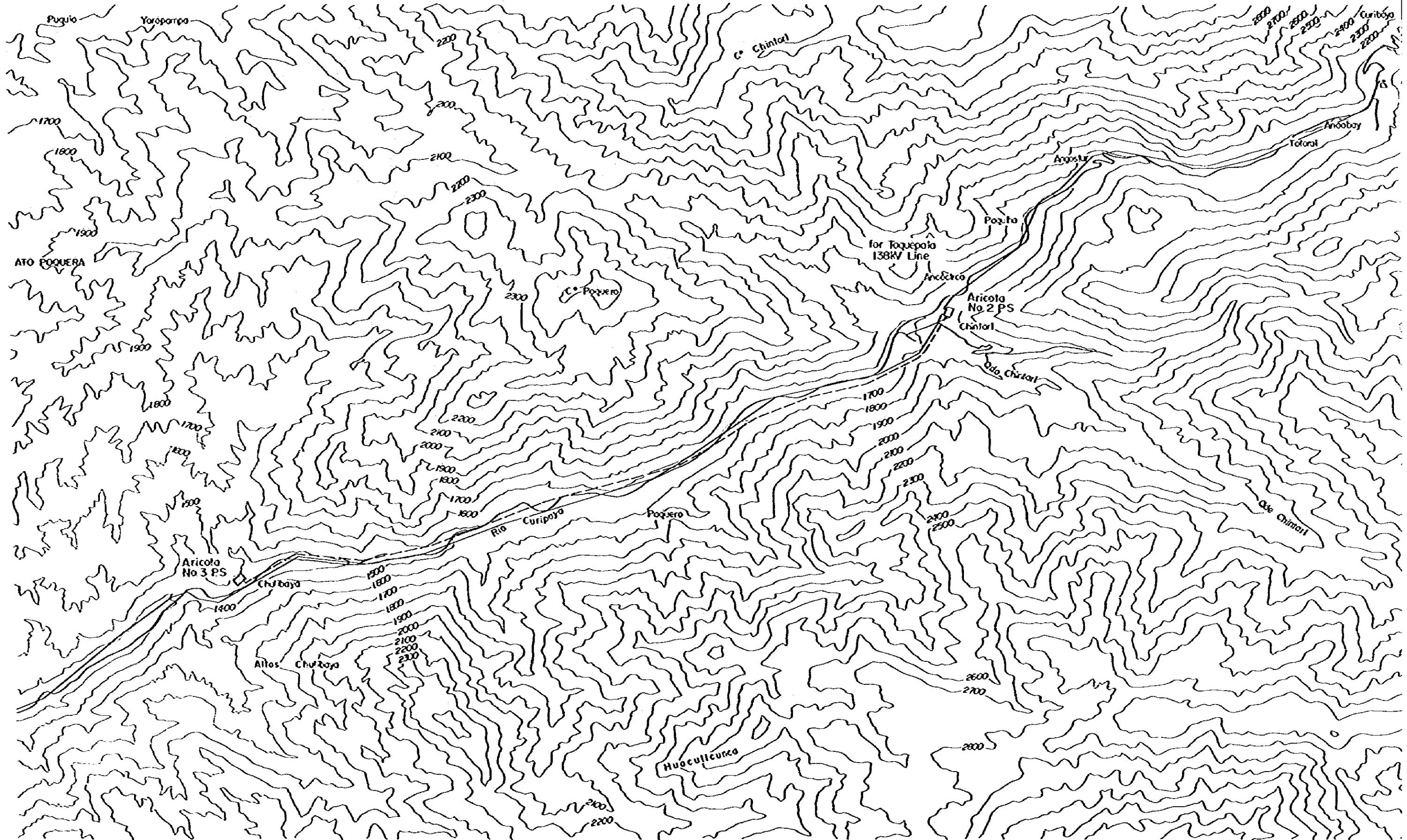


Fig. 9-3 Transmission Line Route between Aricota No.3 and Aricota No.2

Note
—— Existing Transmission Line Route
- - - Proposed Transmission Line Route

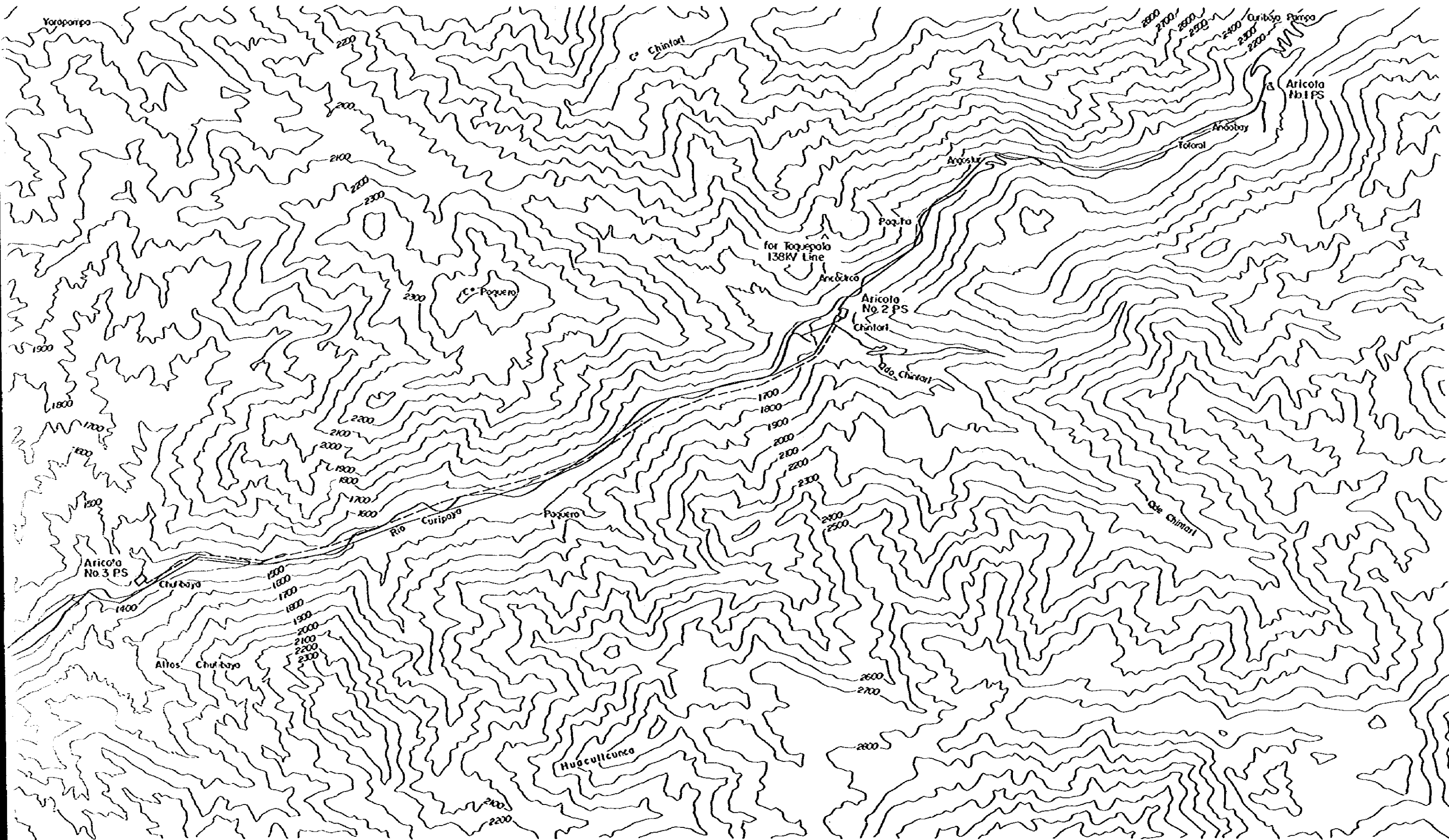
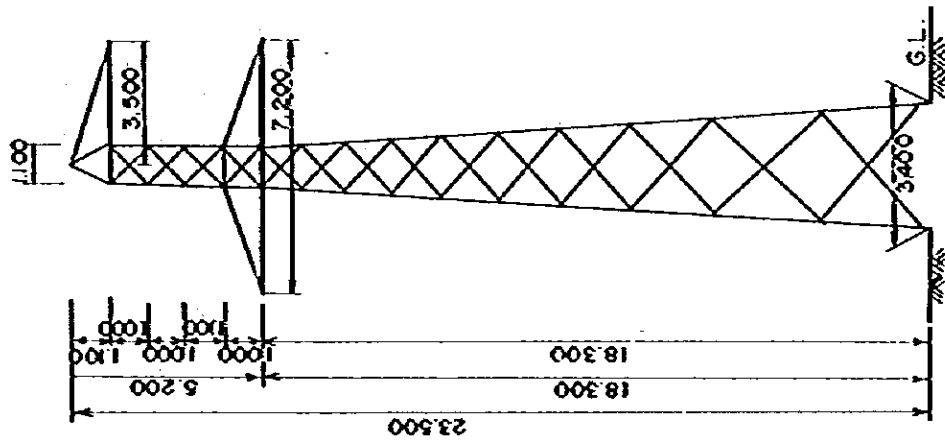


Fig. 9-4 Transmission Line Standard Type Structure

138KV Transmission Line for Aricoto No.3 Power Station

TYPE A



69KV Transmission Line for Tocco Pumping Station

TYPE MA

Unit : mm

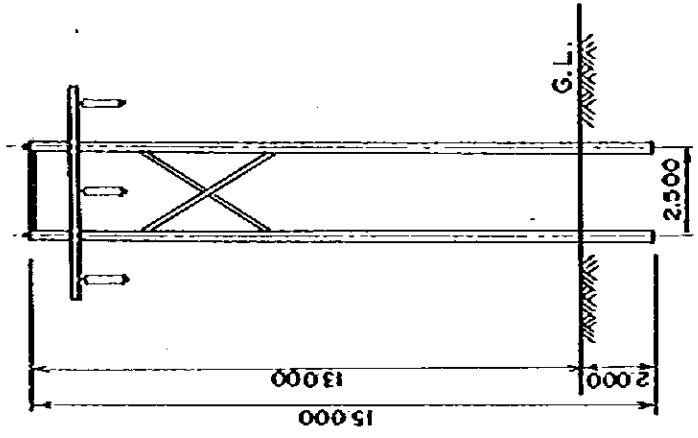
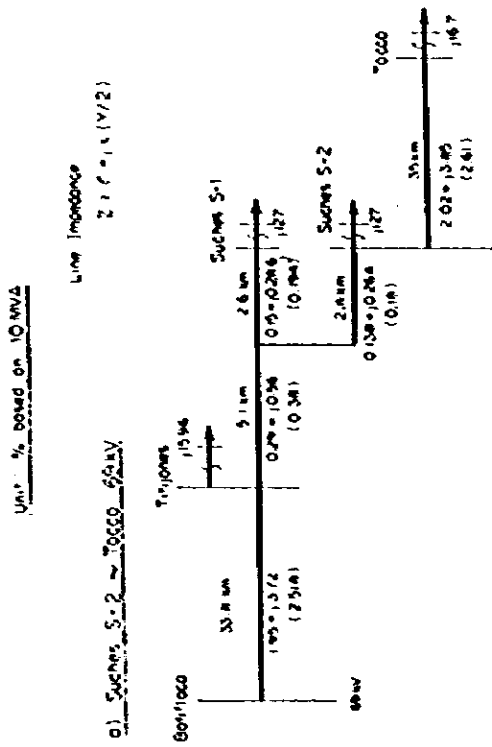


Fig. 9-5 Pumping Station Impedance Map



a) Suches S-2 ~ Tocco 33 kV

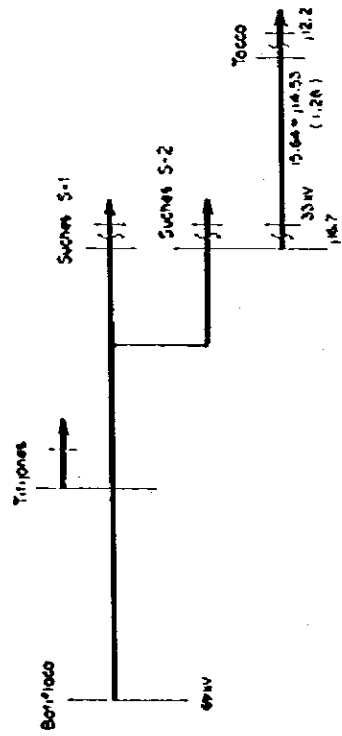
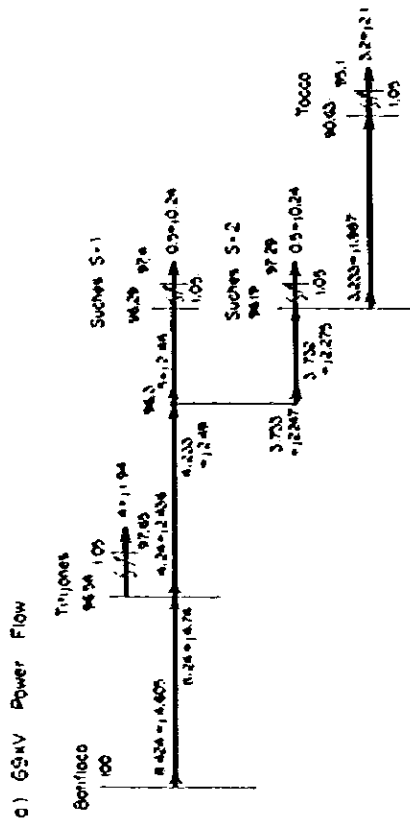


Fig. 9-6 Power Flow (Pumping Station)

Unit: p.u. per 10 MW V %



d) 33 kV Power Flow

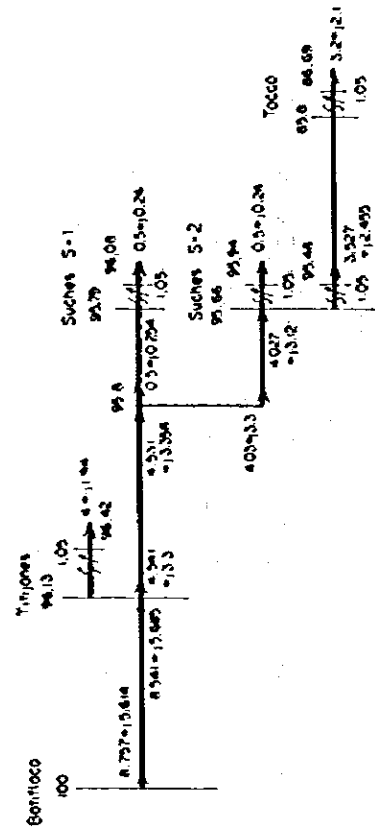


Fig. 9-7 Aricota - Grid Impedance Map

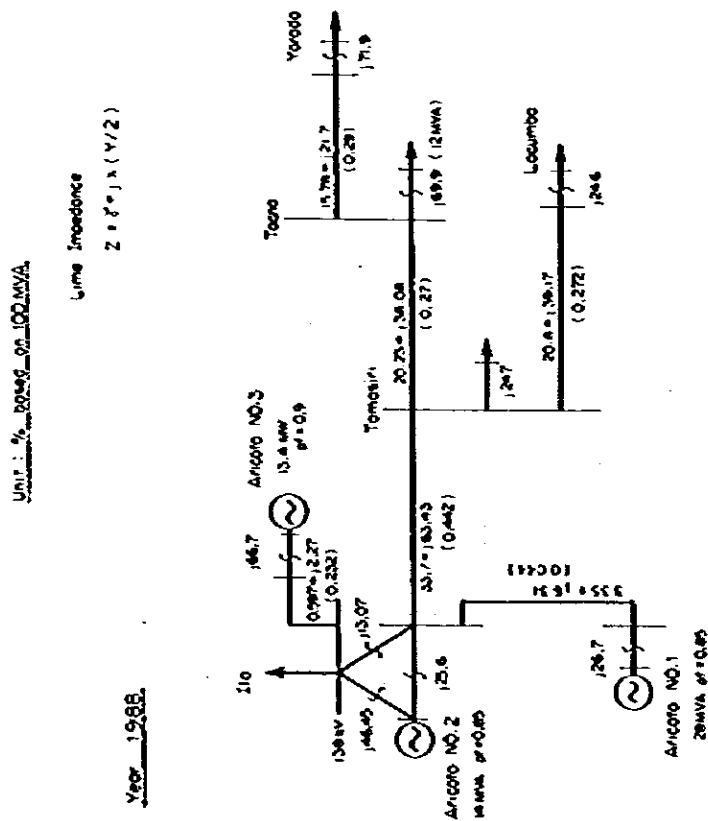


Fig. 9-8 Aricota - Grid Impedance Map

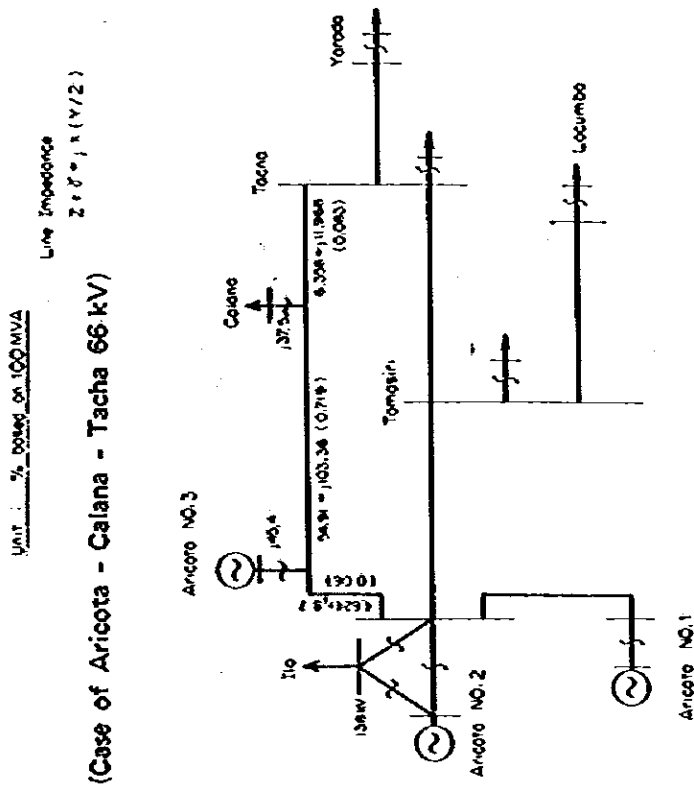


Fig. 9-9 Aricota - Grid Impedance Map
 (Aricota - Calana 138 kV, Calana - Tacha 66 kV)
 Line Impedance
 $Z = R + jX (\% / 2)$

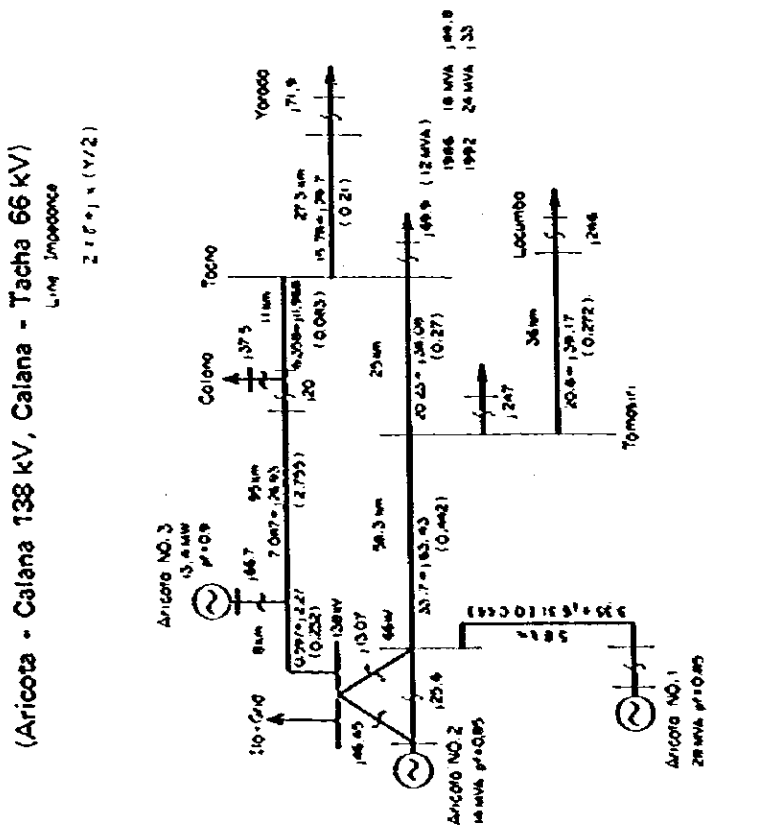


Fig. 9-10-1 Power Flow
 (Aricota No.2 - Tacha, 66 kV Existing)

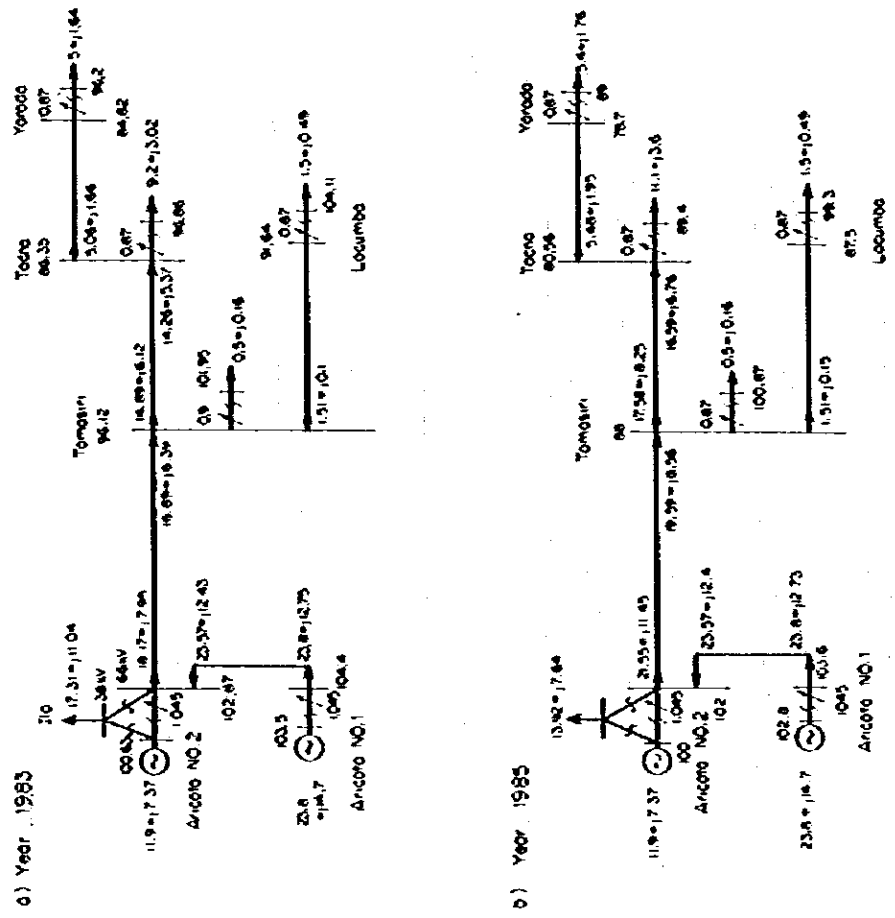


Fig. 9-10-2 Power Flow

(Aricota No.2 - Tacna, 66 kV Existing)

c) Year 1997

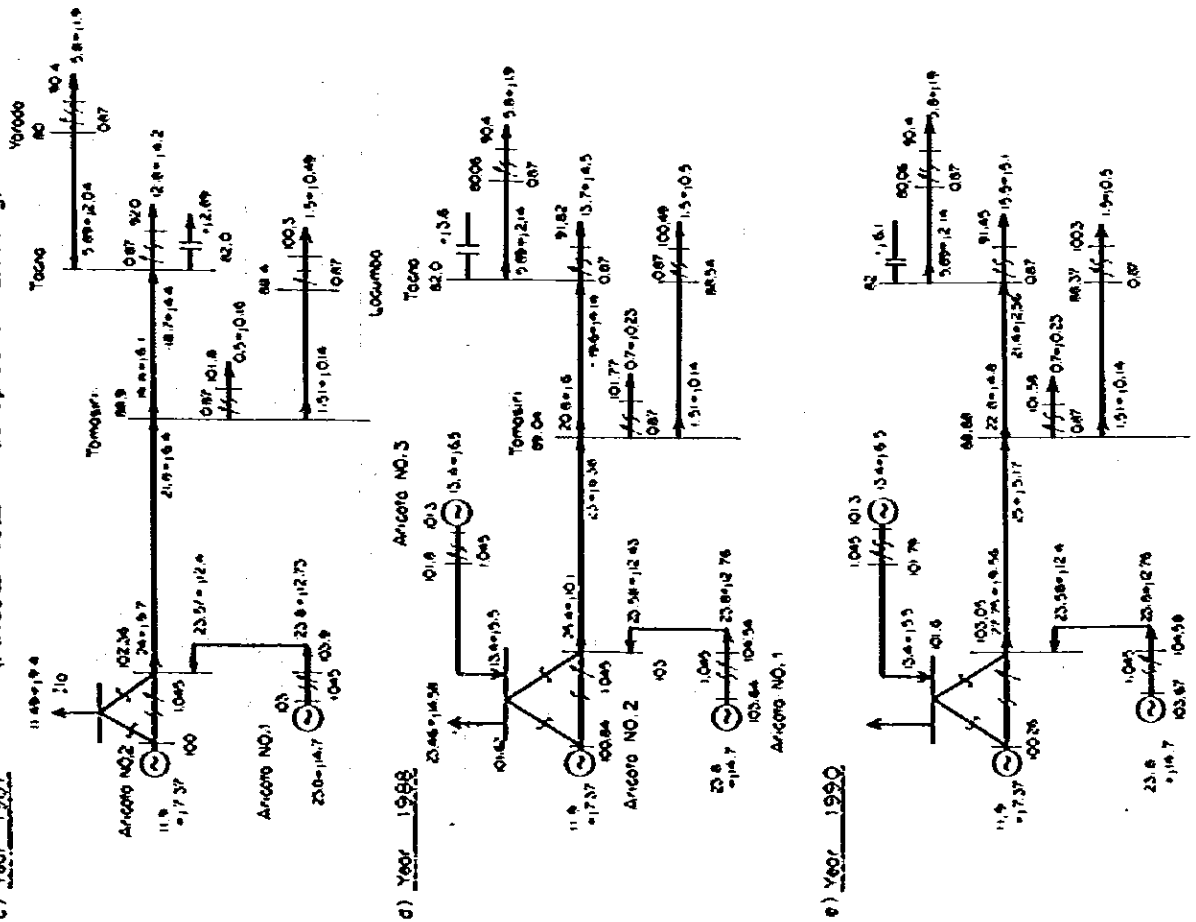
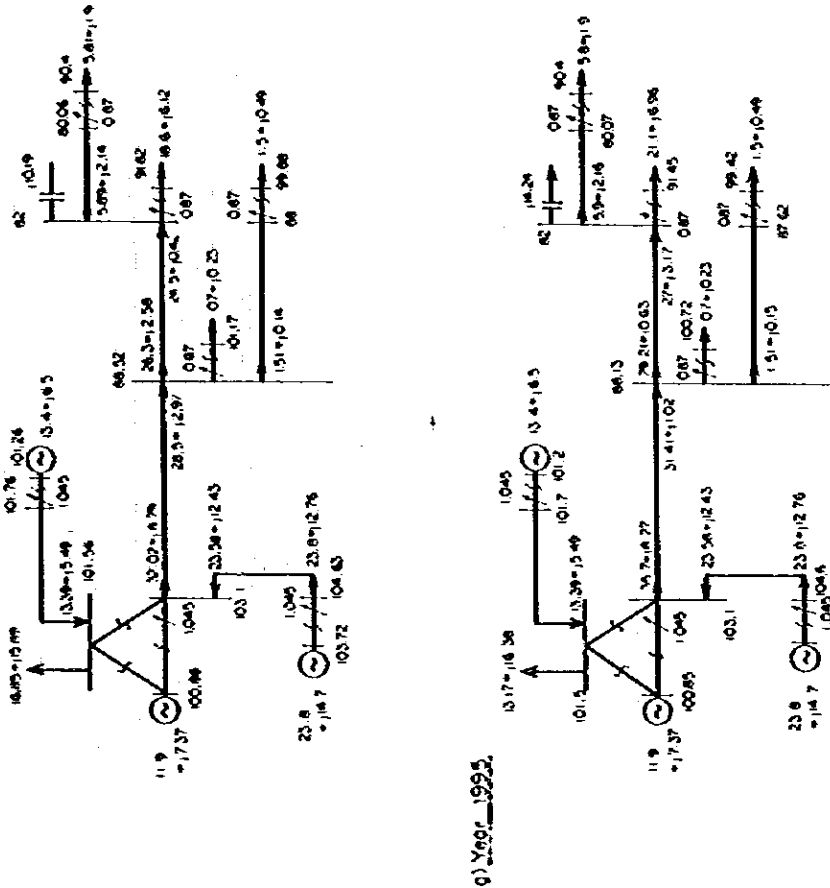


