

No. 36

資料  
214

ポリウイア共和国

# ピラヤ水力発電計画

## 調査報告書

1982年3月

国際協力事業団

資料  
214

ポリウイア共和国  
ピラヤ水力発電計画調査報告書

82年3月

国際協力事業団

702  
64.3  
MPN

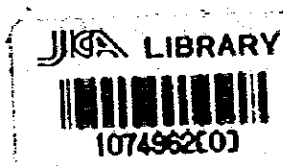


マイクロ  
フィッシュ作成

ボリヴィア共和国

# ピラヤ水力発電計画

調査報告書



19270

1982年3月

国際協力事業団

國際協力事業団

19270

## は し が き

日本国政府はボリヴィア共和国政府の要請に基づき同国南部ピラヤ川水力発電開発計画に係るフィージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、榎並敏夫氏を団長とする調査団を、派遣し1979年9月より1981年8月まで4次にわたる現地調査を行った。

同調査団は、ボリヴィア共和国政府及び関係機関の協力を得て、プロジェクト関連地域の踏査、関係資料の収集等の現地調査を実施し、同現地調査によって得られた結果及び資料に基づき、データの検討、解析等の国内作業を行った。

本報告書はこれらの成果を取りまとめたものである。本報告書がボリヴィア共和国における電源開発に大いに貢献しうるものと信ずる。

終りに、本調査の任に当たられた団員の労を多とするとともに、調査に際し、多大の協力をいただいたボリヴィア共和国政府、在ボリヴィア日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し心より感謝の意を表する。

1982年3月

国際協力事業団

総裁 有 田 圭 特

# 目 次

はしがき

第1章 緒 論 .....	1-1
第2章 結論と勧告 .....	2-1
第3章 ポリヴィア国の経済と電気事業 .....	3-1
第4章 電力需要想定 .....	4-1
第5章 流域の気象と水文 .....	5-1
第6章 地 質 .....	6-1
第7章 水力発電計画 .....	7-1
第8章 送变电計画 .....	8-1
第9章 輸送とアクセス道路 .....	9-1
第10章 工事工程および施工計画 .....	10-1
第11章 建設工事費 .....	11-1
第12章 発生電力 .....	12-1
第13章 電力系統解析 .....	13-1
第14章 経済評価 .....	14-1
第15章 資金計画と財務分析 .....	15-1

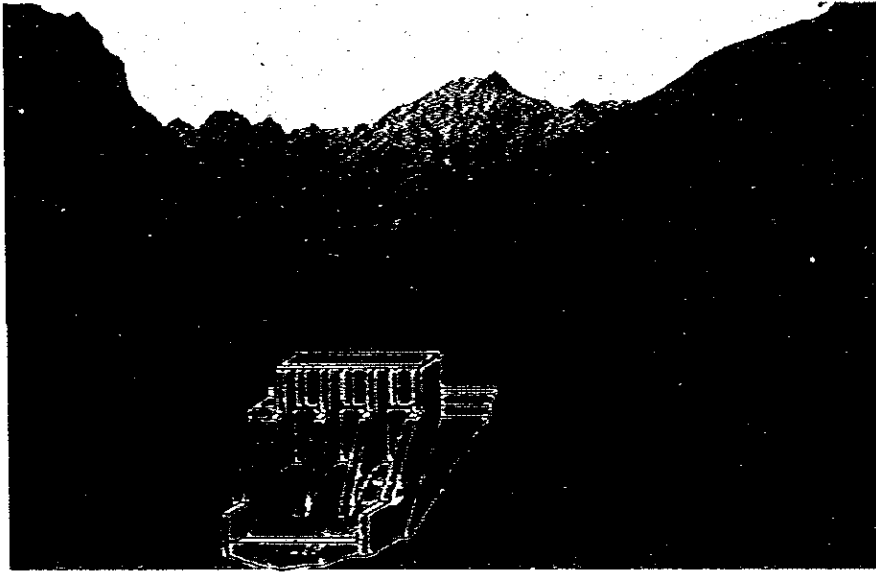
本報告書に使われている主な機関，会社名

JICA	:	Japan International Cooperation Agency
ENDE	:	Empresa Nacional de Electricidad S.A.
BPC	:	Bolivian Power Company
CESSA	:	Cooperativa Eléctrica Sucre S.A.
ELFEC	:	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.
ELFEO	:	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A.
SEPSA	:	Servicios Eléctricos Potosí S.A.
SETAR	:	Servicios Eléctricos de Tarija
COMIBOL	:	Corporación Minera de Bolivia
DINE	:	Dirección Nacional de Electricidad
CRE	:	Cooperativa Rural de Electrificación
YPFB	:	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
UN	:	United Nations
IBRD	:	International Bank for Reconstruction and Development (World Bank)

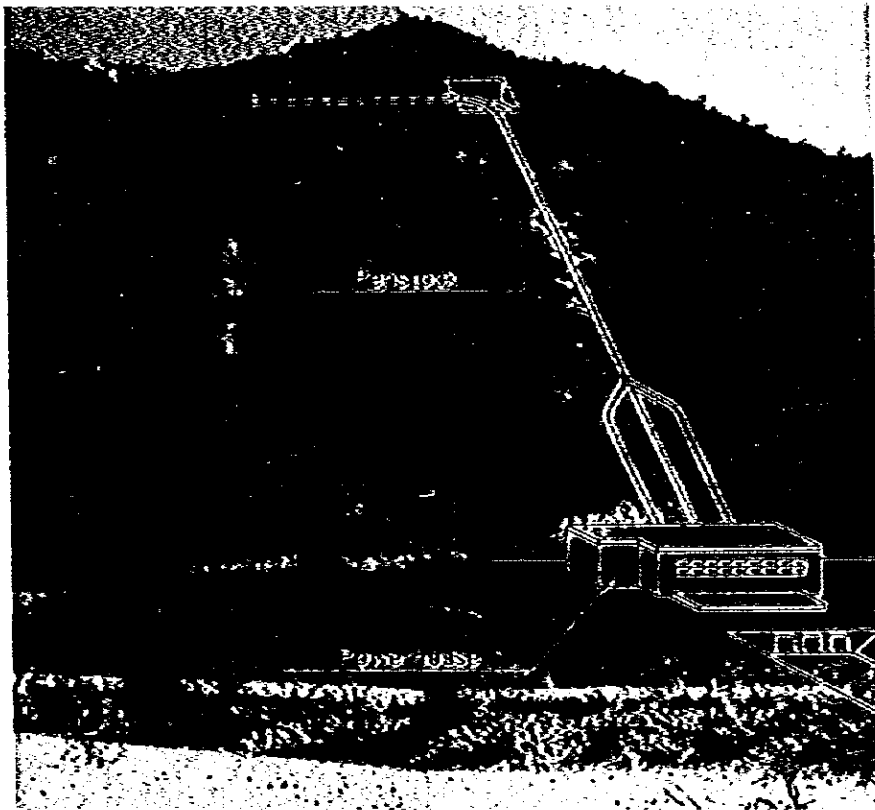
本報告書に使われている主な単位，略称

BTU	:	British thermal unit = 0.252 kcal
CIF	:	Cost Insurance Freight
FOB	:	Free on board
ft <sup>3</sup>	:	Cubic feet = 0.0283 m <sup>3</sup>
kW	:	Kilowatt
MW	:	Megawatt = 1,000 kW
kWh	:	Kilowatt hour
GWh	:	Gigawatt hour = 1,000,000 kWh
kV	:	Kilovolt
MVA	:	Megavoltampere
m	:	Meter
km	:	Kilometer
km <sup>2</sup>	:	Square kilometer
m <sup>3</sup>	:	Cubic meter
rpm	:	Revolution per minute
Hz	:	Herz
mm	:	Millimeter
cm	:	Centimeter
m <sup>2</sup>	:	Square meter
cm/s	:	Centimeter per second
m/s	:	Meter per second
m <sup>3</sup> /s	:	Cubic meter per second
m <sup>3</sup> /s-d	:	Cubic meter per second-day
sec	:	Second
min	:	Minute
°C	:	Degree celsius
T. B. M.	:	Tunnel boring machine
EL.	:	Elevation
KPH	:	Kilometers per hour
bbl	:	Barrel = 159 liter

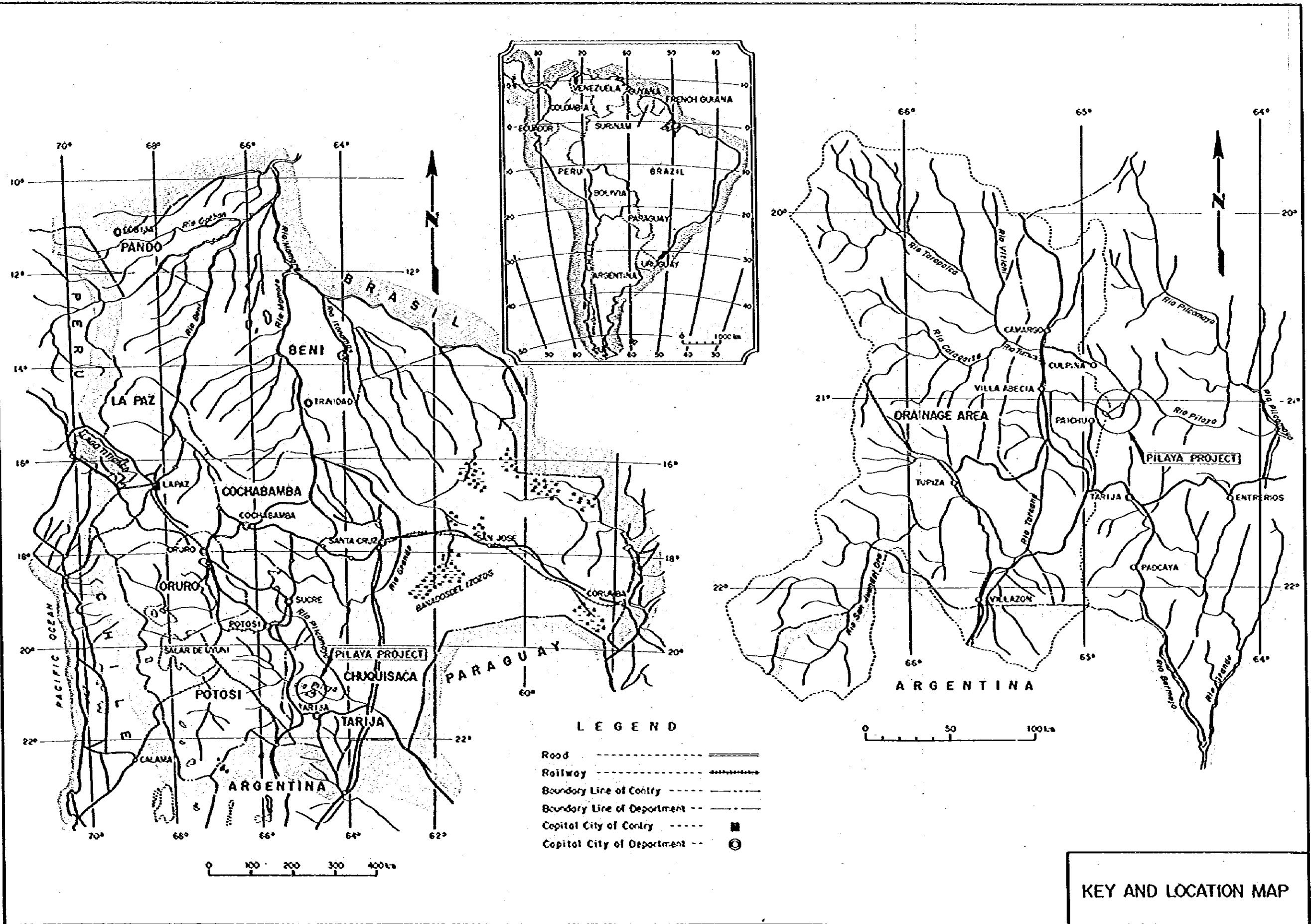




**Pilaya Dam Site Viewed from the Downstream**



**Pilaya Powerhouse Site Viewed from the Rio Pilaya**



KEY AND LOCATION MAP

# 第1章 緒 論

## 第1章 緒 論

1.1 経 緯 .....	1 - 1
1.2 既存の報告書 .....	1 - 1
1.3 報告書の目的と範囲 .....	1 - 2
1.4 報告書作成の基本方針 .....	1 - 2
1.5 調査団の構成および調査日程 .....	1 - 3



# 第1章 緒 論

## 1.1 経 緯

ボリヴィア国における電力需要は、近年8.3%/年と比較的高い割合で、増加している。この増加する電力需要に対処するため、ボリヴィア電力公社( Empresa Nacional de Electricidad S. A. : ENDE )は水力発電所の建設をはじめソーセル発電所およびガスタービン発電所の建設を積極的に進めている。

ボリヴィア南部地域に対しても更に新規の水力開発を図るため、ENDEは国連の協力の下にPilcomayo川水系Pilaya川に水力発電計画を策定し、Huacata計画およびその代案としてAguas Calientes計画を選定した。

ENDEは1977年、ボリヴィア国政府を通じ日本国政府に対し上記2案の優劣を比較検討し有望な一方の計画に対するフェージビリティ調査実施の協力要請を行って来た。

この要請を受けて日本国政府はフェージビリティ調査の必要性および可能性を確認するため、国際協力事業団(Japan International Cooperation Agency: JICA)を通じ1978年1月専門家を現地に派遣して調査を実施し、1978年3月本計画の予備調査報告書を作成した。

この予備調査報告書の勧告に基づき日本国政府は再びJICAを通じ、電源開発株式会社、(Electric Power Development Co., Ltd : EPDC)の技師を中心とする4名から成る調査団を、1979年9月現地に派遣して、Huacata水力発電計画とその代案のAguas Calientes水力発電計画の比較検討および1980年実施予定の地質調査工事等の計画立案に必要な現地調査を実施した。

この結果により調査団は1980年3月第1次調査報告書を日本国政府に提出し、Aguas Calientes計画(ピラヤ水力発電計画)を選定すると共に必要な地質調査工事等を勧告した。

ENDEは上記報告書の勧告に基づき、1980年4月から12月まで、地質調査および測量工事等を実施した。

1981年再び日本国政府はJICAを通じ地質調査の結果を基にしたフェージビリティ調査を行うべくEPDCの各専門技師より成る調査団を編成し現地に派遣した。

調査団は1981年6月19日より8月2日までの間ENDE技術陣の協力を得て計画地域ならびに関連地域の現地調査を行い帰国後1981年8月より1982年3月までの間、現地で収集された資料およびENDEとの打合せに基づいて本報告書を作成した。

## 1.2 既存の報告書

ピラヤ水力発電計画はENDEおよび国連により立案され、これまで若干の現地調査がなされていたが、1980年には8ヶ月に亘り地質調査工事等が実施された。1973年以降、本計画

について作成された報告書は以下の通りである。

(1) Proyectos Hidroeléctricos en el Río Pilaya (ENDE) Jun-1973

(2) Planta Hidroeléctrica Pilaya ; Estudio de Prefactibilidad  
(ENDE) Abril - 1978

(3) Progress Report of Feasibility Study on Pilaya Hydro-Electric  
Power Project (JICA) March - 1980

(4) Proyecto Hidroeléctrico Pilaya - Materiales de Construcción  
(ENDE) Sep - 1981

### 1.3 報告書の目的と範囲

本報告書の目的は Pilaya 川 Aguas Calientes 地点に計画された水力発電計画につき、これまで実施された予備調査ならびにダム発電所地点の地質調査工事、補足の測量工事の調査結果に基づき本計画の技術的、経済的妥当性を立証するためフィージビリティ・レベルの検討を行い最適な開発計画案を策定するものである。

本報告書の検討範囲はピラヤ水力発電所の発電設備（出力 87 MW）についてはダム、取水口、沈砂池、導水路、発電所、屋外開閉所の諸設備である。

工事用道路はダムおよび発電所に至るルートについて、それぞれ計画検討を行う。

送電設備は次の区間について検討を行う。

区 間	電 圧 (kV)	直 長 (km)	回線数 (cci)
Pilaya - Camargo	115	65	2
Camargo - Telamayu	115	115	1
Camargo - Potosi	115	170	1
Pilaya - Tarija	115	60	1

変電設備（115 kV）については Transfer bus を有する Camargo 変電所と Double bus を有する Tarija 変電所について検討を行うこととする。

### 1.4 報告書作成の基本方針

(1) 本報告書はフィージビリティ・レベルの調査報告書であり、建設工事費は 1981 年 12 月時点を基準として積算する。

(2) 本水力発電所は全国電力系統網に連系され、ボリビア国全体に対する電力供給源となる。

(3) 今後の建設工程は 1982 年から詳細設計に入り、1984 年より準備工事に 1 年半、建設

工事に5ヶ年半をかけて1990年末に運転開始をする。

(4) 1980年から1990年までの電力需要の年平均伸び率は8.5%と想定されるので、1990年の最大電力需要は約600MWとなる。

(5) 財務分析に採用する借款条件は本計画の所要資金額からみて、世銀等の国際金融機関よりの融資と政府間の借款による協調融資を前提に分析することにする。

### 1.5 調査団の構成および調査日程

調査団は次の7名により構成された。

	氏名	担当	所属	従事期間
団長	榎並敏夫	総括	電源開発	自 1981年6月19日 至 1981年8月2日
団員	加賀美浩	電気	'	自 1981年7月4日 至 1981年8月2日
'	川島武志	土木設計	'	自 1981年6月19日 至 1981年8月2日
'	小倉正	送電	'	同上
'	三島耕二	土木計画	'	同上
'	新見健	地質	'	同上
'	浜田勝	電力経済	'	自 1981年7月4日 至 1981年8月2日

調査団は先発隊が1981年6月19日から45日間、後発隊が同年7月4日から30日間にわたり ENDE 技術陣と共に計画地域並びに関連地域の現地調査を行い帰国後1981年8月より1982年3月までの間、現地で収集した資料および ENDE との打合せに基づいて検討を行い、本報告書を作成した。



## 第2章 結論と勧告

## 第2章 結論と勧告

2.1	結 論	.....	2 - 1
2.2	勧 告	.....	2 - 3



## 第2章 結論と勧告

### 2.1 結論

ボリビア水力発電計画についての調査、研究の結果、以下に述べる結論が得られた。

なお、APPENDIX-VIに本案に対する代案の検討結果が述べられている。

- (1) ボリビア国における電力需要は今後10ケ年は年平均伸び率が8.5%と予想される。同国の電力系統は既に首都La Pazを含む北部電力系統とOruro-Cochabambaを含む中央電力系統が連系されており、1984年末迄にはSanta Cruzを含む東部電力系統も連系され全国連系電力網が完成することになる。本計画の発生電力87MWはこの電力網に1991年初めに投入されるがこの時点での最大電力需要は約600MWに達しているものと予想される。
- (2) 本水力発電計画の技術的および経済的可能性について調査研究を行った結果、次の様に結論された。

電力設備の概要は次の通りである。

#### 土木構造物

ダム	コンクリート重力式	高さ	73 m	長さ	89 m		
沈砂池	トンネル式	幅	13 m	長さ	50 m		
導水路	圧力トンネル式	径	3.1~3.5 m	長さ	10,400 m		
水圧管路	1条	径	1.2~3.1 m	長さ	638 m		
発電所	地上式	幅	24 m	長さ	56 m	高さ	28.5 m

#### 電気機器

水車	立軸ベルトンタイプ	流量	8.66 m <sup>3</sup> /s (有効落差 398 m)	× 3 台
発電機	立軸回転界磁閉鎖風道循環形	32,400 kVA	375 rpm	50 Hz × 3 台
主変圧機	屋外用三相油入風冷式	32.40 C kVA	× 3 台	
開閉所	屋外式	115 kV	機器	
送電線		115 kV	亘長	410 km
通信設備	PLCシステム			
発電所設備出力		87,000 kW		
年間可能発生電力量	平均	536 GWh		
	保証電力量	472 GWh		

- (3) 本計画の直接工事費は送電線工事費を含めて1981年12月価格で223,638千USドル(外貨分120,854千USドル, 内貨分102,784千USドル)である。

- (4) 本計画の発電所線におけるkW 当り建設コストは1981年価格で1,960USドルとなり、またkWh当り電力コストは47.9US mills となった。水力発電所のコストとしては割高となったが水資源の有効利用、脱石油のエネルギー安定供給の上から評価すべきものと考えらる。
- (5) 本計画の経済評価を代替発電所との比較において便益・費用比率(B/C)を求めると、天然ガスの枯渇する時期を2000年および2010年と想定し、石油価格が夫々100%および50%上昇すると仮定した場合の天然ガスの機会費用で評価すれば1.45および0.67となる。また、本計画の経済的内部収益率は9.2%である。
- (6) 本計画の財務分析は内貨分については世銀等の国際金融機関よりの融資を受け、外貨分については政府間の開発援助を受けるものとし、また電気料金は現行売電平均単価の3倍(136.9 US mills/kWh)と仮定した。この結果運転開始6年後の1996年から累積のキャッシュフローが黒字となる。
- (7) 今後の必要な調査、詳細設計、入札、準備工事および建設に必要とする期間を考慮すれば本計画の建設着手は1985年、また運転開始は1990年末となる。

本計画の工事工程はTable 10-1の通りである。

- (8) 本計画は全国電力系統に対し安定した電力の供給源として直接寄与するのみならず計画関連地域の産業、経済および雇用の促進等の発展に大きく貢献するものと期待される。
- (9) 本計画における土木構造物の設計および施工について、今回の調査、検討の結果次の如く判断される。
- I) ダム地点は両岸が急峻でV字形をなしており、地質調査の結果、河床部には深さ40mに達する河床堆積物が確認された。ダム基礎は岩盤まで掘削し、コンクリート重力式が最も適当である。ダムコンクリート用骨材は掘削すりを有効利用することとした。仮設切のための築堤材料はダム上下流の堆積物を当てる。
  - II) 取水口はダム直上流の左岸に設けるものとし沈砂池は地上に建設するには適地がなくトンネル式となったがこれらの構造については更に堆砂の負料収集および負料解析の上、再検討する必要がある。
  - III) 圧力トンネルは延長10.4kmの長大トンネルで本計画の工期を左右することになる。トンネルの工事施工に当ってはトンネルボーリングマシンの導入を考慮すべきである。
  - IV) 水圧管路、発電所は比較検討の結果地上式を採用した。
  - V) 発電所下流のAgua Caliente支流からの土砂流出が懸念されるため渓流部に砂防ダムを建設する費用を計上した。
  - VI) 放水路は開渠式とし、洪水時の冠水を考慮して設計した。
- 10) 本計画における電気機器の諸元は次の通りとした。
- 1) ユニット台数は需給上の観点から3台とし、容量はそれぞれ29,000 kWとした。

Ⅱ) 水車タイプは基準落差および1台当りの使用水量よりペルトン水車とした。

また立軸と横軸については比較検討の結果経済性が有利な立軸とした。

00 本計画における送電線はCamargo地点を經由し、全国連系系統の一部であるPotosi(竣)およびTelamayu(竣)まで115kVで連系される。またTarija市へも115kVで連系する。

02 工事用道路はダムについては経済的な面からMiskha Pampa町からのルートが選定され、巾員4m、延長38.7kmである。

また発電所に至る工事用道路としては電気機器の重量物運搬を考慮してLeon Cancha部落付近から発電所地点へ至るルートが選定され巾員5m、延長25.8kmである。

工事用電力は1985年の工事着手以前に、ダム工事のためにCamargoからMiskha Pampa經由ダム迄24.9kVの配電線を先行建設して供給する。また発電所およびトンネル工事のためにTarija変電所から115kV送電線を本工事に先行して建設し電力を供給する。

## 2.2 勧告

2.1項の結論に基づき以下に述べる事項を勧告する。

### (1) 建設の時期について

本計画の内部経済収益率は9.2%であり、ENDEが想定した電気料金収入(限界費用から算定)との対比において収益性が低い。

一方ボリヴィア国内の天然ガスが2000年に枯渇すると仮定した場合は、ビラヤ水力発電計画は天然ガスの機会費用との比較において経済性が良い。

このように評価の尺度の相違によってビラヤ水力発電計画の経済性が異なる。しかし、1991年初めには何らかの電源が必要である。したがってENDEはMisicuni水力計画(100MW)とビラヤ水力計画(87MW)との間の経済比較を行い、いずれの水力計画を先行させるべきかを定めるべきである。

### (2) 今後の現地調査について

#### 1) 地質調査

詳細設計に必要な地質および材料調査については、これまでもENDEによって行われているが更に次の調査が必要である。

ダムについては、仮締切のコア材料が量的に採取可能ならばブランクット型式の設計も考えられるため採取可能量の調査が必要である。

また、発電所下流約7km地点に温泉が発見され、温泉の分布如何によっては本導水路トンネルが高温トンネルになる可能性もあるので、引き続き6.4.3(3)項に示す各種調査が必要である。

## ii) 地形測量

ダムおよび発電所地点の地形図には標高の不整合が見られるので、総落差を再度チェックするための水準測量が必要である。発電所地点下流では堆砂が激しいので今後基準点を設置し河床高の測定が継続されるべきである。

アクセス道路が計画されている区域について1/1,000の地形図が必要である。

## iii) 水文・気象観測

従来から継続実施している降雨、流量観測については今後共に欠測がない様継続すべきである。Chilicara 取水所の低流量観測については適切な流速計の選定が必要である。

また、1980年から実施中である河川の運搬土砂量観測は今後更に資料の収集を図り堆砂量の実態を把握して、諸構造物の詳細設計に反映させることが必要である。

### 第3章 ボリヴィア国の経済と電気事業



### 第3章 ポリヴィア国の経済と電気事業

3.1	ポリヴィア国の自然条件と経済状況	3-1
3.1.1	自然条件	3-1
3.1.2	経済状況	3-2
3.2	電気事業の現状と将来の展望	3-8
3.2.1	電力供給の現状	3-8
3.2.2	電気事業者	3-9
3.2.3	ENDEの電力系統拡張計画	3-11
3.2.4	電気料金	3-12
3.2.5	エネルギー資源	3-13

## TABLE LIST

<b>Table 3-1</b>	<b>Import and Export</b>
<b>3-2</b>	<b>GNP of Bolivia</b>
<b>3-3</b>	<b>Consumer's Price Index in La Paz</b>
<b>3-4</b>	<b>Installed Capacity in Bolivia</b>
<b>3-5</b>	<b>Generation in Bolivia</b>
<b>3-6</b>	<b>Consumption of Electricity</b>
<b>3-7</b>	<b>Electricity Rates in 1974</b>
<b>3-8</b>	<b>Electricity Rates in 1980</b>
<b>3-9</b>	<b>Electricity Rates (As of June, 1981)</b>
<b>3-10</b>	<b>Production of Minerals</b>

## FIGURE LIST

<b>Fig. 3-1</b>	<b>Inflation Rate of General Index</b>
<b>3-2</b>	<b>Organization of ENDE</b>



## 第3章 ポリヴィア国の経済と電気事業

### 3.1 ポリヴィア国の自然条件と経済状況

#### 3.1.1 自然条件

##### (1) 地勢

ポリヴィア共和国は南米大陸のほぼ中央にあり、南緯 $9^{\circ}$ から $23^{\circ}$ に、また西経 $57^{\circ}$ から $69^{\circ}$ に位置している。国土の総面積は約110万 $\text{km}^2$ で日本の約3倍あり、北と東はブラジル、東南はパラグアイ、南はアルゼンチン、南西はチリ、西はペルーに隣接している内陸国である。国土の4分の1は標高3,000m以上のアンデス山岳および高原地帯でありそのほかはアマゾン川流域に属する広大な平原森林地帯であるが、高原と平原の境が渓谷地帯となっており、3つの地帯に大別される。

高地には、古くから開かれたところが多く、また宝石を除くほとんどの鉱物が産出されることから、人口の3分の2がここに集中しているが、一般的に言えば、高い山岳と広大な原始林のために、国内相互間の交通が阻害されており、高原地帯の地下資源や、平原地帯の農業その他の豊富な資源の開発が遅延している。よって、永年未開発のまま放置された広大な土地をいかに今後開発していくかが課題となっている。

##### (2) 気候

気候は緯度の差ではなく、高度によって大きな差異があり、太平洋岸寄りの標高3,500m以上の高原地域は亜寒帯気候で、標高1,800m以上の渓谷地帯においては温暖であり、温帯から亜熱帯気候の様相を呈している。さらに東部のアマゾン川流域に広がる平原地帯は温度も高く、年間平均気温が $24\sim 25^{\circ}\text{C}$ の熱帯気候である。また雨期、乾期の区分は、全般的に雨期が12月から4月、乾期が5月から11月であり、高原においては明瞭に区分されるが、低地では雨期以外でもかなりの降雨がある。

##### (3) 人種・人口

1980年現在の総人口は560万人(男性276万人、女性284万人)で年平均増加率は、2.7%であり、総人口の約70%が高原、渓谷地帯に、30%が広大な平原地帯に居住している。人種構成は原住インディオ54%、混血(メスティーソ)31%、白人15%の割合であり、インディオの大部分は高原、渓谷地帯に住んでいるが、首都La Paz周辺には主としてアイマラ族、Cochabamba付近にはケチュア族が住んでおりこれら種族は独自の言語をもっている。これら以外にも、種々の言語習慣をもっている部族が存在している。

### 3.1.2 経済状況

#### (1) 経済構造

ボリヴィアの経済構造の特色は多くの発展途上国に見られるようにモノカルチャー的色彩が強く近年石油、天然ガスが輸出に占める割合はほぼ20%となっているが、基本的には錫、鉛、亜鉛等の非鉄金属の割合が60~70%を占めており最大の外貨収入源となっている。

輸出においては、このような第一次産業のウエイトが高いが、逆に輸入の主要品目を占めているのは加工産業や組立産業とりわけ組立産業のウエイトが高い高加工度化産業といった第二次産業の産品である。しかし、人口の約3分の2は依然として生産性の低い伝統的な農業に従事し、その多くは自給自足的生活を営んでいるため、一国の産業発展の度合いを示す電力、石油などのエネルギー産業、鉄鋼産業、産業機械を中心とする組立産業のような基幹産業は発展途上段階にある。

Table 3-1に主要品目の輸出入額を示す。

Table 3-1 Import and Export

Unit: US\$10<sup>3</sup>

	Item	1976	1977	1978
IMPORT	Cereals	14,133	20,103	30,876
	Medicine	15,360	16,675	23,081
	Iron and Steel	83,189	61,377	61,540
	Machinery	114,436	126,745	184,301
	Electric Apparatus	35,466	56,282	66,805
	Automobile	93,039	77,822	103,226
EXPORT	Mineral	378,693	492,668	614,957
	Petroleum	112,571	71,425	42,375
	Natural gas	54,896	66,803	78,506
	Sugar	42,762	27,089	14,995
	Wood	9,995	10,577	12,488
	Cotton	12,061	13,562	14,734

