

コロンビア共和国

カウカ河テインバ水力開発調査報告書

昭和45年3月

海外技術協力事業団

JICA LIBRARY



1031732[9]

コロンビア共和国

カウカ河テインバ水力開発調査報告書

昭和45年3月

海外技術協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 19	705
登録No. 00930	61.7
	KE

## 序 言

日本政府は、コロンビア共和国の要請に基づき、同国カウカ平原を南より北に向って流れるカウカ河の水力調整計画に対してフィジビリティ調査を実施することに決定し、これを海外技術協力事業団に委託した。

当事業団は、コロンビア国における同水力調整計画がカウカ地域の洪水被害を大幅に軽減するとともにカウカ河兩岸の低地域に排水工事を実施して農業生産の増大を計らんとするものであり、その重要性を考慮し、直ちに調査団を編成して同国に派遣した。

調査団は電源開発株式会社海外技術協力部副調査役竹村樽男氏を団長とする5名の専門家より成り、昭和44年6月21日から50日間にわたり現地における実施調査、資料の集収および打合討議を行ったのち、国内にて約6ヶ月間、設計業務に従事した。

ここに提出される報告書は、現地における調査および国内における設計の結果をとりまとめたものであり、この報告書がカウカ河水力調整計画の推進とコロンビア国の水力開発計画の発展に役立つとともに、ますます両国の友好親善と経済の交流に寄与するならばこれにまさる喜びはない。

終りに、本調査の実施にあたり熱意ある協力を惜まれなかったコロンビア共和国政府、とくにカウカ河開発公社に対し、また現地において調査団に協力された在外大使館の方々、ならびに調査団の派遣に御協力をいただいた通産省、外務省、電源開発株式会社に対し、この機会に厚く御礼申し上げる次第である。

昭和45年3月

海外技術協力事業団  
理事長 田付景一

## 伝 達 状

海外技術協力事業団

理事長 田 付 景 一 殿

ここに提出するのは、コロンビア共和国カウカ河開発計画のフィージビリティ調査に関する報告書であります。この報告書は、日本政府がコロンビア共和国カウカ河開発公社（以下CVCと称す）より受けた要請に基づき、電源開発株式会社（以下EPDCと称す）が、日本政府の海外技術協力業務の実施機関である海外技術協力事業団（以下OTCAと称す）のために作製したものであります。この業務のためEPDCは、1968年3月より1969年9月に亘る18ヶ月の期間に4名の技術専門家と1969年6月より8月に亘る期間に5名の専門家よりなる調査団をCVCに派遣しました。

これらの技術専門家は、現地においてCVCならびに政府関係諸機関の協力の下に計画報告書作製のために必要とする地形、地質、材料、水文、洪水被害、河川汚染および電力供給地域の調査を行ない又必要な資料をしゅう集しました。

調査団が日本に帰着した後、現地調査結果およびしゅう集された資料にもとづいて、水文資料、洪水コントロールを主とする計画の詳細検討は電力需要想定、予備設計、工事費積算、経済評価等を行ないカウカ河開発計画に関するこの報告書を作成しました。これらの作業はEPDCのチーフエンジニアの指導のもとに会社技術陣によって遂行されたものであります。

この計画は、カウカ平野のカウカ河沿岸において殆んど毎年起っている洪水をカウカ河上流部サルバヒーナ地点に設けるダムと洪水区域のカウカ河及びその支流に設ける堤防とによって、大幅に軽減すると同時に主として河川兩岸の低平地よりなる洪水被害区域に排水工事を行い農地の改良により農業生産の向上を計ると共に、ダム地点において水力発電を行い近年著しい伸び率を示している、CVC系統の電力需要にも応えんとするものであります。又この計画は、カリ市及びユンボ工業地区よりカウカ河へ直接放流されている下水及び工場排水のため最近カリ市附近より下流50 kmに亘る区間のカウカ河の汚染が極度に悪化し現在魚業源は死滅の危機に頻し下流部沿岸都市への水道用水の供給のみならず農業用水の水質にも悪影響を来し始めており、例年の洪水被害と共に新たな社会問題となりつつありますが、サルバヒーナダムの貯水を11、12月の洪水期にそなえあらかじめカウカ河の渇水期に発電目的をかねて放流する結果カウカ河の8、9、10月の渇水期の流量が約倍増するので、カリ市役所（以下EMCALIと称す）が前記汚染防除のために計画している汚水浄化のための設備投資計画を大いに減少させることができます。尚洪水コントロールの後の段階として洪水被害区域を含むカウカ平野を対象として農産物の需要

に応え、作付転換、かんがい排水施設の整備による土地の高度利用にも進むことが可能となります。

本計画の実施のためには11年（ダム発電所だけでは約4年）の工期と $91.3 \times 10^6$ 米ドルの工事費が必要であります。又本計画の便益費用比は1.53であり本計画の実現によって年間 $4.14 \times 10^6$ 米ドルの超過便益を期待することが出来ます。資金返済の面よりみても15年乃至20年間で投下借入資金の返済を完了することができ、技術的にも経済的にも妥当な計画であると共にC.V.C当局にとって極めて必要且つ重要な多目的河川開発計画の一つと云うことができます。この計画の運転開始時期については、資金返済の主要部が、電力卸売代によって占められる関係上、現在送電連系会社（以下I.S.Aと称す）が実施している、中央連系送電線に連絡されるボゴタ、メデジンC.V.Cの各系統の電力バランスと密接に関係いたしますが、C.V.Cの電力系統管内の電力需要をこの系統内の電力供給によって充足するという原則に立って、C.V.C、ボゴタ、メデジンの各電力系統のバランスを考慮して1976年11月迄に実現させるのが適当であると考えます。終りに当り、当報告書作製に当って絶大な協力をおしまれなかったC.V.C当局他コロンビア共和国関係団体、ボゴタ駐在大使館の方々に心から感謝の意を表したいと思ひます。

1970年3月

電源開発株式会社

海外技術協力部長

安 田 武 二

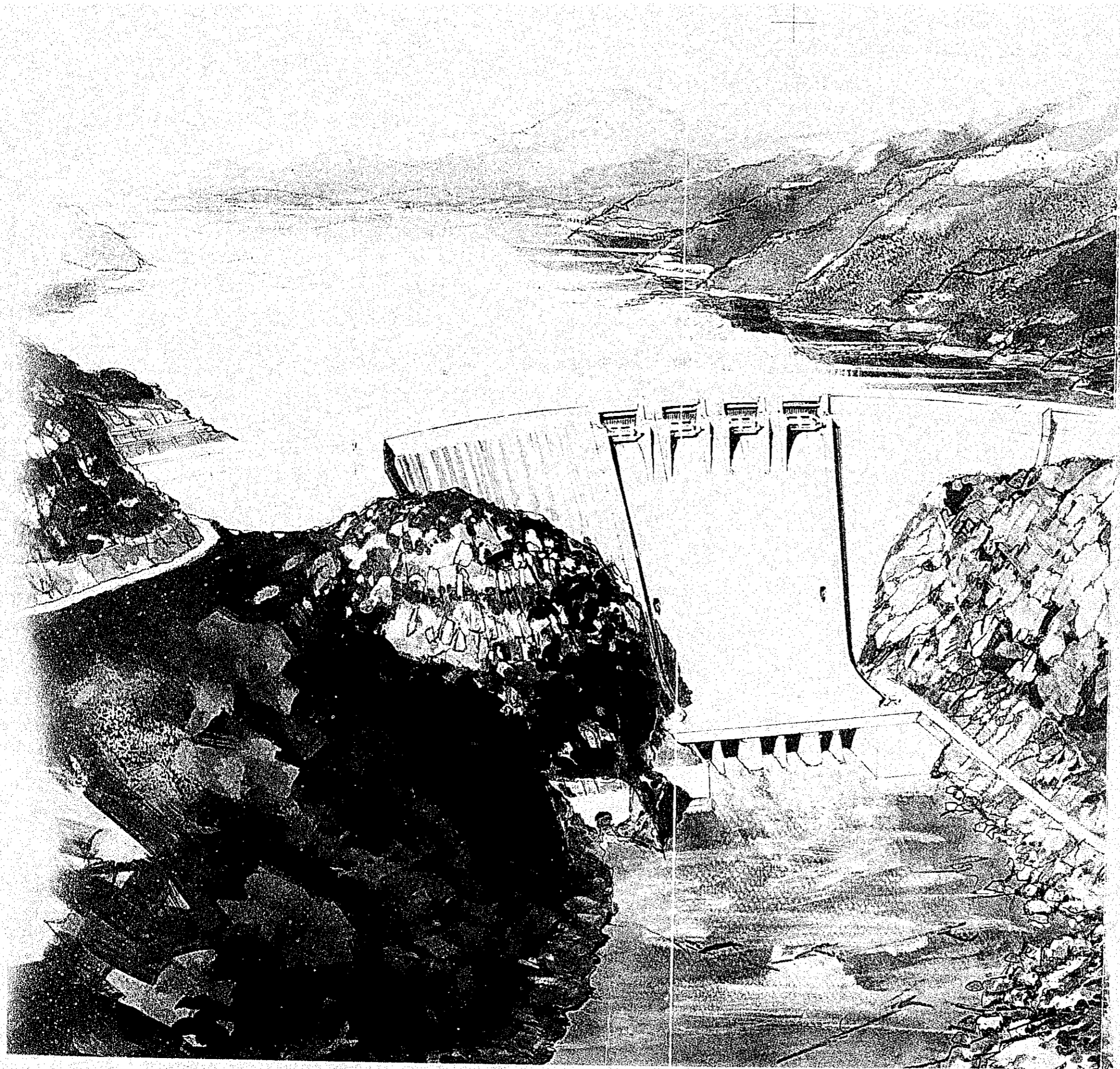
謝

辞

この報告書作製に当り、コロンビアにおける現地調査の期間に多くの助力と協力を提供された方々に対して、深甚の謝意を表したい。この報告書作製に必要とする数多くのデータと資料が、これらの方々の努力によって集められた。これらの助力と協力なくしては、この報告書の作成は不可能であった事であろう。これら関係諸氏の数は非常に多く一人一人名前をあげることができないので、これらの人等が属している関係機関名の名前を次にあげて我々の感謝のしるしといたします。

Departamento Nacional de Planeacion  
Embajada del Japon  
Corporacion Autonoma Regional del Cauca  
Instituto Colombiano de la Reforma Agraria  
Instituto Colombiano de Energia Electrica  
Universidad del Valle  
Interconexion Electrica S.A.  
Empresa de Energia Electrica de Bogota  
Empresa Publicas de Medellin  
Central Hydroelectrica de Caldas  
Empresa Municipales de Cali  
Hazen & Sawyer Co.





## 目 次

序 文

伝 達 状

謝 辞

口 絵

目 次

単位および換算表

第 1 章 結 論

第 2 章 結論と勧告

第 3 章 計画の概要

第 4 章 計画地域の概要

第 5 章 問題点と開発の必要性

第 6 章 開発計画

第 7 章 予備設計

第 8 章 建設計画

第 9 章 工事費の算定

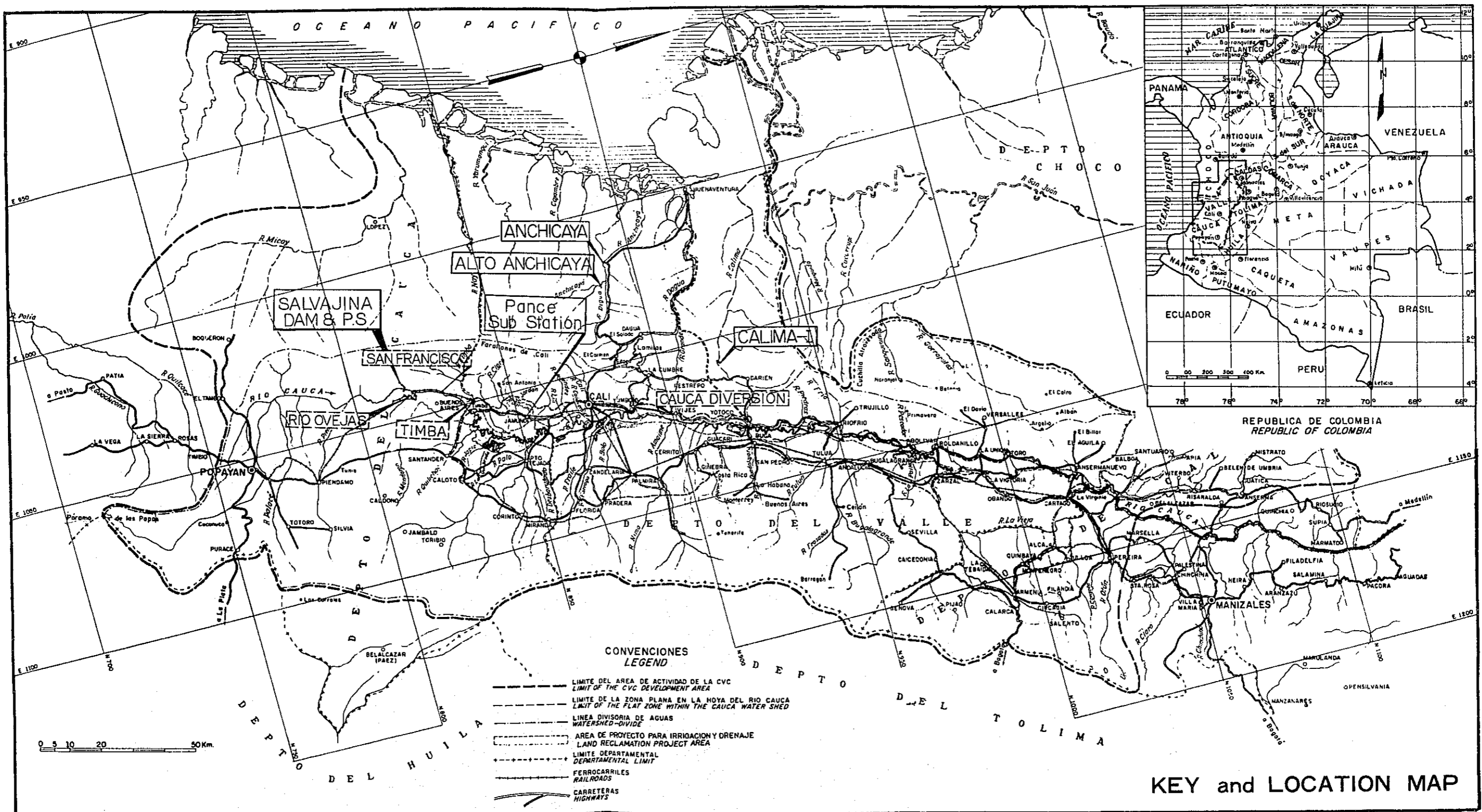
第 10 章 経済評価

第 11 章 投下資金回収計画

第 12 章 参考文献

単位および換算表

mm .....	millimeter	kg/sq.cm .....	kilogram per square centimeter
cm .....	centimeter	ton .....	metric ton
m .....	meter	m/sec .....	meter per second
km .....	kilometer	kW .....	kilowatt
sq.mm.....	square millimeter	MW .....	megawatt
sq.cm .....	square centimeter	kV .....	kilovolt
sq.m .....	square meter	kVA .....	kilovolt-ampere
sq.km .....	square kilometer	kWh .....	kilowatt-hour
ha .....	hectare	mill .....	U.S. mill
cu.m .....	cubic meter	U.S.\$ .....	U.S. dollar
cu.m/s .....	cubic meter per second	PS .....	Colombian Peso
cu.m/s.day .....	cubic meter per second per day	p.p.m.....	parts per million
gr .....	gram	EL .....	the height above mean sea level
% .....	percent	°C .....	centigrade
rpm .....	revolutions per minute	Max.....	maximum
kg .....	kilogram	Min.....	minimum
1 m .....	39.37 inches	3.2808 feet	
1 km .....	0.6214 miles.....	3,280.8 feet	
1 n.m. ....	(1 nautical mile) .....	1,852 m	
1 sq.m .....	1.196 sq.yards .....	10.764 sq.feet	
1 sq.km .....	100 hectares .....	247.1 acres	
1 ha .....	10,000 sq.m .....	2,471 acres	
1 plaza .....	6,400 sq.m		
1 cu.m .....	1,000 liters .....	35.31 cu.feet	
1 kg .....	2.2046 pounds		
1 ton.....	1,000 kilograms .....	2,204.6 pounds	
1 cu.ms .....	35.31 cu.ft/sec		
°C .....	5/9 (°F-32°)		
1 US\$ .....	17.35 Colombian Pesos		
1 PSI .....	0.07031 kg/sq.cm.		



SALVAJINA  
DAM & P.S.

ANCHICAYA  
ALTO ANCHICAYA  
Pance  
Sub Station

CALIMA

CAUCA DIVERSION

TIMBA

REPUBLICA DE COLOMBIA  
REPUBLIC OF COLOMBIA

KEY and LOCATION MAP

CONVENCIONES  
LEGENDA

- LIMITE DEL AREA DE ACTIVIDAD DE LA CVC  
LIMIT OF THE CVC DEVELOPMENT AREA
- LIMITE DE LA ZONA PLANA EN LA HOYA DEL RIO CAUCA  
LIMIT OF THE FLAT ZONE WITHIN THE CAUCA WATER SHED
- LINEA DIVISORIA DE AGUAS  
WATERSHED-DIVIDE
- AREA DE PROYECTO PARA IRRIGACION Y DRENAJE  
LAND RECLAMATION PROJECT AREA
- LIMITE DEPARTAMENTAL  
DEPARTMENTAL LIMIT
- FERROCARRILES  
RAILROADS
- CARRETERAS  
HIGHWAYS

0 5 10 20 50 Km.

# 第1章 緒論

## 目 次

### 第 1 章 緒 論

1・1	経 緯 .....	1-1
1・2	計画の目的 .....	1-1
1・3	報告書の目的と範囲 .....	1-2
1・3・1	報告書の目的 .....	1-2
1・3・2	報告書の範囲 .....	1-2
1・3・3	報告書の構成 .....	1-2
1・4	既存の報告書 .....	1-3
1・5	調査と研究 .....	1-3
1・5・1	現地における調査 .....	1-3
1・5・2	日本における作業 .....	1-4
1・6	基礎資料 .....	1-4

# 第 1 章 緒 論

## 1・1 経 緯

コロンビア共和国の Valle del Cauca における水資源の保全ならびに開発をその事業目的の一つとしている国家機関である C V C は 1967 年 12 月同国政府に代って日本政府に対し“ティンバ計画”について技術的経済的のフーズビリティ調査の実施を要請して来た。この要請を受けて日本政府はこの作業の実施を日本政府の海外技術協力業務の実施機関である O T C A に命じ O T C A は実際の作業を E P D C に実施せしめた。

この計画は当初“ティンバ計画”という名称で研究がなされていたが、本計画の持つカウカ河の洪水調節、排水計画、河川汚染軽減および発電等の多目的性にかんがみ、特に C V C 当局の希望によって計画の名称を“Cauca River Regulation Project”と変更した。

## 1・2 計画の目的

南米大陸の中で最も肥沃な地域の一つであるカウカ平原(400,000 ha)を南より北に向って流れるカウカ河はカリ市附近で流域面積約 9,000km<sup>2</sup> の大河川であるが、殆んど毎年 11 月より 12 月にかけて起る出水のため、ティンバよりカルタゴに亘って両岸約 200km、10,000ha 乃至 30,000ha 又は年によっては 60,000ha の農地が浸水し多額の農作物被害が発生し農業国である当国にとって大きな損失となっている。又最近カリ市(人口 1,000,000 人)より直接カウカ河に放流される下水とユンボ工場地区よりの工場排水のため濁水月におけるカウカ河の汚染は極度に悪化し今や漁業資源は死滅に頻し、下流部都市への水道用水及び農業用水へも悪影響を及ぼし始めている。

カウカ河開発計画の目的は、カウカ河上流部に設けるダムと洪水被害区域の河川両岸に堤防を建設して、前述の洪水被害を大幅に軽減すると同時に主としてカウカ河両岸の低平地帯である洪水被害区域に排水工事をを行い洪水被害区域農地を画期的に改良して、この地域での農業生産の増大を計ると共に毎年河川汚染が悪化する濁水月における河川流量を約倍増してカウカ河の汚染を軽減しあわせてダム地点において水力発電をも行って、近年著しい伸び率を示しているカウカ平野部における電力需要にも応えんとするものである。なお現在、カウカ平野においては、土地所有者の意志に応じ地下水及び支流河川水等を利用して或程度のかんがい設備が設けられているが、本計画の実施によって、洪水区域での洪水調節および排水計画が略完了すれば、カウカ平野全体についてかんがい計画を遂次進めることによって、農業生産を拡大することができるとができる。

### 1・3 報告書の目的と範囲

#### 1・3・1 報告書の目的

OVOCは、カウカ河開発計画を可及的速かに実施してその事業目的に応えるべく、その実施の認可とその実施のために必要な予算設定をコロンビア国政府に申請することを準備している。この報告書はこの本計画の技術的経済的フィージビリティの調査検討に関するものでOVOCがこの計画の実施を政府に申請する際またこの計画の工事資金を調達する際に必要かつ十分な説明資料となることを目的として作成されたものである。

#### 1・3・2 報告書の範囲

この報告書は、洪水調節、排水、河川汚染軽減、発電等に対する多目的開発計画に関するものであるが更に、洪水被害区域を含むカウカ平野に対するかんがい計画、太平洋分水計画、及び発電のためのオベハ川取水計画にもふれている。なお洪水調節、排水の計画地域としては、OVOCが現在迄に実施した既設のRoldanillo - Union-Toro計画（以下R-U-Tと称す）アグアブランカ計画リオバイラ製糖工場が実施したりオバイラ計画の他ビクトリヤ・カルタゴ計画地域を除き上流はラバルサより下流右岸はブガラグランデ川迄、左岸はR-U-T迄とした。

#### 1・3・3 報告書の構成

報告書は二冊よりなる。第一冊は総合報告書であり次の各章よりなる。

- 第1章 緒 論
- 第2章 結論と勧告
- 第3章 計画の概要
- 第4章 計画地域の概要
- 第5章 問題点と開発の必要性
- 第6章 開発計画
- 第7章 予備設計
- 第8章 建設計画
- 第9章 工事費の算定
- 第10章 経済評価
- 第11章 投下資金回収計画
- 第12章 参考文献

第二冊・附録には気象水文地震の基礎資料及び第一冊の総合報告書作成に当って利用された地質、農業、水文、予備設計等に対する検討事項が含まれ次の項目よりなる。

- 附録1 気象水文の基礎資料
- 附録2 地質および地震



- 附録 3 カウカ平野の農業
- 附録 4 最大可能洪水量，貯水池堆砂量および蒸発量
- 附録 5 ダムタイプの検討
- 附録 6 かんがい計画の研究
- 附録 7 オベハ川取水計画
- 附録 8 太平洋分水計画
- 附録 9 今後実施すべき調査

#### 1・4 既存の報告書

1954年設立以来，CVCのこの計画に対する熱意を象徴するごとく現在迄に多くの研究と検討が行われ，そのうち主要なものをあげると次のものがある。

これらの報告書はすべてフィジビリティ調査の段階のもので，極めて程度の高いものであり今日の報告書作成に当って，大いに役に立ったものである。

"The Unified Development of Power and Water Resources in the Cauca Valley"

January 1956, by OLARTE, OSPINA, ARIAS & PAYAN; GIBBS & HILL, INC;  
KNAPPEN-TIPPETTS-ABETT-MCCARTHY

"The Timba Project"

April 1958, by OLARTE, OSPINA, ARIAS & PAYAN, LTDA; GIBBS & HILL,  
INC; TIPPETTS-ABETT-MCCARTHY-STRATTON,

"The Salvajina Project"

February 1965, by DESIGN: CVC HYDROELECTRIC DEPARTMENT  
CONSULTANTS: ACRES INTERNATIONAL  
LIMITED

#### 1・5 調査と研究

##### 1・5・1 現地における調査

現地における調査は，1968年3月より1969年9月に至る18ヶ月の期間に，主として二つのEPDCの技術専門家のグループによって行われた。はじめのグループは，渡辺宏 土木技師，進藤一夫 土木技師，福竹養造 地質技師，野田明義 かんがい排水技師の4名で，6ヶ月乃至18ヶ月現地に滞在し，CVCのエンジニアと協同の下に主として計画の予備的な検討とサンフランシスコ ダムサイトの地形測量，ボーリング，ピットによる地質調査工事，洪水地区カウカ河及び支流における河川縦横断測量，既存資料の解析検討等を行った。

又1969年6月より8月に至る期間に，竹村楯男 かんがい排水技師，吉沢広吉 土木技師，森田久則 設計技師，進藤一夫 土木技師，木田橋勉 電気技師の5名よりなる調査チームが派遣され，再び現地調査が行われフィジビリティ スタディのため前記4名のエンジニアが行った検討を含め，必要とする資料を収集した。

### 1・5・2 日本における作業

これら調査チームの帰国後、1969年8月から1969年1月迄現地で収集された資料と研究にもとづいて、EPDC本店において、そのチーフエンジニアの指揮のもとに会社技術陣を動員して、水文資料の解析、計画の詳細な検討、予備設計、工事費積算、経済評価等を行ってこの報告書が作成された。

### 1・6 基礎資料

気象、水文、洪水被害、農業生産、電力需要等必要資料はすべてCVCより提供された。カウカ河汚染軽減に関する最近のデータはEMCALIを通しHazen & Sawyer Coより入手したが、CVCの電力系統外の電力需給バランスについては、ボゴタ電力会社(Empresas de Energia Electricas de Bogota)メデデン電力会社(Empresas Publicas de Medellin)、送電連系会社(Interconexion Electrica S.A)、Instituto Colombiano de Energia Electrica及びDepartamento Nacional de Planeacion等より入手した。又カウカ河の汚染が魚族に及ぼしている影響については、グアジエ大学(Universidad del Valle)より入手した。

一方、ダムサイトについての地形、地質調査資料については、サルバヒーナ、ティンバの両ダムサイトについては既存のフィージビリティレポート作成当時の資料が充分にあるので、これを活用し、新たに測量、ボーリング等を行わなかったが、サンフランシスコダムサイトについては、EPDCエンジニアの指示に従い新たに航空写真の図化、試掘トンネル、ボーリング、土質材料試験等がCVCチームによる直営方式と請負業者との契約とにより実施ティンバより下流R.U.T.及びブガラグランデ川迄のカウカ河岸及び支流の縦横断測量は主としてCVCと、一つの測量会社との間の請負契約の下に実施された。その他洪水被害地域に対する聴取り調査、洪水時における航空調査等の作業は、CVCエンジニアとEPDCエンジニアとの共同の下に実施された。又カウカ河両岸堤防材料を対象とする土質材料試験はCVCの試験室で実施された。

## 第2章 結論と勧告

目 次

第 2 章 結論と勧告

2・1	結 論	.....	2-1
2・2	勧 告	.....	2-2

## 第 2 章 結論と勧告

### 2・1 結 論

カウカ河開発計画の技術的経済的フィージビリティに対する調査と研究の結果次の結論に到達した。

- (1)・(i) コロンビア共和国で最も肥沃で広大な農地の一つであるカウカ河沿岸で殆んど毎年定期的に起っている洪水をコントロールし排水工事を行って農業収益の安定と増加を計ることの必要性は極めて、明瞭なことである。
- (1)・(ii) C V C 系統の電力需給バランスは、1973 年アルト アンチカヤ発電所 340 MW の完成によって大いに改善されるがバジェ県での最近の目ざましい生活レベルの向上、工業化の発展に伴って 1976 年頃より再び電力不足の事態が到来する見込である。この電力不足は主として、ボゴタ、メテジン系統の電力余力によって、1971 年竣工を予定される連系送電線 230 KV を通して或程度これを埋合わせることができ、電力の安定供給の原則と電力各系統の独自性からみて、C V C 系統で、新たな安定した電源の開発が必要である。
- (1)・(iii) カウカ河のファンチートよりトーレの間で現在極度に悪化の傾向をたどっている河川汚染は早急に何らかの軽減措置が急がれるところである。
- (2) 以上の対策として、カウカ河調整計画の可能性を調査研究した結果、この計画は他にこれに代るものがない極めて有効且有利な計画であることが結論された。この計画は、地形的地質的に優れたサルバヒーナ地点に高さ 133 m のコンクリート重力アーチダムと設備出力 210 MW の水力発電所とカリ市迄の送電設備及びラボルサより R. U. T. 計画とブガラグランデ川迄の主要支流を含めたカウカ河両岸の堤防と 2ヶ所の遊水池並びに洪水被害地域約 81,000 ha に対して排水設備工事を実施するもので、計画の実施に当って特に困難な問題はない。
- (3) この計画の実施に必要な工事費は総額  $91.3 \times 10^6$  米弗で、そのうちダム工事費が  $37 \times 10^6$  米弗、河川改修  $12.8 \times 10^6$  米弗、発電並びに送変電設備が 19.5 米弗、排水工事が  $22 \times 10^6$  米弗である。また総工事費のうち外貨支払分は、 $44.3 \times 10^6$  米弗、現地通貨支払分が米弗換算で  $47 \times 10^6$  米弗である。
- (4) C V C の電力系統の需給バランスを考慮し、カリマ I、アルトアンチカヤ両発電所との協同運転を行なう場合サルバヒーナ発電所は 1956 年より 1960 年に至る河川流量が最濁水になる時でも常時電力 74 MW を確保することができ、約 50 Km のカリ近傍パンセ迄の送電損失等を差し引いて、年間販売可能電力量は受電端で  $632 \times 10^6$  KWH である。電力コストは次小節(5)にて求めた発電に対する年間経費より 5.4 ミルとなる。
- (5) 工事費について、洪水調節、発電、河川汚染軽減に対するコストアロケーションを行いデスカウントレートを外貨、内貨について夫々 7.0%、10.0% を適用して年間経費を求め、一方洪水被害の推定実績と発電および河川汚染軽減に対する代替設備より求めた年間便益と

より各目的についての便益、費用比が求められた。その結果は 1.34~2.26 平均 1.53 であり、これは、この計画が経済的にフィージブルであることを示すものである。

- (6) この計画は外貨および現地通貨工事資金の返済を可能ならしめるに十分な収入を得ることが出来、資金的にも極めて有利な計画である。
- (7) 運転開始後 25 年して、ダム発電所に対する建設資金を完済したあかつきには、この発電所による電力料収入は C V C にとって極めて大きな資金源となる。
- (8) この計画の施工によって、カウカ河沿岸低地帯に対する洪水コントロールと排水が可能となるあかつきには、カウカ河沿岸低地帯及びカウカ平野を対象として、農業生産の更に大きな安定と増大を目的として、かんがい設備を拡げてゆくことが可能となるが、これは良質な農産物およびこれの加工品の輸出を通して達成される当国将来の経済発展にとって極めて有望な可能性をもっている。

## 2・2 勧 告

以上の結論にもとづき次の勧告がなされる。

- (1) カウカ河調整計画は C V C、ボゴタ、メデジンの各電力系統の需給バランスを考慮して、1976 年末運転開始の目標で、できるだけ早く準備にかゝるべきである。まずダム余水吐、及び水車、発電機 3 台のうち 2 台分発送変電設備のために必要な工事期間は仮設備工事を含め 4 ケ年と考えられるので、これらは 1973 年に着工の必要がある。
- (2) カウカ河本流及び支流の堤防、遊水池、及び洪水工事は夫々 1975 年と 1977 年より 7 年にて完了させるのが望ましい。
- (3) 前記電力系統の需給バランスより考えて、残り 1 台の水車・発電機は 1978 年迄に据付ける必要がある。
- (4) 工事の請負附託のために必要な詳細な研究は附録 9 に、又その為に必要な作業等を含めたスケジュールが Table 8・1 に示されている。
- (5) 今後の計画の詳細な研究を行うためには附録に記載された調査を実施することが必要である。
- (6) カウカ河及び支流の河川堤防、排水設備の建設地域を含めた現在の洪水被害区域についての地形図が完成されたとき、堤防及び排水設備工事費をチェックする必要がある。その結果これら工事費の或程度の変更がありうる。
- (7) 本流及支流の堤防、遊水池及び洪水被害区域での排水工事の工程はそれらが広がる広大な地域及び土地所有者との交渉等を考慮してきめたものであるが、更に技術上の観点のみならず政策上の見地より検討を進めることが大切である。
- (8) 貯水池の適切な操作により、その効果を十分に発揮させるためには、計画された諸工事の他に流域内の雨量や流量の観測施設および通信施設を完備し、各河川の流出機構の検討とあわせて洪水予報の的確を期するための対策が必要である。

## 第3章 計画の概要

## 目 次

### 第 3 章 計画の概要

3・1	主要構造物 .....	3-1
3・1・1	ダム .....	3-1
3・1・2	カウカ河および支流堤防 .....	3-1
3・1・3	遊水池 .....	3-1
3・1・4	発電所 .....	3-1
3・1・5	排水設備 .....	3-1
3・2	洪水調節の効果 .....	3-1
3・3	汚染軽減の効果 .....	3-4



## 第3章 計画の概要

### 3・1 主要構造物

#### 3・1・1 ダム

カリ市南方 60 Km のカウカ河本流のサルバヒーナ地点に最高々さ 133 m のコンクリートアーチ式重力ダムが設けられる。ダムサイトにおけるカウカ河の流域面積は 3,830 km<sup>2</sup> である。ダムにより出来る貯水池の総容量は 500,000,000 m<sup>3</sup> でありそのうち 34 m の利用水深に相応する 350,000,000 m<sup>3</sup> の有効容量を利用して、洪水調節、発電、カウカ河汚染軽減等の多目的効果があげられる。

#### 3・1・2 カウカ河及支流堤防

カリ市南方 30 Km のカウカ河本流のラバルサ附近よりカウカ河沿いに左岸は R-U-T, 右岸はブガラグランデ川迄、高さ 1.5 m 乃至 2.5 m の堤防が設けられる。又主要支流についても、本流附近で氾濫の危険がある区間について堤防が設けられる。

#### 3・1・3 遊水池

洪水時の洪水波のピークカットを目的とすると共に、魚族等の天然資源保護の目的を兼ねて Laguna Sonso と Cienaga Burriga を堤防でかこう事によって遊水池とする。これらの遊水池には洪水ピークをカットするための水門と池内の水位コントロールの為の小水門が設けられる。

#### 3・1・4 発電所

サルバヒーナダムの下流面とサルバヒーナ発電所が設けられる。この発電所はカリマ I, アルト アンチカヤ発電所との協同運転されるものとし、CVC の電力系統およびボゴタ、メデジン両系統の電力バランスを考慮して設備出力は 70,000 KW 3 基の 210,000 KW が最も望ましい。このうち最初 2 基を設置して 2 年後に残りの 1 基を据付けるものとする。

又サルバヒーナ発電所よりカリ市南方パンセ迄 50 Km の区間に 115 KV 2 回線の送電線が建設される。

#### 3・1・5 排水設備

ラバルサより R-U-T, 及びブガラグランデ迄のカウカ河兩岸の農地 81,600 ha (主として 1966 年末の洪水被害地域) に幹線排水路, 承水路, 排水用ポンプによる排水工事が施工される。

### 3・2 洪水調節の効果

1946 年以降 1968 年に至る 23 ヶ年のスアレス, ラバルサ, フアンチート及びラビクトリア各測水所における流量データによれば Table 3・2 に示す如く 1946 年より現在に至る迄 23 年間の出水記録がある。これによれば 23 ヶ年のうちフアンチートで 18 回ラビクトリア

Table 3.1 Principal Features of Project

1. Salvajina Reservoir		4. Transmission Line			
Catchment Area	3,830 sq.km	Length	50 km		
Annual Inflow	4,400 x 10 <sup>6</sup> cu.m	Voltage	115 kV		
Normal Water Level	1,139 m	Number of Circuit	2 Circuits		
Total Storage Capacity	500 x 10 <sup>6</sup> cu.m	5. Drainage Works			
Drawdown	34 m	Drainage Area	81,600 ha		
Effective Storage Capacity	350 x 10 <sup>6</sup> cu.m	Design Drainage Discharge			
Dam		Mountain Area	2.2 ~ 3.6 cu.m/s/sq.km		
Type	Concrete Arch Gravity	Flat Basin	0.23 ~ 0.56 cu.m/s/sq.km		
Height	133 m	Length of Principal Drainage Canals	155 km		
Crest Length	403 m	Length of Intercepting Canals	121 km		
Volume	700 x 10 <sup>3</sup> cu.m	Drainage Pumping Stations			
Capacity of Spillway	3,500 cu.m/s	Number of Stations	14 places		
2. River Scheme (Levees)		Total Capacity	7,330 kW		
Design High Water Discharge		6. Alleviation of River Contamination			
Juanchito	720 cu.m/s	River Discharge Increase at Juanchito			
La Victoria	1,000 cu.m/s	Before Project	70 cu.m/s		
Length and Volume of Levees		After Project	130 cu.m/s		
Levees of Main River		7. Construction Cost (10 <sup>3</sup> \$)			
Length	355 km			Total	Foreign Currency
Volume	8,750 x 10 <sup>3</sup> cu.m				Domestic Currency
Tributaries	11 Tributaries	Dam and Spillway	31,281	19,266	12,015
Length of Levees	46 km	Levees	11,600	2,250	9,350
Capacities of Regulating Ponds		Power Plant	17,049	13,867	3,182
Lag. Sonso	35 x 10 <sup>6</sup> cu.m	(Including Transmission Line, Sub-Station and Tele-communication System)			
Cga. Burriga	15 x 10 <sup>6</sup> cu.m	Drainage Works	19,198	3,335	15,863
Reduction of Flood Discharge		Interest during Construction	12,175	5,631	6,544
Lag. Sonso	80 cu.m/s				
Cga. Burriga	40 cu.m/s				
Improvement of Bridges	6 Bridges				
3. Power Generation					
Installed Capacity	1st Stage 140 MW				
	2nd Stage 70 MW				
	(Total 210 MW)				
Unit Capacity and Number of Unit	1st Stage 70 MW x 2	8. Economic Evaluation (10 <sup>3</sup> \$)			
	(2nd Stage 70 MW x 1)			Annual Benefits (B)	Annual Costs (C)
Max. Discharge	90 cu.m/s per Unit	Flood Control and Drainage	5,020	3,740	1.34
Effective Head	68 - 102 m	Power	5,550	3,440	1.61
Rated Head	90 m	River Contamination	1,350	600	2.26
Firm Power Energy					
Salvajina Proper	54,000 kW				
Combined Operation with Calima I and Alto Anchicaya	74,000 kW	Total	11,920	7,780	1.53
Dependable Peak Capacity	129,000 kW				
Annual Energy Production					
Salvajina Proper					
Average Energy	813.0 x 10 <sup>6</sup> kWh				
Firm Energy	477.6 x 10 <sup>6</sup> kWh				
Combined Operation					
Firm Energy	648.3 x 10 <sup>6</sup> kWh				

で 21 回の大小の浸水を受けていることになる。これらの浸水による被害のうち浸水開始時の数千 ha の被害額は僅少なものであろうが、この被害額を 1966 年 12 月の洪水被害 82,000,000 ペソ (1 米弗 13.5 ペソ) を基準として計算すると毎年平均して約 70,000,000 ペソの洪水被害が発生していることになる。

Table 3.2 Max. Daily Average Discharge of Cauca River

Date	Salvajina (cu.m/s)	La Balsa (cu.m/s)	Juanchito (cu.m/s)	La Victoria (cu.m/s)
Dec. 1945	338	512	697 ( 674)	1,021
Nov. 1946	275	328	558	736
Apr. 1948	432	713	870 ( 670)	1,070
May 1949	377	591	590	746
Feb. 1950	633	1,189	1,600 ( 965)	1,961
Dec. 1950	638	775	1,078	1,381
Nov. 1951	308	603	607	930
Dec. 1952	449	627	830 ( 660)	1,069
Dec. 1953	465	739	1,330 ( 870)	1,706
Dec. 1954	461	888	1,090 ( 819)	1,400
Jan. 1956	835	1,175	1,325 ( 845)	1,551
Jun. 1957	369	734	1,110 ( 735)	1,440
Dec. 1957	505	673	840 ( 678)	1,058
Dec. 1958	304	321	590	797 ( 644)
Jan. 1960	660	637	1,280 ( 836)	1,613
Dec. 1960	457	923	1,010 ( 820)	1,566
May 1962	305	416	610	820
Dec. 1962	500	764	833 ( 681)	1,230 ( 767)
Nov. 1963	425	550	718 ( 681)	1,127 ( 730)
Dec. 1964	387	643	707 ( 668)	831 ( 693)
Nov. 1965	334	698	797 ( 732)	996 ( 805)
Dec. 1966	903	1,254	1,270 (1,057)	1,460 (1,048)
Nov. 1967	598	830	960 ( 805)	1,180 ( 758)

Note: The maximum daily average runoff indicated in parentheses for Juanchito and La Victoria are according to actual measurements.  
These values are deformed daily average runoffs influenced by upstream inundation.