Fig. 9-10-3 Power Flow

(Aricota No.2 - Tacna, 66 kV Existing)

f) Year 1993



g) Year 1995

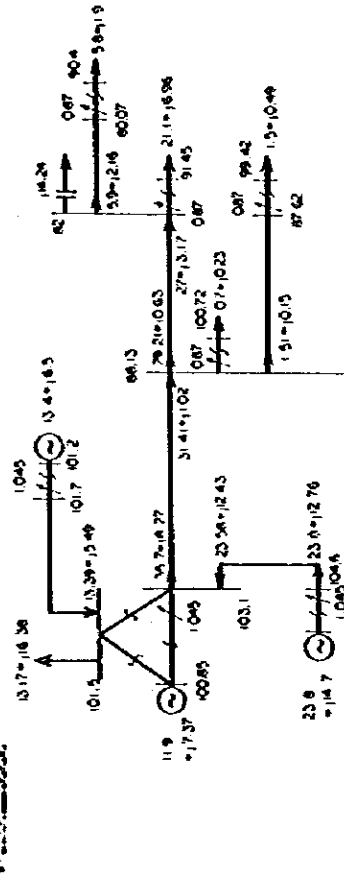


Fig. 9-11-1 Power Flow

(138 kV Loop Extension, 66 kV Loop Extension)

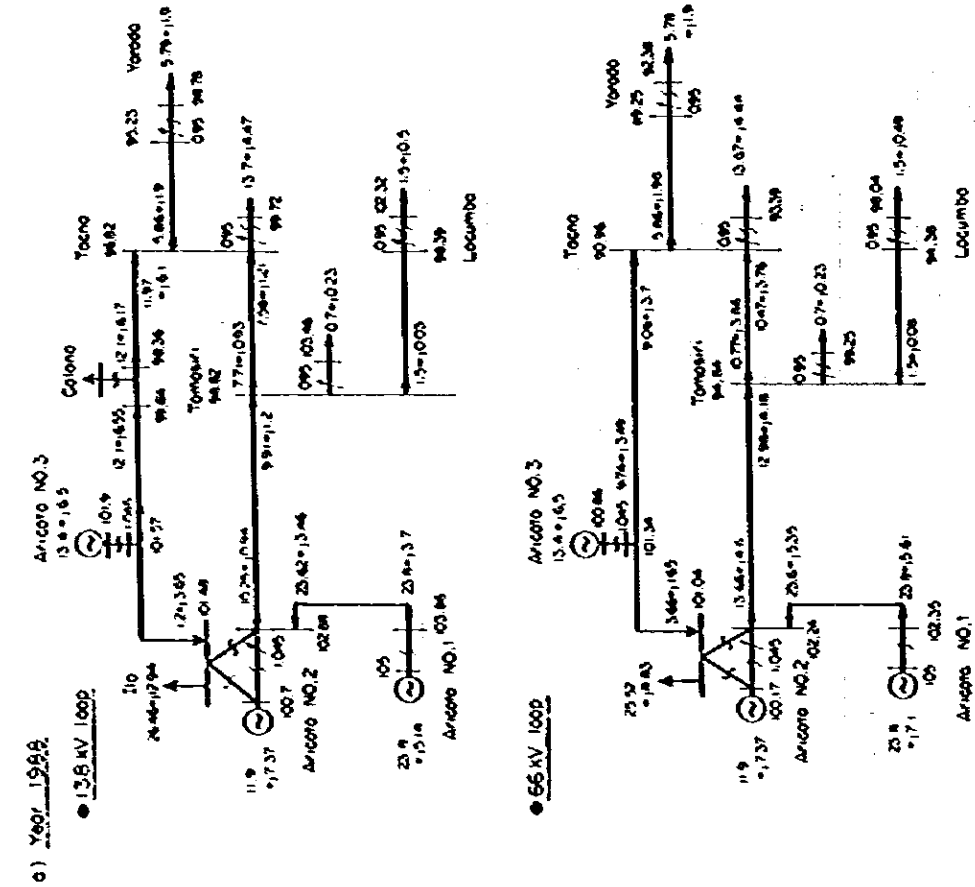


Fig. 9-11-2 Power Flow

(138 kV Loop Extension, 66 kV Loop Extension)

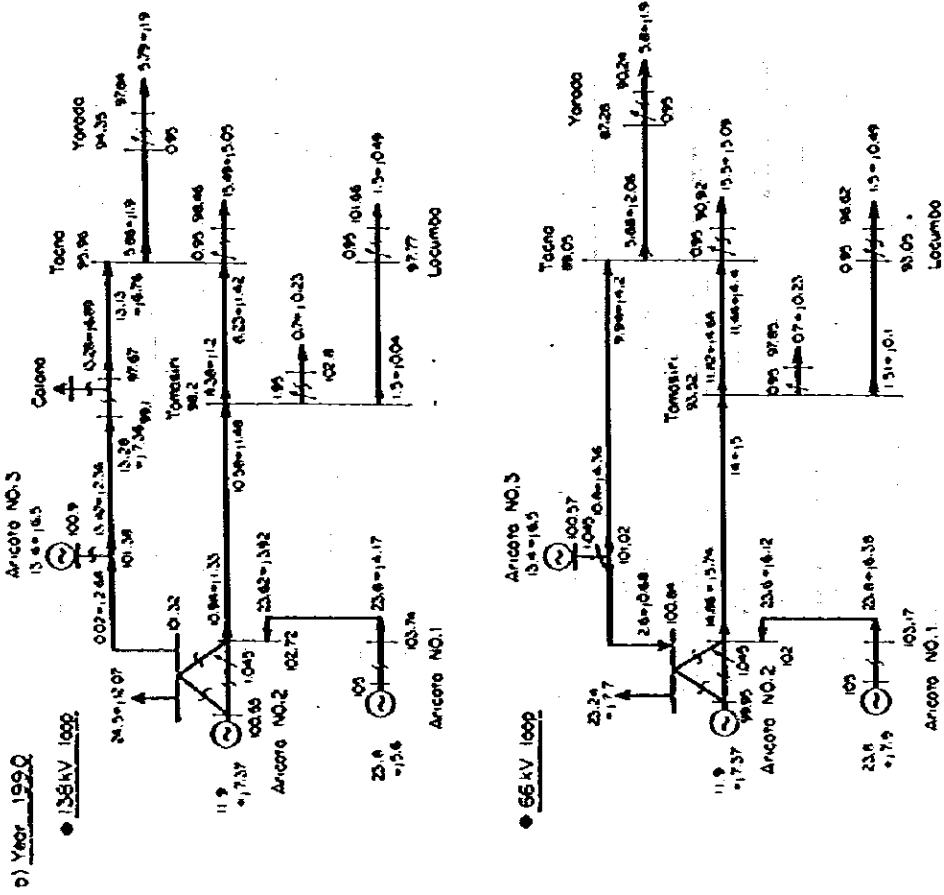


Fig. 9-11-3 Power Flow
(138 kV Loop Extension, 66 kV Loop Extension)

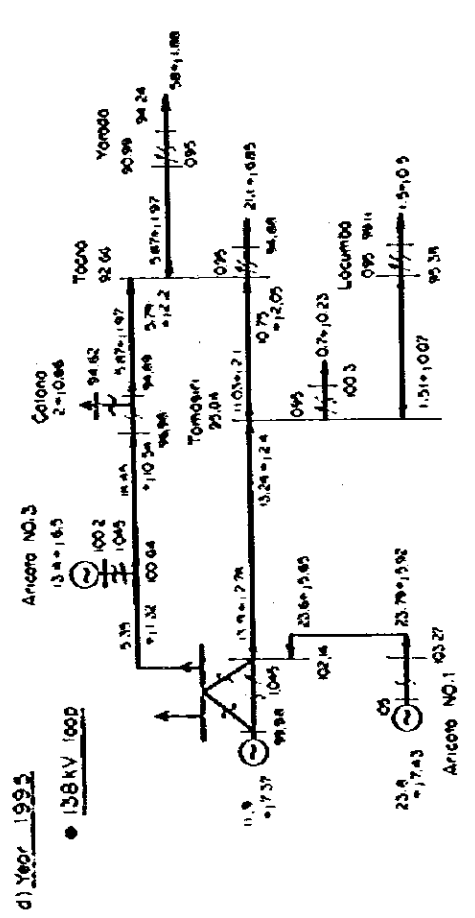
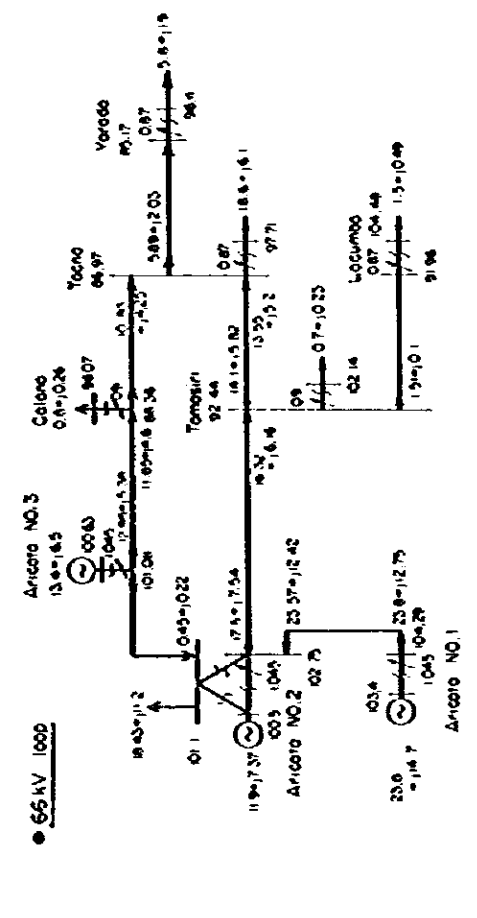
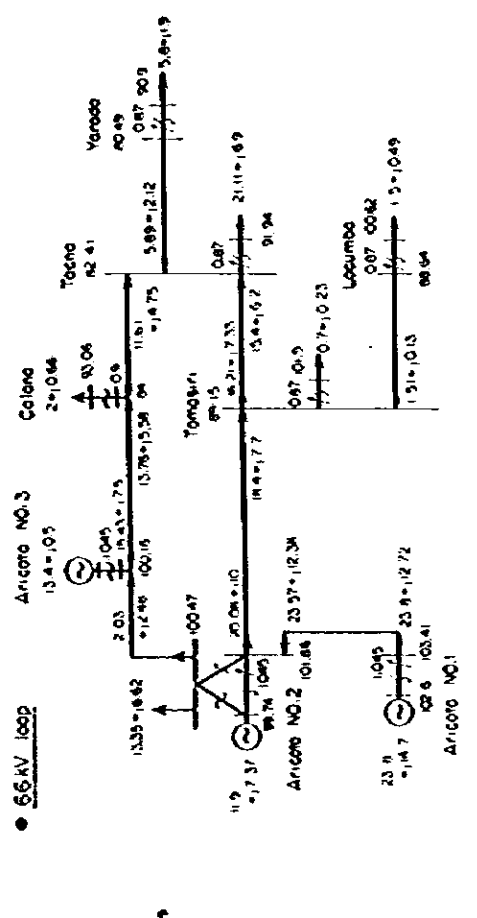
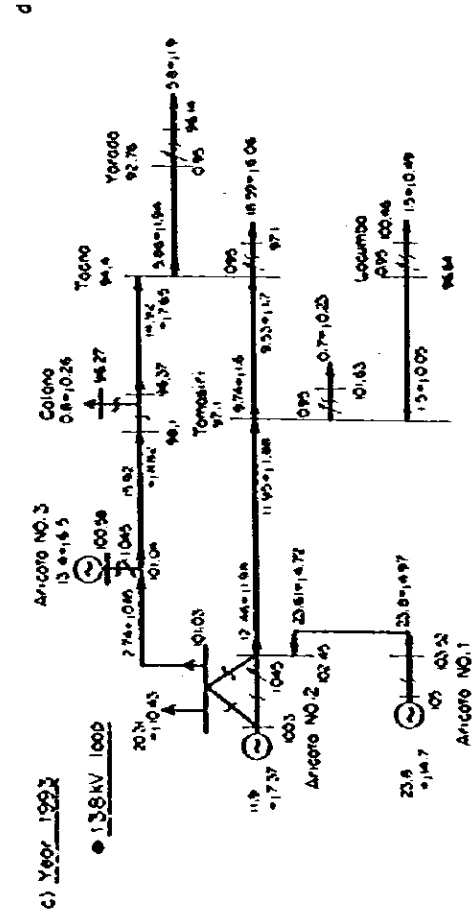


Fig. 9-11-4 Power Flow
(138 kV Loop Extension, 66 kV Loop Extension)



第10章 環 境

第10章 環 境

10.1 環境の概要	X - 1
10.1.1 自然環境	X - 1
10.1.2 社会環境	X - 1
10.1.3 検討方法	X - 3
10.2 河川の水質	X - 5
10.2.1 水質現況	X - 5
10.2.2 水質に関する考察	X - 9
10.2.3 水質への影響予測	X - 21
10.3 流況への影響	X - 27
10.3.1 Tambo川水系	X - 27
10.3.2 Aricota湖水系	X - 27
10.4 環境保全と今後の調査	X - 28

TABLE LIST

Table 10-1	Major Environmental Items to be Evaluated
Table 10-2	Standard for Irrigation Waters Method-1
Table 10-3	Standard for Irrigation Waters Method-2 (The United States Salinity Laboratory)
Table 10-4	Tolerance of Three Types Crops for Salinity (The United States Salinity Laboratory)

FIGURE LIST

Fig. 10-1	Irrigated Area in "Costa" Zone
Fig. 10-2	Saline Density (Laguna Loriscota)
Fig. 10-3	Saline Density (Rio Callazas - Rio Locumba)
Fig. 10-4	Relation between Saline and Boron Density
Fig. 10-5	Water Quality Locumba River System
Fig. 10-6	Water Quality Tanbo River System
Fig. 10-7	Water Quality Moquegua River System
Fig. 10-8	Water Quality Salado and Sama River System
Fig. 10-9	Water Quality Caplina and Palca River System
Fig. 10-10	Water Quality Maure River System
Fig. 10-11	Water Quality Ilave River System
Fig. 10-12	Examples of Water Quality in the Project Area
Fig. 10-13	Drainage Plan and Estimation on Variation of Saline Density
Fig. 10-14	Estimated Variation of Saline Density at Lake Aricota (without Project)
Fig. 10-15	Estimated Saline Density at Lake Aricota (with Project)

Fig. 10-16

Influential Curve on Crop Yield

Fig. 10-17

Additional Studies Related to Environmental Items

第10章 環 境

10.1 環境の概要

10.1.1 自然環境

ペルーは自然地理的に Andes 山脈とはほぼ平行的に海岸帯 (Costa)、山岳地帯 (Sierra) と森林帯 (Selva) とに区分されるのが一般的である。計画区域は、山岳地帯の西側斜面である高原地帯から漸移帯をへて海岸帯に広がっている。

高原地帯は、地質年代の第三紀後期以降の湖成堆積物 (礫岩、シルト)、氷河堆積物によって形成された標高 4,000~4,500m 程度の高原である。さらに、周辺には第三紀後期から第四紀にかけて噴火した Barroso 火山による標高 5,000~6,000m の高山が分布している。高原地帯の降水は年間 400~600mm 程度であり、ボリビアおよび Titicaca 湖に向かって流れる Ilave 川、Maure 川や、太平洋に向かって流れる Tambo 川、Sama 川、Locumba 川などを涵養する水源地域となっている。年間降水量の大部分は 12 月から 3 月の間におこり、4 月から 11 月の間は好天が続く。気候は寒冷で日較差が大きい。例えば年平均気温 3℃ の Pasto Grande では、日中 14~20℃ に対し夜間は -5℃~-19℃ に低下する。

一般に植生密度はうすく丈の短い草が株状 (ブロック状) に点在する荒地であるが、Pampa Pasto Grande de Acora、Rio Chila、Rio Coypacoypa などの Pampa の湿原では植生密度は高い。

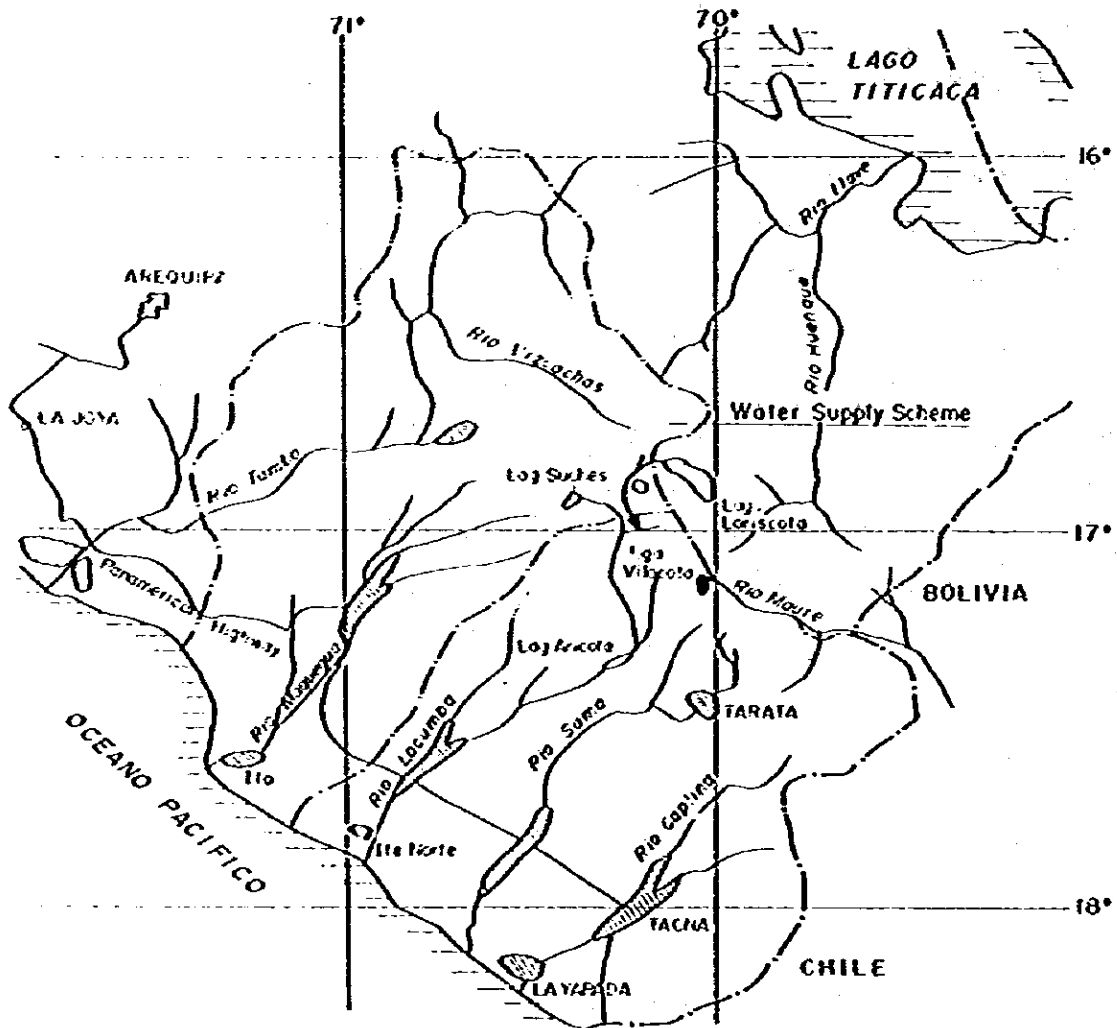
高原地帯から海岸帯に至る漸移帯では中世代末から第三紀初期にかけて活動した火成作用による安山岩や凝灰礫岩より成る Toquepala 層が広く分布し急峻な地形を成している。

これらの地形は地質時代の地震や火山活動によって形成されたとみられる地滑り、堰止め湖あとや土砂流堆積などにより険しい様相を示している。この地域での年間降雨は少なく、例えば Aricota 湖の下流の Curibaya (標高 2,350m) では約 50mm である。このため溪谷やかんがい用水によって維持される農地以外はまったくの裸地で植生がみられない。

10.1.2 社会環境

計画地域は Tacna 県 (12,750 km²)、Moguegua 県 (14,375 km²)、および Puno 県 (67,700 km²) にまたがっている。このうち Tacna 県は計画の中心である Callazas 川、Aricota 湖、Locumba 川の水系を含んでいる。1981 年の統計によれば Tacna 県 (Tacna, Tarata) の人口は約 133,000 人であり、このうち県都をかかえる Tacna 側の人口は 89% に相当する約 118,000 人である。これによると Tacna と Tarata の人口密度はそれぞれ 15人/km² と 3人/km² である。この様な地域差は海岸帯 (Tacna) と高原地帯 (Tarata) にかける自然

Fig. 10-1 Irrigated Area in "Costa" Zone



River System	Area	Irrigated Area (ha)
Rio Tambo	Chicalopi	2,600
Rio Osmore (Rio Moqueguo)	Moqueguo	4,000
	Ilo	500
Rio Locumbo	Locumbo	3,000
	Ite Norte	1,200
Rio Somo		2,400
Rio Copalino	Tocno	3,200
	Yareza	3,200
Total		20,100

環境、生産形態の差をそのまま反映していると考えられる。Pasto Grandeやその他河川の源流域における実態調査から高原地帯では密度がさらに小さいことを示している。一方、ペルーにおける主要な都市はほぼ太平洋側に偏在しており、Panamerican道路はこうした諸都市を結び経済活動の動脈となっているが、前述の推定された人口密度はこの様な状態を示している。農業経済を基盤とするペルー南部の生産活動も、また、先に述べた自然地理的な特徴を反映したものになっている。

この地域では耕作限界は標高3,800m~4,000m程度と考えられ、これより高い高原地帯はリヤマ、アルパカなどのラクダ科の家畜の放牧地として利用されている。Pampa Pasto Grande de AcoraやChila川、Coypacoypa川の源流域にそれを見ることができる。南移帯では山腹斜面の階段状耕地(アンデネス)や河谷で、溪谷からの灌漑や降雨に依存して、飼料作物、根菜類を栽培する農業がみられる。地形とかんがい取水導水の容易さに依るが、標高3,800m~2,000mの範囲がこれに相当しよう。

これより海岸帯までは用水を全面的に河川水や地下水に依存する農業が営まれている。Tacna市周辺(Captina川)、Moquegua市周辺(Osmore川)やTambo川、Sama川、Locumba川などの海岸に近い最下流域でこの様な既耕地は約20,000haあるとみられる。

(Fig 10-1 参照)

栽培作物のパターンを例えばLocumba谷およびIte Norteの場合でみると約80%が飼料用アルファルファであり、その他にトウモロコシ、赤トウガラシ、ジャガイモなどが栽培されている。Locumba谷とIte Norteの地域でのかんがい使用水量は年平均流量約2.8m³/sec必要とされているが、他の地域も含め多くの場合、上流で利用された後の還元水や、地下水の過剰揚水による塩水の影響を受けているとみられる。

10.1.3 検討方法

本計画はペルー南西地域において、発電用水および農業用水の確保と、新たな水力発電開発を目的とする公共事業である。

公共事業の目的は公共の福祉を増進することであり、このために設備される施設の建設やその供用が人およびその生活環境や自然環境をおびやかすものであってはならない。

一般に計画の実施が環境に与える影響度は計画の分野、開発規模と開発が実施される地域の自然および社会環境によって大幅に変わるものであろう。前述のように、本計画が人口密度のきわめて希薄な高原地帯およびその隣接地域で行われる小規模な水資源開発であることを考慮すると主要な評価項目はある分野に限定されるであろう。

本計画の実施によって影響を及ぼす主要な項目を表に示めしたが、この中でも特に水質および流況に限定されると考えられる。したがって以下の検討は上記の様な方針で行うことにする。

Table 10-1 Major Environmental Items to be Evaluated

Stages	Area or River	Items			
		WQ	DU	SF	OT
(1) Construction Stage					
Drainage of Loriscota	Lag. Loriscota Rio Tocco Pasto Grande - Rio Tanbo	+		+	+
		+	+	+	+
		+	+		
Construction	Lag. Loriscota Rio Tocco Rio Curibaya				+
					+
(2) Operating Stage	Pasto Grande - Rio Tanbo Rio Mataza - Rio Callazas Lag. Aricota - Rio Curibaya		+		
		+	+		
		+	+		

Symbols:

WQ; Water Quality DU; Runoff SF; Subsurface flow OT; Other items

10.2 河川の水質

10.2.1 水質現況

水質に関する報告は①Calidad Agrícola del Agua Superficial de Las Cuencas Comprometidas, Julio 1978—Ministerio de Agricultura Alimentación②Desarrollo Integral de Los Recursos Hídricos de Tacna y Moquegua Vol II, Tomo — IX, Junio 1981, — Ministerio de Agricultura が計画流域全体の水質に関する情報を提供する。

特に①は Caplina川, Sama川, Locumba川, Tambo川, Osmore川, Have川および Mauré川の水系の 85 地点で, 1976 年から 1978 年にかけて採取された 297 試料の分析報告である。

また②は主として水供給計画に直接かかわる Pasto Grande 流域, Loriscota 湖流域, Viscacha 湖流域と Aricota 湖流域における 19 地点で 1977 年から 1980 年にかけて採取され, 測定された 118 試料について報告している。

分析結果は

銅素濃度 (p·p·m), 電気伝導度 E·C ($\mu\text{S}/\text{cm}$) ナトリウム吸着比 (SAR 値) とこれらによって決められるかんがい用水としての分類が行われている。

ここでは以上の資料に基づき, 計画流域河川と湖沼における水質の現状を要約した。

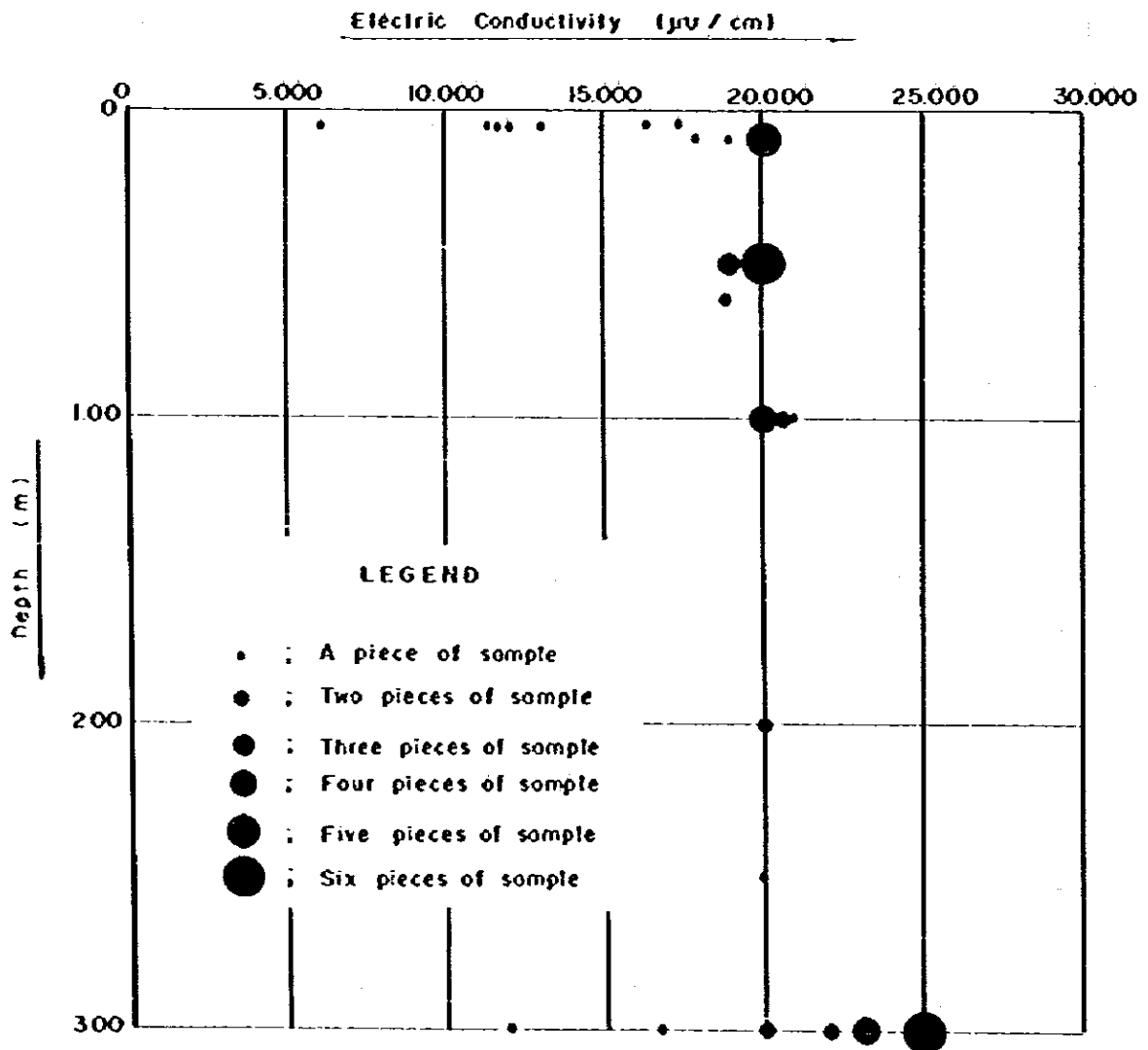
(1) Loriscota 流域

Loriscota 湖は流入する河川として Lorisa川と Putijane川があり, 流出する河川をもたない閉鎖流域である。このような形態の流域は Loriscota 湖の西約 15 kmにある Viscacha 湖を含む流域でもみられる。ふたつの湖は流出を湖面からの蒸発という形だけで水収支を均衡させているとみられる。このふたつの流域では 7 地点から 70 試料について採取測定結果が得られている。特に Loriscota 湖では水深方向の観測もなされている。Fig 10-2 は Loriscota 湖の塩類濃度の 1976 年 11 月から 1980 年 9 月にかけての測定結果を示すものである。測定結果は以下の様に要記できる。