Source: Bolivia en Cifras 1980, Instituto Nacional de Estadística

## (2) 国内総生産

一国の経済活動を総合的に評価するためには、通常客観的な市場価格評価に基づき算定された国内総生産が分析方法として用いられる。ボリヴィア国における1972年以降、1976年までの間の国内総生産は年平均6%以上の成長を遂げたが、1977年には3.4%、1978年3.1%、1979年2.0%とその成長は鈍化の一途を辿り、1980年は0.8%まで落ち込みここ10年間で最低の数字となった。

部門別の国内総生産は、Table 3-2の通りであるが、1980年の経済活動を部門別に見ると、商業、公共部門その他サービス部門は1.5~2.0%の成長を示しており比較的堅調と言える。農牧業は前年の2.0%の成長から1.7%に、また、鉱業部門は錫を除き他の非鉄金属が生産を伸ばしたため前年のマイナス7.5%から1.0%の成長になった。石油・天然ガス部門は前年のマイナス9.9%より若干好転したものの、マイナス6.5%の成長になり、また工業部門においては1970年以来最低かつ初めてのマイナス1.1%の成長を見るに至った。建設部門は1974年から1977年にかけてのブームの後、1978年2.8%、1979年2.5%と徐々にその成長率を落してきていたが、1980年はマイナス5.0%と大きく成長率が鈍化した。その他の部門についても、電気・ガス・水道が前年の5.7%より2.4%に成長率を落したのと同様に輸送・通信、商業・レストラン・ホテル、公共部門等においてもそれぞれ成長率を鈍化させた。

Table 3-2 GNP of Bolivia

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
	Unit: US\$10 <sup>6</sup>								
1. Agriculture	100.5	105.1	109.0	116.3	119.6	115.6	118.7	121.1	123.1
2. Mines	46.5	56.5	55.1	47.6	53.6	54.8	52.0	48.1	48.6
3. Petroleum	12.7	17.2	15.1	11.8	12.5	9.5	8.9	8.0	7.5
4. Manufacture	80.2	84.2	93.7	99.4	107.7	114.3	119.4	122.8	121.6
5. Construction	21.4	21.8	23.8	26.9	29.0	31.3	32.2	33.0	31.3
6. Electricity, Gas and Water	7.6	8.4	9.3	9.5	10.1	10.7	11.2	11.9	12.2
7. Transportation, Store. Communication	42.9	45.6	52.4	59.6	66.7	75.2	81.2	83.8	85.4
8. Commercial. Restaurant. Hotel	91.6	94.4	100.5	108.2	112.5	115.0	118.6	121.2	122.4
9. Financial Institution	10.4	12.3	13.6	16.0	19.1	21.4	22.5	24.0	24.7
10. Immovable Property	46.0	47.7	49.5	51.5	53.8	56.0	57.7	59.8	60.6
11. Other Services	43.0	44.9	48.3	52.8	55.2	57.3	59.2	60.8	62.2
12. Bank Service	-6.7	-7.7	-8.3	-9.8	-10.0	-11.1	-11.6	-12.1	-12.4
13. Public Services	53.3	56.2	60.5	64.3	69.0	72.5	75.2	78.1	79.2
GNP	549.4	586.6	622.5	654.1	698.8	722.5	745.2	760.5	766.4
GROWTH RATE (%)		6.8	6.1	5.1	6.9	3.4	3.1	2.1	0.8

Source: Boletín Estadístico No. 240, Diciembre 1980, Banco Central de Bolivia



### (3) 物 価

首都 La Paz における消費者物価上昇率 (Table 3-3 参照) は 1967 年の調査開始以来、石油ショックの翌年である 1974 年に最高の 62.8% を記録したが、1980 年には、前年の 11 月に実施された 25% の為替切下げ、賃上げの影響を受けたことから、47.2% の上昇率となった。1967 年から 1980 年までの指数を Fig 3-1 に示せば、周期的にインフレの様相を呈していることがわかる。すなわち、1967 年から 1969 年までは下落傾向を示し、1969 年から 1971 年までは横ばいの状態を示しているが、1972 年以降急激に物価が上昇して 1974 年には最高値を記録、その後の下落、安定期間を経て再び 1980 年には上昇傾向を示すに至っている。

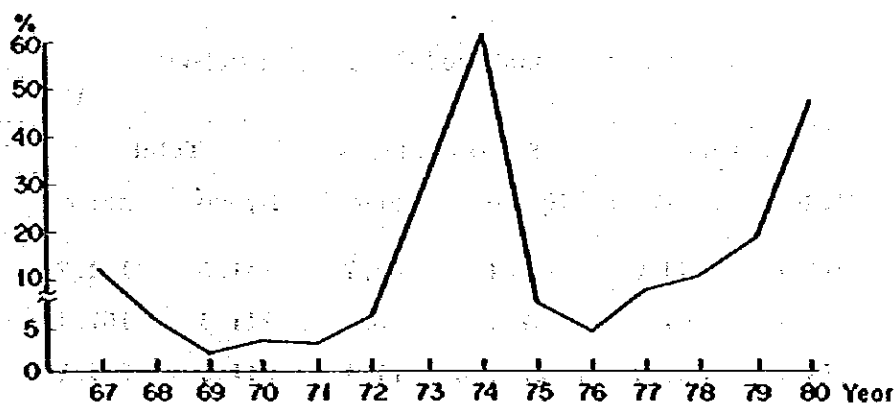
部門別にみれば、食糧の物価上昇率は総合物価上昇率と同様の変動を示しているが、住居費のそれは 1979 年 11 月の賃貸料値上げ禁止にもかかわらず、1980 年に最高の上昇率 47.9% を記録するに至っている。

Table 3-3 Consumer's Price Index in La Paz

Unit: %

ITEM YEAR	General Index	Food	Housing	Clothing	Others
1967	11.2	16.1	12.3	0.4	2.1
1968	5.5	7.4	5.1	1.8	1.6
1969	2.2	2.1	2.1	3.1	2.1
1970	3.9	4.6	4.0	3.7	1.0
1971	3.7	4.0	4.4	4.6	0.6
1972	6.5	6.4	6.6	9.0	5.8
1973	31.5	35.0	14.9	38.6	29.6
1974	62.8	81.7	22.2	46.1	35.4
1975	8.0	5.3	14.1	15.8	9.9
1976	4.5	2.4	9.5	11.0	4.3
1977	8.1	8.2	12.1	4.1	8.5
1978	10.4	10.0	11.3	8.9	13.1
1979	19.7	18.6	21.4	15.9	28.8
1980	47.2	47.6	48.0	42.7	49.5

Fig. 3-1 Inflation Rate of General Index



Source: Índice de Precios al Consumidor, Boletín Mensual No. 12, Diciembre 1980

#### (4) 経済開発

1976年に策定されたボリビア国の経済5ヶ年開発計画によれば次の重要施策がのべられている。すなわち、ボリビアの経済発展をはかるためには、鉱業、エネルギー、農牧業を中心に投資の実質的促進をはかる必要があり、そのためには、資本が十分でないボリビアとしては最も効率的なプロジェクトを優先させて投資を行っていく必要があると考えられている。したがって、1人当り国民所得の引き上げを最重要課題とするとともに、農牧部門においては食糧の輸入代替物の育成、綿花、砂糖等輸出製品の生産増大、ならびに小麦、大豆等の生産増加のため新しい農業技術の導入に努め、一方工業部門においては鉱物、石油等の国産資源を利用して加工業を育成し、輸入代替と輸出向け生産の促進をはかる必要があるとされている。

### 3.2 電気事業の現状と将来の展望

#### 3.2.1 電力供給の現状

ボリビア国の1人当りの電力消費量(発電量)は1979年に263kWhに達したが、他の中南米諸国のそれと比較して低位に位置し、電気の恩恵を受けている人口は総人口の約30%にすぎない。ボリビア国内の総発電設備のうち事業用の比率は1979年において78%で、残りが自家用発電設備である。1975年から1979年までの事業用および自家用発電設備の水火力別設備出力および発電実績はTable 3-4およびTable 3-5に示す通りである。

また、需要家別消費電力量および比率をTable 3-6に示すが、鉱業部門の電力需要比率が消費電力量の35%を占めている。この数字は1974年の同部門比率と比較すると約10%減少しているがこの比率のしめる割合は依然として大きい。また、事業用発電設備のうち水力の占める比率は65%で、残りはガスタービンおよびタービン発電設備で構成されている。

Table 3-4 Installed Capacity in Bolivia

Unit: MW

Year	Public services		Self-producers		Total		Total
	Hydro	Thermal	Hydro	Thermal	Hydro	Thermal	
1975	214.1	71.0	27.4	63.7	241.5	134.7	376.2
1976	214.1	91.7	27.4	65.7	241.5	157.4	398.9
1977	214.1	92.7	27.4	71.4	241.5	164.1	405.6
1978	214.1	113.2	27.4	73.1	241.5	186.3	427.8
1979	214.1	113.2	24.3	69.7	238.4	182.9	421.3

Source: Bolivia en Cifras 1980, Instituto Nacional de Estadística

Table 3-5 Generation in Bolivia

Year	Unit: GWh						
	Public services		Self-producers		Total		Total
	Hydro	Thermal	Hydro	Thermal	Hydro	Thermal	
1975	642.1	117.9	117.6	129.4	399.7	257.3	1,057.0
1976	654.6	164.9	151.9	139.6	536.5	295.5	1,192.0
1977	765.6	295.3	142.7	245.9	908.3	351.4	1,459.7
1978	810.1	241.2	154.4	148.5	924.5	359.7	1,354.2
1979	860.1	256.2	159.1	153.3	1,013.2	419.5	1,432.7

Source: Bolivia en Cifras 1980, Instituto Nacional de Estadística

Table 3-6 Consumption of Electricity

Year	Unit: GWh					
	Domestic	General	Industry	Mining	Others	Total
1975	226.0	95.6	155.2	393.9	19.3	924.0
1976	242.4	166.9	229.9	459.5	21.7	1,019.4
1977	260.4	187.2	276.4	443.6	29.6	1,127.2
1978	255.2	126.1	303.0	454.4	33.1	1,207.5
1979	331.2	129.3	330.6	419.4	41.7	1,252.2
(7)	25.5	19.1	25.5	33.0	3.3	100.0

Source: Bolivia en Cifras 1980, Instituto Nacional de Estadística

### 3.2.2 電気事業者

ボリヴィア国内の電気事業者は9社によって構成されるが、そのうち主たる電気事業者は ENDE 及び BPC である。ENDE は主要都市の配電会社への卸売りと大口工業需要家へ直接供給を行い、BPC は首都 La Paz において発電から配電まで一貫した電力供給を行っている。

この両者によって発電設備の93% (1981年7月現在) が所有され、その他の電気事業者は COMIBOL を除き、上記2社から一般需要家に電力を供給するための電力を購入し配電事業を営んでいる。

COMIBOL は鉱山開発に必要な電力を供給するため、全体の5.4%に当たる21.4MW の発電設備を有している。なお各社の保有発電設備は以下の通りである。

	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)
ENDE	227.2	214.8
BPC	144.0	112.6
COMIBOL	21.4	17.6
ELFEC	6.2	3.0
Total	398.8	348.0

(as of July in 1981)

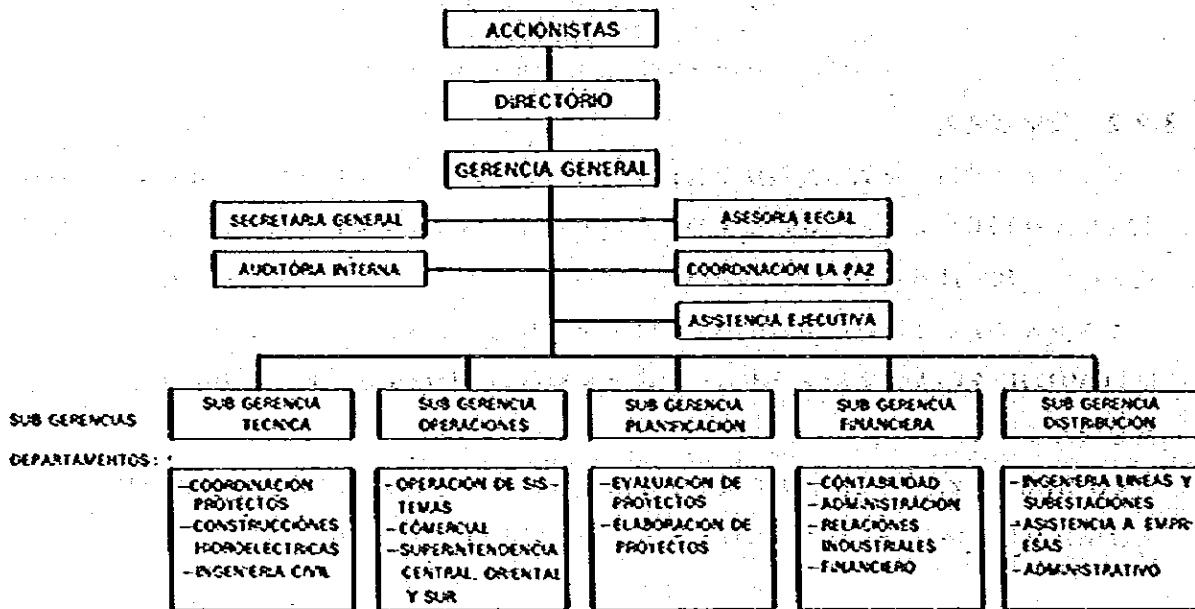
ボリヴィアの電気事業者は、1968年に公布された電気事業法 (Codigo de Electricidad) によって、統制、監査、及び調整をボリヴィア政府機関である電力局 (DINE) によって受け

ることが義務づけられており、したがって、新規電源開発の実施、新電気料金の適用など全て DINE の承認が必要となっている。

(1) ENDE

ENDE は、1962 年 2 月に最高法令 [Decreto Supremo No 05999] によって、ボリヴィア政府によって設立された政府機関の会社であり、その授権資本は 40 百万 USドルである。ENDE の業務目的は、水火力の発電設備の建設を行い、その電力を送電するのに必要な送変電設備を建設するとともに、1969 年 9 月に公布された最高法令 [Decreto Supremo No 8952] により、全国連系のための送変電設備の計画、立案、建設があらたに課せられた。現在まで水力、火力合わせて 227.2MW の発電設備と、115kV 送電線 655 km を含む亘長 1,580 km の送配電線および関連変電設備を有している。なお ENDE の組織図は Fig 3-2 に示す通りである。

Fig. 3-2 Organization of ENDE



(2) BPC

BPCは、ENDEに次ぐボリヴィア国第二の電気事業者であり、その発電設備の設備出力は、首都 La Paz の北東 Zongo 川沿いに位置する Zongo 発電所群 (総出力 117.1MW) で構成され、北部および中央電力系統の地域 (主として La Paz, Oruro 市) に対し 69kV の送電線によって電力を供給している。また、1979 年における首都 La Paz の需要家数は総需要家数の 39% を占めており、BPC はボリヴィア政府との協定により、首都 La Paz を中心とした北部電力系統内の電力供給の責任を有している。

### (3) 配電会社

配電会社は、Cochabamba 市に位置する ELFEC, Oruro 市の ELFEO, Tarija 市の SETAR, Santa Cruz 市の CRE, Sucre 市の CESSA および Potosi 市の SEPSA がある。

上記配電会社のうち ENDE は ELFEC および CESSA の株式を所有し、BPC は ELFEO の株式を保有している。

### 3.2.3 ENDE の電力系統拡張計画

ENDE の 1980 年から 1990 年までの電化計画によれば中央、南部、東部、北部の電力系統地域における電力需要は 1,572 GWh から 3,007 GWh に増加すると予想され、発電設備出力も 363.3 MW から 664 MW に増加することが見込まれている。ENDE はこの需要増加に対処するためビラヤ水力発電計画をはじめとして下記に挙げる水力発電所の建設および送電線の拡張等の計画を有している。

#### (1) 水力発電開発計画

La Paz 州に計画されている Sakahuaya 水力計画は 1981 年初めに工事開始すれば 1984 年初めに運開可能な計画であったが、運開が一年遅れ第一期 (36 MW) の完成が 1985 年の予定である。また第二期 (36 MW) は 1986 年の運開が予定されている。

Palillada 水力計画および San Jose 水力計画については、プレフィージビリティ調査が終了しているが、フィージビリティ調査、アクセス道路建設期間を考慮に入れば、1988～1989 年より以前の運開はかなり困難であると考えられている。Rositas 水力計画はフィージビリティ調査が終了しているが、1990 年以降の運開が予定されている。またフィージビリティ調査が終了している Icla 水力計画 (90 MW) は 1986 年末に、Misicuni 水力計画については、1990 年代の初めに運開が見込まれており、San Jacinto 水力計画 (7.0 MW) については 1983 年に完成が予定されている。この新規水力計画のほか、既設の Santa Isabel 水力の 4 号機 (18 MW) 増設が 1984 年初めに予定されている。

#### (2) 送電線拡張計画

1981 年に Punutuma - Telamayu 間 (115kV, 105km) Chuquiaguella - Chojlla 間 (115kV, 65km) の建設をはじめとして、1983 年に Santa Isabel - Villa Tunari 間 (33kV, 60km), Telamayu - Chilcobija 間 (69kV, 59km) がさらに Chilcobija - Tunari - その他の地点間 (25kV, 130km), Viacha - Corocoro 間 (69kV, 62km) および Villamontes - Yacuiba 間 (69kV, 74km) の建設が予定されているほか 1985 年には中央電力系統と東部電力系統の連系 (220kV, 360km) が完成される予定であり、1987 年には Icla - Potosi 間 (220kV, 110km) の送電線が計画されている。

### (3) 火力発電開発計画

1981年に Villamontes ジーゼル発電所 (2.4MW), 1982年に Trinidad ジーゼル発電所 (2.5MW) の建設が計画されており, またこれら両ジーゼルの増設がそれぞれ 1984年 (第一期増設 2.0MW), 1989年 (第二期増設 3.0MW) と 1985年 (2.0MW増設) に予定されているほか, 1982年には Potosi および Santa Cruz にガスタービン発電所 (16MW と 20MW) がそれぞれ建設される予定である。

### 3.2.4 電気料金

ボリビア国の電気料金は, 電力会社によってかなりの格差がみられ La Paz および Oruro 市を除く他の都市の電気料金は上述の2都市のそれと比較すると, 1974年においては Table 3-7 の通り約2倍であったが 1980年においてはさらに格差が広がり Table 3-8に示す通り, 2倍から3倍となった。

Table 3-7 Electricity Rates in 1974

Name of company	Domestic	General	Unit: US mills/kWh	
			Industries	Average
BPC	12.0	39.1	14.6	13.9
ELFEO	11.6	16.6	13.0	13.1
ELFEC	26.5	31.0	25.0	26.1
CRE	31.0	39.0	28.0	31.3
SETAR	29.5	35.0	25.0	30.9
CESSA	35.5	42.0	32.5	30.3
SEPSA	26.0	36.5	26.5	31.3

Table 3-8 Electricity Rates in 1980

Name of company	Unit: US mills/kWh			
	Domestic	General	Industries	Average
BPC	41.0	72.5	34.1	28.0
ELFEO	37.0	52.7	28.4	26.2
ELFEC	73.8	-	66.8	44.4
CRE	88.0	81.6	45.6	46.0
SETAR	89.0	112.4	59.3	88.0
CESSA	76.8	86.0	62.6	48.4
SEPSA	71.0	91.6	58.6	56.8

The electricity rates of ENDE selling wholesale as of June 1981 are shown in Table 3-9, and compared with the rates in November 1975, they have become approximately double.

卸売を行っている ENDE の 1981 年 6 月現在の電気料金を Table 3-9 に示すが、1975 年 11 月時点のそれと比較すれば約 2 倍となっている。

Table 3-9 Electricity Rates (As of June, 1981)

Distributors, Large Industries, Mining	Demand charge (US\$/kW)	Energy charge (US mills/kWh)	Reference
ELFEC	4.7	18.5	Cochabamba city
CRE	-	36.6	Santa Cruz city
CESSA	2.9	28.6	Sucre city
SEPSA	3.4	28.0	Potosi city
SETAR	2.5	38.9	Tarija city
COBOCE	7.2	32.4	
YFPB	4.8	32.2	
COMIBOL	8.8	30.4	

### 3.2.5 エネルギー資源

ボリビア国はエネルギー資源としては石油と天然ガス、また鉱物資源としては多様な金



属及び非鉄金属鉱物を産出する。

(1) 石油・天然ガス

石油、天然ガスについては、その探査から採掘、精製、販売まですべてが、石油開発公社 (YPFB) によって行われている。原油生産は 1973 年にピークを迎え日量平均 47,300 バレルに達し、内需が少ないこともあって日量 32,400 バレルの輸出が可能であったがその後生産が減少し、1980 年には生産量が日量 23,800 バレルとなり他方国内消費が増大したため生産と消費のバランスが逆転し、特に、ボリヴィアの原油は軽質油であることから重油等は完全に輸入に転じた。

天然ガスの生産量は 1976 年から 1980 年まで平均して 4,400 千 m<sup>3</sup> であるが国内消費は 2.3 割のみで残りは再度土中に戻されるかアルゼンチン向け輸出されている。

またブラジルに対しても輸出する計画を進めており、1974 年 4 月に 20 年間にわたり天然ガスを供給するという協定を、再確認する形で 1981 年 4 月に協定の署名を行った。

(2) 非鉄金属鉱物

ボリヴィアの非鉄金属鉱物としては、錫、銀、タングステン、亜鉛、アンチモニー、鉛等がある。鉱業はボリヴィアの最も重要な産業部門であり、1980 年の国内生産に占める鉱業生産の割合は 7 割弱であるが、輸出においては 61.5 割 (1980 年) を非鉄金属が占めている。Table 3-10 に非鉄金属の生産量を示す。

Table 3-10 Production of Minerals

	Unit: Metric Ton			
	1977	1978	1979	1980
Tin	33,896	30,827	27,753	27,271
Lead	20,739	17,963	15,349	17,225
Zinc	65,424	57,611	44,141	50,260
Tungsten	3,071	3,106	3,107	3,359
Silver	186	201	178	190
Antimony	16,252	12,977	13,115	15,465

## 第 4 章 電力需要想定

## 第4章 電力需要想定

4.1 電力需要想定の方針 .....	4-1
4.2 電力需要の現状 .....	4-1
4.2.1 南米各国とボリヴァリア国の1人当り電力量の比較 .....	4-1
4.2.2 電力需要の区分とその特徴 .....	4-3
4.2.3 系統別電力需要 .....	4-4
4.3 電力需要想定 .....	4-9
4.3.1 電力需要想定のための前提条件 .....	4-9
4.3.2 電力需要想定の方法 .....	4-9
4.3.3 電力需要想定の結果 .....	4-11
4.3.4 電力需給バランス .....	4-19

## TABLE LIST

Table 4-1	Comparison of Generated Energy and Other Indices of Latin American Countries in 1979
4-2	Energy Consumption by Category
4-3	Energy Demand Ratio by Power Systems
4-4	Performance of Energy Demand and Generation in Entire Country
4-5	Predicted Population
4-6	Energy Demand Forecast by Macroscopic Method
4-7	Power Demand Forecast for National Power System
4-8	Existing Hydro and Thermal Power Plants (July, 1981)
4-9	Proposed Power Facility Expansion Program
4-10	Available Energy Production in Hydro and Thermal Plants
4-11	Demand and Supply Balance
4-12	Pilaya Hydro Power Plant Generated Effective Power & Energy

## FIGURE LIST

Fig. 4-1	Correlation between GNP/Capita and Generated Energy/Capita
4-2	Bolivia - Main Systems - Monthly Peak Demand
4-3	Correlation between Per Capita GNP and its Growth Rate
4-4	Correlation between Per Capita GNP and Per Capita Electricity Production
4-5	Estimated Maximum Demand & Installed Capacity of Entire Power System



## 第4章 電力需要想定

### 4.1 電力需要想定の方針

新しい発送変電設備を作る場合には、巨額の費用と3年から10年という長期の期間を必要とする。限りある資金を最も有効に活用するためには将来の電力需要を正確に把握することが必要である。発展しつつある国においては、一般に経済活動も極めて流動的で変化が激しく、電力需要もこれに密接に関連するため、正確な想定はかなり難しい問題である。

本計画の電力供給先は、現在 ENDE が進めている East Power System (Santa Cruz を中心とした電力系統) と National Power System との連系が 1984 年末には完成するので、この連系送電網が対象となる。即ち首都 La Paz を含む主要都市の電力需要、および電力系統に接続される鉱山需要、および ENDE が実施している農村電化等が挙げられる。

ENDE は National Power System の電力需要を 1980 年から 2000 年までの 20 年間に亘り、過去の電力需要の実績を分析評価し、将来の電力需要を想定している。

\* Evaluación de la Demanda de Energía Eléctrica Período 1980 - 2000

Agosto de 1980, ENDE

調査団は上述の ENDE の電力需要想定値は、妥当なものと判断したが、想定値をクロス・チェックする意味で電力需要想定の基本の一つである人口と電力需要の相関に着目し ENDE の想定方法とは異なった方法で想定を行うものとした。なお本計画は発電計画であり、計画の評価との関連で想定期間は ENDE と同様 2000 年までの想定を行うこととした。

なお本計画の位置と、その地勢的な観点からみた電力需要対象地域は Tarija 県、Chuquisaca 県および Potosi 県の 3 県となり、Tarija 市、Sucre 市および Potosi 市が電力需要の中心で、さらに Potosi 県に位置する既存鉱山の電力需要が中心となる。

### 4.2 電力需要の現状

#### 4.2.1 南米各国とボリビア国の 1 人当り電力量の比較

一般に 1 人当りの電力需要と、国民所得 (GNP 又は GDP) との間には非常に高い相関関係がある。南米の各国における 1979 年における人口、1 人当りの国民所得、設備出力、発生電力量等を Table 4-1 に示す。

Table 4-1 Comparison of Generated Energy and Other Indices of Latin American Countries in 1979

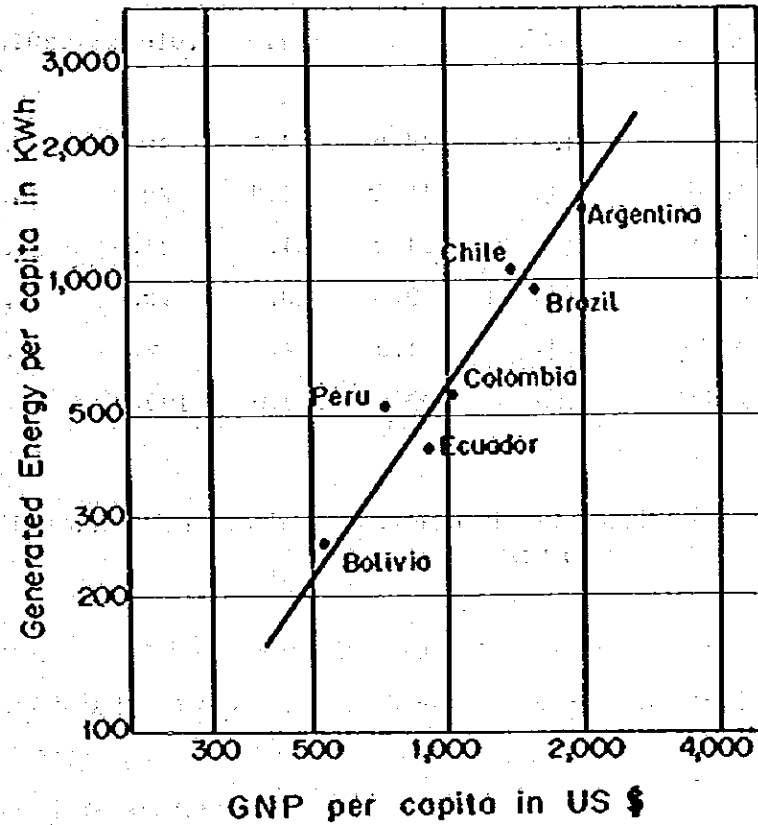
Name of Countries	Population (10 <sup>6</sup> )	GNP per capita (US\$)	Installed capacity (MW)	Generated energy (GWh)	Per Capita	
					Insta. cap. (Watt)	Gen. energy (kWh)
Argentina	26.7	2,004	11,511	38,000	431	1,423
Bolivia	6.4	550	445	1,450	82	268
Brazil	118.7	1,592	28,394	110,600	239	932
Chile	10.9	1,410	2,931	11,133	269	1,021
Colombia	26.4	929	4,921	17,999	186	681
Ecuador	8.2	910	1,047	2,895	128	353
Peru	17.3	731	2,612	9,150	151	529

Source: Electric Power Industry Statistics, 1980  
by Overseas Electrical Industry Survey Institute, Inc. Japan

上表にみられる如く、ボリヴィアは経済が発展すれば電力需要は今後共伸びることが予想される。特に地勢、経済構造の類似している南米諸国との比較においてみれば、ボリヴィア国の潜在的な電力需要はかなり大であると云える。

Table 4-1に示す1人当たりのGNPと発電電力量の関係を Fig 4-1に示す。

Fig. 4-1 Correlation between GNP/Capita and Generated Energy/Capita



#### 4.2.2 電力需要の区分とその特徴

ボリヴィア国の電力需要の特徴は電力需要全体の中に占める鉱山需要の比率が非常に大きいことである。しかしここ数年の傾向は Table 4-2 に示す如くその比率が小さくなっており、一方家庭用および工業用電力需要の比率が大きくなっている。



Table 4-2 Energy Consumption by Category

	Unit	1972	1974	1976	1978	1980
Total consumption	(GWh)	798.2	867.0	1,010.4	1,207.9	1,399.3
Consumption ratio						
Mining	(%)	44.9	44.1	40.5	37.7	33.0
Industrial	(%)	19.2	19.3	22.2	25.5	26.8
Residential	(%)	24.2	24.4	24.6	24.7	26.1
General	(%)	9.8	10.2	10.6	9.9	11.3
Public light	(%)	1.9	2.0	2.1	2.2	2.8
Total	(%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Source: Evaluación de la Demanda de Energía Eléctrica (1980-2000)  
1980, by ENDE