### 3・3 汚染軽減の効果

カウカ河調整計画は、その第1目的を洪水コントロールにおくものであるが、洪水の頻度が最も多い11月乃至12月以前に貯水池を低水位迄下げるに当って、発電の目的をも兼ね貯水池の全有効水量を8月より10月に亘って放流するため9月のカウカ河の濁水量は略倍増することになり、洪水コントロールは勿論のこと発電、河川汚染軽減の目的も同時に達成されることになる。

なお、8月より10月に亘る貯水放流に伴う発電に当っては、サルバヒーナ発電所が、カリマI、アルト アンチカヤ両発電所と協同運転を行うので、此の期間についてはサルバヒーナ発電所はベースロード運転を行い下流への放流を一定とし、日最大負荷の調整はカリマI、アルト アンチカヤの両発電所で充分これを実施することができる。

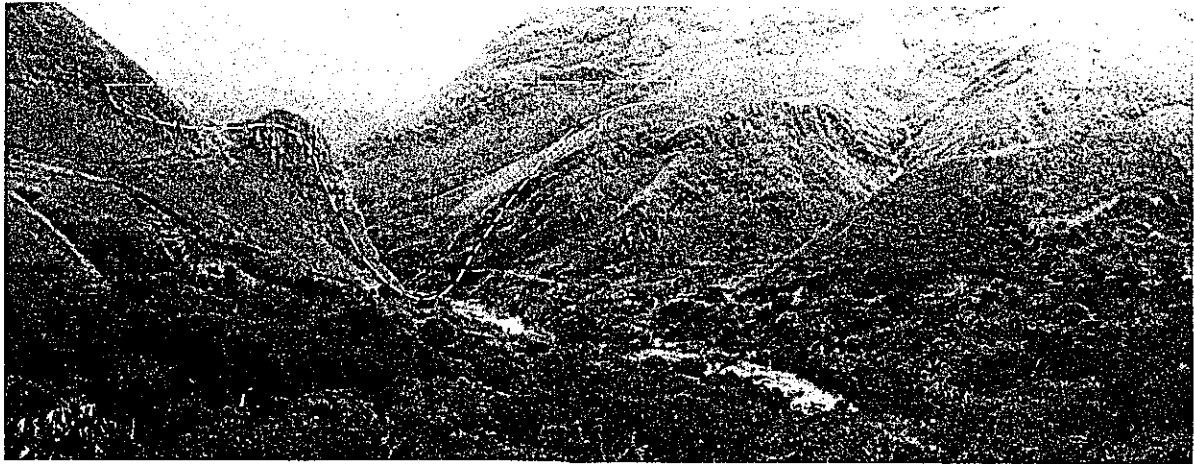
## 第4章 計画地域の概要

目 次

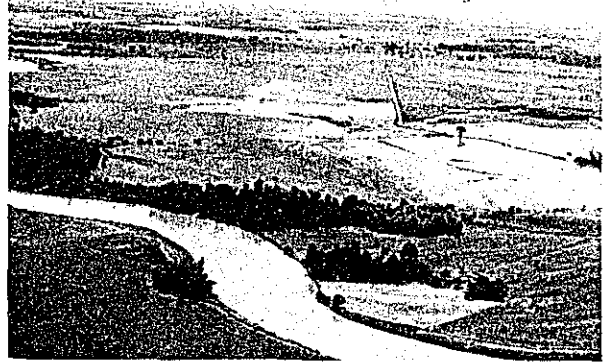
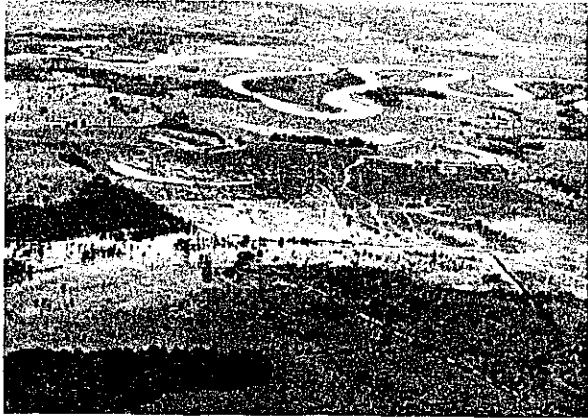
第 4 章 計画地域の概要

4・1	自然状況	4-1
4・1・1	計画地域の位置	4-1
4・1・2	地形および地質	4-1
4・1・3	土壌および地下水	4-3
4・1・4	気 象	4-3
4・1・5	カウカ河の河相と流況	4-8
4・2	社会状況および産業	4-12
4・2・1	人 口	4-12
4・2・2	農 業	4-15
4・2・3	かんがいおよび排水	4-17
4・2・4	鉱 工 業	4-17
4・2・5	電 力 事 情	4-17
4・2・6	交 通	4-21

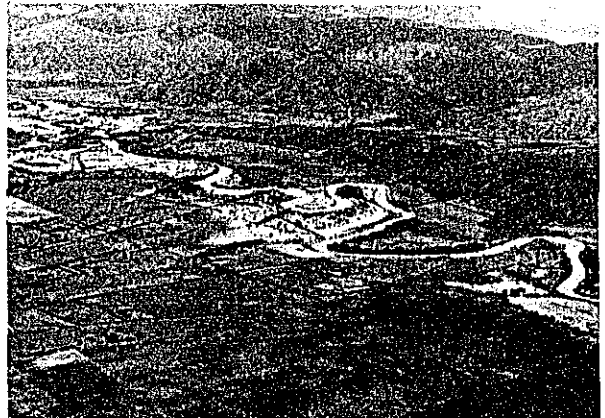
Salvajina Dam Site



Beginning of Inundation in the Riparian Area of Cauca River



Oct. 1968 (Juanchito : 630 cu.m/s)



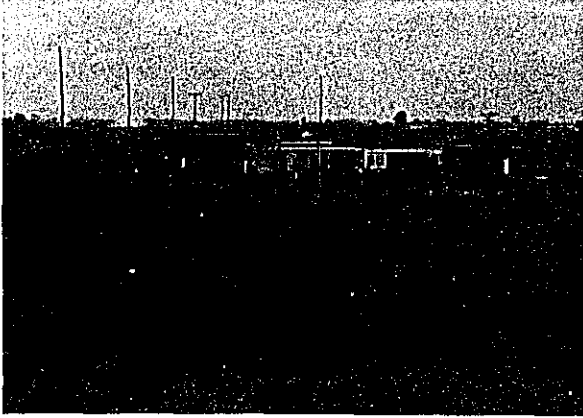
Nov. 1968 (Juanchito : 560 cu.m/s)  
(La Victoria : 750 cu.m/s)



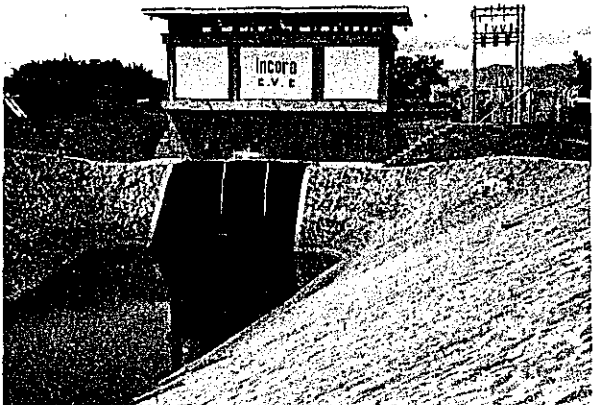
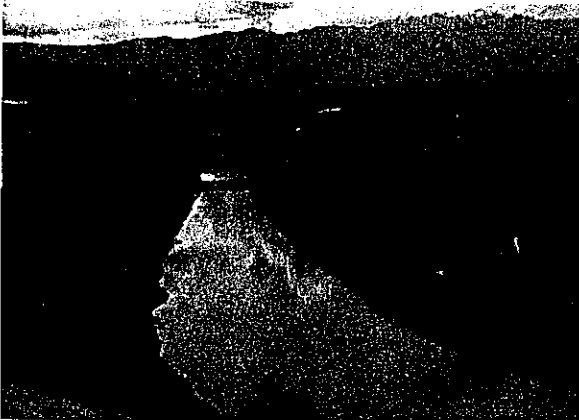
May, 1968 (Juanchito : 760 cu.m/s)  
(La Victoria : 840 cu.m/s)



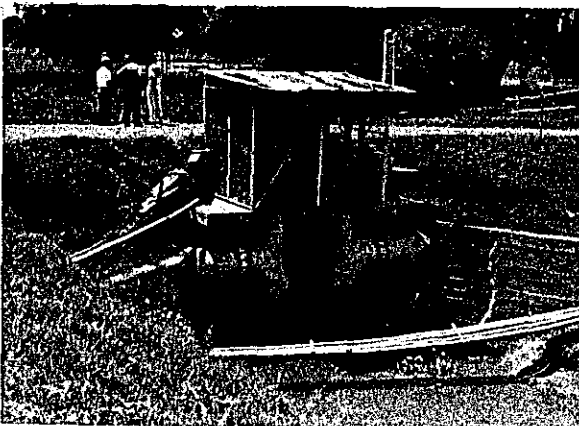
Drainage Facilities



Aguablanca Project



R-U-T Project



Ing. Rio Paila

## 第 4 章 計画地域の概況

### 4・1 自然状況

#### 4・1・1 計画地域の位置

カウカ河はコロンビア共和国のカウカ県の Paramo de las papas にその源を発し、ボリバル県の Brazo de Loba でマグダレーナ河に合流する当国で第 2 番目の大河である。

計画の対象とする地域はカウカ県およびバジェ県にまたがり、上流はサルバヒーナ地点より下流はラビクトリア附近まで約 300 Km のカウカ河に沿う地域で、北緯 3～5°，西経 76.5° に位置する。(Key and Location Map 参照)

#### 4・1・2 地形および地質

##### (1) 地形

コロンビア国は地形的に大きく 3 つに分けられる。即ち、太平洋側の海岸地帯、中央部の山岳地帯および東部のアマゾン地帯である。

山岳地帯は、更に西部山脈、中央山脈および東部山脈に細分される。これらの山脈は同国の骨格をなす山脈であって、ほぼ平行して南北に走るが、北部地域において消滅する。

西部山脈と中央山脈の谷間および中央山脈と東部山脈の谷間には、夫々コロンビア国の 2 大主要河川であるカウカ河とマグダレーナ河が山脈に平行して南より北に流れ、カウカ河は各山脈が消滅する北部地方においてマグダレーナ河と合流し、カリブ海に流入する。

計画地域は、カウカ河の中流部より上流部に相当し、その標高は約 900 m より約 1,000 m の間に位置する。

計画地域の地形は概略 3 つの区間に分けられ、その各々の特徴は次の通りである。

1 つはサルバヒーナ地点より上流域である。この地域の地形はボバヤン周辺に見ることができる火山台地と、西部山脈および東部山脈の接近した谷間にみられる急峻な山岳地形により代表される。河谷は狭いので堆積物の少ない初年期ないし壮年期の地形を形成している。

次に、サルバヒーナ地点よりサンフランシスコ地点を経てティンバ地点に至る区間である。この区間では、西部山脈と中央山脈の間隔は前区間に比べると遠くなり、河川兩岸の斜面の傾斜は緩くなる。河幅は、前区間のサルバヒーナサイトで約 30 m であるに対し、サンフランシスコサイトでは約 80 m となり、河岸には幅 50 m から 300 m の河岸段丘が形成されている。しかし、この区間では河流路の蛇行は、まだ顕著に発達していない。

最後の区間はティンバサイトよりカリ市を経て計画地域の最下流に相当するラビクトリアに至る区間である。この区間では、2 つの山脈の間隔は 40 Km 以上となり、河川は完全な老年期形状を示している。河川幅は数 10 m から 100 m で、河川には幅 10 Km 前後の広大な洪水はんらん原が形成されている。河流は西部山脈寄りにはこのはんらん原の間を顕著に蛇行しながら流下し、所々に三日月湖を形成している。

前述した3つの区間の平均河川勾配はサルバヒーナ上流部で1/100 ~ 1/200, サルバヒーナ-ティンバ間で約1/600, テインバ-カルタゴ間で1/1000 ~ 1/7000である。

## (2) 地質概要

計画地域の地質的特徴は地形上の特徴と関連が深い。上流部のポバヤン火山台地を形成する地質はポバヤン周辺に分布する火山からの噴出物よりなり、また急峻な山岳地形を形成するサルバヒーナ付近の地質は Silicious Shale や Quartzous Sandstone などの堅硬な堆積岩および閃緑岩などの火成岩よりなる。

次に河岸斜面のゆるやかな、そして河幅がやゝ広がるサルバヒーナからティンバ間における地質は極度に風化の進んだ頁岩、砂岩よりなる。

最後の区間で、老年期の河谷地形を示すティンバ-カルタゴ間の地質は主として扇状地堆積物より構成されている。これらの計画地域に分布する各地質の概要は下記の通りである。

### Cauca formation

第三紀層の Eocene より Oligocene に属するこの地層はカウカ河の左右両岸に広く分布する。例えばサルバヒーナ ダムサイトおよび同貯水池の大部分、サンフランシスコ ダムサイトおよび同貯水池はすべてこの地層より構成されている。

本層は、下部より上部に、Lower Cauca, Middle Cauca および Upper Cauca formation に分けられる。

Lower Cauca formation の基底部は conglomerate 又は coarse sandstone よりなり上部は砂岩よりなる。Middle Cauca formation は、下部は黒色乃至濃青色の頁岩よりなり、上部は sandy shale よりなる。この Middle Cauca formation は coal bearing formation として知られている。Upper Cauca formation の下部は Quartz の pebble を多く含んだ conglomerate よりなり、上部は石炭を挟在した頁岩よりなる。

サルバヒーナ、サンフランシスコ地点の地質はこの formation よりなるが、サンフランシスコ地点の本層は極度に風化を受け、residual soil となっている。

### Popayan formation

ポバヤン高原を形成するこの formation は pleiocene から pleistocene に噴出した Volcanic products よりなる。分布はポバヤン周辺より中央山脈の山裾野まで広範囲にわたる。

この volcanic products は一般に下部は andestic agglomerate よりなり、上部は andesite lava を挟在した火山灰よりなる。層厚は厚いところで 700 m と推定されている。

### Valle formation

Holocene に属する本層はカウカ河およびその支流によって運搬された river deposit, terrace deposit および alluvial fan deposit を総称するものである。分布範囲は概略2分することができる。1つは、ティンバ サイトより上流のスアレス付近まで、他はティンバ サイトより下流のカルタゴ付近までである。

前者の Valle formation は河川の両岸に堆積する river terrace deposit および主な

谷の出口に発達する小規模な fan deposit よりなる。river terrace deposit は、過去に採金を採出する目的で掘り返したため、現在は dredger tailing として残されている。fan deposit は後述する区間のものに比較すると小規模であるが、サンフランシスコ 部落附近に見ることができる。

後者、ティンバ サイトよりカルタゴ間における Valle formation はカウカ平野を構成するもので、river deposit と fan deposit よりなる。

このカウカ河の左右岸に形成されたはんらん原は広大で、面積は約 400 Km<sup>2</sup>、堆積物の厚さは 100 m を越えると推定されている。

堆積物は一般に山側では礫質で、川側では砂質乃至シルト質となっている。

#### Intrusive rock

Intrusive rock はサルバヒーナ ダムサイト上流約 200 m 左岸に分布する閃緑岩とサンフランシスコ ダム右岸取付部より約 200 m 山側に、ほぼ河に平行して分布する Rhyolite の貫入岩体が見られる。前者の閃緑岩は Paleocene epoch に、後者の Rhyolite は Miocene - Pliocene に属すると推定されている。

### 4・1・3 土壌および地下水

カウカ平野の土壌は主として火山灰土および頁岩、砂岩、輝緑岩の風化物の Water transported sediment を母材として構成され、全般に表土は 120cm 以上の厚さで砂壤土から粘土に至る粒度形成を示す。

地形的には Soils of terrace, Soils of alluvial plain, および Soils of levee に区分できる。

土壌の PH 値は概ね 5 ~ 8.5 (弱酸性 ~ 弱アルカリ性) である。

含有成分から見て特に肥沃とはいえないが保水力、透水性は良好で、概して農耕に適している。

地下水は豊富であり、地下水位も比較的高い。このため平野部の各所にかんがい用、飲雑用或いは工業用の井戸が見受けられる。地下水の実態に関しては CVO で現在調査中である。

カウカ河沿い特に河川のはんらんする地域では地下水位が常に高く、地形、土質等の影響もあり渇水期にも湛水している所が見受けられる。

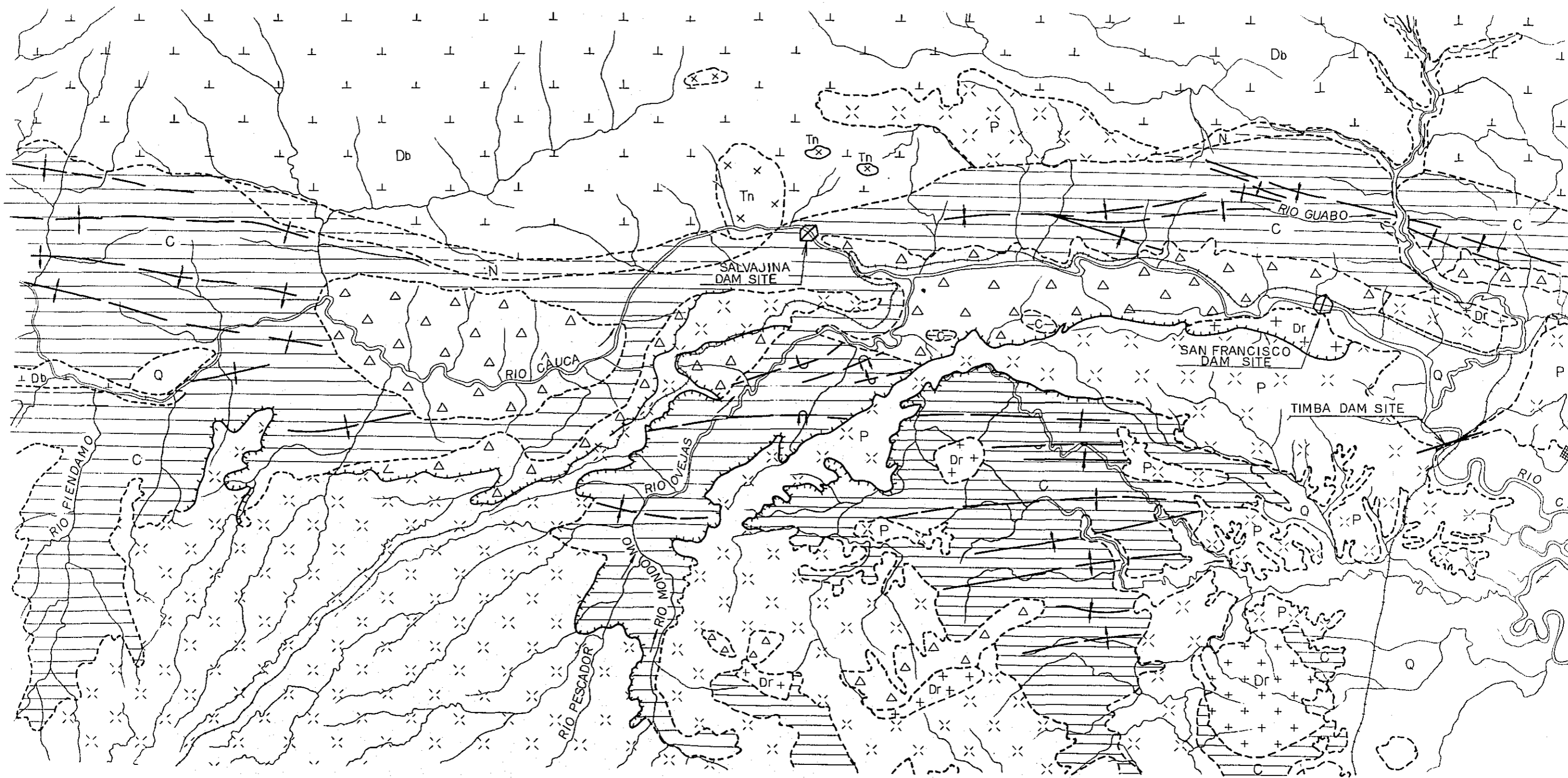
(以上のことについては附録 3・1 に詳述されている)

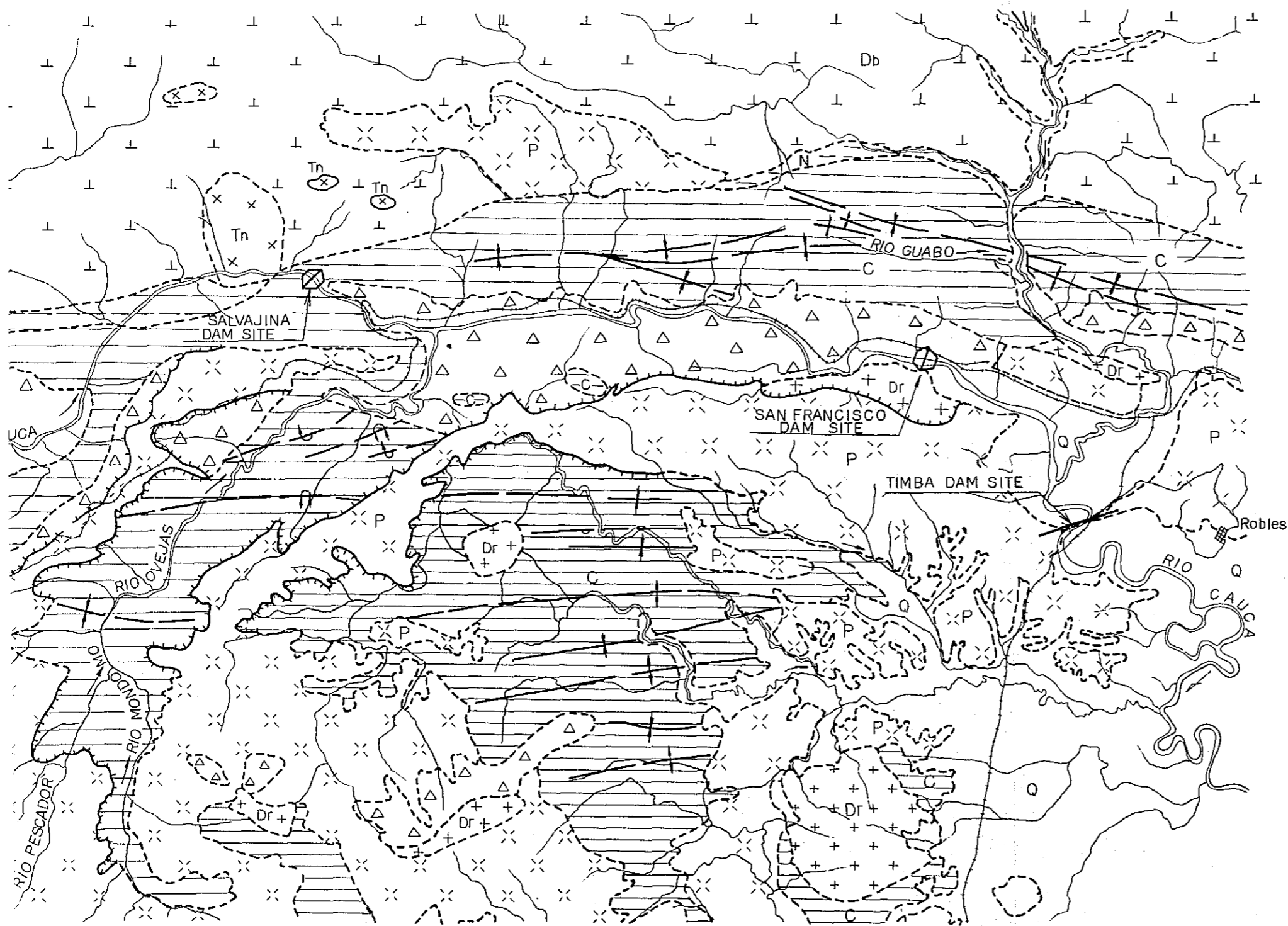
### 4・1・4 気 象

#### (1) 降 雨

カウカ河流域は、特に Doldrums と呼ばれて寒冷前線や熱帯性低気圧の影響を受けない温和な気候帯に属する。

流域内の降雨記録は附録 1 に掲載したが、カウカ河最上流部では年間降雨量は 2,000 mm、ラバルサまでの中間部と西部山脈と中央山脈の山麓では 1,500 ~ 2,000 mm の降雨が見られる。





	HOLOGENE	VALLE High terraces, fluvial deposits of clayey sediments locally sandy and tuffaceous, sub-recent terraces and slope wash fans
	PLIO- PLEISTOCENE	POPAYAN Sediments, upper part completely weathered, lower part conglomeratic, slightly indurated
	MIOCENE	LA PAILA Volcanic tuffs covered by conglomerates and little consolidated sandstones
	EOCENE-OLIGOCENE	CAUCA Shale with intercalations of thin coal seams, sandy shale and coarse grained sandstone beds (600m) overlaying quartzose sandstone, with sandstone, shale and conglomerate (600m), and overlain by quartz conglomerates with intercalations of shale and sandstone (400m)
	PALEOCENE	NOGALES Graywackes covered by hard dark silicious (carbonaceous or calcareous at places) shales and sandstone
	PALEOCENE	intrusions of tonalite (quartzdiorite) contemporaneous of the Nogales
	CRETACEOUS	DIABASICO Submarine diabase flows, intercalations of chert strata

**SYMBOLS**

- Railroad
- Geological boundary
- Anticline
- Anticlinal overfold
- Syncline
- Synclinal overfold
- Terrace, scarp
- Talus, slope wash deposits

**NOTES**

- 1- Coordinate system is that of the Instituto Geografico de Colombia
- 2- Adapted from geological map of the Ministerio de Minas y Petroleos

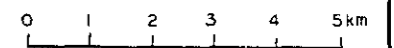


Fig. 4.1 General Geologic Plan of Project Area



カウカ平野部では、概して1,000～1,500 mmの年間降雨量を観測しているがブガ, トウ  
ルア, ラ ビクトリアなどのカウカ河沿いの地帯では、これより幾分低い降雨量が観測されて  
いる。〔 Fig. 4. 1 参照 〕

一般にこの地方では4・5月及び10～12月が雨期, 又7～9月が乾期と呼ばれている。ポバ  
ヤン, カリに於ける月別降雨分布は Fig. 4. 3 (1), 4. 3 (2)に示すとおりである。この地方  
の降雨特性は非常に局地的でシャワー型の短時間継続の降雨現象がみられることである。

## (2) 気 温

計画地域は赤道近くに位置するが、標高が比較的高い(900 m～1,000 m)ため温暖な気候  
を呈す。

Table 4. 1 はカリ(標高1,080 m), ラ マヌエリータ(標高1,030 m)およびラ ユ  
ニオン(標高913 m)における月平均気温の変化を示したものであり、年間を通じ24°C前後  
で殆んど較差がない。

又、日間の温度差の月平均値は Fig. 4. 4 に示すとおりオルティガル(標高1,002 m)で  
14～20°C, 最高気温は37°C, 最低気温は15°Cである。

Table 4.1 Monthly Average Temperature (Unit: °C)

	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.
Cali <sup>1/</sup>	23.6	23.5	23.7	24.0	24.3	24.4	23.9	23.6	23.8	24.3	24.3	24.5
La Manuelita <sup>2/</sup>	23.3	23.3	23.2	23.5	23.7	23.8	23.6	23.4	23.4	23.6	23.6	23.7
La Union <sup>3/</sup>	23.0	22.7	23.0	23.6	23.9	23.7	23.6	23.3	23.2	23.5	23.8	23.7

<sup>1/</sup> Jan. 1933 - Dec. 1968

<sup>2/</sup> Jan. 1929 - Sept. 1968

<sup>3/</sup> Oct. 1965 - Sept. 1968

## (3) 相対湿度

相対湿度は Table 4. 2 に示すとおりラ マヌエリータ において雨期に80%, 夏期は75%  
前後で、年間を通じ乾燥地帯の様相を呈す。

Table 4.2 Monthly Average Relative Humidity (Unit: %)

	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.
La Manuelita <sup>1/</sup>	80.6	82.6	80.6	79.6	78.6	78.1	80.1	80.4	75.5	77.8	74.7	76.4
Cali <sup>2/</sup>	67.0	68.0	65.0	64.0	62.0	64.0	65.0	67.0	65.0	57.0	59.0	60.0

<sup>1/</sup> Aug. 1959 - Apr. 1968

<sup>2/</sup> 1933 - 1947

## (4) 蒸発量

クラスAパンによる月平均蒸発量は Table 4. 3 に示すとおり, ラ マヌエリータで年間



1, 650mm, ラ ユニオンで年間 2, 240mmである。何れも年間降雨量を大きく上回っている。

Table 4.3 Monthly Evaporation

(Unit: mm)

	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.
La Manuelita <sup>1/</sup>	150.6	127.7	136.5	141.0	139.1	150.6	141.7	133.8	122.6	142.4	134.3	134.3
La Union <sup>2/</sup>	177.7	147.6	158.1	195.0	192.2	205.5	218.5	143.4	152.3	202.0	233.4	217.5

<sup>1/</sup> Aug. 1959 - Apr. 1968, Annual Total 1,654.6 mm

<sup>2/</sup> Apr. 1967 - Mar. 1968, Annual Total 2,243.2 mm

#### 4・1・5 カウカ河の河相と流況

カウカ河はラ バルサとラ ビクトリアの区間において代表的な蛇行河川を示し、その流速流量および河岸の土質に応じ毎年少しづつ蛇行運動を進めている。その結果河の兩岸各所に Cienaga Cauca Muerto とか Madre Vieja と称する多くの月形沼を形造っている。これらの月形沼のあるものは形成されてから後の永い年月の間に、毎年の Inundation の度に土砂が堆積して沼沢地又は低湿地となっているものもある。

又既に、沼沢地、低湿地の性格を失い若干低地ではあるが充分農耕の用をなし、牧場又は耕地として使用されているところがカウカ河のラ バルサとラ ビクトリア間の兩岸に相当広い範囲で分布している。

一方カウカ河は上流より運んでくる沈泥土砂とか前記蛇行運動の際の洗堀による土砂の堆積のため永い歴史の間に徐々に河床の上昇を来たし、河道の通水容量の減少をもたらしている。この結果、現カウカ河の通水河道容量はファンチートとラ ビクトリアにおいて夫々約 650m<sup>3</sup>/sec と約 750m<sup>3</sup>/sec であり流域面積にくらべ極めて不均衡な容量となっている。このためファンチートとラ ビクトリアを例にとって、これらの地点において河川流量が前記の値附近に達するとカウカ河の背水のため前述の兩岸の低地帯に浸水が始まる。これは添付された航空写真によっても判断される。

又これらの低盆地帯は元来自然排水不良の地域であるので、カウカ河の水位と関係なく地域的な強雨に際しても容易に浸水することもある。

カウカ河の沿岸の洪水の初期は主として以上の生因によって引起されているものと考えられる。カウカ河の河道通水容量の不均衡及び不足、および河川兩岸の低盆地帯が洪水の原因となっていることは明らかである。カウカ河本流サルバヒーナ（流域面積 3, 830sg.Km）、ファンチート（流域面積 9, 060sg.Km）、およびラ ビクトリア（流域面積 17, 650sg.Km）における 1946 年以降 1967 年（ラ ビクトリアは 1959 年以降）までの流出量は Table 4. 4 および Fig 4. 5 に示すとおりで年間総流出量の平均値は夫々 4, 400 × 10<sup>6</sup> cu.m (138 cu.m/s)、8, 500 × 10<sup>6</sup> cu.m (269 cu.m/s) および 10, 300 × 10<sup>6</sup> cu.m (326 cu.m/s) である。

洪水は 11 ~ 1 月および 4・5 月におこり、濁水は 8・9 月に発生する。上記の地点における既往の月平均最大最小、および日平均最大最小流量は Table 4. 5 に示すとおりである。