- a) 鉛直方向の分布は水面近傍と深部で変化しているように見える。これは測定した平面的な位置や測定年の違いによると見ることができる。
- b) 湖の形状や流入河川の位置, 深さおよび最も新しい測定の結果から判断すると, ほぼ均一な水質と見なすのが自然である。1976 年から 1978 年に測定された水面近くでの値を除き EC は平均 $20,000 \mu\text{S}/\text{cm}$, 銅素濃度は $80 \text{p} \cdot \text{p} \cdot \text{m}$ である。
- c) これは海水の塩類濃度の約 37% に相当し, 流入河川の EC が $500 \mu\text{S}/\text{cm}$ 以下であること, 同一の流出形態をもつ Viscacha 湖の EC が $200 \mu\text{S}/\text{cm}$ 程度であることとときわめて対照的である。

(2) Aricota 湖系

Fig. 10-2 Saline Density
(Laguna Loriscota)



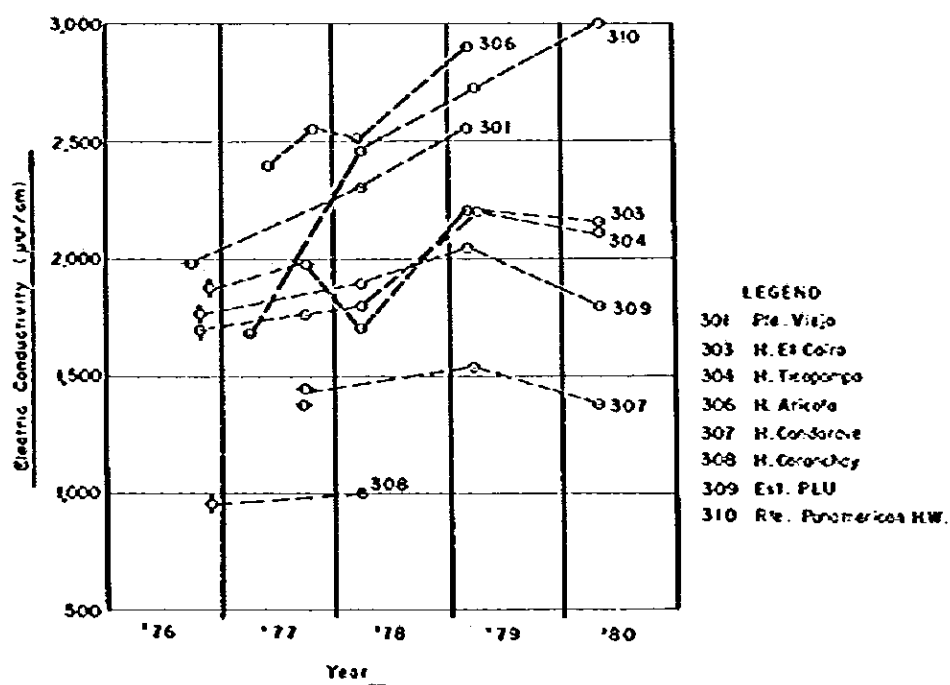
Aricota 湖に流入している河川は Callazas 川と Salado 川 (Rio de Calientes) のふたつであり、流出河川は Aricota 湖からの浸透水および発電のために揚水される水を源とする Curibaya 川である。これは下流で Ilavaya 川、Cinto 川と合流して Locumba 川となり太平洋に注ぐ。

この流域では 11 地点から 43 試料が採取され測定が行なわれている。

流域における水質の現状は以下に要約する。

- a) Aricota 湖に流入するふたつの河川のうち Callazas 川の水質は通常の水準にある。一方 Salado 川の水質は塩類濃度、銅素濃度とも高く特に Jaruma 川において著しい。
- b) Locumba 川の水質は Callazas 川と Salado 川水質の合成である Aricota 湖の影響を強く受けているとみることができ、塩類濃度、銅素濃度が他流域のそれよりも高い。
- c) 塩類濃度、銅素濃度とも流下するに従って漸増する傾向がみられる。これはかんがい水の還元水の影響とみられる。
- d) また Aricota 湖より下流での塩類濃度は年毎に漸増する傾向がみられ 1980 年ではほぼ EC が $1,800 \sim 2,200 \mu\text{S}/\text{cm}$ とみられる。(Fig 10-3)。

Fig. 10-3 Saline Density (Rio Callazas - Rio Locumba)



(3) Tambo川水系

Jucumarini 湖から流出する Jucumarini 川流域北部の Palluturo 川、東部流域である Pampa Pasto Grande から流れる Viscacha 川などは Tambo 川水系の主要な源流域である。水質測定は Pasto Grande 流域その他で 10 地点から採取された 40 試料について実施されている。水質測定の結果は以下のように要約される。

- a) Pasto Grande 流域の河川、Chilota 川、Carumas 川などの支川流域では Titire 川を除き良好な水質水準を保っている。
- b) Titire 川では Pte. Natural 地点と、Pte. Gallutane 地点の 2ヶ所で測定されているが、下流側の Pte. Natural における 1972 年～1976 年の測定は塩類濃度、硝素濃度ともきわめて高い値を示す。
- c) Tambo 川本流での測定は最下流域である Pte. Panamericana 地点のみであるが、結果は Locumba 川、Sama 川などの下流域における水質水準とはほぼ同じであることを示している。

(i) その他の流域

- a) Osmore 川は、Moquegua の近傍で、Otoro 川、Torata 川、Tumilaca 川を合流させて太平洋に注ぐ。この流域では 9 地点 30 試料について測定されている。

測定結果はこの流域における水質水準が良好であることを示している。

- b) Sama 川水系は Salado 川、Tala 川などを集めて Sama 川として流れる。Tala 川の上流域には Tarata 市が位置する。この流域では 9 地点 30 試料について水質測定が行われている。

測定結果は Salado 川の Puente における塩類濃度、硝素濃度が高い。下流における水質は、この影響を受けているとみられ比較的高い濃度を示している。

- c) Caplina 川水系は、Caplina 川、Palca 川および Uchusuma 川より成る。この流域では 7 地点で 16 試料の測定が行われている。

測定結果は水質水準が良好であることを示している。

d) Maure 川水系

Vilacota 湖から流出しボリビアに向かって流れる Maure 川源流域では 11 地点から採取された 48 試料について測定が行われている。この流域の水質の特徴は、Ator Borax (硫酸泉) から流出する EC が 6,580 ~ 8,700 $\mu\text{S/cm}$ 、硝素濃度 36 ppm におよぶ温泉水が下流の水質に影響を与えている。その他の支川域では一部を除き水質良好な水準にある。

e) Ilave 川水系

Loriscota 湖南東域を源とし Titicaca 湖に注ぐ Ilave 川流域では近傍を流れる小さな河川と Titicaca 湖上での測定もふくめ 27 地点から 162 試料の測定が実施されている。

この流域での測定結果は一部を除き、ECが800 $\mu\text{S}/\text{cm}$ 以下、硼素濃度が2ppm以下の良好な水準を示している。

Titicaca湖での測定値はECがIlave川でのその約2.3倍高いものの一定水準を保持している。

10.2.2 水質に関する考察

(i) 水質基準

かんがい用水の水質の評価方法として、例えば塩類濃度と、ソーダ質化の危険性を評価するナトリウム吸着比 (Sodium Absorption Ratio SAR値) のふたつの指標の組合せで表わす方法がある。

Table 10-2 Standard for Irrigation Water Method-1

Symbol	EC ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	Description
C1	~ 250	Suitable under the most conditions of farm land
C2	250 ~ 750	Generally suitable
C3	750 ~ 2250	Unsuitable under some conditions such as less drainability
C4		Generally unsuitable
S1	~ 10	Suitable under the most conditions of farm lands
S2	10 ~ 18	Suitable under the conditions such as pernitable farm lands
S3	18 ~ 26	Possible to use as irrigation water if chemical treatment is done.
	26	Generally unsuitable as irrigation water

また電導度EC (したがって塩類濃度)、塩類総量に占るナトリウム率および硼素量について分類する方法がある。

Table 10-3 Standard for Irrigation Waters Method-2
(The United States Salinity Laboratory)

Class	Electric Conductivity EC x 10 ⁶	Salt		Natrium (%)	Boron ppm
		ppm	ton/ Acre-ft		
1	0 - 1,000	0 - 700	1	60	0.0 - 0.5
2	1,000 - 3,000	100 - 2,000	1 - 3	60 - 75	0.5 - 2.0
3	3,000 <	2,000 <	3 <	75	2.0 <

ここでC₁級とはきわめて優れたないし良好な水でほとんどの条件下のもとで大部分の作物に対して適しているとされている。またC₂級は良好ないし害を与えうる、あるいは敏感な作物には有害を与えるとされる。C₃級はほとんどの作物に対してかんがい水として不適といわれる。

(2) ベルギー農業省の基準によれば、塩類許容濃度は750μg/cmであり、Tambo川については例外的に1,800μg/cmとされる。これはEC-SAR表示でC₁S₁ ~ C₂S₁の範囲に、また3段階表示でいえばC₁ ~ C₂の中間までの範囲に相当する。この基準は計画流域の水質実態からすると厳しい基準になっている。特に計画に直接かかわるLocumba川流域では基準値と現行水準のひらきが多い。

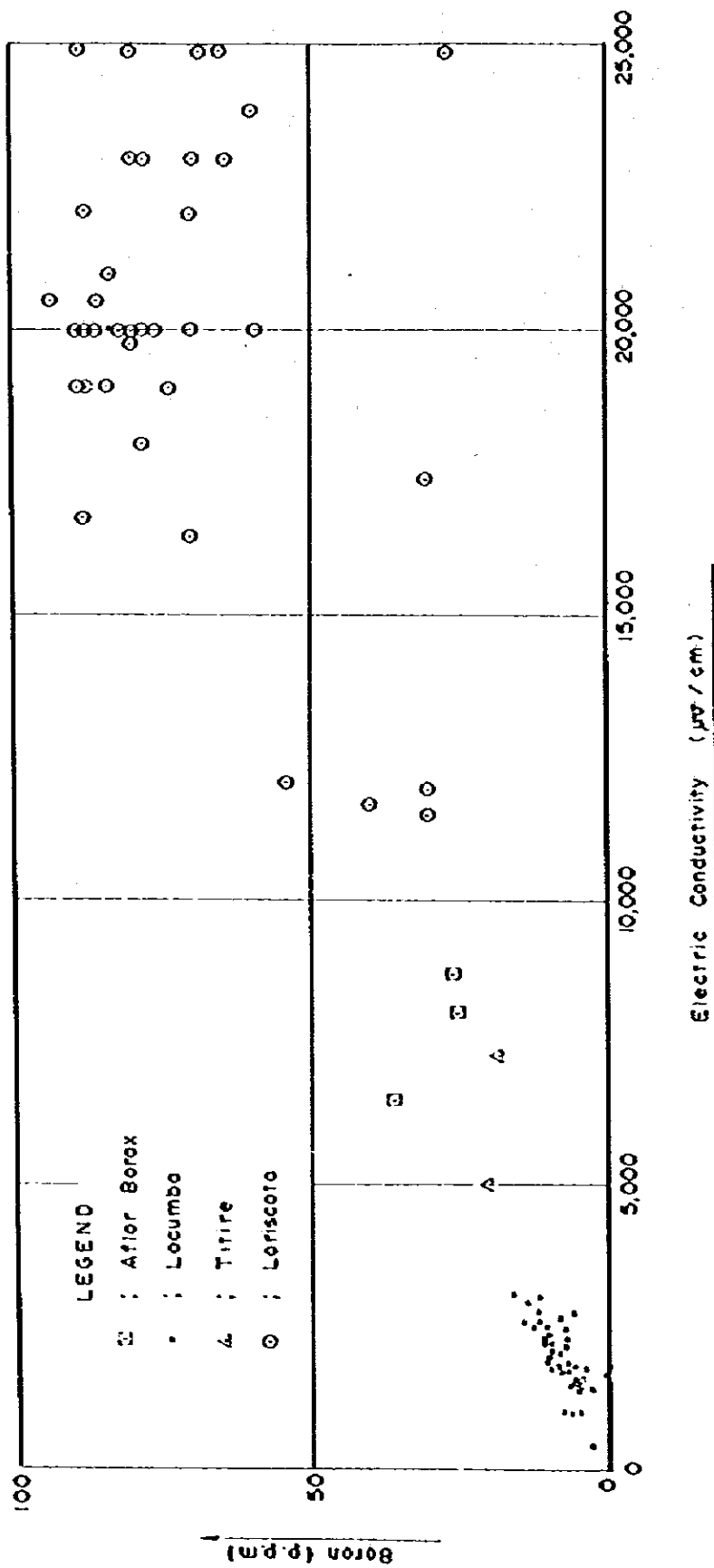
よく知られているように基準値は土壌と栽培される作物-耐塩性さらにはかんがい時期と作物の成育段階等に関係してきわめて変化しうるものであるからである。

以上の様な基準にてらして考察すると以下のことが云えるであろう。

- a) Loriscota湖水はなんらかの処理をしないではかんがい水としての使用はできないほど塩類、礫素を多く含んでいる。
- b) Locumba川、Sama川は塩類濃度が通常かんがい水として考えられる水準を越している。特に礫素濃度が高い。
- c) Tambo川の塩類濃度、礫素濃度は鮫下流のPte. Panamericanaでの測定値から推定すると、かんがい水としての水準値を越していると考えられる。
- d) Maure川の水質はAflor Boraxから流出する硫酸泉の影響を受けて塩類濃度、礫素濃度が高い。
- e) Caplina川水系、Osmore川水系およびHave川水系は一部をのぞき、かんがい用水としての基準をみたしている。

- f) さらに流域の水質を考える上で重要なことは、各水系におけるかんがい不適水はそれぞれある源から流出しているとみられ、その源地点（河川）は Río de Carientes（Jaruma）、Tambo川支流の Titire（Puente Natural）、Maure川の Aflor Boraxおよび支流 Callapuma川（Puente）と Loriscota 湖である。
- g) そしてこれらの地点では Fig 10-4 に示す様に総塩類濃度が高いと同時に硼素濃度も高く、このことから塩水の起源は火山活動と深くつながっていると考えられる。
- h) 水質測定の間隔は短く水質測定値と流量との関連づけができないので充分検討はできないが、しかし水質が季節的に規則性をもって変動している様には見られず変化はきわめて不規則である。流域における水質実態および分類は Fig 10-5～12 に示した。