電力は周知のとおり、時代の進展とともにますますその用途を広め、生活・文化・産業など社会全般の諸活動に必要な最大のエネルギー源として、きわめて重要な位置を占めるに至っている。ボリビア国においても Table 4-2 に示される如く、一般の電灯需要 (Residential のカテゴリーに分類されている) および商業・大口家庭電灯需要 (General のカテゴリーに分類されている) は、都市生活の現状から判断して、照明中心から洗濯機、テレビ、ヒーター、熱帯地方に位置する Santa Cruz でのクーラーの使用等、電気が家庭の中に浸透しはじめ着実な伸びを示している。しかし一方農村部には電気の恩恵に浴しえない多くの家庭がある。ENDE はボリビア国全体の発送変電設備の建設を進める一方 National Power System ではカバーしえない地方の農村電化のための発送変電設備の建設も進めている。また、工業需要の伸びは顕著であり、ボリビアが鉱山資源の開発に頼る一次産業の形態から加工産業へとの移行を示すものとして注目される。

#### 4.2.3 系統別電力需要

ボリビア国の電力系統は 1984 年末に中央電力系統と南部電力系統が連系されることにより、主要な電力需要地は全て National Power System でカバーされることになる。

National Power System は北部、中央、南部および東部の 4 電力系統に分けて呼称されているが、各電力系統別の過去の電力需要の構成比率を Table 4-3 に示す。なお上記 4 電力系統以外に単独系統を構成する市町村が数多くあるが、相対的にその比率は低下している。

Table 4-3 Energy Demand Ratio by Power Systems

	Unit	1972	1974	1976	1978	1980
Total generation	(GWh)	891.0	993.2	1,132.0	1,353.8	1,572.3
Power system						
North	(%)	31.8	31.0	29.3	27.7	27.1
Central	(%)	33.3	33.2	33.7	34.3	34.8
South	(%)	12.5	11.0	11.3	10.7	9.6
East	(%)	4.8	6.5	8.5	10.5	12.9
Isolated	(%)	17.6	18.3	17.2	16.8	15.6
Total	(%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Source: Evaluación de la demanda (1980-2000) by ENDE

上表からみられる如く、ボリヴィア国の中央に位置し、Cochabamba, Oruro および主要鉱山の位置する中央電力系統の電力需要が最も大きい。Santa Cruz を中心とする東部電力系統は、石油・天然ガス・農業開発を中心に急速に開発が進められており、その結果 National Power System に占める比重は急速に大きくなっている。

首都 La Paz を中心とした北部電力系統は最も電力需要密度が高く、今後も政治、経済の中心であるので、将来においても30%程度の比率を占めるものと想定される。

Table 4-4 および Fig 4-2 にボリヴィア国の過去の電力需要実績を示す。

Table 4-4 Performance of Energy Demand and Generation in Entire Country

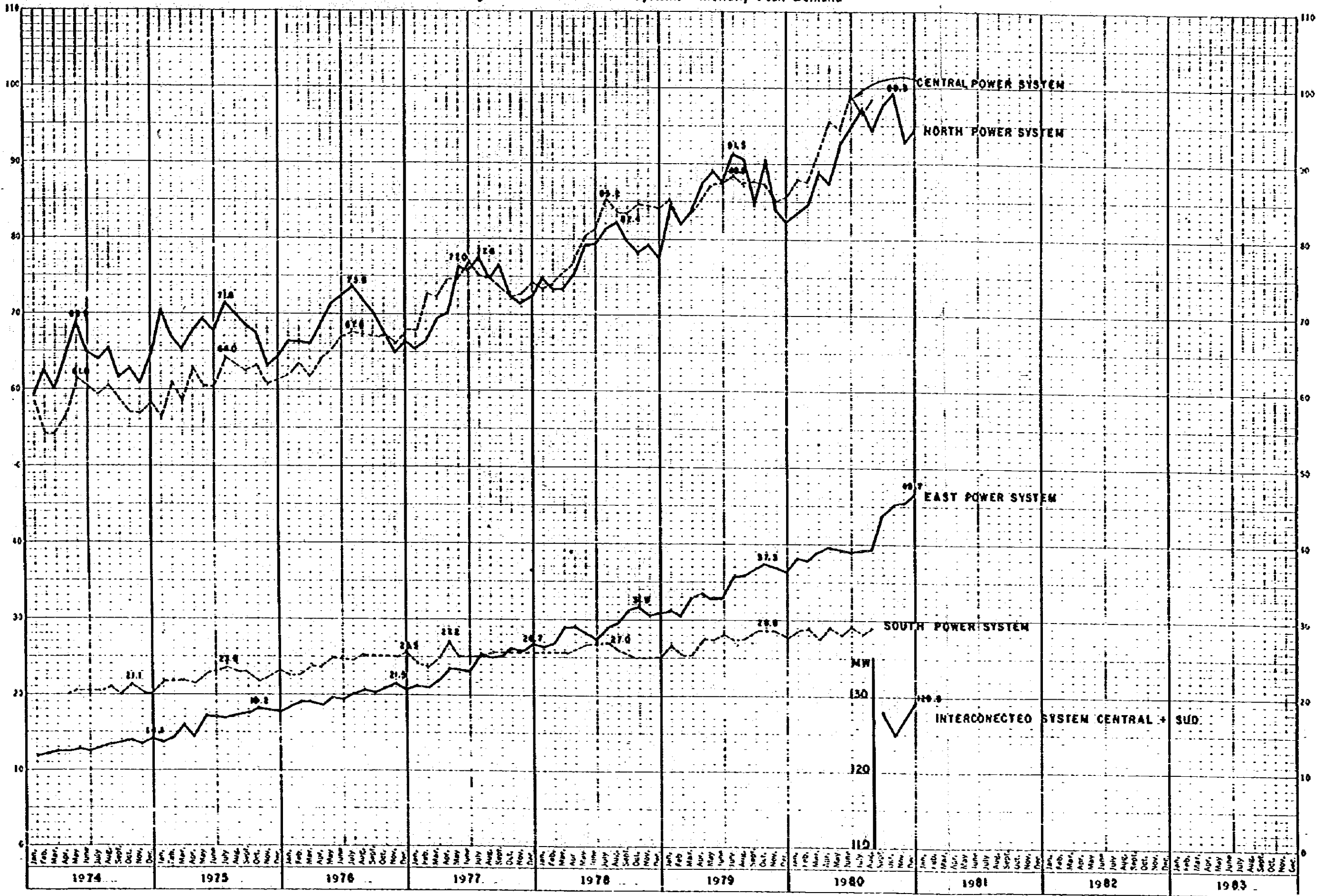
Unit: GWh

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Increase
<b>Consumption</b>											
Mining	336.2	359.1	368.9	382.6	395.9	409.5	448.5	454.5	449.4	462.5	3.6
Industrial	132.2	153.3	151.2	167.1	185.2	224.0	276.4	308.0	330.6	375.4	12.3
Residential	191.8	192.8	196.3	211.4	226.0	248.1	266.0	298.5	337.9	364.9	7.4
General	72.5	77.6	78.3	88.2	98.6	106.9	107.2	120.1	129.4	157.6	9.0
Public Lighting	13.0	15.4	16.8	17.7	18.3	21.9	24.1	26.8	35.0	38.9	13.0
Total	745.7	798.2	811.5	867.0	924.0	1,010.4	1,122.2	1,207.9	1,282.3	1,399.3	7.2
<b>Generation</b>											
North System	283.3	282.9	284.9	307.8	322.2	331.0	352.8	375.3	403.6	426.0	4.6
Central System	276.4	295.9	308.4	330.1	348.7	381.8	437.9	463.8	489.3	547.7	7.9
South System	107.0	111.9	115.0	109.6	114.7	127.8	142.7	144.9	139.4	151.5	3.9
East System	29.7	43.2	52.9	64.0	79.0	96.7	119.0	142.7	165.6	202.7	23.8
Isolated	143.1	157.1	156.8	181.7	192.4	194.7	207.3	227.2	234.8	244.4	* 6.1
Total	839.5	891.0	918.0	993.2	1,057.0	1,132.0	1,259.7	1,353.8	1,432.7	1,572.3	7.2
Total system loss factor	11.2	10.4	11.6	12.7	12.6	10.7	10.9	10.8	10.5	11.0	—



(MW)

Fig. 4-2 Bolivia - Main Systems - Monthly Peak Demand





## 4.3 電力需要想定

### 4.3.1 電力需要想定のための前提条件

電力需要想定にあたっては、いくつかの前提が必要となる。第1にボリヴィア国の経済が安定しており、毎年6%程度の経済成長率が長期に亘って確保されることが必要である。

過去の経済成長率は1979年および1980年の2.0%および0.8%を除けば1971年から1978年までは実質経済成長率は5.6%であり、上述の6%程度の経済成長率は無理なく達成出来るものと思われる。第2にはボリヴィア国の送電変電設備の建設は今後ENDEが中心となって進められるが、1989年までに必要な投資額は443.2百万USDに達するとしている。

これらの資金調達にはボリヴィア政府の積極的なENDEに対する支援が無くては調達不可能であり、またこれらの投資が計画どおり行われることが、潜在的な電力需要を顕在化させることになる。第3にENDEは農村電化を積極的に進め、現在30%と想定される電化率をさらに高めて将来National Power Systemに組み込むことに留意すること。

第4に1980年に大巾な電気料金の値上げが実施されたが、電気料金は可能なかぎり低い水準に維持され需要家にとって魅力的なものであること、このように将来の電力需要を想定する上で、これら4つの仮定は重要なものであるが特に電力需要と密接な関係にある経済成長率が長期に亘って5~6%/年の安定したものであることが期待される。

\* Boletín Estadístico No 240, Dic 1980 Banco Central de Bolivia

### 4.3.2 電力需要想定の方法

需要想定における基本は基礎資料(過去の電力需要実績、人口動向、国家開発計画と電力需要等)の検討と共に、関係需要地域の実態を調査し、需要予測を出来るだけ現実の姿に立脚させることが必要である。このため調査団は次のような現地実態調査を実施した。

(1) ENDEにおいて、1971年から1980年までの10ヶ年間に亘るボリヴィア国全体の発電端および需要家端における電力需要の調査を行い、現状の電力需要の実態把握に努めた。

すなわち、発電端電力需要については、北部、中央、南部、東部および隔離された単独系統毎の電力需要を調査した。また、需要家端については、ボリヴィア国において分類されているカテゴリー別の電力需要の調査を行った。

(2) ビラヤ水力発電計画はボリヴィア国南部に位置するので、その発生電力は主として、Potosi, ChuquisacaおよびTarija 3県で消費される。したがってこの地方の代表的なSucre市およびTarija市等を訪問し、電化の現状を調査した。特にTarija市では、Tarija市の配電会社であるTarija配電会社(SETAR)を訪問し電力需要の現状、農村電化計画について聴取した。

(3) 南部電力系統に位置するENDEが所有するAranjuez ジーゼル発電所(21MW), Villa

Abaroa ジーゼル発電所 (5.2MW) および Angosto 水力発電所 (0.3MW) を訪問し、電力供給実績、負荷曲線、発電設備の定期点検および事故停止の実態調査を行った。

- (4) 観察による主要地域の比較調査を行った。すなわち調査団はボリヴィア国の主要都市である La Paz, Cochabamba, Sucre, Tarija, Santa Cruz 等を訪問し、各地域を比較観察することにより、電化の実態調査を行った。
- (5) 中央電力系統および東部電力系統に位置する ENDE の発送変電設備の建設状況、運転保守の現状をとおしての電力需要の把握を行った。
- (6) Tarija 県の南部に位置する Bermejo において、ボリヴィア開発公社 (Corporación de Fomento y Desarrollo Boliviano) の製糖工場を訪問し、電力需要の現状、将来 ENDE の電力系統からの受電の可能性について調査した。

上記の実態調査と ENDE より入手した基礎資料をベースに次の方法により電力需要推定を行った。

電力消費量はその国の経済的なポテンシャルと密接な相関関係にあることは良く知られた事実である。一国の経済活動は ONP という指標で最も包括的に表わされる。電力は生産と消費という国民の経済活動のほとんどあらゆる分野で使用されるため、長期的にみると ONP ときわめてよい相関関係をもつものと考えられる。

電力需要の巨視的予測とは上述のように 1 人当たりの ONP 即ち ONP/capita と 1 人当たりの電力消費量即ち kWh/capita の間の相関関係を基として超長期に亘る国全体としての電力需要の規模を推定する方法である。このような相関関係は、個々の国毎に、その経済規模や、国民の個人所得水準によって規定されるものであり、従って国によって可成りの相違がある。しかしながら EPDC によって行われ、国際原子力機構 (IAEA)、世界銀行 (IBRD) でも承認された各国別の統計的調査によれば、幾つかの所得規模に対応して、それぞれ電力消費規模の大まかな傾向線が存在する。この長期予測方法に必要なパラメーターは次のとおりである。

- 過去の実績から推定される国民経済の現段階における ONP/capita の平均的な成長率
- 現在における ONP/capita の規模
- 現在における kWh/capita の規模
- ONP/capita の規模の変化に対応する成長率の変化の度合い
- ONP/capita の規模の変化に対応する kWh/capita の変化の度合い

Fig 4-3 および Fig 4-4 参照

ボリヴィア国の 1977 年、1978 年および 1979 年における 1 人当たり ONP は 480 US ドル、510 US ドルおよび 550 US ドルであるが過去数年間の 1 人当たり ONP の実質伸び率は平均 3.8 % である。一方 1979 年の 1 人当たり ONP である 550 US ドルを 1968 年ドル価格に換算す



るとその価値は 383USドルとなる。また 1979 年における 1 人当りの消費電力量（発電端）は 263 kWh である。

#### 4.3.3 電力需要想定の結果

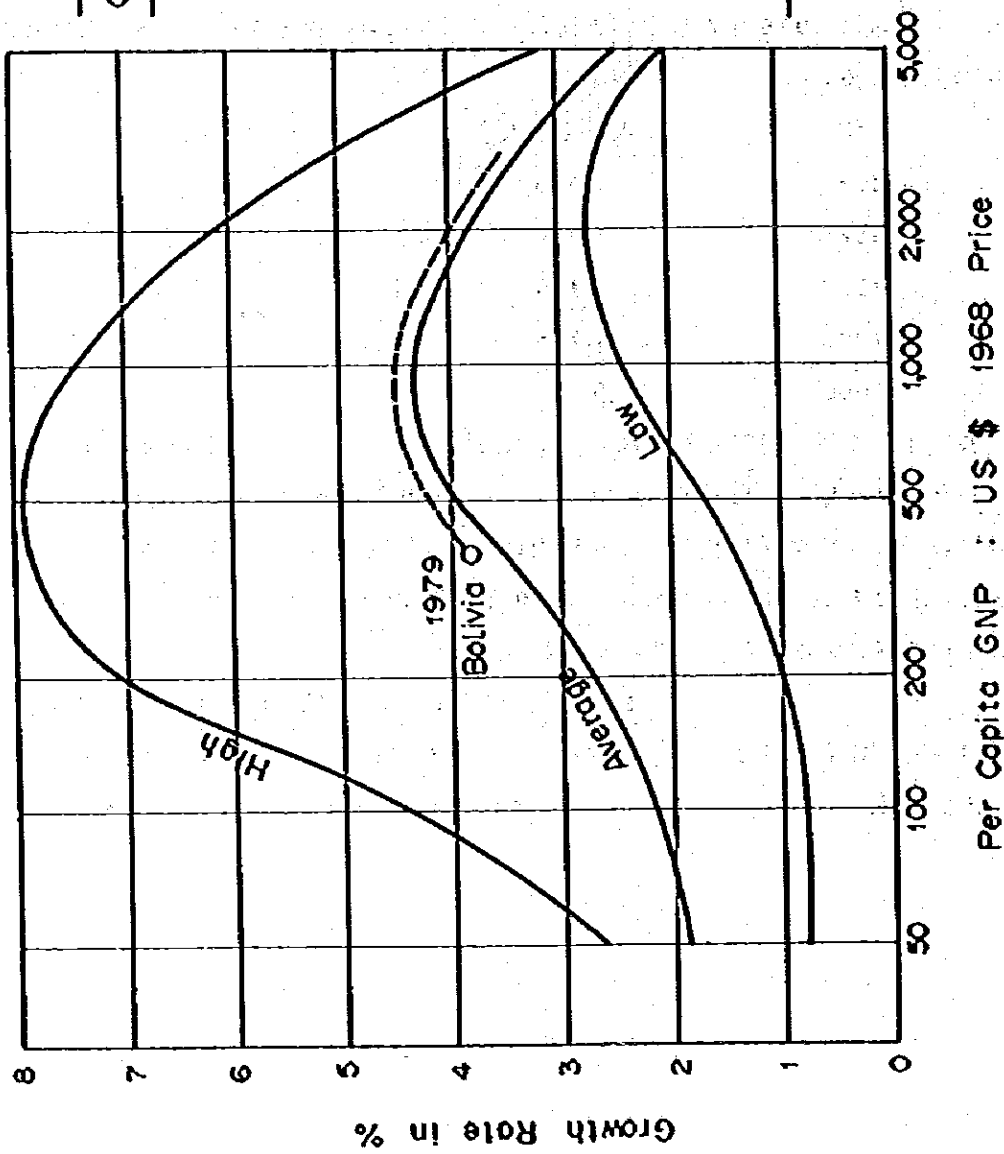
1978年版の国連統計資料 (STATISTICAL YEARBOOK 1978) によれば 1970年から1977年までのボリヴィア国の人口増加率は年平均 2.7%であった。一方 1976年に金属鉱業事業団が、国際開発センターに委託し実施した“ボリヴィア国地域開発計画調査”調査報告書 (Infrastructure Development Planning for A Zinc Refinery, Bolivia, June 1976, Prepared for Metal Mining Agency of Japan by International Development Center of Japan) を基に 1980年現在の人口で補正した結果、Table 4-5に示す人口予測値を得た。この値は 1976年の想定値と比較してやや低めの値となっている。人口と人口増加率は次の如くなる。

年	人口(千人)	増加率(%)
1980	5,585	2.4
1985	6,280	
1990	6,990	2.2
1995	7,710	
2000	8,460	1.8

長期予測の想定期間としてはボリヴィア水力発電計画の投入年度を考慮し西暦 2000年までをとった。また想定に当っては出発点として 1979年現在の GNP/capitaをとったが、この時点での過去の平均成長率として 3.8%を保った。年度毎の全国需要の動向は Table 4-6に示すとおりである。この表によつて 1980年以降 2000年までの各 5年毎の需要電力量ならびに平均伸び率をみると次のとおりである。

	1980 (実績)	1985	1990	1995	2000
需要電力量 (GWh)	1,572	2,323	3,425	4,934	7,021
伸び率(%)		8.1	8.0	7.6	7.3

Fig. 4-3 Correlation between Per Capita GNP and its Growth Rate



**Table 4-5 Predicted Population**

**Unit: 1,000 inhabitants**

<b>Year</b>	<b>Actual</b>	<b>IDC (In 1976)</b>	<b>JICA (In 1980)</b>	<b>Remarks</b>
1962	3,863	—	—	
1963	3,951	—	—	
1964	4,040	—	—	
1965	4,136	—	—	
1966	4,234	—	—	
1967	4,335	—	—	
1968	4,439	—	—	
1969	4,547	—	—	
1970	4,658	—	—	
1971	4,773	—	—	<b>National Census was carried out in Sep. 1976</b>
1972	4,891	—	—	
1973	5,014	—	—	
⋮	⋮	⋮	⋮	
1975		5,222		
1980	5,585	5,820	5,585	
1985		6,466	6,280	
1990		7,158	6,990	
1995		7,896	7,710	
2000		8,680	8,460	

Fig. 4-4 Correlation between Per Capita GNP and Per Capita Electricity Production

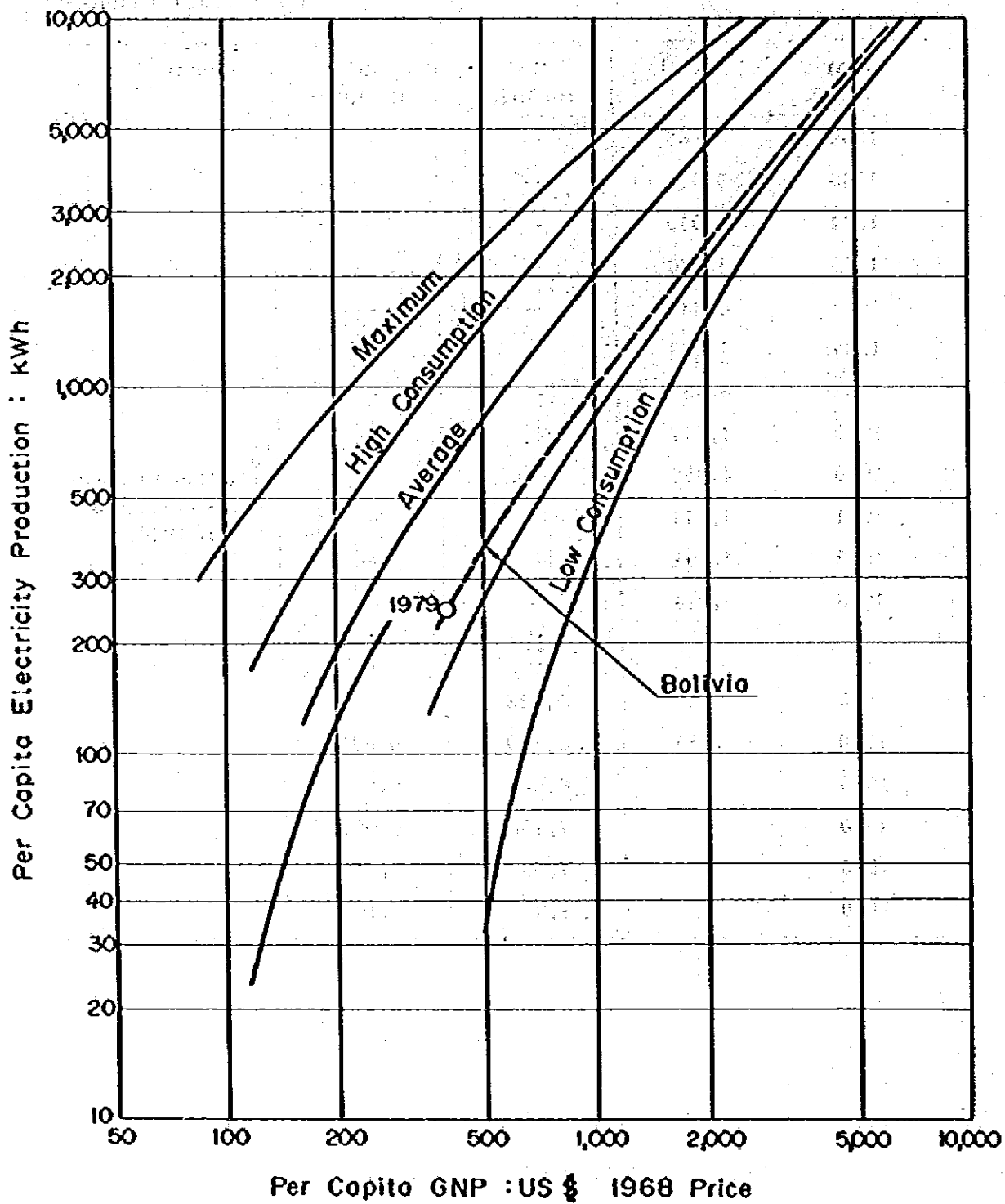


Table 4-6 Energy Demand Forecast by Macroscopic Method

Year	Growth rate in GNP/capita (%)	GNP/capita price in 1968 (US\$)	Energy consumption per capita (kWh/capita)	Predicted population (1,000)	Energy consumption in entire country (GWh)	Annual increase in energy consumption (%)
1979	3.85	383	263	5,444	1,433	8.1
80	3.85	397	281	5,585	1,572	
81	4.15	414				
82	4.15	431				
83	4.15	449				
84	4.15	467				8.0
85	4.15	487	370	6,280	2,323	
86	4.15	507				
87	4.28	529				
88	4.28	551				
89	4.28	575				7.6
1990	4.28	600	490	6,990	3,425	
91	4.43	626				
92	4.43	654				
93	4.43	683				
94	4.43	713				7.3
95	4.53	745	640	7,710	4,934	
96	4.53	779				
97	4.53	815				
98	4.55	852				
99	4.55	890				7.3
2000	4.55	931	830	8,460	7,021	





Table 4-7 Power Demand Forecast for National Power System

	Performance and prediction from data of ENDE								Prediction by macroscopic method					(a)/(b) (%)		
	North (GWh)	Central (GWh)	South (GWh)	East (GWh)	Isolated (GWh)	Total (GWh)	(a) Maximum demand (MW)	Annual L.F (%)	Entire country (GWh)	Isolated (GWh)	Power System					
											Energy (GWh)	(b) Max. demand (MW)	L.F (%)			
1971	283.3	276.4	107.0	29.7	143.1	839.5	—	—	839.5	143.1						↑ Performance ↓
72	282.9	295.9	111.9	43.2	157.1	891.0	—	—	891.0	157.1						
73	284.9	308.4	115.0	52.9	158.8	918.0	—	—	918.0	156.8						
74	307.8	330.1	109.6	64.0	181.7	993.2	162.6	56.9	993.2	181.7	811.5	162.6	56.9			
75	322.2	348.7	114.7	79.0	192.4	1,057.0	176.2	56.0	1,057.0	192.4	864.6	176.2	56.0			
76	331.0	381.8	127.8	96.7	194.7	1,132.0	185.0	57.8	1,132.0	194.7	937.3	185.0	57.8			
77	352.8	437.9	142.7	119.0	207.3	1,259.7	201.0	59.8	1,259.7	207.3	1,052.4	201.0	59.8			
78	375.3	463.8	144.8	142.7	227.2	1,353.8	222.7	57.7	1,353.8	227.2	1,126.6	222.7	57.7			
79	403.6	489.3	139.4	165.6	234.8	1,432.7	243.6	56.1	1,432.7	234.8	1,197.9	243.6	56.1			
1980	426.0	547.7	151.5	202.7	244.4	1,572.3	262.3	57.8	1,572.3	244.4	1,327.9	262.3	57.8			
81	446.1	584.3	163.1	231.1		1,424.6	271.0	60.0		259			58.0		↑ Prediction ↓	
82	470.1	633.7	174.7	269.0		1,547.5	294.4	60.0		275			58.0			
83	495.5	687.3	202.8	313.3		1,698.9	323.2	60.0		292			58.0			
84	522.0	745.5	225.6	364.6		1,857.7	353.4	60.0		309			58.0			
85	550.1	808.5	245.7	424.4		2,028.7	401.5	57.5	2,323	309	2,014	396	58.0	101.4		
86	584.0	872.3	267.1	472.5		2,195.9	435.7	57.5		309			58.0			
87	619.3	941.3	290.5	524.6		2,375.7	471.1	57.5		309			58.0			
88	656.3	1,015.7	315.7	582.2		2,569.9	509.1	57.6		309			58.0			
89	694.4	1,095.9	343.4	646.3		2,780.0	550.7	57.6		309			58.0			
1990	734.0	1,182.5	373.4	717.4	No data available	3,007.3	595.4	57.7	3,425	309	3,116	613	58.0	97.1		
91	774.7	1,275.9	406.2	796.2		3,253.0	643.9	57.7		309			58.0			
92	816.5	1,376.7	441.6	883.9		3,518.7	696.3	57.7		309			58.0			
93	859.2	1,485.5	480.6	981.1		3,806.4	752.8	57.7		309			58.0			
94	902.6	1,602.8	522.6	1,089.0		4,117.0	814.1	57.7		309			58.0			
95	946.6	1,729.5	568.7	1,208.8		4,453.5	880.5	57.7	4,934	309	4,625	910	58.0	96.7		
96	990.8	1,866.0	618.1	1,341.8		4,817.3	951.9	57.7		309			58.0			
97	1,034.7	2,013.5	673.1	1,489.4		5,210.7	1,029.5	57.7		309			58.0			
98	1,078.0	2,172.5	732.5	1,653.2		5,636.2	1,113.1	57.7		309			58.0			
99	1,119.9	2,344.2	797.1	1,835.1		6,096.3	1,203.9	57.7		309			58.0			
2000	1,160.1	2,529.4	867.4	2,037.0		6,593.9	1,282.6	57.7	7,021	309	6,712	1,321	58.0	97.1		
Increase (%)																
'71-'80	4.6	7.9	3.9	23.8	6.1	7.2	—	—	7.2	6.1	—	—	—	—		
'80-2000	5.1	8.0	9.1	29.2	—	7.4	8.3	—	7.8	1.2	8.4	8.4	—	—		





以上の想定結果はボリヴィア国全体の電力需要であり、電力需要の一部は自家用発電設備による電力需要および National Power System から隔離された一般の電力需要も含まれているので、これらを除き National Power System の電力需要を想定したが、その結果は Table 4-7 に示されている。ENDE の電力需要想定値は、調査団の想定値とよく近似しており、妥当なものと判断される。したがって調査団は、ピラヤ水力発電計画の策定に当っては、ENDE の電力需要想定値を採用し、開発の時期、電力系統解析、ピラヤ水力発電計画の売電可能電力量等の検討の基本資料とした。

#### 4.3.4 電力需給バランス

ENDE の電力系統は将来水力電源が主体となった電源構成となる。このことは、ボリヴィア国の雨期、乾期による水力供給力の相違と電力需要との関係を相互にチェックした電力需給バランスの検討が不可欠であることを意味する。

すなわち、将来予想される水力電源が貯水池式発電所の場合と自流式発電所とでは雨期と乾期では、その可能発生電力量が大幅に異なる。貯水池式発電所である Corani (54.0 MW) および Santa Isabel (72.0 MW) 発電所は乾期の 7 ヶ月間に年間可能発生電力量の 74% を発電することが可能であり、一方自流式発電所である Zongo 川水系の発電所群は乾期 7 ヶ月間に年間可能発生電力量の 50% を、Palillada および Sakahuaya 発電所は 40% 程度の発電が可能である。

このように各水力発電所は、雨期と乾期では供給力に差がある。したがって、各水力総合で雨期と乾期における水力の供給力を明確にし、電力需要に対応する供給力との間で電力需給バランスを検討する必要がある。

##### (1) 可能供給力

ボリヴィア国の電力系統は 1984 年末には全国の主要電力需要地域をカバーする電力系統が完成する。この電力系統に連系される電源は、水力、ジーゼル、ガスタービン等の電源である。1981 年 7 月現在の既設発電設備の合計は Table 4-8 に示す如く総設備出力 398.8 MW である。その内訳は次のとおりである。

Existing Generating Facilities in 1981

	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)
Hydro power plants	274.6	238.0
Diesel power plants	33.0	30.0
Gas turbine plants	91.2	80.0
Total	398.8	348.0

これらの発電設備のうち、水力およびジーゼル発電設備の一部は老朽化により、銘板設備出力までの能力を引出すことが出来ない。ガス・タービン発電設備は Santa Cruz に建設されたものであり、その1号機は1975年に運転を開始した。