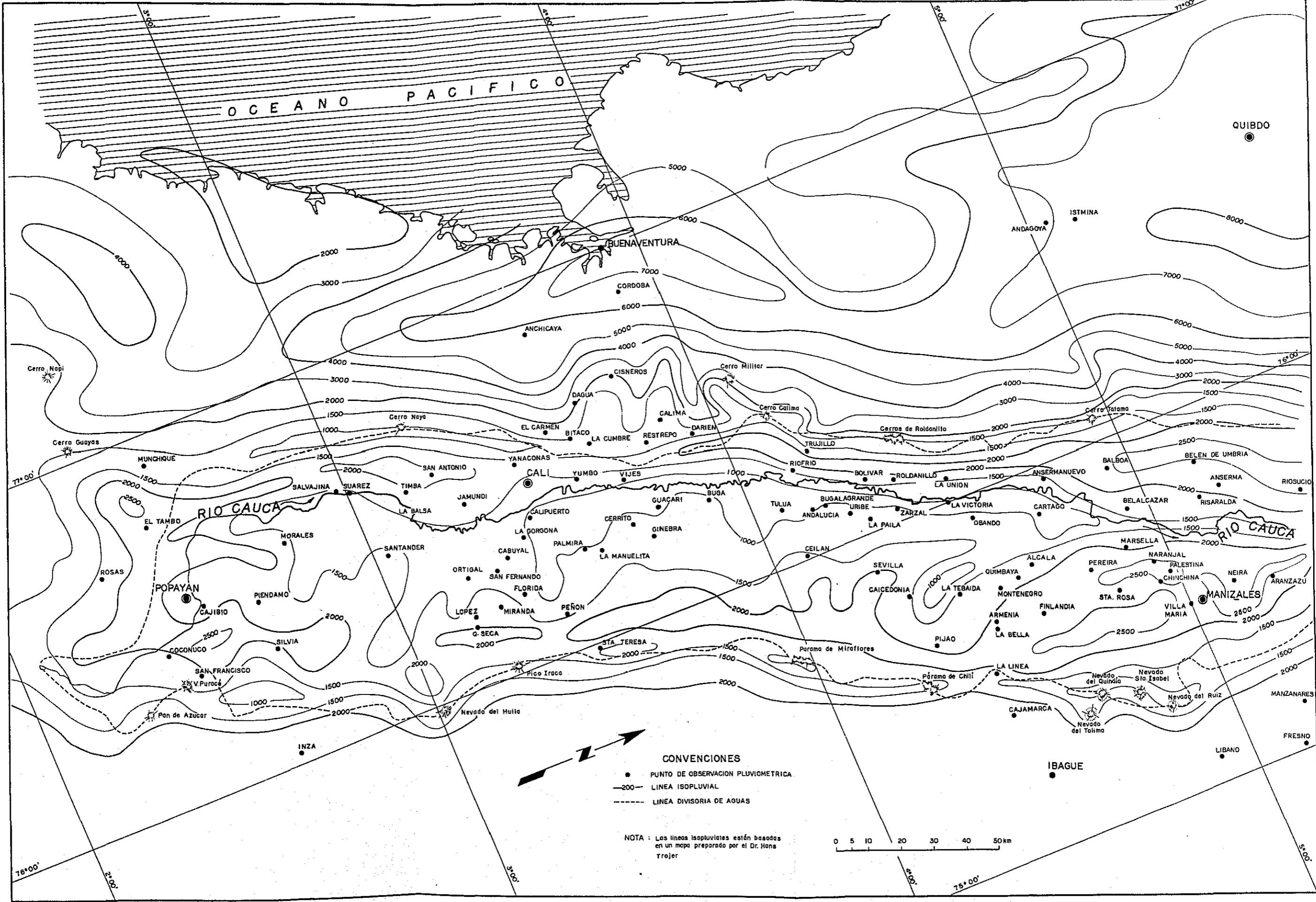




Fig. 4.3(1) Monthly Precipitation at Cali

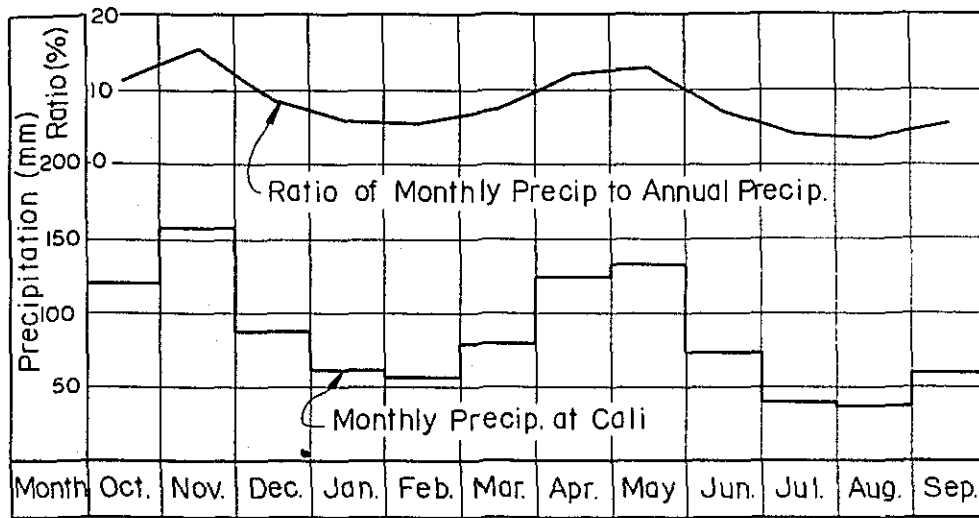


Fig. 4.3(2) Monthly Precipitation at Popayan

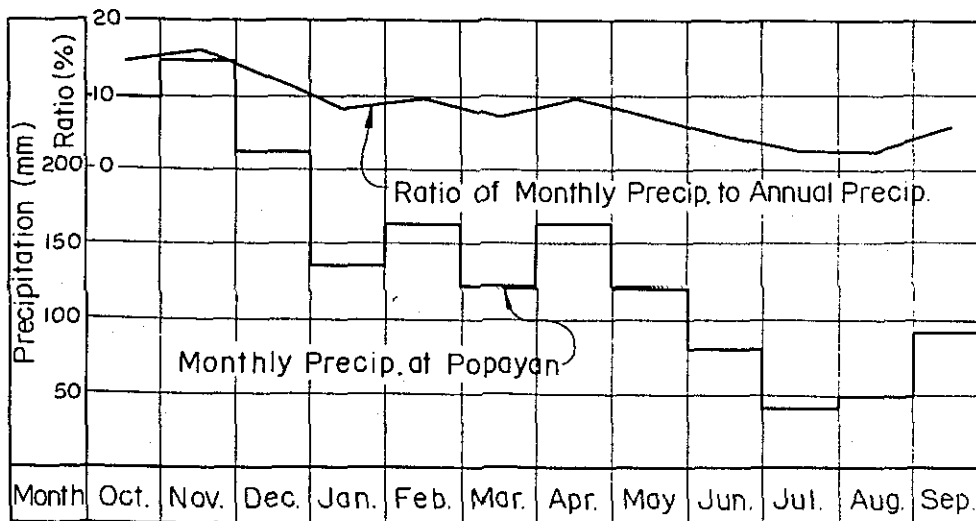
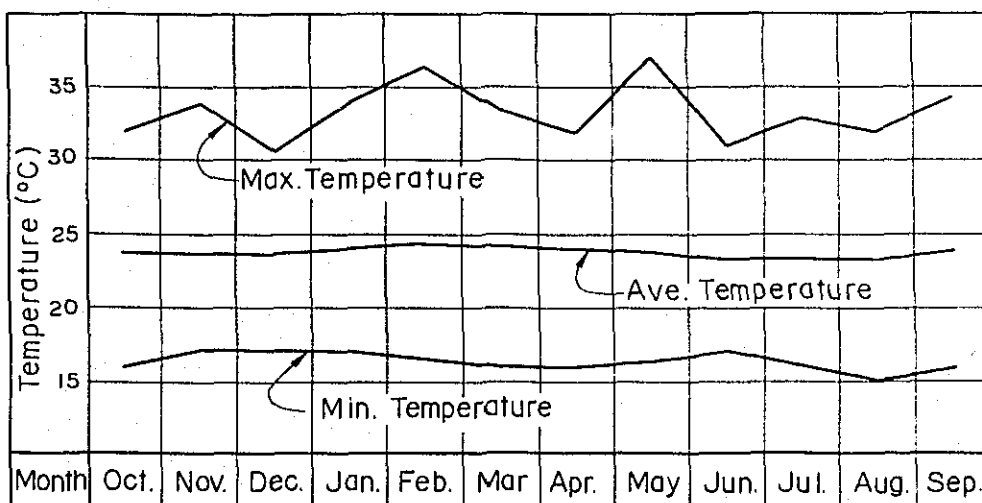


Fig. 4.4 Monthly Temperature



なお上記 Table 4.4 および 4.5 はフアンチートでの 650 cu.m/s 以上, ラビクトリアでの 750 cu.m/s 以上の記録は既に洪水が上流で溢れたあとのものである。

Table 4.4 Monthly Average Discharge (Unit: cu.m/s)

	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.
Salvajina	106.1	202.5	236.6	162.0	143.9	132.9	145.6	151.3	134.8	105.1	79.2	58.0
Juanchito	205.8	389.5	417.0	308.9	281.1	254.9	319.5	341.6	278.6	192.0	138.4	105.8
La Victoria	221.3	507.8	511.2	367.2	334.3	282.2	408.4	475.9	401.2	267.9	185.0	141.8

Average Discharge:

Salvajina 130.2 cu.m/s

Juanchito 281.2 cu.m/s

La Victoria 326.0 cu.m/s

Table 4.5 Flow Condition of Cauca River

	Salvajina		Juanchito		La Victoria	
	cu.m/s	Date	cu.m/s	Date	cu.m/s	Date
Max. Monthly Average	606	Dec. 1967	836	Dec. 1967	913	Dec. 1967
Min. Monthly Average	38	Sep. 1946	71	Sep. 1948	100	Sep. 1961
Max. Daily Average	903	19 Dec. 1966	1057	20 Dec. 1967	1048	23 Dec. 1967
Min. Daily Average	29	4 Oct. 1961	53	30 Sep. 1961	64	8 Oct. 1962

#### 4.2 社会状況および産業

##### 4.2.1 人口

計画地域が属するカウカ県とバジェ県の 1969 年における推定人口は Table 4.6 に示すとおり 2,725,000 人で全国の 13.3% に相当し, 人口密度は 52.8 人/km<sup>2</sup> で全国でも人口の最も密集した地域の一つである。

Table 4.6 Area and Population in 1969

Departamento	Area		Population		
	10 <sup>3</sup> sq.km	Percent	10 <sup>3</sup> persons	Percent	per sq.km
Cauca	30.5	2.7	680	3.3	22.3
Valle del Cauca	21.2	1.9	2,045	10.0	96.5
Total	51.7	4.6	2,725	13.3	52.8
Whole Colombia	1,138.9		20,463		18.0

Colombia Estadísticas Básicas, Banco de la República, 1969.

最近における人口増加率は Fig. 4.6 に示すように国全体では 3.2% であるが, カウカ平野の大部分が属するバジェ県では 3.4%, ことにこの地域の政治, 経済の中心地であるカリ市

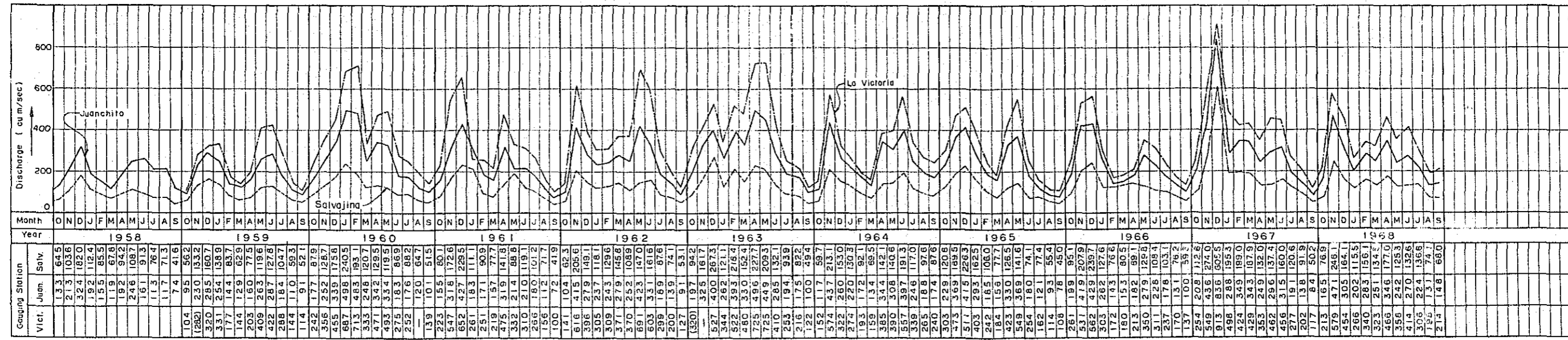
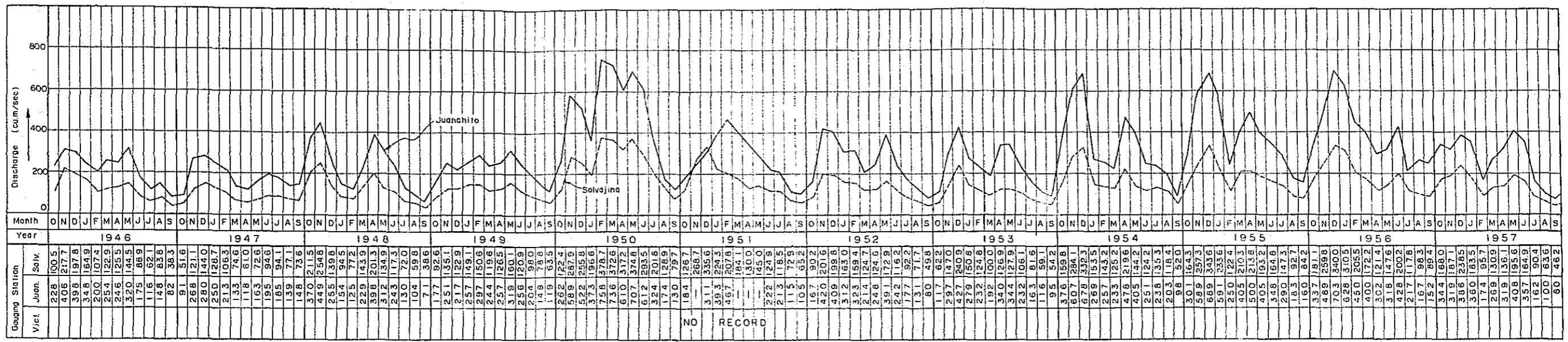
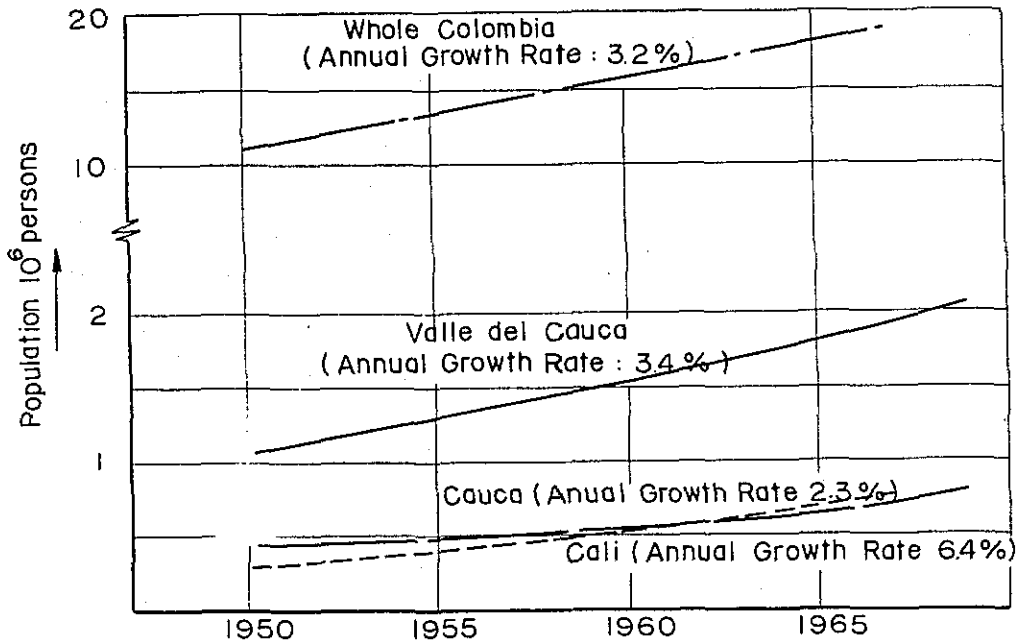


Fig. 4.5 Natural Discharge of Cauca River



は1940年代以降急激な発展をとげ、人口の増加率は6%以上を記録している。

Fig. 4.6 Trend of Population



1964年に行われた人口調査によれば、バジェ県およびカウカ県の産業従事者数は717,000人で、その内43%が農林水産業に従事しており（全国47%）、サービス業17%、製造業15%、商業10%と続いている。（附録3、Table 4参照）

#### 4・2・2 農業

カウカ平野の耕地面積は約400,000haと称せられている。そのうち約50%は牧野で、粗放な放牧が行なわれている。又約25%はこれとは対象的に製糖工場を主体とするシュガーケインのプランテーションの農場で、ここではかんがい排水施設も完備した企業的農業が営まれている。残る25%は普通畑であり、トウモロコシ、ソルガム、棉および大豆が栽培されている<sup>1)2)</sup>。

大方の農場は規模が大きく、作業は機械化されている。農家1戸当りの平均経営面積は23haであるが、100ha以上の農家数は全体の4%で、全面積の60%を占めている。（附録3 Table 5参照）

土地の所有形態は大部分が自己所有地である。自己所有地と借地<sup>3)</sup>の割合は経営規模3~10haの階層で7:3、その他の階層では8.5:1.5程度である。

シュガーケインおよび棉を除く上記作物は、2~7月の第一期作と8~1月の第二期作の年2回作が行われる。

棉作は気候の関係で第一期作だけであり、シュガーケインは1作拾数ヶ月を要す。

これらの作物の作付率<sup>4)</sup>とha当り収量<sup>5)</sup>はTable 4・7のとおりである。

これらの作物の内トウモロコシと大豆の作付面積は、最近急激に増加する傾向にあり、水稻、豆、およびシュガーケインは平衡状態、棉は少々下降の状態にある。

又牧野における牛のha当り飼養頭数は1~2頭である。



Table 4.7 Average Yield and Cropping Ratio in Cauca Plain

Crop	Average Yield per Ha (Ton)	Cropping Ratio <sup>1/</sup>	
		1st Season (%)	2nd Season (%)
Cotton	2.0	14	—
Rice	3.0	6	7
Maize	2.5	37	39
Sorghum	2.5	13	9
Soybean	2.0	26	39
Bean	1.5	4	5
Others	—	—	1
Total		100	100
Sugar cane	80.0		

1/ Cropping Ratio in "Departamento Valle del Cauca" only.

1/ Encuesta Agrícola Nacional 1966

(Departamento Administrativo Nacional de Estadística)

2/ Informe Sobre Evaluación de Perdidas Causadas por las Inundaciones en los Departamentos del Valle y Norte del Cauca - en Diciembre 1966 - CVC

3/ Censo Agropecuario del Valle del Cauca 1959

4/ Desarrollo Agrícola del Valle del Cauca, Censo de Seis Cultivos (IFA, 1967)

5/ Rentabilidad de Diversos Cultivos Agrícolas y Explotaciones Ganaderas en el Valle del Cauca (Universidad del Valle, Facultad de Ciencias Económicas, Cali Marzo de 1966)

#### 4・2・3 かんがいおよび排水

カウカ河本支流の洪水氾濫に対して、一部の農業経営者は個人的に自己所有地を圍繞する堤防の建設や農地排水に対しては小排水路の掘削などにより対処しているが、大方の農地では小支流・クリークが排水路の役目を果している。

一方、灌漑施設としては支流における一部のコンクリート取水堰のほかは、支派流を木柴、石礫でせき止めた原始的な取水堰や、簡単な自然取入口により河川水を取り入れて灌漑水に利用している。河川水の使用権をもたない者はカウカ平野の豊富な地下水を汲み上げて、農業用水に使用しているものもある。

このようなかんがい排水施設や河川堤防は何れも個人規模で計画建設されたものであるため、技術的に不十分であるものもあり、又平野の全体開発計画からみた場合、河川水の利用系統、かんがい排水組織などについて効率的でない面がみられる。

#### 4・2・4 鉱工業

カウカ平野周辺に産する鉱物資源の主なものに西部山脈に沿って石炭（埋蔵量  $400 \times 10^6$  ton）金鉱、および石灰岩、中央山脈に沿って金鉱および石膏がある。又太平洋海岸沿いには石油が産出する。

カウカ平野における主な工業は農産物を原料とする製糖、製粉、さく油、製綿等の農産加工、これらに関連する製菓、製紙、織物、鉱物資源を原料とするセメント、製陶等窯業、その他ゴム製品、薬品類、機械のパーツ、電気器具等である。工場は製糖の様に地方に分布しているものもあるが、大部分はカリ市およびその近郊のユンボ地区に集中している。

#### 4・2・5 電力事情

##### (1) バック グランド

コロンビアの電力系統はボゴタ、メデリン、カリの3大都市を中心として発達し孤立して運営されて来たが、連系送電会社（ISA）の手により230kv送電線で連系工事が実施されており、1971年に完成が予定されている。従ってサルバヒーナ計画の完成が予定されている1976年には上記の3大都市を含む中央の連系系統が出来上がっていることになる。それ故これらの連系送電線を通じて電力の融通が可能でありサルバヒーナ計画を考える場合にもCVC管内での電力需給のみならず、中央連系系統としての観点からも考慮することが必要となろう。

1967年のコロンビア国の国民総生産は実質57億米弗であり、国民1人当たりでは300米弗となり、ブラジル、ペルーなどほぼ同水準で中南米諸国の中位グループに属している。同年の経済成長率は4.6%が達成されている。1961年から開始された経済社会開発10カ年計画では、その前半において実質国民総生産年間5.6%の増加を目途としており、後半においては更に高い成長率を達成しようとしている。

この様な経済活動を反映して近年コロンビアの電力需要の伸びは著しいものがあり、1957年から1967年までの10カ年間に発電々力量は1957年の  $2.1 \times 10^9$  KW より  $6.0 \times 10^9$  KW へ約2.8倍に増加した。これは年平均増加率にして11%に相当する。この増加率は最近5年間

をとってみても変わらないことからきわめて着実なものであるものと判断される。1968年の国民1人当り発電々力量は380kWhであり、1人当りGNPと同様ブラジル、ペルーなどと共に中南米諸国の平均値に近い。

コロンビア国を縦走するアンデス山脈は一方では広域経済圏の発展をはばんでいるが他方で多くのめぐまれた水力地点を提供している。そのためコロンビアでは水力発電の比重が高く、1967年の発電々力量をとっても全体の3/4は水力により供給されたものであり、火力によるものは1/4である。火力発電は水力立地条件の悪い北部の海岸地域に多い。

1967年の発電設備出力は1,680MWであった。その構成は水力980MW(59%)、火力700MW(41%)であったが現在工事中のもの770MWのうちでは水力地点が圧倒的に多いので、水力発電の比重は更に高くなるものと予想される。

#### 電力事業の形態

コロンビアにおける電力供給は次の大都市を中心とする公共企業体及び政府機関により運営されている。これらの機関による電力の供給はコロンビア全国の90%以上にあっている。

#### 1. ボゴタ電力

コロンビアの首都ボゴタ市及びその近隣に電力を供給している市営の電力会社であり、1968年現在で設備出力437.5MW(水力353.5MW・火力84MW)を有する。現在エルコレヒオ2期工事(50MW×3)及びカノアス(50MW)を工事中である。

#### 2. メデリン電力

コロンビア第2の都市であるメデリン市の公共事業を司さる市営の機関であり、電力事業の他に電話及び上下水道をも営んでいる。

現在工事中のグアタッペ1期工事(280MW)が完成すると、メデリン電力の設備は695MWになる予定である。

メデリン市付近は落差の大きい有利な水力地点にめぐまれている関係もあって、同電力の設備は全て水力で構成されており、今後開発さるべき大規模有望地点も多い。

#### 3. C V C

C V Cはボゴタ、メデリンに次ぐコロンビア第3の都市である。

カリ市を中心にカウカ川流域の総合開発を目途に作られた公共企業体であり、電源の開発の他に洪水制御、灌漑排水、農業改良等広範囲の事業を行っている。詳細は(3)C V C電力設備の現況に述べてある(後述)。

#### 4. コロンビア電力庁

1968年まで国家水利電力庁と称されていた国家機関で、上述の3大電力会社の供給地域外に存在する県営電力会社を資本参加によってその傘下におさめ、経済的技術的援助を与えて同国の電化計画を推進せんとするものである。1968年の同社の管轄する発電所出力は466MWであり工事中のものが292MWある。

#### 5. 連系送電会社

従来孤立して運営されていたボゴタ，メデリン，C V C及びコロンビヤ電力庁に属するC H E C (Central Hidroelectrica de Caldas)の4つの電力系統を送電線によって連系し信頼度の向上，予備力の節減を計ると共に大規模電源の開発によってScale meritを得る目的で1967年設立された。ボゴタ，メデリン，C V C及びコロンビヤ電力庁が各25%ずつ出資している。この230KV連系送電線は現在工事中であり1971年に完成する。

### (3) C V Cの電力設備

電気事業面では現在までにカリマ第1発電所(120MW)の建設を行ったが，これら発電所の運営は同社の子会社であるアンチカヤ電力に委託されて居りC V Cは直接運転保持を行っていない。又配電事業は一部地区を除いてC V Cは行なわず，カリ市では市営の事業体EMCALIがこれを行っている。

1968年末におけるC V Cの発電設備はカリマNo1(水力120MW)アンチカヤ(水力64MW)ユンボ(火力53MW)等で構成され，出力合計で270MWであるが1970年初めより着工するアルト アンチカヤ発電所(水力340MW)が運転を開始する1973年には610MWに増加する。

C V Cの系統は115KV送電線によって北のC H E C系統と連系されていてこれを通じてC H E Cより電力の融通を受けているが，更にボゴタ電力と連系すべく115KV送電線の工事を行っており1970年初めに竣工が予定されている。C V C系統は過去において適切な電源開発が実施されなかったため，1969年現在も深刻な電力不足に悩まされている。この根本的解決は1971年に予定されている連系送電線の完成までは行なわれないと御測されている。(Fig. 4.7参照)

1969年末現在でC V C及びその子会社アンチカヤ電力の有する発電設備はTable. 4.8に示す通りである。

常時尖頭出力についてみるとその構成は水力194.4MW(73%)火力61.9MW(27%)となっていてボゴタ，メデリン系統に比較すると火力の割合が今の所多い。

Departamento del Caucaには他に小水力が4MWありC V C系統において利用可能な水力は常時尖頭出力270MW，常時電力で120MWである。工事中のアルト アンチカヤ340MWが完成するとこれらは夫々610MW，263MWとなる。

C V C-C H E C系統の常時尖頭出力，常時電力はTable. 4.9に示す様に夫々344MW，181MWである。

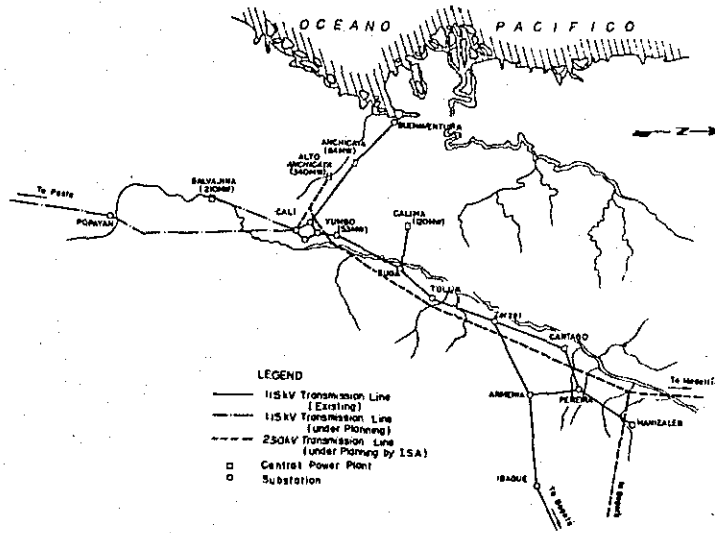
Table 4.8 Generating Facilities of CVC System

Generating Plant	Type of Plant	Dependable Peak Capacity (MW)	Continuously Available Energy (Firm Power Energy) (MW)
Calima I	Hydro	120.0	22.1
Anchicaya	Hydro	64.0	21.5
Cali	Diesel	9.7	3.5
Yumbo I, II, III	Thermal	53.0	42.4
Nima I, II	Hydro	7.3	5.3
El Morro	Diesel	6.0	2.3
Buenaventura	Diesel	2.9	1.8
Small Hydro	Hydro	3.1	2.2
Increase of Prime Energy for Combined Operation of Calima I and Anchicaya Power Plant	—	—	16.4
Sub-total		266.0	117.5
Small Hydro of Other Company	Hydro	4.0	2.5
Grand Total		270.0	120.0

Table 4.9 Dependable Peak Capacity and Continuously Available Capacity of CVC-CHEC System

	Dependable Peak Capacity (MW)	Continuously Available Energy (Firm Power Energy) (MW)
CVC	270	120
CHEC	70	57
CEDELCA	4	4
Total	344	181

Fig. 4.7 CVC Transmission Line System



#### 4・2・6 交通

カウカ平野の交通は近年急激に開発され、陸、空共に恵まれている。カウカ平野にはカリ市の他にサントアンデール、バルミラ、ブガ、トゥルア、サルサール、カルタゴといった地方都市が南北に数十軒の間隔に分布しており、ハイウェイおよび鉄道はこれらの都市を連ねて建設されている。南はポパヤンに（道路だけはさらに延びPastoからEcuadorに）、北にメデリンおよびボゴタに夫々通じている。

又太平洋岸唯一の港ブエナベンツラとカリ間もハイウェイおよび鉄道で結ばれている。

カリ、バルミラ間にあるカリ空港は国内主要都市を結ぶ国内航空は勿論、北米、アンデス諸国を結ぶ国際航空の寄港地でもある。

## 第5章 問題点と開発の必要性

## 目 次

第 5 章	問題点と開発の必要性	
5・1	人口増と食生活の改善 .....	5-3
5・2	カウカ河の氾濫と排水不良 .....	5-4
5・3	用水不足 .....	5-4
5・4	カウカ河の汚染 .....	5-5
5・4・1	汚染の現況 .....	5-5
5・4・2	漁業面よりの考察 .....	5-9
5・5	電力需給バランスから見たサルパヒーナ発電所の 開発の必要性 .....	5-9
5・5・1	需要想定 .....	5-9
5・5・2	KWおよびKWh バランス .....	5-13



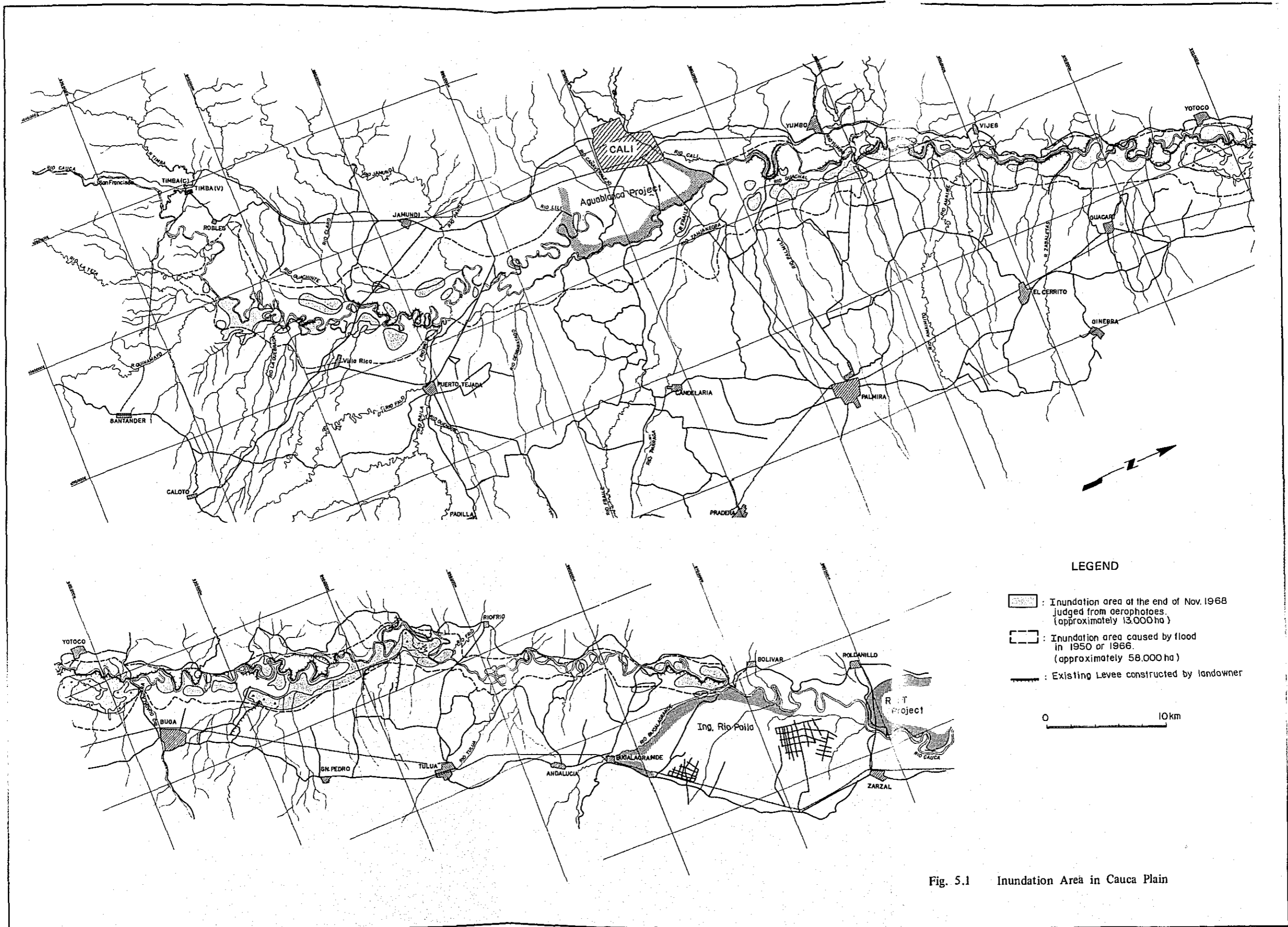


Fig. 5.1 Inundation Area in Cauca Plain



## 第 5 章 問題点と開発の必要性

### 5・1 人口増と食生活の改善

当コロンビア共和国においては、最近の高い人口増加率と経済発展に伴う食生活の改善による国民一人当りの食糧消費量の増加 (Table 5・1 および注 1 参照) ならびに農産物及びこれの加工品の輸出による貿易収支の改善の必要性にかんがみ、国家経済の立場から有効な農業開発に基く豊富にして低廉な農産物の改良および増産が当面の急務と考えられる。

1961 年より政府が始めた社会経済開発 10 ヶ年計画でも此の点に大きなウエイトが置かれており、又 1967 年に策定された農業開発計画では、国内消費の主食農産物の増産、農業輸入機械代替品の加工促進、コーヒー以外の非伝統的農産物の輸出の拡大等を目標としている。

Table 5.1 Consumption of Agricultural Products

Agricultural Products	Consumption per Capita		Annual Increasing Ratio (%)
	1965 (kg)	1970 (kg)	
Cotton	3.5	4.0	2.5
Maize	56.4	60.0	1.2
Soybean	2.8	3.1	2.3
Rice	21.6	24.5	2.5
Sorghum	3.9	6.9	12.0
Bean	2.9	2.9	-

## 5・2 カウカ河の氾濫と排水不良

カウカ河は河道通水容量の不足、不均衡と河川兩岸の低盆地帯とのため殆んど毎年 11月～1月の洪水期に定期的に氾濫をくりかえしている。

1946年以降 1968年に至る 23ケ年のスアレズ、ラバルサ、ファンチート及びラビクトリア各測水所における流量データによれば Table 3・2に示す如く、23ケ年間の出水記録がある。これによれば 23ケ年のうちファンチートで 18回、ラビクトリアで 21回の大小の浸水を受けていることになる。

氾濫地域の面積は少い年で数千 ha 多い年では 50,000 ha 乃至 60,000 ha におよぶことがある。(Fig 5・1参照)

又流域面積が広い関係から洪水ピークの継続時間が永い上一たん氾濫すれば河川兩岸の低盆地帯の排水不良のせいもあって、農地は長期にわたり湛水或は過湿状態が続く。この結果作物の生育障害や施設の被害は勿論その後の農作業にまで大きな支障を与えている。これらの浸水による被害のうち、小出水による数千 haの被害額は、農地が主として放牧地であるため僅かなものと考えられるが、ラビクトリアで生起確率が約 1:10 の 1966年 12月の洪水による 57,600 ha の浸水面積について CVC が調査した<sup>1)</sup> 農作物、家畜、施設家屋、工場等の被害総額は  $82.6 \times 10^6$  ペソに及んだ。この被害額を基準として当時の為替レート 13.5 ペソ/1米弗を考慮して、現在の毎年の平均洪水被害額を推定すると約  $70 \times 10^6$  ペソという数値をえた。

かかる洪水被害に対して本流、大支流に接するところでは既に地主が個別に堤防を築いているところもあるが、CVC が計画して実施したアグアブランカ (L = 15 km)、R-U-T (L = 44 km) および製糖工場のリオパイラ (L = 6.5 km) の他は小規模で不連続であるため充分その目的を達しておらず、少し大きい出水で容易に破堤される程度のもが多い。

又排水設備については上記 3 地区の他一部の農地に自然排水、ポンプ排水の設備があるが、普及率は極めて低くカウカ河兩岸の低地帯における農業振興にとって一つの大きな問題点である。

## 5・3 用水不足

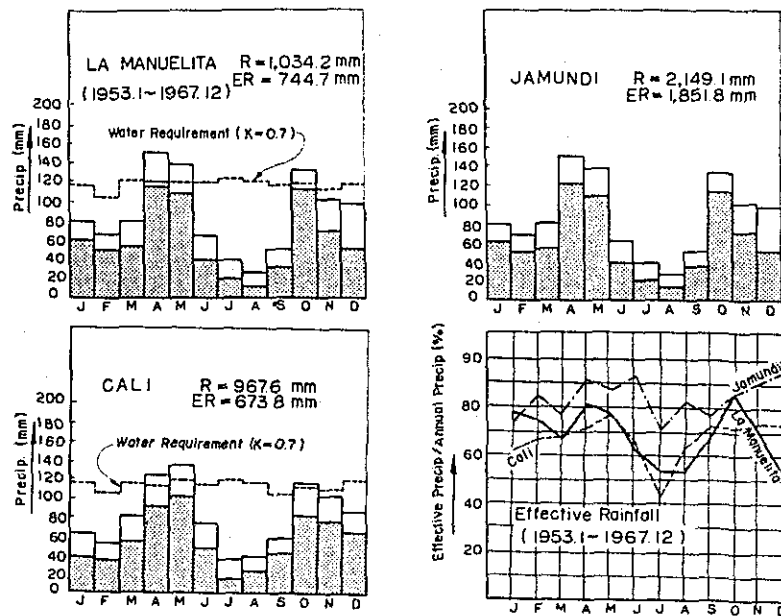
カウカ平野の日照、気温は年間を通じ作物の栽培に適している。年間 1,500mm という降雨量も恵まれている。併しその分布状況は作物の生育に必ずしも充分とはいえない地区がある。即ち作物が順調に生育するのに必要とする水は月間 110～130 mm 程度であるのに対し、有効雨量は Fig 5・2 に示すとおり 40～120 mm で、必要量の 40～80% を充てにすぎない。又作物生育期における連続干天日数が 10～15 日におよぶことが毎年数回発生している。

注1)

Perdidas Causadas por las Inundaciones en Los Dep del Valle del Cauca  
Y Norte del Cauca .