Fig. 10-4 Relation between Saline and Boron Density



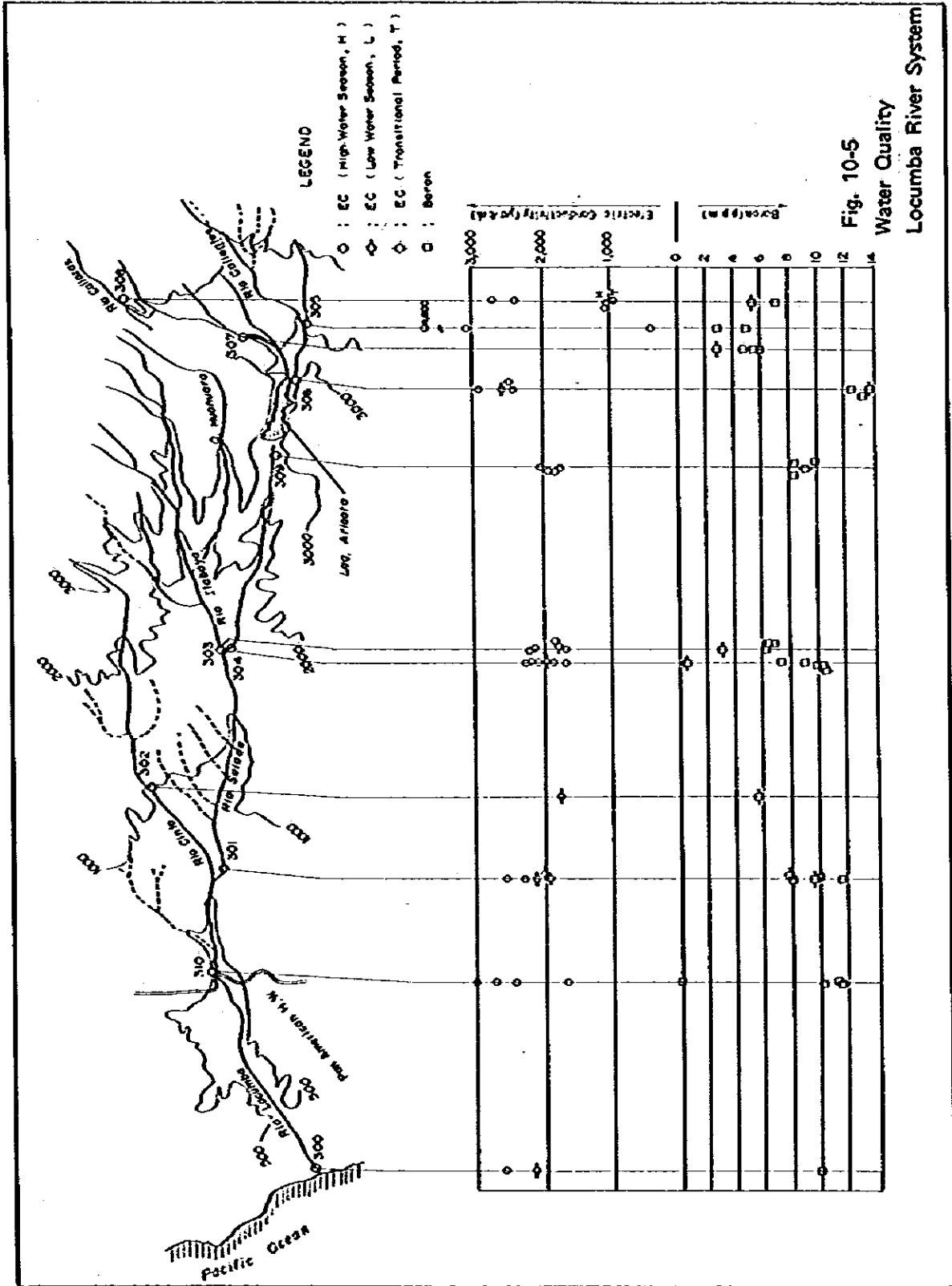


Fig. 10-5
Water Quality
Locumba River System

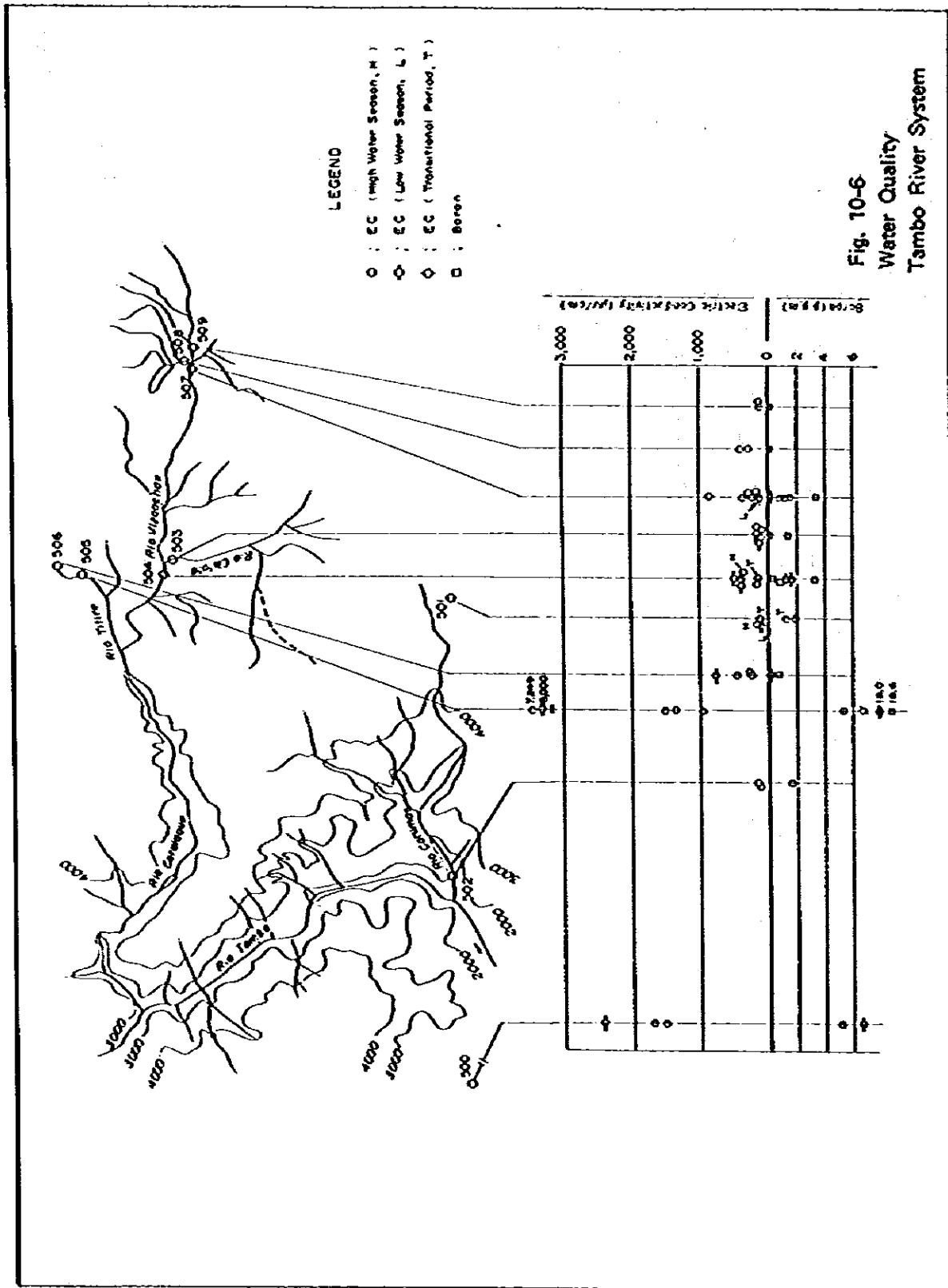


Fig. 10-6
Water Quality
Tambo River System

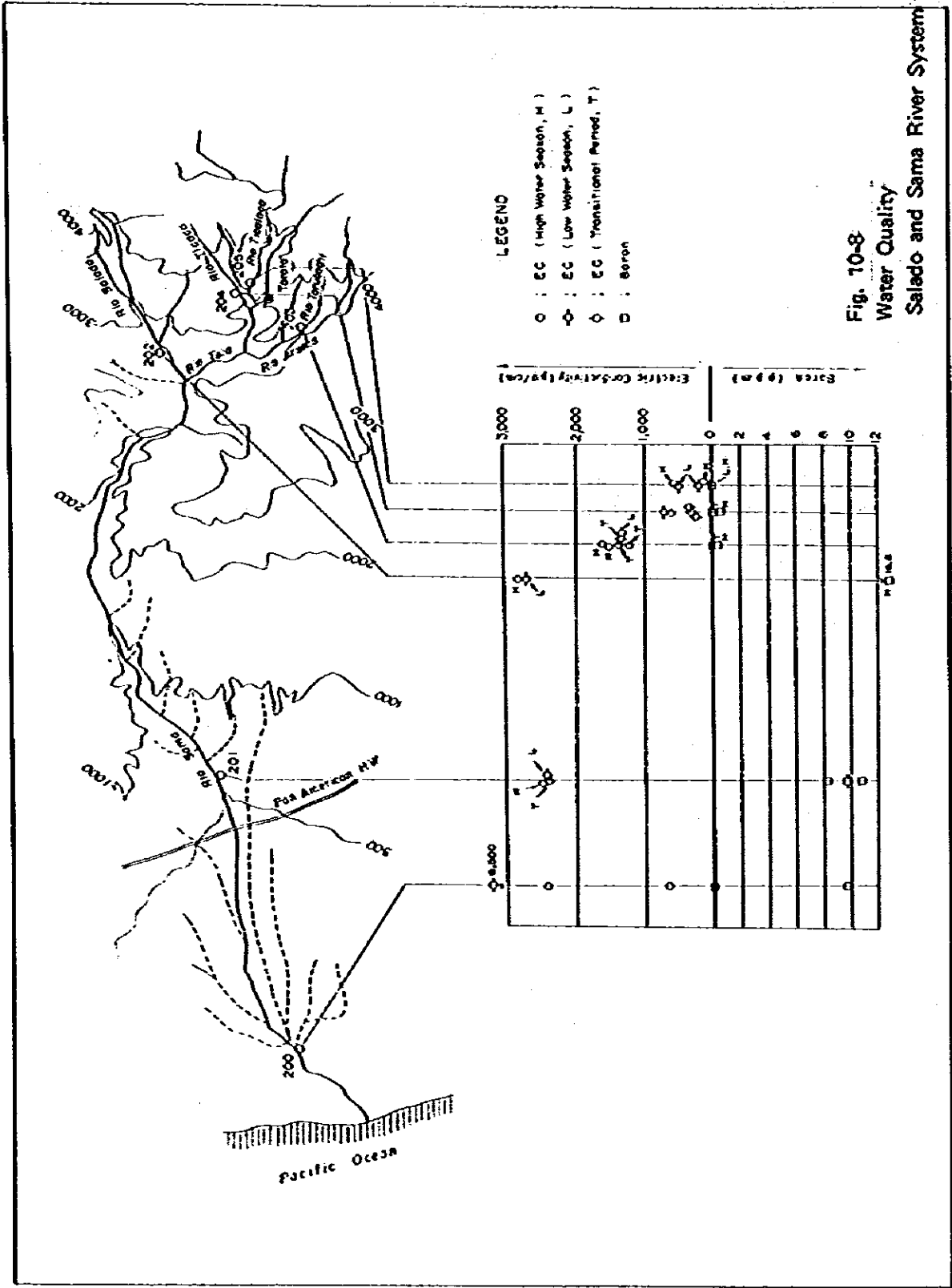


Fig. 10-8
Water Quality
Salado and Sama River System

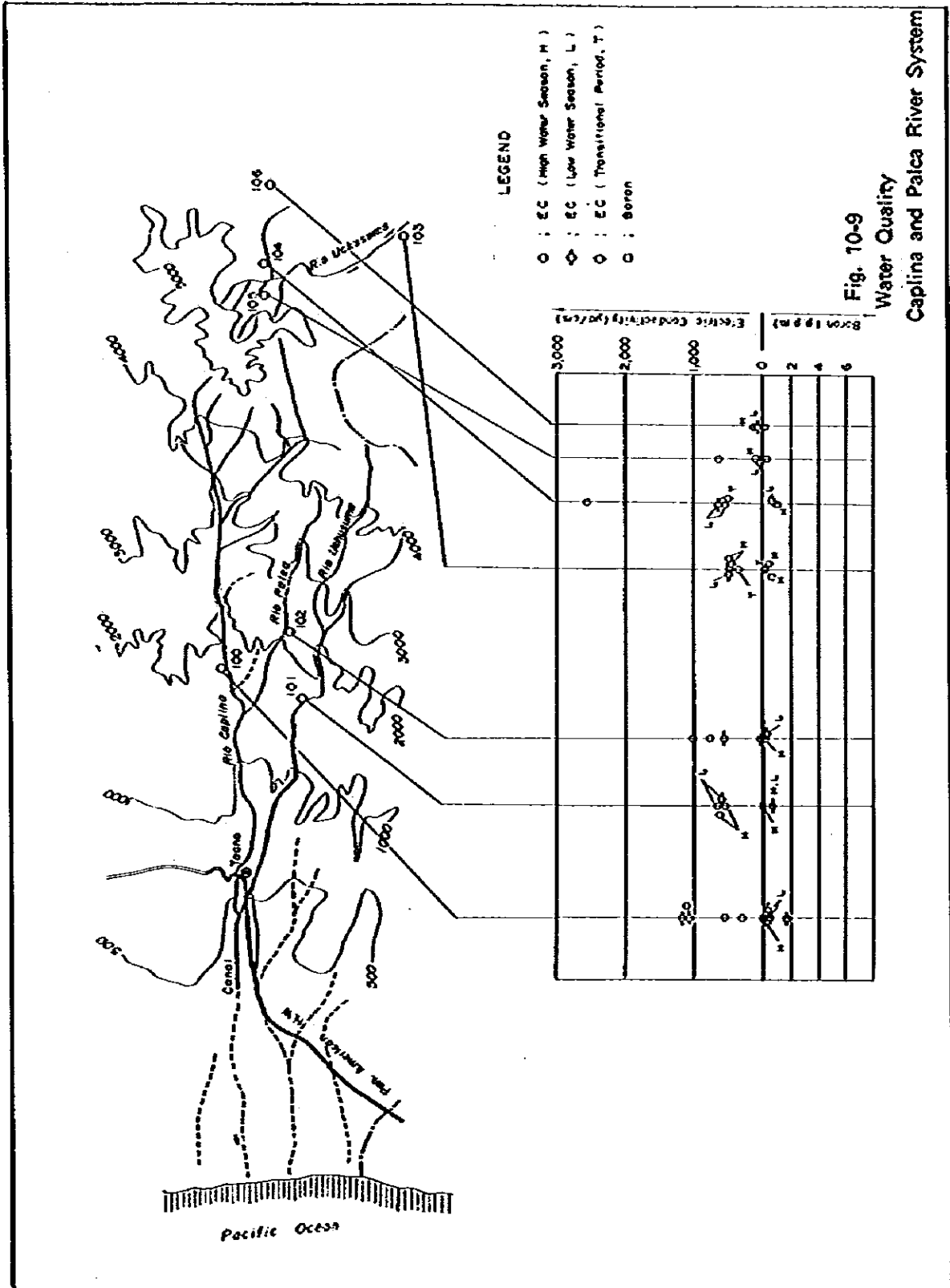


Fig. 10-9
Water Quality
Caplina and Palca River System

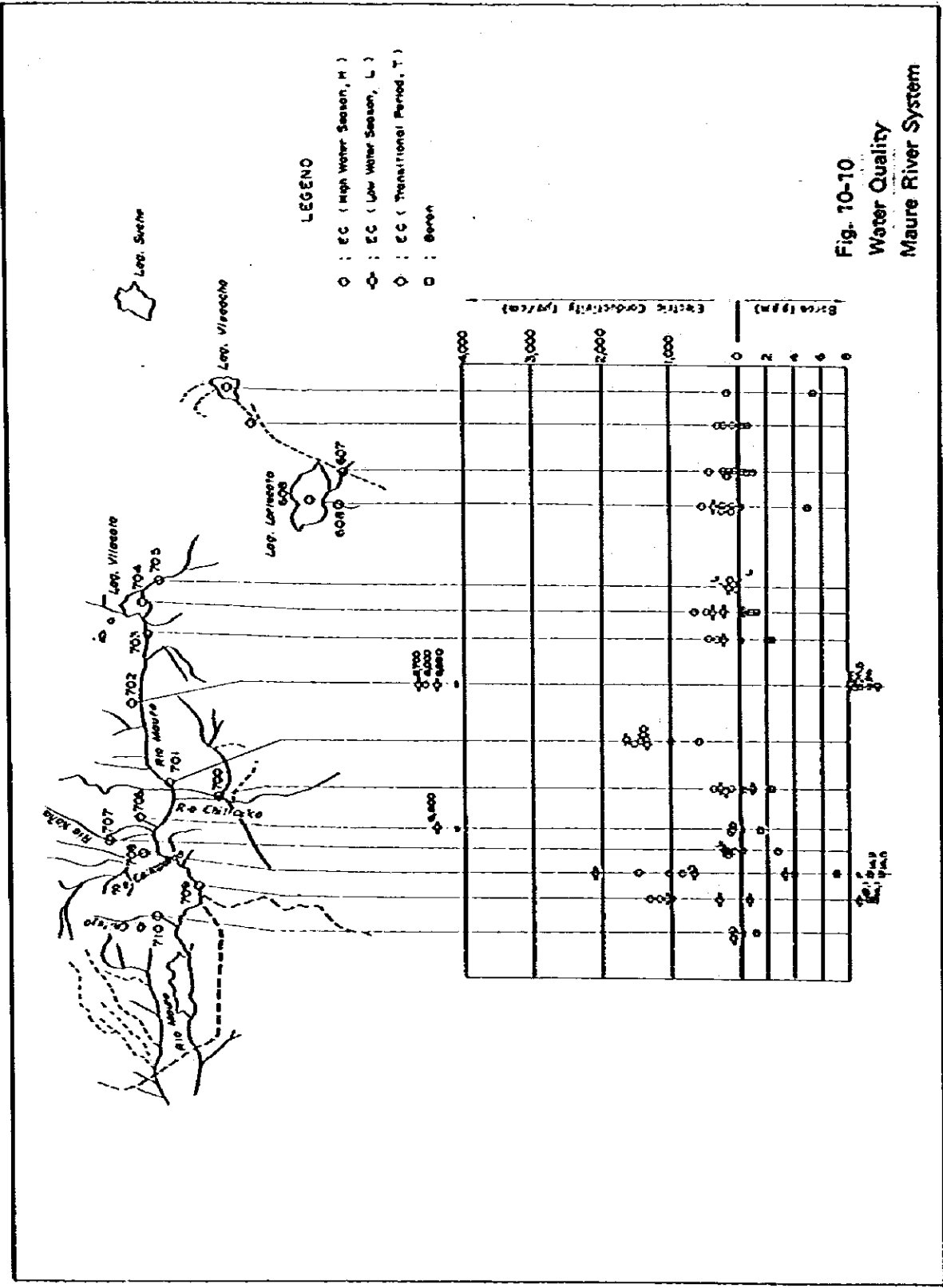


Fig. 10-10
Water Quality
Maure River System

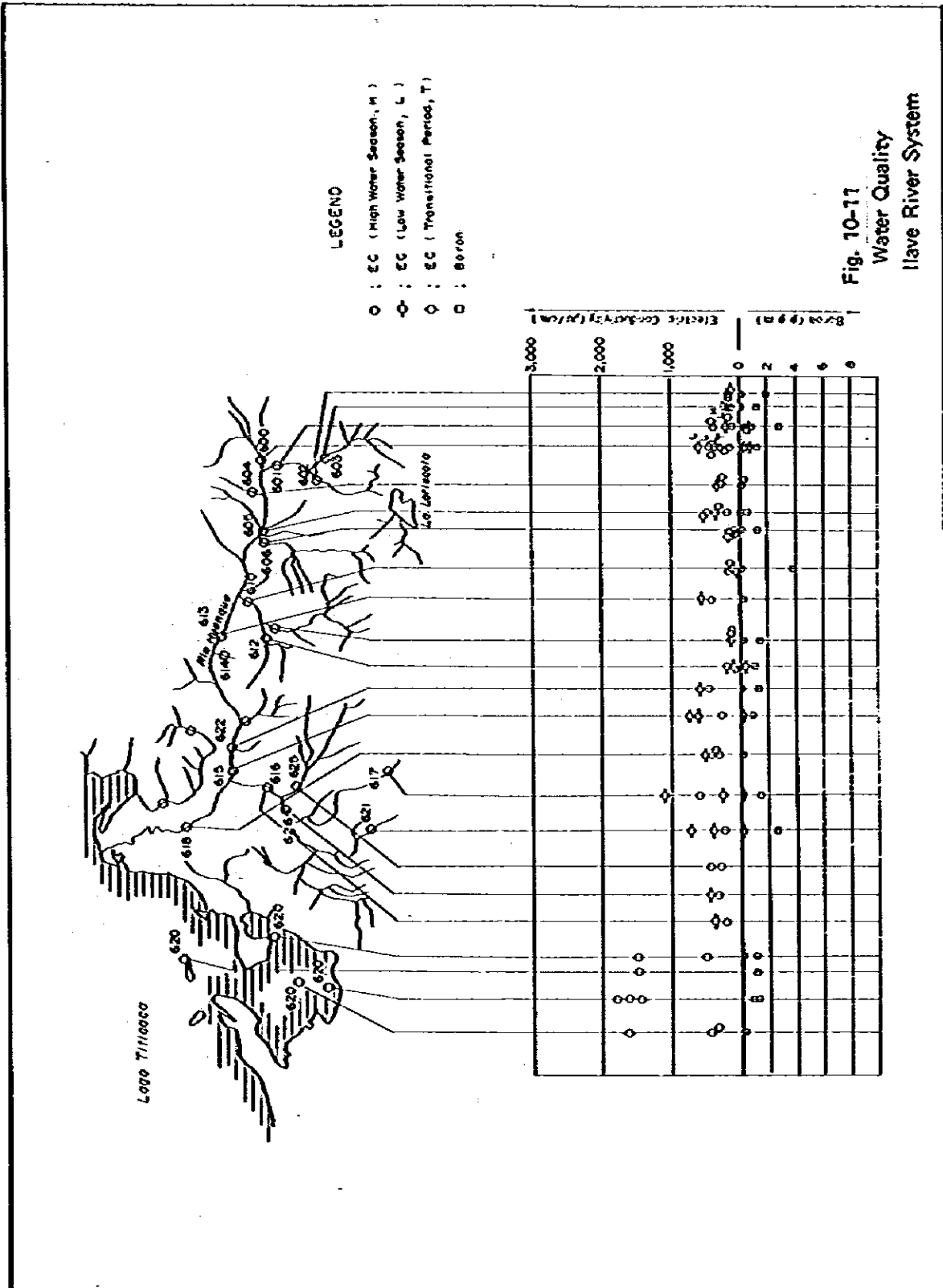
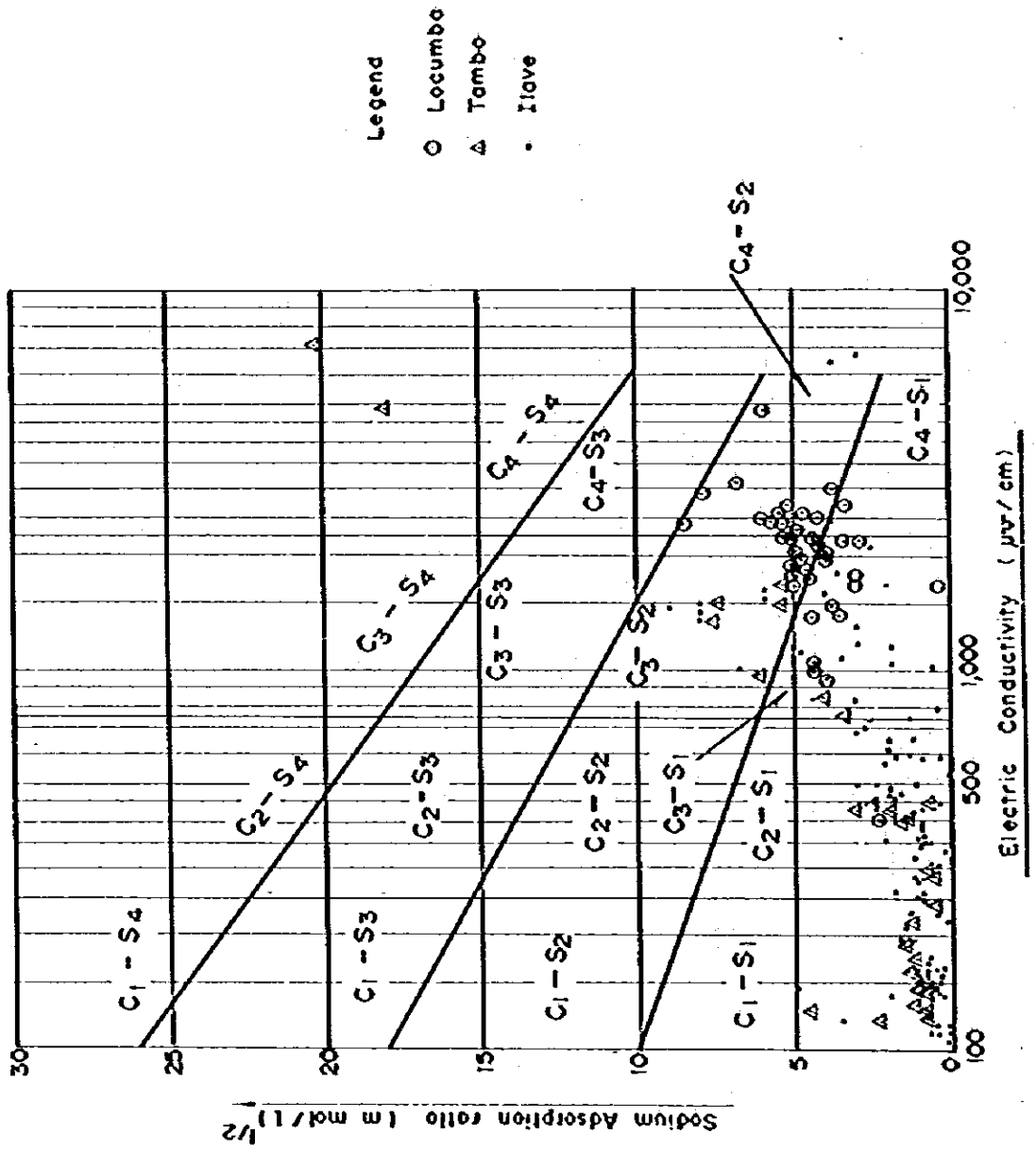


Fig. 10-12 Examples of Water Quality in the Project Area



10.2.3 水質への影響予測

(1) Tambo川

Loriscota 湖の希釈排水による影響を、排水パターンを2ケース想定してシュミレーション計算を行う。すなわち Drainage Plan-I では排水期間が1年、最大排水量 $5\text{ m}^3/\text{sec}$ であり、Drainage Plan-II では排水期間2年、最大排水量 $3\text{ m}^3/\text{sec}$ である。シュミレーション計算は以下にのべる仮定条件をもとに行われる。㉔原水に含まれる希釈原質—すなわち塩類及び磷素の総量は変化しない。㉕蒸発による希釈原質の排除は行われない。㉖湖の水質は均一である。㉗原水が低減する過程では河川水との混合がすみやかに行なわれる。Fig 10-13は、ふたつの希釈排水の方法と水質変化を示すものである。これによれば排水期間が1年の場合塩類濃度は最大予測値は $4,600\mu\text{g}/\text{cm}$ となる。また、排水期間が2年の場合は最大予測値は $3,600\mu\text{g}/\text{cm}$ である。これらは現在水準をそれぞれ約90%低下させる値である。

(2) Aricota 湖系

Aricota 湖の水質が流入するふたつの河川 Callazas 川と Salado 川の総合された結果であることはすでに述べた。流入河川や湖から人為的に取水がない自然状態では湖への流入量変化に従う一定の範囲で低少変動する均衡状態であったと考えられる。この自然状態は Coranchay から取水量の増加、Aricota 湖辺の農地拡大や、発電揚水などによって均衡が破られ、新しい平衡状態に向うと考えられる。

この過程を推定するシュミレーション計算は、Aricota 湖の初期水質、河川流量や水質などの自然条件とかがい取水、発電揚水と仮定することによって可能である。計算で求められる値の正確性は仮定した条件特に、Aricota 湖における初期水質に大きく影響されるはずである。

発電のための用水を一定 ($3\text{ m}^3/\text{sec}$) として、流入河川の水質も季節変化せず一定であると条件を単純化して、水供給計画が実施されない場合の計算結果を Fig. 10-14 に示す。

これによれば、湖の水質は最終的には流入河川の平均水質となることがわかる。この値は $2,200\mu\text{g}/\text{cm}$ ~ $2,600\mu\text{g}/\text{cm}$ であろうと考えられる。

水供給計画の実施による影響評価は

- ㉘ 水供給計画によって導水されるものの水質を想定すること
- ㉙ 導水された水と Salado 川からの流入水との混合による総合的な水質計算
- ㉚ 水供給計画が実施されない場合の Aricota 湖の予測水質 ($2,200\mu\text{g}/\text{cm}$ ~ $2,600\mu\text{g}/\text{cm}$) との比較

の手順で行われる。この手順の中で㉘は、Loriscota 湖の希釈排水と湖底処理後に集水され、Mataza 川と Callazas 川を流下する水質の予測をすることである。湖底物質の調査が進んでない現段階では水供給計画によって導水される水質をいくつか仮定してこれによ

って Aricota 湖水質がどれくらい変化するかをみることにする。計算結果(Fig.10 - 15)によれば、Aricota 湖の塩類濃度を 2,000 ~ 2,400 $\mu\text{g}/\text{cm}$ 程度に保持するためには水補給で導水される水質は 1,400 ~ 2,200 $\mu\text{g}/\text{cm}$ 以下でなければならない。

また計画が実施されない場合との比較で考えるならば、水補給計画によって導水される水質は 2,600 $\mu\text{g}/\text{cm}$ まで許容されることになる。

(3) まとめ

希釈排水は Loriscota 湖を出てから Pasto-Grande川、Coralaque川を経て Tambo川に合流する。この間 Pasto Grande (標高 4,500m ~ 4,600m)での放牧地を除けば、川沿あるいは川からの取水による農業生産地はない。

Tambo川沿においても数ヶ所の小規模な緑地を除くと農業生産地はほとんどない。Coralaque川から下流では Ubinas川、Para川、Carumas川、Omate川、Capilla川のような Tambo川水系の標高 2,000m ~ 3,800m程度の間の上り斜面を利用した農地がみられ、支流からの導水と降水で必要用水をまかなっている。したがって希釈排水の影響が考慮されるべき地域は、標高 150m以下の Tambo川河口付近に広がる緑地である。用水を全面的に河川水に依存する農地は約 2,600haとみられる。

この地域での栽培実態は明らかでないが、Locumba川流域での実績、水質の現状および現地的一般調査を総合すると飼料作物(アルファルファ)を主体とし、根菜類、穀類等が作られていると考えられる。

作物の耐塩性については、塩類を含む用水のかんがい時期、土壌構造などにより変化の幅が大きいが、一般的には Table 10 - 4と Fig 10 - 16のように耐塩性がいわれておりこの中でアルファルファ等は比較的耐塩性の作物とされる。

以上の様に計画実施が環境に与える影響について、Tambo川および Aricota 湖系河川の水質を中心として検討した。

ここでなされた様々な予測は単純化した仮定のもとに行われたために十分に正確性を持っていないが大略の方向を示すものとして受けとめ、今後の指針とともに以下にまとめる。

- ㉑ Loriscota 湖の希釈排水による Tambo川の水質汚染は農作物の収穫に影響をあたえるケースがある。
- ㉒ Tambo川で劇的に行われている漁業(カマロン)への影響は現段階で明らかでないので今後解明されること
- ㉓ Locumba川に関しては Loriscota 流域から導水する水質が、塩類濃度が 1,800 $\mu\text{g}/\text{cm}$ 程度であれば現行の水準を確保できうる。
- ㉔ いずれの河川でも村落における飲料水の実態が現段階で不明であり、今後解明されねばならない。
- ㉕ 希釈排水を実施するに先立ち、1 ~ 2年間詳細な水質調査を Tambo川、Locumba川で実施すること。

Fig. 10-13 Drainage Plan and Estimation on Variation of Saline Density

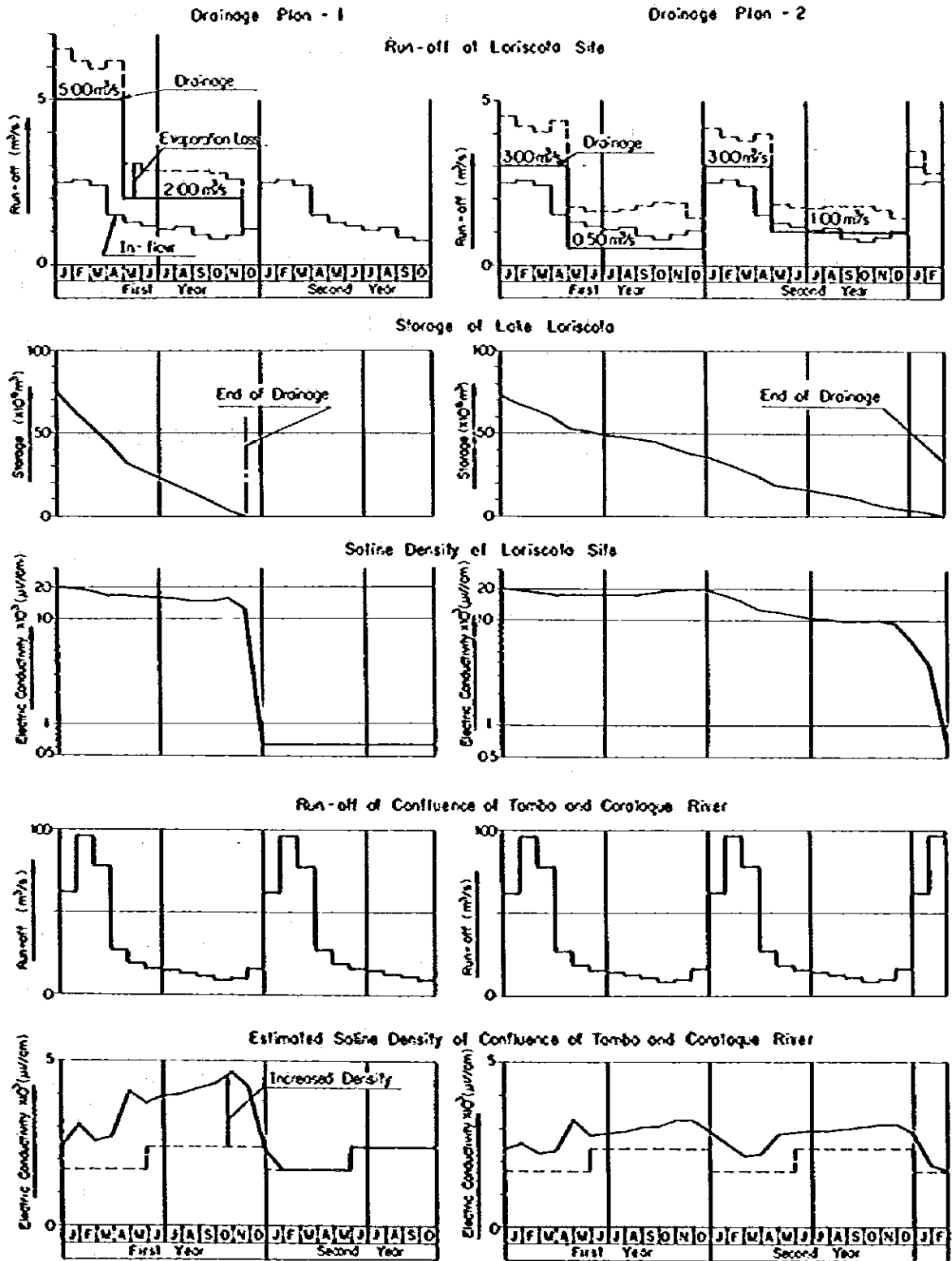


Fig. 10-14 Estimated Variation of Saline Density at Lake Aricota
(without Project)

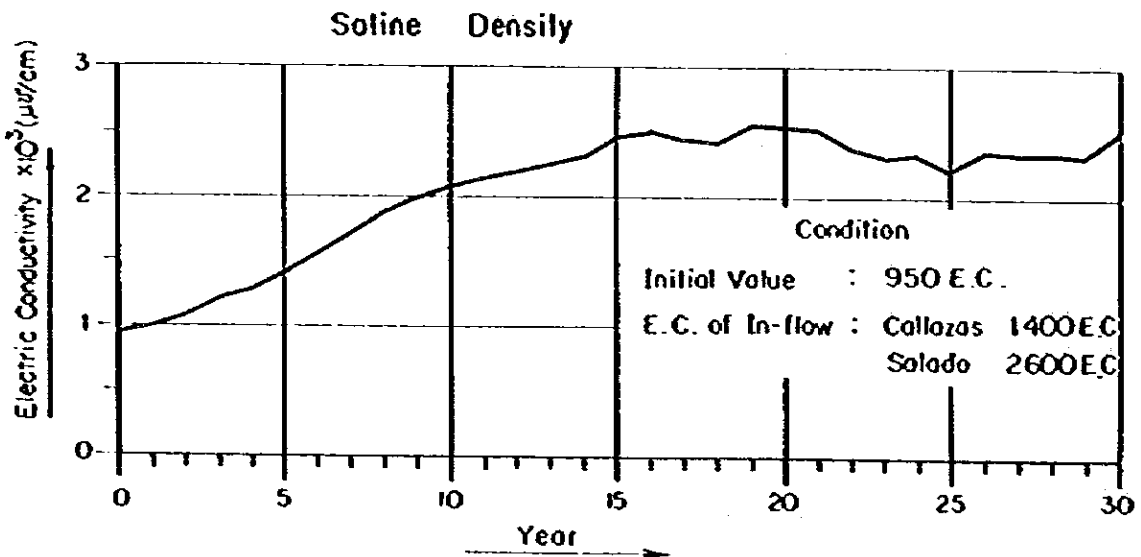
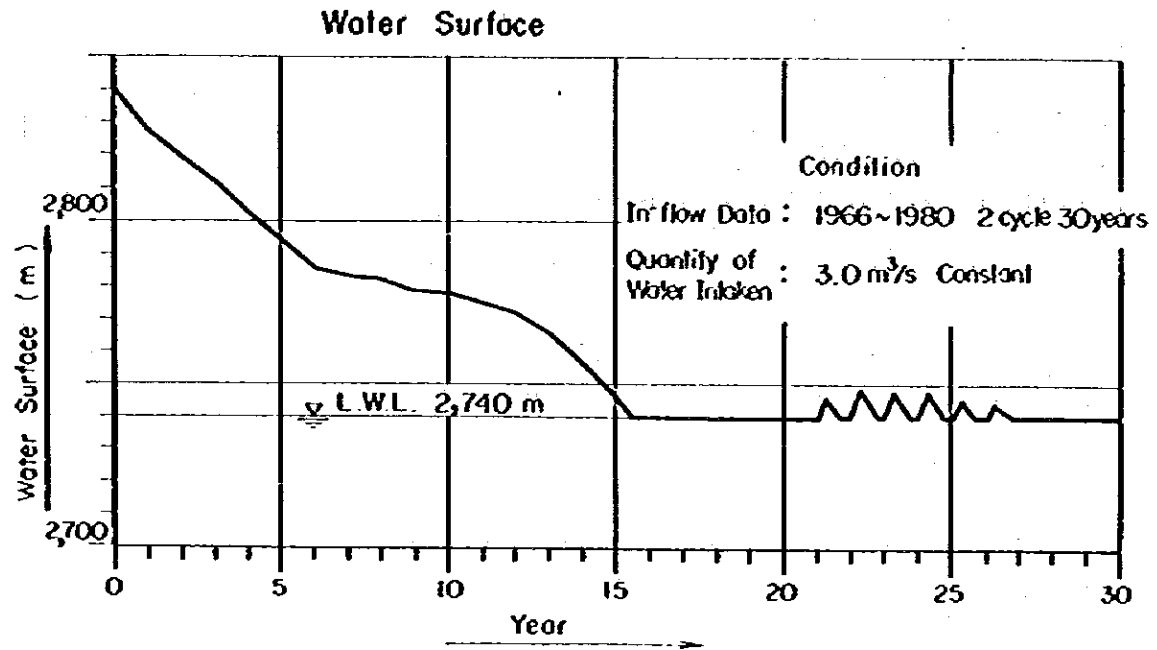


Fig. 10-15 Estimated Saline Density at Lake Aricota (with Project)