一方、将来開発予定の電源設備は Table 4-9 に示す如く2000年までの間に現在の総設備出力の2.5倍に相当する1,072MWが開発される予定である。この開発計画は1982年に設置される予定のガス・タービン発電設備を除けば全て水力電源によって構成される予定である。既設水力発電設備を含む水力発電設備の雨期(5ヶ月)および乾期(7ヶ月)の発電所別可能発生電力量を Table 4-10 に示す。なおこの可能発生電力量は1964年から1973年までの実績河川流量をベースに計算されたものである。(但しピラヤ水力発電計画については1965年より1981年までの15年間で計算されている)

## (2) 電力需要

上述の季節別の水力可能発生電力量に対応する電力需要としては、年間の総需要電力量を乾期の7ヶ月間と雨期の5ヶ月間に比例配分し、最大電力需要については、過去の実績より、乾期に年間の最大電力が出るものと想定し、雨期の最大電力は乾期の最大電力に、0.967を乗じて求めた。

以上述べた如く、季節別の電力需要と、これに対応する供給力を検討し電力供給バランスを検討したものが Table 4-11 に示されておりピラヤ水力発電所が運転開始する1年前の1990年から1995年までの季節別の水力発電設備による可能供給力が判る。

ピラヤ水力発電所は Table 4-11 にみられるように kW バランスでは運転開始の1991年より設備出力の全てが有効に利用される。一方 kWh バランスでは雨期の可能発生電力量は有効に利用されず蓄水することになる。雨期の蓄水は3年間続くが、1994年以降は、Table 4-12 に示す如くピラヤ水力発電所の可能発生電力量は全て有効化する。



Table 4-8 Existing Hydro and Thermal Power Plants (July, 1981)

Power system & power plants	Type	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)	Avall. energy		Remarks	Power system & power plants	Type	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)	Avall. energy		Remarks		
				Firm (GWh)	Secondary (GWh)						Firm (GWh)	Secondary (GWh)			
<b>(1) Northern System</b>							<b>(3) Southern System</b>								
Zongo River	H	117.1	90.0	529.5	26.7		Aranjuez	D	22.2	21.0	—	—			
Achachicara	H	4.6	3.5	9.5	0		Villa Abaroa	D	5.5	5.5	—	—			
<b>Total</b>		<b>121.7</b>	<b>93.5</b>	<b>539.0</b>	<b>26.7</b>	<b>BPC</b>	El Angosto	H	0.3	0.3	1.9	0.2			
							<b>Subtotal</b>		<b>28.0</b>	<b>26.8</b>	—	—	<b>ENDE</b>		
<b>(2) Central System</b>							Killpani	H	6.0	9.3	70.0	—			
Corani	H	54.0	54.0	347.4	114.6		Landora	H	2.8						
Santa Isabel	H	54.0	54.0				ENDE	Puntuma	H					2.5	
<b>Subtotal</b>		<b>108.0</b>	<b>108.0</b>	<b>347.6</b>	<b>114.6</b>		Telamayu	D	5.3	3.5	—	—	<b>COMIBOL</b>		
Migullia	H	4.0	2.7	118.0	2.0		<b>Subtotal</b>		<b>16.6</b>	<b>12.8</b>	—	—			
Angostura	H	4.6	4.0				<b>ENDE</b>	<b>Total</b>		<b>44.6</b>	<b>39.6</b>	—	—		
Choquetanga	H	7.4	6.3					<b>(4) Eastern System</b>							
Carabuco	H	6.3	6.1					Huaracachi	GT	91.2	80.0	—	—	<b>ENDE</b>	
<b>Subtotal</b>		<b>22.3</b>	<b>19.1</b>	<b>118.0</b>	<b>2.0</b>		<b>(5) Entire Power System</b>								
Pequeño Oruro	H	4.8	4.8	23.0	0	<b>COMIBOL</b>	Hydro	H	274.6	238.0	1,110.5	143.5			
Incachaca	H	3.9	3.0	11.0	0		Diesel	D	33.0	30.0	—	—			
Angostura	H	2.1							Gas Turbine	GT	91.2	80.0	—	—	
Chocaya	H	0.2							<b>Total</b>		<b>398.8</b>	<b>348.0</b>	—	—	
<b>Subtotal</b>		<b>6.2</b>	<b>3.0</b>	<b>11.0</b>	<b>0</b>	<b>ELFEC</b>									
<b>Total</b>		<b>141.3</b>	<b>134.9</b>	<b>499.6</b>	<b>116.6</b>										

Note: H : Hydro  
D : Diesel  
GT: Gas Turbine



Table 4-9 Proposed Power Facility Expansion Program

Power Plant	Type	Installed capacity (MW)	Effective capacity (MW)	Avail. Energy		Remarks
				Firm (GWh)	Secondary (GWh)	
<b>Scheduled</b>						
Oruro	G	22.5	16.0	—	—	1982
Santa Cruz	G	22.5	20.0	1)	—	1982
Santa Isabel (No.4)	H	18.0	18.0	24.6	12.5	1984
Sakhahuaya (1st)	H	36.0	36.0	164.5	20.4	1985
Sakhahuaya (2nd)	H	36.0	36.0	157.8	19.9	1986
Iela	H	90.0	90.0	341.0	51.0	1987
Subtotal		225.0	216.0			
<b>Proposed Plants</b>						
Pallillada	H	110.0	110.0	554.0	0.9	1989
Pilaya	H	87.0	87.0	480.2	55.3	1991
Miscuni	H	100.0	100.0	391.8	68.2	1993
San Jose	H	150.0	150.0	683.5	207.0	1994
Rositas (1st)	H	200.0	200.0	1,787.0	394.2	1996
Rositas (2nd)	H	200.0	200.0			1998
Subtotal		847.0	847.0			
Total		1,072.0	1,063.0			

Note: The years shown on the remarks indicate the beginning of each year to be put in service

1): Incremental energy due to Malaga and Vinto Rivers diversion and increased dam height (5 m)

Source: Plan Nacional de Electrificación, Agosto de 1980, prepared by ENDE

Table 4-10 Available Energy Production in Hydro and Thermal Plants

	Installed capacity (MW)	Available supply power		Firm energy for supply			Average available supply energy			Remarks
		Dry (MW)	Rainy (MW)	Dry (GWh)	Rainy (GWh)	Total (GWh)	Dry (GWh)	Rainy (GWh)	Total (GWh)	
<b>Existing Hydro</b>										
Corani plus Sta. Isabel	108.0	108.0	108.0	230.0	70.5	300.5	278.0	120.7	398.7	Firm energy is based on the driest year
Zongo	117.1	90.0	90.0	283.0	256.0	539.0	281.7	284.0	565.7	
Migullas	22.3	19.1	19.1	70.0	48.0	118.0	69.4	50.6	120.0	
Peque. CBBA	6.2	3.0	1.5	6.5	4.5	11.0	6.5	4.5	11.0	
Peque. Oruro	4.8	4.8	2.6	15.0	8.0	23.0	15.0	8.0	23.0	
Rio Yura	11.3	9.8	9.8	40.0	30.0	70.0	40.0	30.0	70.0	
Achachicala	4.6	3.5	2.0	7.5	2.0	9.5	7.5	2.0	9.5	
El Angosto	0.3	0.3	0.3	0.9	0.9	1.8	1.0	1.1	2.1	
Subtotal	274.6	238.5	233.3	652.9	419.9	1,072.8	699.1	500.9	1,200.0	
<b>Existing Thermal</b>										
Santa Cruz G.T	91.2	80.0	80.0	—	—	—	—	—	—	
Aranjuez Diesel	22.2	21.0	21.0	—	—	—	—	—	—	
COMIBOL Diesel	5.3	3.5	3.5	—	—	—	—	—	—	
Villa Abaroa	5.5	5.5	5.5	—	—	—	—	—	—	
Subtotal	124.2	110.0	110.0	—	—	—	—	—	—	
<b>Proposed Hydro</b>										
Additional Sta. Isabel (No.4)	18.0	17.2	17.2	207.4	39.0	* 246.4	202.3	56.6	* 258.9	* Additional energy from Vinto and Malaga Rivers and also increased dam height of Corani
Sakhahuaya	72.0	72.0	72.0	92.6	229.7	322.3	129.7	232.9	362.6	
Icla	90.0	90.0	90.0	181.4	159.6	341.0	213.6	178.4	392.0	
Palillada	110.0	110.0	110.0	277.7	317.3	595.0	277.2	355.0	632.2	
Pilaya	87.0	87.0	87.0	186.2	294.0	480.2	244.4	291.1	535.5	
Miscuni	100.0	100.0	100.0	238.4	133.1	371.5	281.9	178.1	460.0	
San Jose	150.0	150.0	150.0	308.5	375.0	683.5	410.5	480.7	891.2	
Rositas	400.0	400.0	400.0	905.5	881.5	1,787.0	1,173.2	1,008.0	2,181.2	
Subtotal	1,027.0	1,026.2	1,026.2	2,397.7	2,429.2	4,826.9	2,932.8	2,780.8	5,713.6	
<b>Proposed Thermal</b>										
Gas turbine	45.0	36.0	36.0	—	—	—	—	—	—	
<b>Total (Hydro)</b>	<b>1,470.8</b>	<b>1,410.7</b>	<b>1,405.5</b>	<b>3,050.6</b>	<b>2,849.1</b>	<b>5,899.7</b>	<b>3,631.9</b>	<b>3,281.7</b>	<b>6,913.6</b>	



Table 4-11 Demand and Supply Balance

Name of Power Plants	Installed capacity (MW)	1990		1991		1992		1993		1994		1995	
		Dry (MW)	Rainy (MW)	Dry (MW)	Rainy (MW)	Dry (MW)	Rainy (MW)	Dry (MW)	Rainy (MW)	Dry (MW)	Rainy (MW)	Dry (MW)	Rainy (MW)
Maximum power demand		575.6	595.4	622.5	643.9	673.2	696.3	727.8	752.8	787.0	814.1	851.2	880.5
Effective power supply													
Existing small hydro	49.5	40.5	35.3	40.5	35.3	40.5	35.3	40.5	35.3	40.5	35.3	40.5	35.3
Zongo	117.1	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
Corani & Santa Isabel	126.0	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2	125.2
Sakahuaya	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
Icla	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
Pallllada	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
Pilaya	87.0	—	—	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0
Miscuni	100.0	—	—	—	—	—	—	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
San Jose	150.0	—	—	—	—	—	—	—	—	72.3	104.6	116.5	150.0
Rositas	400.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Subtotal	(1,301.6)	(527.7)	(522.5)	(614.7)	(609.5)	(614.7)	(609.5)	(714.7)	(709.5)	(787.0)	(814.1)	(831.2)	(859.5)
Gas turbine	112.5	47.9	72.9	7.8	34.4	58.5	80.0	13.1	43.3	0	0	20.0	21.0
Diesel	33.0	0	0	0	0	0	6.8	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(145.5)	(47.9)	(72.9)	(7.8)	(34.4)	(58.5)	(86.8)	(13.1)	(43.3)	(0)	(0)	(20.0)	(21.0)
Total	1,447.1	575.6	595.4	622.5	643.9	673.2	696.3	727.8	752.8	787.0	814.1	851.2	880.5
Energy demand	(GWh)	1,754.3	1,253.0	1,897.6	1,335.4	2,052.6	1,466.1	2,220.4	1,586.0	2,401.6	1,715.4	2,597.9	1,855.6
Average available energy													
Existing small hydro	235.6	139.4	96.2	139.4	96.2	139.4	96.2	139.4	96.2	139.4	96.2	139.4	96.2
Zongo	565.7	281.7	284.0	281.7	284.0	281.7	284.0	281.7	284.0	281.7	284.0	281.7	284.0
Corani & Santa Isabel	657.6	480.3	177.3	480.3	177.3	480.3	177.3	480.3	177.3	480.3	177.3	480.3	177.3
Sakahuaya	362.6	129.7	232.9	129.7	232.9	129.7	232.9	129.7	232.9	129.7	232.9	129.7	232.9
Icla	392.0	213.6	178.4	213.6	178.4	213.6	178.4	213.6	178.4	213.6	178.4	213.6	178.4
Pallllada	632.2	277.2	252.3	277.2	300.0	277.2	355.0	277.2	355.0	277.2	355.0	277.2	355.0
Pilaya	535.5	—	—	244.4	51.5	244.4	107.3	244.4	207.6	244.4	291.1	244.4	291.1
Miscuni	460.0	—	—	—	—	—	—	281.9	35.6	281.9	52.4	281.9	104.8
San Jose	891.2	—	—	—	—	—	—	—	—	353.4	48.1	410.5	126.7
Rositas	2,181.2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Subtotal	6,913.6	(1,521.9)	(1,221.1)	(1,766.3)	(1,320.3)	(1,766.3)	(1,431.1)	(2,048.2)	(1,557.0)	(2,401.6)	(1,715.4)	(2,458.7)	(1,846.4)
Gas turbine	591.3	232.4	31.9	131.3	15.1	286.3	35.0	172.2	19.0	0	0	139.2	9.2
Diesel	202.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	(793.6)	(232.4)	(31.9)	(131.3)	(15.1)	(286.3)	(35.0)	(172.2)	(19.0)	(0)	(0)	(139.2)	(9.2)
Total	7,707.2	1,754.3	1,253.0	1,897.6	1,335.4	2,052.6	1,466.1	2,220.4	1,586.0	2,401.6	1,715.4	2,597.9	1,855.6



**Table 4-12 Pilaya Hydro Power Plant  
Generated Effective Power & Energy**

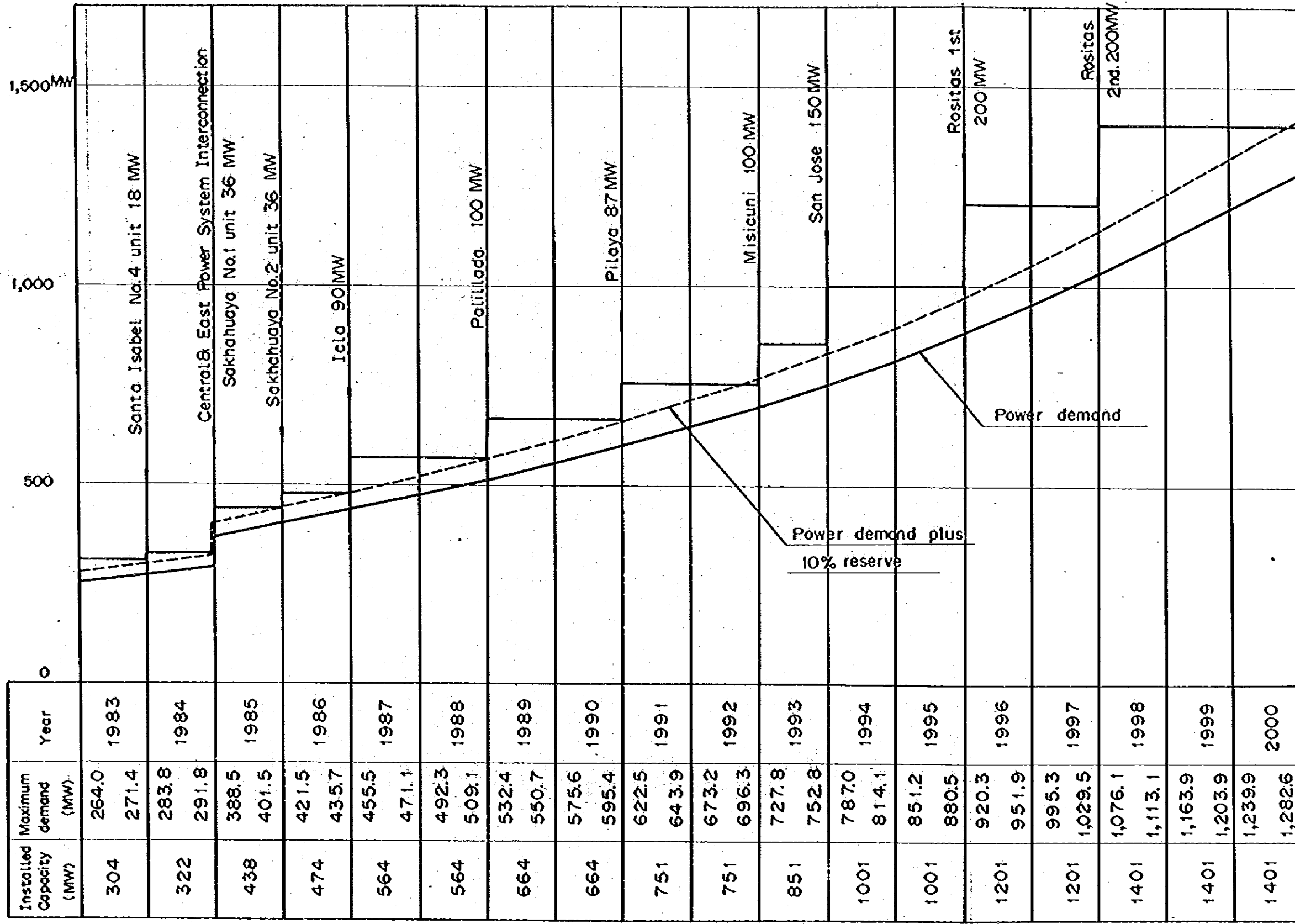
Year	Installed capacity (MW)	Average energy (GWh)	Effective power (MW)	Effective energy		
				Dry (GWh)	Rainy (GWh)	Total (GWh)
1991	87.0	535.5	87.0	237.1	51.5	288.6
1992	87.0	535.5	87.0	237.1	107.3	344.4
1993	87.0	535.5	87.0	237.1	207.6	444.7
1994	87.0	535.5	87.0	237.1	282.4	519.5
1995	87.0	535.5	87.0	237.1	282.4	519.5

Effective energy = Average energy × (1 - outage rate)

outage rate : 3.0%

Fig 4 - 5 K ENDE の開発計画と電力需要の関係を示す。

Fig. 4-5 Estimated Maximum Demand & Installed Capacity of Entire Power System



## 第5章 流域の気象と水文

## 第 5 章 流域の気象と水文

5.1	基本的な考察	5-1
5.2	気象および水文の概要	5-1
5.3	測水所および気象観測所	5-1
5.4	降雨量	5-7
5.4.1	資料	5-7
5.4.2	計画流域の平均降雨量の算定	5-8
5.5	計画ダム地点流量の算定	5-8
5.5.1	計画ダム地点の流域面積	5-8
5.5.2	代表測水所	5-8
5.5.3	Chilcara 測水所流量の検証	5-8
5.5.4	乾期 2 ヶ年の Chilcara 測水所流量の補正	5-22
5.5.5	流量の算定期間	5-30
5.5.6	流量資料の補足方法	5-30
5.5.7	欠測期間中の計画地点流量の算定	5-34
5.6	設計洪水量	5-36
5.6.1	Chilcara 測水所既往洪水量	5-36
5.6.2	洪水量の算定	5-39
5.6.3	設計洪水量	5-41
5.7	堆砂量	5-41



## TABLE LIST

Table	5-1	Existing Precipitation Data
	5-2	Existing Run-off Data
	5-3	Rain Gauging Stations Selected, for Calculating Average Precipitation in the Project Catchment Area
	5-4	Monthly Precipitation in the Catchment Area of Pilaya Project
	5-5	Correlation between Time (Days) and Run-off in Dry Season
	5-6	Monthly Run-off Data at Chilicara Gauging Station
	5-7	Correlation between Time (Days) and Run-off during the Dry Season for Two Depletion Equations
	5-8	Monthly Average Run-off at Project Dam Site
	5-9	Past Annual Maximum Flood Discharge
	5-10	Probability Flood Discharge at Project Site
	5-11	Probability Flood Discharge at Villamontes Gauging Station
	5-12	Probability Flood Discharge at Project Site (Calculated by Data Collected at Villamontes and La Paz Gauging Stations)

## FIGURE LIST

Fig.	5-1	Location Map of Rain Gauging Station and Run-off Gauging Station
	5-2	Hyetograph in the Project Area and Hydrograph at Chilicara Gauging Station
	5-3	Relation between Low-water Flow and the Total Precipitation during the Rainy Season
	5-4	Relation between Low-water Flow and the Total Flow during the Rainy Season



- Fig. 5-5 Hydrograph and Depletion Curve (Original Data) (1-2)**
- 5-6 Hydrograph and Depletion Curve (Original Data) (2-2)**
- 5-7 Relation between Depletion Constant and the Total Precipitation during the Rainy Season**
- 5-8 Relation between Depletion Constant and the Total Run-off during the Rainy Season**
- 5-9 Hydrograph in Modified Period (Dry Season '73 and '74)**
- 5-10 Run-off Duration Curve (1-2)**
- 5-11 Run-off Duration Curve (2-2)**
- 5-12 Relation between Monthly Precipitation and Run-off**
- 5-13 Relation between Initial Run-off and Depletion per Day**
- 5-14 Relation between the Initial Run-off on May 1 and the Average Run-off from March to April**
- 5-15 Rating Curve at Chillicara Gauging Station (Uniform Flow; Manning Formula)**
- 5-16 Rating Curve at Chillicara Gauging Station (Calculated by Method of Least Squares from Surveyed Data)**
- 5-17 Flood Discharge at the Project Dam Site (Gumbel Method)**
- 5-18 Profile of Regulating Reservoir**

## 第5章 流域の気象と水文

### 5.1 基本的な考察

ビラヤ水力発電計画に必要な水文資料とは、可能発生電力量の基本となる発電に利用する水量決定のための流量資料とダム構造物を決めるための計画洪水量の水文資料である。

前者については、ダム地点に近い Chillcara 測水所の記録が実測値として既に 1972 年から 1980 年 12 月まで 8 年間に亘る記録がある。

Chillcara 測水所地点での観測記録は水位を実測し、 $Q-H$  曲線より流量の算定が行われている。しかし  $Q-H$  曲線の前提となる河床断面積および流速の測定（カーレント・メーターの適用流速範囲）に問題があると思われる。したがって調査団は実測期間の 1972 年から 1980 年までの 8 年間の流量記録について、雨量との相関、乾期における減水特性等についてマクロ的な検討を行い流量記録の妥当性の検討を最初に行うものとし、この結果をふまえて、発生電力量算定に必要な 1966 年から 1980 年までの 15 年にわたる流量を算定するものとする。

後者については、充分な観測記録がないため Villamontes 測水所およびアルゼンチンの La Paz 測水所の計 35 年の観測記録を含めて検討に加えた。

### 5.2 気象および水文の概要

ビラヤ水力発電計画流域内における年間平均気温は標高により異なる。標高 2000 m 程度では約 20℃ で標高が高くなるにつれ気温は下り、標高 3500 m 程度では約 10℃ となる。流域全体の平均はおおむね 10℃ ないし 15℃ である。

年間降雨量は流域内の西地域においては 200mm 程度であり北方向へ向うにつれて多くなり、北側では 450mm となる。流域全体の平均は約 320mm である。

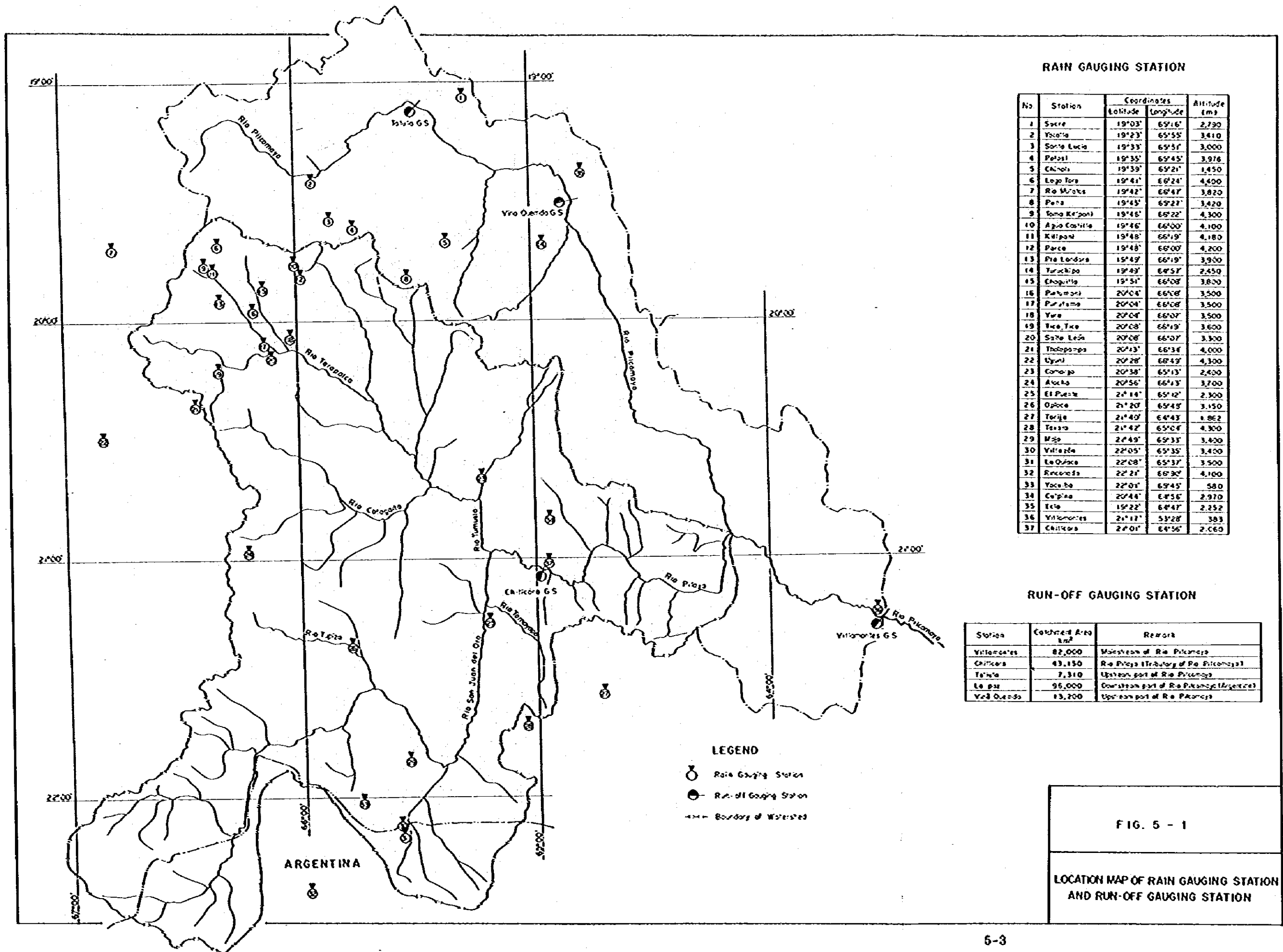
計画ダム地点の年間総流入量は約 1,900 百万  $m^3$  でその 85% までは 12 月から 4 月にかけての雨期に流入している。年間平均流量は約 60  $m^3/s$  であるが 12 月から 4 月にかけての 5 ヶ月間の平均流量は 126  $m^3/s$  で、5 月から 11 月にかけての 7 ヶ月間の平均流量は 16  $m^3/s$  と極端に少ない。

### 5.3 測水所および気象観測所

ビラヤ水力発電計画の流域内およびその周辺区域には、5ヶ所の測水所と多くの気象観測所がある。その位置は Fig 5-1 に示すとおりである。主要な測水所および雨量観測所の観測期間を Table 5-1, Table 5-2 に示す。







**RAIN GAUGING STATION**

No.	Station	Coordinates		Altitude (m)
		Latitude	Longitude	
1	Sacre	19°03'	69°16'	2,790
2	Yacolla	19°23'	69°55'	3,410
3	Santa Lucia	19°33'	69°51'	3,000
4	Pelosi	19°35'	69°45'	3,916
5	Chinos	19°39'	69°21'	1,450
6	Lago Tera	19°41'	69°24'	4,400
7	Rio Mulas	19°42'	69°47'	3,820
8	Pera	19°45'	69°27'	3,420
9	Santa K'poni	19°46'	69°22'	4,300
10	Agua Castilla	19°46'	69°00'	4,100
11	Kaipon	19°48'	69°19'	4,180
12	Parca	19°48'	69°00'	4,200
13	Pra Ladora	19°49'	69°19'	3,900
14	Turkipa	19°49'	69°57'	2,450
15	Chopilla	19°51'	69°08'	3,800
16	Pachama	20°04'	69°08'	3,500
17	Purama	20°04'	69°08'	3,500
18	Yura	20°04'	69°07'	3,500
19	Taca Taca	20°08'	69°19'	3,600
20	Santa Leon	20°08'	69°07'	3,300
21	Tholopampa	20°13'	69°34'	4,000
22	Uyuni	20°28'	69°49'	4,300
23	Comajo	20°38'	69°13'	2,400
24	Aloca	20°56'	69°13'	3,700
25	El Puma	21°14'	69°12'	2,300
26	Opioca	21°20'	69°45'	3,150
27	Torija	21°40'	69°43'	1,882
28	Tarata	21°42'	69°04'	4,300
29	Misa	21°49'	69°33'	3,400
30	Villalba	22°05'	69°35'	3,400
31	La Ojaca	22°08'	69°37'	3,500
32	Rocareda	22°21'	69°30'	4,100
33	Yacaba	22°01'	69°45'	580
34	Carpina	20°44'	69°56'	2,910
35	Teia	19°22'	69°47'	2,252
36	Villamorales	21°17'	59°28'	383
37	Chillara	21°01'	69°56'	2,060

**RUN-OFF GAUGING STATION**

Station	Catchment Area km <sup>2</sup>	Remarks
Villamorales	82,000	Mainstem of Rio Pichana
Chillara	43,150	Rio Pico (Tributary of Rio Pichana)
Torija	7,310	Upstream part of Rio Pichana
La Oja	95,000	Downstream part of Rio Pichana (Argentina)
Ved Ojedo	13,200	Upstream part of Rio Pichana