用水の不足は単に作物の成長を阻害するだけでなく、播種時期を逸し作物栽培のローテーションに狂いが生じたり、干ばつをおそれ肥施量を手控える等による間接的な被害も見逃せない。

Fig. 5.2 Water Requirement and Effective Rainfall



#### 5・4 カウカ河の汚染

##### 5・4・1 汚染の現況

カウカ河沿へのバジエデルカウカの第一の都市カリ市は人口百万人をようし、機宜をえた政府の施策によってカリ市を中心とする地域での経済発展は目ざをしいものがあるが、この経済発展と歩調を合せる如く、日増しに増大するカリ市よりカウカ河に直接放流される下水とユニボ工業地区よりの工場排水は次第にカウカ河の汚染度を高めて極度に悪化させており、既に魚族が姿を消した地域もみられ、下流の都市での水道用水の取水、農業用水についても悪影響を及ぼし始めている。

カウカ河の汚染状況については1963年 Tulane University の Mr. Jacques Edward Donaldson 他4名の専門家が実施した調査報告書<sup>1)</sup>によりその当時の汚染状況を示すデータがある。Fig 5・3, 5・4, 5・5 はリオ クラロよりメデアカノアに至る間について、水質汚染の標示となる溶存酸素、Coliform Count 及び生物学的溶存酸素を示しており、この当時に既に汚染の程度がパン デ ナパロとメデアカノアの間で、相当悪化していたことが判る。CVCは最近再びカウカ河水汚染の調査を開始しておりその報告書が近く出されることになっている。一方カリ市役所は別途汚染軽減に対する方策を研究中で、コンサルタントのHazen & Sawyer Co. が1969 9月作成した予備報告書によれば、一次処理、二次処理を含めて約1,458,000 ベンの設備投資が2000年迄に必要とされている<sup>2)</sup>。この値は、カウカ河が現状のまま放置される前提に立つものであるが、若しカウカ河が貯水池によって調整され現状の濁水月9月の10年に1回の濁水量 70 cu.m/s が 130 cu.m/s に増加される場合 2000年迄に節約される投資額は約391,000,000 ベンとされている。

一方カリ市における水道需要は 2000年には 20 cu.m/s に達する見込であるが (Fig 5.6 参照) カウカ河のフアンチートにおける乾期 9 月の生起確率 1 : 10 の渇水量は 70 cu.m/s である点にかんがみ、カウカ河の渇水期流量の増加は河川汚染軽減のためにも極めて有効な手段といえる。

- 1] An Investigation of Water - Borne Wastes Contributing to the Pollution of the Rio Cauca, by Jacques Edward Donaldson .
- 2] Refer to Memorandum (6) in Chapter 12.

Fig. 5.3 Location of Sampling Site for Contamination

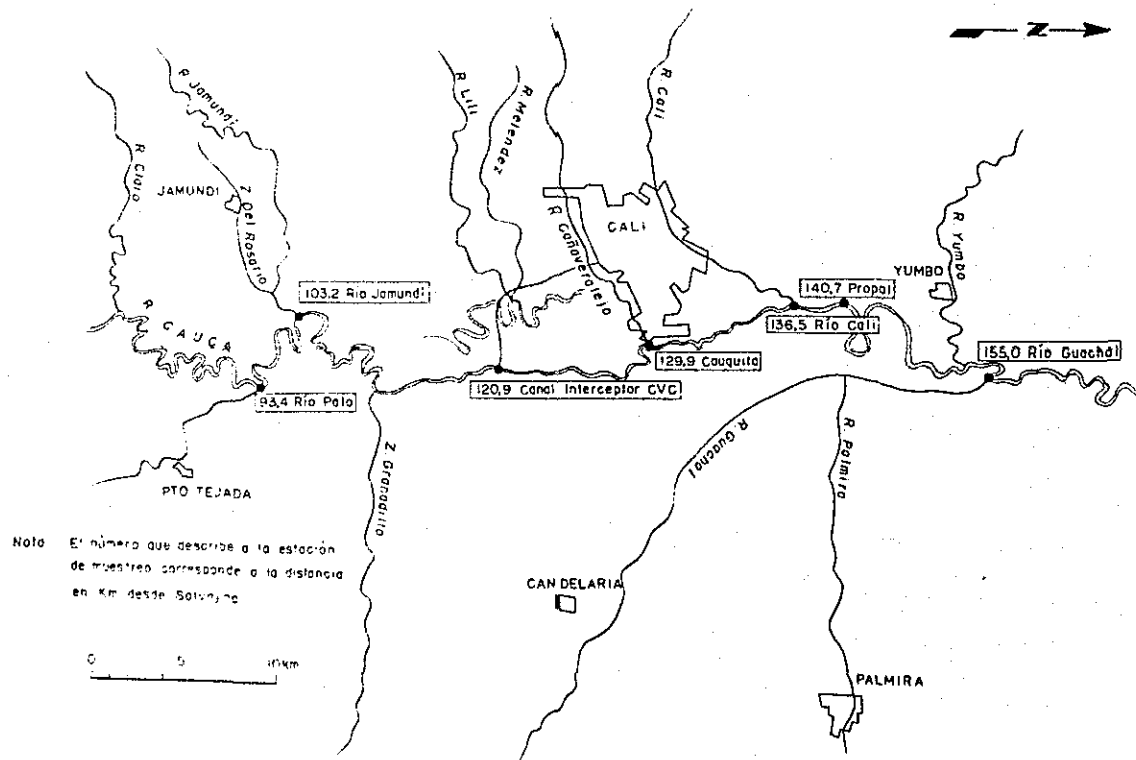


Fig. 5.4 Water Quality of Cauca River in 1963

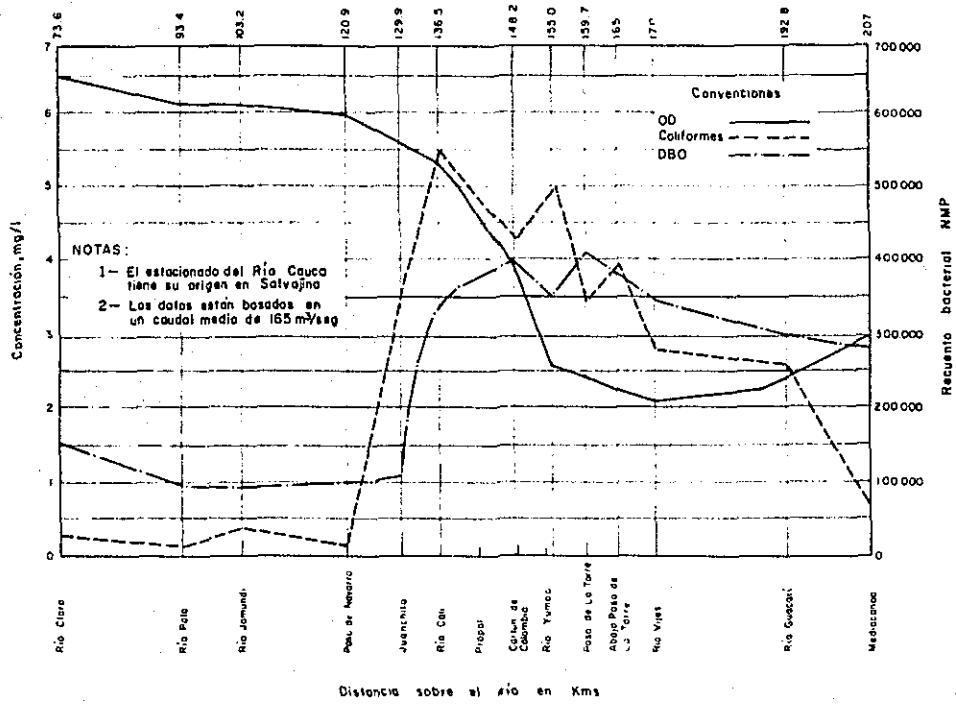


Fig. 5.5 Duration Curve at Juanchito in September

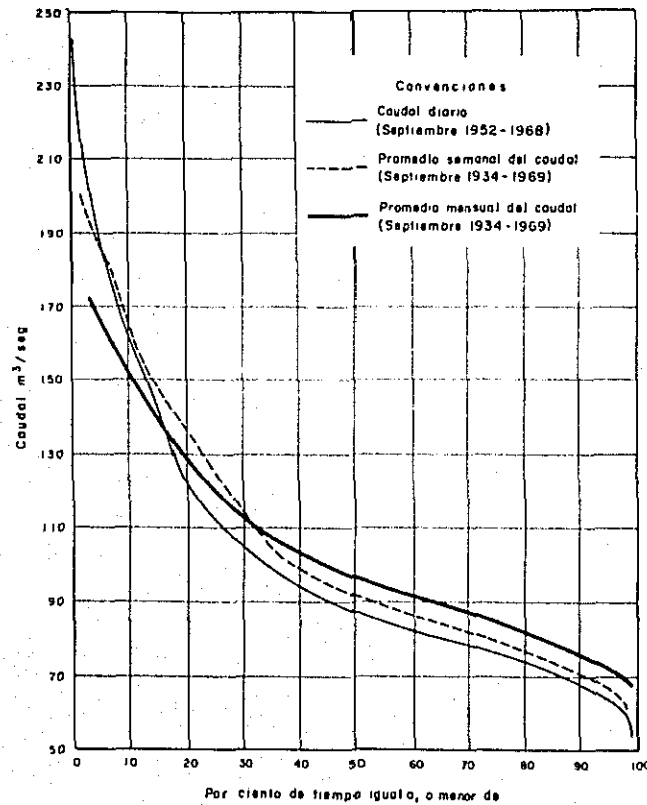
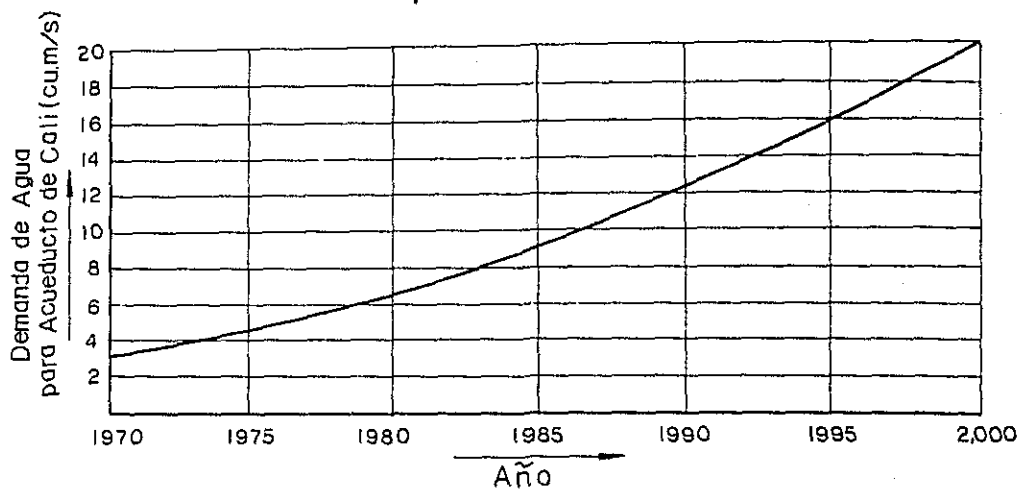


Fig. 5.6 Trend of Water Demand at Cali





#### 5・4・2 漁業面よりの考察

カウカ河の汚染が沿岸漁民に及ぼしている影響については、確たる資料はないが、バジエ大学生物学教室のDr. Anibal Patino R. による考察をあげたい。これは予備的なものではあるが傾向としては近年漁獲高の著しい減少をみることができる。

家畜資源の豊富な当国にとっては、魚の摂取量の減少は必ずしも重大なものでないのかもしれないが、蛋白質摂取に対する永い国家的見地に立つ場合、汚染軽減の実施によって、カウカ河での魚族の減少は極力これを防がなければならない問題である。

1) Refer to Memorandum (5) in Chapter 12

#### 5・5 電力需給バランスからみたサルバヒーナ発電所の開発の必要性

##### 5・5・1 需要想定

###### (1) 供給地域

サルバヒーナ計画はCVCの供給地域の南に位置して居り当然サルバヒーナで発生した電力はCVCのロードセンターにおいて消費される。しかし4・2・5章で述べた様に1971年末には所謂三角送電線による連系が実施されるのでポゴタ電力メデリン電力とCVC間の電力融通が可能となる。サルバヒーナ計画の開発時期は1975年以降と予想されるのでその時点では当然連系された系統をも考慮することが必要となろう。

一方電力供給の信頼度、効率の面から考えると上述の如き送電連系は勿論有効に利用しなければならないがCVC管内において、その需要をまかなうに足る供給力を持つことが一番望ましいことは論をまたない、従って、需要想定、需要供給のバランス及び開発時期の決定の検討に当っては先ず第1にCVCの管内において検討を行い次いでその結果を連系系統においてチェックするという方法をとることとした。

###### (2) 電力需要想定の間と方法

需要想定の間は1970年より15年間を採るものとし1984年までとした。これだけの期間があればサルバヒーナ計画の予定される運転開始年は1977年であるからこの計画規模、開発の時間及び有効化の検討を行うのに充分であると判断される。

電力需要の想定方法としては種々の方法があるが想定の間がかなり長期に亘るためミクロ的な方法により精度を上げることは必要な資料がないこともあって極めて困難である。従ってミクロ的手法により大局的な把握を行うこととした。その方法としてはトレンド法によるものとし電力需要別のトレンド(資料がある場合)需要全体のトレンドなどにより将来の需要の予測を行った。

###### (3) CVC系統の電力需要の実績と想定

Table 5・2 にCVC系統の電力需要の実績を示した。1968年の総発電々力量及びピークデマンドは夫々 $1,034 \times 10^6$  Kwh, 211Mwで1960年からこの8年間に夫々2.4倍と2.5倍となり年平均増加率では11.8% 12.0%となっている。最近5年間の電力需要の伸びは、

この統計では8%を示し、一見需要の増加がにぶっている様であるが、これは主として供給力の不足から需要の伸びが押えられたものと考えられ真の需要の増加率はこれより大きなものと判断される。例えば1964年から65年への電力需要の伸びは僅か4%にすぎないが、1966年にカリマI発電所が運転開始したため1965年から1966年への増加率は10.8%となっている。この様な現象はユンボ火力が稼動した1962年の前後にも記録されている。従ってこの様な供給力の不足に伴う、需要抑圧の影響をさけるためには出来る限り長期間の需要の動向をつかむことが肝要である。以上の様な考察の結果CVC系統の需要はここ数年の増加率は低いが供給力さえ充分あれば、今後数年はかなり高い水準が維持されるものと判断される。従って1972年までの2年間は12%の成長率で増加しその後はこの増加率は次第に遅減して1976年まで10%その後は9%と想定した。

ピークデマンドは想定した総発電電力量より年負荷率を使って求めることができる。CVC系統の年負荷率はTable 5.2 に示す実績を考慮して55%を採用し、この値は想定期間を通じて一定とした。

(4) ボゴタ、メデジン、CHEC 電力系統の電力需要

同様にして、ボゴタ、メデジン、CHEC の各系統についても想定が行なわれた。各電力系統の需要の増加率及び年負荷率はTable 5.3(1), 5.3(2), 5.3(3) に示す通りである。

(5) 想定結果

以上の如くして求められた各電力系統の電力需要はTable 5.4 の通りである。CVCの系統について見ると1975年にピークデマントは425Mwとなり1968年の約2倍、1980年には660Mwの3倍強となる。系統の必要予備力を系統中の最大ユニットととれば1975年頃においてはアルト アンチカヤの85Mwとなるので1975年のCVC必要供給力は $425 + 85 = 510$  MWとなる。又1980年には $660 + 85 = 745$  MWである。

一方CVCの供給力はアルト・アンチカヤを含めて610MWであるから1978年には供給力に不足を来たすことが予見される。

Table 5.2 Maximum Demand and Total Generation of CVC System (1959~1968)

Year	Maximum Demand (MW)	Increase (%)	Total Generation (10 <sup>6</sup> kWh)	Increase (%)	Annual Load Factor (%)	Remarks
1959	81.0	—	—	—	—	
1960	86.8	7.2	417.7	—	54.9	
1961	103.3	19.0	475.4	13.8	52.5	
1962	135.1	30.9	591.6	24.7	50.0	Yumbo I
1963	152.5	12.8	703.7	18.8	52.5	
1964	160.7	5.3	796.0	13.0	56.6	
1965	169.8	5.8	827.6	4.0	55.6	
1966	194.2	14.3	918.5	10.8	54.0	Calima
1967	195.4	0.8	962.8	4.8	56.4	Yumbo II
1968	211.0	8.0	1,033.9	7.8	56.0	
68/60	2.43 (times)	11.8	2.48 (times)	12.0		

Table 5.3 (1) Maximum Demand and Total Generation of Bogota System (1959~1968)

Year	Maximum Demand (MW)	Increase (%)	Total Generation (10 <sup>6</sup> kWh)	Increase (%)	Annual Load Factor (%)
1959	129.0	—	593.1	—	52.5
1960	129.2	—	689.5	16.2	60.9
1961	147.6	13.9	706.5	2.5	54.5
1962	152.7	3.5	761.7	7.8	57.0
1963	199.2	30.4	873.1	14.5	50.0
1964	224.9	12.9	982.1	12.5	49.8
1965	243.4	8.2	1,085.2	10.5	51.0
1966	267.7	10.0	1,218.6	12.2	51.9
1967	315.1	17.7	1,383.6	13.5	50.1
1968	350.1	11.1	1,629.7	17.7	53.1
	(times)		(times)		
68/59	2.71	11.8	2.75	11.9	
68/63	1.76	12.0	1.87	13.3	

Table 5.3 (2) Maximum Demand and Total Generation of Medellin System (1959~1968)

Year	Maximum Demand (MW)	Increase (%)	Total Generation (10 <sup>6</sup> kWh)	Increase (%)	Annual Load Factor (%)
1959	147.5	—	724.3	—	56.1
1960	149.9	1.5	824.1	11.4	62.6
1961	148.3	—	851.2	3.2	65.5
1962	199.6	34.6	936.5	10.0	53.6
1963	215.8	8.1	1,100.4	17.5	58.2
1964	231.5	7.5	1,236.0	12.2	60.8
1965	267.0	15.3	1,373.3	11.2	58.7
1966	289.0	8.2	1,478.4	7.6	58.4
1967	309.8	7.0	1,579.0	7.0	58.3
1968	327.0	5.5	1,698.4	7.5	59.4
	(times)		(times)		
68/59	2.22	9.3	2.35	10.0	
68/63	1.52	8.7	1.54	9.0	

Table 5.3 (3) Maximum Demand and Total Generation of CHEC System (1964~1968)

Year	Maximum Demand (MW)	Increase (%)	Total Generation (10 <sup>6</sup> kWh)	Increase (%)	Annual Load Factor (%)
1964	58.9	—	279.1	—	54.0
1965	63.6	8.0	295.9	6.0	53.0
1966	66.9	5.0	319.7	7.0	55.0
1967	69.2	3.5	339.9	6.2	56.0
1968	75.5	9.0	373.4	9.7	56.2
	(times)		(times)		
68/64	1.28	6.4	1.34	7.6	

Table 5.4 Load Forecast of Interconnection System

Year	Bogota		Medellin		CVC		CHEC		Total System	
	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)
1967	315.1	1,383.6	309.8	1,579.0	196	—	69.2	339.9	850	—
1968	350.1	1,629.7	327.0	1,698.4	211	1,033.9	75.5	373.4	920	4,735.4
1969	393.0	1,825.3	352.0	1,851.3	236	1,140.0	84.0	410.7	1,010	5,227.3
1970	440.0	2,044.3	384.0	2,017.9	264	1,270.0	92.0	451.8	1,120	5,784.0
1971	492.0	2,289.6	418.0	2,199.5	290	1,400.0	101.0	497.0	1,240	6,386.1
1972	552.0	2,564.4	456.0	2,397.4	320	1,540.0	111.0	546.7	1,370	7,048.5
1973	607.0	2,820.8	497.0	2,613.2	351	1,690.0	122.0	601.4	1,500	7,725.4
1974	668.0	3,102.9	542.0	2,848.4	386	1,860.0	135.0	661.5	1,640	8,472.8
1975	733.0	3,413.2	590.0	3,104.7	425	2,050.0	148	727.7	1,800	9,295.6
1976	807.0	3,754.4	643.0	3,384.2	468	2,260.0	163.0	800.4	1,980	10,199.0
1977	890.0	4,092.4	695.0	3,654.9	510	2,450.0	178.0	872.5	2,160	11,069.8
1978	960.0	4,460.7	751.0	3,947.3	556	2,680.0	194.0	951.0	2,340	12,039.0
1979	1,046	4,862.2	809.0	4,263.1	606	2,930.0	211.0	1,036.6	2,540	13,091.9
1980	1,140.0	5,299.8	875.0	4,604.1	660	3,180.0	230.0	1,129.9	2,760	14,213.8
1981	1,242.0	5,776.8	946.0	4,972.5	720	3,470.0	251.0	1,231.5	3,000	15,450.8
1982	1,355.0	6,296.7	1,020.0	5,370.2	785	3,780.0	274.0	1,342.4	3,260	16,789.3
1983	1,489.0	6,863.4	1,102.0	5,799.9	856	4,130.0	298.0	1,463.2	3,560	18,256.5

- Note:
- (1) Figures in 1967 and 1968 are actual records.
  - (2) Growth rate of energy in each system are as follows:
    - Bogota 1968 - 1972: 12%, up to 1976: 10%, up to 83: 9%
    - Medellin 1968 - 1976: 9%, up to 1983: 8%
    - CVC 1968 - 1970: 12%, up to 1976: 10%, up to 83: 9%
    - CHEC 1968 - 1976: 10%, up to 1983: 9%
  - (3) Maximum demand of the interconnection system is obtained by applying 95% diversity factor to total sum of maximum demand in each system.

## 5.5.2 KWおよびKWhバランス

5.5.1 電力需要想定で述べられたCVC, ボゴタ, メデジンおよびCHCO 電力系統の電力需要は Table 5.4 に示すとおりである。

一方CVC以外の各電力系統別の供給力は過去の最渇水年1958年の値を採るものとしたが貯水池式発電所の場合については1956年から1960年までのマスカーブより1958年の常時電力量を計算し、この値でもって1958年の可能供給電力量とした。(Fig 5.7 参照) Table 5.5 および Table 5.6 に1958年の各電力系統別のナチュラルフローエネルギー および貯水池からの補給を考慮した可能供給電力量を示す。

Kw および Kwh バランスの検討には各年を4半期毎に区分し、供給力としては Table 5.6 で得られた3ヶ月毎の平均可能供給力を採った。この理由は連系系統全体に占める自流式発電所の設備出力は1975年において24%可能供給電力量は23%に過ぎず自流式発電所の供給力に占める影響は僅少なので4半期毎の検討で充分であると判断されたからである。

なお負荷曲線は計算を簡便化するために年負荷率と負荷曲線の面積が等しくなるような三角形で現わすものとした。この場合最小負荷は実際の負荷曲線の最小負荷と異なるが必要ある場合は補正を加えた。

### (1) CVC電力系統の需給バランス

1973年から1978年まで各年の需給バランスをFig 5.8<sup>1)</sup> に示す。この結果から明らかなおりとアルト アンチカヤ 完成後1975年まではユンボ火力の運転を考慮すれば電力不足を生ずることはない。しかし1976年には、ユンボ火力53 MWおよびその他火力18 MWを運転しても11 MWの不足を生ずるが他電力系統からの融通によりカバーすることが出来る。

1977年にサルバヒーナ発電所が運開すれば2年間は需給バランスを保つことが出来る。

なお、アルト アンチカヤ の設備出力340 MWがCVC単独系統でみた場合有効化していないが、1971年の系統連系により他電力系統に送電され有効化する。

### (2) ボゴタ電力系統の需給バランス

チボール第1, 第2ユニット(250 MW)完成により1976年までは電力不足を生じない。しかし1977年にはFig 5.8<sup>2)</sup> に示すように点灯時にはKw不足を生じ深夜にはチボール発電所からの溢水を生ずることになる。しかし連系系統全体で需給バランスを考慮すれば貯水池式発電所のピーク時分担負荷を変えることにより他系統からの電力受電が可能となり又深夜の溢水電力量を他系統へ売電することにより有効化することが出来る。(Fig 5.8 参照)

なお、ボゴタ単独系統で考慮した場合1979年にはチバキュラ等の火力発電設備を考慮しない場合236 MWのKw不足を生ずる。

### (3) メデジン電力系統の需給バランス

メデジン電力系統においては、グワタッペ発電所、リオ グランデ発電所等の自流式発電所の可能発電電力量が第1四半期において少ないため1976年の第1四半期にはFig 5.8 に示すように70 MWの電力不足を生ずる。しかし、ボゴタ或はCVC系統からの電力受電により

カバーすることが可能で連系送電線によるメリットを最も享受する電力系統となろう。

なお、メデジン単独系統の場合 1979年における電力不足は 170 MWに達するであろう。

#### (4) CHEC 電力系統の需給バランス

現在建設中のサンフランシスコ発電所が完成しても 1976年には、電力不足を生じ 1979年には 67 MWの電力不足が予想される。CHEC 電力系統には、貯水池式の発電所がなく、メデジン電力系統と同様送電連系によるメリットを享受する電力系統となり。(Fig 5・8(4)参照)

#### (5) 連繫系統

前正のCVC, ボゴタ, メデジン, CHEC の4つの電力系統を総合した電力受給バランスを Fig 5・8(5) に示めす。

なお、4つの電力系統の最大負荷は各電力系統の最大負荷の合計に不等率 0.95 を乗じた値とした。この結果連系系統の年負荷率は 59% となる。

4つの電力系統を総合した場合 1974年までは既設火力発電設備を利用することにより電力受給バランスを保つことは可能である。しかし 1975年には電力不足を生ずるのでチポール第1, 第2ユニットは現在計画されている様に 1975年には運開する必要がある。

サルバヒーナ発電所は 1977年に運開が必要とされその電力は充分消化可能である。又同時にチポール第3, 第4ユニットの運開が必要であるが、既設火力発電設備を考慮すればチポール第3, 第4ユニットの運開を 1978年とすることも可能である。

この結果 1978年までは電力受給バランスを保つことが可能であるが、貯水池式発電所は設備出力一杯までの運転となり 1979年にはサルバヒーナ第3ユニットの増設およびチポールの第4ユニット以降の増設或はその他の新規の電源開発が必要となろう。

Fig. 5.7 Energy Mass Curve in MW-Month of Medellin and Bogota System

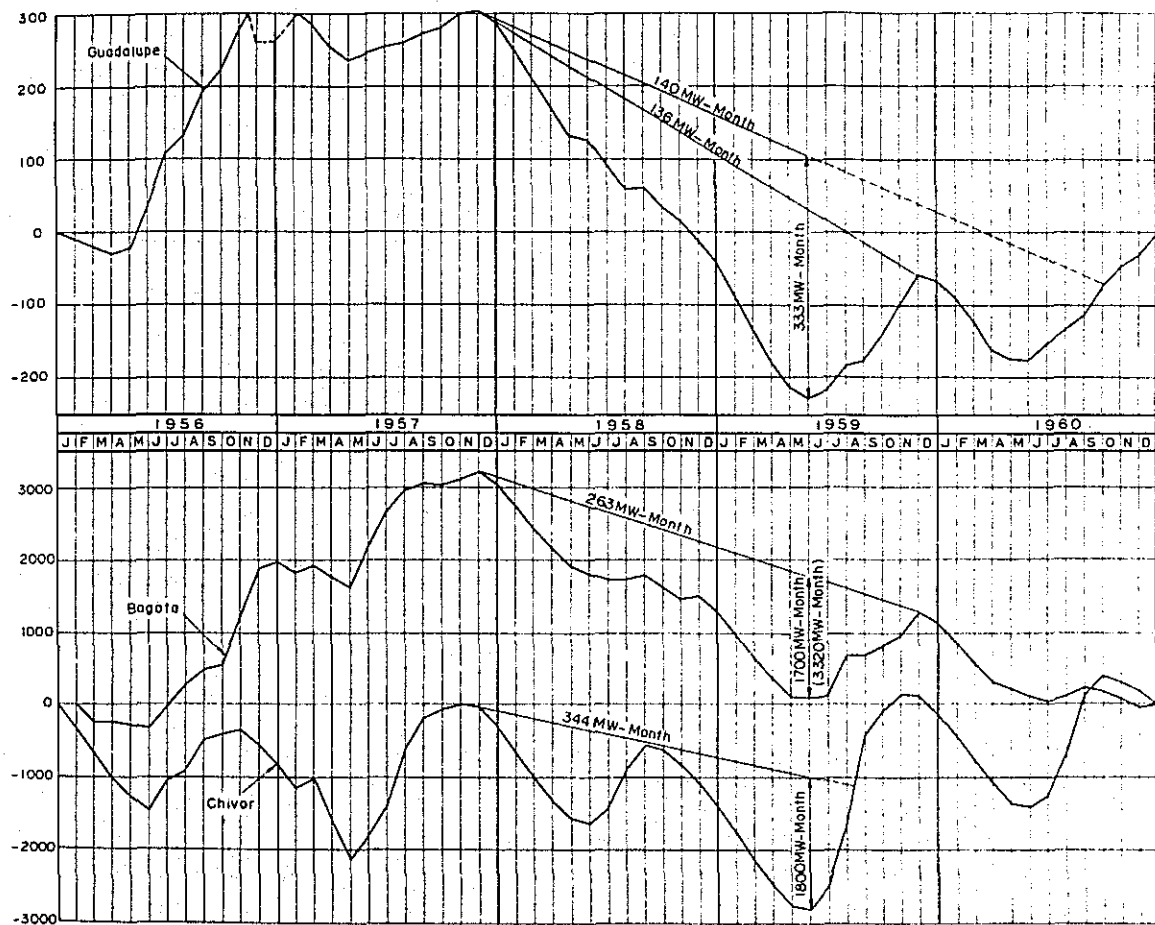


Table 5.5 Available Supply Energy in Each Power System in 1958  
(Without Consideration of Reservoir Capacity)

(Unit: MW-month)

System	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
<b>BOGOTA-System</b>												
Bogota <sup>1/ 4/</sup>	53	22	81	107	237	232	382	406	182	195	393	133
Chivor <sup>4/</sup>	53	33	71	164	355	569	919	754	330	190	157	64
<b>MEDELLIN-System</b>												
Guadalupe <sup>2/ 4/</sup>	80	68	75	72	145	94	87	155	94	119	92	93
Guatape	119	105	151	166	282	158	122	256	159	237	212	192
Rio Grande	56	33	48	48	88	55	37	67	38	70	63	66
Piedras Blancas	5	6	4	6	8	8	8	8	8	9	7	6
<b>CVC-System</b>												
A. Anchicaya <sup>4/</sup>	151	93	84	184	253	133	103	141	89	206	277	226
Calima No.1 <sup>4/</sup>	12	10	10	14	23	19	11	12	7	12	19	19
Anchicaya	33	19	18	40	55	29	22	30	19	45	60	49
Salvajina <sup>4/</sup>	63	66	65	65	68	67	66	65	61	54	71	62
Small Hydro	10	8	6	9	10	8	7	6	4	5	10	10
<b>CHEC-System</b>												
CHEC <sup>3/</sup>	73	67	69	77	78	78	73	67	67	75	78	78

1/ Represents Canoas, Salto I, Salto II, Laguneta and Colegio Power Plants.

2/ Guadalupe I, II, III and Troneras Power Plants.

3/ La Esmeralda, San Francisco, Insula and other small power plants.

4/ Indicate reservoir type power plant.

Table 5.6 Available Supply Energy in Each Power System in 1958  
(With Consideration of Reservoir Capacity)

(Unit: MW-month)

System	Jan.	Feb.	Mar. (Ave.)	Apr.	May	Jun. (Ave.)	Jul.	Aug.	Sep. (Ave.)	Oct.	Nov.	Dec. (Ave.)
<b>BOGOTA-System</b>												
Bogota <sup>1/</sup>	263	263	263 (263)	263	263	263 (263)	263	263	263 (263)	263	263	263 (263)
Chivor <sup>2/</sup>	250	250	250 (250)	250	250	250 (250)	250	250	250 (250)	250	250	250 (250)
<b>MEDELLIN-System</b>												
Guadalupe <sup>3/</sup>	140	140	140 (140)	140	140	140 (140)	140	140	140 (140)	140	140	140 (140)
Guatape	119	105	151 (125)	166	282	158 (202)	122	256	159 (179)	237	212	192 (214)
Rio Grande	56	33	48 (46)	48	88	55 (64)	37	67	38 (47)	70	63	66 (66)
Piedras Blancas	5	6	4 (5)	6	8	8 (7)	8	8	8 (8)	9	7	6 (7)
<b>CVC-System</b>												
A. Anchicaya	138	138	115 (130)	149	159	145 (151)	132	139	106 (126)	159	147	140 (148)
Calima No.1	12	32	42 (29)	10	16	15 (14)	21	29	25 (25)	10	14	15 (13)
Anchicaya	33	19	18 (23)	40	55	29 (41)	22	30	19 (24)	45	60	49 (51)
Salvajina	87	66	79 (77)	77	60	77 (71)	82	68	105 (85)	66	76	81 (74)
Small Hydro	10	8	6 (8)	9	10	8 (9)	7	6	4 (6)	5	10	10 (8)
<b>CHEC-System</b>												
CHEC <sup>4/</sup>	73	67	69 (70)	77	78	78 (78)	73	67	67 (69)	75	78	78 (77)

1/ Represents Canoas, Salto I, Salto II, Laguneta and Colegio Power Plants.

2/ Available continuous energy of Chivor Power Plant is 344 MW, but in the first stage development it is limited to 250 MW.

3/ Represents Guadalupe I, II, III and Troneras Power Plants.

4/ Represents La Esmeralda, San Francisco, Insula and other small power plants.