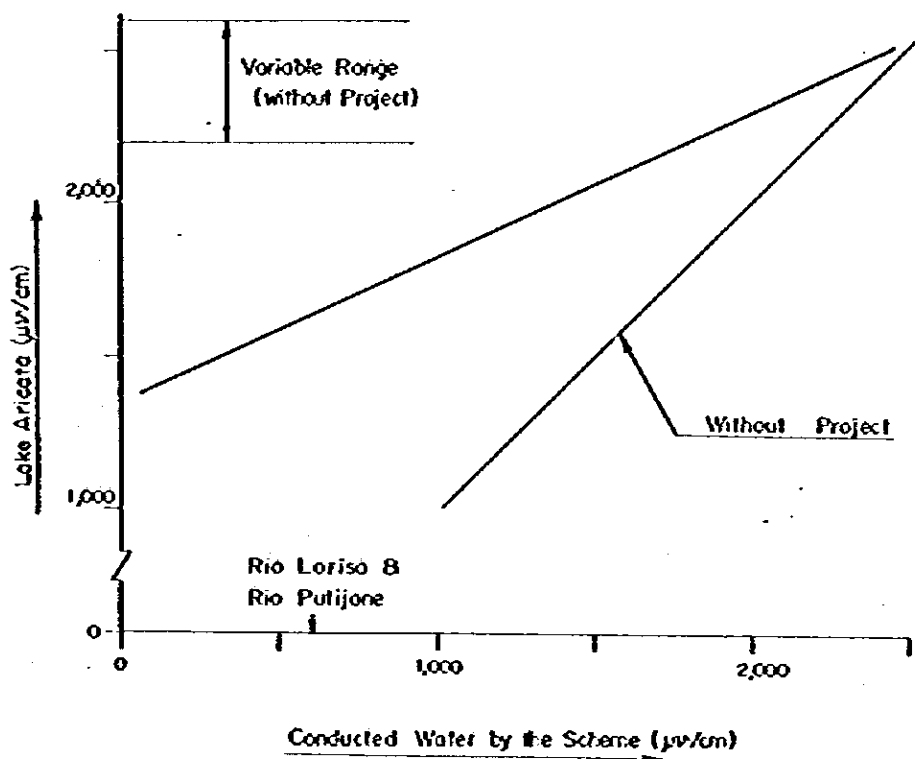
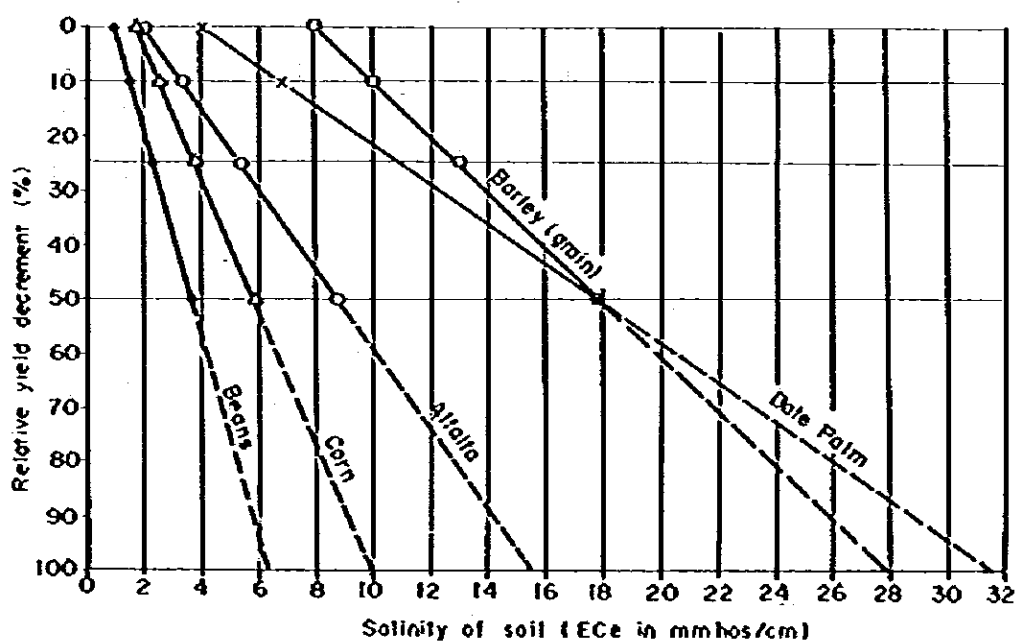


Fig. 10-16 Influential curve on crop yield



**Table 10-4 Tolerance of Three Types Crops for Salinity
(The United States Salinity Laboratory)**

Type of Crop	Salt Tolerance			
	Good (Group I)	Moderate (Group II)		Poor (Group III)
Fruit	Date plant	Pomegranate Fig Grape Olive		Grapefruit Pear Almond Apricot Peach Plum Apple Orange Lemon
Field and truck	Sugar beet Garden beet Hilo Rape Kale Cotton	Alfalfa Flax Tomato Asparagus Foxtail millet Sorghum (grain) Barley (grain) Rye (grain) Oats (grain) Rice	Cantaloupe Lettuce Sunflower Carrot Spinach Squash Onion Pepper Wheat (grain)	Vetch Peas Celery Cabbage Artichoke Egg plant Sweet potato Potato Green beans
Forage	Alkali sacaton Salt grasses Nuttall alkali Bermuda Rhodes Rescue Canada wild rye Beardless wild rye Western wheat grass	White seet clover Yellow sweet clover Perennial rye grass Mountain brome Barley (hay) Birdsfoot trefoil Strawberry clover Dallis grass Sudan grass Ruben clover Alfalfa (California common) Tall fescue Rye (hay)	Wheat (hay) Oats (hay) Orchard grass Blue grama Meadow fescue Reed canary Big trefoil Smooth brome Tall meadow oat grass Cicer milk vetch Sour clover Sickle milk vetch	White Dutch clover Meadow foxtail Alsike clover Red clover Ladino clover Burnet

10.3 流況への影響

10.3.1 Tambo川水系

(1) Loriscota湖希釈排水

Tambo川は流域面積が約12,800km²ありペルー南西地域では大河川である。河口から約16km上流のChucarapi地点における流量資料(1952~1975年)から、この河川の流況は高水期(1~3月)と低水期(4月~12月)の流量差が大きいことがわかる。

1952年から1975年間の高水期と低水期の平均流量はそれぞれ97.7m³/secと18.5m³/secである。また同一期間の最大月平均と最少月平均はそれぞれ372m³/secと57m³/secである。流域面積と年間降水量を考慮して流域各地点の流量を求めた結果Chucarapi流量の約81%がTambo川とCoralaque川の合流点より上流側からもたらされると考えられる。このうち64%はTambo川で、残り36%がCoralaque川(Viscacha川、Pasto Grande)でそれぞれ占められる。すなわちCoralaque川終流における高水期、低水期の平均流量はそれぞれ23.8m³/secと4.8m³/secである。Loriscota湖の希釈排水は、排水期間が一年の場合、高水期に5m³/sec、低水期に2m³/secで行われている。Coralaque川やTambo川の現在の流況や、排水期間を考えると、希釈排水流量による流域への影響は少ないものと推定される。

(2) Tocco川からの分水

Tocco川における1965年から1980年の流量記録によると、この地点における平均流量は0.49m³/secである。この流量は、現地における全般的な調査や水文解析結果から大部分が流域および流域外の地下水によって涵養されていると考えられている。例えば平均年における高水期(1~4月)流量と低水期(5月~12月)流量がそれぞれ0.64m³/secと0.4m³/secとほとんど差がないことがそれを示している。

またこの流れはしばらく表面流としてTocco川を流下し、Pampa Pasto Grande de Jaliの最上流部で再び伏流水となる。第5章水文で記述した様にPasto Grande割水所における流量のうち、特に低水期の流量はこの様な地下水に涵養されているとみられるが、アンデス高原地帯を広く覆う湖成堆積物より形成されているCapillune層は良好な滞水層として重要な役割を果たしている。Capillune層の役割やPampa Pasto Grande流域の現在の流況から、Toccoにおける年平均流量0.5m³/secの取水が下流域の流量に与える影響は少ないと推定される。

10.3.2 Aricota湖水系

(1) Mataza川とCallazas川

集められた水はTocco揚水所で揚水後導水路(Tocco水路)を経てMataza川に放流される。放流地点は、Callazas川の合流点から約8km翔行した標高4,520~4,550mの地

点でありそこから下流合流点までの平均河川勾配は約80分の1程度でゆるやかである。

導水は合流点からさらに Callazas 川を Aricota 湖まで約53km流れる。この間の平均河川勾配は約30分の1～40分の1程度である。したがって補給水は自然河川を合計約60km流下することになる。自然流下の経路として使われる Callazas 川の大部分は自然状態では十分な流量を流下する河道容量を持っていると考えられる。自然河川を流下する約60kmのうち Mataza 川は比較的緩勾配であり Callazas 川は一般に急勾配で特に Coranchay より下流では深い溪谷状になっていて岩盤が露出している所もみられる。水補給による新しい流況によって河道の侵蝕が行なわれるかなどの検討は詳細調査によって確認されるべきである。

(2) Curibaya 川

アリコータ第3発電所の建設によって現在第2発電所放水路から Curibaya 川に流れている発電放流水は Chulibaya 地点までの8km区間で、減水状態になる。この区間における農地は約100haありこの農地のためかんがい用水として0.3m³/secの水量が確保される必要がある。この必要かんがい水はアリコータ第3発電所取水ダムに設置する放流バルブより補給される。第3発電所より下流の Curibaya 川、Locumba 川では水補給計画の実施が現状の保持を目的としているため問題はない。

10.4 環境保全と今後の調査

(1) 保護動物など

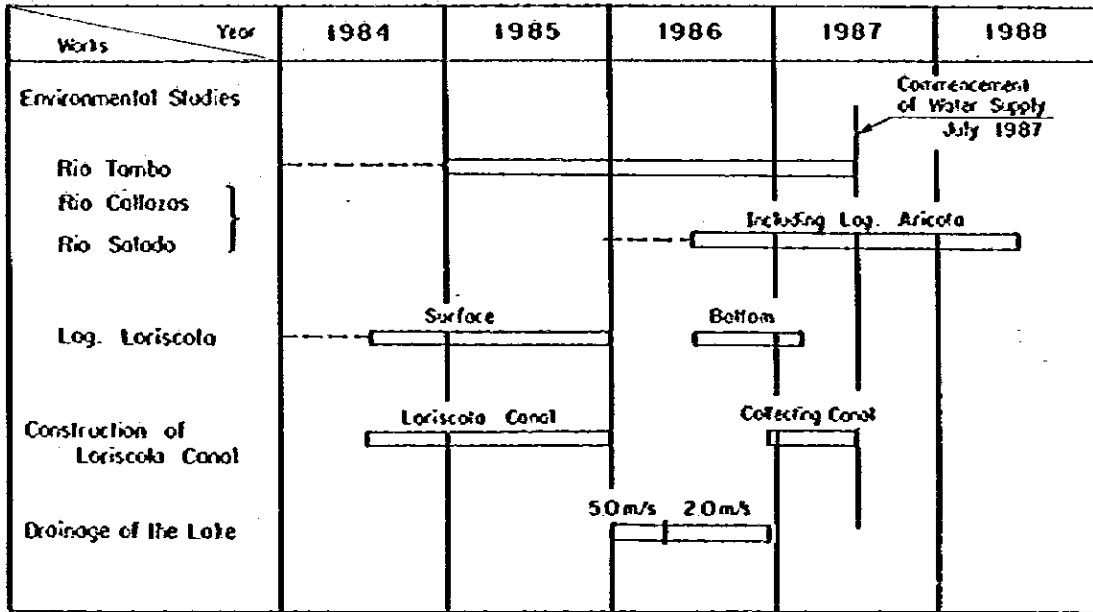
Pasto Grande や Chila, Coypacoypa 源流域の湧水が豊富な地域では放牧農業が行われているが、リヤマヤアルバカの飼育が主である。高原地帯でこの他にみられる大型動物としてピクーニヤが生息している。これは保護動物であり、主として Loriscota 湖の東岸の尾根 Loma Jancocalla の東斜面から Chila 川にかけて、5～6頭程度の少グループで生息しているのがみられた。Loriscota 湖の希釈排水による乾燥はこれらの保護動物の生息条件を大きく変えることにはならないと考えられる。また Tocco 取水設備および導水設備の建設場所も主な生息地域とみられる地点から15kmほど西であり、建設による直接の影響はないと考える。また湖を乾燥させることによる他の動物あるいは植物への影響については現在調査されていない。したがって保護されるべき種類が生息するか否かの調査は必要ならば今後調査されるべきである。

(2) 水質と流況

水質と流況に関してなされるべき調査について主として水質を中心に述べた。影響予測の基礎になっている観測資料は広域水質に関するものであり、実際に影響を受ける河川については今後詳細調査が実施されねばならない。また Loriscota 湖を希釈排水した後湖底の状況については不明な点が多く、詳細な調査が今後実施されるべきである。環境

調査に関する工程を Fig 10-17 に示す。

Fig. 10-17 Additional Studies Related to Environmental Items



第11章 工事工程と施工計画

第 11 章 工事工程と施工計画

11.1	工事工程	Ⅻ-1
11.1.1	一般	Ⅻ-1
11.1.2	水補給計画工事工程	Ⅻ-1
11.1.3	アリコータ第3水力発電計画工事工程	Ⅻ-2
11.2	施工計画	Ⅻ-2
11.2.1	一般	Ⅻ-2
11.2.2	水補給計画の建設仮設備	Ⅻ-3
11.2.3	水補給計画主要構造物の施工	Ⅻ-3
11.2.4	アリコータ第3水力発電計画の建設仮設備	Ⅻ-4
11.2.5	アリコータ第3水力発電計画主要構造物の施工	Ⅻ-5

FIGURE LIST

- Fig. 11-1 Construction Schedule for Water Supply Scheme**
- Fig. 11-2 Construction Schedule for Aricota No.3 Power Station**

第 11 章 工事工程と施工計画

11.1 工事工程

11.1.1 一般

アリコータ湖水補給計画とアリコータ第 3 発電計画は Aricota 湖水の利用の現況から、可能な限り早期に実施される必要があることを前提としている。

すなわち、Aricota 湖水利用計画および電力需要の伸びから、水補給計画は 1987 年 7 月に、第 3 発電所は 1987 年末までに運転を開始させる必要がある。このうち水補給計画の建設は Loriscota 湖希釈排水工事を含めて 3 ヶ年を要するので、1984 年 7 月に着工する必要がある。希釈排水を除く他の工事は工期 2 ヶ年とし、1985 年 7 月に着工する計画である。また、アリコータ第 3 発電所は本工事に 2 ヶ年半を要するものとして 1985 年 7 月に着工する計画とした。但し、本工事着工のために必要な準備工事は先行して施工しておく必要がある。

両計画の主要工程は Fig 11-1 および Fig 11-2 に示す通りである。

11.1.2 水補給計画工事工程

(1) Loriscota 水路 (Loriscota 湖～Tocco サイト)

この工事は Loriscota 湖希釈排水に必要な期間も含めて 3 ヶ年で計画されるが、Loripongo 開削水路は可能な限り短期間に施工する必要がある。

Loripongo 開削水路および Tocco サイトに至る下流側の水路を完成後、Loriscota 湖の希釈排水が実施される。この場合、掘削によってダム状に残した湖尻と水路の接接部を排水による水位低下に応じて掘り下げてゆくものとする。

希釈排水工程の終局あるいは排水完了後、湖底における集水路を建設するものとする。

(2) Tocco 水路 (Tocco サイト～Mataza 川)

掘削・盛土工事を先行させ、水路掘削コンクリートを数か所より行うものとして計画した。

この他に、トンネル工事は掘削進行を 50m/月、同ライニング進行を 75m/月とし 2 ヶ年で完了する計画とした。

(3) Tocco ダムおよび揚水諸設備

Tocco ダムおよび揚水所は、同時作業も可能であるが、全体工程を勘案し、機械・人員を少なくするようシリーズで施工する計画とした。

揚水管路は、発注より据付・試験まで 20 ヶ月を見込んだ。

揚水管路は本工事着工後、早期に発注する必要がある。

11.1.3 アリコータ第3水力発電計画工事工程

第3発電所工事を1985年7月に着工するために水路トンネルの各坑口へ至る工事用道路、アリコータ第2発電所からChulibayaに至る約10kmの工事用送電線(10,000V)を準備工事として、同年6月末までに完成させておくものとする。

工程上注意を要する点は以下の通りである。

(1) 水路トンネル

作業坑を3ヶ所に設け、各切羽からの平均掘削進行を100m/月、同ライニング進行を150m/月として計画した。水槽に至る6.4kmのトンネル工事は本計画のクリティカルパスとなる。

(2) 鉄管路および発電所掘削

鉄管路の急傾斜部直下に発電所地点が位置するため着工後早期に鉄管路下部掘削を行い、その後放水口側より発電所へ掘り進んでゆく計画とした。

その他の工事で特に工程上問題となる箇所はないが、試験運転に2ヶ月を要するので、すべての工事は1987年10月末までに完了しなければならない。

11.2 竣工計画

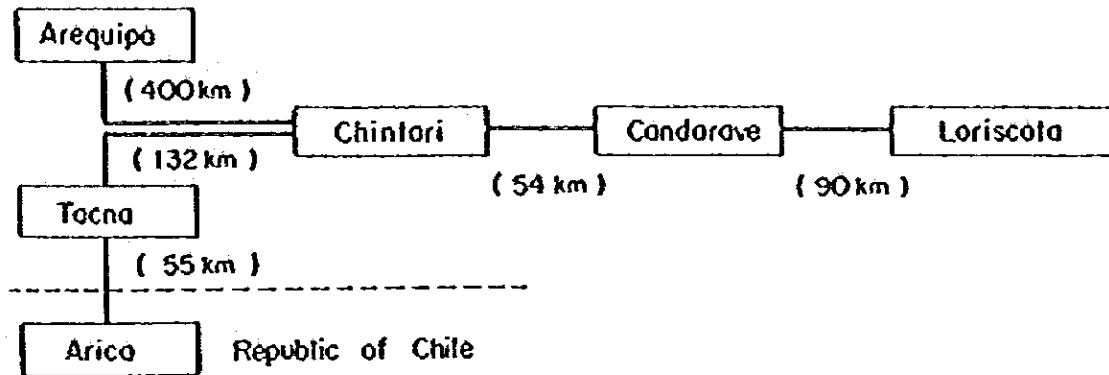
11.2.1 一般

工事竣工計画においては、標高4,000mを越える水補給計画地域および第3発電所地域のそれぞれの地域条件および気候条件を考慮し立案した。

交通・輸送条件は、両地域ともに比較的良く、新規に大規模な本線道路を建設する必要はない。国内調達資材は、主にTacnaおよびArequipaより搬入し、輸入資材はチリ共和国 Arica 港にて荷揚し、パンアメリカンハイウェイを通りChintari、さらにはCandaraveを経由して水補給計画地域へ輸送するものとする。

また工事用資材については、セメント・鉄筋は国内で生産されておりTacna県で一般に流通しているが、工事期間中はその安定供給を図る必要がある。

Transportation Map



11.2.2 水補給計画の建設仮設備

建設用仮設備は、立地条件および構造物の規模、工事工程、地形地質的条件等によって、設備の種類、規模等が決定されるが主要設備については以下の通り。

(1) 労務者キャンプ

工事場所に近く生活用水が得られ、かつ既設道路に近い場所に設けるものとする。

(2) 工事用電力

水路延長が長くかつ1ヶ所で大電源を必要とする工事はない。また Tocco 揚水所の揚水電源として、Suches に連結される送電線を工事用電源として使用する方法は工程上間に合わない。したがって、工事用電源はすべて必要な箇所でポータブルディーゼル発電機を使用する計画とする。

(3) コンクリート設備

コンクリート骨材および水路覆工に用いる岩石は、工事より出る掘削ずりや河床等から良質な岩石を選び使用する。

コンクリートプラントは Tocco サイトに1基設けダム洪水吐、揚水所、揚水管路据付等に供給するものとする。また、水路覆工のためのコンクリートはエンジン式ミキサーにより移動させながら供給するものとする。

11.2.3 水補給計画主要構造物の施工

(1) Loriscota 水路

Loriscota 水路は、以下の通り大別できる。

- a) Loripongo 閘門水路
- b) Loripongo 地点から Tocco 地点までの水路

c) Loriscota 湖底地域の集水路

このうち a) と b) は平行作業が可能であり c) の工事は a), b) 工事に続いて実施される Loriscota 湖希釈排水を行った後施工される。

Loripongo 開削水路の主要部分においては、日平均掘削土量が 1,500 m³ 程度となる。主要な重機として 40 トン級ブルドーザー、20 m³ 級ホイールローダーおよび 10 トン級ダンプトラックの組み合わせ 2 パーティーにて掘削が可能であるが、施工機械決定に際しては地形・地質調査を行い、より詳細な検討をすることが望ましい。

(2) Tocco 取水ダムおよび揚水所

取水ダムの工事のためにとられる河床処理方法としては半川移切法とする。最初に現在流路を盛土等により左岸側に寄せ、洪水吐部分の掘削とコンクリート構造物の施工を行う。越流堰には堤内バイパスを設けておくものとする。その後、流路を洪水吐側に切換えダム本体の施工を行う。ダム施工は掘削、基礎処理、盛立の順で施工し、アスファルトコンクリートフェーシングを施し完成させる。

揚水所および揚水管路の工事は取水ダムに平行して施工するものとする。

(3) Tocco 水路

開水路は油圧バックホウを主力として掘削を行い、ブルドーザにてすり処理および盛土作業を行うものとする。水路トンネルは全断面レー尔工法により下流側より施工する。

11.2.4 フリコータ第3水力発電計画の建設仮設備

第3発電計画における主要仮設備は以下の通り。

(1) 仮建物

企業主の事務所、キャンプおよび施工業者事務所は Chintari 地区に設置し、労務宿舎は Chintari, Chulibaya 両地区に設ける。

(2) 工事用道路

水路トンネルに設けられる第1作業坑、第2作業坑およびヘッドタンク地点への合計約 7 km の取付道路を設置するものとした。但し、一部地形の急峻なところも見られるので詳細なルート決定に際しては、事前に地形調査を行う必要がある。

(3) 工事用電力

工事用電力は合計 1,600 kW 程度と想定される。この電源はフリコータ第2発電所から供給されるものとし、同発電所から Chulibaya 地区まで約 10 km の工事用送電線(10000v)を設置し各受電設備へ引き出して供給するものとする。

(4) コンクリート設備

コンクリート骨材は Curibaya 川河床より採取およびトンネル掘削すりより良質な材料をクラッシングするものとする。

コンクリートは、Chulibaya 地点に骨材プラントおよびバッチャープラントを設置し、トラックミキサーにて各工事箇所へ供給するものとする。

11.2.5 アリコータ第3発電所主要構造物の施工

(1) 調整池および取水口

調整池および取水口など取水設備は、第2発電所の運転を継続しながら建設されなければならない。このため第2発電所放水路から、取水設備を迂回して、カルバートを施工し、Curibaya 川自滝分および発電放流を転流する。この後、掘削、コンクリート、重機転圧による盛土を行い、アスファルトコンクリートを施工するものとする。

(2) 水路トンネル

トンネル掘削は全断面レール工法にて実施する。削孔は油圧ジャンボを用い爆破後のずりは、バッテリーロコと鋼車により坑外に搬出するものとする。掘削ずりは原則として坑口付近の安全な場所に投棄することとする。

巻立工事はコンクリート坑内運搬はブレスクリートで行い、スライディングフォームを用い打設するものとする。本トンネル工事はクリティカルパス上にあるので、昼夜工事とし工程管理には十分留意する必要がある。

Fig. 11-7 Construction Schedule for Water Supply Scheme

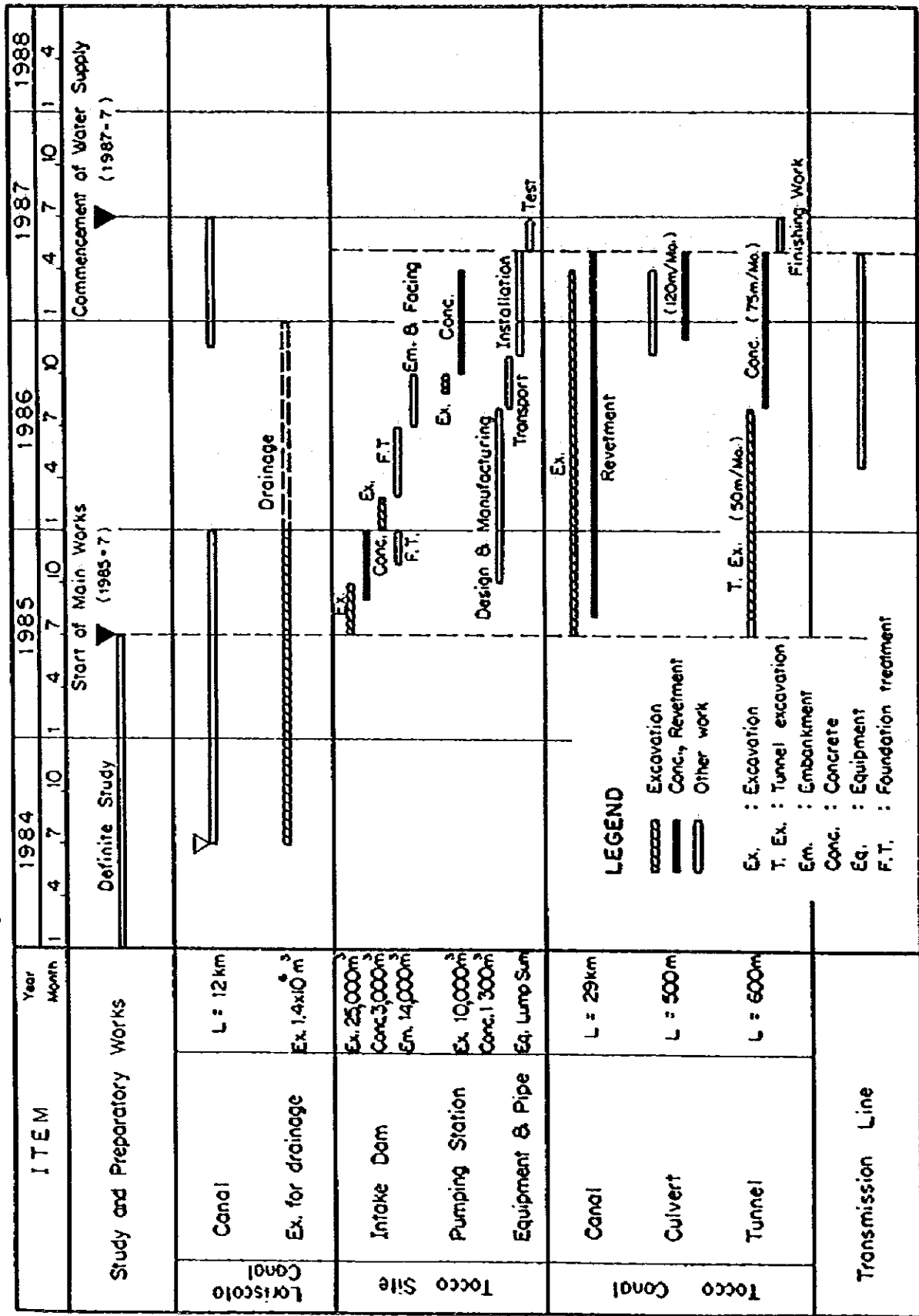
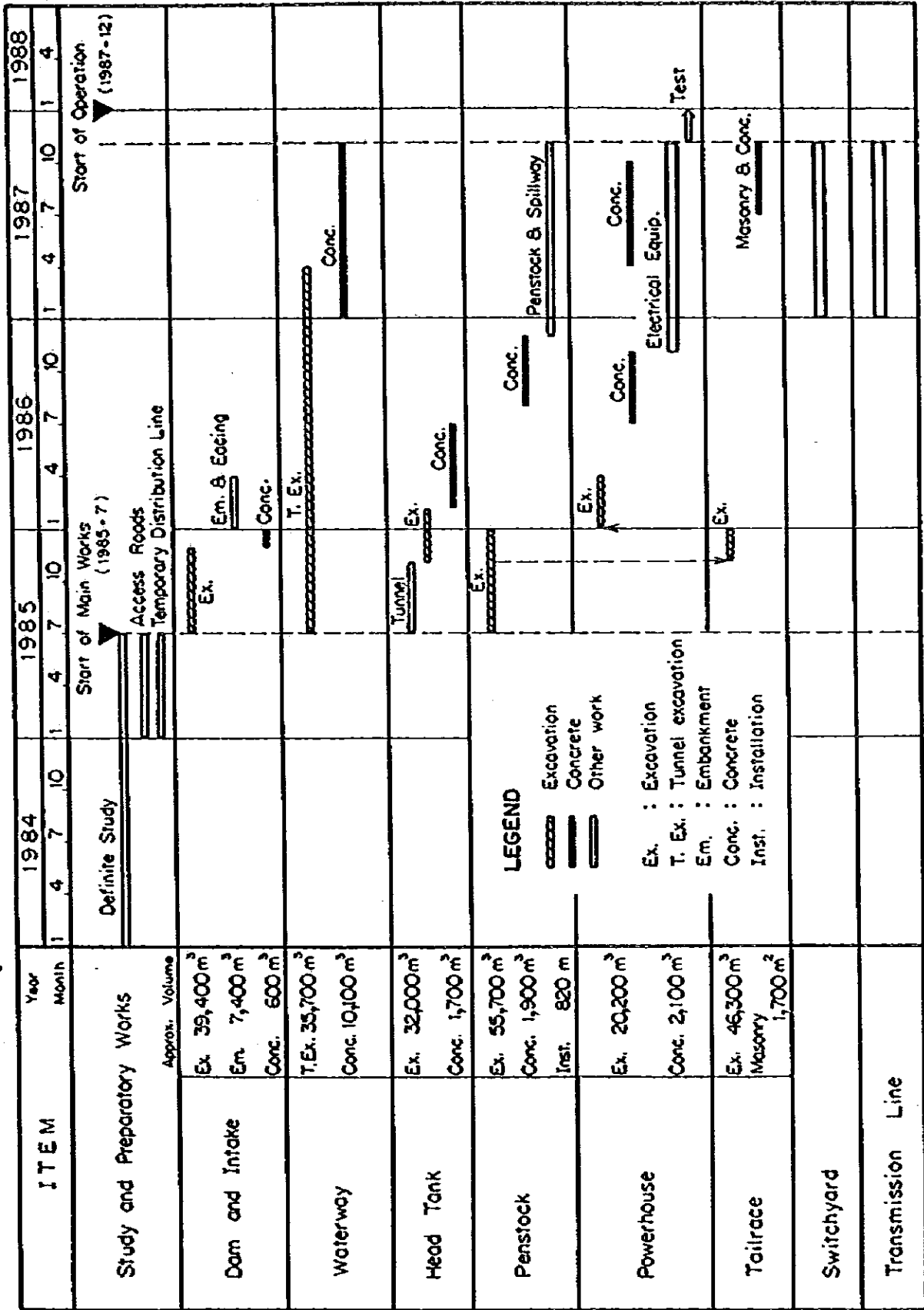