**LEGEND**

- Rain Gauging Station
- Run-off Gauging Station
- - - Boundary of Watershed

FIG. 5 - 1

LOCATION MAP OF RAIN GAUGING STATION AND RUN-OFF GAUGING STATION

Table 5-1 Existing Precipitation Data

Station		1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981		
NO	Name																													
1	Sucre	Jan. '39	—————																											
2	Yocolló	Jan. '46~	—————																											
3	Santo Lucio		—————																											
4	Polosi		—————																											
5	Chinoli		—————																											
6	Logó Toro		—————																											
7	Río Mulótos	Jan. '46~	—————																											
8	Puno		—————																											
9	Tomo Killpani		—————																											
10	Aguá Castilla	Jan. '46~	—————																											
11	Killpani	Feb. '46-Sep. '52	—————																											
12	Pórco		—————																											
13	Pto. Lóndara		—————																											
14	Turuchipo		—————																											
15	Chaguillo		—————																											
16	Pintumóni		—————																											
17	Punutumo		—————																											
18	Yuro	Aug. '46~	—————																											
19	Tico Tico		—————																											
20	Solto León		—————																											
21	Tholópampa		—————																											
22	Uyuni	Jan. '43- Dec. '48	—————																											
23	Comaró	Jan. '46~	—————																											
24	Atocho		—————																											
25	El Puente		—————																											
26	Óp loco	Jan. '51~	—————																											
27	Torijo	May. '54~	—————																											
28	Toxoro		—————																											
29	Mojo		—————																											
30	Villozón	Jan. '53~	—————																											
31	Lo Quioco	Jan. '46~	—————																											
32	Rinconado	Oct. '46~	—————																											
33	Yacuibo		—————																											
34	Culpino		—————																											
35	Icla		—————																											
36	Villamontes	Jan. '43~	—————																											
37	Chillcoro		—————																											

Note       Daily Data       Monthly Data



Table 5-2 Existing Run-off Data

Station	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Chilcoro									—	—	—	—	—	—	—	—	—
Villomontes												—	—	—	—	—	—
Totulo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Viña Quemada														—	—	—	—
La Paz (Argentina)								—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

5.4 降雨量

5.4.1 資料

本検討の計算に用いる雨量観測所資料は本計画流域内にある20ヶ所の雨量観測所のうちから、地理的な分布状態および観測期間等を考慮して10ヶ所の雨量観測所を選定した。

本検討に使用した観測所およびその期間は Table 5-3 に示すとおりである。

(APPENDIX - I 参照)

Table 5-3 Rain Gauging Stations Selected, for Calculating Average Precipitation in the Project Catchment Area

Station NO.	Station Name	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
15	Chaguila			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	May
17	Punatuma	—	—														
23	Comargo							Jun	—	—	—	—	—	—	—	—	—
25	El Puente	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
26	Oplaco	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
29	Mojo					—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
30	Villazon			—	—												
31	La Quiaca	—	—														
16	Pintumani									—	—	—	—	—	—	—	—
20	Salto Leon										—	—	—	—	—	—	—



#### 5.4.2 計画流域の平均降雨量の算定

平均降雨量の算定はテーセン分割法を用い算定期間は1966年～1980年の15年とした。San Juan del Oro川流域に位置する観測所の記録が本計画の流量算定のためには大きな比重をしめるがいずれも月間降雨量の記録しかないため月別とした。

計算結果はTable 5-4, Fig 5-2に示す通りである。

### 5.5 計画ダム地点流量の算定

#### 5.5.1 計画ダム地点の流域面積

アルゼンチンのLa Paz 測水所を除く3ヶ所の測水所の流域面積は1/50,000地形図にもとづいて算出した。なお、La Paz 測水所の流域面積はENDEより入手した値を採用した。

各測水所および計画ダム地点の流域面積は下記の通りである。

Chillicara 測水所	:	43,150 km <sup>2</sup>
計画ダム地点	:	43,640 km <sup>2</sup>
Villamontes 測水所	:	82,000 km <sup>2</sup>
La Paz 測水所	:	96,000 km <sup>2</sup>

#### 5.5.2 代表測水所

Chillicara 測水所と計画ダム地点の間には490 km<sup>2</sup>の残流域があるが、この残流域は全体の流域に比較して約1%であり極めて小さい事、ならびに大きな流量をもつ支流がない事などからChillicara 測水所で記録された流量と計画ダム地点の流量を同一のものとして考えた。

#### 5.5.3 Chillicara 測水所流量の検証

Chillicara 測水所の流量測定はSNMH(気象庁)ならびにENDEによって行なわれている。

毎日の観測値は量水標の水位であり(必要に応じ流速及び流積の測定が行なわれている)その時点での水位流量曲線から流量が算定されているが、後年度になって過去の水位流量曲線を補正することが行なわれている。すなわち流量の見直しが行なわれておりその結果、同一期間内において幾つもの流量資料が存在する。したがって調査団は過去の流量記録全体を降雨量と流量の関係、流量の減水特性及び観測方法など総合的に検討を行い過去の流量記録の中から妥当と思われる流量を選定した。しかし1973年および1974年の乾期における記録は補正の必要があると判断されたので後述の如く補正計算を行った。

なお総合検討の結果は次のとおりである。

##### (1) 湧水流量と降雨量の関係

Fig 5-3は1月から3月までの3ヶ月間の総雨量とChillicara 測水所流量の年間の

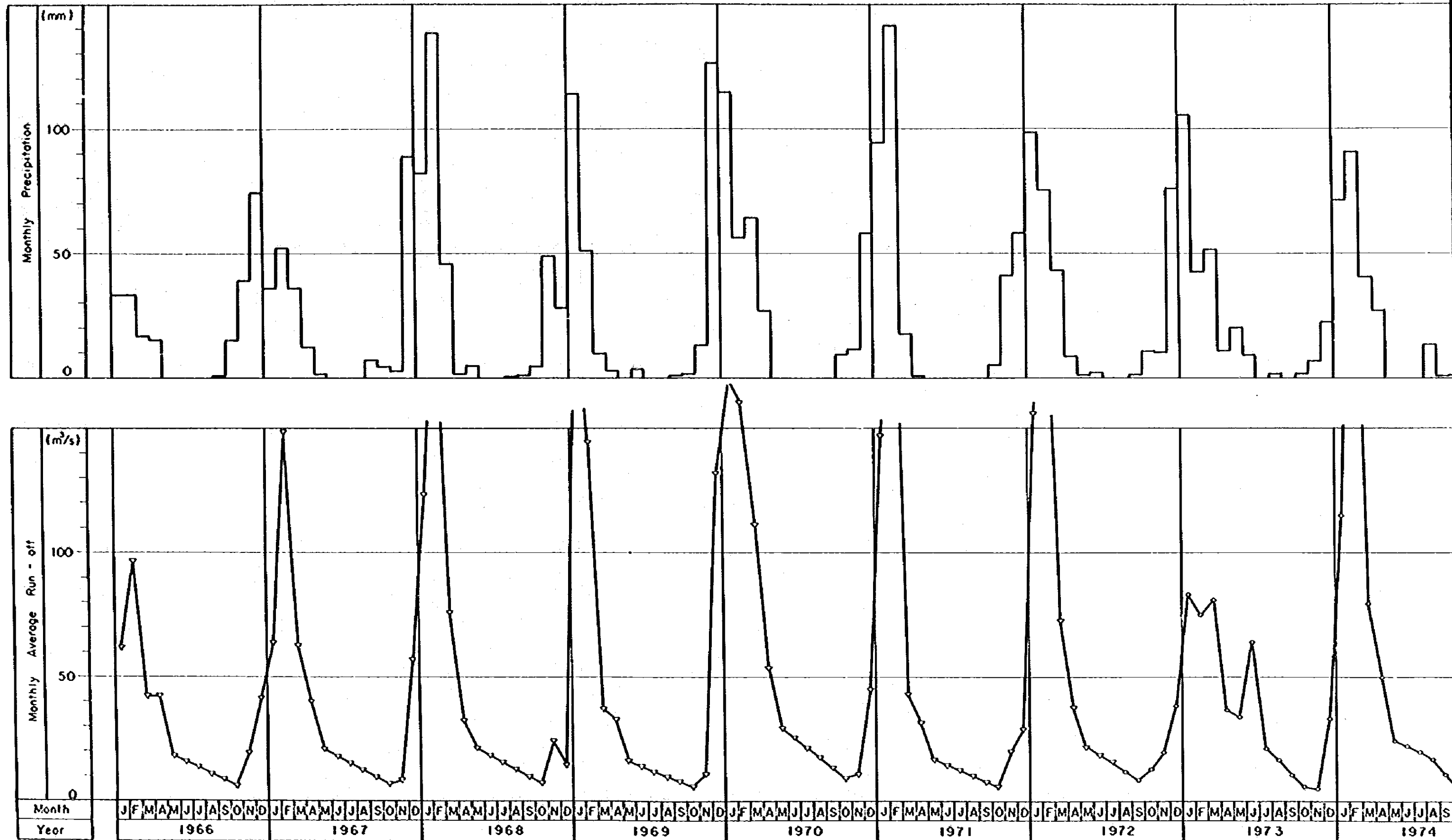
Table 5-4 Monthly Precipitation in the Catchment Area of Pilaya Project

( Unit: mm )

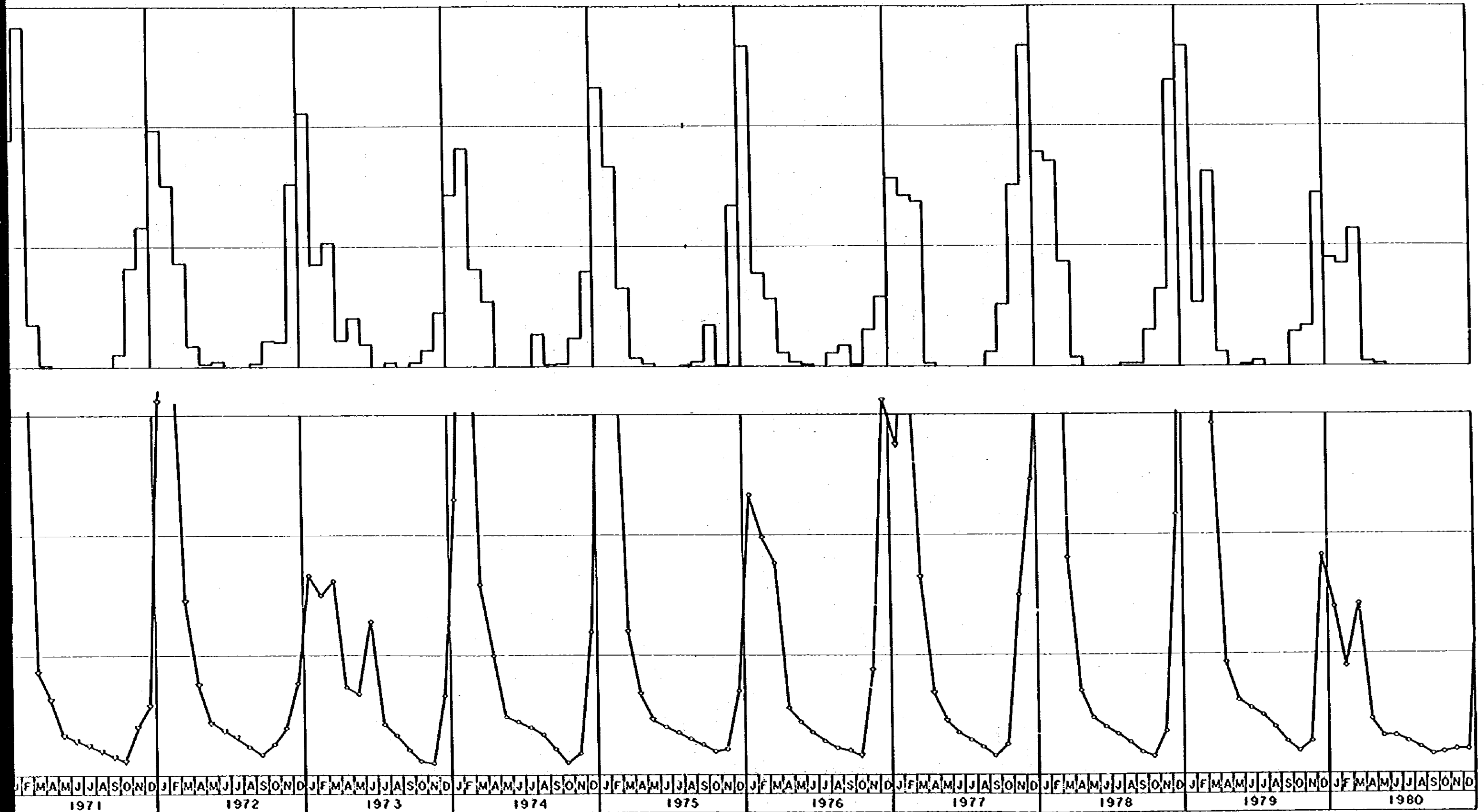
Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep	Oct.	Nov.	Dec.	Total
'66	33.3	33.3	16.5	14.0	0	0	0	0	0.4	14.9	38.9	74.2	226.4
'67	35.7	52.2	35.9	12.2	1.1	0	0	0	7.1	4.5	2.8	88.6	240.1
'68	82.0	138.1	45.4	1.5	4.7	0	0	0.1	0.8	4.6	48.9	27.9	354.0
'69	113.8	50.7	9.8	2.4	0	3.2	0	0	0.6	0.9	12.8	125.7	319.9
'70	114.3	55.9	64.3	26.3	0	0	0	0	0	9.2	11.4	77.8	359.2
'71	94.1	141.3	17.4	0.3	0	0	0	0	0	5.2	40.7	57.8	356.8
'72	93.0	74.9	43.1	8.8	0.7	1.8	0	0	1.1	11.0	10.5	75.9	325.8
'73	105.5	42.5	51.5	10.8	20.2	8	0	1.6	0	1.8	6.9	22.5	272.0
'74	71.2	90.5	40.4	27.0	0	0	0	13.3	0.5	0.7	11.9	39.4	294.9
'75	115.8	82.9	32.4	3.4	1.1	0	0	0.1	1.9	17.1	0.5	66.7	321.9
'76	132.6	33.8	27.9	5.5	1.5	0.6	0	5.3	8.6	0.5	15.2	28.9	265.4
'77	77.9	70.7	68.3	0.3	0	0	0	0	5.8	25.1	75.3	133.1	457.1
'78	89.3	85.2	43.6	3.7	0	0	0	0.7	0.6	14.9	31.8	118.8	388.6
'79	133.8	26.6	80.8	5.3	0	0.7	2.2	0	0	14.1	16.4	71.7	351.6
'80	44.8	42.6	57.3	1.4	0.8								
Average	89.5	68.4	42.3	8.3	2.0	1.1	0.2	1.5	2.0	8.9	23.1	72.1	323.8

Fig. 5 - 2

Hyetograph in the Project Area and Hydrograph at Chi



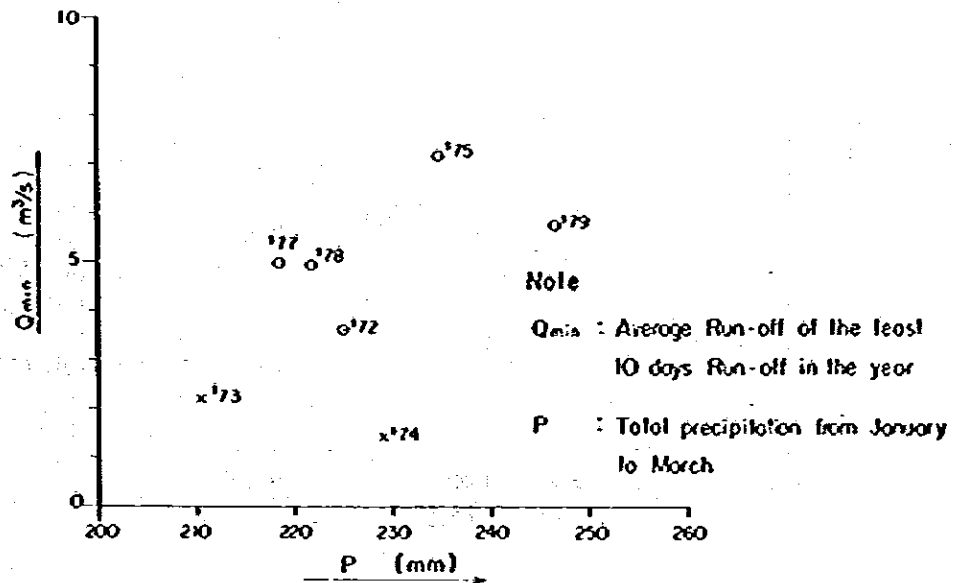
Graph in the Project Area and Hydrograph at Chillcara Gauging Station





最低10日間の平均値との関係を示している。

Fig. 5-3 Relation between Low-water Flow and the Total Precipitation during the Rainy Season



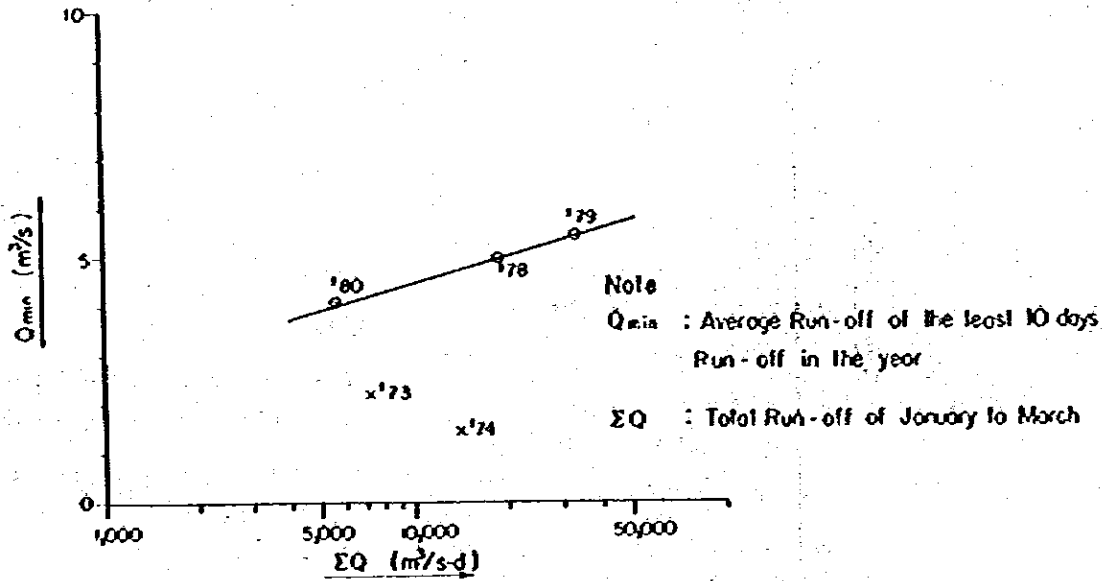
当地点の乾期流量は地下水流出によるものが主であり、その供給源は雨期における降雨である。従って、雨期における降雨量が多い程、乾期流量も多くなるはずである。この図ではバラツキは大きい、その傾向を示している。しかし1973年と1974年の流量は他の年に比較して著しく少ない事がわかる。

(2) 湧水流量と雨期流量の関係

Fig 5-4 は1月から3月の3ヶ月間の総流入量と、年間の最低10日間平均流量との関係を示したものである。

比較する資料に欠陥があり、試料数が少ないため明確に論ずる事は出来ないが、Chilkara湖  
 水所開設当初の1973年と1974年の値は最近3ヶ年の値に比較して雨期流量の割に湧水  
 流量が少ない事を示している。

Fig. 5-4 Relation between Low-water Flow and the Total Flow during the Rainy Season



(3) 乾期における流量の減水の特性

Chillcara 測水所の選定された流量を用いて、乾期の5月1日から10月31日までの期間の流量の減水の特性を調べた。自然流量の減水は一般的には $Q_t = Q_0 \cdot e^{-\alpha t}$ で与えられる。

本検討においては上式に加えて $Q_t = -\Delta Q \cdot t + Q_0$ の式についても合せて検討した。Table 5-5, Fig 5-5, Fig 5-6は各年における流量の減水の傾向を示したものである。

$Q_t$ と $t$ の相関係数は全般的に良い値を示している。しかし、1972年から1974年の3ヶ年の減水率 $\alpha$ は他の年に比べて大きい値となっている。すなわち減水傾向が大なることを示している。

Table 5-5 Correlation between Time (Days) and Run-off in Dry Season

Item	$Q_t = -\Delta Q t + Q_0$			$Q_t = Q_0 e^{-\alpha t}$		
	$Q_0$	$\Delta Q$	$\gamma$	$Q_0$	$-\alpha$	$\gamma$
1972	24.52	0.1193	0.98	59.19	0.0152	0.94
1973	24.05	0.1166	0.99	31.92	0.0112	0.93
1974	24.26	0.1270	0.93	34.05	0.0137	0.87
1975	23.38	0.0790	0.95	26.18	0.0056	0.93
1976	22.51	0.0998	0.96	23.57	0.0067	0.98
1977	21.34	0.0934	0.90	26.78	0.0087	0.90
1978	24.37	0.1026	0.98	27.82	0.0077	0.95
1979	34.62	0.1475	0.99	40.33	0.0080	0.96
1980	18.31	0.0745	0.95	20.90	0.0073	0.92

(4) 雨期降雨量と乾期自然減水係数の関係

雨期の1月から4月までの4ヶ月間の総雨量に対する自然減水係数の関係を Fig 5-7 に示す。図からでは一定の傾向は見られないものの1972年から1974年までの値が他の年に比較して大きい値を示している。

(5) 雨期流量と乾期自然減水係数の関係

Fig 5-8は1月から3月までの3ヶ月間の総流入量と自然減水係数の関係を示したものである。比較する資料に欠測があるため、明確に論ずる事は出来ないが、降雨量との関係と同様に1973年と1974年の値が他の年に比較して大きい値を示している。



Fig. 5 - 5 Hydrograph and Depletion Curve ( Original Data ) ( 1 - 2 )