Table 5.7 Installed Capacity and Firm Energy of Four Power Systems

Power Plant	Max. Output (MW)	Max. Discharge (cu.m/s)	Head (m)	Annual Firm Energy (GWh)	In Service Date
(1) Bogota System					
Hydro					
Canoas	46	44	140	214	1970
Salto I & II	125	43	394	600	Salto I 1937 Salto II 1964
Laguneta	80	35	300	430	1962
Colegio	300	40	940	1,420	1,2,3 unit 1967 3,4,5 unit 1971
Chivor (1st stage)	250	40	765	3,200	1975
Chivor (2nd stage)	250	40	765		1977
Thermal					
Zipaquira	70	—	—	275	
Charquito	14	—	—	61	1974 (retirement)
Paipa	33	—	—	145	
Sub-total	1,168	—	—	6,345	
(2) Medellin System					
Hydro					
Guadalupe I & III	316	74	530	1,453	Guadalupe I 1932 Guadalupe III 1962
Guadalupe II	10	10	143	79	
Troneras	36	50	73.3	245	
Guatapé 1/	280	41.6	804	1,500	1969
Rio Grande 1/	78	34	292.8	440	1952
Piedras Blancas 1/	11	2.6	—	35	1958
Sub-total	731	—	3,752	—	
(3) CVC System					
Hydro					
Alto Anchicaya	340	94.5	450	1,250	1973
Calima I	120	76.5	212	360	1968
Anchicaya	64	112	72	340	1955
Salvajina	210	270	90	648	1977
Small Hydro 1/	10			70	
Thermal					
Yumbo	53			300	
Sub-total	797			2,968	
(4) CHEC System					
Hydro					
La Esmeralda 1/	30			155	
San Francisco 1/	135			170	1969
Insula 1/	16			98	
Small Hydro 1/	22			130	
Sub-total	203			553	
Total	2,899			13,618	

1/ Indicate run-of-river type power plant

Fig. 5.8(1) kW & kWh Balance in CVC System

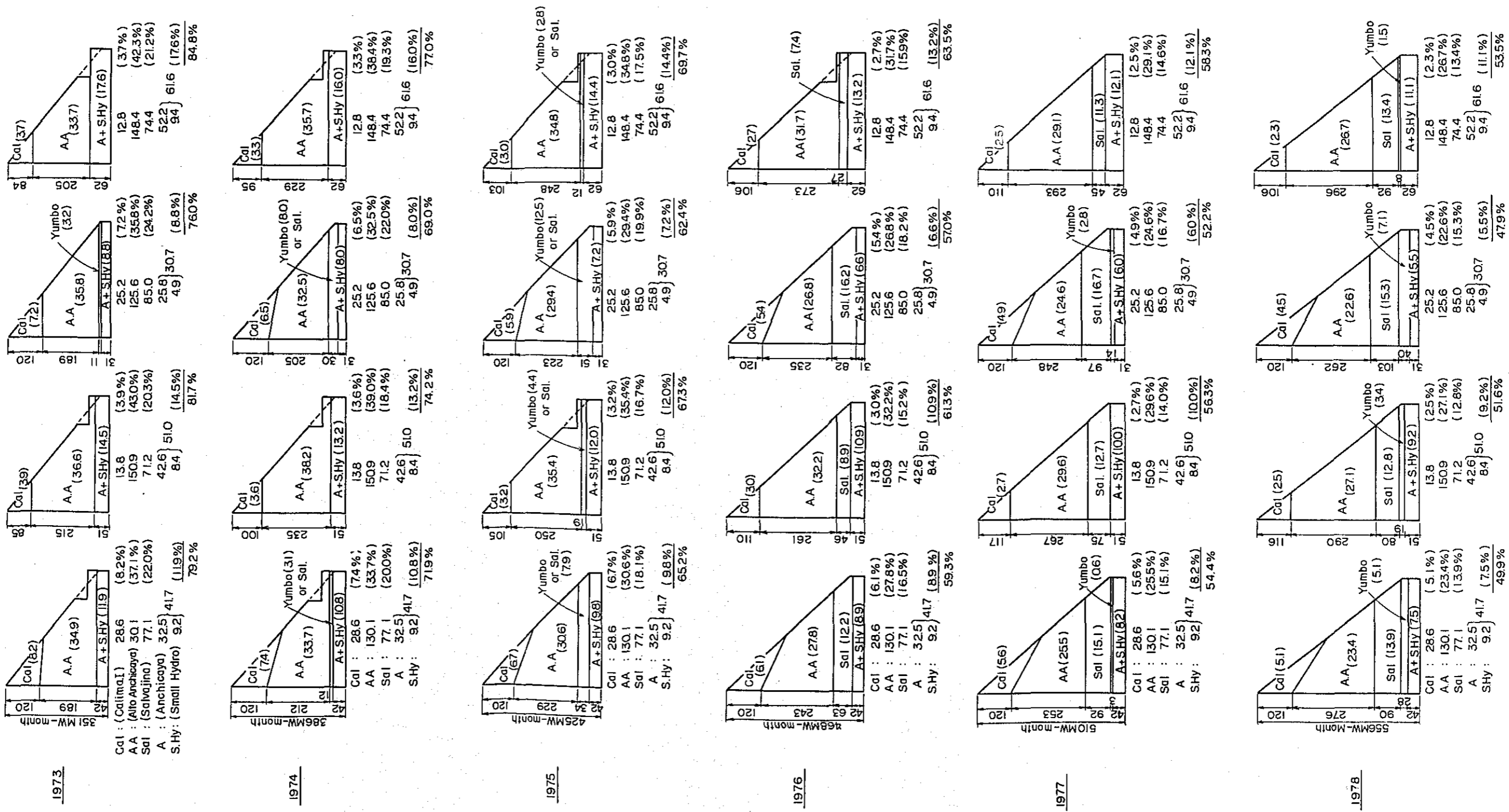
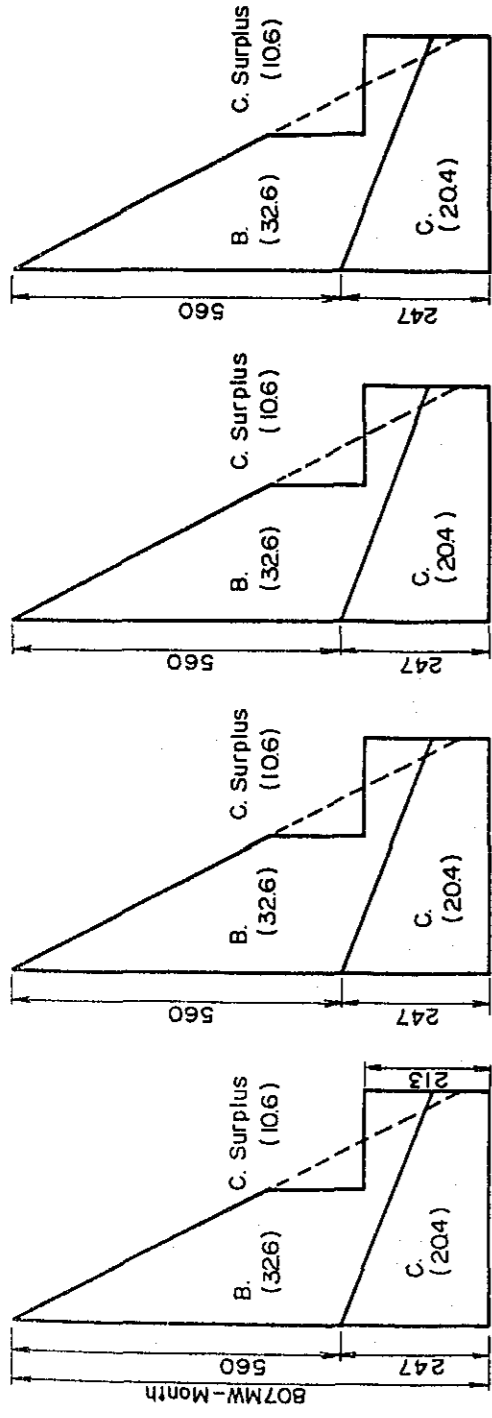


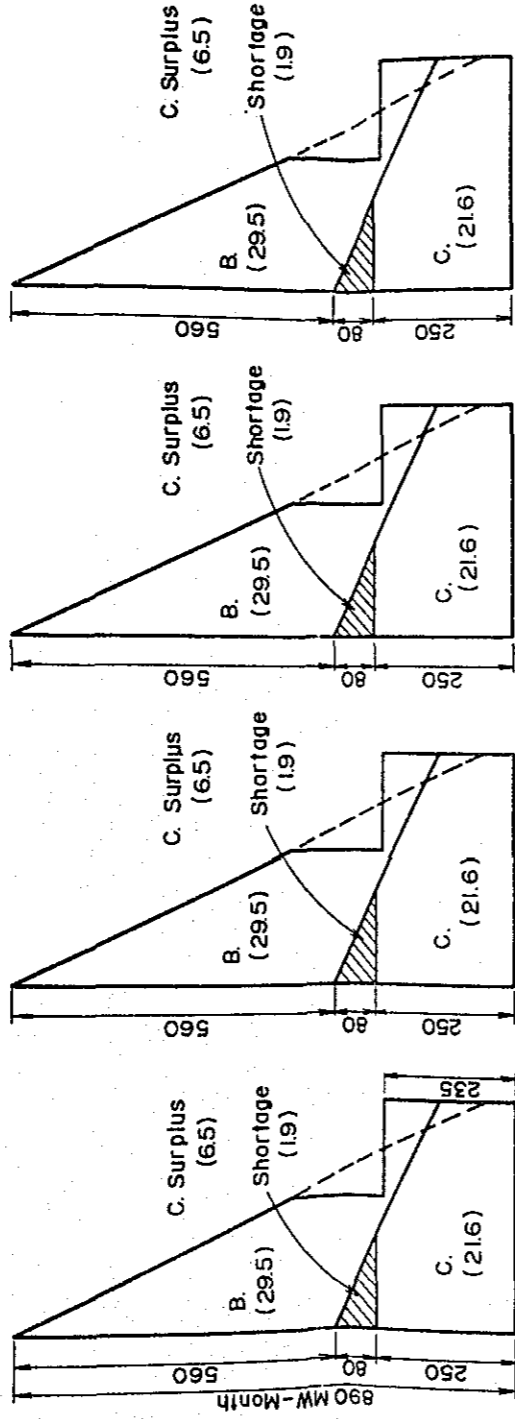
Fig. 5.8(2) kW & kWh Balance in Bogota System



1976

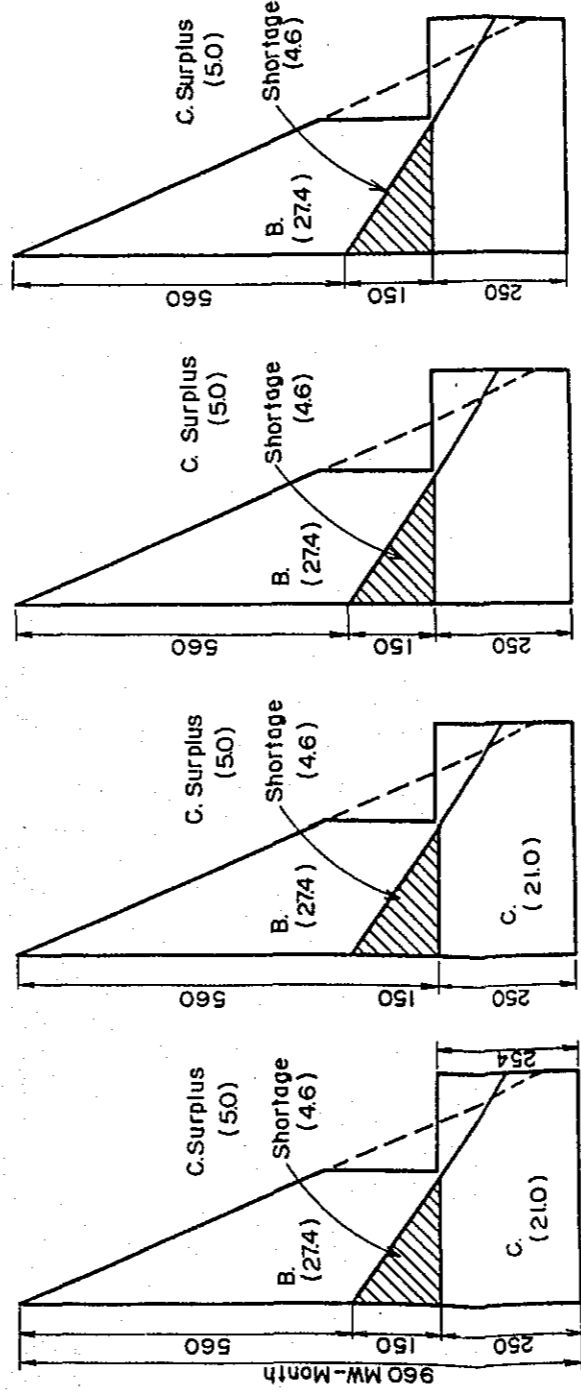
Bogota	263	(32.6%)
Chivor	250	(31.0%)
	513	63.6%

121



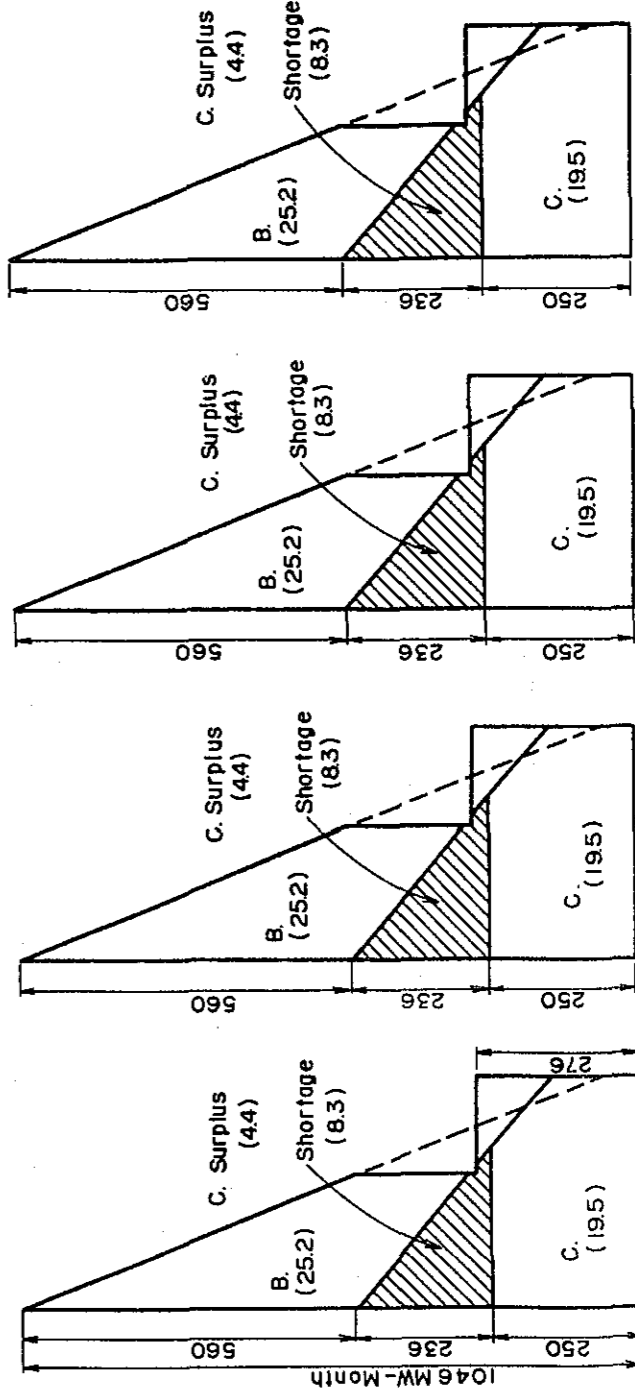
1977

Bogota	263	(29.5%)
Chivor	250	(28.1%)
	513	57.6%



1978

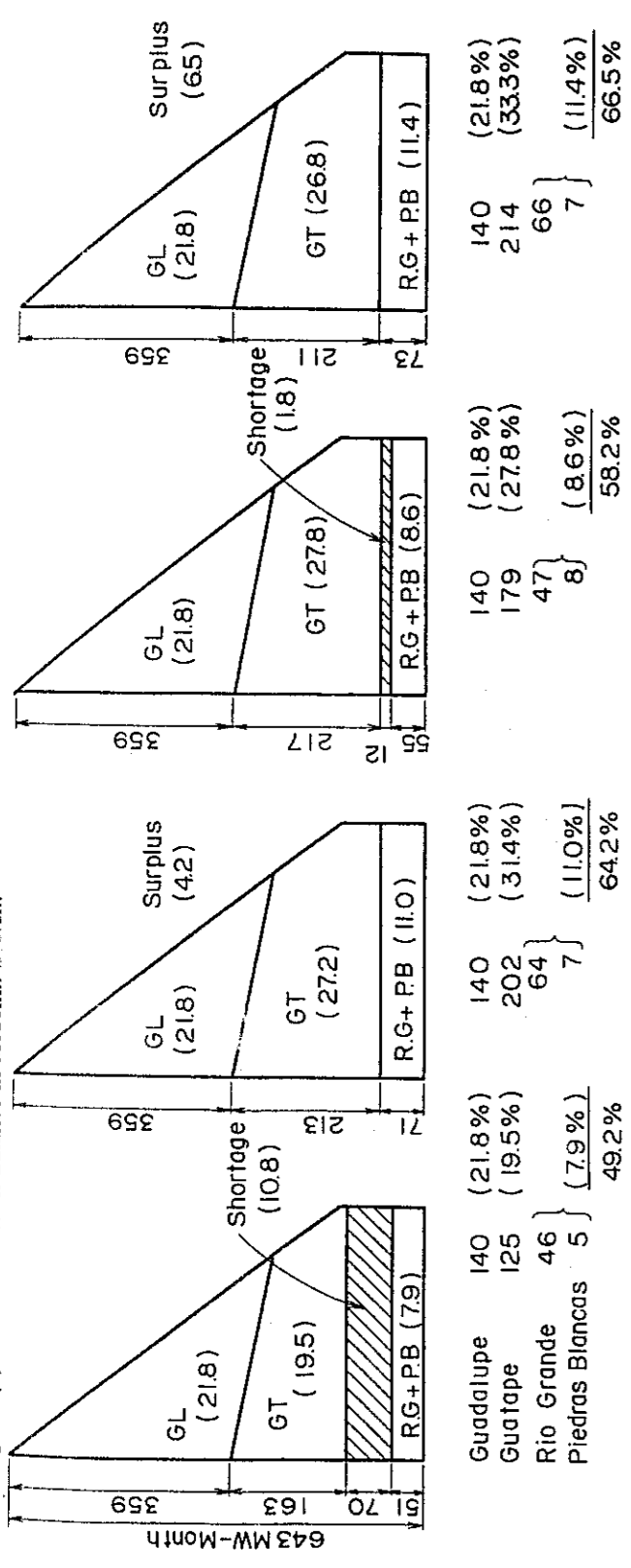
Bogota	263	(27.4%)
Chivor	250	(26.0%)
	513	53.4%



1979

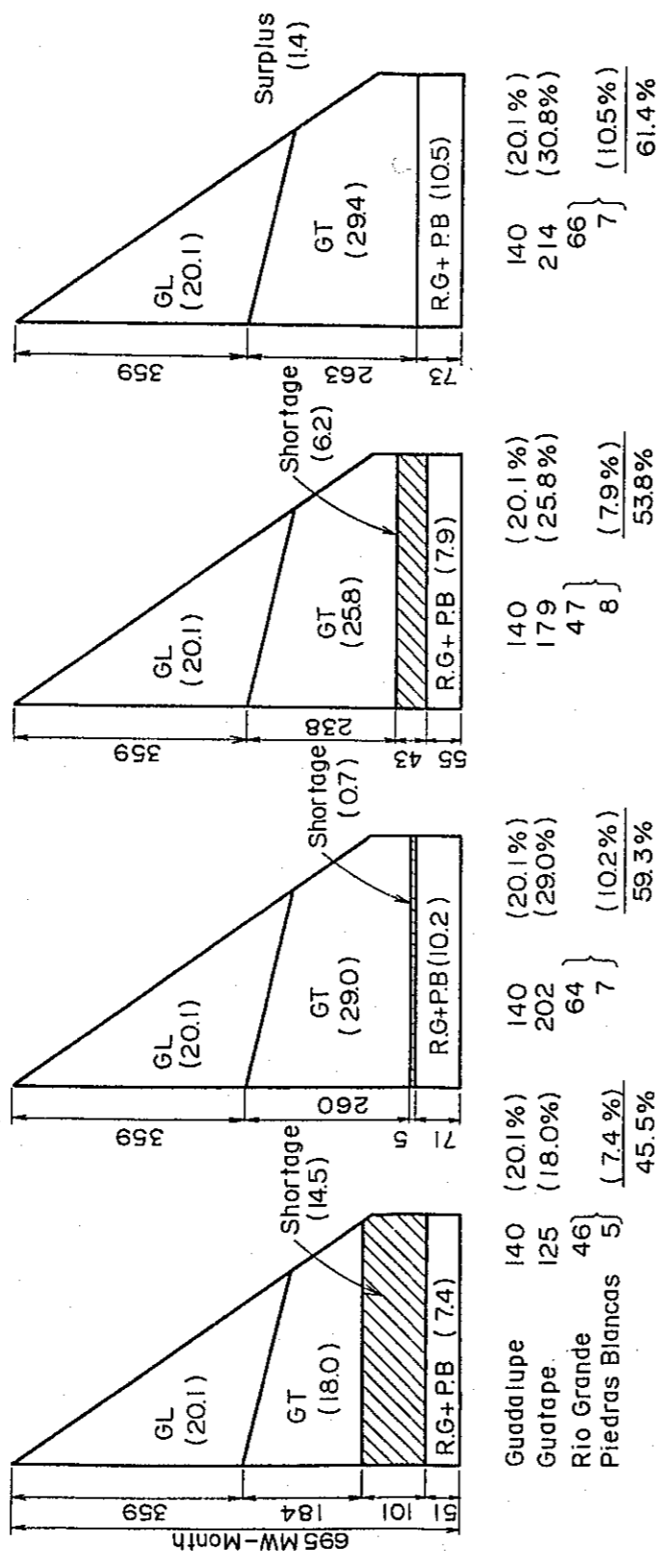
Bogota	263	(25.2%)
Chivor	250	(23.9%)
	513	49.1%

Fig. 5.8(3) kW & kWh Balance in Medellín System

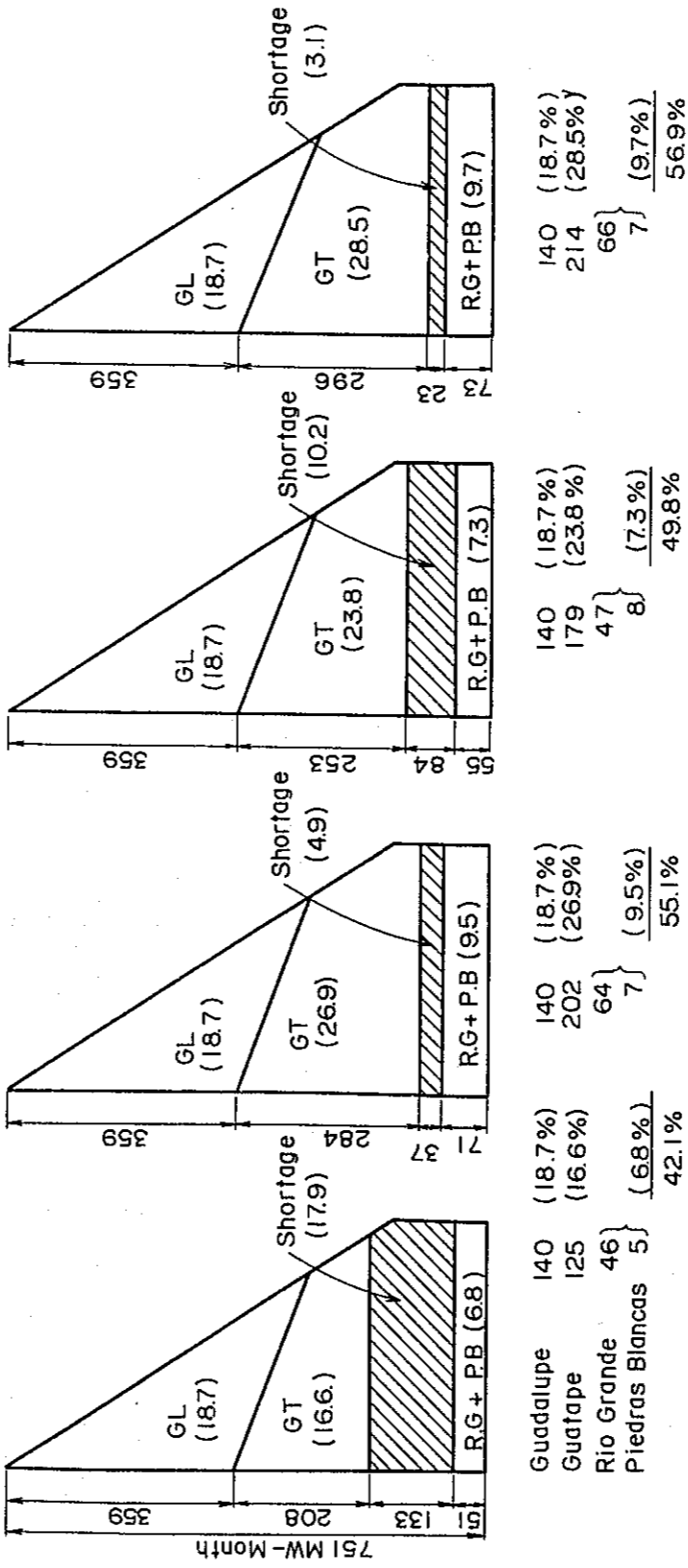


1976

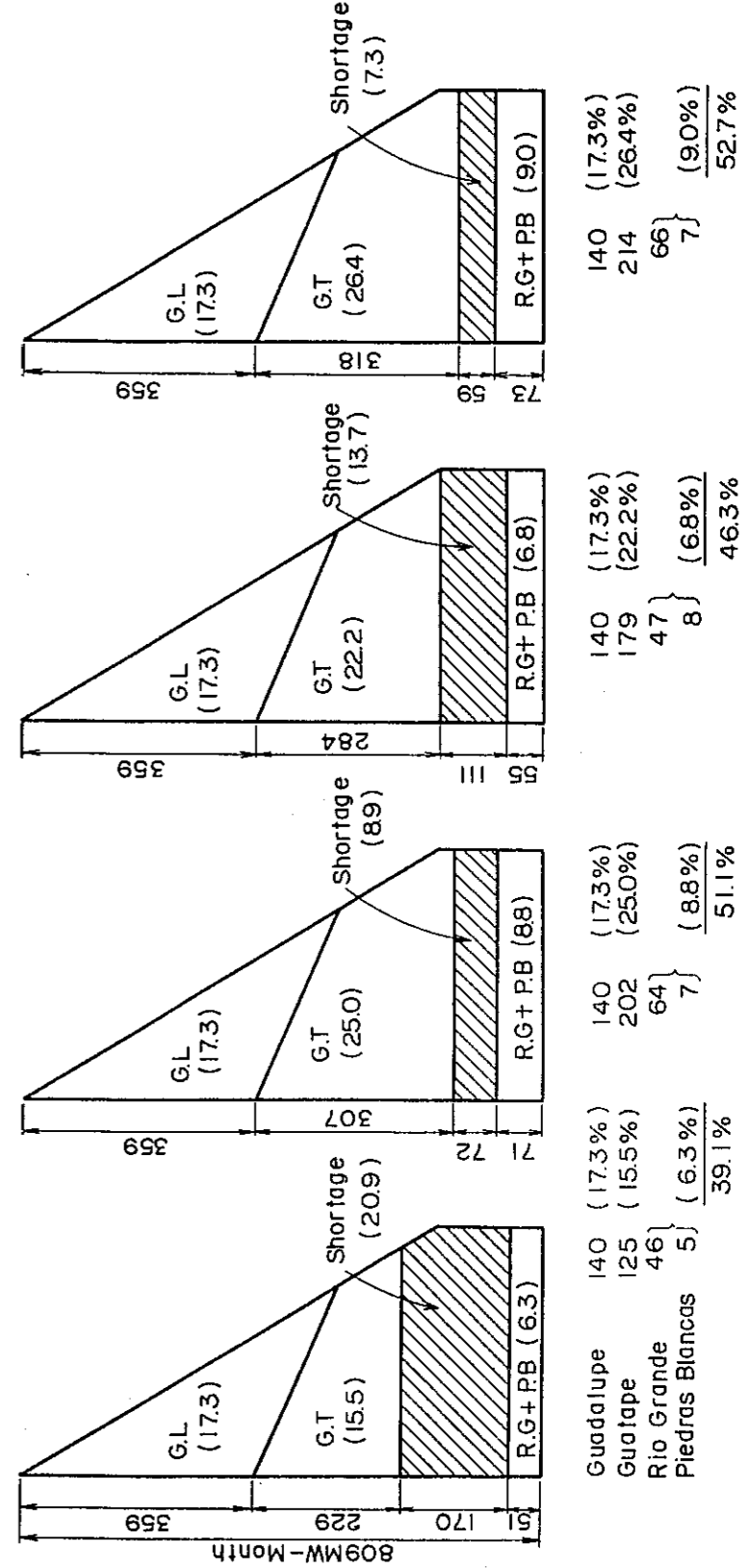
5-23



1977



1978



Guadalupe 140 (17.3%)  
 Guatape 125 (15.5%)  
 Rio Grande 46 (5.7%)  
 Piedras Blancas 5 (0.6%)  
**Total 316 (39.1%)**

Guadalupe 140 (17.3%)  
 Guatape 179 (22.2%)  
 Rio Grande 47 (5.8%)  
 Piedras Blancas 8 (1.0%)  
**Total 274 (34.3%)**

Guadalupe 140 (17.3%)  
 Guatape 202 (25.0%)  
 Rio Grande 64 (8.0%)  
 Piedras Blancas 7 (0.9%)  
**Total 313 (39.1%)**



Fig. 5.8(4) kW & kWh Balance in CHEC System

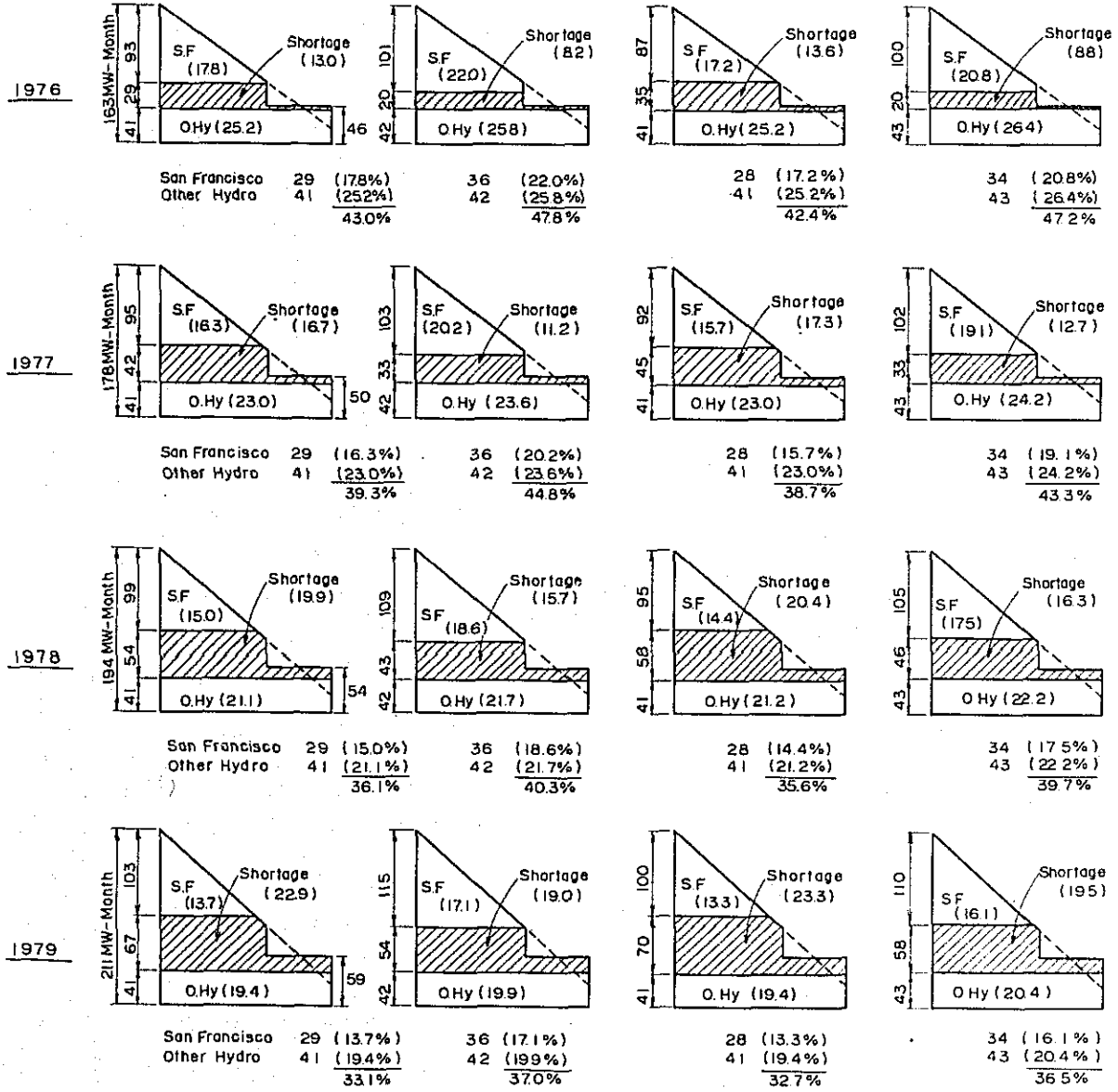
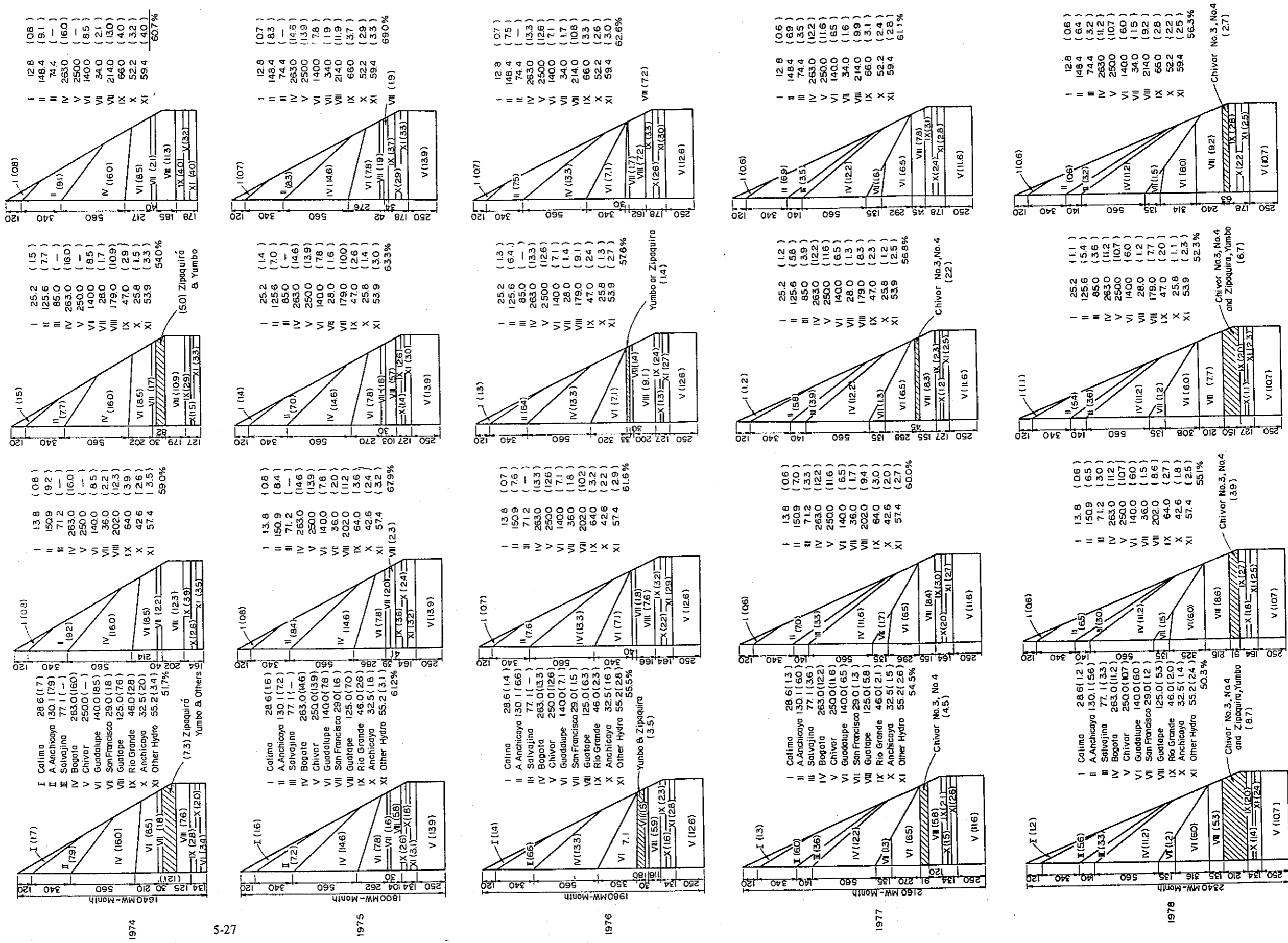


Fig. 5.8(5) kW & kWh Balance in Interconnection System



1974

5-27

1975

1976

1977

1978





Fig. 5.9(1)

kW & kWh Balance by Year in CVC System

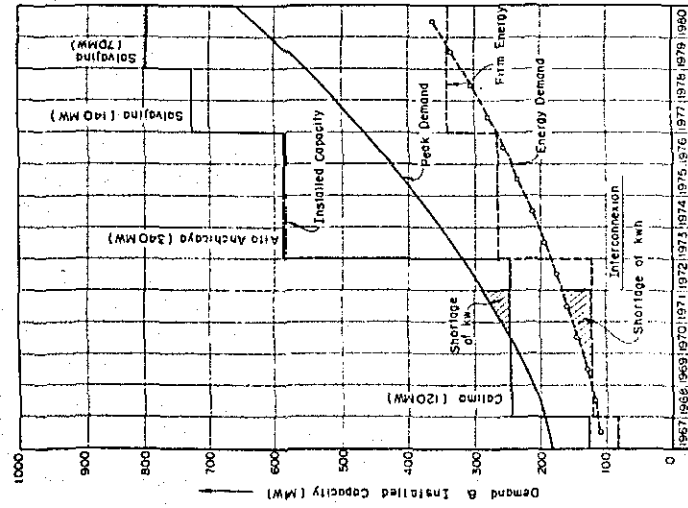
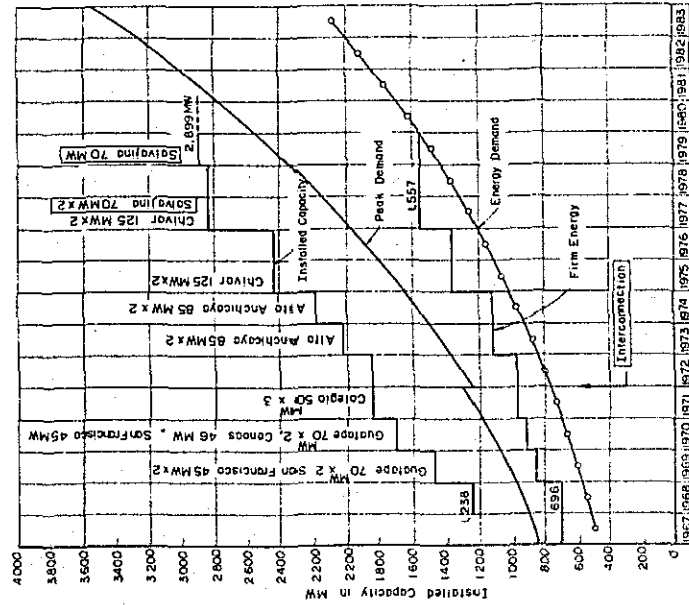


Fig. 5.9(2)

kW & kWh Balance by Year in Interconnection System



## 第 6 章 開発計画

## 目 次

第 6 章	開発計画	
6.1	代替地点の検討	6-1
6.2	開発規模の検討	6-3
6.3	洪水調節計画	6-5
6.3.1	ファンチート, ラビクトリアにおける 洪水の水文解析	6-6
6.3.2	カウカ河の河道通水容量	6-7
6.3.3	洪水時の氾濫量	6-11
6.3.4	洪水の氾濫量と被害額の関係	6-13
6.3.5	サルバヒーナ地点の洪水ハイドログラフと 貯水池操作	6-15
6.3.6	河道計画	6-21
6.3.7	支流の計画高水流量	6-25
6.4	カウカ河の汚染軽減	6-27
6.4.1	カウカ河の濁水月の流量増加	6-27
6.4.2	汚染軽減の効果	6-28
6.5	発電計画	6-29
6.5.1	発電のための貯水池運用	6-29
6.5.2	サルバヒーナ発電所の最適規模	6-32
6.5.3	年間可能発生電力量	6-34
6.5.4	サルバヒーナ発電所の開発時期	6-39
6.6	排水計画	6-40
6.6.1	排水計画の範囲および施設の位置	6-40
6.6.2	計画排水量	6-40
6.6.3	農業生産	6-47

## 第6章 開発計画

カウカ河の洪水調節を主とする多目的開発効果をあげるには多くの案を考えることができるが、一たん一つの計画を実施した場合後になってこれを変更することは不可能である点より実施される開発計画は、此の地域にとって長期的にみて最も経済的なものでなければならない。即ち構築される構造物の規模は、その経済的寿命の期間において、最も有効な経済効果をもたらすものでなければならないし又同じ程度の経済効果が期待されるものについては、開発途上国の現在にとって、所要資金が少い程実施し易くなるということができる。

一方、経済効果の他に投下資金の回収が確実なものでなければならない。一般に農業開発につながる開発計画は、開発途上国にとって極めて大きな重要性をもつものであり政策上の見地よりも極力これを推進すべきものであるが投下資金の回収については、多分に公共投資的な考えでこれを計画する必要がある。農業開発を含む多目的計画の中の発電計画は上述の資金返済に対して大きな役割を果たすものである。

### 6・1 代替地点の検討

貯水池地点として考えられる代替地点は上流よりサルバヒーナ、サンフランシスコ及びティンバの三つがある。この三つの代替地について生起確率1:5より1:50の6つのケースについて、これらの洪水を調節するために必要とするダムと下流堤防の工事費について比較がなされたがティンバ地点は貯水池による水没移転家屋が1,000軒以上になり且つダムサイトの基礎地盤の強度が低い点より、又サンフランシスコ地点は河床部の基礎岩盤上の堆積砂れきが約50mと非常に厚い点等の理由によりTable 6・1およびFig 6・1に示す如くいずれのケースについても工事費がサルバヒーナ地点より割高になることが判明したので、これら二つの地点が捨てられた。

なお、サンフランシスコとティンバ両地点のダムサイトの地点については、附録2に記されている。

Fig. 6.1 Comparison of Three Dam Sites

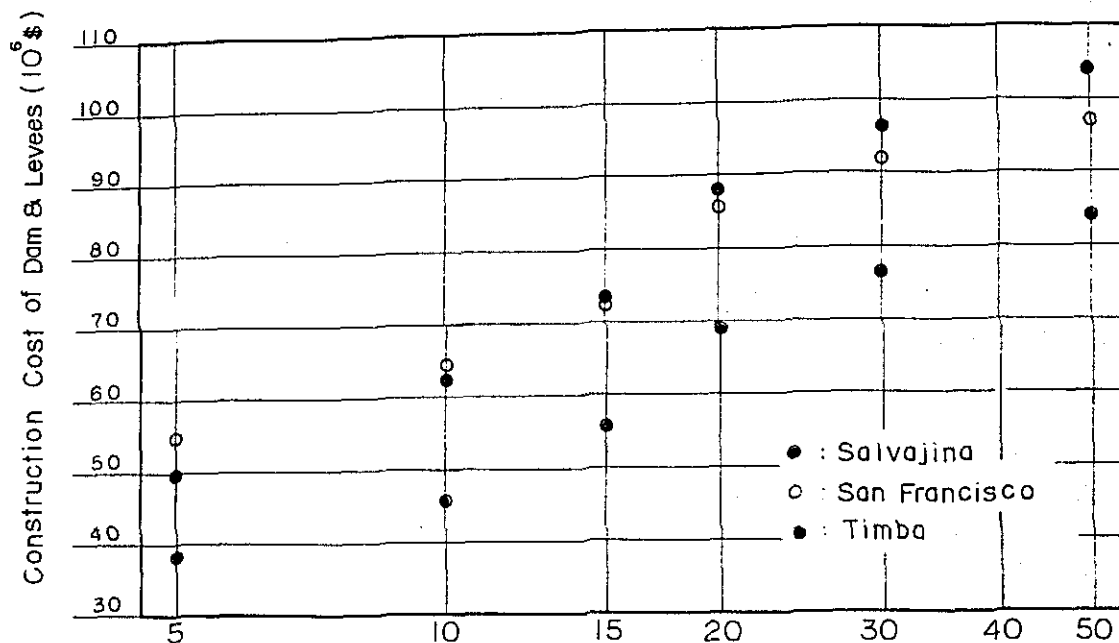


Table 6.1 Comparison of Three Dam Sites

Return Period (year)	5	10	15	20	30	50
Effective Storage Capacity of Reservoir (10 <sup>6</sup> cu.m)	270	350	403	445	502	586
Capacity of River Channel (cu.m/s)						
Juanchito	620	720	770	830	880	950
La Victoria	860	1,000	1,100	1,170	1,250	1,350
Construction Cost <sup>1/</sup> (10 <sup>6</sup> \$)						
Salvajina						
Dam <sup>2/</sup>	29.8	31.3	34.5	35.8	38.0	41.3
Levee <sup>3/</sup>	9.0	14.7	21.0	33.3	38.5	43.0
Total	38.8	46.0	55.5	69.1	76.5	84.3
San Francisco						
Dam <sup>2/</sup>	46.0	49.5	51.5	52.5	53.5	54.3
Levee <sup>3/</sup>	9.0	14.7	21.0	33.3	38.5	43.0
Total	55.0	64.2	72.5	85.8	92.0	97.3
Timba						
Dam <sup>2/</sup>	40.7	48.0	51.8	54.5	57.7	61.6
Levee <sup>3/</sup>	9.0	14.7	21.0	33.3	38.5	43.0
Total	49.7	62.7	72.8	87.8	96.2	104.6

<sup>1/</sup> Construction cost excluding interest during construction.