Fig. 11-2 Construction Schedule for Aricota No.3 Power Station



第12章 建設工事費

第12章 建設工事費

12.1 基本的条件	Ⅻ-1
12.1.1 一般	Ⅻ-1
12.1.2 建設工事費計上の範囲	Ⅻ-1
12.2 建設費の内容	Ⅻ-2
12.2.1 土木工事費	Ⅻ-2
12.2.2 電気関係工事費	Ⅻ-3
12.2.3 追加調査工事費	Ⅻ-3
12.2.4 管理費および技術費	Ⅻ-3
12.2.5 予備費	Ⅻ-3
12.2.6 建設中利息	Ⅻ-3
12.2.7 補償費	Ⅻ-4
12.3 総建設費と年度別工事費	Ⅻ-4

TABLE LIST

Table 12-1	Basic Unit Prices for Civil Works
Table 12-2	Summary of Estimated Construction Cost
Table 12-3	Fund Requirement in Each Year

第12章 建設工事費

12.1 基本的条件

12.1.1 一般

本計画の建設工事費を積算するに当っては計画地点の自然条件、地域条件、工事規模および現在期待しうる技術水準を考慮し1982年12月の価格に基づき算定した。

建設工事費は、ペルー国内において調達可能なものに要する費用を内貨とし、それ以外のものについては外貨に区分し計上した。

12.1.2 建設工事費計上の範囲

建設工事費計上の範囲は以下の通り。

(1) アリコータ湖水補給計画

a) Loriscota 湖希釈排水工事

b) 取水設備

Loriscota 水路

Tocco ダム, 揚水所, 開閉所, 揚水管路および水槽

Tocco 水路

アクセス道路および建設仮設橋

c) 69 kV 送電線

Suches - Tocco 35 km

d) Suches 変電所

69 kV 送電線引出設備 1 回線分

e) 通信設備

アリコータ第2発電所線路 HF

(2) アリコータ第3水力発電計画

a) アリコータ第3水力発電計画

ダムおよび取水口

導水路トンネル, 水槽および水圧鉄管

発電所および開閉所

アクセス道路および建設仮設橋

b) 138 kV 送電線

第3発電所 - 第2発電所 8 km

- c) アリコータ第2発電所
138 kV送電線引出設備 1回線分
- d) 通信設備
アリコータ第2発電所端局 PLC
アリコータ第3発電所端局 PLC

12.2 建設費の内容

12.2.1 土木工事費

- (1) 工事数量は第7, 8章に添付した設計図に基づき計上した。なお、工種別の主要工事数量は工事工程表 (Fig 11-1, 11-2) に示されている。
- (2) 基準単価のうち、ペルー国内で調達される資材および労務者等内貨分については、Tacna 県における実勢価格とした。また、輸入資材および輸入機械については国際的に競合しうる日本における FOB 価格に海上輸送費および保険料を加えて CIF 価格を算定し、これらは全て外貨分として計上されている。

採用した基準単価の主要なものについては Table 12-1 に示す。

Table 12-1 Basic Unit Prices for Civil Works

Unit: US\$			
Item	Unit	Price	Currency
(Labor)			
Foreign Foreman	day	105	in foreign currency
Foreman	"	13	in local currency
Operator	"	11	"
Labor	"	9	"
(Material)			
Cement	t	85	in local currency
Reinforcing bar	t	850	"
Dynamite	kg	2.1	"
Diesel oil	lit.	0.3	"

Note : 1. day = 8 hours

2. Materials prices are for Chintari site. 5% Additional price is applied for Andes site.

(3) 工事単価は本計画近傍における土木工事単価を参考とし、基準単価をもとに日本国内の類似の施工条件における経費額から定めた。

(4) 工事用機械・水力機器

工事用機械および水力機器は輸入を前提としたが、輸入税および販売税は免除されることを条件としている。水力機器はすべて外国において製作され供給されるものとし、現地までの輸送とそれにかかわるすべての費用、現地での組立、据付・調整費は工事費の中に含まれている。

12.2.2 電気関係工事費

主要機器および資材（水車、発電機、主変圧器、屋外開閉機器、鉄塔、電線、がいし、および通信機器）はすべて外国において製作され供給されるものとし、これら外貨分の輸入機器の費用は国際的に競合しうる日本におけるFOB価格に海上輸送費、保険料を加えてCIF価格を算定した。これらは全て外貨分として計上されている。

日本から輸入される資機材はすべてチリ国のAtica港で陸揚げされ、さらにトラックおよびトレーラーで計画地点まで輸送するものとし、これらの費用を内貨分として計上した。

据付工事の費用については、過去の工事実績を参考に算定したが、送電線工事費については、全て内貨分で賅われるものとし、発電電機器については外貨と内貨に分け計上した。

12.2.3 追加調査工事費

実施設計調査以前に行われるべき追加調査に必要な費用を計上した。

12.2.4 管理費および技術費

CORDETACNAによる建設工事の管理に必要な費用および今後に行われる外国コンサルタントによる本計画の実施設計や施工監理に要する費用を計上した。

12.2.5 予備費

現在予測しえない工事数量の変更に対する予備費として、水橋給計画においては直接工事費、追加調査工事費、管理費および技術費の合計の15%、アリコータ第3水力発電計画においては同じく10%を計上した。

12.2.6 建設中利息

本計画の建設に要する資金の利息としては、外貨分によるものは利率4.5%/年、内貨分については利率10.5%/年として計上した。

12.2.7 補償費

Loriscota 湖希釈排水に伴う Tambo 川流域への影響を想定した費用および計画地域における必要な土地補償費を補償費として計上した。

12.3 総建設費と年度別工事費

建設スケジュール、施工計画、工事費の積算条件より求めた 1982 年 12 月価格は水補給計画において 38,400 千 US ドルであり、そのうち外貨分は 18,505 千 US ドル、内貨分は 19,895 千 US ドルである。同様にアリコータ第 3 水力発電計画においては、同時点で 29,000 千 US ドルであり、外貨分は 15,628 千 US ドル、内貨分は 13,372 千 US ドルである。したがって、両計画の合計工事費は 67,400 千 US ドルであり、その外貨分は 34,133 千 US ドル、内貨分は 33,267 千 US ドルである。

なお、水補給計画は、Loriscota 湖希釈排水を含め建設期間は 3 年間であり、またアリコータ第 3 水力発電計画においても、準備工事も含め建設期間は 3 年である。この間の直接工事費については、外貨分および内貨分の支払条件を次の如く想定し、上述の総建設費を年度別に配分した。

外貨分	契約時	給付時	据付完了時	竣工時
送電線資機材	30%	30%	30%	10%
発電機、揚水設備機器 および通信機器	10%	50%		40%
水力機器 (ゲートおよび鉄管)	10%	50%	30%	10%

内貨分

土木建築工事 ; 出来高払い

人件費およびベルー国内調達資材 ; 出来高払い

なお、工事用機械は全てコントラクターの責任でベルー国内に持込まれることを前提とした。

Table 12-2, 12-3 に総工事費および年度別所要資金を示す。

Table 12-2 Summary of Estimated Construction Cost

Item	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
I. WATER SUPPLY SCHEME			
A. Water Supply Facility	24,456,000	12,632,000	11,824,000
A.1 Civil Work	21,320,000	10,051,000	11,269,000
(1) Diversion Works	7,449,000	4,123,000	3,317,000
(2) Drainage Canal	2,100,000	1,050,000	1,050,000
(3) Collecting Canal	180,000	114,000	66,000
(4) Tocco Intake Dam	1,000,000	400,000	600,000
(5) Pumping Station	540,000	174,500	365,500
(6) Pipe Line	330,000	113,000	217,000
(7) Head Tank	200,000	89,500	110,500
(8) Water Way	8,030,000	3,987,000	4,043,000
(9)	1,500,000	0	1,500,000
A.2 Hydraulic Equipment	1,410,000	1,152,000	258,000
A.3 Electrical Equipment	1,696,000	1,429,000	267,000
B. Transmission Line	1,295,000	791,000	503,000
C. Additional Investigation	400,000	160,000	240,000
D. Administration Cost	2,705,000	1,358,000	1,347,000
E. Compensation	900,000	0	900,000
F. Contingency	4,417,000	2,230,000	2,207,000
G. Sub-Total	34,192,000	17,174,000	17,021,000
H. Interest during Construction	4,208,000	1,334,000	2,874,000
Total	38,400,000	18,505,000	19,895,000
II. ARICOLA NO. 3 POWER STATION			
A. Generating Facility	21,247,000	11,990,000	9,257,000
A.1 Civil Work	12,813,000	5,192,000	7,631,000
(1) Care of River	413,000	187,000	226,000
(2) Dam and Intake	631,000	287,000	344,000
(3) Water Way	9,369,000	3,707,000	5,662,000
(4) Head Tank	434,000	179,000	255,000
(5) Penstock and Spillway	706,000	316,000	390,000
(6) Powerhouse	804,000	299,000	505,000
(7) Tailrace	330,000	144,000	184,000
(8) Switchyard	136,000	71,000	65,000
A.2 Hydraulic Equipment	2,065,000	1,652,000	413,000
A.3 Electrical Equipment	6,359,000	5,115,000	1,213,000
B. Transmission Line	393,000	254,000	129,000
C. Additional Investigation	256,000	102,000	154,000
D. Administration Cost	2,700,000	1,241,000	959,000
E. Compensation	100,000	0	100,000
F. Contingency	2,379,000	1,293,000	1,088,000
G. Sub-Total	26,565,000	14,848,000	11,717,000
H. Interest during Construction	2,435,000	780,000	1,655,000
Total	29,000,000	15,628,000	13,372,000
GRAND TOTAL	67,400,000	34,133,000	33,267,000

Table 12-3 Fund Requirement in Each Year

Unit: 10³ US\$

Item	Total			1984			1985			1986			1987			1988		
	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C
I. WATER SUPPLY SCHEME																		
A. Water Supply Facility	24,456	12,632	11,824	3,265	1,656	1,609	5,795	3,059	2,743	8,042	4,522	3,520	7,357	3,405	3,952			
A.1 Civil Works	21,320	10,051	11,269	3,265	1,656	1,609	5,506	2,792	2,714	6,653	3,374	3,279	5,836	2,229	3,667			
A.2 Hydraulic Equipment	1,440	1,152	288	0	0	0	144	115	29	864	691	173	432	346	86			
A.3 Electrical Equipment	1,696	1,429	267	0	0	0	142	142	0	525	457	65	1,029	830	199			
B. Transmission Line	1,294	791	503	0	0	0	0	0	0	934	557	377	393	234	156			
C. Additional Investigation	400	160	240	400	160	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
D. Administration Cost	2,705	1,358	1,347	367	182	185	579	305	274	834	508	326	865	363	502			
E. Compensation	900	0	900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	900	0	900			
F. Contingency	4,437	2,230	2,207	605	300	305	955	503	452	1,476	839	637	1,401	588	813			
G. Sub-total	34,192	17,171	17,021	4,637	2,298	2,339	7,326	3,857	3,469	11,316	6,426	4,890	10,913	4,590	6,323			
H. Interest during Construction	4,208	1,334	2,874	175	52	123	618	190	428	1,289	422	867	2,126	670	1,456			
I. Total	38,400	18,505	19,895	4,812	2,350	2,462	7,944	4,047	3,897	12,605	6,848	5,757	13,039	5,260	7,779			
II. ARIOHA NO. 3 POWER STATION																		
A. Generating Facility	21,247	11,990	9,257	0	0	0	4,244	2,023	2,221	6,637	3,786	2,851	7,459	4,078	3,381	2,907	2,103	804
A.1 Civil Work	12,823	5,192	7,631	0	0	0	3,705	1,525	2,180	4,194	1,680	2,514	3,652	1,468	2,174	1,282	519	763
A.2 Hydraulic Equipment	2,065	1,652	413	0	0	0	205	164	41	1,035	828	207	620	496	124	205	164	41
A.3 Electrical Equipment	6,359	5,146	1,213	0	0	0	334	334	0	1,408	1,278	131	3,197	2,114	1,083	1,520	1,420	0
B. Transmission Line	383	254	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	229	129	25	25	0
C. Additional Investigation	256	102	154	256	102	154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D. Administration Cost	2,200	1,211	989	36	0	36	433	206	227	741	423	318	784	432	352	206	150	56
E. Compensation	100	-	100	100	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F. Contingency	2,379	1,291	1,088	50	0	40	47	227	250	815	455	350	821	534	357	226	165	61
G. Sub-total	26,565	14,848	11,717	432	102	330	5,154	2,456	2,698	8,193	4,674	3,519	9,422	5,173	4,249	3,364	2,443	921
H. Interest during Construction	2,435	780	1,655	19	2	17	236	60	176	723	220	503	1,457	498	959	0	0	0
I. Total	29,000	15,628	13,372	451	104	347	5,390	2,516	2,874	8,916	4,894	4,022	10,879	5,671	5,208	3,364	2,443	921
GRAND TOTAL	67,400	34,133	33,267	5,263	2,454	2,809	13,334	6,563	6,771	21,521	11,742	9,779	23,918	10,931	12,987	3,364	2,443	921

第13章 經濟評估

第13章 経済評価

13.1 基本的考察	XIII- 1
13.2 財務的評価	XIII- 2
13.2.1 条件	XIII- 2
13.2.2 財務的内部収益率	XIII- 7
13.3 代替火力との比較	XIII- 10
13.3.1 代替火力設備	XIII- 10
13.3.2 経済費用	XIII- 13
13.3.3 代替火力による評価	XIII- 13
13.4 経済的内部収益率	XIII- 19
13.4.1 条件	XIII- 19
13.4.2 経済的内部収益率	XIII- 19
13.5 感度分析	XIII- 23

TABLE LIST

Table 13-1	Financial and Economic Costs in Initial Stage
Table 13-2	Financial Cost Flow
Table 13-3	Calculated Tariff Rate
Table 13-4	Estimated Financial Net Present Value
Table 13-5	Estimation of Financial Internal Rate of Return
Table 13-6	Alternative Thermal Power Plant
Table 13-7	Cost Flow of Alternative Thermal Power Plant and Benefit of Irrigation
Table 13-8	Ratio of Market Price and Efficiency Price
Table 13-9	Economic Cost Flow
Table 13-10	Estimated Net Present Value of the Alternative Plan
Table 13-11	Estimation of Equalizing Discount Rate
Table 13-12	Estimated Economic Net Present Value
Table 13-13	Estimation of Economic Internal Rate of Return

FIGURE LIST

Fig. 13-1	Calculated Tariff Rate
Fig. 13-2	Sensitivity Analysis

第13章 経済評価

13.1 基本的考察

本計画の経済評価は、はじめに財務的費用便益を分析しプロジェクト実施による効果を財務的に評価する。これはひとつのプロジェクト、あるいは、このプロジェクトを実施する企業側の立場で費用便益を分析するもので、費用としては市場価格を基準にする。

一方、プロジェクト実施の効果を国家全体の経済政策の内で比較分析する経済的費用便益分析もここで行われる。したがって、この分析は国家の長期的経済成長を目的とし、費用としては市場価格を効率価格に置換えて分析するものである。ふたつの分析と評価を行う上での具体的手法や詳細な前提条件はそれぞれの節でのべることにする。

評価は財務的評価と国家経済の観点から分析する経済評価をとわず、プロジェクトの耐用年全期間の全費用と全便益とを比較しそのプロジェクトの経済性を分析することである。

全費用としては、計画にかかわる全設備の建設費、電気機器等の設備更新費および運転維持費である。全便益は、水力発電計画を見る場合、財務的評価では設備の運営によって得られる発生電力にもとづく電力料金収入であったり、経済的評価では、例えば、代替施設との比較による費用であったりする。また発電放流を利用する農業が下流域にある場合は、ここで得られる純便益もまた計上される。この場合の純便益とは農業生産に基づく粗収入から生産に要した費用を差引いたものである。

本計画は、水補給計画による既設発電所群の増分電力量と新設発電所（アリコータ第3）発生電力量および発電放流による Locumba 谷および Ile Norte のかんがい農業便益が計上できるので、費用と便益を以下のように考えて経済評価を行う。

- a) 建設費用としては、水補給計画およびアリコータ第3発電計画の発電設備と第2発電所までの送電設備および開閉所増設費を含む。
- b) Aricota 湖における取水設備および揚水設備費は建設費に含まない。これは計画が実施されない場合のアリコータ湖取水設備費は、アリコータ第1、第2発電計画でくりこみ済みであることと、水補給実施（with Project）による貯水池運用が、計画を実施しない場合（without Project）と比較して新しい取水設備を必要としないからである。
- c) アリコータ第1、第2発電所にかかわる取水設備、発電設備および送電設備などの設備更新費は第2期目以降の費用のみ計上した。これはアリコータ第1、第2発電所の評価期間をアリコータ第3発電所のそれと同一とするために15年間延長しなければならぬからである。
- d) 同様の理由で、アリコータ第1、第2発電所における本来の耐用期間が終了した後（西暦2018年以降）の運転維持費はその比率を倍増させる。

- e) 既設発電所群にかかわる運転維持費は、第3発電所のそれと同一水準で評価するものとする。すなわち、積算された第3発電所の運転維持費から設備出力比で既設発電所群のそれを算出する。求める運転維持費、すなわち、増分電力量に対応する分を発生電力量比によって配分する。
- f) 便益として計上されるものは、既設第1、第2発電所において、水補給計画によって得られる純増分電力量、アリコータ第3発電所における発生電力量および発電放流を利用するLocumba溪谷およびIte Norteにおけるかんがい農業により得られる便益である。
- g) このうち発生電力量に基づく便益としては、財務的評価では1982年12月末における実際の平均的電気料金で計上する。一方経済的な評価では、本計画の実施によって得られると同等のサービスを提供しうる設備の費用を便益として置換えて計上する方法と、電力料金をサービス受容者の支払い可能額で計上した場合のふたつについて行う。それぞれの電力料金については次節以降に述べる。
- h) 農業便益の計上方法についてはAppendix-VIIに詳細に述べたが、計画実施による受益地域としては、Locumba溪谷とIte Norteにおける既耕地のみとして新規耕地を対象としていない。すなわち水補給計画が実施された場合の最少かんがい面積と、実施されない場合のそれとの差が受益地となる。この場合、最少かんがい面積とは90%保証流量に基づく最少月平均流量によるかんがい面積をいう。
- i) これらの受益から得られる農業便益は、ペルー国における市場価格であり経済評価を行う場合は電力便益と同じように効率価格すなわち国境価格とすべきであるが、ここでは両者が等しいと仮定している。
- j) 本計画の実施は緊急性を有し、計画から施設の運用開までの期間(リードタイム)が比較的短期である。したがって、現在の経済的状況から将来を予測することが困難である事実を合せて考慮に入れて、経済評価ではエスカレーションを考慮しないことにする。

13.2 財務的評価

13.2.1 条件

本計画実施の効果を経済的に評価する設備の建設のための年別所要資金をTable 13-1に示した。また、評価を行う耐用全期間にわたる資金の流れ(キャッシュ・フロー)は年別所要資金や前節で述べた費用に関する基本的条件を基にしてTable 13-2のように作成した。

便益のうち電力便益は年度別所要資金の見積基準年と同じように1982年12月末における南西地域における平均電力料金で計算する。至近過去における電力料金の実態をみると物価上昇に対応して年間に数回改訂されている。したがって、入手された最新資料 Resumen de

Venta de Energía Eléctrica Nacional Año 1982, ELECTROPERU S.A. と 1982 年の物
 価上昇率で修正し Table 13-3 に示した。これによれば南西地域における 1982 年 12 月末の
 平均電力料金は 33 mills/kWh と見積られる。

Table 13-3 Financial and Economic Costs in Initial Stage

Unit: 10³ US\$

Item	1984	1985	1986	1987	1988	Total
[I] Financial Cost						
Foreign Currency						
Water Supply Scheme	2,298	3,857	6,426	4,590	0	17,171
Aricota No. 3 Power Station	102	2,456	4,674	5,173	2,443	14,848
Total of F.C.	2,400	6,313	11,100	9,763	2,443	32,019
Local Currency						
Water Supply Scheme	2,339	3,469	4,890	6,323	0	17,021
Aricota No. 3 Power Station	330	2,698	3,519	4,249	921	11,717
Total of L.C.	2,669	6,167	8,409	10,572	921	28,738
[II] Economic Cost						
Foreign Currency						
Water Supply Scheme	2,298	3,857	6,426	4,590	0	17,171
Aricota No. 3 Power Station	102	2,456	4,674	5,173	2,443	14,848
Total of F.C.	2,400	6,313	11,100	9,763	2,443	32,019
Local Currency						
Water Supply Scheme	1,842	2,733	3,793	4,229	0	12,597
Aricota No. 3 Power Station	178	2,142	2,766	3,222	705	9,013
Total of L.C.	2,020	4,875	6,559	7,451	705	21,610

Table 13-2 Financial Cost Flow

Unit: 10³ US\$

Year	INVESTMENT COST											O & M			GRAND TOTAL			
	Water Supply Scheme			Aricota No. 3 P/S			Total	Aricota No. 1 P/S	Aricota No. 2 P/S	Pumping Station	Transmission Line	Total	Water Supply	Aricota No. 3 P/S		Aricota No. 1, 2 & Pumping Station	Total	
	Dam and Equipment	Transmission Line	Total	Dam and Equipment	Transmission Line	Total												
1984	4,637	0	4,637	432	0	432	5,069	0	0	0	0	0	5,069	0	0	0	0	5,069
85	7,326	6	7,326	5,154	0	5,154	12,480	0	0	0	0	0	12,480	0	0	0	0	12,480
86	10,172	1,144	11,316	8,193	0	8,193	19,509	0	0	0	0	0	19,509	0	0	0	0	19,509
87	10,470	493	10,913	8,989	433	9,422	20,335	0	0	0	0	0	20,335	0	0	0	0	20,335
88	0	0	0	3,334	30	3,364	3,364	0	0	0	0	0	3,364	162	276	360	798	4,162
89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
1990	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	360	798	798
10	362	0	362	652	0	652	1,014	0	0	0	0	0	1,014	162	276	360	798	1,812
11	1,755	1,144	2,901	2,956	0	2,956	5,857	0	0	0	0	0	5,857	162	276	360	798	6,655
12	1,819	493	2,312	4,619	433	5,052	7,394	0	0	0	0	0	7,394	162	276	360	798	8,192
13	0	0	0	1,967	30	1,997	1,997	0	131	0	0	131	2,128	162	276	360	798	2,926
14	0	0	0	0	0	0	0	207	2,872	0	0	3,079	3,079	162	276	360	798	3,877
15	0	0	0	0	0	0	0	2,584	4,498	0	0	7,082	7,082	162	276	360	798	7,880
16	0	0	0	0	0	0	0	3,490	2,019	*2,000	3,380	10,889	10,889	162	276	360	798	11,687
17	0	0	0	0	0	0	0	1,527	0	*1,000	704	3,231	3,231	162	276	360	798	4,029
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	720	1,158	1,158
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	720	1,158	1,158
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	720	1,158	1,158
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	720	1,158	1,158
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	720	1,158	1,158
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	276	720	1,158	1,158
TOTAL	36,523	3,274	39,797	36,296	926	37,222	77,019	7,808	9,520	*3,000	4,084	24,412	101,431	8,100	13,800	25,200	47,100	148,531

Table 13-3 Calculated Tariff Rate

	Unit: mills/kWh			
	Northern	Central	Southwestern	Haicho
Public Use				
Street Lamp	11.62	3.97	12.53	15.77
Residencial	32.51	31.32	30.31	38.35
Minor Industry	58.62	67.99	52.64	73.41
Commercial	95.25	92.78	78.38	115.32
General	51.30	56.53	46.65	77.16
Pump	15.87	21.25	7.38	18.01
Average	37.00	43.87	30.16	45.24
Major Industry				
Major Industry	57.48	71.93	35.57	96.84
Others	27.90	10.14	-	-
Enter Prise	-	15.38	-	-
Average in total	38.77	33.83	33.10	59.78