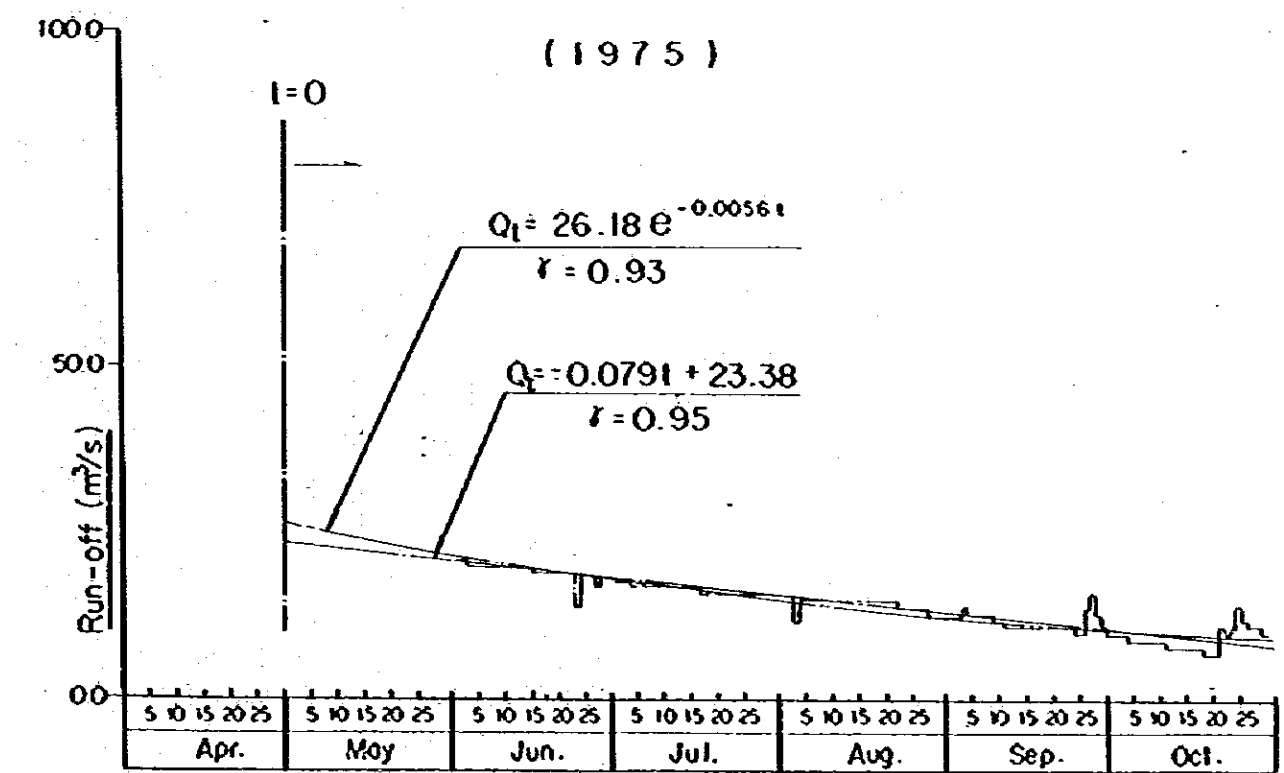
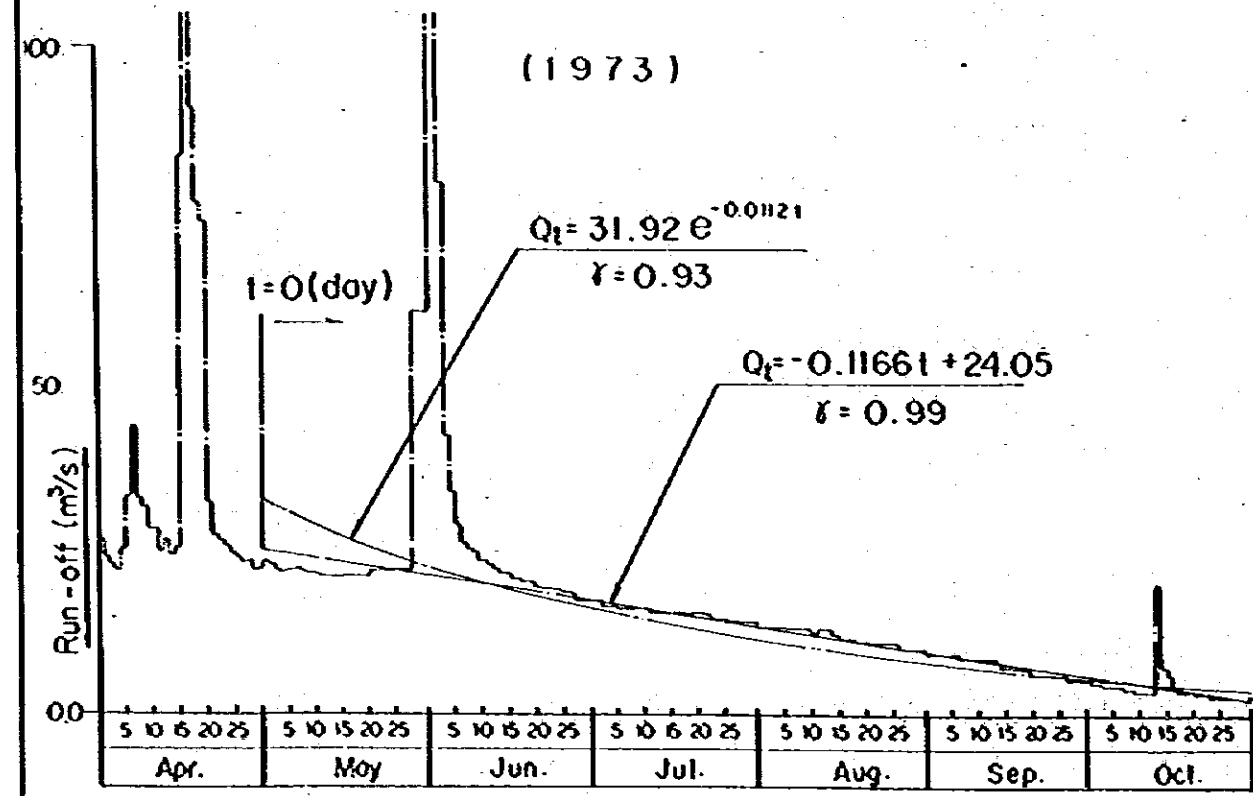
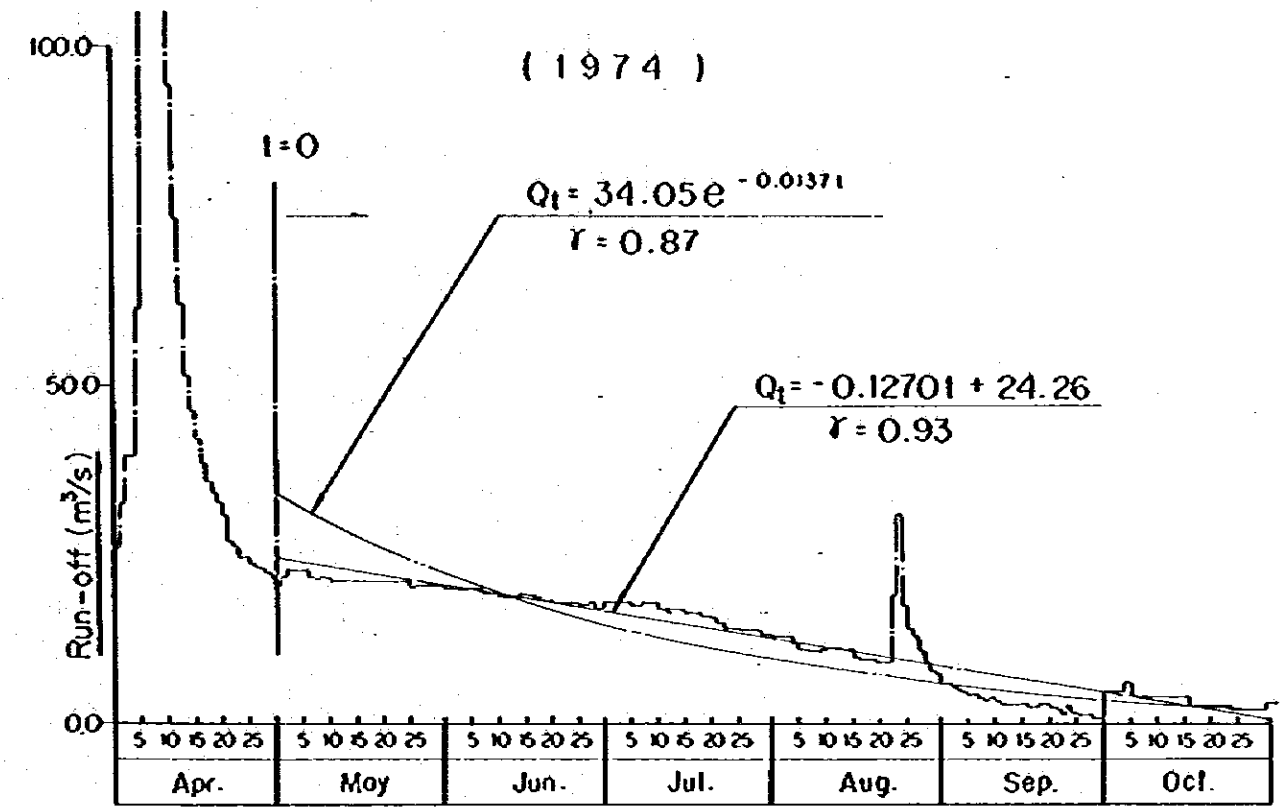
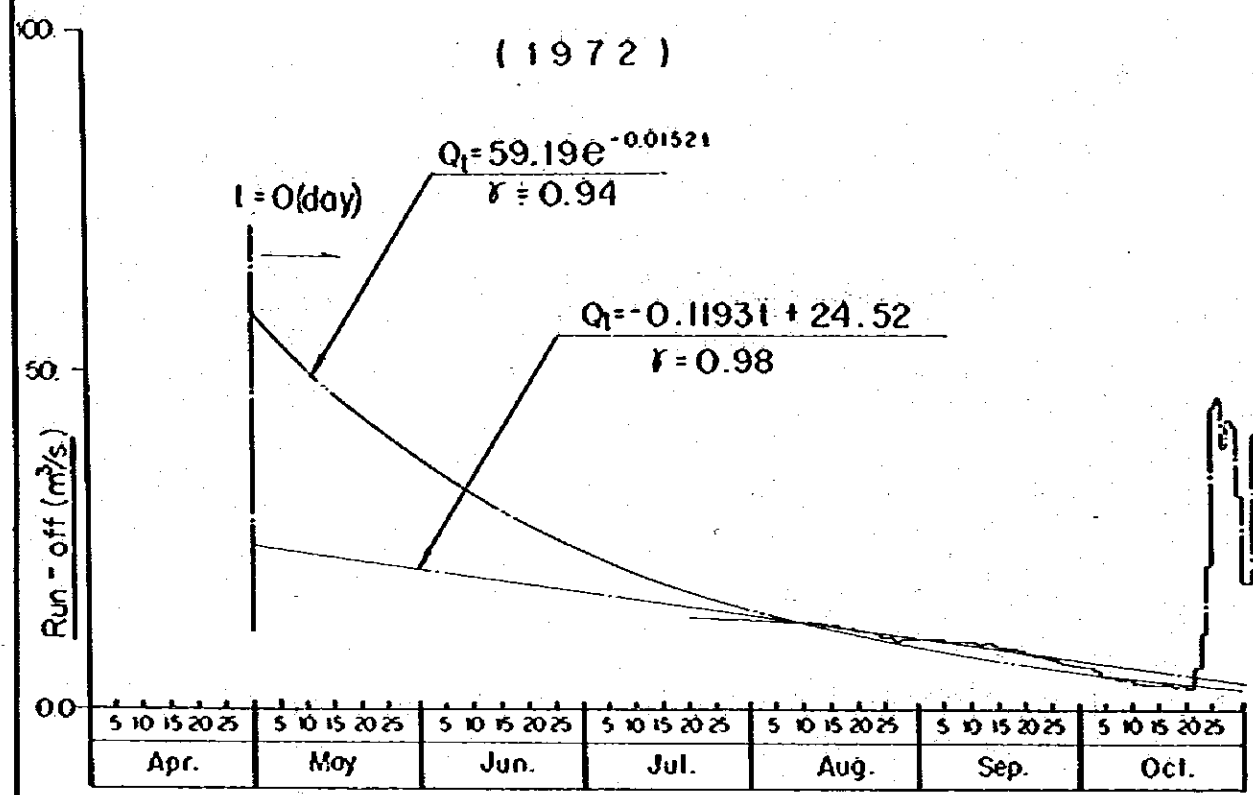
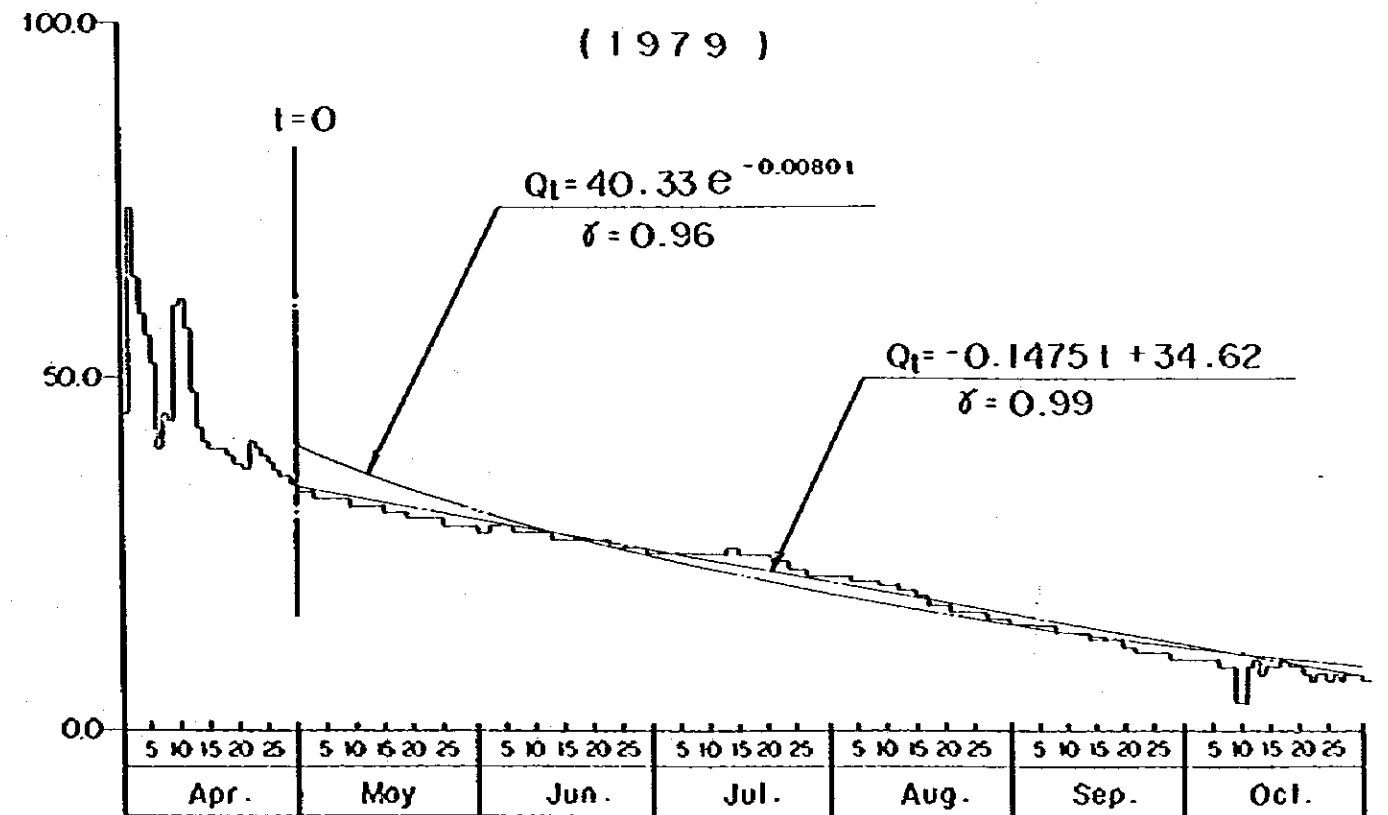
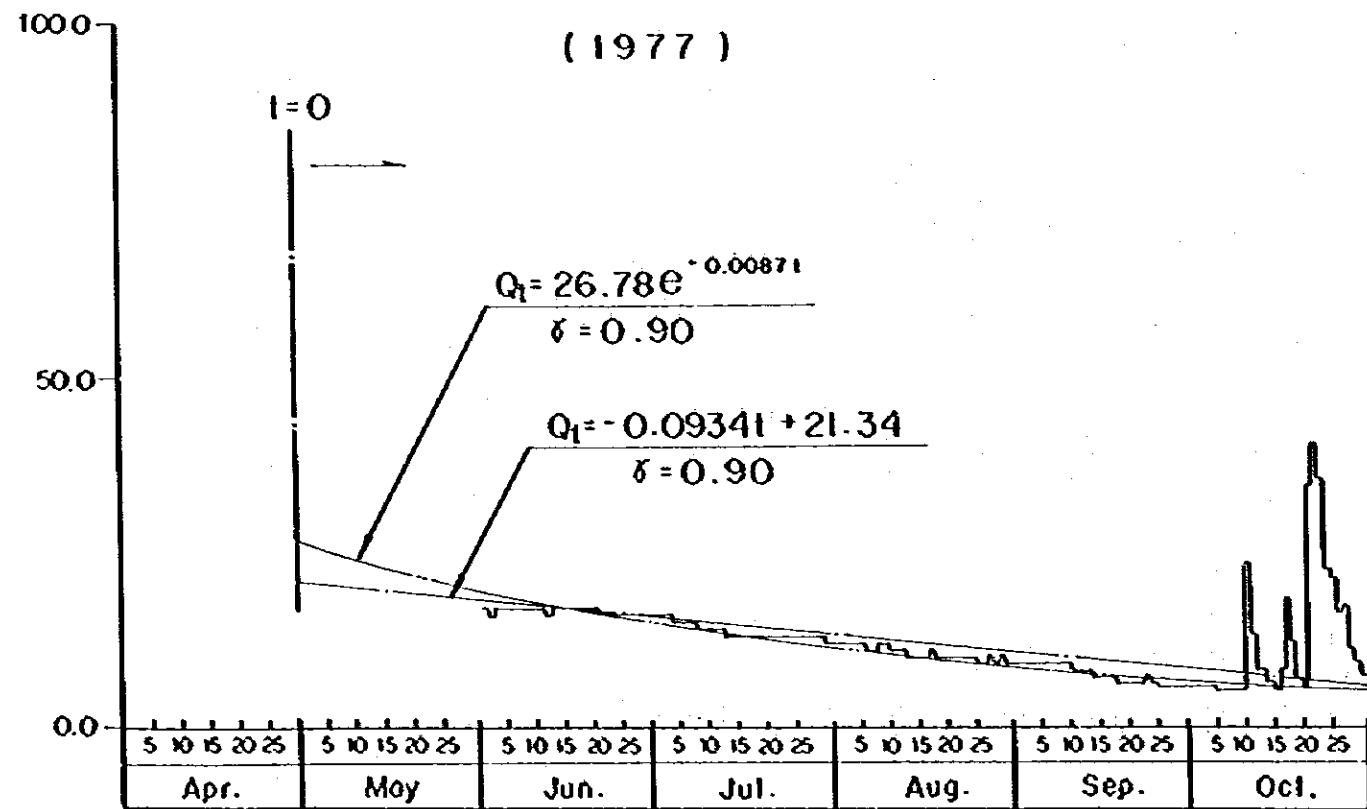
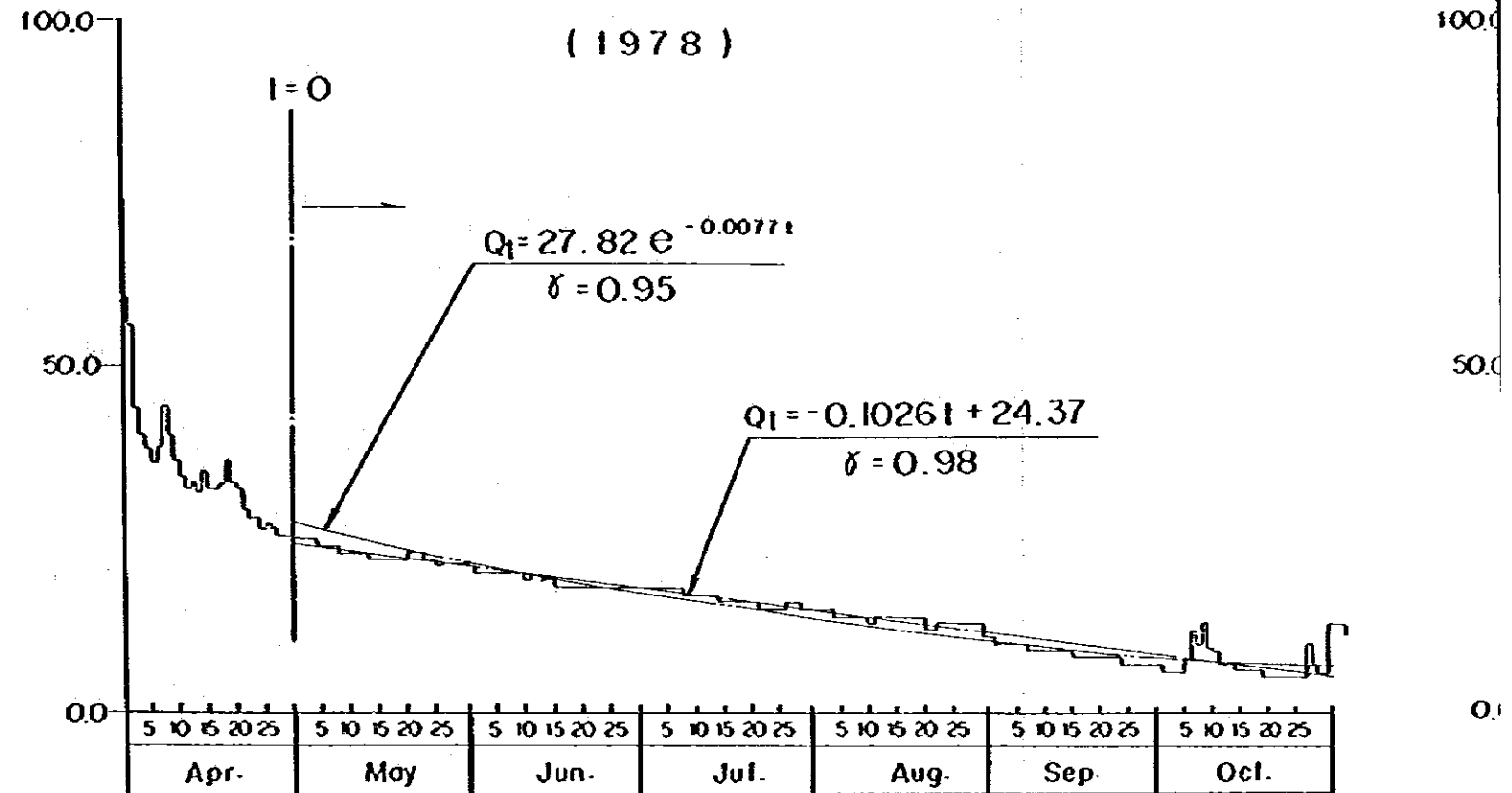
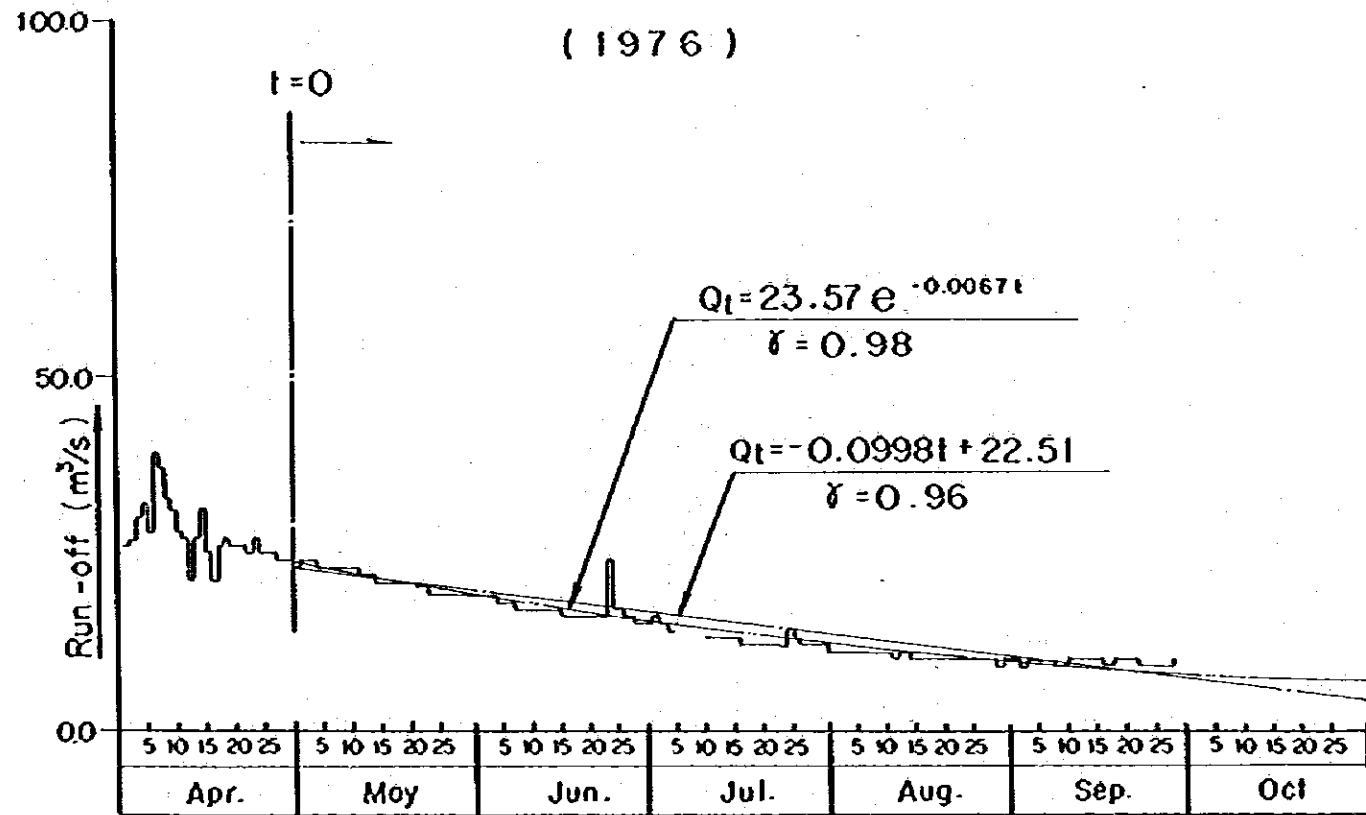


Fig. 5-6 Hydrograph and Depletion Curve (Original Data)



d Depletion Curve ( Original Data )

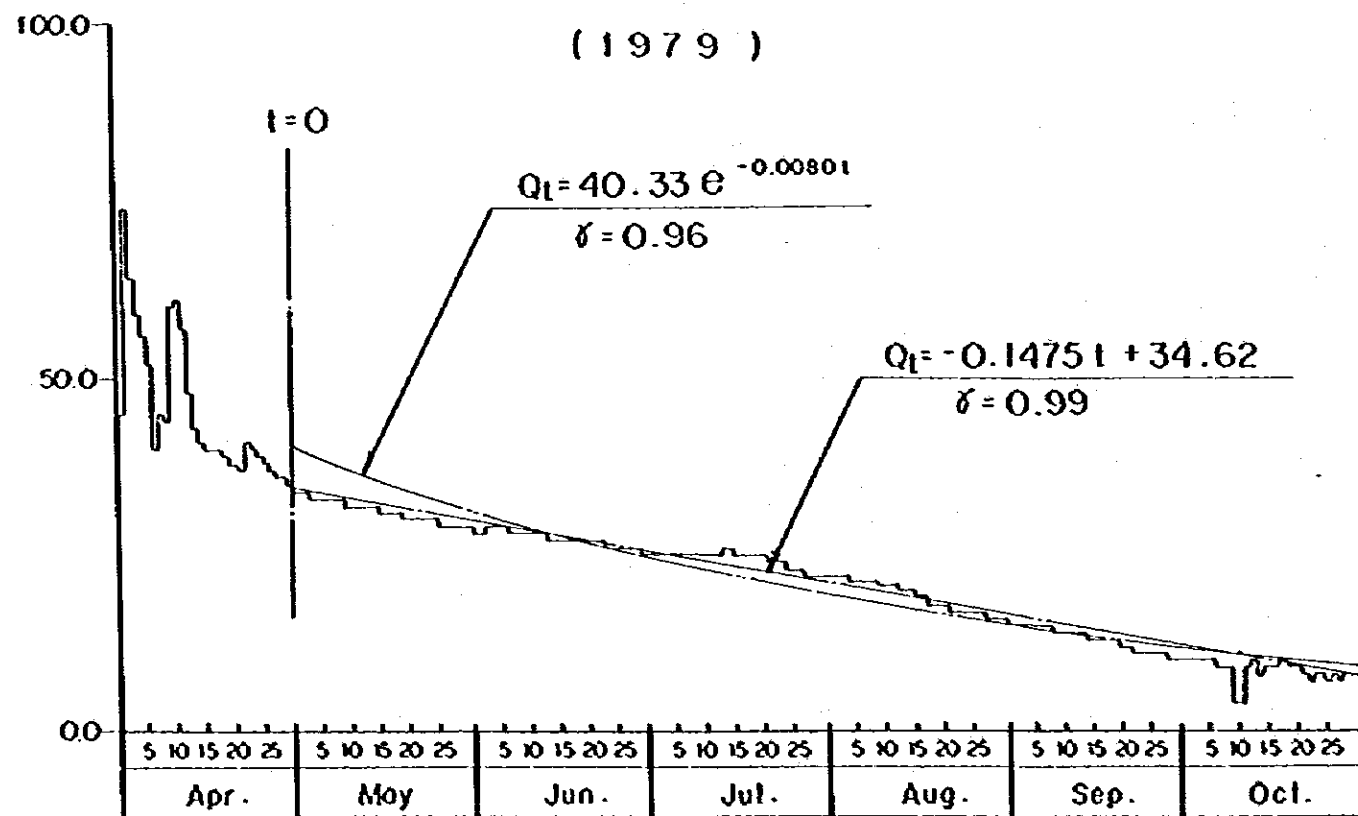
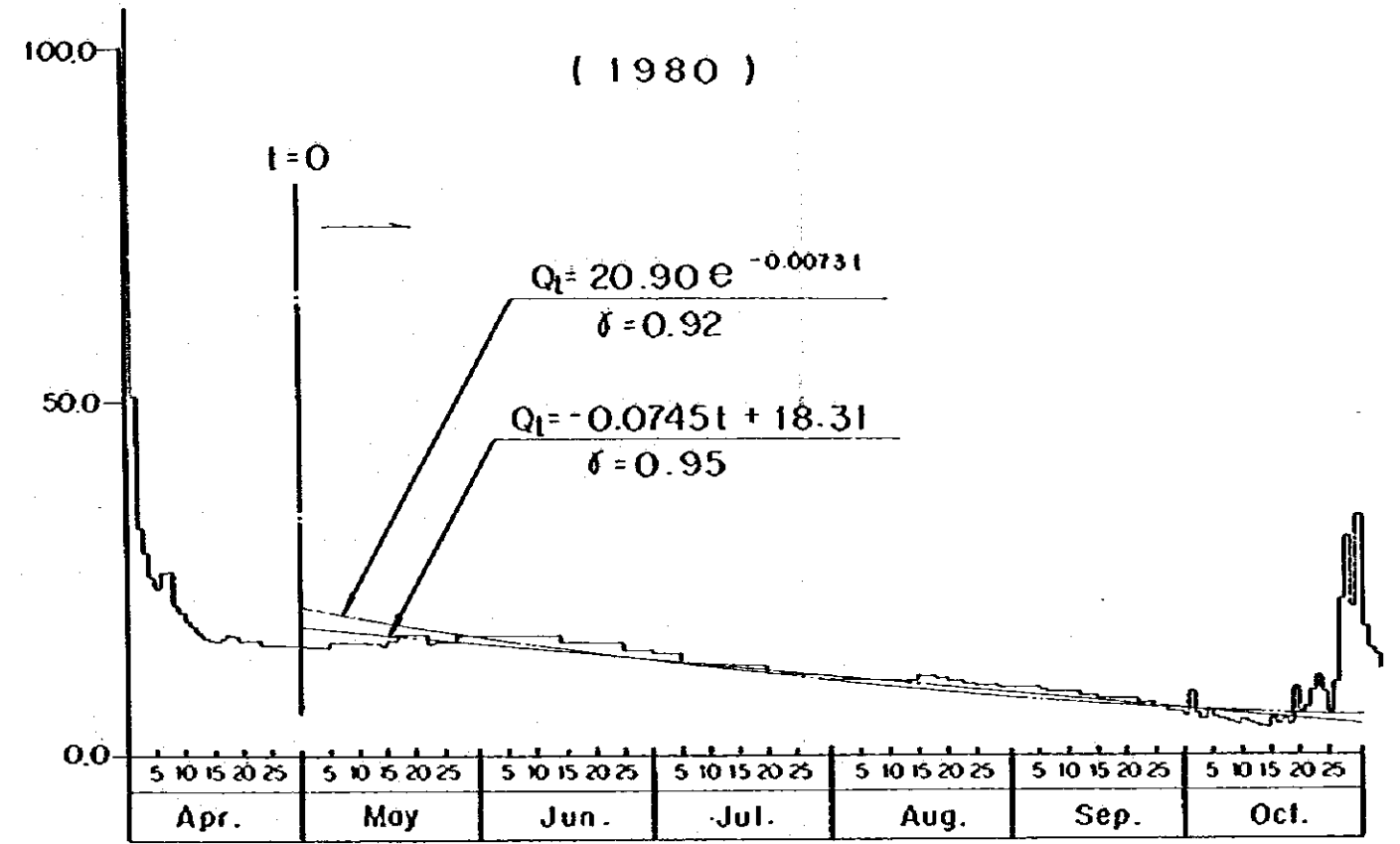
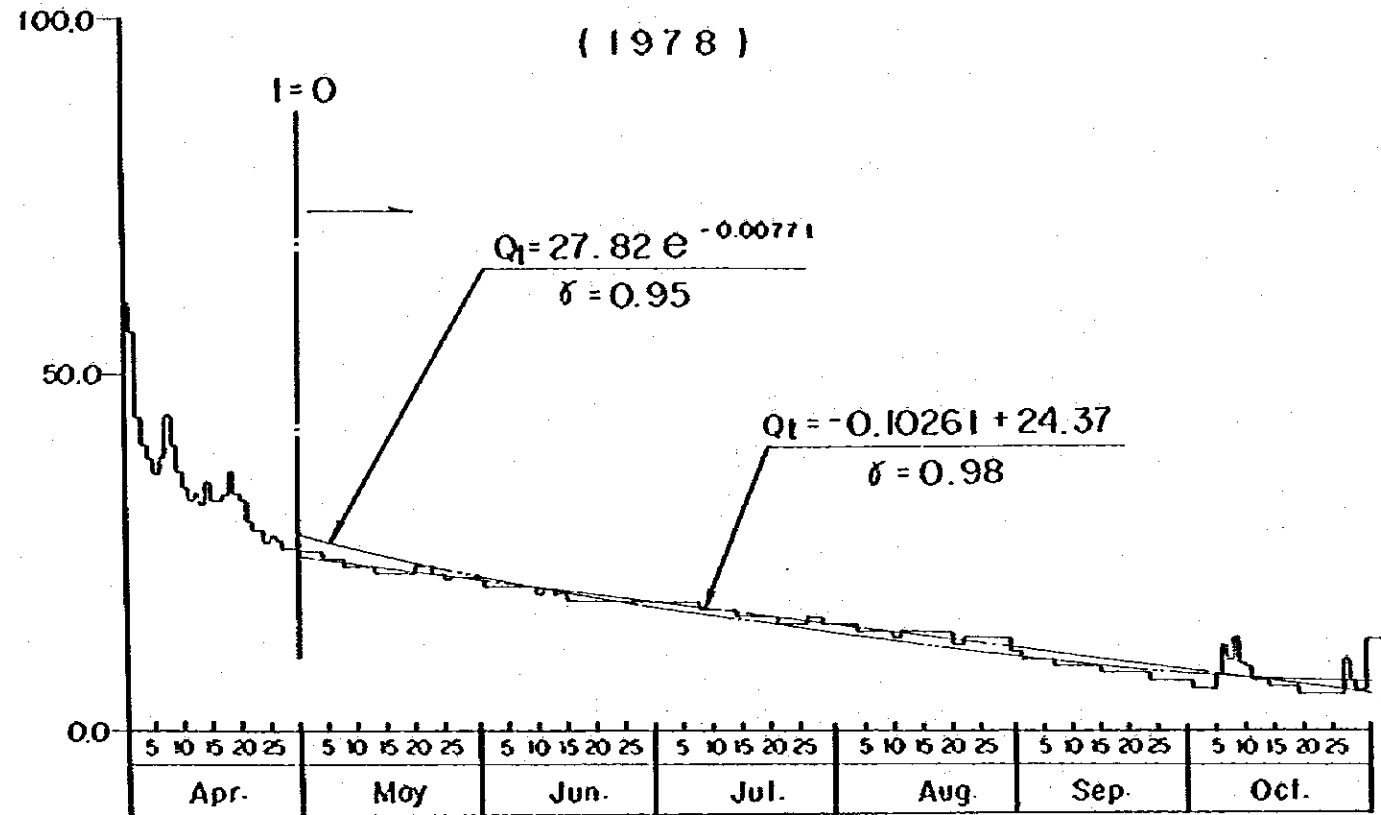




Fig. 5-7 Relation between Depletion Constant  $\alpha$  and the Total Precipitation during the Rainy Season

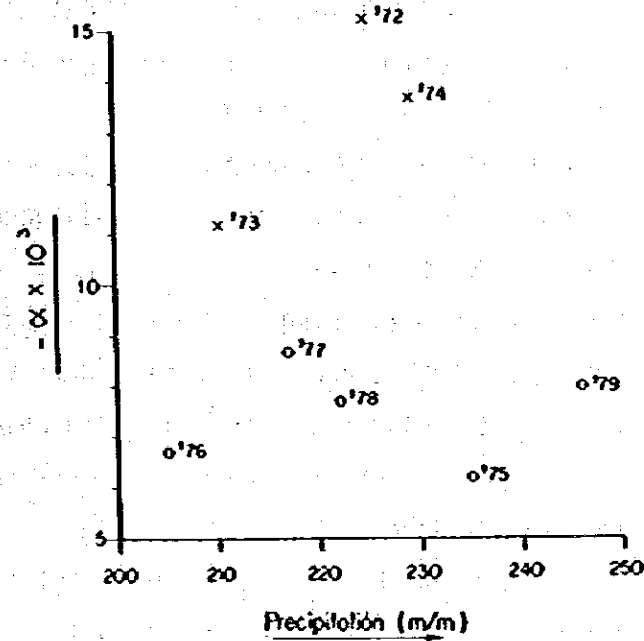
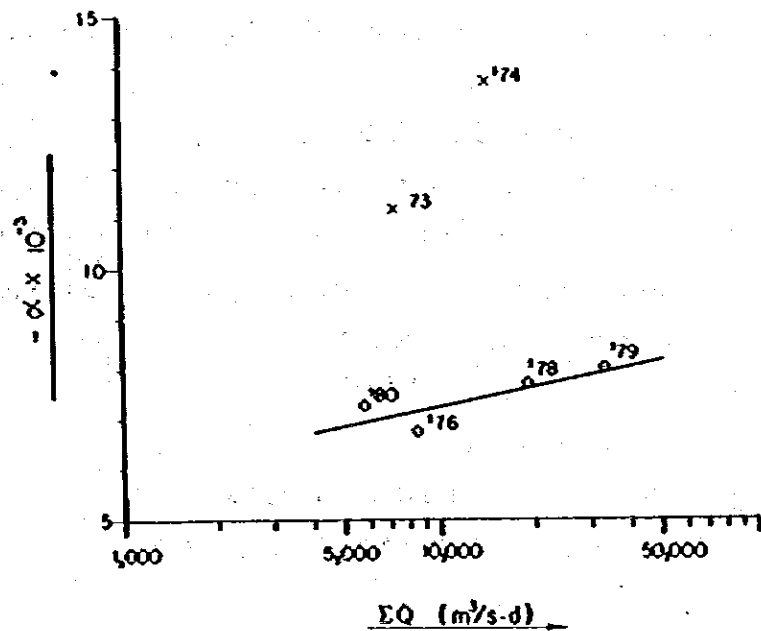