<sup>2/</sup> Dam Type;

  Salvajina: Arch-gravity for return period of 5 and 10 years. Fill-type for other cases.  
  San Francisco: Fill-type  
  Timba: Fill-type

<sup>3/</sup> The extent of levees was assumed to be variable corresponding to the magnitude of design high water discharge. The construction costs of levees from La Balsa to Cartago was regarded as that of levees which protect the flood corresponding to probability of once in ten years. The existing levees of Aguablanca, Rio Paila and R-U-T Projects were not considered in this study.

## 6・2 開発規模の検討

サルバヒーナ貯水池の最適規模を決定するために、洪水調節、排水、発電ならびに河川汚染軽減等の効果を、必要とされる費用との関連で、最も有効化させるため9つの代替案が検討された。これらは、貯水池満水位を三つえらび、夫々について貯水池低水位を三つ組合せたもので、代替案の数は9つとなる。9つの代替案はダム高に応じ、ダム余水吐の工事費が3種類に分れる。3種類の低水位の変化に応じ、貯水池の有効容量が変化して洪水調節効果が変化するので、これに応じて下流の堤防の規模を変化させた。

又、貯水池の有効容量の変化に応じてダム地点に設けられる発電設備も変化させた。これら9つの代替案に対する洪水調節、排水、発電ならびに河川汚染軽減等の効果の算定に対する基礎条件については、次節以下に述べられるが、比較検討の結果は Table 6・2, Fig 6・2, に示す如く、サルバヒーナダムの高さが133mとして貯水池満水位標高 1,139m, 同低水位標高 1,105m, 下流堤防の範囲をラボルサ及至R-U-Tとブガラグランデ川迄とし発電設備としては210,000kwとするのが最も経済的であるということが出来る。

又この規模のダム、堤防の組合せによって、完全に調整される洪水の確率頻度は約1:10であり、それより小さい確率の洪水に対しても、洪水被害を防止することができる。

Table 6.2 Benefits and Costs Relation for Alternatives

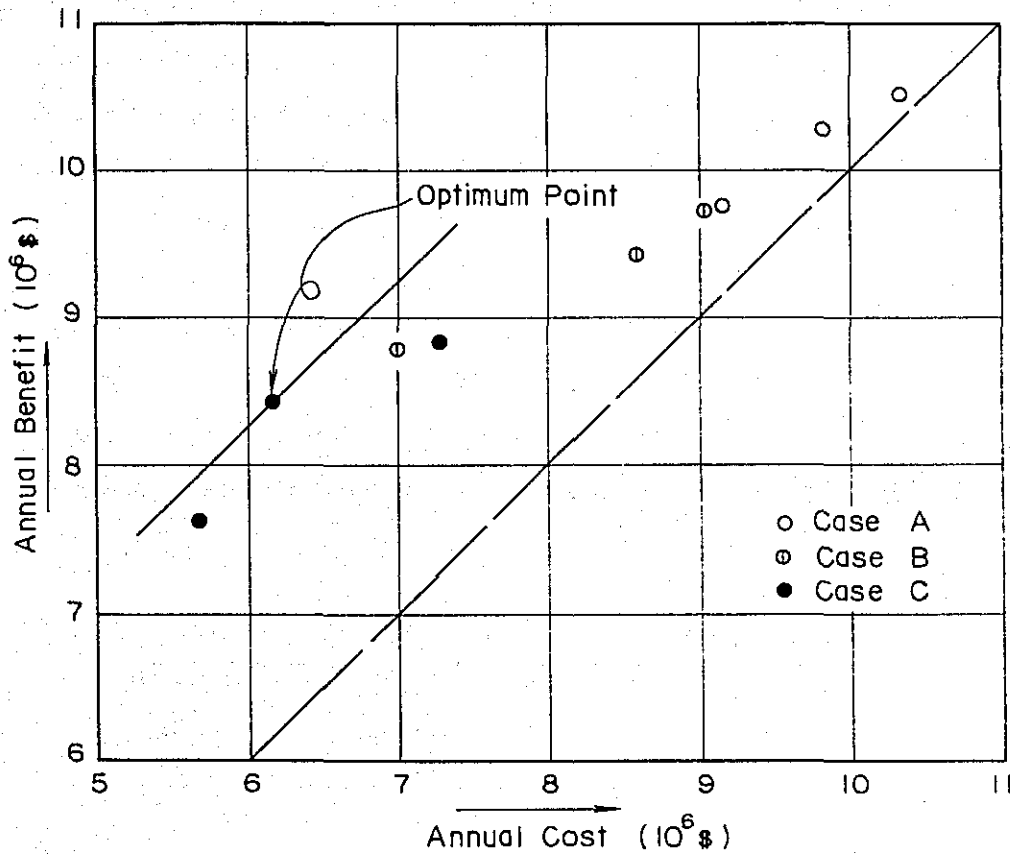
	A-a	A-b	A-c	B-a	B-b	B-c	C-a	C-b	C-c	Remarks
Effective Reservoir Capacity (10 <sup>6</sup> cu.m)	450	535	590	360	445	500	270	350	410	
High Water Level (m)	1,150	1,150	1,150	1,145	1,145	1,145	1,139	1,139	1,139	
Low Water Level (m)	1,115	1,105	1,095	1,115	1,105	1,095	1,115	1,105	1,095	
Gross Head (m)	120	120	120	115	115	115	109	109	109	Tail water level 1,030 m
Draw Down (m)	35	45	55	30	40	50	24	34	44	
Rated Head (m)	101	98	95	98	95	90	94	90	87	
Firm Power <sup>1/</sup> (MW)	81	80	78	77	76	74	72	72	70	
Installed Capacity(MW)	259	235	229	226	224	217	212	210	206	
Annual Firm Energy (10 <sup>6</sup> kWh)	710	701	683	675	666	648	631	631	613	
Construction Cost <sup>2/</sup> (10 <sup>3</sup> \$)	93,300	100,200	105,300	71,500	87,400	92,000	58,200	63,100	74,300	
Annual Cost [C] (10 <sup>3</sup> \$)	9,150	9,833	10,340	6,988	8,569	9,024	5,675	6,163	7,276	
Amortization (10 <sup>3</sup> \$)	8,067	8,663	9,104	6,182	7,557	7,954	5,032	5,456	6,424	Discount rate:8.5% Economic life:50 yrs.
O&M Expense (10 <sup>3</sup> \$)	1,083	1,170	1,236	806	1,012	1,070	643	707	852	
Annual Benefit [B] (10 <sup>3</sup> \$)	9,755	10,280	10,514	8,789	9,443	9,737	7,608	8,416	8,840	
Flood Control (10 <sup>3</sup> \$)	3,760	4,010	4,140	3,350	3,730	3,920	2,780	3,280	3,580	
Power Generation (10 <sup>3</sup> \$)	4,260	4,206	4,098	4,050	3,996	3,888	3,786	3,786	3,678	6 mills/kWh See Table 10.3(2),(3) <sup>3/</sup>
Alleviation of River Contamination (10 <sup>3</sup> \$)	1,735	2,064	2,276	1,389	1,717	1,929	1,042	1,350	1,582	
Benefit-Cost Ratio [B/C]	1.07	1.05	1.02	1.26	1.10	1.08	1.34	1.37	1.21	

<sup>1/</sup> Firm power applied in this table was calculated on the basis of provisional conversion factor between discharge and power, consequently being differed from the final firm power of Salvajina Power Plant.

<sup>2/</sup> Construction costs of dam, power plant, transmission line and levee were included in these figures but not included interest during construction.

<sup>3/</sup> Total annual cost of standard thermal power plant and transmission lines :  $7,321 \times 10^3$  \$  
 Energy production :  $1,242(1-0.02) \times 10^6$  kWh  
 =  $1,217 \times 10^6$  kWh  
 Energy cost per kWh : 6 mills/kWh

Fig. 6.2 Relation between Benefits and Costs for Varying Scales of Developments



### 6.3 洪水調節計画

洪水はサルバヒーナ貯水池と下流の河川堤防により防禦することになるので、先づサルバヒーナ、ファンチートおよびラビクトリアの洪水ハイドログラフの検討を行なった。

これによると 1966年12月の洪水のようにファンチート～ラビクトリアからの出水が例外的に少ない年もあったがその他の場合はサルバヒーナとファンチートおよびサルバヒーナとラビクトリアの洪水ピーク流量の間には Fig 6.8 に示すように高い相関々係がある。

従ってサルバヒーナ貯水池に対応する堤防の規模はサルバヒーナ貯水池の調節容量を決める



時、対象とした洪水の確率と同じ確率の残流域(サルバヒーナより下流域)からの洪水量を対象として検討した。

### 6・3・1 ファンチート, ラビクトリアにおける洪水の水文解析

カウカ河の洪水被害地域における主要水位流量観測地点であるファンチートおよびラビクトリアでは夫々 1934年1月と1958年10月とより現在に至る迄の毎日の水位流量記録があるが、洪水時のデータは、洪水流量が、河道通水容量以上の時は河川兩岸の低地帯に浸水しており必ずしも本来の河川流量を表していない。

洪水調節計画の検討に当っては、この上流箇所での浸水による調整作用を除いたくづれていない洪水波形及び洪水流量を知る必要がある。このためカウカ平野始点のラバルサより上流では洪水時にこの調整作用がない点にかんがみ洪水時のラバルサ地点の流量とこれより下流で、カウカ河に流入している主要支流の流量資料を用いてファンチートおよびラビクトリア両地点での洪水波形が求められた。

即ち、ラバルサより下流の流域からの洪水時の比流量を、パロ川、フライレ川等の主要支流のそれを以て代表し、且つ実績にもとづくくづれた洪水波形より求められる洪水流量の容積を同一に保つて次式を用いて 1946年～1968年のファンチートおよびラバルサ両地点の洪水波形が求められた。その結果は Fig 6・3 に示されているが、これらの洪水波形は上流での浸水のためくづれた波形を、浸水が起っていない状態にもどした本来の洪水波形ということが出来る。

Note: Estimation of undeformed flood discharge  
Discharge at Juanchito ( $Q_{Juan}$ )

$$(Q_{Juan})_{N+1} = \gamma \beta [\alpha_I (Q_{Jam})_N + \alpha_{II} (Q_{Pal})_N] + (Q_{Bal})_N \dots \text{Eq. (1)}$$

Block	Tributary Applied for Estimation	Discharge	Value of $\alpha$	Alternative Tributary	Discharge	Value of $\alpha$
I	Rio Jamundi	$Q_{Jam}$	10.0	Rio Timba	$Q_{Tim}$	2.5
II	Rio Palo	$Q_{Pal}$	2.7	Rio Fraile	$Q_{Fra}$	11.0

Discharge at La Victoria ( $Q_{Vic}$ )

$$(Q_{Vic})_{N+2} = \gamma \beta [\alpha_{III} (Q_{Pal})_N + \alpha_{IV} (Q_{Vic})_{N+1} + \alpha_V (Q_{Jam})_N + \alpha_{VI} (Q_{Pes})_{N+1}] + (Q_{Juan})_N \dots \text{Eq. (2)}$$

Block	Tributary Applied for Estimation	Discharge	Value of $\alpha$	Alternative Tributary	Discharge	Value of $\alpha$
III	Rio Palo	$Q_{Pal}$	3.6	Rio Fraile	$Q_{Fra}$	23.8
IV	Rio La Vieja	$Q_{Vic}$	1.2	Rio Tulua	$Q_{Tul}$	4.7
V	Rio Jamundi	$Q_{Jam}$	6.0	Rio Claro	$Q_{Cla}$	7.0
VI	Rio Pescador	$Q_{Pes}$	8.4	Rio Frio	$Q_{Fri}$	10.0

where.

- $Q_{Bal}$  : Cauca River runoff at La Balsa
- $Q_{Juan}$  : Cauca River runoff at Juanchito
- $Q_{Vic}$  : Cauca River runoff at La Victoria
- $\alpha$  : Ratio between catchment area of tributary of which runoff data was used and the catchment area of each block represented by that tributary.
- $\beta$  : Hydrograph adjustment factor  
Ratio between discharge (actual measurement) within the river capacity and corresponding composite discharge estimated from tributaries flow using the above equation  
 $\beta = 0.9$  for Eq. (1) for Juanchito  
 $\beta = 0.6$  for Eq. (2) for La Victoria
- $\gamma$  : Flood discharge volume correction factor,  
 $\gamma = 0.8 \sim 1.2$
- $N$  : Date of occurrence of flood at each site

### 6・3・2 カウカ河の河道通水容量

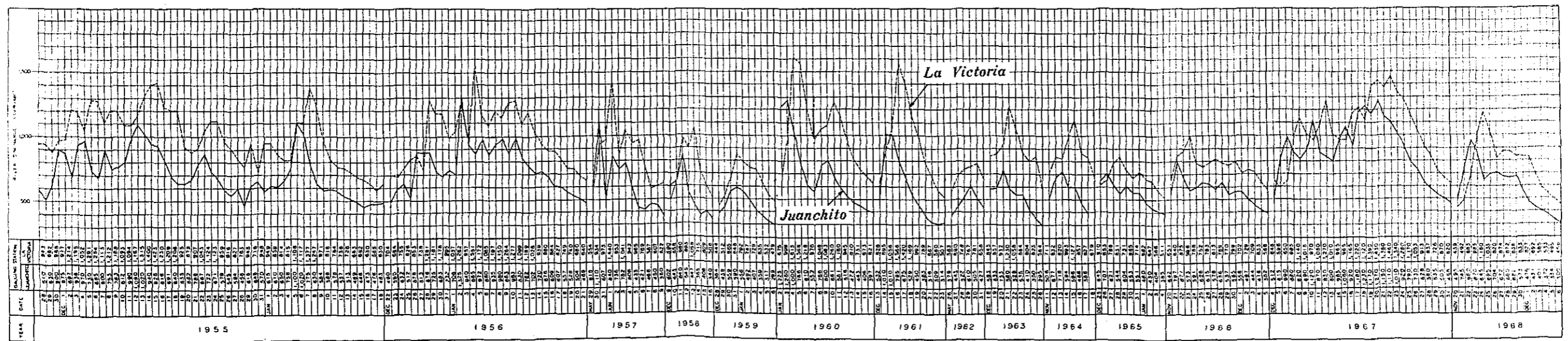
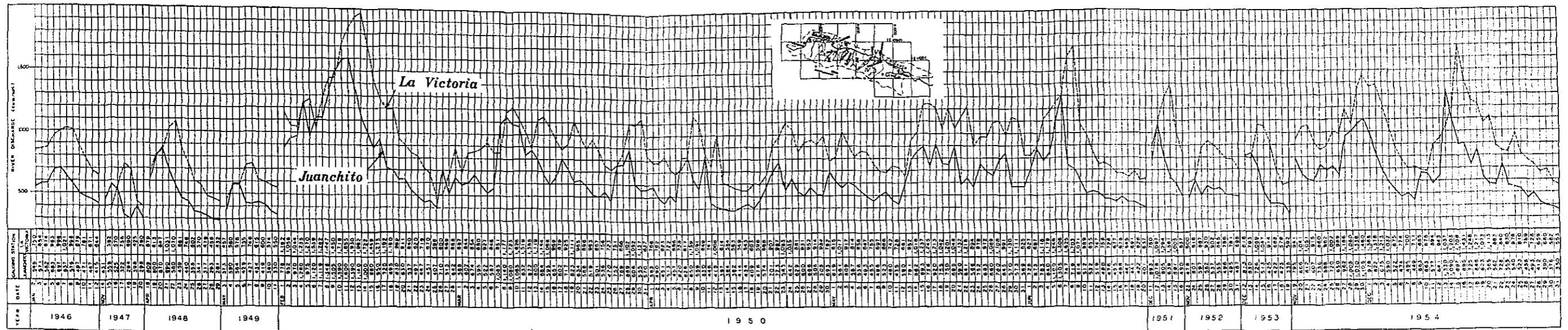
カウカ河の洪水被害を検討するに当り、まずはじめに検討しなければならないものに現在のカウカ河のラバルサよりラビクトリアに至る約300kmの区間について、溢水をひきおこさない河道の通水容量がある。既に述べた如く、カウカ河沿岸の洪水は兩岸よりの溢流による浸水以前に、カウカ河よりの背水影響のため先ず兩岸低地帯の浸水が始まっている。これは第4章に添附された航空写真によっても判断される。ファンチートにおいて約650 cu. m/s、メデアカノアにおいて約750 cu. m/sで、この低地帯への浸水が始まるが、その時には河川の兩岸は未だ若干の余裕を残している。

一方河道低水容量とは一応支流よりのカウカ河の背水のための浸水を除外して、カウカ河を縦断的にながめた場合、河岸の地盤が低くなっているため制限される通水容量の限界をもってこれを定めた。これによれば、ファンチートとラビクトリアにおける河道低水容量は夫々720 cu. m/sと770 cu. m/sとなる。Table 6・3にラバルサよりラビクトリア迄の区間について、各断面の通水容量が示されている。

Table 6.3 Present River Channel High Water Capacity

(Unit: cu.m/s)

Gauging Station	Discharge	Gauging Station	Discharge
La Balsa	580	Mediacanoa	680
La Bolsa	600	Rio Frio	540
Hormiguero	690	Guayabal	760
Juanchito	720	La Victoria	770
Pto. Isaccs	870	Anacaro	1,060
Paso de la Torre	840		



### 6・3・3 洪水時の氾濫量

カウカ河の洪水は、洪水流量が河道通水容量を上廻る場合に、その上廻る容量に応じて大、小の氾らんが発生するという前提のもとに6・3・2で求められた1946年より1968年に亘る期間の洪水時のハイドログラフを用いてファンチート及びラビクトリアにおける各3ケースの河道容量に対し、これを上廻る洪水の容積の確率が求められ Table 6・4および Fig 6・4に示されている。これによって貯水池と河川堤防との組合せによって、コントロールされる洪水の超過容積の大きさが求められる。

又、ファンチートとラビクトリアについて現在の河道容量  $650\text{cu.m/s}$  および  $750\text{cu.m/s}$  を夫々（推定実績にもとづく）超過する洪水容量相関々係が Fig 6・5に示されているが、これによれば1966年12月の洪水を除き、ファンチートとラビクトリアとの超過洪水容量には、相関々係があることがわかる。即ち、1966年12月の洪水では、ファンチートとラビクトリア間の各支流の出水率が例外的に低かったことが判る。

Fig. 6.5 Relation between Excess Flood Volume at Juanchito and La Victoria

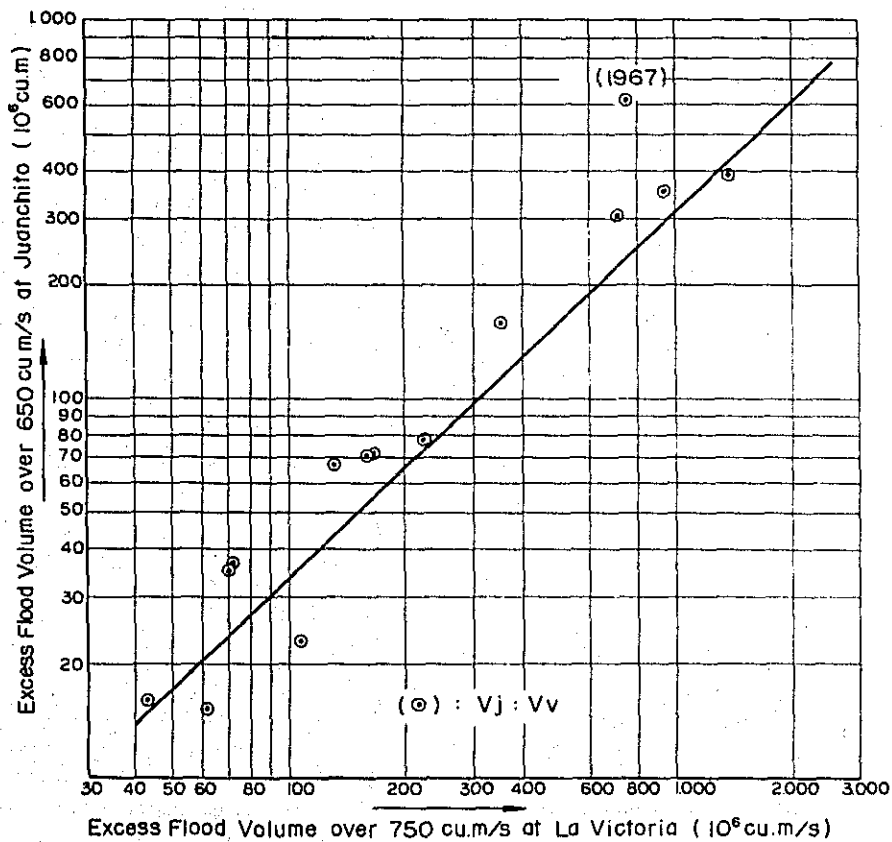


Table 6.4 Relation between River Channel Capacity and Excess Flood Volume

(Unit:  $10^6$  cu.m)

Return Period	Capacity of River Channel at Juanchito in cu.m/s			Capacity of River Channel at La Victoria in cu.m/s		
	650	800	950	750	1,000	1,200
10	350	170	80	1,050	300	110
20	650	330	160	2,100	610	190
30	900	460	220	3,080	900	250
40	1,080	580	260	4,000	1,100	300
50	1,250	690	330	4,600	1,340	340

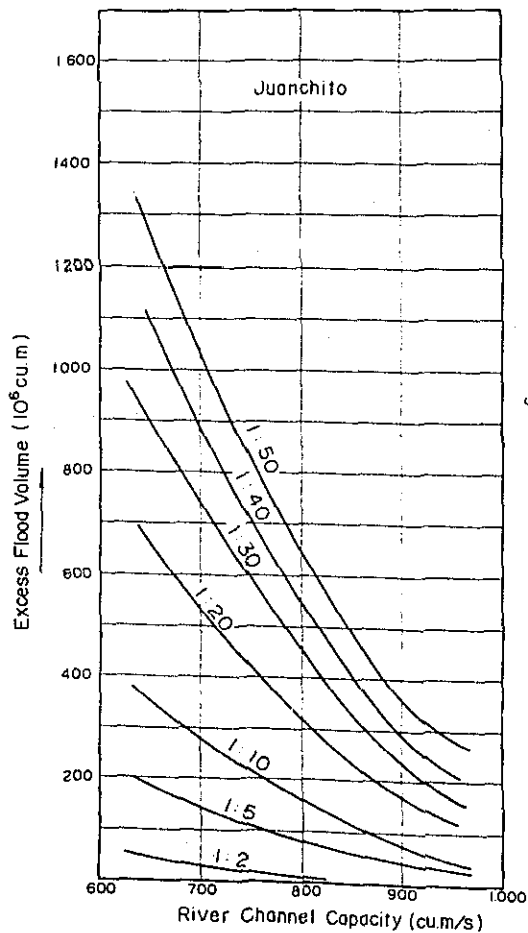


Fig. 6.4 (1) Probability of Excess Flood Volume Exceeding River Channel Capacity at Juanchito

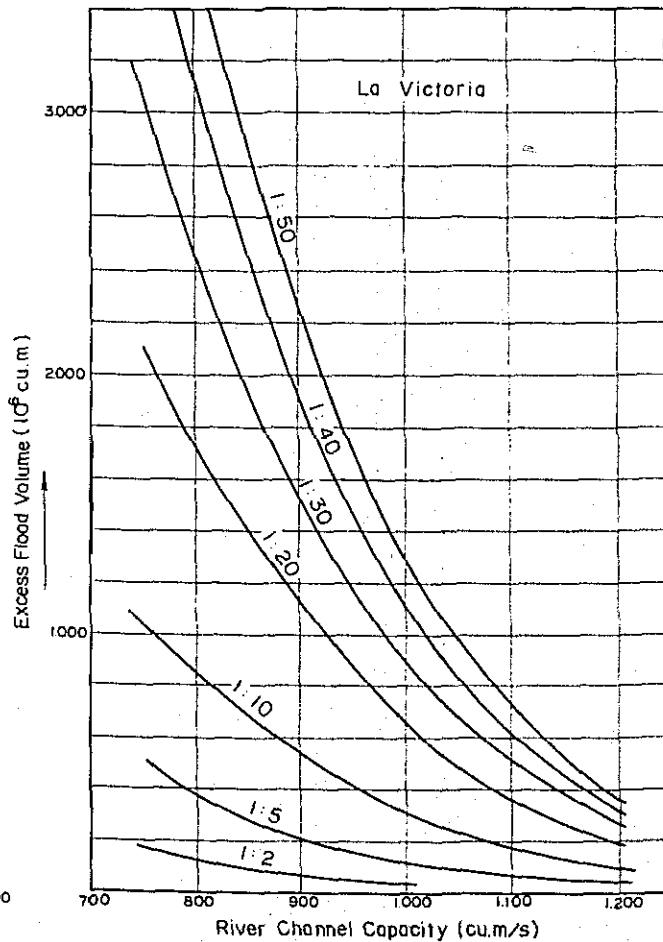


Fig. 6.4 (2) Probability of Excess Flood Volume Exceeding River Channel Capacity at La Victoria

#### 6・3・4 洪水の氾濫量と被害額の関係

洪水によってもたらされた被害については調査資料が乏しく、洪水の大きさ、頻度と湛水面積あるいは被害度の大きさとの関係等について正確に把握し難いが、次の方法により洪水の大きさと被害額との関係を求めた。

2・3年に1度の頻度をもつ比較的小さい洪水被害としては1967年11月の洪水(ラビクトリアの推定洪水量 $1,180\text{cum/s}$ )について現地での聴取調査および航空写真撮影の結果からFig 5・1の如く、約 $13,000\text{ha}$ と見積られた。

又比較的大きい被害としては1966年12月の洪水(ラビクトリアの推定洪水量 $1,460\text{cu.m/s}$ )につきその被害面積および被害額がCVCにより詳細に調査されている。<sup>1)</sup>

その結果の概要はTable 6・5のとおりで、カウカ河の河川敷を含めた全湛水面積は $57,600\text{ha}$ 、被害総額は1967年1月の時価で約 $82.6\times 10^6$ ペソと見積られている。この被害総額には農作物に対する損害のほか製糖工場の受けた損害、家畜及び農業施設等の受けた被害額が含まれている。

湛水面積 $57,600\text{ha}$ の中には河川敷約 $3,000\text{ha}$ 、沼沢池その他荒地約 $5,000\text{ha}$ 、計約 $8,000\text{ha}$ が含まれており、これらの土地に対する被害は皆無又は僅少と見做すことが出来る。又洪水時には、農地浸水のほか、交通通信網に対する影響あるいは商工業による損失などが考えられるが、カウカ平野では、この種の被害額は非常に僅かであるので、前記の洪水被害はすべて農業被害に帰するものとした。以上から $\text{ha}$ 当り単位損害額は1967年7月現価に換算し $2,000$ ペソと推定される。

上記の諸資料にもとづき「洪水量—湛水面積—被害額」の関係を図示すればFig 6・6のとおりである。

---

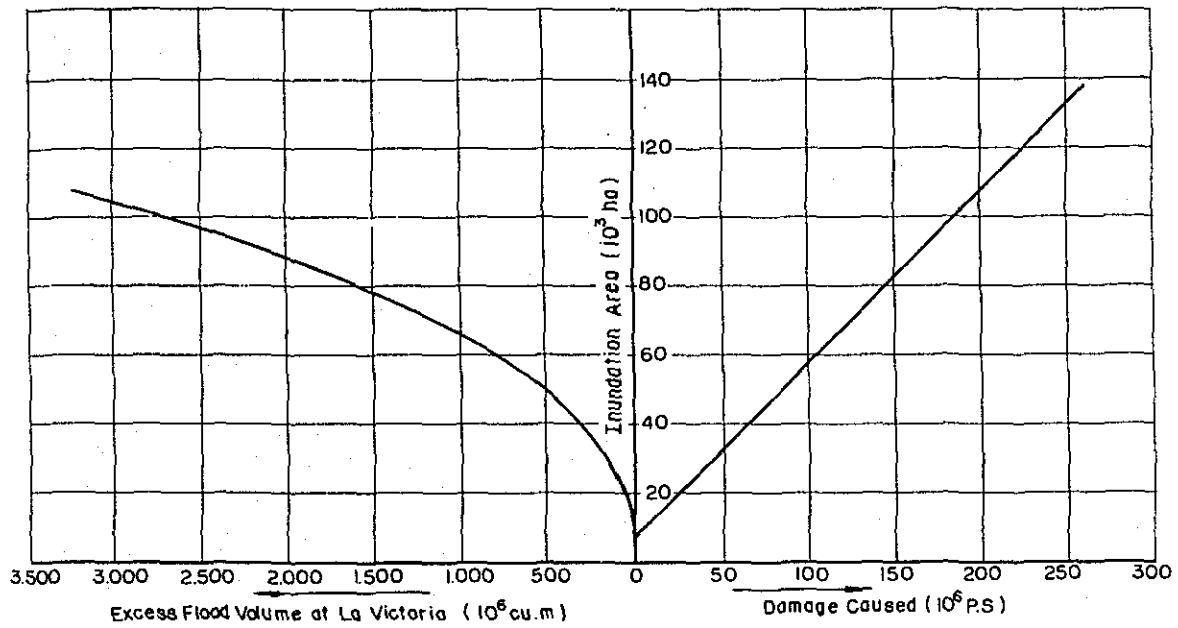
1) Informe sobre Evaluacion de Perdidas Causadas por las Inundaciones en las Departamentos del Valle y Norte del Cauca en Diciembre 1966 Comité de Emergencia sobre Inundaciones. Feb, 1967

Table 6.5 Damage Caused by Flood in December 1966

I. Damage Area (plaza)	Dept. Valle	Dept. Cauca
1. Crops and Pasture Area Directly Affected	42,834	5,435
2. Sugar Cane Field in Mills	3,456	150
3. Tributaries Overflow Area	5,000	
4. Water Retired without Making Damage	33,125	
Total Area	90,000 (57,600 ha) <sup>1/</sup>	
<hr/>		
II. Costs of Losses (10 <sup>3</sup> pesos)	Dept. Valle	Dept. Cauca
1. Damages of Civil Engineering Works in Mills	1,494.5	—
2. Direct Investments in Sugar Cane Plantations	13,180.0	600.0
3. Net Income Received in Mills	4,910.0	298.9
4. Direct Investments made by the Cultivators	23,237.8	2,525.2
Temporales	18,525.4	1,714.0
Permanentes	2,636.8	298.0
Intercaldas	1,516.6	350.7
Pastos	508.5	84.0
Otros	50.5	51.5
5. Net Income not Received by Cultivators	25,104.3	2,909.7
6. Livestocks	1,883.5	25.7
7. Installations and Agriculture Machineries	4,188.4	277.7
8. Houses and Household Goods	1,882.2	91.0
Total	75,883.9	6,728.2
Grand Total	82,612.1	
Damage per ha	1,440.0 pesos per ha.	

<sup>1/</sup> Including 3,000 ha of river bed

Fig. 6.6 Relation between Damage Caused and Excess Flood Volume



6・3・5 サルバヒーナ地点の洪水ハイドログラフと貯水池操作

(1) サルバヒーナ地点の洪水のハイドログラフ

サルバヒーナ地点における洪水は1946年～1968年のスワーレス観測所（流域3,830平方料）の記録を統計処理して求められたこの結果をTable 6・6に示す。

又上記確率洪水に対応する洪水波形は過去の同地点における実測洪水波形よりFig 6・7のとおりとした。

Table 6.6 Total Flood Volume and Peak Discharge for Each Magnitude of Flood at Salvajina Site

Return Period	Total Flood ( $10^6$ cu.m)	Max. Daily Average Discharge (cu.m/s)	Peak Discharge (cu.m/s)
5	350	650	770
10	480	750	880
15	540	820	950
20	600	850	980
30	700	900	1,030
40	750	950	1,080
50	800	1,000	1,100



Fig. 6.7 (1) Flood Hydrograph at La Balsa and Salvajina

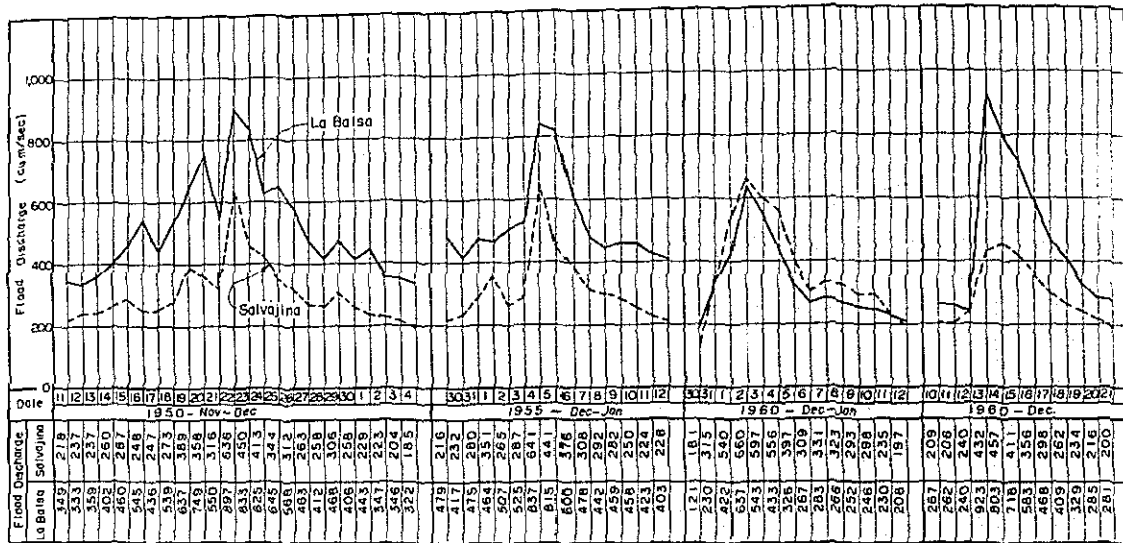
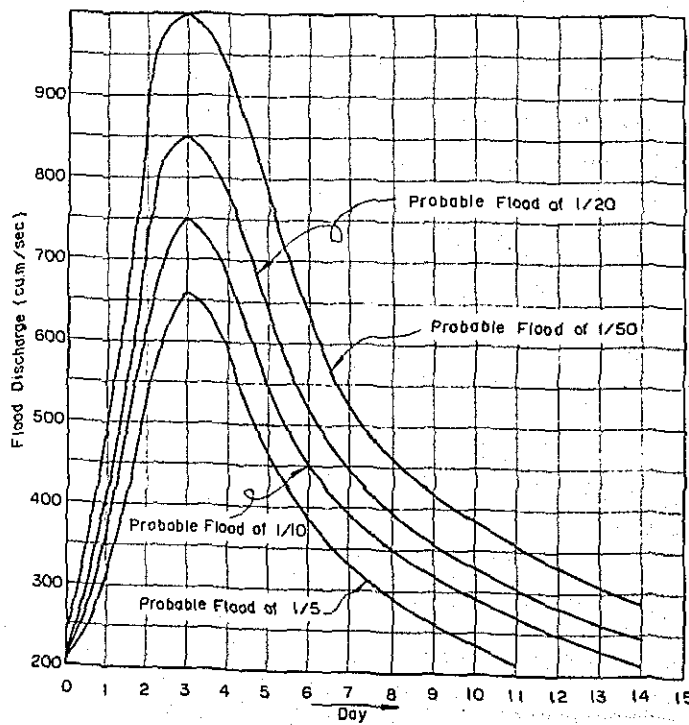


Fig. 6.7 (2) Estimated Flood Hydrograph at Salvajina



(2) 洪水調節作用

サルバヒーナ地点のピーク流量とファンチートおよびラビクトリアのそれとの相互関係は、Fig 6・8 に示すとおりで、サルバヒーナ地点のピーク流量が  $300 \text{ cu. m/s}$  に達する時にはファンチートおよびラビクトリアでは夫々  $600 \text{ cu. m/s}$  および  $900 \text{ cu. m/s}$  となるとみることが出来る。貯水池の操作はこの点に留意し、常に下流の河道容量の余裕を勘案の上操作しなければならぬ。

Fig 6・7 (2) に示されている各生起確率の洪水波について貯水池による洪水調節を行う場合必要とする貯水池容量および下流の洪水量の変化の状況を検討した結果は Table 6・7 および Fig 6・9 に示すとおりである。

Table 6.7 Relation between Storage Capacity of Salvajina Reservoir and Controlled Flood Discharges at Juanchito

Return Period	10	15	20	30	50
Max. Flood Discharge at Salvajina (cu.m/s)	750	820	850	900	1,000
Max. Flood Discharge at Juanchito (cu.m/s)	1,400	1,450	1,550	1,650	1,800
Storage Capacity at Salvajina ( $10^6$ cu.m)	350	403	445	502	586
Water Release from Salvajina Reservoir (cu.m/s)	0	0	0	0	0
Runoff from the Basin downstream of Salvajina Dam <sup>1/</sup> (cu.m/s)	720	770	830	880	950
Flood Discharge Regulated by River Storage at Juanchito (cu.m/s)	700	750	810	865	935
Design High Water Discharge for Levees at Juanchito <sup>2/</sup> (cu.m/s)	720	770	830	880	950

1/ See Table 6.8.