13.2.2 財務的内部収益率

本計画の市場価格による総費用（キャッシュ・フロー）と、これによる内部収益率の計算結果を Table 13-4 と Table 13-5 に示す。

計算結果は、本計画実施の場合の財務的内部収益率が 7.5% であることを示している。

Table 13-4 Estimated Financial Net Present Value

PROJECT EVALUATION BY THE NET PRESENT VALUE (N.P.V) METHOD
--- WITHOUT SHADOW PRICE FACTOR ---

*** EVALUATION CRITERIA ***

CALCULATION PERIOD --- 54 YEARS

DISCOUNT RATE --- 10.0 %

Unit: 10³ US\$

YEAR	HYDROPOWER				ALTERNATIVE				
	INVEST- MENT	ANNUAL COST	COST FLOW	NET PRESENT VALUE (I = 10.0 %)	INVEST- MENT	ANNUAL COST	BENEFIT FLOW	NET PRESENT VALUE (I = 10.0 %)	
	ENIL.TL	ENIL.TL	ENIL.TL	P.V.F EP.US	ENIL.TL	ENIL.TL	ENIL.TL	P.V.F EP.US	
1984	5069.00	0.0	5069.00	0.9091	4528.18	0.0	0.0	0.9091	0.0
1985	12480.00	0.0	12480.00	0.8254	10316.66	0.0	0.0	0.8254	0.0
1986	19549.00	0.0	19549.00	0.7513	14687.49	0.0	0.0	0.7513	0.0
1987	26439.00	0.0	26439.00	0.6830	18950.16	0.0	0.0	0.6830	0.0
1988	3314.00	798.00	4112.00	0.6209	2584.23	0.0	6337.00	0.6209	3934.79
1989	0.0	798.00	798.00	0.5645	452.45	0.0	6337.00	0.5645	3577.09
1990	0.0	798.00	798.00	0.5132	409.50	0.0	6337.00	0.5132	3251.90
1991	0.0	798.00	798.00	0.4655	372.28	0.0	6337.00	0.4655	2958.28
1992	0.0	798.00	798.00	0.4211	338.43	0.0	6337.00	0.4211	2697.53
1993	0.0	798.00	798.00	0.3805	307.67	0.0	6337.00	0.3805	2463.21
1994	0.0	798.00	798.00	0.3525	279.70	0.0	6337.00	0.3525	2251.10
1995	0.0	798.00	798.00	0.3188	254.27	0.0	6337.00	0.3188	2071.18
1996	0.0	798.00	798.00	0.2897	231.15	0.0	6337.00	0.2897	1835.52
1997	0.0	798.00	798.00	0.2633	210.14	0.0	6337.00	0.2633	1648.75
1998	0.0	798.00	798.00	0.2394	191.04	0.0	6337.00	0.2394	1517.05
1999	0.0	798.00	798.00	0.2176	173.67	0.0	6337.00	0.2176	1379.14
2000	0.0	798.00	798.00	0.1978	157.87	0.0	6337.00	0.1978	1253.76
2001	0.0	798.00	798.00	0.1799	143.53	0.0	6337.00	0.1799	1139.78
2002	0.0	798.00	798.00	0.1635	130.62	0.0	6337.00	0.1635	1036.83
2003	0.0	798.00	798.00	0.1484	118.87	0.0	6337.00	0.1484	944.97
2004	0.0	798.00	798.00	0.1351	107.84	0.0	6337.00	0.1351	859.34
2005	0.0	798.00	798.00	0.1228	98.03	0.0	6337.00	0.1228	778.49
2006	0.0	798.00	798.00	0.1117	89.12	0.0	6337.00	0.1117	707.72
2007	0.0	798.00	798.00	0.1015	81.02	0.0	6337.00	0.1015	643.38
2008	0.0	798.00	798.00	0.0923	73.65	0.0	6337.00	0.0923	584.89
2009	0.0	798.00	798.00	0.0839	66.96	0.0	6337.00	0.0839	531.72
2010	1014.00	798.00	1812.00	0.0763	139.22	0.0	6337.00	0.0763	483.38
2011	5857.00	798.00	6655.00	0.0693	481.49	0.0	6337.00	0.0693	439.44
2012	2394.00	798.00	3192.00	0.0630	316.43	0.0	6337.00	0.0630	399.49
2013	2128.00	798.00	2926.00	0.0573	187.49	0.0	6337.00	0.0573	363.17
2014	3079.00	798.00	3877.00	0.0521	201.49	0.0	6337.00	0.0521	330.26
2015	7082.00	798.00	7880.00	0.0474	373.23	0.0	6337.00	0.0474	300.14
2016	12489.00	798.00	11687.00	0.0431	503.22	0.0	6337.00	0.0431	272.16
2017	3231.00	798.00	4029.00	0.0391	157.78	0.0	6337.00	0.0391	248.05
2018	0.0	1158.00	1158.00	0.0356	48.21	0.0	6337.00	0.0356	225.50
2019	0.0	1158.00	1158.00	0.0324	37.45	0.0	6337.00	0.0324	205.00
2020	0.0	1158.00	1158.00	0.0294	28.45	0.0	6337.00	0.0294	185.37
2021	0.0	1158.00	1158.00	0.0267	21.15	0.0	6337.00	0.0267	169.42
2022	0.0	1158.00	1158.00	0.0243	15.59	0.0	6337.00	0.0243	154.02
2023	0.0	1158.00	1158.00	0.0221	11.44	0.0	6337.00	0.0221	140.02
2024	0.0	1158.00	1158.00	0.0201	8.48	0.0	6337.00	0.0201	127.29
2025	0.0	1158.00	1158.00	0.0183	6.25	0.0	6337.00	0.0183	115.72
2026	0.0	1158.00	1158.00	0.0166	4.61	0.0	6337.00	0.0166	105.20
2027	0.0	1158.00	1158.00	0.0151	3.40	0.0	6337.00	0.0151	95.84
2028	0.0	1158.00	1158.00	0.0137	2.50	0.0	6337.00	0.0137	87.51
2029	0.0	1158.00	1158.00	0.0125	1.84	0.0	6337.00	0.0125	79.84
2030	0.0	1158.00	1158.00	0.0113	1.37	0.0	6337.00	0.0113	72.85
2031	0.0	1158.00	1158.00	0.0103	1.00	0.0	6337.00	0.0103	66.32
2032	0.0	1158.00	1158.00	0.0094	0.74	0.0	6337.00	0.0094	60.18
2033	0.0	1158.00	1158.00	0.0085	0.55	0.0	6337.00	0.0085	54.38
2034	0.0	1158.00	1158.00	0.0077	0.40	0.0	6337.00	0.0077	49.00
2035	0.0	1158.00	1158.00	0.0070	0.29	0.0	6337.00	0.0070	44.02
2036	0.0	1158.00	1158.00	0.0064	0.21	0.0	6337.00	0.0064	39.38
2037	0.0	1158.00	1158.00	0.0058	0.15	0.0	6337.00	0.0058	35.07
TOTAL	1101575.00				53345.40	0.0			42914.32

Note: Benefit of Irrigation is included in the Alternative Cost.

Table 13-5 Estimation of Financial Internal Rate of Return

DISCOUNT RATE VARIABLE SHEET
 --- WITHOUT SHADOW PRICE FACTOR ---

*** EVALUATION CRITERIA ***

CALCULATION PERIOD --- 54 YEARS

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALY TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST		ANALYSIS	
			COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
1.0	1101575.00	0.0	1123645.12	1238701.12	115056.00	1.9305
1.5	1101575.00	0.0	113874.50	1208975.94	95101.44	1.8351
2.0	1101575.00	0.0	115318.31	1165969.31	78451.00	1.7435
2.5	1101575.00	0.0	98338.87	1162829.37	64490.50	1.6558
3.0	1101575.00	0.0	92140.44	1144869.23	52728.81	1.5723
3.5	1101575.00	0.0	86761.25	1129530.12	42748.87	1.4929
4.0	1101575.00	0.0	82070.87	1116369.19	34298.51	1.4179
4.5	1101575.00	0.0	77958.44	1105016.00	27057.56	1.3471
5.0	1101575.00	0.0	74335.19	95177.81	20842.62	1.2804
5.5	1101575.00	0.0	71126.75	86611.31	15484.56	1.2177
6.0	1101575.00	0.0	68270.31	79117.19	10846.87	1.1589
6.5	1101575.00	0.0	65714.62	72531.44	5816.81	1.1037
7.0	1101575.00	0.0	63416.32	66719.94	3303.62	1.0521
7.5	1101575.00	0.0	61338.73	61568.04	229.91	1.0037
8.0	1101575.00	0.0	59451.34	56783.38	-2467.95	0.9585
8.5	1101575.00	0.0	57728.39	52886.00	-4842.39	0.9161
9.0	1101575.00	0.0	56148.23	49210.82	-6937.41	0.8764
9.5	1101575.00	0.0	54692.45	45902.59	-8789.86	0.8393
10.0	1101575.00	0.0	53345.40	42914.52	-10431.09	0.8045
10.5	1101575.00	0.0	52093.80	40206.34	-11887.46	0.7718
11.0	1101575.00	0.0	50925.90	37743.93	-13181.97	0.7412
11.5	1101575.00	0.0	49832.11	35498.40	-14333.71	0.7124
12.0	1101575.00	0.0	48804.06	33444.95	-15359.11	0.6853
12.5	1101575.00	0.0	47834.56	31562.00	-16272.56	0.6598
13.0	1101575.00	0.0	46917.44	29831.17	-17086.27	0.6358
13.5	1101575.00	0.0	46047.10	28235.89	-17811.20	0.6132
14.0	1101575.00	0.0	45218.95	26762.28	-18456.67	0.5918
14.5	1101575.00	0.0	44428.96	25398.16	-19030.79	0.5717
15.0	1101575.00	0.0	43673.54	24132.67	-19540.87	0.5526
15.5	1101575.00	0.0	42949.79	22956.73	-19993.05	0.5345
16.0	1101575.00	0.0	42254.68	21861.51	-20393.17	0.5174

* --- I.R.R (HYDROPOWER)

13.3 代替火力との比較

13.3.1 代替火力設備

従来より最も一般的に用いられて来た手法として、同等のサービスを供給し得る代替火力設備を仮定して、その費用との比較を行う方法を取りあげる。

この場合その目的は水力発電を建設すべきかまたは代替設備とすべきかの二者択一をする事である。

既設アリコータ第一、第二発電所の増分電力量および新設の第3発電所の発生電力量はそれぞれ84 GWhと71 GWhである。既設発電所の増分電力量を代替火力設備で評価する場合、たき増しによる燃料費および運転諸経費を用い、火力発電所建設に係わる費用は計上しないのが一般的方法である。

評価上、増分電力量に対する代替設備の建設費を計上すると電力バランス上過大評価となり、一方計上しないとすると過少評価となる。

本計画の系統内にはすでに需要想定の中で述べたように、増分電力量相当分をたき増しする火力発電設備はない。ここでは安全側として代替火力設備の建設費用をアリコータ第3発電所のみで想定した場合の値を採用するものとし、増分電力量に対してはその時のkWh当りの運転経費のみを計上する事とした。

代替火力設備の規模をTable 13-6に示す。これに基づく耐用全期間の費用(キャッシュフロー)をTable 13-7に示す。これは経済評価における便益に相当するものであり、かんがい農業による便益およびその合計も併せて記載した。

Table 13-6 Alternative Thermal Power Plant

Item	Unit	
Installed Capacity	kV	16,600
Thermal Efficiency	(%)	35
Annual Plant Factor	(%)	50.2
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	72.9
Station Service Ratio	%	6.0
Annual Available Energy	10 ⁶ kWh	68.5
Fuel Consumption Rate	t/kWh	0.253
Unit Fuel Price	US\$/kt	195
Construction Cost	10 ³ US\$	10,790
Unit energy Cost	US\$/kWh	0.059

Note:

1/ Installed Capacity of Thermal Power Plant

$$P_t = 13,400 \times 1.24 = 16,600 \text{ kV}$$

2/ Annual Energy Production

$$E_t = 155.01 \times 10^6 \times 1.03 = 159.60 \times 10^6 \text{ kWh}$$

*1. Including Increased Energy Production

*2. Adjustment Factor for kV and kWh

Item	Hydro	Thermal
Station Service loss (%)	0.3	6
Failure loss (%)	0.3	5
Repair loss (%)	2	12

*2 kV Adjustment Factor

$$= \frac{(1-0.003) \times (1-0.003) \times (1-0.02)}{(1-0.06) \times (1-0.05) \times (1-0.12)} = 1.24$$

$$kWh = \frac{(1-0.03)}{(1-0.06)} = 1.03$$

3/ Investment Cost = Unit Construction Cost x Installed Capacity

$$= 650 \text{ US$/kV} \times 16,600 \text{ kV}$$

$$= 10,790 \times 10^3 \text{ US$}$$

*3 Interest during construction is not included.

4/ Investment Schedule

	1st (0.10)	2nd (0.50)	3rd (0.40)	x 10 ³ US\$ Total (1.00)
Total	1,080	5,400	4,310	10,790
F.C.	920	4,600	3,660	9,180
L.C.	160	800	650	1,610

5/ Fuel Consumption Rate

$$= \frac{860,216 \text{ Kcal/kWh}}{9,700 \text{ Kcal} \times 0.35} = 0.253 \text{ /kWh}$$

Table 13-7 Cost Flow of Alternative Thermal Power Plant and Benefit of Irrigation

Unit: 10³US\$

Year	Alternative Thermal Power Plant			Benefit of Irrigation	Total
	Investment Cost	O & M	Energy Cost		
1984	-	-	-	-	-
1985	1,080	-	-	-	1,080
1986	5,400	-	-	-	5,400
1987	4,310	-	-	-	4,310
1988	-	270	7,823	1,375	9,468
1989	-	270	7,823	1,375	9,468
1990	-	270	7,823	1,375	9,468
2008	-	270	7,823	1,375	9,468
2009	-	270	7,823	1,375	9,468
2010	1,080	270	7,823	1,375	10,548
2011	5,400	270	7,823	1,375	14,868
2012	4,310	270	7,823	1,375	13,778
2013	-	270	7,823	1,375	9,468
2014	-	270	7,823	1,375	9,468
2034	-	270	7,823	1,375	9,468
2035	-	270	7,823	1,375	9,468
2036	-	270	7,823	1,375	9,468
2037	-	270	7,823	1,375	9,468
Total	21,580	13,500	391,150	68,750	494,980

Note: 1/ Investment Cost (10,790 x 10³US\$) is based on the price level on Dec. 1982 without interest during construction, import duties and escalation etc.

2/ Operation and Maintenance Cost are as following.

Power Facilities: 10,790 x 10³US\$ x 2.5% = 270 x 10³US\$

Energy: ^a 159.66 x 10⁶ kWh x 0.049US\$/kWh
= 7,823 x 10³US\$

^a including increased energy production

13.3.2 経済費用

代替火力設備による費用（水力設備の便益）に対する本計画は、すでに述べた効率価格を基準にしたものでなければならない。

これは市場価格を標準にした財務費用から、

- a) 資機材の輸入にかかる関税
- b) 国内資材価格に含まれる販売税等
- c) 国内機材の国際価格との比較による価格差
- d) 労務費用と労働の限界生産費（shadow wage）との価格差
- e) 輸送費に含まれる b) c) および d) 項

を削除することによって得られる。財務的費用の積算は、輸入資機材はCIF価格で行われているので、効率価格への変換は主として内貨分について修正される。結局、市場価格に対する効率価格比は Table 13-8 に示すとおりである。

Table 13-8 Ratio of Market Price and Efficiency Price

Scheme	Water Supply	Aricota No. 3
Civil Work	0.90	0.88
Hydraulic Equipaent	0.94	0.94
Electric Equipaent	0.95	0.94
Transmission	0.88	0.89
Weighted Average	0.87	0.90

Table 13-9 に経済費用のキャッシュフローを示す。

13.3.3 代替火力による評価

効率価格による耐用全期間の全費用（キャッシュフロー）を Table 13-7 および 13-9 に示す。Table 13-10 に示すように割引率を 10% とした場合、本計画の便益費用比（B/C）は 1.53 であり、本計画を実施することが代替火力による場合よりも有利であることを示している。また、Table 13-11 に示すように代替火力との比較による本計画の等価割引率は 17.1% である。

Table 13-9 Economic Cost Flow

Unit: 10³ US\$

Year	INVESTMENT COST											O & M			GRAND TOTAL			
	Water Supply Scheme			Aricota No. 3 P/S			Total	Aricota No. 1 P/S	Aricota No. 2 P/S	Pumping Station	Transmission Line	Total	Water Supply	Aricota No. 3 P/S		Aricota No. 1, 2 & Pumping Station	Total	
	Dam and Equipment	Transmission Line	Total	Dam and Equipment	Transmission Line	Total												
1984	4,140	0	4,140	230	0	230	4,420	0	0	0	0	0	4,420	0	0	0	0	4,420
85	6,590	0	6,590	4,598	0	4,598	11,188	0	0	0	0	0	11,188	0	0	0	0	11,188
86	9,195	1,034	10,229	7,450	0	7,450	17,679	0	0	0	0	0	17,679	0	0	0	0	17,679
87	8,437	398	8,835	8,057	386	8,443	17,278	0	0	0	0	0	17,278	0	0	0	0	17,278
88	0	0	0	3,120	28	3,148	3,148	0	0	0	0	0	3,148	139	258	337	734	3,882
89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
1990	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	337	734	734
10	351	0	351	612	0	612	953	0	0	0	0	0	953	139	258	337	734	1,687
11	1,655	1,034	2,689	2,773	0	2,773	5,462	0	0	0	0	0	5,462	139	258	337	734	6,196
12	1,742	398	2,140	4,333	386	4,719	6,859	0	0	0	0	0	6,859	139	258	337	734	7,593
13	0	0	0	1,845	28	1,873	1,873	0	125	0	0	125	1,998	139	258	337	734	2,732
14	0	0	0	0	0	0	0	197	2,728	0	0	2,925	2,925	139	258	337	734	3,659
15	0	0	0	0	0	0	0	2,455	4,273	0	0	6,728	6,728	139	258	337	734	7,462
16	0	0	0	0	0	0	0	3,316	1,918	1,900	3,200	10,334	10,334	139	258	337	734	11,068
17	0	0	0	0	0	0	0	1,454	0	950	669	3,070	3,070	139	258	337	734	3,804
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	674	1,071	1,071
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	674	1,071	1,071
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	674	1,071	1,071
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	674	1,071	1,071
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	674	1,071	1,071
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	258	674	1,071	1,071
TOTAL	32,100	2,864	34,964	33,068	828	33,896	68,860	7,419	9,044	2,850	3,859	23,182	92,042	6,950	12,900	22,916	42,766	134,808

Table 13-10 Estimated Net Present Value of the Alternative Plan

PROJECT EVALUATION BY THE NET PRESENT VALUE (N.P.V.) METHOD
--- WITH SHADOW PRICE FACTOR ---

*** EVALUATION CRITERIA ***

CALCULATION PERIOD --- 54 YEARS DISCOUNT RATE --- 10.0 % Unit: 10³ US\$

YEAR	HYDROPOWER					ALTERNATIVE				
	INVEST- MENT	ANNUAL COST	COST FLOW	NET PRESENT VALUE (10.0%)		INVEST- MENT	ANNUAL COST	BENEFIT FLOW	NET PRESENT VALUE (10.0%)	
	EMIL.TL	EMIL.TL	EMIL.TL	P.V.F IP.UF	N.P.V EMIL.TL	EMIL.TL	EMIL.TL	EMIL.TL	P.V.F IP.UF	N.P.V EMIL.TL
1984	4420.00	0.0	4420.00	0.9291	4018.18	0.0	0.0	0.0	0.9091	0.0
1985	11188.00	0.0	11188.00	0.8264	9246.29	1080.00	0.0	1080.00	0.8264	892.56
1986	17679.00	0.0	17679.00	0.7513	13282.53	5400.00	0.0	5400.00	0.7513	4057.18
1987	17278.00	0.0	17278.00	0.6830	11801.16	4310.00	0.0	4310.00	0.6830	2943.80
1988	3148.00	734.00	3882.00	0.6209	2410.43	0.0	9488.00	9488.00	0.6209	5873.98
1989	0.0	734.00	734.00	0.5645	414.33	0.0	9488.00	9488.00	0.5645	5344.46
1990	0.0	734.00	734.00	0.5132	376.65	0.0	9488.00	9488.00	0.5132	4850.61
1991	0.0	734.00	734.00	0.4655	342.42	0.0	9488.00	9488.00	0.4655	4416.92
1992	0.0	734.00	734.00	0.4211	311.29	0.0	9488.00	9488.00	0.4211	4015.39
1993	0.0	734.00	734.00	0.3855	282.99	0.0	9488.00	9488.00	0.3855	3650.36
1994	0.0	734.00	734.00	0.3505	257.26	0.0	9488.00	9488.00	0.3505	3318.51
1995	0.0	734.00	734.00	0.3186	233.89	0.0	9488.00	9488.00	0.3186	3016.83
1996	0.0	734.00	734.00	0.2897	212.62	0.0	9488.00	9488.00	0.2897	2742.57
1997	0.0	734.00	734.00	0.2633	193.29	0.0	9488.00	9488.00	0.2633	2493.25
1998	0.0	734.00	734.00	0.2384	175.72	0.0	9488.00	9488.00	0.2384	2265.59
1999	0.0	734.00	734.00	0.2174	159.74	0.0	9488.00	9488.00	0.2174	2065.54
2000	0.0	734.00	734.00	0.1978	145.22	0.0	9488.00	9488.00	0.1978	1879.22
2001	0.0	734.00	734.00	0.1793	132.02	0.0	9488.00	9488.00	0.1793	1702.93
2002	0.0	734.00	734.00	0.1635	120.02	0.0	9488.00	9488.00	0.1635	1548.32
2003	0.0	734.00	734.00	0.1486	109.18	0.0	9488.00	9488.00	0.1486	1407.38
2004	0.0	734.00	734.00	0.1351	99.19	0.0	9488.00	9488.00	0.1351	1279.44
2005	0.0	734.00	734.00	0.1228	90.17	0.0	9488.00	9488.00	0.1228	1163.13
2006	0.0	734.00	734.00	0.1117	81.97	0.0	9488.00	9488.00	0.1117	1057.39
2007	0.0	734.00	734.00	0.1015	74.52	0.0	9488.00	9488.00	0.1015	961.26
2008	0.0	734.00	734.00	0.0923	67.75	0.0	9488.00	9488.00	0.0923	873.88
2009	0.0	734.00	734.00	0.0839	61.59	0.0	9488.00	9488.00	0.0839	794.43
2010	953.00	734.00	1687.00	0.0763	128.68	1080.00	9488.00	10368.00	0.0763	804.65
2011	5432.00	734.00	6166.00	0.0693	429.66	5400.00	9488.00	14888.00	0.0693	1031.02
2012	8839.00	734.00	9573.00	0.0632	478.67	4310.00	9488.00	13778.00	0.0632	888.58
2013	1938.00	734.00	2672.00	0.0573	156.57	0.0	9488.00	9488.00	0.0573	542.61
2014	2925.00	734.00	3659.00	0.0521	197.63	0.0	9488.00	9488.00	0.0521	493.28
2015	6728.00	734.00	7462.00	0.0474	353.43	0.0	9488.00	9488.00	0.0474	441.44
2016	10314.00	734.00	11048.00	0.0431	476.57	0.0	9488.00	9488.00	0.0431	407.67
2017	3070.00	734.00	3804.00	0.0391	148.90	0.0	9488.00	9488.00	0.0391	170.61
2018	0.0	1071.00	1071.00	0.0356	38.11	0.0	9488.00	9488.00	0.0356	336.92
2019	0.0	1071.00	1071.00	0.0324	31.65	0.0	9488.00	9488.00	0.0324	306.29
2020	0.0	1071.00	1071.00	0.0294	26.57	0.0	9488.00	9488.00	0.0294	278.45
2021	0.0	1071.00	1071.00	0.0267	22.63	0.0	9488.00	9488.00	0.0267	253.13
2022	0.0	1071.00	1071.00	0.0243	19.43	0.0	9488.00	9488.00	0.0243	230.12
2023	0.0	1071.00	1071.00	0.0221	16.66	0.0	9488.00	9488.00	0.0221	209.20
2024	0.0	1071.00	1071.00	0.0201	14.21	0.0	9488.00	9488.00	0.0201	190.18
2025	0.0	1071.00	1071.00	0.0183	12.56	0.0	9488.00	9488.00	0.0183	172.89
2026	0.0	1071.00	1071.00	0.0166	11.78	0.0	9488.00	9488.00	0.0166	157.18
2027	0.0	1071.00	1071.00	0.0151	10.81	0.0	9488.00	9488.00	0.0151	142.89
2028	0.0	1071.00	1071.00	0.0137	10.49	0.0	9488.00	9488.00	0.0137	129.90
2029	0.0	1071.00	1071.00	0.0125	10.35	0.0	9488.00	9488.00	0.0125	118.09
2030	0.0	1071.00	1071.00	0.0113	12.14	0.0	9488.00	9488.00	0.0113	107.35
2031	0.0	1071.00	1071.00	0.0103	11.04	0.0	9488.00	9488.00	0.0103	97.69
2032	0.0	1071.00	1071.00	0.0094	10.04	0.0	9488.00	9488.00	0.0094	88.72
2033	0.0	1071.00	1071.00	0.0085	9.12	0.0	9488.00	9488.00	0.0085	80.66
2034	0.0	1071.00	1071.00	0.0077	8.29	0.0	9488.00	9488.00	0.0077	73.32
2035	0.0	1071.00	1071.00	0.0070	7.54	0.0	9488.00	9488.00	0.0070	66.55
2036	0.0	1071.00	1071.00	0.0064	6.85	0.0	9488.00	9488.00	0.0064	60.60
2037	0.0	1071.00	1071.00	0.0058	6.23	0.0	9488.00	9488.00	0.0058	55.09
TOTAL	92042.00				47420.25	21510.00				72338.75

Note: Benefit of Irrigation is included in the Alternative Cost.

Table 13-11 Estimation of Equalizing Discount Rate

DISCOUNT RATE VARIABLE SHEET
--- WITH SHADOW PRICE FACTOR ---

*** EVALUATION CRITERIA ***

CALCULATION PERIOD --- 54 YEARS

DISCOUNT RATE (X)	HYDRO		ALT		BENEFIT - COST		ANALYSIS	
	TOTAL INVEST (MIL.YL)	TOTAL INVEST (MIL.YL)	COST (MIL.YL)	BENEFIT (MIL.YL)	S-C (MIL.YL)	B/C RATIO	B/C (°)	
5.0	92042.00	21580.00	68617.75	154107.37	87489.62	2.3133		
5.5	92042.00	21580.00	65066.83	140825.56	77158.69	2.2119		
6.0	92042.00	21580.00	61043.21	129192.50	68149.25	2.1164		
6.5	92042.00	21580.00	58999.05	119957.81	60258.77	2.0268		
7.0	92042.00	21580.00	56594.32	109915.62	53211.30	1.9422		
7.5	92042.00	21580.00	54694.59	101690.12	47195.53	1.8629		
8.0	92042.00	21580.00	52972.15	94741.25	41769.10	1.7885		
8.5	92042.00	21580.00	51402.05	88344.25	36942.20	1.7187		
9.0	92042.00	21580.00	49964.37	82599.37	32635.00	1.6532		
9.5	92042.00	21580.00	48641.95	77421.62	28779.67	1.5917		
10.0	92042.00	21580.00	47420.25	72734.75	25318.50	1.5339		
10.5	92042.00	21580.00	46286.87	68489.50	22202.63	1.4787		
11.0	92042.00	21580.00	45230.86	64620.92	19390.05	1.4267		
11.5	92042.00	21580.00	44243.29	61087.30	16844.01	1.3807		
12.0	92042.00	21580.00	43316.35	57851.11	14534.76	1.3355		
12.5	92042.00	21580.00	42443.39	54879.04	12435.64	1.2930		
13.0	92042.00	21580.00	41618.65	52142.66	10524.01	1.2529		
13.5	92042.00	21580.00	40836.89	49616.25	8779.36	1.2150		
14.0	92042.00	21580.00	40093.87	47278.45	7184.58	1.1792		
14.5	92042.00	21580.00	39385.87	45110.40	5724.52	1.1453		
15.0	92042.00	21580.00	38709.50	43095.27	4385.77	1.1133		
15.5	92042.00	21580.00	38061.97	41218.71	3156.74	1.0829		
16.0	92042.00	21580.00	37440.85	39468.04	2027.20	1.0541		
16.5	92042.00	21580.00	36843.68	37831.15	987.47	1.0268		
17.0	92042.00	21580.00	36268.63	36294.19	-29.56	1.0008		
17.1	92042.00	21580.00	36156.04	36003.26	-152.82	0.9958		
17.5	92042.00	21580.00	35713.96	34860.34	-853.62	0.9761		
18.0	92042.00	21580.00	35178.19	33509.54	-1668.65	0.9526		
18.5	92042.00	21580.00	34660.03	32238.82	-2421.21	0.9301		
19.0	92042.00	21580.00	34158.07	31041.21	-3116.85	0.9088		
19.5	92042.00	21580.00	33671.30	29911.20	-3760.11	0.8883		
20.0	92042.00	21580.00	33199.01	28843.64	-4355.17	0.8688		

° --- I.R.R (HYDROPOWER)

13.4 経済的内部収益率

13.4.1 条件

すでに記述したように南西地域 (R・O SUR OESTE) における 1982 年 12 月末の平均的電力料金 33 mills/kWh として財務的評価を行った。経済的内部収益率を求めるにあたっては費用を効率価格で置き換えたと同様に、便益もまた自由主義経済の完全競争下のもとに決められる効率価格でなければならない。電気事業の形態からこのような経済社会での効率価格による便益を想定することは困難でありかなり主観要素が入るかもしれない。

ここでは

- a) 南西地域と経済社会的に類似地域を致地域選ぶ。R・O・NORTE、R・O・CENTRO、R・O SUR OESTE、ZONA HUACHO はこの条件を満たすものとして選ばれた。
- b) この 4 地域における販売電力量と収入料金から平均電力料金を求めこの平均値を求めておく。この値は価格政策やその他人為的条件でゆがめられていない国境価格でありサービス受容者が支払可能な料金である。

として、効率価格として 50 mills/kWh を採用する (Fig 13-1)。経済的内部収益率で求めるときの便益は、この電力料金に基づく電力便益と農業便益とあわせて評価する。

13.4.2 経済的内部収益率

計算結果を Table 13-12 と 13-13 に示す。効率価格とサービス受容者の支払可能な電力料金による電力便益および農業便益に基づく経済的内部収益率は 13.1% を示している。

この値は、世銀などの国際金融機関の基準とされている内部収益率とくらべても有利である。したがって、本計画は経済的にも充分企業化可能性を有すると判断される。

Fig. 13-1 Calculated Tariff Rate

Note :
 Values listed "Resumen de Venta de
 Energia Eléctrica a Nivel Nacional,
 Año 1982" are used as a basic one
 to estimate the tariff rate of the end
 of December 1982