Fig. 5-8 Relation between Depletion Constant  $\alpha$  and the Total Run-off  $\Sigma Q$  during the Rainy Season



## (6) 実測水位と流量の関係(観測方法)

水位と流量の関係は河床変動があれば変化するが、乾期の様に急激な河床変動を伴わない場合は河川流量もまた大きく変動はしない。しかし乾期の実測記録の一部に河川流量が大きく変動する部分が見られたため、この原因を解明する事とした。

例として上げられるのは、1974年9月30日と10月1日は共に実測水位1.59mであるが、前者は流量 $0.8m^3/s$ 、後者は $5.16m^3/s$ と示されている。他の年と比較してみると前者の $0.8m^3/s$ は過少評価されているものと考えられる。

また洪水時の同水位に対する流量を経年的に調べたところ、最近5ヶ年の流量に対して1973年、1974年は少ない値となっている。一方、河川断面は最近の方が約1m河床が上昇し量水標の下部が埋った状態となっている。

今、量水標の読みを1.50mとした場合、1980年の流量は $6.0m^3/s$ で流積は約 $30m^3$ である。従って平均流速は $0.2m/s$ となる。これに対して1973年の流量は $3.2m^3/s$ で流積は少なくとも $60m^3$ 程度であったものと思われその場合平均流速は $0.05m/s$ 程度となる。

当測水所で用いられている流速計は比較的大型のブライス式で一般的にこのタイプの適用範囲の下限は流速 $0.2\sim 0.3m/s$ 程度である。

従って、Chilcara 測水所開設当初の断面では乾期において流速計が正常に作動しなかった事が推定されその結果、流速が過少に評価されたものと思われる。

## (7) 検証結果

以上の(1)~(6)に述べた如く、1972年から1980年までのChilcara 測水所流量記録を総合的に検討した結果、1973年ならびに1974年の乾期における流量は過少評価されているものと判断される。

したがって、5.5.4以降にこの期間の流量補正について述べるものとする。

### 5.5.4 乾期2ヶ年のChilcara測水所流量の補正

1973年および1974年の乾期流量について次の方法により補正を行った。即ち観測値の信頼性の高い1978年の水位流量曲線式を用いて、実測水位から流量を算出することとした。

下記に示す式は1978年3月から12月の間に観測された水位ならびに流量をもとにENDEKによって算出された水位流量曲線である。

$$Q = 10^{0.6565} \times (H - 0.5)^{5.28682}$$

Fig 5-9にその結果を示す。

Table 5-6は修正後の本計画に使用する流量。

Fig 5-10, Fig 5-11には各年の流況を示す。



Fig. 5-9 Hydrograph in Modified Period (Dry Season '73 and '74)

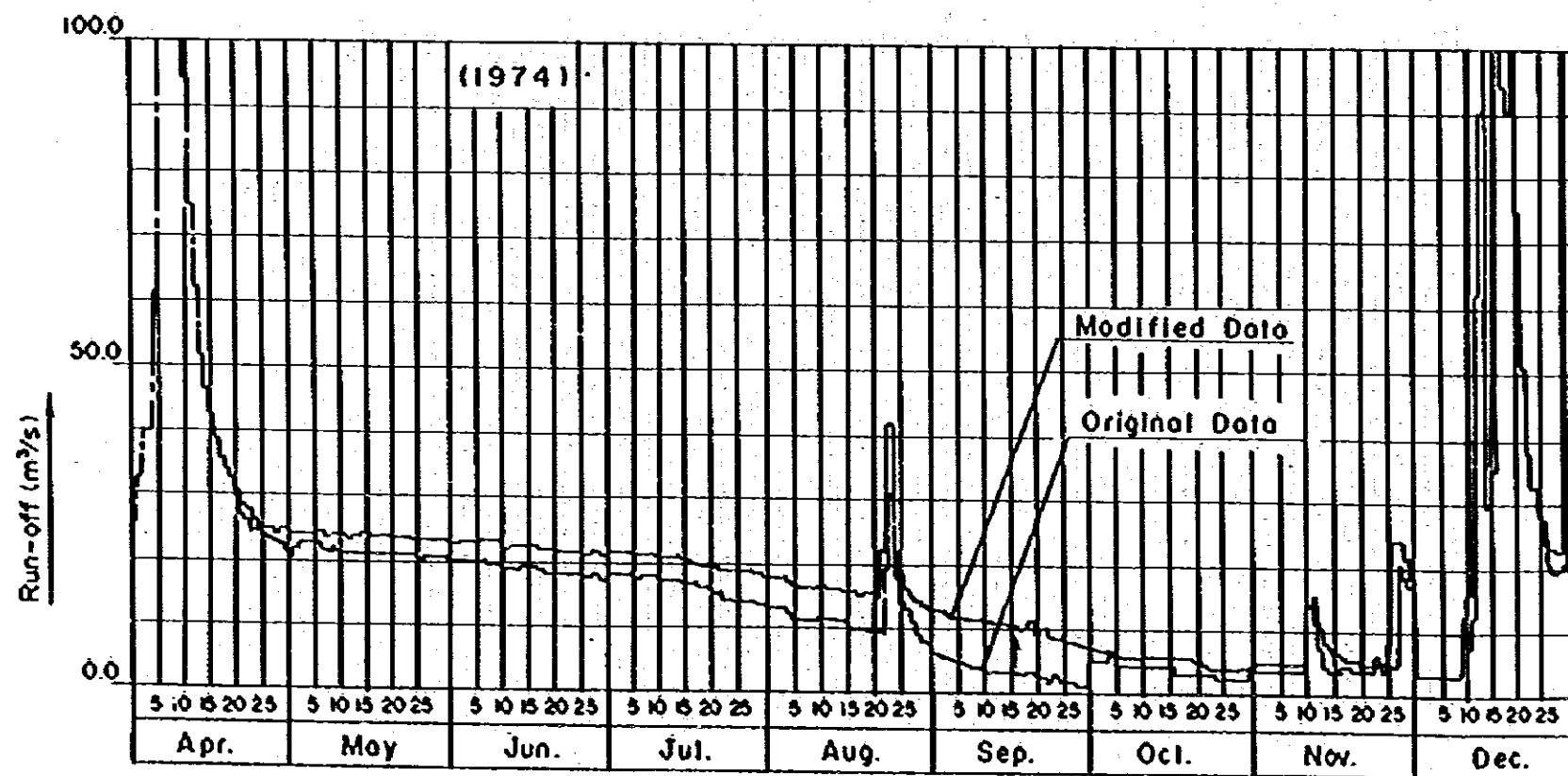
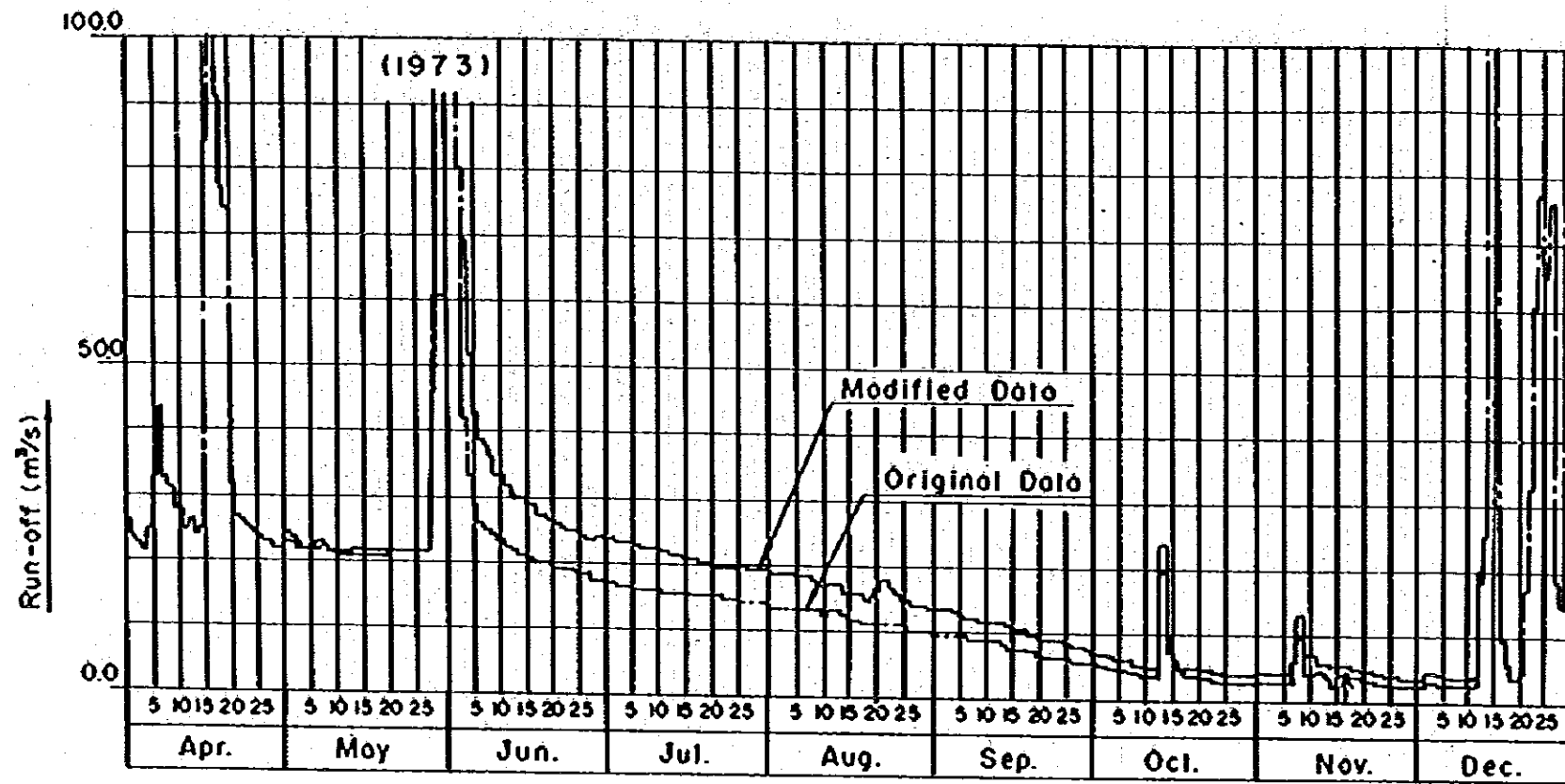




Fig. 5-10 Run-off Duration Curve ( 2 - 1 )

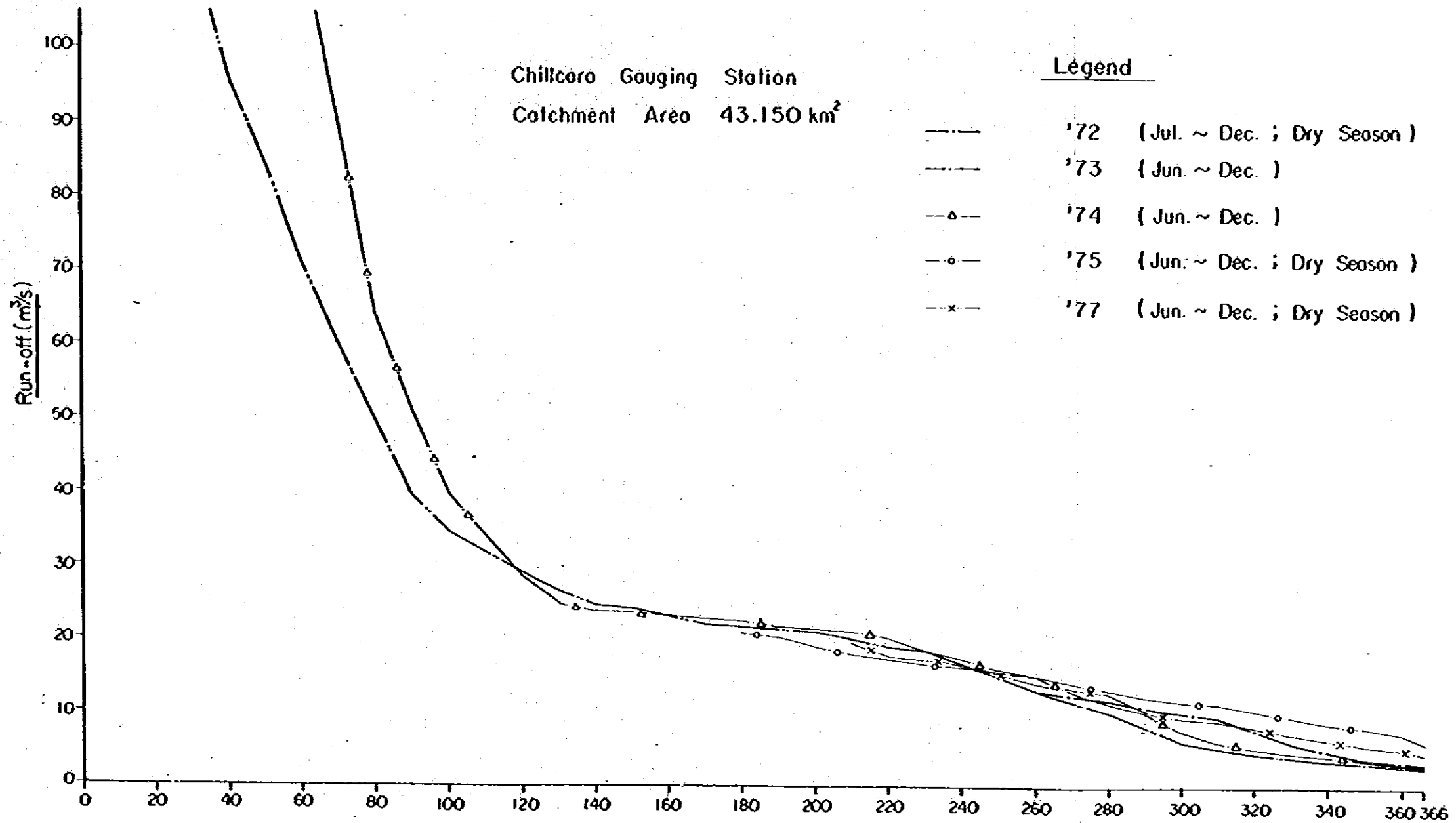


Fig. 5 - 11 Run - off Duration Curve ( 2 - 2 )

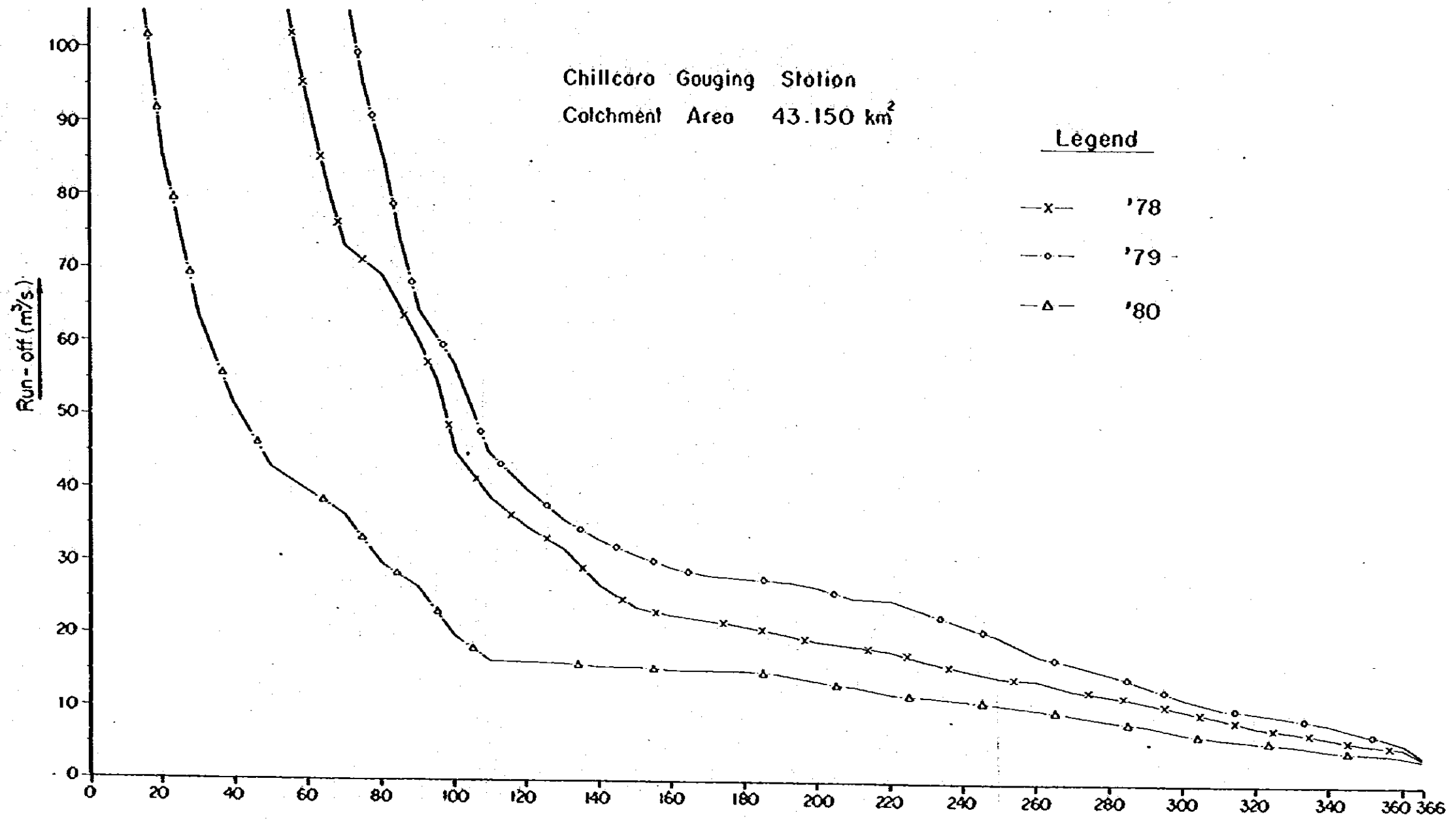




Table 5-6 Monthly Run-off Data at Chillcara Gauging Station

(Unit: m<sup>3</sup>/s.d)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
'72	—	—	—	—	—	—	—	11.8	8.6	13.0	19.5	38.1
'73	83.0	74.9	80.8	36.9	33.4 (25.0)	63.5 (32.3)	21.0 (14.8)	16.5 (12.1)	10.3 (7.7)	5.7 (4.1)	4.6 (3.2)	33.0 (26.9)
'74	114.6	286.4	79.2	51.5	23.8 (20.6)	22.1 (18.7)	19.9 (16.1)	16.7 (11.9)	10.1 (3.1)	4.8 (3.9)	8.0 (6.5)	59.5
'75	224.6	413.3	—	—	—	19.8	17.4	15.0	12.4	9.8	10.2	34.9
'76	116.1	98.4	78.0	27.8	21.8	17.5	13.7	10.8	10.0	—	—	—
'77	—	—	—	—	—	17.2	14.2	11.1	7.8	12.5	74.7	123.0
'78	194.5	371.0	90.4	34.8	22.5	19.8	16.8	13.3	9.2	7.6	17.6	106.8
'79	642.0	292.3	146.3	47.0	31.3	27.8	24.7	19.3	13.4	9.1	13.9	91.1
'80	69.8	43.5	77.5	22.2	15.8	15.9	13.2	10.9	7.7	8.9	10.0	10.1

Note ; ( ) Original Data

### 5.5.5 流量の算定期間

計画の検討に用いる流量算定期間は、1966年1月から1980年12月までの15ヶ年とした。これは流量の欠測期間の補正に用いる降雨資料のうち1966年以前の資料は必要な雨量観測記録が不十分な事なれば本計画は、日間の調整池式で河水利用率も低いため15ヶ年間の流量資料で充分であると判断した。

### 5.5.6 流量資料の補正方法

上記15ヶ年間の流量資料を整備するために、Chilcara 測水所の欠測期間(11ヶ月間)および15ヶ年間の内、実測流量のない7ヶ年間について、平均降雨量との相関と乾期における減水特性の組合せによる方法で検討を行った。

以下に流量資料補正のための方法について述べる。

#### (1) 11月～4月

この期間の流量については、平均降雨量と実測流量との相関を利用して欠測期間の降雨量より算出した。その結果一般的な傾向と合致していることが確認された。すなわち乾期の終りから雨期の初めにかけての降雨は土壌に吸収される割合が高く、そのため流出量は降雨量に比べて相対的に少ない。逆に雨期の後半は土壌の水分が増し降雨量に比べて流出量が多くなる。

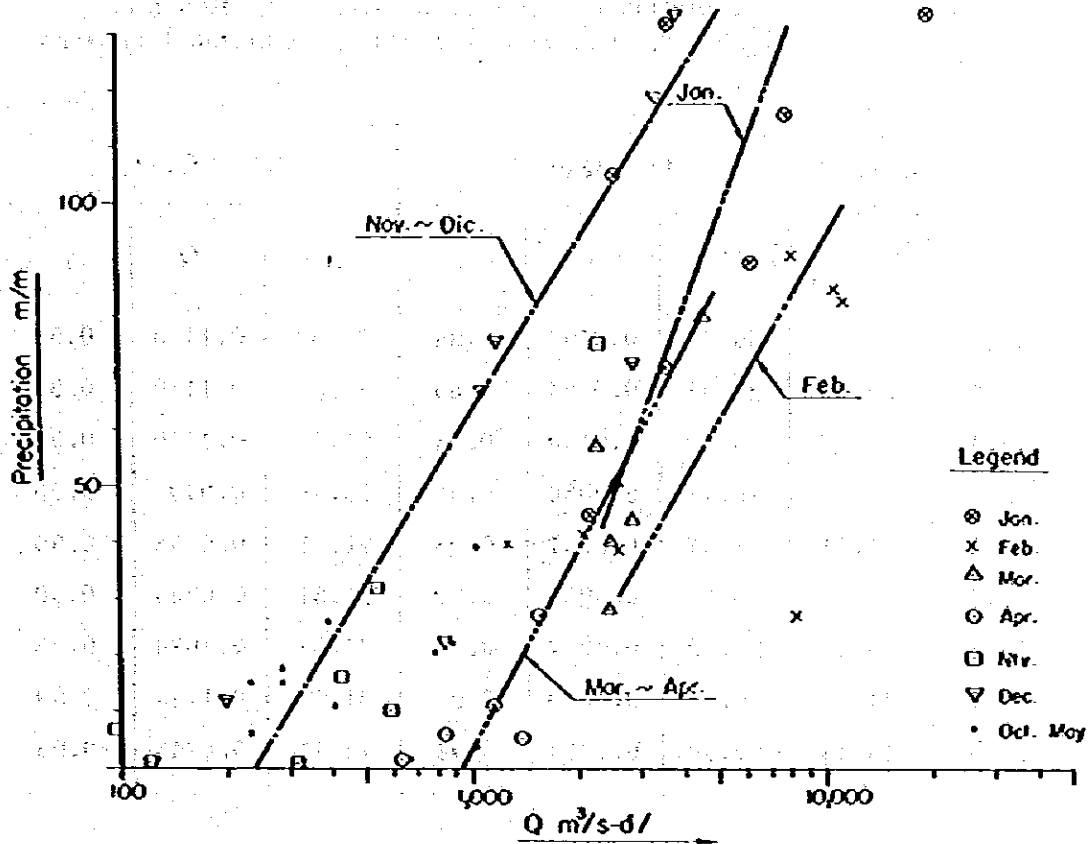
Fig 5-12 に月間降雨量と月間流量の関係を示す。下記に示す式はその相関式である。

#### Period

Nov. to Dec.	$Q = 238.0 \times e^{0.0226P}$	$\gamma = 0.88$
Jan.	$Q = 1,174.8 \times e^{0.0144P}$	$\gamma = 0.62$
Feb.	$Q = 1,410.9 \times e^{0.0207P}$	$\gamma = 0.62$
Mar. to Apr.	$Q = 931.9 \times e^{0.0203P}$	$\gamma = 0.91$

上記の内、1月と2月は相関性が悪い。しかし1月ならびに2月の河川流量は発電使用水量に対して非常に大きくほとんどの日は溢水する事が考えられるため、本計画への影響はあまりないものと判断される。

Fig. 5-12 Relation between Monthly Precipitation and Run-off



(2) 5月～10月

乾期は降雨量がほとんどないため雨量との相関からではこの期間の流量を求める事が不可能である。よって実測期間の乾期の減水特性とその時の雨期後半流量との関係からこの期間の流量を算出した。

Table 5-7は各年における乾期の減水の傾向を2つの式にあてはめて求めたものである。前述の様に自然流量の減水は一般的には  $Q_t = Q_0 \cdot e^{-\alpha t}$  で与えられるとされているが、当測水所実績値ではむしろ  $Q_t = -\Delta Q \cdot t + Q_0$  の式の方が合致している。すなわち後者の相関係数は過去に実測記録のある1972年から'80年までの8ヶ年中、7ヶ年までが前者と同等もしくはそれ以上である。また乾期の流量を求める手がかりとなる初期流量は後者の方が、前者に比較してより実測値に近い値となっている。

従って本計画では  $Q_t = -\Delta Q \cdot t + Q_0$  の式を使用する。

Table 5-7 Correlation between Time (Days) and Run-off during the Dry Season for Two Depletion Equations

Item	Average Run-off from Apr. 25 to May 5	$Q_t = Q_0 e^{-\alpha t}$			$Q_t = \Delta Q t + Q_0$		
		$Q_0$	$-\alpha$	$\gamma$	$Q_0$	$\Delta Q$	$\gamma$
1972	—	59.19	0.0152	0.94	24.52	0.1193	0.98
1973	23.40	28.38	0.0124	0.89	26.66	0.1150	0.92
1974	24.27	35.50	0.0100	0.91	27.66	0.1250	0.97
1975	—	26.18	0.0056	0.93	23.38	0.079	0.95
1976	24.41	23.57	0.0067	0.98	22.51	0.0998	0.96
1977	—	26.78	0.0087	0.90	21.34	0.0934	0.90
1978	25.29	27.82	0.0077	0.95	24.37	0.1026	0.98
1979	34.56	40.33	0.0080	0.96	34.62	0.1475	0.99
1980	15.15	20.90	0.0073	0.92	18.31	0.0745	0.95

Fig 5-13は初期流量  $Q_0$  と1日当りの減水量  $\Delta Q$  の関係を示したものである。すなわち初期流量が、多くなるにつれ、1日当りの減水量も多くなるという傾向が明確に示されている。

Fig. 5-13 Relation between Initial Run-off  $Q_0$  and Depletion per Day ( $\Delta Q$ )

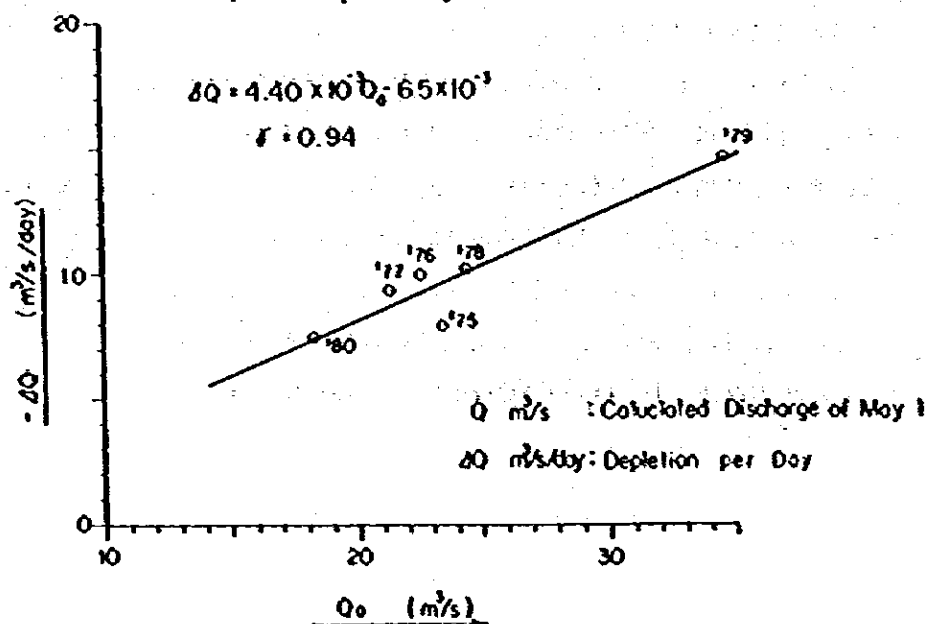
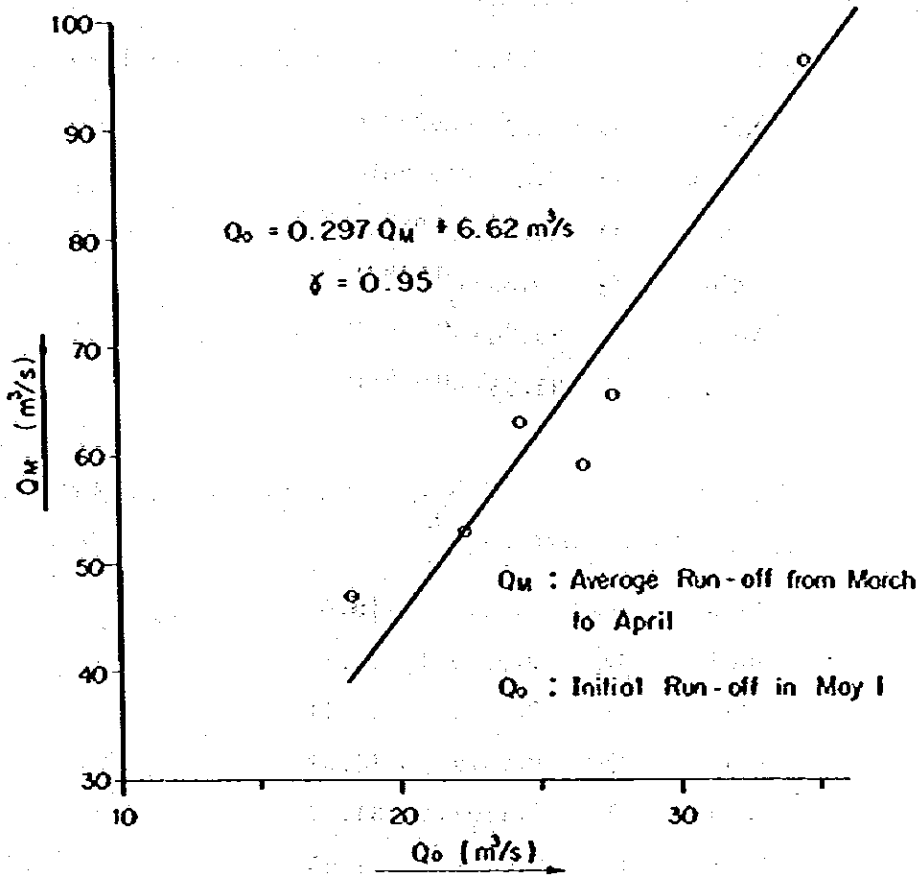