2/ See 6.3.6 (2)

Fig. 6.8 Relation between Annual Max. Undeformed Discharge at Juanchito, La Victoria and Salvajina

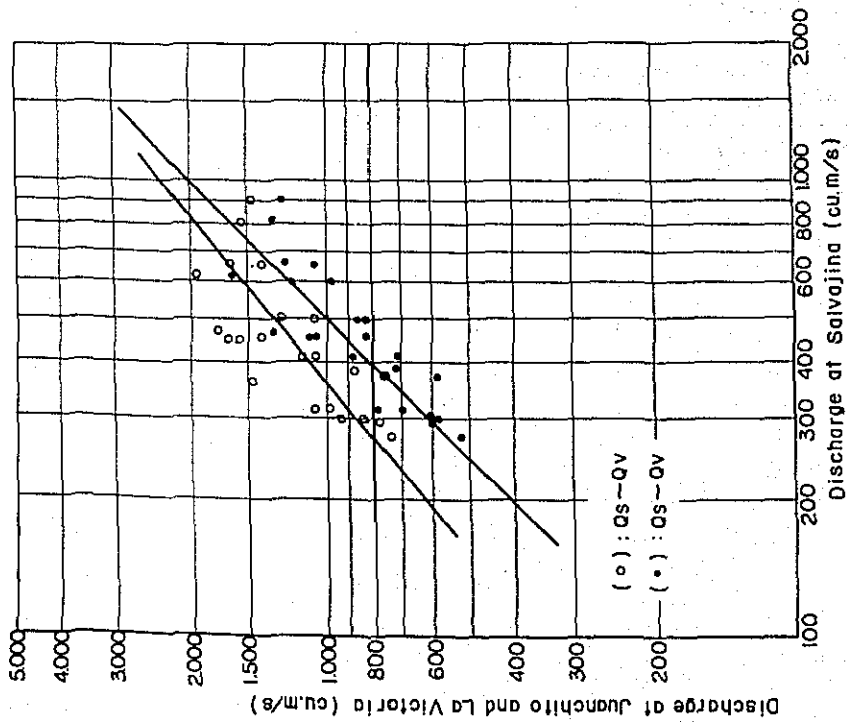
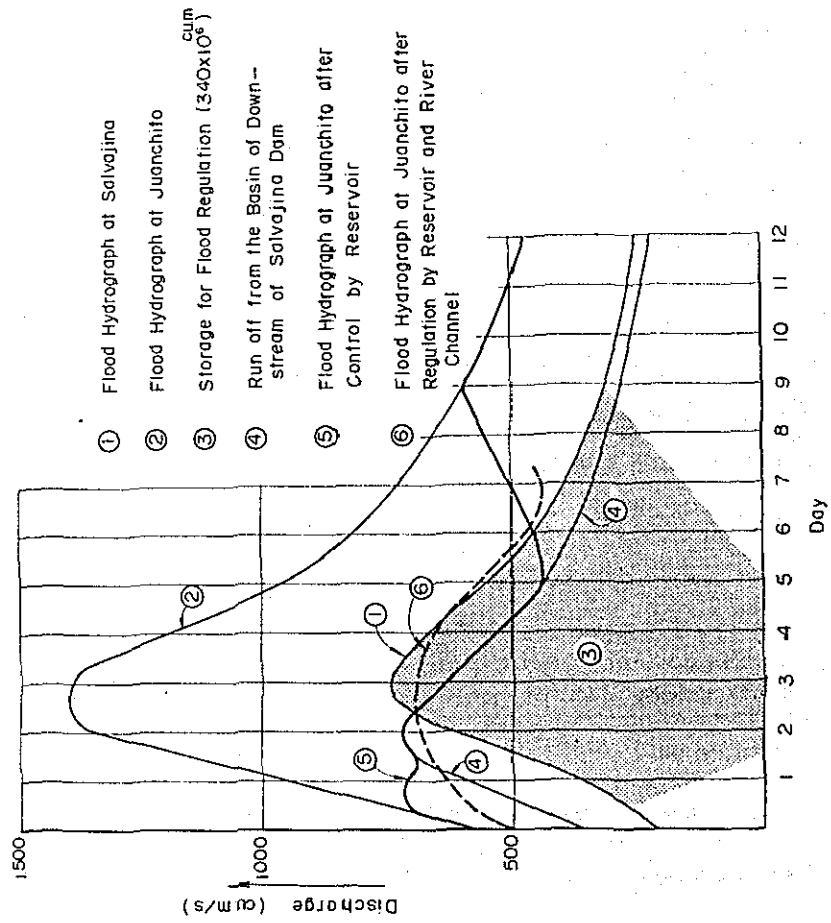


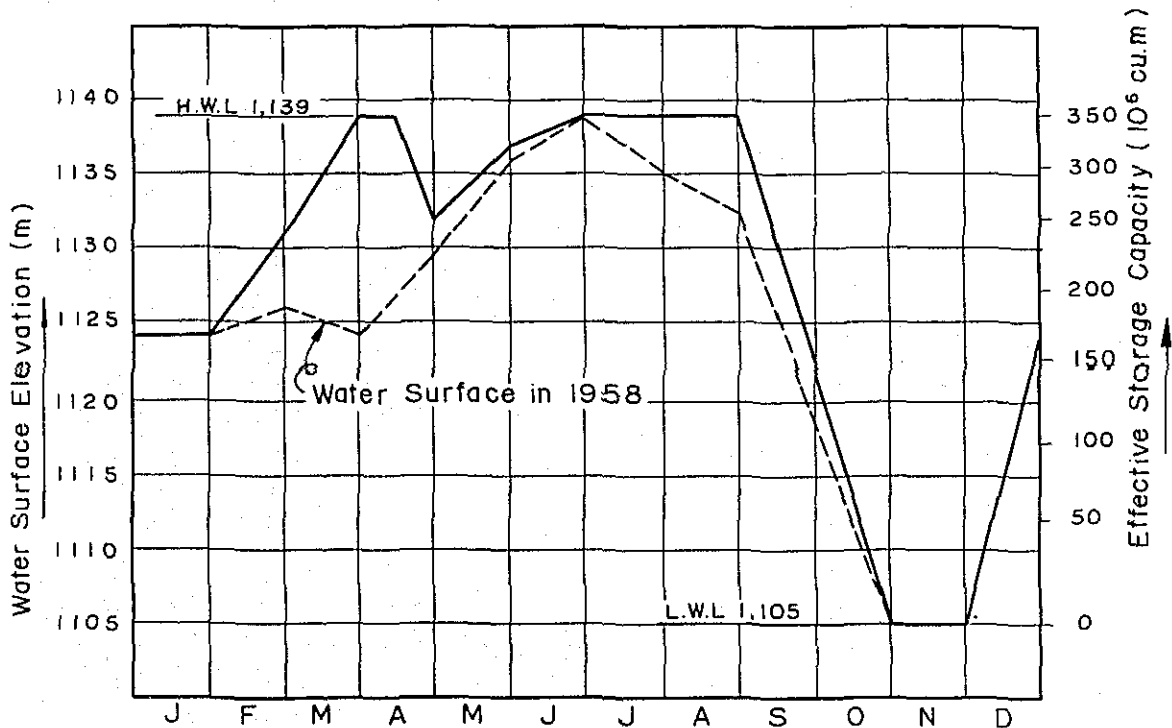
Fig. 6.9 Flood Control Effect at Juanchito by Salvajina Reservoir in Case of Once in Ten Years' Flood



### (3) 水位制限規準

カウカ河の洪水の発生時期は大略年2回と考えることが出来る。そのうち毎年最も出水のはげしいのは11月～12月で既往洪水発生回数の80%がこの期間に集中している。4月～6月の間に起る出水は11月～12月のものに比べ小さいが、既往洪水の20%がこれに該当する。従って、貯水池の水位制限は極端な乾燥年を除いてこれら2回の発生を予想される洪水に備え既往洪水頻度の大きさに応じて規準となる水位制限を設けることとする。今貯水池の有効容量  $350 \times 10^6$  cu.m の場合の水位制限を示すと Fig 6.10 のとおりである。これはあくまでも一規準であり将来運転に入ったあかつきには洪水コントロールの効果をそこをわずにカリマI、アルトアンチカヤ発電所と連系運転されるサルバヒーナ発電所の効率運転を達成するような相互調整を行なうことが必要であろう。

Fig. 6.10 Operation Rule of Salvajina Reservoir

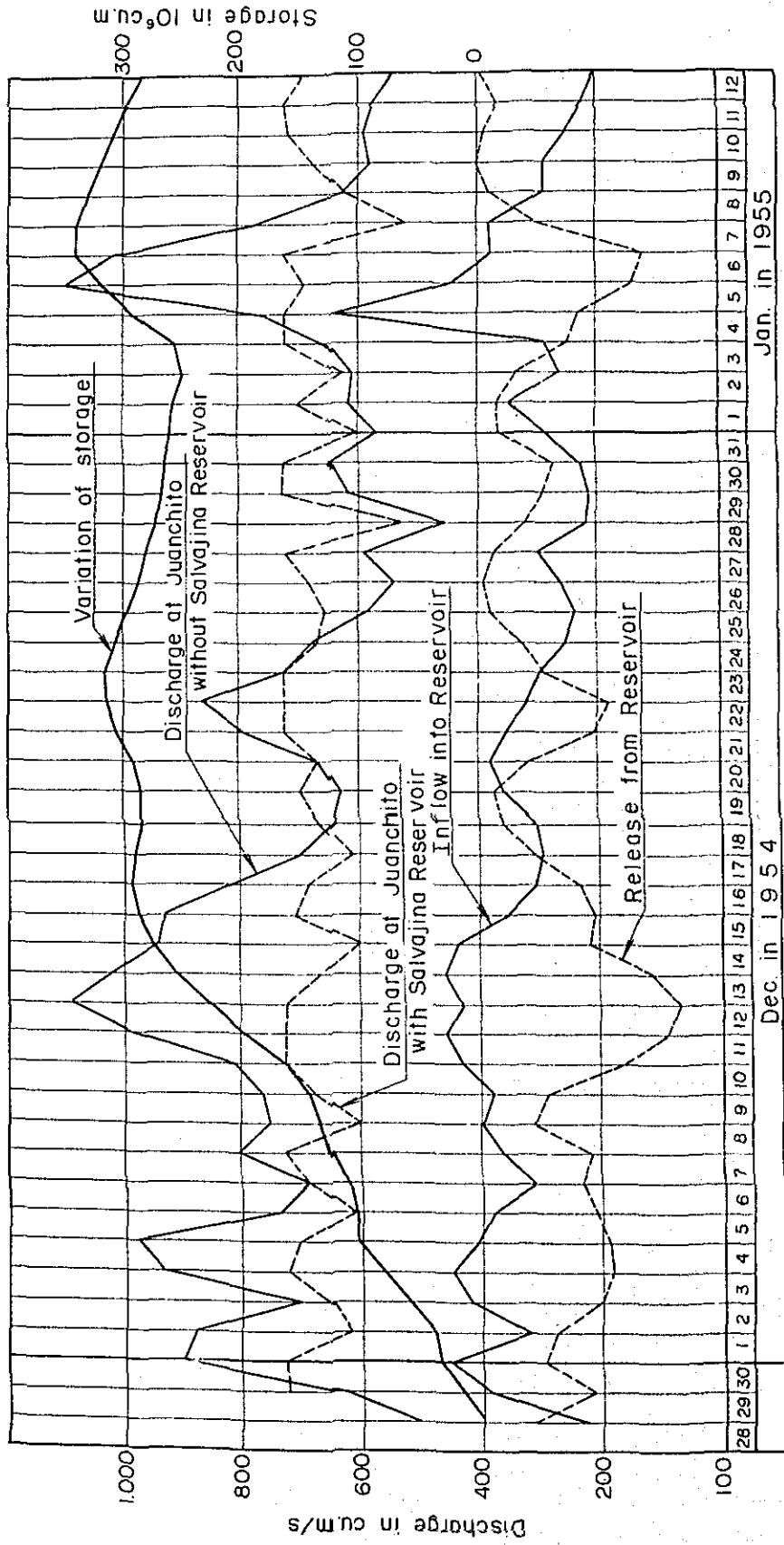


### (4) 放流操作

既往の実績より見て、カウカ河の洪水波は必ずしも一つでないことがある。放流管はこれに備え洪水時、洪水調節のため一時上昇した貯水池水位を下流の河道容量に余裕が出来た場合直ちに発電放流と併用して放流し、貯水位を極力計画制限水位に保持し、第2、第3の洪水波にそなえるものである。貯水池有効容量  $350 \times 10^6$  cu.m の場合の計画最大放流量を貯水池の最低水位で  $400 \text{ cu.m/s}$ <sup>1)</sup> とし暫定的な操作ルールに従い 1954年12月～1955年1月の洪水につき貯水池操作を行った結果は Fig 6.11 に示すとおりとなる。

1) 放流管の容量	: 220 cu.m/s (See 7-1.1 (4))
発電所を通じての放流	: 90 cu.m/s × 2基
計	: 400 cu.m/s

Fig. 6.11 Flood Control by Reservoir for 1954 Flood



6・3・6 河道計画

(1) ファンチート, ラビクトリアにおけるサルバヒーナより下流の洪水量

洪水被害区域に設けられるカウカ河兩岸の堤防は, 上流のダムの貯水容量と共同して洪水防禦の効果を果すものであるが, この堤防を計画するに当ってはサルバヒーナ地点の流量を除いたファンチートとラビクトリア兩地点での支流を含めた残流域流量が考慮された。これは如何に大きなダムをサルバヒーナに設けても, この残流域の流量は, サルバヒーナダムではいか様にも減少できず河川堤防によってのみ残流量に起因する洪水は防がれねばならないからである。

サルバヒーナ地点より下流の残流域より流出する洪水量をファンチートとラビクトリアの兩地点について, 前記くづれていない兩地点のハイドログラフよりサルバヒーナとファンチートとの流出ラグを1日, サルバヒーナとラビクトリアとの流出ラグを3日として各洪水毎にそのピーク流量を算出し, これらを統計処理してファンチートおよびラビクトリアにおける残流域洪水量の確率値を求めると Table 6.8 のとおりである。

Table 6.8 Magnitude of Flood from the Basin down stream of Salvajina

Return Period	Probable Discharge in(cu.m/s)	
	Juanchito <sup>1/</sup>	La Victoria <sup>2/</sup>
10	720	1,120
20	830	1,290
30	880	1,370
40	910	1,430
50	950	1,470

1/ Flood from the basin between Salvajina and Juanchito.

2/ Flood from the basin between Salvajina and La Victoria.

(2) 各区間計画高水流量

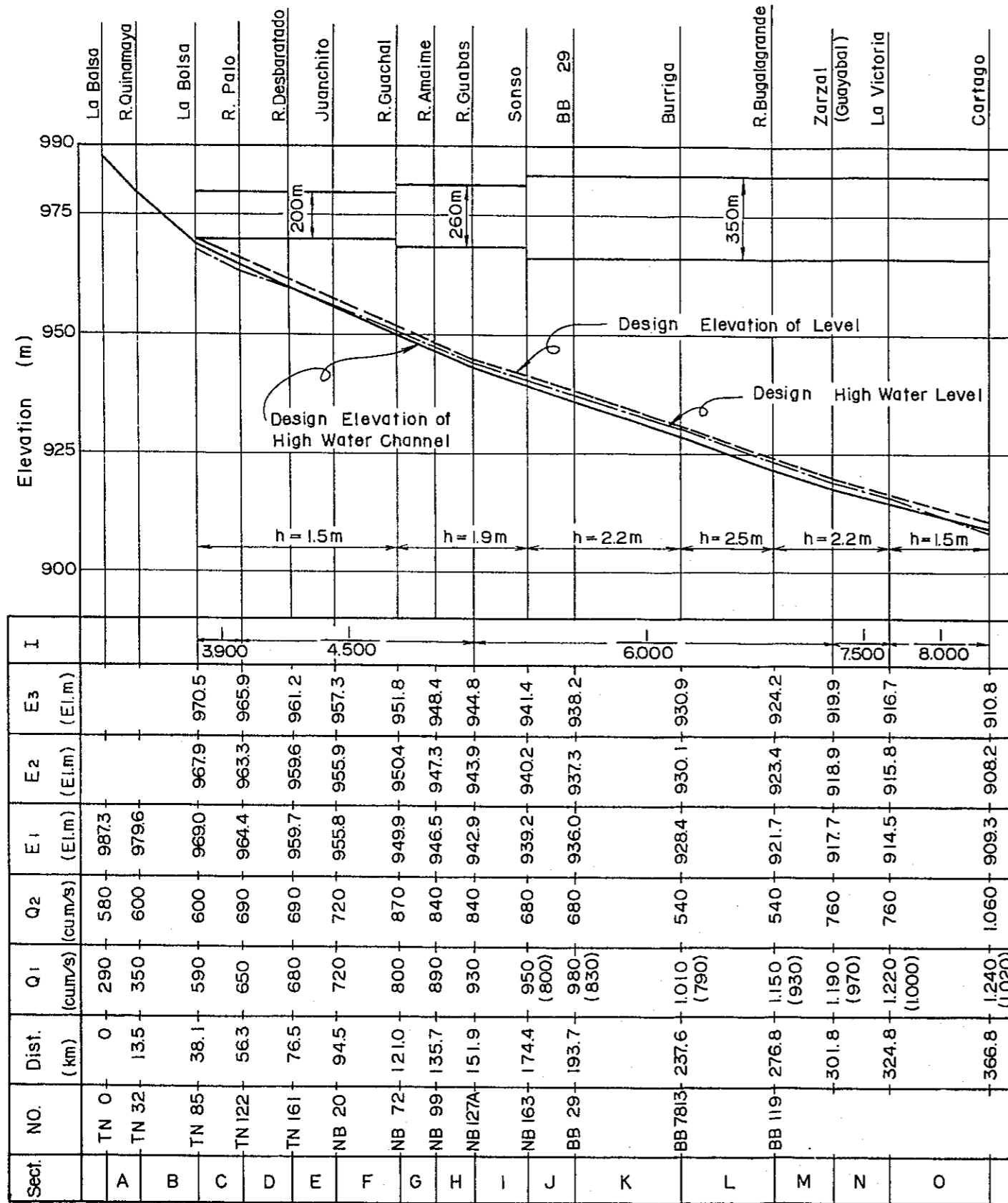
カウカ河のラポルサ〜カルタゴ間を主要支流の合流点で一区切りAからOの15の区間に分類し, 各区間の計画高水流量を下記前提条件にもとづき決定した。

(i) 最適規模であるサルバヒーナ貯水池の有効容量  $350 \times 10^6 \text{ m}^3$  はサルバヒーナ地点における洪水の生起確率 1:10 のものを対象としたものであり, 下流河川堤防についても生起確率 1:10 の残流域のピーク流量をコントロールするという前提に立ってファンチートおよびラビクトリアの計画洪水量はそれぞれ  $720 \text{ cu. m/s}$ , および  $1,120 \text{ cu. m/s}$  とした。なお, 河道による貯留効果は考えられるが安全を見込みこれを無視した。

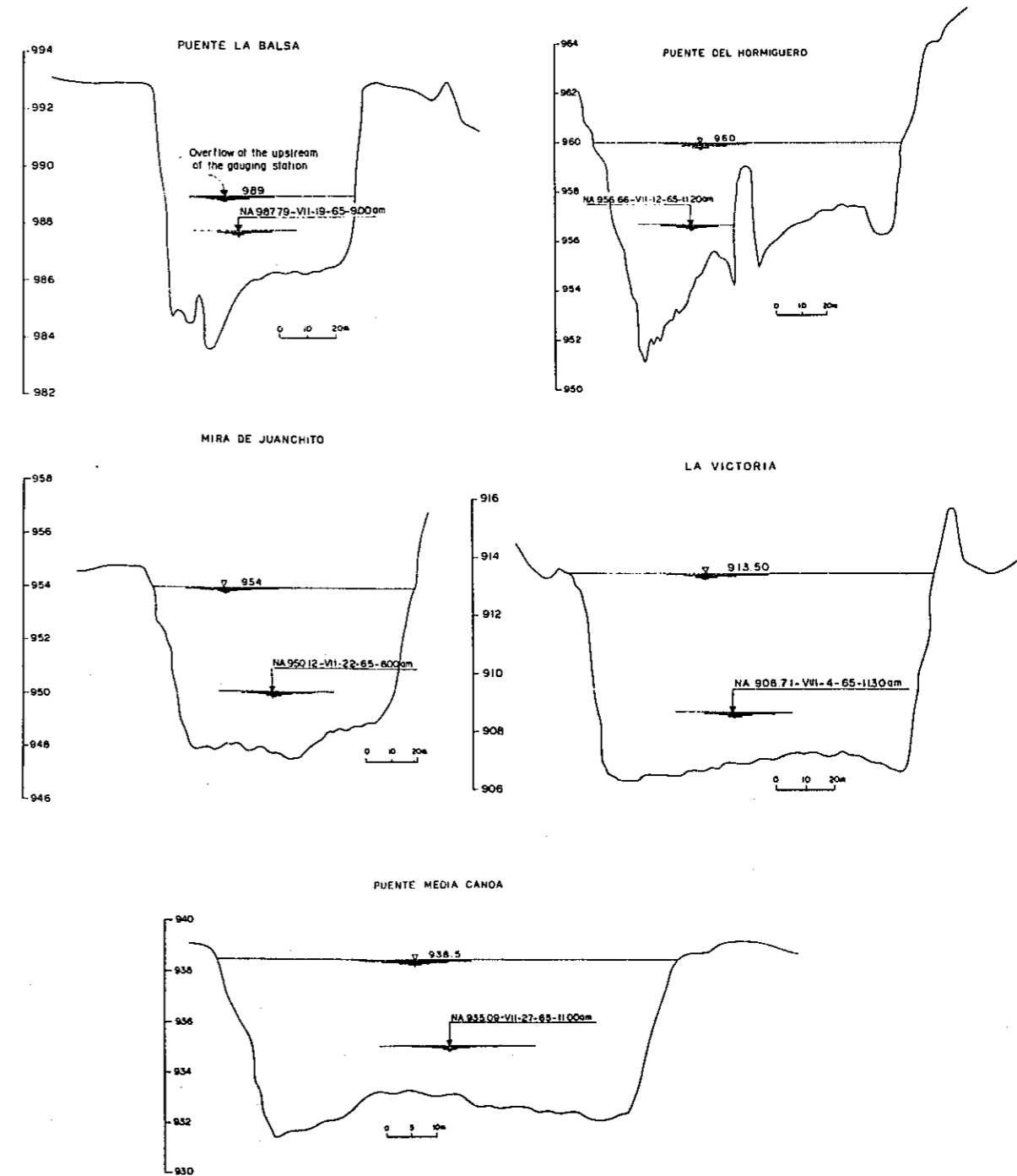
(ii) その他の区間の洪水量は上記2区間の洪水量を基に集水面積の割合で配分した。

(iii) ソンソ遊水池およびブリガ遊水池による洪水ピーク時の調節量は後述するとおり夫々

Fig. 6.12 General of River Scheme



CROSS SECTIONS OF GAUGING STATION ON CAUCA RIVER



- h = Height of level
- I = Gradient of river
- E<sub>3</sub> = Design elevation of level
- E<sub>2</sub> = Design high water level
- E<sub>1</sub> = Design elevation of high water channel
- Q<sub>2</sub> = Present river capacity
- Q<sub>1</sub> = Design high water discharge





80cu.m/s および 40cu.m/s とした。〔(3)参照〕以上の結果は Fig 6・12 に示すとおり計画高水流量は 400~1,000cu.m/s とした。

(3) 遊水池

カウカ河沿いには数多くの月形湖や低湿地が分布している。これらの中 Lag, Sonso および Cga, Burriga をカウカ河の洪水ピークをカットする為計画的に使用することとする。ことに Lag, Sonso は魚族等天然資源保護地区であって遊水池として残すことはこの面からも重要な役割を果たすことになる。

この二つの遊水池の水位-容量曲線は Fig 6・13 に示すとおりである。

又この両地点の洪水波形は過去の記録から Fig 6・14 のように想定し、遊水池入口に設けられるゲート进行操作して、洪水ピークをカットすることとした。洪水のカット量は河川側の水位、遊水池への流入口の構造にもよるが 1/10~1/50 確率洪水を対象とするとき、ソンソ遊水池で 80~100cu.m/s、ブリガ遊水池では 40~60cu.m/s 程度である。

Fig. 6.13 Area Capacity Curve of Lag. Sonso and Cga. Burriga

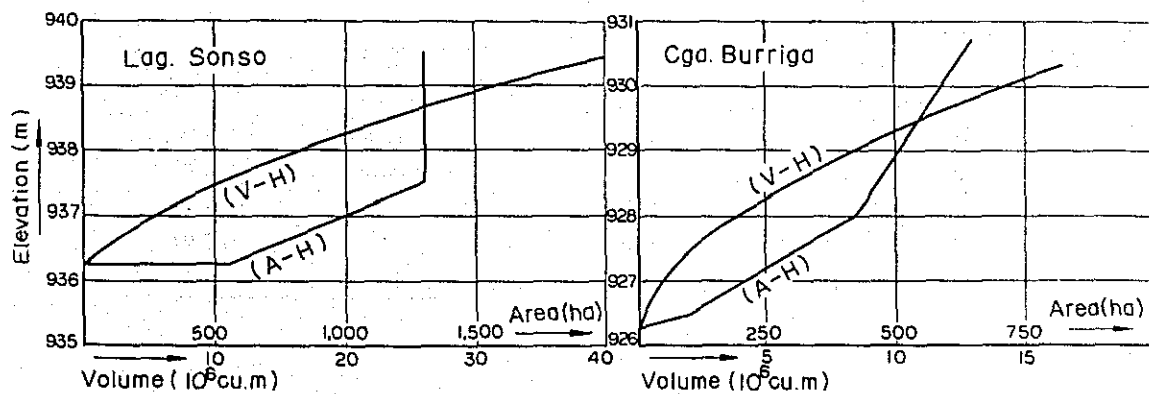
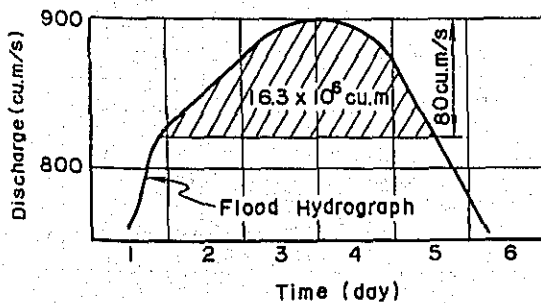
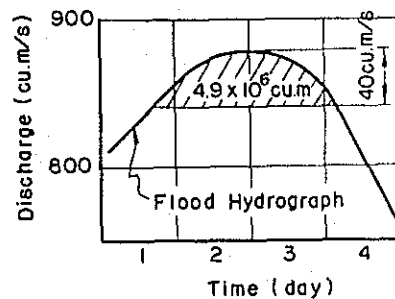


Fig. 6.14 Regulation of Flood at Lag. Sonso and Cga. Burriga

(1) Lag. Sonso



(2) Cga. Burriga



6・3・7 支流の計画高水流量

カウカ平野の支流中カウカ平野部で本流に合流する主なものはパロ川他 14 河川である。

(Table 6・9 参照)

これら支流の流量観測記録より求められる 1/10 確率に相当する 1 平方料当り比流量と、流

域面積との関係を図示すれば Fig 6.15 のとおりである。

これより各支流が本流と合流する地点における計画高水流量が Table 6.9 に示すとおり求められた。

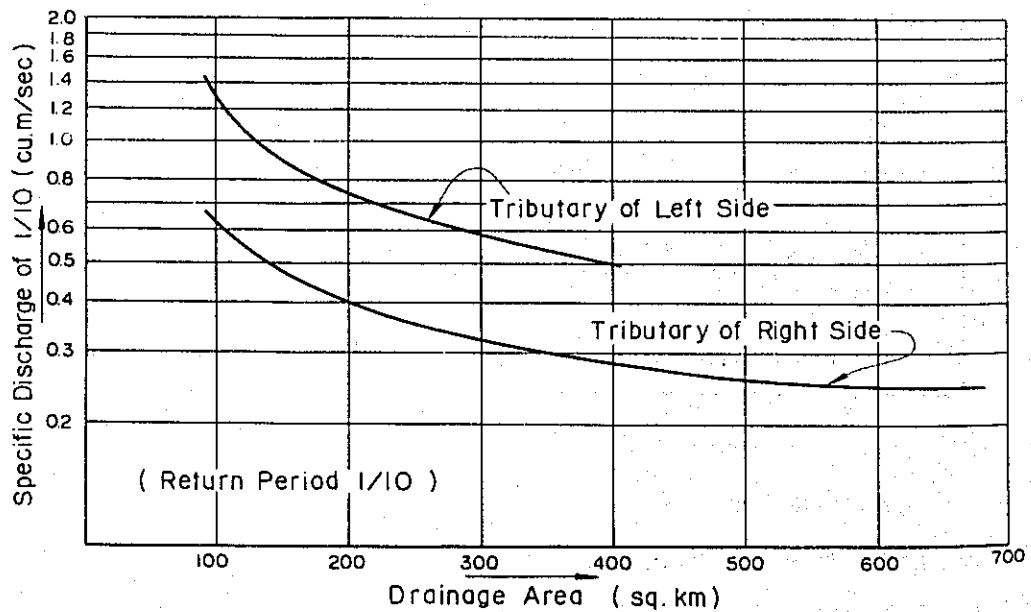
上記の内改修を要するものは Table 6.9 の 1)印の 11 河川である。なお、改修限界は本流の背水がおよぶ点までとした。

Table 6.9 Main Tributaries in Cauca Plain and its Discharge

Tributary	Catchment Area (sq.km)	Specific Discharge (cu.m/s per sq.km)	Design Discharge (cu.m/s)
Rio Quinamayo	340	0.31	110
Rio Paio <sup>1/</sup>	1,550	0.21	330
Rio Desbaratado <sup>1/</sup>	190	0.41	80
Rio Amaime <sup>1/</sup>	820	0.24	200
Rio Zabaletas <sup>1/</sup>	150	0.47	70
Rio Guabas <sup>1/</sup>	190	0.41	80
Rio Guadalajara <sup>1/</sup>	220	0.38	70
Rio Tulua <sup>1/</sup>	720	0.24	170
Rio Burrega <sup>1/</sup>	180	0.42	80
Rio Bugalagrande	860	0.24	210
Rio Guachinte	100	1.30	130
Rio Jamundi <sup>1/</sup>	400	0.50	200
Rio Cali <sup>1/</sup>	120	1.03	120
Rio Frio <sup>1/</sup>	140	0.92	130
Rio Pescador	140	0.92	130

<sup>1/</sup> Levees were proposed.

Fig. 6.15 Specific Discharge of Tributaries



## 6.4 カウカ河の汚染軽減

### 6.4.1 カウカ河の渇水月の流量増加

カウカ河の渇水は毎年8～10月に起り、カリ市下流での水質汚染度は年間で最悪の状態になる。

ファンチートにおける1946年以降の記録によると、渇水期7～10月の流量の最小は1958年の74～117cu.m/s（平均100cu.m/s）で第2位は1946年の82～148cu.m/s（平均109cu.m/s）第3位は1961年の72～180cu.m/s（平均117cu.m/s）である。

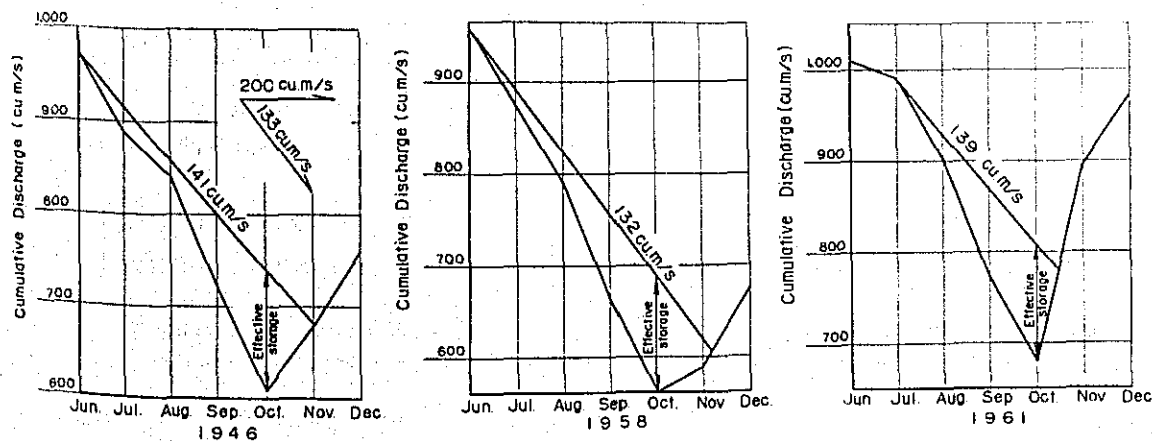
（Table 6.10 参照）

又最渇水月の9月の流況はFig 5.5 に示すとおり生起確率1/10で約70cu.m/sである。サルバヒーナ貯水池が完成した場合ファンチートにおける渇水期の増加水量を、上記渇水3ヶ年のファンチートのマスカープにより、この間のサルバヒーナ貯水池からの放流可能量を $340 \times 10^6$  cu.mとして求めた結果はFig 6.16 に示すとおりで平均流量を約130～140cu.m/sに増加させることが出来る。

Table 6.10 Average Monthly Discharge in Dry Season at Juanchito (Unit: cu.m/s)

Year	1946	1958	1961
July	116	113	180
August	148	117	112
September	82	74	72
October	91	95	104
Total	437	399	468

Fig. 6.16 Discharge in Dry Season at Juanchito with Reservoir



## 6・4・2 汚染軽減の効果

ファンチートにおける濁水期流量が130cu.m/s になった場合の汚染軽減の効果は一案として、濁水量が現況70cu.m/s の場合必要とする汚水処理設備の工事費と流量が130cu.m/s に増加した場合必要とする汚水処理設備の工事費の差として表すことが出来る。

これに関する研究は<sup>1)</sup> Hazen & Sawyer Co. により行われたファンチートの流量70cu.m/s の時の2000年までに要する汚水処理設備の費用1,458×10<sup>6</sup>ペソ、流量130cu.m/s の時1,067×10<sup>6</sup>ペソからTable 6.11 のとおり設備費の節減額は1976年現在価で230×10<sup>6</sup>ペソ(133×10<sup>6</sup>米ドル)年費用で234×10<sup>6</sup>ペソ(135×10<sup>6</sup>米ドル)と推定した。

なお、この検討に当っては、デスカウントレート8.5%、<sup>2)</sup> 年間維持管理費節減額は節減工事費の1.5%とした。

1) Memorandum (6) in Chapter 12

2) See Chapter 10

Table 6.11 Reduction of Annual Expense for Sewage Disposal

Year	Waste Water Flow (cu.m/s)	Qmin. = 70 cu.m/s			Qmin. = 130 cu.m/s		Reduction of Construction Cost in 1976 (10 <sup>6</sup> pesos)
		Construction Cost <sup>1/</sup> (10 <sup>6</sup> pesos)	Present Worth Factor in 1976 <sup>3/</sup>	Present Worth in 1976 (10 <sup>6</sup> pesos)	Construction Cost <sup>2/</sup> (10 <sup>6</sup> pesos)	Present Worth in 1976 (10 <sup>6</sup> pesos)	
1976	4.4	193	1.0000	193	-	-	193
1980	6.0	178	0.7216	128	-	-	128
1985	8.2	-	0.4700	-	364	171	(-) 171
1990	10.5	390	0.3191	124	238	76	48
2000	15.9	697	0.1412	98	465	66	32
Total		1,458		543	1,067	313	230
Amortization for 50 years of service life						p.s.	19.9 x 10 <sup>6</sup>
Operation and maintenance expense (1.5% of reduction of construction cost)						p.s.	3.5 x 10 <sup>6</sup>
Annual expense						p.s.	23.4 x 10 <sup>6</sup> (US\$1.35x10 <sup>6</sup> )
Total annual expense for 50 years						p.s.	270.6 x 10 <sup>6</sup> (US\$15.6x10 <sup>6</sup> )

<sup>1/</sup> Construction cost of sewage disposal facilities for 70 cu.m/s of minimum discharge at Juanchito.