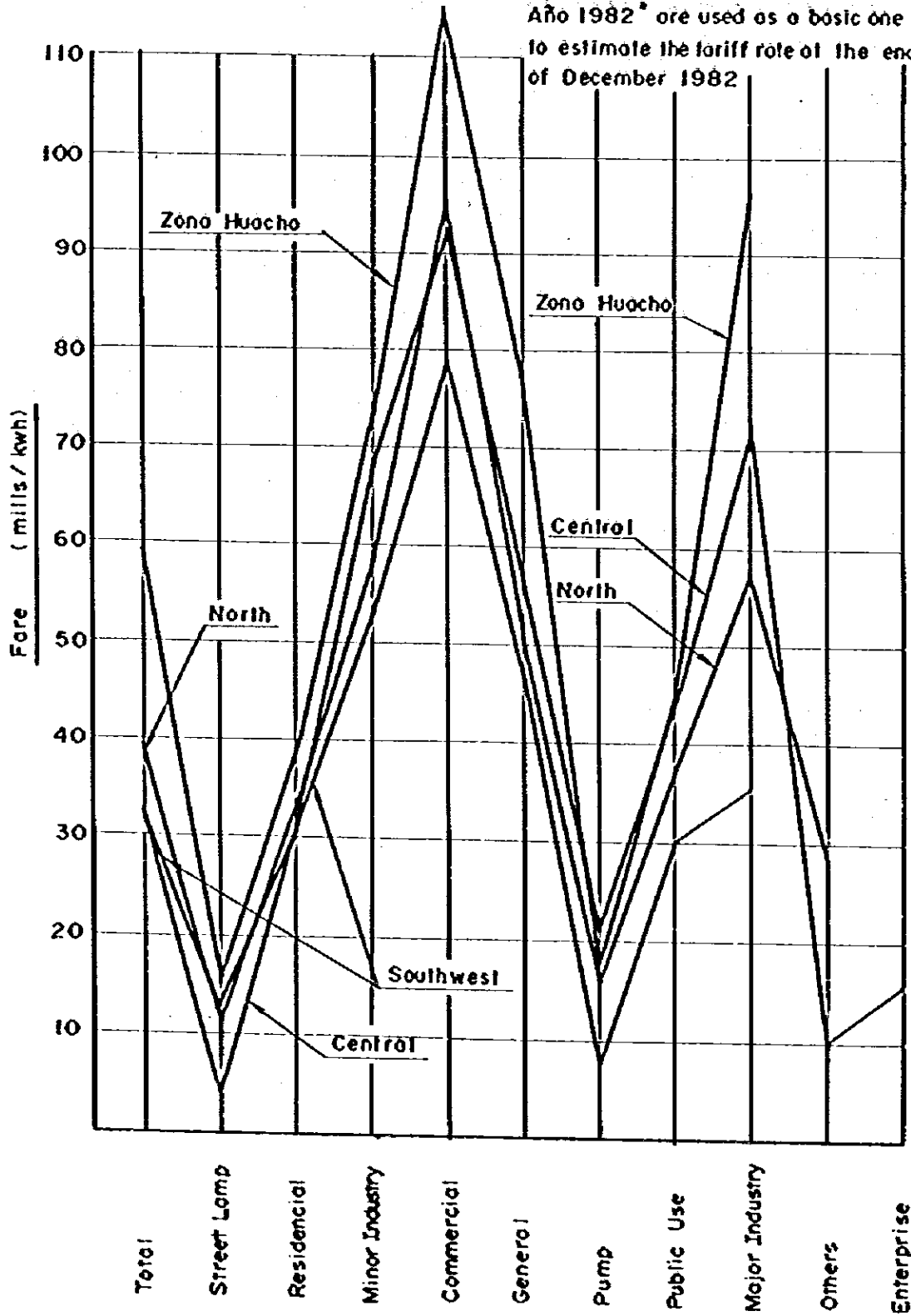


Table 13-12 Estimated Economic Net Present Value

PROJECT EVALUATION BY THE NET PRESENT VALUE (N.P.V) METHOD
--- WITH SHADOW PRICE FACTOR ---

*** EVALUATION CRITERIA ***

CALCULATION PERIOD --- 34 YEARS DISCOUNT RATE --- 10.0 % Unit: 10³ US\$

YEAR	HYDROPOWER				ALTERNATIVE				
	INVEST- MENT	ANNUAL COST	COST FLOW	NET PRESENT VALUE (I = 10.0 %)	INVEST- MENT	ANNUAL COST	BENEFIT FLOW	NET PRESENT VALUE (I = 10.0 %)	
	(MIL.TL)	(MIL.TL)	(MIL.TL)	P.V.F (P.02)	(MIL.TL)	(MIL.TL)	(MIL.TL)	P.V.F (P.02)	
1984	4520.00	0.0	4520.00	0.9231	0.0	0.0	0.0	0.9231	0.0
1985	3118.00	0.0	3118.00	0.8265	0.0	0.0	0.0	0.8265	0.0
1986	1767.00	0.0	1767.00	0.7513	0.0	0.0	0.0	0.7513	0.0
1987	1278.00	0.0	1278.00	0.6830	0.0	0.0	0.0	0.6830	0.0
1988	3148.00	734.00	3882.00	0.6209	0.0	3893.00	3893.00	0.6209	5521.87
1989	0.0	734.00	734.00	0.5645	0.0	3893.00	3893.00	0.5645	5019.89
1990	0.0	734.00	734.00	0.5132	0.0	3893.00	3893.00	0.5132	4563.54
1991	0.0	734.00	734.00	0.4655	0.0	3893.00	3893.00	0.4655	4148.68
1992	0.0	734.00	734.00	0.4211	0.0	3893.00	3893.00	0.4211	3771.53
1993	0.0	734.00	734.00	0.3855	0.0	3893.00	3893.00	0.3855	3428.67
1994	0.0	734.00	734.00	0.3555	0.0	3893.00	3893.00	0.3555	3118.97
1995	0.0	734.00	734.00	0.3186	0.0	3893.00	3893.00	0.3186	2833.61
1996	0.0	734.00	734.00	0.2897	0.0	3893.00	3893.00	0.2897	2576.01
1997	0.0	734.00	734.00	0.2633	0.0	3893.00	3893.00	0.2633	2341.83
1998	0.0	734.00	734.00	0.2394	0.0	3893.00	3893.00	0.2394	2128.94
1999	0.0	734.00	734.00	0.2176	0.0	3893.00	3893.00	0.2176	1935.40
2000	0.0	734.00	734.00	0.1978	0.0	3893.00	3893.00	0.1978	1759.46
2001	0.0	734.00	734.00	0.1799	0.0	3893.00	3893.00	0.1799	1599.51
2002	0.0	734.00	734.00	0.1635	0.0	3893.00	3893.00	0.1635	1454.10
2003	0.0	734.00	734.00	0.1486	0.0	3893.00	3893.00	0.1486	1321.91
2004	0.0	734.00	734.00	0.1351	0.0	3893.00	3893.00	0.1351	1201.74
2005	0.0	734.00	734.00	0.1228	0.0	3893.00	3893.00	0.1228	1092.49
2006	0.0	734.00	734.00	0.1117	0.0	3893.00	3893.00	0.1117	993.17
2007	0.0	734.00	734.00	0.1015	0.0	3893.00	3893.00	0.1015	902.89
2008	0.0	734.00	734.00	0.0923	0.0	3893.00	3893.00	0.0923	820.81
2009	0.0	734.00	734.00	0.0839	0.0	3893.00	3893.00	0.0839	746.19
2010	353.00	734.00	1087.00	0.0763	0.0	3893.00	3893.00	0.0763	678.35
2011	3182.00	734.00	4116.00	0.0693	0.0	3893.00	3893.00	0.0693	616.69
2012	4459.00	734.00	5193.00	0.0630	0.0	3893.00	3893.00	0.0630	560.62
2013	1584.00	734.00	2318.00	0.0573	0.0	3893.00	3893.00	0.0573	509.66
2014	2925.00	734.00	3659.00	0.0521	0.0	3893.00	3893.00	0.0521	463.33
2015	6728.00	734.00	7462.00	0.0474	0.0	3893.00	3893.00	0.0474	421.21
2016	10334.00	734.00	11068.00	0.0431	0.0	3893.00	3893.00	0.0431	382.91
2017	3070.00	734.00	3804.00	0.0391	0.0	3893.00	3893.00	0.0391	348.10
2018	0.0	1071.00	1071.00	0.0355	0.0	3893.00	3893.00	0.0355	316.66
2019	0.0	1071.00	1071.00	0.0324	0.0	3893.00	3893.00	0.0324	287.69
2020	0.0	1071.00	1071.00	0.0296	0.0	3893.00	3893.00	0.0296	261.34
2021	0.0	1071.00	1071.00	0.0271	0.0	3893.00	3893.00	0.0271	237.76
2022	0.0	1071.00	1071.00	0.0248	0.0	3893.00	3893.00	0.0248	216.15
2023	0.0	1071.00	1071.00	0.0227	0.0	3893.00	3893.00	0.0227	196.50
2024	0.0	1071.00	1071.00	0.0208	0.0	3893.00	3893.00	0.0208	178.63
2025	0.0	1071.00	1071.00	0.0183	0.0	3893.00	3893.00	0.0183	162.39
2026	0.0	1071.00	1071.00	0.0165	0.0	3893.00	3893.00	0.0165	147.63
2027	0.0	1071.00	1071.00	0.0151	0.0	3893.00	3893.00	0.0151	134.21
2028	0.0	1071.00	1071.00	0.0137	0.0	3893.00	3893.00	0.0137	122.01
2029	0.0	1071.00	1071.00	0.0125	0.0	3893.00	3893.00	0.0125	110.92
2030	0.0	1071.00	1071.00	0.0113	0.0	3893.00	3893.00	0.0113	100.83
2031	0.0	1071.00	1071.00	0.0103	0.0	3893.00	3893.00	0.0103	91.67
2032	0.0	1071.00	1071.00	0.0094	0.0	3893.00	3893.00	0.0094	83.33
2033	0.0	1071.00	1071.00	0.0085	0.0	3893.00	3893.00	0.0085	75.76
2034	0.0	1071.00	1071.00	0.0077	0.0	3893.00	3893.00	0.0077	68.87
2035	0.0	1071.00	1071.00	0.0070	0.0	3893.00	3893.00	0.0070	62.61
2036	0.0	1071.00	1071.00	0.0064	0.0	3893.00	3893.00	0.0064	56.92
2037	0.0	1071.00	1071.00	0.0058	0.0	3893.00	3893.00	0.0058	51.74
TOTAL	92042.00				0.0				60223.84

Note: Benefit of Irrigation is included in the Alternative Cost.

Table 13-13 Estimation of Economic Internal Rate of Return

DISCOUNT RATE VARIABLE SHEET
 --- WITH SHADOW PRICE FACTOR ---

*** EVALUATION CRITERIA ***

CALCULATION PERIOD --- 54 YEARS

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSIS			B/C - DISCOUNT RATE
			COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B/C RATIO	
1.0	92042.00	0.0	112253.50	334980.81	122737.31	2.9844
1.5	92042.00	0.0	1103180.12	1293265.56	190085.44	2.8423
2.0	92042.00	0.0	95434.81	1258172.94	162738.12	2.7052
2.5	92042.00	0.0	88785.69	1228066.44	139720.75	2.5737
3.0	92042.00	0.0	83050.37	1203901.44	128251.06	2.4479
3.5	92042.00	0.0	78077.75	1181775.44	118697.69	2.3281
4.0	92042.00	0.0	73747.12	1163906.31	89459.19	2.2144
4.5	92042.00	0.0	69934.56	1147374.12	74194.56	2.1067
5.0	92042.00	0.0	66617.75	113267.31	66949.56	2.0050
5.5	92042.00	0.0	63666.83	121345.94	57879.11	1.9091
6.0	92042.00	0.0	61043.21	111028.81	49985.61	1.8189
6.5	92042.00	0.0	58699.05	101786.62	43087.58	1.7340
7.0	92042.00	0.0	56594.32	93630.25	37035.93	1.6544
7.5	92042.00	0.0	54694.94	86401.06	31706.12	1.5797
8.0	92042.00	0.0	52972.15	79666.56	26994.41	1.5096
8.5	92042.00	0.0	51402.05	74216.69	22814.64	1.4439
9.0	92042.00	0.0	49964.37	69059.31	19094.94	1.3822
9.5	92042.00	0.0	48641.95	6417.21	15775.25	1.3243
10.0	92042.00	0.0	47420.25	6023.64	12803.39	1.2700
10.5	92042.00	0.0	46286.87	56423.42	10136.55	1.2190
11.0	92042.00	0.0	45230.86	52967.82	7756.95	1.1711
11.5	92042.00	0.0	44253.29	49816.56	5573.27	1.1260
12.0	92042.00	0.0	43316.35	46934.84	3618.49	1.0835
12.5	92042.00	0.0	42443.59	44292.45	1849.04	1.0436
13.0	92042.00	0.0	41610.65	41863.50	244.85	1.0059
13.5	92042.00	0.0	41458.93	41500.95	-57.96	0.9966
14.0	92042.00	0.0	40856.89	39224.74	-1212.15	0.9703
14.5	92042.00	0.0	40093.87	37556.76	-2537.11	0.9367
15.0	92042.00	0.0	39385.87	35642.45	-3743.45	0.9050
15.5	92042.00	0.0	38709.50	33866.50	-4843.00	0.8749
16.0	92042.00	0.0	38062.07	32216.25	-5845.82	0.8464
16.5	92042.00	0.0	37440.85	30679.27	-6761.57	0.8194

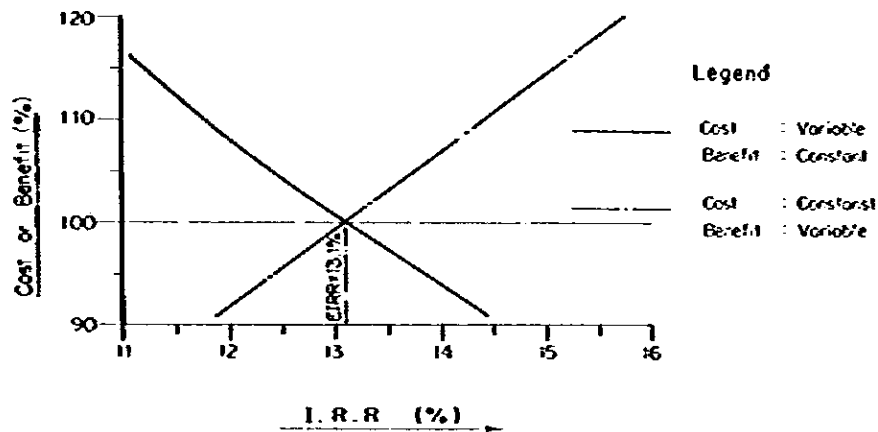
o --- I.R.R (HYDROPOWER)

13.5 感度分析

本計画の費用および便益は、先に述べた条件のもとで見積られ内部収益率などの指標による経済性評価が行われた。ここでは電力便益をサービス受容者の支払可能額と農業便益で評価し、費用は効率価格で評価した場合の感度分析を行う。一部の分野では十分な精度の資料が得られなかったものの、計算の基礎になった諸数値は十分に起りうるもの（見積り中央値）を採用している。

計算結果を Fig 13-2 に示した。これによれば費用および便益率はそれぞれ 10% 変動する場合、経済的内部収益率はそれぞれ 1.4 ~ 1.3% 変動する。費用が 10% 増加し便益が 10% 減少する最も厳しい条件でも、国際金融機関の一般的基準値（10%）を満している。

Fig. 13-2 Sensitivity Analysis



第14章 融資返済計画

第 14 章 融資返済計画

14.1	基本的考察	XV - 1
14.2	所要資金と調達	XV - 1
14.3	電力料金および収入	XV - 2
14.4	返済計画	XV - 3

TABLE LIST

Table 14-1	Estimated Tariff Rates
Table 14-2	Amortization Schedule
Table 14-3	Statement of Income
Table 14-4	Statement of Cash Flow
Table 14-5	Ratios of Operation and Maintenance Costs

第14章 融資返済計画

14.1 基本的考察

(1) エネルギー関連事業のように公共性を持つ開発計画の実施では、比較的短期間に巨額の先行投資が行われ、これによって得られる収益が投入資金を回収できるまでに長期間を必要とするのが一般的である。したがって投入資金の回収期間を含む法定耐用期間が長くなるので、投入資金は低利で返済期間の長いソフトローンの導入が考慮されねばならない。石油危機に端を発した先進諸国の経済的停滞は発展途上国の経済運営に厳しい影響をおよぼしている。これらの諸国では高いインフレーション率と相まって、都市銀行の貸出金利は先進諸国のそれと比較してきわめて高率となっている。

以上の状況を考慮すると、本計画の実施にあたっては、比較的低金利の国際金融機関からの借入れや、政府間開発援助などで必要資金をまかなうことが不可欠の条件である。

(2) 本計画を国家経済レベルでとらえると、水力発電計画と同時に既耕地のかんがい水確保を目的としている公共事業であり、経済評価を行う場合ふたつの便益の計量が可能でありかつ計上されねばならない。しかし、実施主体である企業レベルで計画を考えると、電力料金による収入がELECTROPERUを経て回収可能である一方、既耕地における農業収益を企業レベルで回収すると考えるのは現実的でない。財政的にみれば本来後者は国税をひきあてとした補助金を参加させることで考慮されるべきであるが、ここでは電力料金収入だけにによる返済計画を検討してみる。

14.2 所要資金と調達

計画実施のための所要資金（初期投資額）は1982年12月末の物価水準で総額67.4百万US\$と見積られる。このうち外貨相当分は34.1百万US\$であり、一方内貨相当分は33.3百万US\$である。年度別所要資金はTable 14-2に示す通りであり、これは建設期間中の利息、数量変動に伴う予備費を含むもの、物価上昇による予備費は含まない。

資金の調達先としてはすでに述べたように、外貨相当分、内貨相当分はそれぞれ政府間開発援助、国際金融機関から借入されるとする。金利および償還の条件は以下の通りである。

外貨	利率	4.5%
	償還期間	25年（内7年据置）
	償還方法	元本均等償還
内貨	利率	10.5%
	償還期間	20年（内5年据置）
	償還方法	元利均等

約定手数料 年率 0.75%

14.3 電力料金および収入

(i) 電力料金

融資償還の検討において電力料金は償還原負を決定するので重要である。すでに経済評価で述べた様に、南西地域における1982年12月末の平均的販売料金は33mills/KWhであるとした。これは既設の水力および火力発電設備によって発電される発電原価に基づいて決められたとみなされ、新規電源による料金は既設のそれよりも高くなるのが一般的であろう。本計画による発生電力料金を代替火力と同一条件の1次変電所端で示せばTable 14-1のようになる。

Table 14-1 Estimated Tariff Rates

(mills/kWh)				
	Present Average *1	Alternative Thermal Plant *2	Prime Cost by the Project *3	Most Probable Rate to pay *4
Rate	33	49	45	50
Kind	Customer End	Equivalent one to *3	Transmission End	Customer End

- Note: 1. The value *1 shows average tariff rate in the southwestern region.
2. The value *2 shows only kWh value due to the alternative thermal power plant based on fuel cost and O&M cost
3. Ten (10) percent of the rate is included in the value *3 as annual indirect cost.

需要端における販売原価は、需要端方での送電費用と販売のための間接費を加算したものである。新規需要家への送配電網を新設するケースでは、一般的に販売料金の40～30%程度がこれに相当すると考えられる。ここでは、1次変電端における料金を10%増加させた料金50mills/KWhを新規電力量の料金原負として財務的検討を行う。いままでもなく実際の販売料金はAricota-SPCC系における全体の需要によって決定されるものであり、上記販売原価額とは異なるものである。

(2) 費用

① 減価償却費

本計画に係る設備の減価償却費は残存価格を零(0)として定額法によって求める。
設備の耐用年数は以下の様にさだめた。

土木構造物	50年
電気機器	25年
送電線	25年
水門機器	25年

既設発電所群の電気機器、送電線の更新費用は、本計画によって延長された耐用期間に対応する分を計上するものとした。したがって、既設設備の第一回目の更新費用は計上していない。

② 運転維持費

保守運転費の総合設備の維持修繕費などが計上される。これは新設のアリコータ第3発電所の運転維持費を Table 14-5 に示すように想定し、同時に既設発電所の増分電力量に対応する費用としては、設備出力と電力量によって新設発電所のそれを割りふるものとする。既設と新設を合せた総合評価によれば、水橋給計画と発電計画の建設工事費に対する比率はそれぞれ 0.5% と 1% になる。

Table 14-5 Ratios of Operation and Maintenance Costs

Civil Structure Facil.	Generating and Transforming Equip.	Transmission Facil.
1.0%	2.0%	1.5%

14.4 返済計画

発電設備の固定資産の減価償却費は会計処理上費用に計上されるが、本来、現実に支出される費用ではなく引当金(積立金)である。したがって、融資の返済計画においては返済源資に組込むことが出来るものである。よって本計画の経常収支における純益(営業利益)と前記の減価償却費とを併せたものが返済引当可能源資となりこれらの値は Table 14-3 に示されている。

一方、前項に述べた融資条件に基づいて借入れ先への返済すべき各年の費用は Table 14-4 に示される。この表から判るように、本計画に投入された資本と投下資本により生み出される利益とがバランスするのは、運転開始後第 17 年目であり、この時点で投下資本は回収されそ

れ以降は利潤を生むこととなる。すでに述べた様に以上の財務返済計画は電力料金収入のみによるとした場合の評価である。本計画は公共事業であり電力と農業による評価を行うものとするが、農業便益は充分の費用負担（プロセーション）として評されるべきであり、実際に適用される資金の条件は将来再評価されるべきである。

Table 14-2 Amortization Schedule

Unit: 10³ US\$

No. Year	Borrowing			Redemption			Interest			Total	Outstanding Balance
	Foreign Currency	Local Currency	Interest for L.C	Total	Interest for F.C	Principal		Interest			
						F.C	L.C	F.C	L.C		
1 1984	2,400	2,669	140	5,209	54	228					282
2 1985	6,313	6,167	604	13,084	250	178					438
3 1986	11,100	8,409	1,370	20,879	642	104					746
4 1987	9,763	10,572	2,415	22,750	1,168						1,168
5 1988	2,443	921		3,364							1,168
6 1989							1,006.3	1,006.3	1,440.9	3,493.0	4,933.9
7 1990							1,111.9	1,111.9	1,400.9	3,493.0	4,933.9
8 1991							1,228.7	3,007.5	1,440.9	3,387.4	4,828.3
9 1992							1,357.7	3,136.5	1,440.9	3,270.6	4,711.5
10 1993							1,500.2	3,279.0	1,360.8	3,141.6	4,502.4
11 1994							1,778.8	3,436.6	1,280.8	2,999.1	4,279.9
12 1995							1,778.8	3,610.6	1,200.7	2,861.5	4,042.2
13 1996							1,778.8	3,803	1,120.7	2,687.5	3,788.2
14 1997							1,778.8	4,015.5	1,040.6	2,475.1	3,515.7
15 1998							1,778.8	4,250.4	960.6	2,262.6	3,233.2
16 1999							1,778.8	4,509.9	880.5	2,027.7	2,908.2
17 2000							1,778.8	4,796.7	800.5	1,768.2	2,568.7
18 2001							1,778.8	5,113.5	720.4	1,481.4	2,201.8
19 2002							1,778.8	5,463.7	640.4	1,164.6	1,805.0
20 2003							1,778.8	5,850.3	560.3	814.4	1,374.7
21 2004							1,778.8	6,271.5	480.3	427.8	908.1
22 2005							1,778.8	6,738.8	400.3	400.3	400.3
23 2006							1,778.8	7,257.6	320.2	320.2	320.2
24 2007							1,778.8	7,834.4	240.2	240.2	240.2
25 2008							1,779.4	8,473.8	160.1	160.1	160.1
							1,779.4	9,173.2	80.0	80.0	80.0
TOTAL	32,019	28,738	4,529	65,286	2,114	510	32,019	33,267	18,011.0	37,715.5	55,726.5

Table 14-3 Statement of Income

UNIT: 10³ US\$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
(A) Energy Sales											
Energy Sold	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Electricity rate per kWh	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Gross revenue	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515
(B) Total Operating Cost											
Operation & Maintenance	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4
Depreciation	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798
	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4
(C) Operating Income											
(A) - (B)	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6
(D) Financial Expenses											
Interest on P.C	4,933.9	4,933.9	4,828.9	4,711.5	4,502.4	4,279.9	4,042.2	3,788.2	3,515.7	3,223.2	2,908.2
Interest on L.C	1,440.9	1,440.9	1,440.9	1,440.9	1,360.8	1,280.8	1,200.7	1,120.7	1,040.6	960.6	880.5
	3,493.0	3,493.0	3,387.4	3,270.0	3,141.6	2,999.1	2,842.5	2,667.5	2,475.1	2,262.6	2,027.7
(E) Net Income											
(C) - (D)	570.7	570.7	676.3	793.1	1,002.2	1,224.7	1,462.4	1,716.4	1,948.9	2,281.4	2,516.4

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
(A) Energy Sales										
Energy Sold	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Electricity rate per kWh	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Gross revenue	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515	7,515
(B) Total Operating Cost										
Operation & Maintenance	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4	2,010.4
Depreciation	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798
	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4
(C) Operating Income										
(A) - (B)	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6	5,504.6
(D) Financial Expenses										
Interest on P.C	2,568.7	2,501.8	1,805.0	1,374.7	908.1	400.3	320.2	240.2	100.1	80.0
Interest on L.C	800.5	720.4	640.4	560.3	480.3	400.3	320.2	240.2	160.1	80.0
	1,768.2	1,681.4	1,164.6	814.4	427.8					
(E) Net Income										
(C) - (D)	2,935.9	3,202.8	3,699.6	4,129.9	4,596.3	5,104.3	5,184.4	5,264.4	5,344.5	5,424.6

Table 14-4 Statement of Cash Flow

Units: 103 US\$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
(A) Cash Receipt											
1) Net income	5,491	13,512	21,625	23,918	5,147.1	1,783.1	1,888.7	2,005.5	2,214.6	2,437.1	2,674.8
2) Depreciation					370.7	370.7	676.3	793.1	1,002.2	1,226.7	1,462.4
3) Borrowing					1,212.6	1,212.6	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4
Foreign currency	3,209	13,084	20,879	22,750	3,364						
Local currency	2,400	6,313	11,100	9,763	2,443						
COMYTACNA's fund	2,809	6,771	9,779	12,987	921						
4) COMYTACNA's fund											
Local currency	282	428	746	1,168							
(B) Cash Disbursement											
1) Construction expenditure	5,491.0	13,512	21,625	23,918	3,364	1,006.3	1,111.9	3,007.5	3,136.5	3,279.0	3,436.6
Foreign currency	5,491	13,512	21,625	23,918	3,364						
Local currency	2,400	6,313	11,100	9,763	2,443						
2) Repayment of Debt											
Principle of governmental credit						1,006.3	1,111.9	3,007.5	3,136.5	3,279.0	3,436.6
Principle of IPI credit						1,006.3	1,111.9	1,228.7	1,357.7	1,500.2	1,657.8
(C) Cash Balance											
(A) - (B)	0	0	0	0	1,783.1	776.8	776.8	-1,002	-921.9	-861.9	-761.8
(D) Accumulated Total											
					1,783.1	2,559.9	3,336.7	2,334.7	1,412.8	570.9	-190.9
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2004
(A) Cash Receipt											
1) Net income	2,928.8	3,201.3	3,493.8	3,808.8	4,148.3	4,515.2	4,912.0	5,342.3	5,808.9	6,316.7	6,836.7
2) Depreciation	1,716.4	1,988.9	2,281.4	2,596.4	2,935.9	3,302.8	3,699.6	4,129.9	4,596.5	5,104.3	5,636.3
3) Borrowing											
Foreign currency	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4	1,212.4
Local currency											
COMYTACNA's fund											
4) COMYTACNA's fund											
Local currency											
(B) Cash Disbursement											
1) Construction expenditure	3,610.4	3,803.0	4,015.3	4,250.4	4,509.9	4,796.7	5,113.5	5,463.7	5,850.3	6,250.3	6,650.3
Foreign currency											
Local currency											
Interest for P.C											
Commitment charge											
2) Repayment of Debt											
Principle of governmental credit											
Principle of IPI credit											
(C) Cash Balance											
(A) - (B)	-681.6	-601.7	-521.7	-441.6	-361.6	-281.5	-201.5	-121.4	-41.4	4,537.9	4,537.9
(D) Accumulated Total											
	-872.7	-1,474.4	-1,996.1	-2,437.7	-2,799.3	-3,080.8	-3,282.3	-3,403.7	-3,443.1	-3,492.8	-3,492.8

JICA