Fig 5-14は雨期後半の3月と4月の2ヶ月間の平均流量  $Q_M$  と初期流量  $Q_0$  の関係を示したものである。

Fig. 5-14 Relation between the Initial Run-off on May 1 and the Average Run-off from March to April





これもまた同様に雨期後半の流量が多くなるにつれ初期流量も多くなる傾向が明確に示されている。

当期間の流量算定方法は、まず雨量との相関より求めた雨期後半の流量（3月と4月の平均流量）をもとに初期流量を算出し、次はその時の1日当りの減水量を算出して  $Q_t = -\Delta Q \cdot t + Q_0$  の式に代入して、各月日の流量を求める方法とした。

### 5.5.7 欠測期間中の計画地点流量の算定

12月から4月までの期間は、月降雨量を用いて下記の式により月平均流入量を算出した。

Nov.	$Q = 7.93 \cdot e^{0.0226P}$
Déc.	$Q = 7.68 \cdot e^{0.0226P}$
Jan.	$Q = 37.90 \cdot e^{0.0144P}$
Feb.	$Q = 50.39 \cdot e^{0.0207P}$
Mar.	$Q = 30.06 \cdot e^{0.0203P}$
Apr.	$Q = 31.06 \cdot e^{0.0203P}$

5月から10月まで乾期流量は、雨量から求めた3月と4月の平均流量から前述の方法のつとって下記に示す減水式を選びいた。

1966	$Q_t = -0.0775 \cdot t + 19.09$
1967	$Q_t = -0.0896 \cdot t + 21.84$
1968	$Q_t = -0.0934 \cdot t + 22.71$
1969	$Q_t = -0.0679 \cdot t + 16.92$
1970	$Q_t = -0.1302 \cdot t + 31.07$
1971	$Q_t = -0.0712 \cdot t + 17.65$
1972	$Q_t = -0.0944 \cdot t + 22.93$

なお、1973年以降の欠測は期間が約1ヶ月ずつと短いため実績の減水式を適用した。

以上の手法で計算された値と実績値との相関係数は、年間では0.84である。これは雨期の12月から2月にかけての3ヶ月間が実績値と良く合っていないからである。しかし前述の様にこの期間は、発電取水能力を超える大きい流量がほとんどであるため、本計画検討への影響はごくわずかである。この期間を除く3月から11月までの期間で見ると相関係数は0.94と高い。従って本計画に使用する水文資料としては妥当である。

Table 5-8は1966年から1980年の15ヶ年間に於ける計画地点月平均流量である。

Table 5-8 Monthly Average Run-off at Project Dam Site

(Unit: m<sup>3</sup>/s.d)

YEAR	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual Total
'66	61.2	96.9	42.0	42.0	17.9	15.5	13.2	10.8	8.4	6.0	19.1	41.1	11.221
'67	63.4	148.5	62.3	39.8	20.5	17.7	15.0	12.2	9.5	6.7	8.5	56.8	13.767
'68	123.4	879.3	75.6	32.0	21.3	18.4	15.6	12.7	9.8	7.0	23.9	14.4	36.346
'69	195.1	144.0	36.7	32.6	15.9	13.8	11.7	9.6	7.6	5.5	10.6	131.5	18.668
'70	170.2	160.1	110.8	53.0	29.1	25.1	21.1	17.1	13.1	9.1	10.3	44.6	19.884
'71	146.8	938.5	42.8	31.2	16.6	14.4	12.2	10.0	7.8	5.7	19.9	28.3	36.652
'72	153.5	229.3	72.2	37.1	21.5	18.6	15.7	11.8	8.6	13.0	19.5	38.1	19.096
'73	83.0	74.9	80.8	36.9	33.4	63.5	21.0	16.5	10.3	5.7	4.6	33.0	14.026
'74	114.6	286.4	79.2	49.8	23.8	22.1	19.9	16.7	10.1	4.8	8.0	59.5	20.643
'75	224.6	413.3	58.0	33.3	22.8	19.8	17.4	15.0	12.4	9.8	10.2	34.9	25.701
'76	116.1	98.4	78.0	27.8	21.8	17.5	13.7	10.8	10.0	7.5	43.5	155.4	18.320
'77	137.1	293.8	72.9	33.5	22.0	17.2	14.2	11.1	7.8	12.5	74.7	123.0	24.399
'78	194.5	371.0	90.4	34.8	22.5	19.8	16.8	13.3	9.2	7.6	17.9	106.8	26.846
'79	642.0	292.3	146.3	47.0	31.3	27.8	24.7	19.3	13.4	9.1	13.9	91.1	41.121
'80	69.5	43.5	77.5	22.2	15.8	15.9	13.2	10.9	7.7	8.9	10.0	10.1	9.322
Average	166.5	298.0	75.0	36.9	22.4	21.8	16.4	13.2	9.7	7.9	19.6	64.6	22.401

## 5.6 設計洪水量

### 5.6.1 Chillcara 測水所既往洪水量

Chillcara 測水所における洪水の記録は水位観測値のみで流速の観測は行われていない。

Table 5-9 は各年の最高水位を示したものである。ここでは既往の年最大洪水量を次の2方法によって算出した。

#### (1) マンニング公式を用いる方法

測水所の河川横断面、平均河床勾配および観測水位を用いてマンニング等公式により流量を算出する。

下記にマンニング等流公式を示す。

$$V = \frac{1}{n} \cdot 1^{1/2} \cdot R^{2/3}$$

V : mean velocity (m)

N : coefficient of roughness 0.045

I : stream gradient

$$I = \frac{2,060 - 1,770}{22.5 \times 10^3} \\ = 0.0129$$

但し

E. L. of Chillcara O.S : 2,060 m

E. L. of Project dam site : 1,770 m

Distance : 22.5 km

R : Hydraulic radius

$$Q = A \cdot V$$

Q : Run-off (m<sup>3</sup>/s)

A : Cross-sectional area of flow (m<sup>2</sup>)

水位流量曲線の計算は、1972年と1981年のそれぞれの断面について行った。既往の年最大高水位時の流量は下記に示す式で求めた。

Fig 5-15にその結果を示す。

$$Q_n = (Q'72 - Q'81) \cdot (n - 1972) / 9 + Q'72$$

Q<sub>n</sub> : 同水位における西暦 n 年の場合の流量

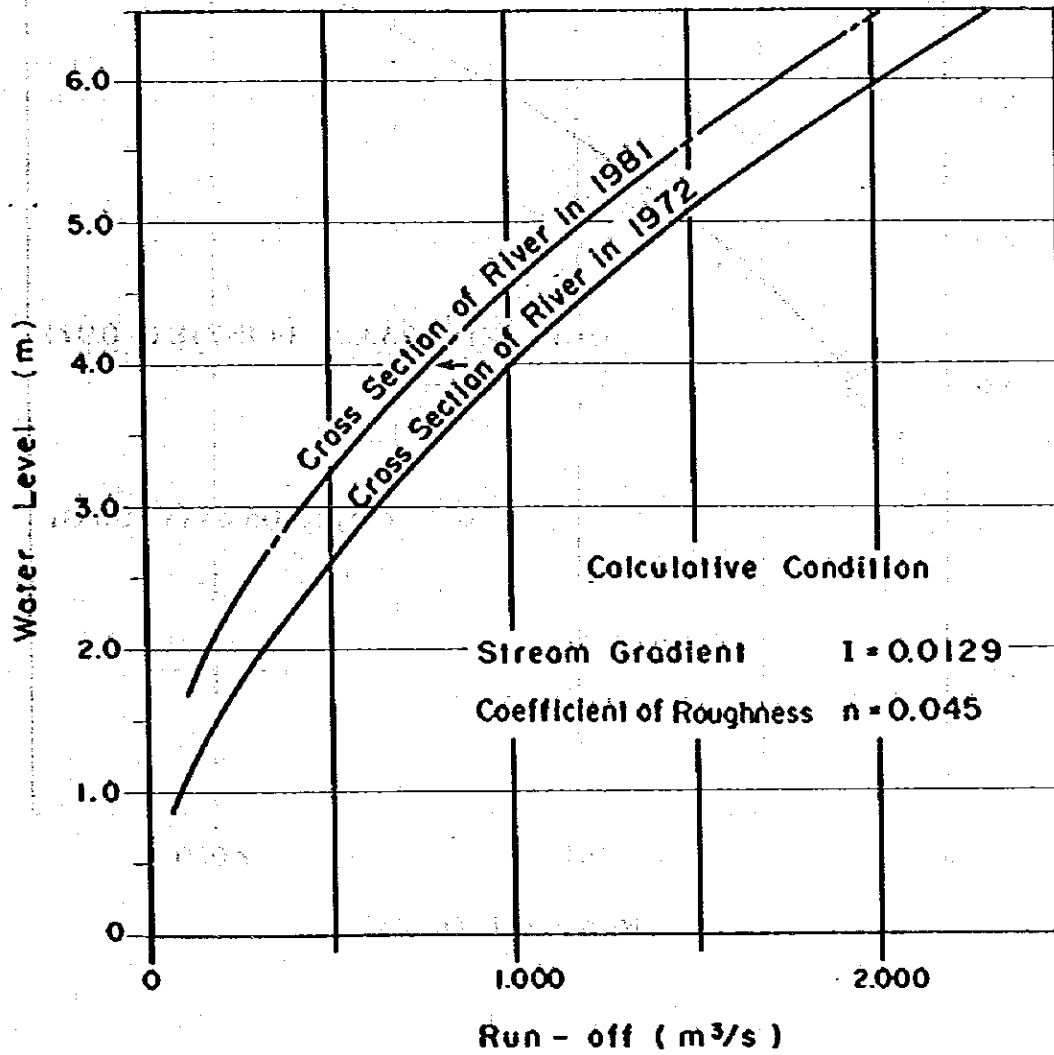
#### (2) 高水量を対象とした水位流量曲線式を用いる方法

水位が 2.0 m 以上の比較的高水時の観測実績流量を用いて、高水対象の水位流量曲線を設定した。試料は 1978年と 1981年の計 59 個で最高水位は 3.79 m である。

下記に水位流量曲線式を示す。なお計算結果は Fig 5-16に示す通りである。

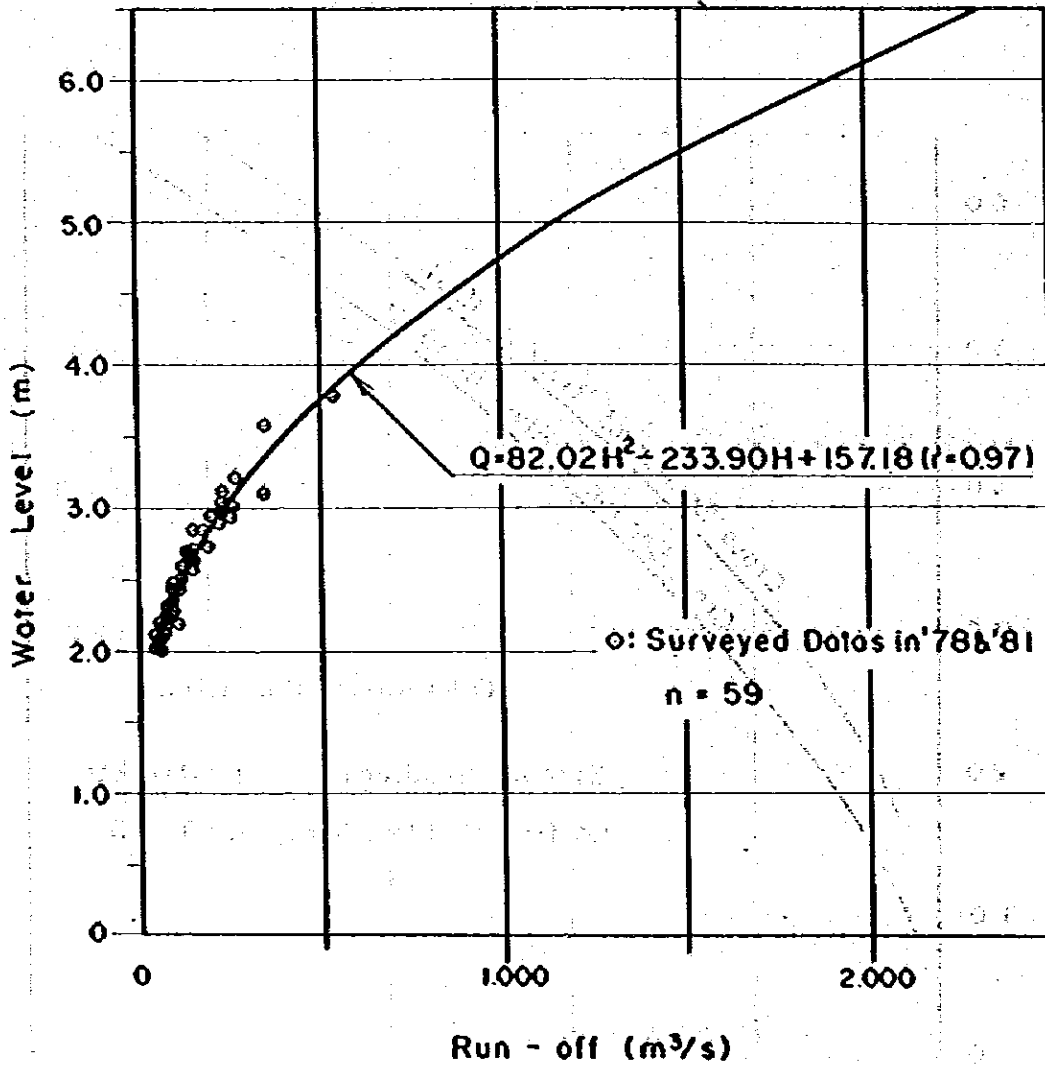
$$Q = 87.021f^2 - 233.901f + 157.18 \quad r = 0.97$$

**Fig. 5-15 Rating Curve of Chillcoro Gauging Station**  
 ( uniform flow ; Manning Formula )



**Fig. 5-16 Rating Curve of Chillicothe Gauging Station**  
**(Calculated by Method of Least Squares from**  
**Surveyed Data)**

$H \geq 2.0 \text{ m}$



以上の2方法による結果を Table 5-9 に示す。

Table 5-9 Past Annual Maximum Flood Discharge

Date of Occurrence	Observed Water Level (m)	Annual Maximum Flood Discharge (m <sup>3</sup> /s)	
		by Manning Formula	by Rating Curve
9, Feb. 1973	3.44	800	390
14, Feb. 1974	4.82	1,350	1,060
22, Feb. 1975	5.40	1,620	1,440
12, Feb. 1976	4.10	960	660
7, Feb. 1978	6.00	1,850	1,890
28, Jan. 1979	6.00	1,820	1,890
1, Jan. 1980	3.60	660	450
10, Feb. 1981	4.60	1,040	930

### 5.6.2 洪水量の算定

設計に用いる洪水量は確率計算によって行った。確率計算は Chillcara 測水所資料を用いて求める方法と、Villamontes 測水所ならびに La Paz 測水所（アルゼンチン）を用いて求める方法の2方向から検討し、ガンベル手法により算出した。

#### (i) Chillcara 測水所資料から求める方法

Table 5-10 は、5.6.1 項で算出された各年の最大洪水量を試料として計算された確率洪水量である。

Table 5-10 Probability Flood Discharge at Project Site

(Unit: m<sup>3</sup>/s)

Case	Return Period (Years)			
	5	10	100	1,000
by Manning Formula	1,750	2,110	3,240	4,350
by Rating Curve	1,720	2,180	3,640	5,070

両ケースを比較すると試料の値 (Table 5-9) は全般的にマンニングを用いて計算された方が大きいのに対して、実績から求めた高水対象の水位流量曲線式を引き伸ばし適用した方

法の方が、確率年5年以上になるとその傾向が逆転し洪水量は大きいものとなった。

(2) Villamontes 測水所ならびに La Paz 測水所を用いて求める方法

確率洪水量の算出はまず Villamontes 測水所地点について行なった。試料は Villamontes 測水所の 1942 年から 1956 年、1976 年から 1978 年の 18 個と La Paz 測水所の 1961 年から 1975 年、1979 年から 1980 年の 17 個を加えて計 35 個とした。

なお、La Paz 測水所で観測された値を Villamontes 測水所地点に換算する方法は下記の式によった。

$$Q_{vi} = Q_{L.P} \times \sqrt{\frac{CA_{vi}}{CA_{LP}}}$$

$$= 0.924 Q_{LP}$$

$Q_{vi}$  : Villamontes 測水所地点日平均流量 ( $m^3/s$ )

$Q_{LP}$  : La Paz 測水所地点日平均流量 ( $m^3/s$ )

$CA_{vi}$  : Villamontes 測水所地点流域面積  $82,000 km^2$

$CA_{LP}$  : La Paz 測水所地点流域面積  $96,000 km^2$

なお日平均流量からピーク流量への換算は Fuller の式によった。

$$Q_{maxvi} = Q_{vi} \times \left(1 + \frac{2.66}{CA^{0.3}}\right)$$

$$= 1.0893$$

以上の手法によって計算された Villamontes 測水所地点の確率洪水量を Table 5-11 に示す。

Table 5-11 Probability Flood Discharge at Villamontes G.S  
(Unit:  $m^3/s$ )

Return Period (Years)			
5	10	100	1,000
2,320	2,800	4,300	5,770

計画地点の洪水量は下記の式によった。

$$Q_p = Q_{maxvi} \times \sqrt{\frac{C \cdot A(\text{Project Site})}{C \cdot A(\text{Villamontes})}}$$

$$= 0.73 Q_{maxvi}$$

$C \cdot A$  Project Site :  $43,640 km^2$

$C \cdot A$  Villamontes :  $82,000 km^2$

計算結果は Chillcara 測水所資料から求めた値に比べて大差はなくやや少なめのものとなった。  
以上の結果を Fig 5-17 に示す。

Table 5-12 Probability Flood Discharge at Project Site  
(Calculated by data collected at Villamontes G.S and La Paz G.S)

Return Period (Years)			
5	10	100	1,000
1,700	2,050	3,140	4,220

### 5.6.3 設計洪水量

本計画の設備洪水量は 5.6.2 項で検討された内で、最大値の Chillcara 測水所観測実績の水位流量曲線から求める方法から得た値を採用する。したがって、ダムの設計洪水量は、1000 年確率に相当する  $5,100 \text{ m}^3/\text{s}$  とし、工事中の仮排水路は 5 年確率に相当する  $1,800 \text{ m}^3/\text{s}$  とした。

## 5.7 堆砂量

自然河川にダムを建設する事により、調整池または貯水池が造られるが堆砂する現象は、避け難い。

調査団が入手したところの堆砂資料は ENDE によって観測された 1980 年 2 月から 4 月までと 1980 年 12 月から 1981 年 5 月までの期間での河川流量と運搬土砂量の関係資料である。(APPENDIX - I 参照)

正確な堆砂量を求める事は資料の観測期間が短かく、また雨期のみであるため困難であるが、上記堆砂資料によればダムに流入する土砂量は年間で  $10^8 \sim 10^9 \text{ m}^3$  のオーダーと推定され、年最大に相当する  $1,000 \text{ m}^3/\text{s}$  程度の洪水量の場合約  $1.5 \sim 2.0 \times 10^8 \text{ m}^3$  もの土砂が流入するものと思われる。

堆砂量のほとんどは雨期に集中し、特に洪水時によるものが大きいと思われる。一方本計画の必要な有効貯水容量は約 600 千  $\text{m}^3$  である。(第 7 章水力発電計画参照)

以上の様にダムへの流入土砂量は発電計画上必要とする有効貯水容量と比較してはるかに大きい。このためダムには土砂吐設備を設けることが必要である。Fig 5-18 はダムの調整池横断面であり、堆砂と容量の関係を示したものである。



Fig. 5-17 Flood Discharge of the Project Dam Site (Gumbel Method)

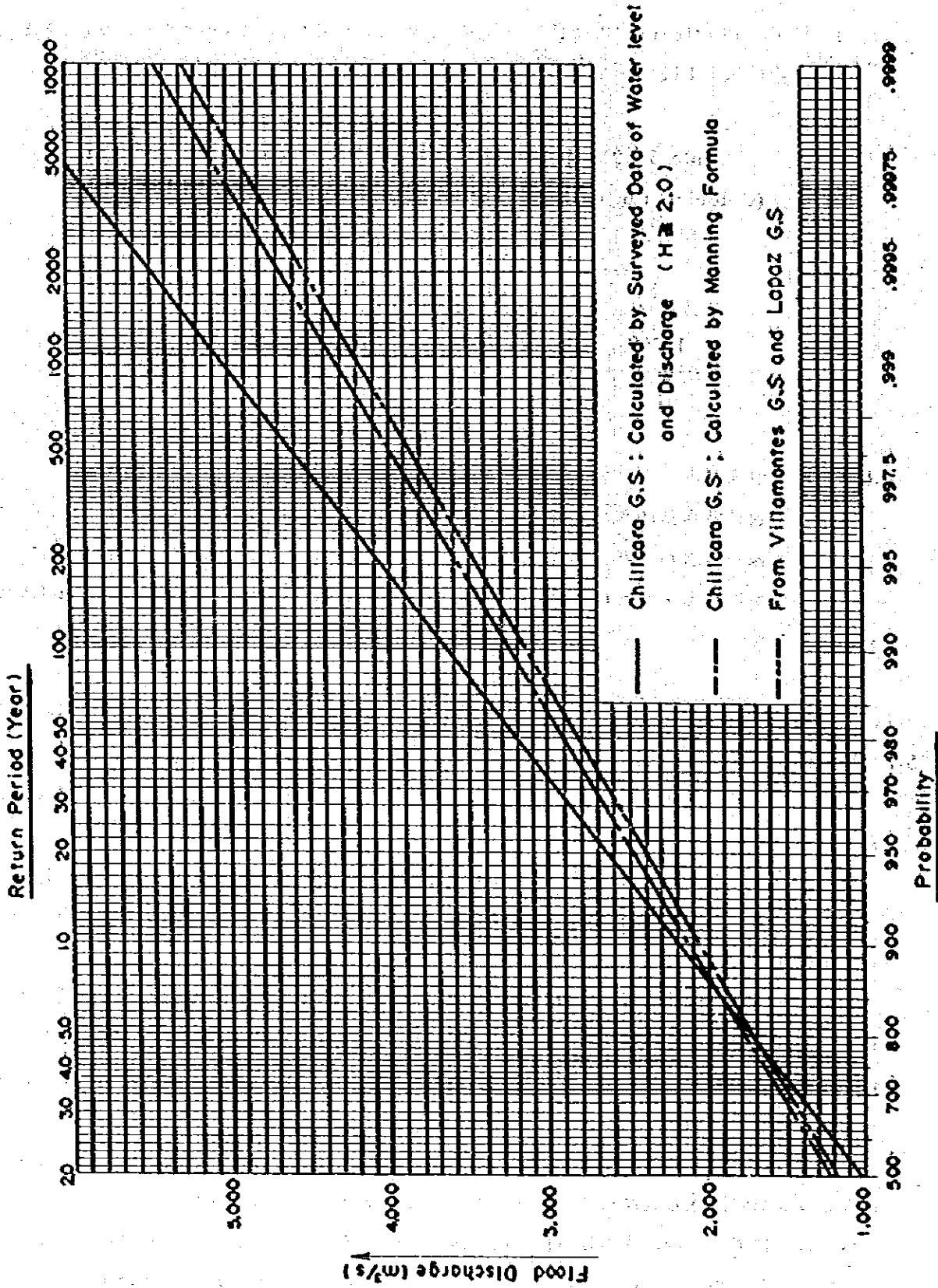
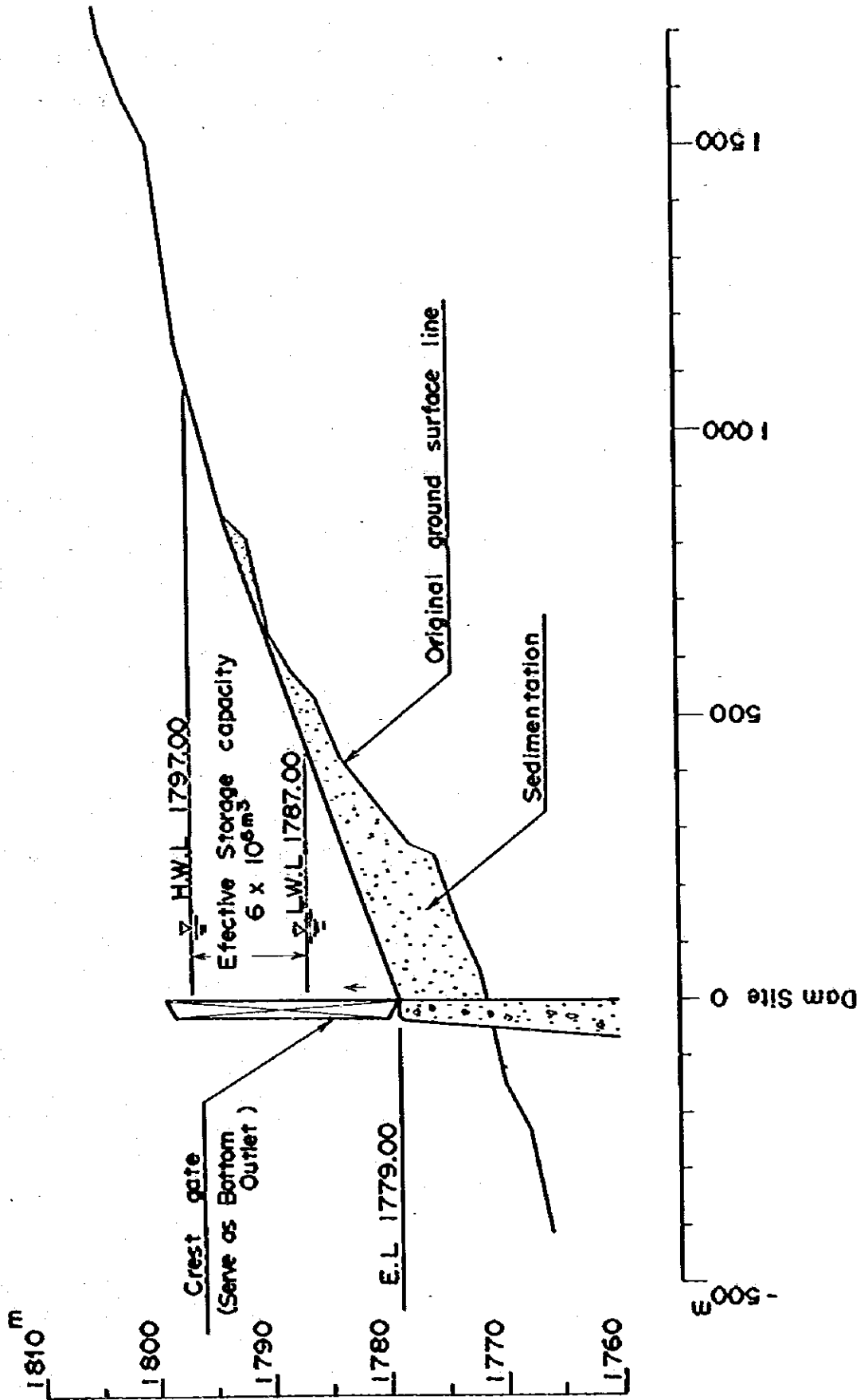


Fig. 5 - 18 Profile of Regulating Reservoir



ダムの構造については“第7章水力発電計画”で述べるが、洪水吐ゲート（土砂吐併用）の越流頂をEL.1,779mとした場合、調整池内の堆砂は洪水吐ゲートを開けることにより排砂され調整池の容量は確保されるであろう。

## 第6章 地 質

## 第6章 地 質

6.1 調査工事の経緯 .....	6-1
6.2 結 論 .....	6-2
6.3 地域の地形・地質 .....	6-3
6.3.1 一般地質 .....	6-3
6.3.2 計画地域の地形・地質 .....	6-5
6.3.3 地 震 .....	6-9
6.4 主要計画地点の地質 .....	6-18
6.4.1 調整池 .....	6-18
6.4.2 ダ ム .....	6-21
6.4.3 導水路トンネル .....	6-30
6.4.4 調圧水槽, 水圧管路および発電所 .....	6-32
6.5 建設材料 .....	6-39

## TABLE LIST

Table 6-1	List of Geological Exploratory Works
6-2	Earthquakes Around Pilaya Project Area
6-3	Results of Water Pressure Tests of Bedrock
6-4	R.Q.D. in Average at Dam Site
6-5	Results of Rock Tests
6-6	Chemical Analysis of Thermal Water

## FIGURE LIST

Fig. 6-1	General Geological Map of Catchment Area
6-2	Photogeology of Project Area
6-3	Geological Plan of Project Area and Profile of Water Way
6-4	Distribution of Earthquakes in South Bolivia
6-5	Geological Plan of Regulation Reservoir Area
6-6	Geological Plan of Dam Site and Profile of Diversion Tunnel
6-7	Geological Profile of Dam Site
6-8	Geological Plan of Surge Tank, Penstock and Powerhouse Site
6-9	Geological Profile of Surge Tank, Penstock and Powerhouse Site (1-2)
6-10	Geological Profile of Surge Tank, Penstock and Powerhouse Site (2-2)