<sup>2/</sup> Construction cost of sewage disposal facilities for 130 cu.m/s of minimum discharge at Juanchito.

<sup>3/</sup> Discount rate of 8.5% is applied.

## 6・5 発電計画

### 6・5・1 発電のための貯水池運用

サルバヒーナ貯水池の主目的は洪水調節および下流の水質保全でありこのために貯水池水位の制限等貯水池操作の面の制約が要求される。すなわち Fig 6・10 に示されているように毎年11月は洪水防禦のため L W L まで貯水池水位を下げ又毎年渇水期8月、9月にはカウカ河下流の水質保全のために放流する必要があり、これに備え7月末までに貯水位を満水面近くに維持する必要がある。このような上限および下限の制限水位内が発電のための貯水池運用の自由度であり、このため発電専用貯水池にみられる如く、流入量を経年貯留したり発電に有利な高水位運転を期待することは出来ない。

一方サルバヒーナ発電所が完成する時点においては、現在建設中のアルトアンチカヤ発電所(340 MW)が完成しており現在運転中のカリマ I 発電所(120 MW)と合せてC V C 系統内には3つの貯水池式発電所が電力系統に並列されることになる。Table 6・12 にカリマ I 発電所およびアルトアンチカヤ発電所の概要を示す。

Table 6.12 Summary of Calima I and Alto Anchicaya Power Plants

Item	Calima I	Alto Anchicaya
<b>Reservoir</b>		
Catchment Area (sq.km)	350	520
Annual Average Discharge (cu.m/s)	18.3	56.0
Total Storage Capacity ( $10^6$ cu.m)	581	45
Effective Storage Capacity ( $10^6$ cu.m)	441	30
Max. Water Surface Level (El.m)	1,400	646
<b>Power Plant</b>		
Output (MW)	120	340
Number of Unit	4	4
Max. Discharge (cu.m/s)	76	104
Effective Head (m)	212	390
Average Annual Energy ( $10^6$ kWh)	360	1,760

カリマ発電所およびアルトアンチカヤ発電所はその流域が太平洋側に位置するため豊水期が Fig 6・17 に示すようにカウカ河に比し1ヶ月早い10月から始まる。一方サルバヒーナ貯水池は9月10月の下流水質保全の確保および11月の洪水防禦のため発電放流による水位低下の必要がある。特に11月はL M Lを確保するために自流運転を余儀なくされ貯水池式発電所としての運用に大きな制限を受ける。しかしカリマ I 発電所およびアルトアンチカヤ発電所は豊水であるのでサルバヒーナ発電所のデメリットを補うような運転が可能である。すなわち3つの貯水池式発電所を総合運用すれば河川の出水の不等性を利用することによりサルバヒーナ発電所の貯水池水位運用基準から来る制約をカバーして、経済的合理的な運用が可能となる。以上のことから1956年から1960年までの過去の渇水年におけるサルバヒーナ貯水池水位を

シュミレートすれば Fig 6・18 の如くである。

Fig. 6.17 Runoff in MW at Calima I, Alto Anchicaya and Salvajina Power Plant

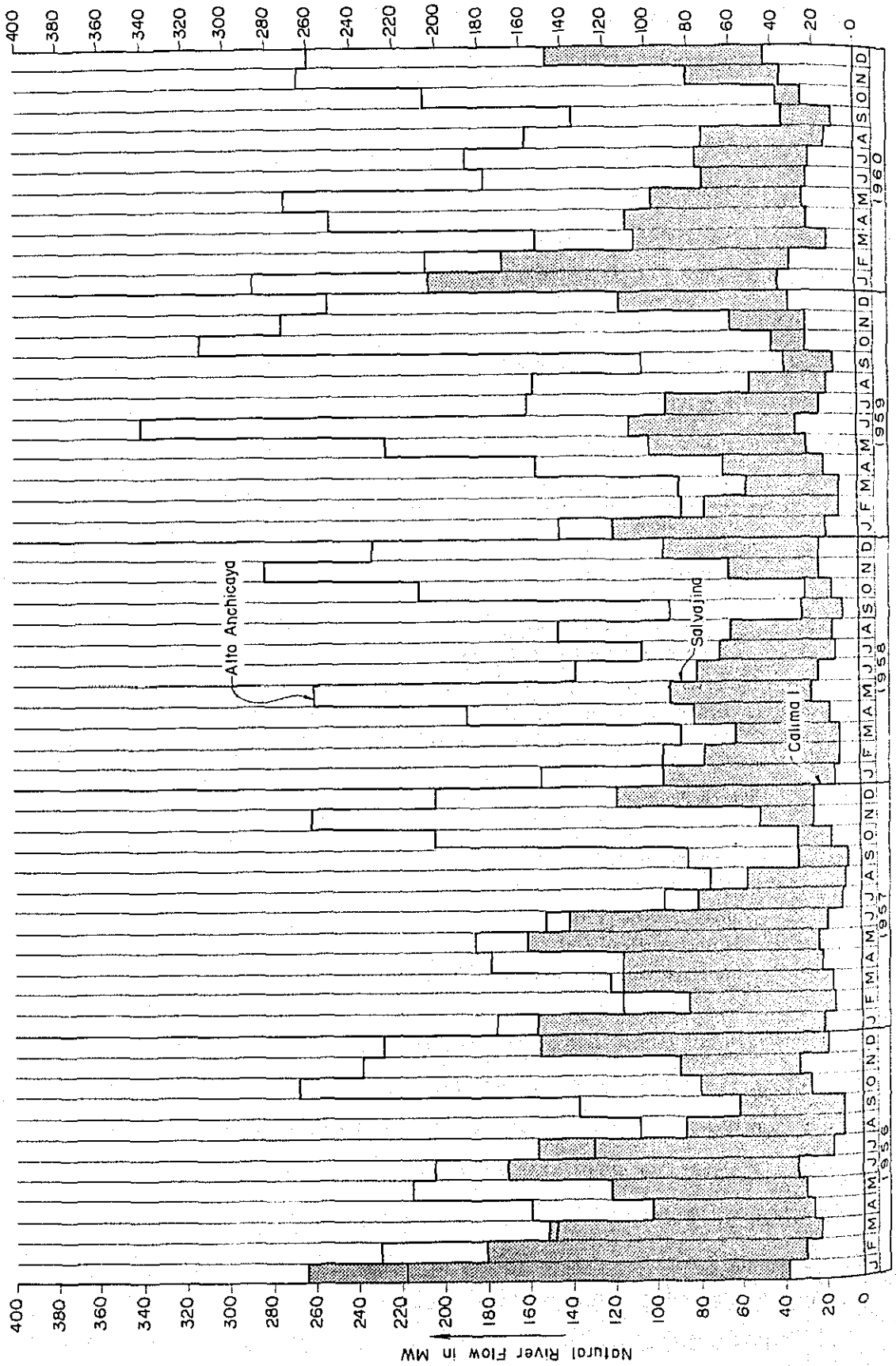
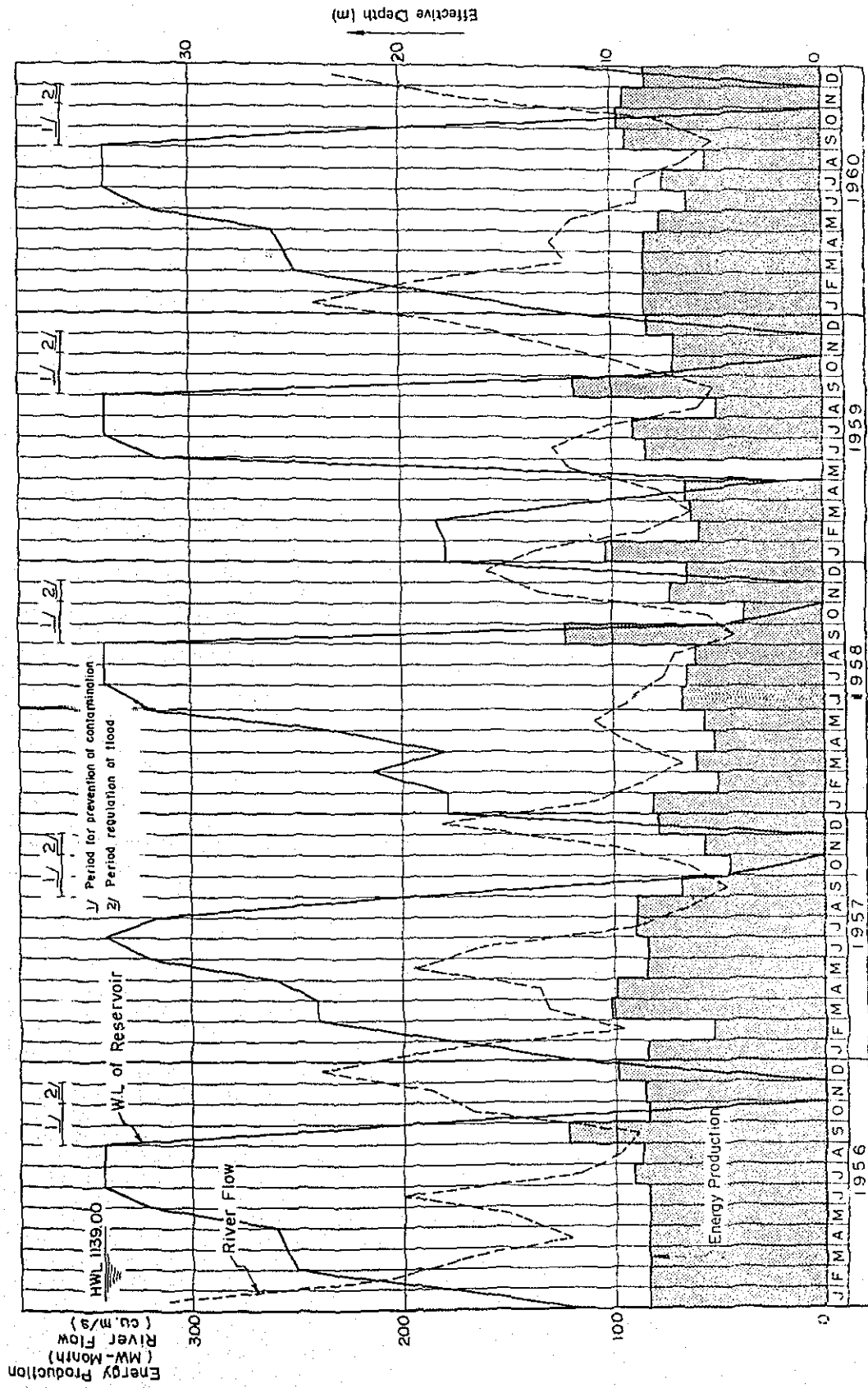


Fig. 6.18 Water Level Variation of Salvajina Reservoir and Energy Production in Dry Year



### 6・5・2 サルバヒーナ発電所の最適規模

サルバヒーナ発電所の規模決定にあたっては次の様な条件を考慮した。

- (1) サルバヒーナ発電所は洪水制御および下流水質保全も含めた多目的貯水池であるのでこれらの便益もふくめてサルバヒーナ発電所の設備出力を考慮するものとする。
- (2) 貯水池式発電所であるが、洪水制御、下流水質保全のために貯水池運用ルール曲線に従った発電放流を余儀なくされる。このことは一面自流式発電所と同様な性格を有することを意味する。
- (3) サルバヒーナ発電所は貯水池式発電所であるので電力系統のピーク負荷部分（負荷曲線の平均電力以上の部分を言い継続時間は8時間）を分担するものとする。
- (4) サルバヒーナ水力発電所を評価するために第10章経済評価で述べたと同様に標準火力発電所との比較において評価するものとし、KW 便益単価は 21.0 米ドル/KW, KWH 便益単価は 2.8 ミル/KWH とする。
- (5) サルバヒーナ発電所の設備出力を 80MW, 140MW, 210MW, 280MW につき比較して、費用便益比率最大点を最適規模とする。

以上述べた条件のもとに検討した結果 Fig 6・19 に示すようにサルバヒーナ発電所の設備出力は 210MW が最適でありこの場合便益費用は 1.68, 年超過便益は 3,838,000 米ドルとなる。水車、発電機のユニットの大きさは一般には大きい方が経済的であるが、系統規模に占めるサルバヒーナ発電所の割合等を勘案の上ユニットの大きさは 70MW 程度とした。又 6・5・4 サルバヒーナ発電所の開発の時期でも述べるとおり 1976 年末に 70MW 2 台を完成させその後の電力需要の増大に応じて 1978 年末に 70MW を追加して 210MW の設備規模とするのが経済的である。

Fig. 6.19 Relation between Installed Capacity and B/C of Salvajina Power Plant

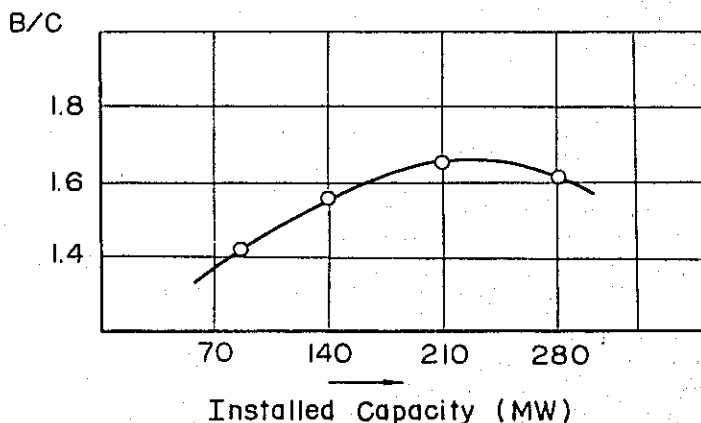




Table 6.13 Optimum Scale of Salvajina Power Plant

Installed Capacity (MW)		80	140	210	280
Total Storage Capacity	(10 <sup>6</sup> cu.m)	500	500	500	500
Storage Capacity for Flood Control	(10 <sup>6</sup> cu.m)	350	350	350	350
High Water Level	(m)	1,139	1,139	1,139	1,139
Low Water Level	(m)	1,105	1,105	1,105	1,105
Max. Discharge	(cu.m/s)	103	180	270	360
Equalized Salable Capacity <sup>1/</sup>	(MW)	80.0	133.9	189.2	217.9
Equalized Salable Energy	(MWh)	646,600	646,600	646,600	646,600
Annual Benefit (10 <sup>3</sup> \$)					
KW		1,681	2,812	3,973	4,576
kWh		1,810	1,810	1,810	1,810
Flood Control		2,370	2,370	2,370	2,370
Alleviation of River Contamination		1,350	1,350	1,350	1,350
Total Annual Benefit [B]		7,211	8,342	9,503	10,106
Construction Cost <sup>2/</sup> (10 <sup>3</sup> \$)					
Dam		31,281	31,281	31,281	31,281
Levees		11,600	11,600	11,600	11,600
Power Plant		8,657	11,049	15,459	20,525
Total		51,538	53,930	58,340	63,406
Annual Cost (10 <sup>3</sup> \$)					
Interest and Depreciation <sup>3/</sup>		4,458	4,665	5,046	5,485
Operation and Maintenance					
Dam		313	313	313	313
Levees		151	151	151	151
Power Plant		87	117	155	205
Total Annual Cost [C]		5,009	5,246	5,665	6,154
B/C		1.44	1.59	1.68	1.64
B-C (10 <sup>3</sup> \$)		2,112	3,096	3,838	3,952
Energy Cost (\$/kWh)		0.0077	0.0081	0.0088	0.0095

<sup>1/</sup> 7 hours peaking time.

<sup>2/</sup> Net construction cost excluding interest during construction.

<sup>3/</sup> (Construction Cost) x 0.0865.

### 6・5・3 年間可能発生電力量

サルバヒーナ発電所の年間可能発生電力量を検討する場合、サルバヒーナ発電所単独の場合と、貯水池を有するカリマ発電所およびアルトアンチカヤ発電所と組合せた場合との2つが考えられる。一般的に電力系統が大きくかつ火力発電所の占める割合が大きい場合貯水池に流入する流入量は全て有効化するものと考えて良い。しかしCVC系統あるいは連系系統全体で考慮した場合火力発電設備は夫々71MW, 188MWであり夫々の系統の設備出力に占める割合はサルバヒーナ発電所が運開する1977年で14%および8.7%を占めるに過ぎない。したがって貯水池式発電所の場合でも渇水年を含めて年間をとおしてコンスタントに発電出来る電力量(ファーム出力)で発電所を評価する必要がある。

#### (1) サルバヒーナ発電所単独での可能発生電力量

6・3・5で述べた洪水調節のための水位制限および6・4・1汚濁防止のための貯水池操作を考慮して、1946年10月から1968年9月までの日平均流量をもとに可能発生電力量をIBM 360-50Hを使用して算出した。この結果カウカ河の最渇水年である1958年を含めて4年間の可能発生電力量はTable 6・14に示すとおりである。

カウカ河の過去の出水で大きな渇水を示した時期は、1946年から1950年までの期間と、1957年から1966年までの2つの期間に分けられる。このうち最も苛酷な出水状況を示すものがTable 6・14に示す1957年から1960年までの4年間である。この期間のうち1958年が過去22年間の最渇水年でありこの年の2月、3月、4月の平均可能発生電力量を基準として、サルバヒーナ発電所の単独運転の場合の常時電力とする。すなわち、その値は477,600,000 KWHである。

なお、1946年から1968年までの23年間平均可能発生電力量は813,000,000 KWHである。

#### (2) カリマI発電所およびアルトアンチカヤ発電所と総合運用した場合のサルバヒーナ発電所の可能発生電力量

一般に連系された電力系統内に2つ以上の貯水池式発電所がある場合、河川の出水の不等性を利用することにより可能発生電力量のうち常時電力を増加させることが可能である。

サルバヒーナ発電所の常時電力の算定にあたってはCVCの電力系統内にあるカリマ貯水池、アルトアンチカヤ貯水池およびサルバヒーナ貯水池の総合運用により得られる電力量を基にするものとする。Table 6・15に示すごとく渇水年の1957年から1959年までの3年間におけるカリマ発電所とアルトアンチカヤ発電所による常時電力は1,419,100,000 KWH(162MW/年)である。

一方、Table 6・16に示すごとく1956年から1960年までの5年間の3つの貯水池による常時電力は2,067,400,000 KWH(236MW/年)である。したがってサルバヒーナ発電所の常時電力はこれらの差の648,300,000 KWH(74MW/年)となる。

以上述べたことから理解されるようにサルバヒーナ発電所単独の場合と比較して貯水池総合運用によりサルバヒーナ発電所の常時電力は170,700,000 KWH即ち35.8%増加したことになる。

Table 6.14 Available Energy of Salvajina Power Plant (Isolated System)

(Unit:  $10^6$  kWh)

Installed Capacity Year	140 MW				210 MW			
	1957	1958	1959	1960	1957	1958	1959	1960
Jan.	99.7	65.9	65.5	97.1	110.5	65.9	65.5	103.4
Feb.	62.0	37.8	45.1	89.1	62.0	37.8	45.1	89.1
Mar.	65.8	41.6	46.4	75.9	65.8	41.6	46.4	75.9
Apr.	62.3	40.0	39.9	75.2	62.3	40.0	39.9	75.2
May	70.2	45.8	45.4	59.8	70.2	45.8	45.4	59.9
Jun.	86.0	47.1	47.7	58.3	86.7	47.1	47.7	58.3
Jul.	52.2	46.7	54.0	59.9	52.1	46.7	54.0	59.9
Aug.	64.0	61.0	51.4	56.7	64.0	61.0	51.4	56.7
Sept.	55.2	54.4	45.1	48.5	55.2	54.4	45.1	48.5
Oct.	35.6	46.1	42.5	34.6	35.6	46.1	42.5	38.4
Nov.	37.6	47.7	48.1	56.6	41.6	51.7	52.2	66.9
Dec.	61.1	53.9	61.6	82.5	61.1	53.9	72.0	87.0
Total	751.7	588.0	592.7	794.2	767.1	592.0	607.2	819.2

Table 6.15 Firm Energy of Calima and Alto Anchicaya Power Plant by Combined Operation of Reservoirs

(Unit: MW-Month)

Year	Service Condition	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1956	Calima I	38.4	29.9	22.4	25.7	28.6	32.8	16.1	10.4	10.0	26.2	31.8	28.4
	Alto Anchicaya	217.6	228.6	146.5	159.1	215.3	203.8	128.9	106.9	135.7	267.1	236.5	226.8
	Total	256.0	258.5	168.9	184.8	243.9	236.6	145.0	117.3	145.7	293.3	268.3	255.2
1956	Reservoir Storage	0	270	0	270	0	270	0	270	-20.7	249.3	-16.3	233.0
	Alto Anchicaya	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41
	Total	0	270	0	270	0	270	0	270	-20.7	249.3	-16.3	233.0
1956	Calima I	38.4	29.9	22.4	25.7	28.6	32.8	16.1	10.4	10.0	26.3	31.1	26.3
	Alto Anchicaya	123.6	132.1	139.6	136.3	133.4	129.2	145.9	130.9	135.7	162.0	162.0	162.0
	Total	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0
1956	Calima I	20.2	14.1	14.9	19.7	21.8	16.7	9.7	7.5	7.0	14.6	23.5	23.6
	Alto Anchicaya	175.7	114.8	121.0	177.1	185.0	150.5	95.4	72.7	83.9	202.7	261.0	202.7
	Total	195.9	128.9	135.9	196.8	206.8	167.2	105.1	80.2	90.9	217.3	284.5	226.3
1957	Calima I	0	270	-33.1	236.9	-26.1	210.8	+19.7	230.5	+21.8	252.3	+5.2	257.5
	Alto Anchicaya	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41
	Total	0	270	-33.1	236.9	-26.1	210.8	+19.7	230.5	+21.8	252.3	+5.2	257.5
1957	Reservoir Storage	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41
	Alto Anchicaya	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41
	Total	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41
1957	Calima I	20.2	47.2	41.0	0	0	11.5	25.6	89.3	78.1	0	0	0
	Alto Anchicaya	141.8	114.8	121.0	162.0	162.0	150.5	136.4	72.7	83.9	162.0	162.0	162.0
	Total	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0
1958	Calima I	12.9	10.0	10.2	14.8	24.1	19.4	11.6	12.9	7.8	12.8	19.7	20.2
	Alto Anchicaya	153.4	94.7	86.0	187.9	258.8	136.1	104.4	144.4	91.4	209.5	281.9	230.8
	Total	166.3	104.7	96.2	202.7	282.9	155.5	116.0	157.3	99.2	222.3	301.6	251.0
1958	Reservoir Storage	+4.3	154.7	-57.3	97.4	-24.8	72.6	+14.8	87.4	+24.1	111.5	-6.5	105.0
	Alto Anchicaya	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41	0	41
	Total	4.3	154.7	-57.3	97.4	-24.8	72.6	+14.8	87.4	+24.1	111.5	-6.5	105.0
1958	Calima I	8.6	67.3	35.0	0	0	25.9	16.6	17.6	70.6	0	0	0
	Alto Anchicaya	153.4	94.7	127.0	162.0	162.0	136.1	145.4	144.4	91.4	162.0	162.0	162.0
	Total	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0

(Unit: MW-Month)

Year	Service Condition	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December													
1956	River Flow	Calima I Alto Anchicaya Salvajina Total	38.4 217.6 218.3 474.3	29.9 228.6 157.4 415.9	22.4 146.5 135.4 304.3	25.7 159.1 95.7 280.5	28.6 215.3 120.9 364.8	32.8 203.8 169.4 406.0	16.1 128.9 100.9 245.9	10.4 106.9 83.8 201.1	10.0 135.7 70.4 216.1	26.2 267.1 106.7 400.0	31.8 236.5 102.1 370.4	28.4 226.8 145.1 400.3												
	Reservoir Storage	Calima I Alto Anchicaya Salvajina	0 0 +18	270 41 41	0 0 +21	270 41 62	0 0 +2	270 41 64	0 41 +1	270 41 65	0 41 +21	270 41 86	0 41 +11	270 41 97	0 41 +11	270 41 97	0 41 -34.9	270 41 6.1	0 41 +34.9	270 41 41	0 41 -37	270 41 0	0 41 0	270 41 0	0 41 +22	270 41 22
	W.L. of Salvajina Reservoir (m)		1,123.9	1,130.1	1,130.5	1,131.0	1,136.8	1,139.0	1,139.0	1,139.0	1,122.4	1,105.0	1,105.0	1,116.7												
	River Flow of Salvajina (m <sup>3</sup> /s) Conversion Factor (kW/m <sup>3</sup> /s)		311 702	206 764	172 787	121 791	148 817	200 847	118 855	98 855	89 791	168 635	187 546	239 607												
1957	River Flow	Calima I Alto Anchicaya Salvajina Total	20.2 175.7 128.1 324.0	14.1 114.8 72.2 201.1	14.9 121.0 101.7 237.6	19.7 177.1 106.8 303.6	21.8 185.0 159.9 366.7	16.7 150.5 139.6 306.8	9.7 95.4 76.1 181.2	7.5 72.7 52.3 132.5	7.0 83.9 30.9 121.8	14.6 202.7 37.6 254.9	23.5 261.0 56.8 341.3	23.6 202.7 116.1 342.4												
	Reservoir Storage	Calima I Alto Anchicaya Salvajina	0 0 +30	270 41 52	-1.9 -41 +8	268.1 0 60	+1.6 0 0	269.7 +41 60	+0.3 41 +5	270 0 65	0 41 +21	270 41 86	0 41 +11	270 41 97	-6.8 -41 -7	263.2 0 84	-65.5 0 -38	197.7 0 46	-76.2 0 -38	121.5 0 8	+14.6 +12.3 -8	136.1 12.3 0	+23.5 +28.7 0	159.6 41 0	+23.6 0 +39	183.2 41 39
	W.L. of Salvajina Reservoir (m)		1,116.7	1,123.0	1,129.0	1,129.0	1,131.0	1,136.8	1,138.9	1,136.5	1,125.0	1,109.5	1,105.0	1,122.9												
	River Flow of Salvajina (m <sup>3</sup> /s) Conversion Factor (kW/m <sup>3</sup> /s)		184 696	96 752	131 776	136 785	196 816	165 846	90 846	64 817	46 672	65 579	104 546	182 638												
1958	River Flow	Calima I Alto Anchicaya Salvajina Total	12.9 153.4 81.1 247.4	10.0 94.7 63.6 168.3	10.2 86.0 50.4 146.6	14.8 187.9 70.5 273.2	24.1 258.8 98.0 380.9	19.4 136.1 77.2 232.7	11.6 104.4 65.0 181.0	12.9 144.4 60.7 218.0	7.8 91.4 31.6 130.8	12.8 209.5 32.9 255.2	19.7 281.9 72.6 374.2	20.2 230.8 102.7 353.7												
	Reservoir Storage	Calima I Alto Anchicaya Salvajina	+11.4 0 0	194.6 41 39	-37.7 -41 +11	156.9 0 50	-78.4 0 -11	78.5 +4.4 39	+14.8 +36.6 +18	93.3 4.4 57	+24.1 +36.6 +29.0	117.4 41 86	+19.4 7.3 +11	136.8 97	-47.7 -7.3 0	89.1 0 97	-18 0 0	71.1 +21 97	+7.8 0 -84	78.9 21 13	+12.8 +19.4 -13	91.7 40.4 0	+19.7 +0.6 0	111.4 41 0	+20.2 0 +39.0	131.6 41 39
	W.L. of Salvajina Reservoir (m)		1,122.9	1,122.9	1,126.4	1,123.2	1,128.2	1,137.1	1,139.0	1,139.0	1,139.0	1,113.0	1,105.0	1,123.0												
	River Flow of Salvajina (m <sup>3</sup> /s) Conversion Factor (kW/m <sup>3</sup> /s)		112 724	86 740	68 741	94 750	109 807	91 848	76 855	71 855	42 752	56 588	133 546	161 638												
1959	River Flow	Calima I Alto Anchicaya Salvajina Total	15.8 142.9 88.7 247.4	9.4 85.3 61.1 155.8	8.5 85.7 43.5 137.7	17.4 153.7 47.4 218.5	25.3 224.3 85.7 335.3	30.3 339.1 108.2 477.6	18.9 148.0 89.8 256.7	14.5 145.1 50.4 210.0	10.5 102.6 39.7 152.8	25.2 312.1 52.6 389.9	25.3 273.2 70.4 368.9	32.6 250.6 106.7 389.9												
	Reservoir Storage	Calima I Alto Anchicaya Salvajina	+15.8 -4.4 0	147.4 36.4 39	-44.8 -36.4 +1	102.6 0 40	-77.3 0 -21	25.3 0 19	-0.5 +41 -17	24.8 0 2	-22.7 +1 +81	2.1 41 83	+30.3 0 +14	32.4 0 97	+18.9 0 0	51.3 41 97	0 -26 0	51.3 15 97	0 -5.2 -78	51.3 9.8 19	+25.2 +31.2 -19	76.5 41 0	+25.3 0 0	101.8 41 0	+32.6 0 +22	134.4 41 22
	W.L. of Salvajina Reservoir (m)		1,123.0	1,123.0	1,123.5	1,115.0	1,107.0	1,136.5	1,139.0	1,139.0	1,139.0	1,115.0	1,105.0	1,116.5												
	River Flow of Salvajina (m <sup>3</sup> /s) Conversion Factor (kW/m <sup>3</sup> /s)		139 638	84 727	63 690	78 608	120 714	128 845	105 855	85 855	59 764	88 598	129 546	176 606												
1960	River Flow	Calima I Alto Anchicaya Salvajina Total	38.2 287.3 168.0 493.5	31.8 204.8 146.3 382.9	14.3 152.6 95.2 262.1	23.8 250.2 103.0 377.0	25.7 272.2 98.0 395.9	24.3 177.1 73.6 275.0	23.3 186.1 75.2 284.6	14.6 158.0 55.6 228.2	11.4 134.6 41.1 187.1	26.2 205.6 50.9 282.7	36.4 265.0 94.5 395.9	44.4 259.9 139.8 444.1												
	Reservoir Storage	Calima I Alto Anchicaya Salvajina	+38.2 0 +18	172.6 41 40	+31.8 0 +22	204.4 41 62	0 41 +2	204.4 41 64	0 41 +1	204.4 41 65	0 41 +21	204.4 41 86	0 41 +11	204.4 41 97	0 41 0	204.4 41 97	-7.8 0 0	196.6 41 97	+11.1 0 97	207.7 41 -60	+26.2 0 37	233.9 41 -37	+36.1 0 0	270 41 0	0 41 +22	270 41 22
	W.L. of Salvajina Reservoir (m)		1,116.5	1,123.4	1,129.9	1,130.5	1,131.0	1,136.8	1,139.0	1,139.0	1,139.0	1,122.4	1,105.0	1,117.0												
	River Flow of Salvajina (m <sup>3</sup> /s) Conversion Factor (kW/m <sup>3</sup> /s)		241 697	193 758	121 787	130 792	120 817	87 846	88 855	65 855	52 791	80 636	173 546	230 608												
1960	River Flow	Calima I Alto Anchicaya Salvajina Total	0 152 84 236.0	0 152 84 236.0	0 128.5 93.2 236.0	14.3 128.2 84.0 236.0	23.8 133.3 77.0 236.0	25.7 149.1 62.6 236.0	24.3 137.5 75.2 236.0	23.3 158.0 55.6 236.0	22.4 134.6 101.1 236.0	0.3 148.1 87.9 236.0	0 141.2 94.5 236.0	44.4 107.6 84.0 236.0												
	Reservoir Storage	Calima I Alto Anchicaya Salvajina	0 0 +18	270 41 40	0 0 +22	270 41 62	0 41 +2	270 41 64	0 41 +1	270 41 65	0 41 +21	270 41 86	0 41 +11	270 41 97	0 41 0	270 41 97	-7.8 0 0	196.6 41 97	+11.1 0 97	207.7 41 -60	+26.2 0 37	233.9 41 -37	+36.1 0 0	270 41 0	0 41 +22	270 41 22
	W.L. of Salvajina Reservoir (m)		1,116.5	1,123.4	1,129.9	1,130.5	1,131.0	1,136.8	1,139.0	1,139.0	1,139.0	1,122.4	1,105.0	1,117.0												
	River Flow of Salvajina (m <sup>3</sup> /s) Conversion Factor (kW/m <sup>3</sup> /s)		241 697	193 758	121 787	130 792	120 817	87 846	88 855	65 855	52 791	80 636	173 546	230 608												

Table 6.16 Firm Energy of Calima, Alto Anchicaya and Salvajina Power Plant by Combined Operation of Reservoirs



#### 6.5.4 サルバヒーナ発電所の開発時期

カリ市を中心とするCVC電力系統に連系されるサルバヒーナ発電所が運転開始するであろう時点においては、CVC電力系統は上記220KV連系送電線によりボコタ系統、メデジン系統と連系されている。したがって、サルバヒーナ発電所の運転開始時期の決定にあたっては、CVC単独系統での検討のみならずこの中央系統全体の需給バランスも考慮し決定する必要がある。

(1) CVC単独系統を対象とした場合のサルバヒーナ発電所の開発時期。サルバヒーナ発電所が運開する時期は現在建設中のアルトアンチカヤ発電所340MWが1973年に完成するとすればCVC単独系統の需給バランスからのみ判断すれば1976年初の運開が妥当である。すなわちFig 5.8(1)にみられるごとく1975年まではCVC電力系統内のユンボ火力(53MW)の運転を考慮すれば需給バランスを保つことが出来る。しかし1976年からは需給のバランスが崩れ供給力不足となるので1976年にサルバヒーナ発電所を運転開始することが望まれる。

(2) 連系系統全体で考慮した場合のサルバヒーナ発電所の開発時期

5.5.2 で述べた各地域別の電力系統の需給バランスを連系系統全体で考慮した場合、サルバヒーナ発電所の運転開始はCVC単独系統の場合と同様1976年が妥当である。しかし、第8章で述べるように工事工程からみて、1976年初の運転開始は無理であり早くても1977年1月営業運転開始となる。従って、サルバヒーナ発電所の運転開始時期は1977年初とした。なお、サルバヒーナ発電所が運開する前年である1976年はFig 5.8(1)に示すように既設火力発電所の運転によりかろうじて需給バランスを保つことは可能であるが、予備力は零の状態となる。この年の連系系統全体の需給バランスを示せば次のとおりである。

(3) サルバヒーナ発電所163ユニットの運転開始時期について

サルバヒーナ発電所の発電規模は6.5.2 発電所の最適規模で述べた如く210MWである。1号機2号機合計140MWが1977年に運転開始とした場合、CVC単独系統で考えるとサルバヒーナ発電所が最低水位運転となる11月のCVC需給バランスからみれば1979年にKW不足が生ずるのでサルバヒーナ3号機の運用が必要となる。一方連系系統全体でみてもFig 5.8(5)に示す如くチボール第3、第4ユニットを含くめた既設貯水池式発電所のピーク時分担負荷は1978年において93%でありほぼ設備出力一杯までの運転となる。したがって連系系統全体でみても1979年にはサルバヒーナ第3ユニットの運転開始が必要である。

以上よりサルバヒーナ発電所の営業運転開始は第1、第2号機1977年1月、第3ユニットは1979年1月とする。サルバヒーナ発電所は連系系統全体でみればその設備出力は1977年の全需要にたいして6.5%に過ぎない。したがってサルバヒーナ発電所の運開による、チボール発電所第3、第4ユニットの運転開始時期に大きな影響を与えるものではなくチボール第3、第4ユニットの運転開始は第1、第2ユニット運転開始後2年遅れの1977年が妥当であろう。但し既設火力発電所の運転を考慮すれば1978年に運転開始とすることも可能である。

Table 6.17 Supply and Demand Balance of Interconnected System in 1976

		1st Quater	2nd Quater	3rd Quater	4th Quater
kW Margine	(MW)	10	20	40	20
	(%)	0.7	1.5	2.9	1.5
kWh Margine	(10 <sup>6</sup> kWh)	(-) 152	113	(-) 61	157
	(%)	(-) 3.5	2.6	(-) 1.4	3.6

Note: As supply capacity only hydroelectric power plants are considered, while thermal power plants are regarded as reserve and are not included in the above margin.

## 6・6 排水計画

### 6・6・1 排水計画の範囲および施設の位置

排水計画の範囲を決定するに当っては多くの関連要因がある。これらのうちには、カウカ河兩岸の主要部を構成している低平地の地形、土壌、地下水位や将来のカウカ平野に予想される土地利用とかんがい計画の構想等がある。又カウカ河の洪水と湛水範囲の関係について、既往洪水による浸水面積よりみる場合、1966年12月と1950年2月の洪水に対し夫々浸水面積は57,000 ha(実績)、100,000 ha(推定)となりこれに対する生起確率は夫々1:8と1:45である。

今回の計画でとりあげた排水計画の範囲は、以上の諸点ならびにCVCが既に施工を行ったR-U-T計画、アグアブランカ計画等を考慮してラ・バルサよりR-U-T計画、ブガラグランデ川に至る区間の1/50,000の地形図と航空写真をもとに81,600 haの地域をえらんだ。この地域はカウカ河の兩岸より流入する主要支流によって小地区に分断される。排水計画の地域の位置および主要施設となる承水路、排水路、排水口及び排水機場の位置、各水路に対する集水面積等がFig 6・20に示されている。尚排水計画の検討には常にかんがいを考慮して行い必要があり、この81,600 haの排水計画地域を含めたカウカ平野のかんがい計画の研究については、別に附録6に記述した。

### 6・6・2 計画排水量

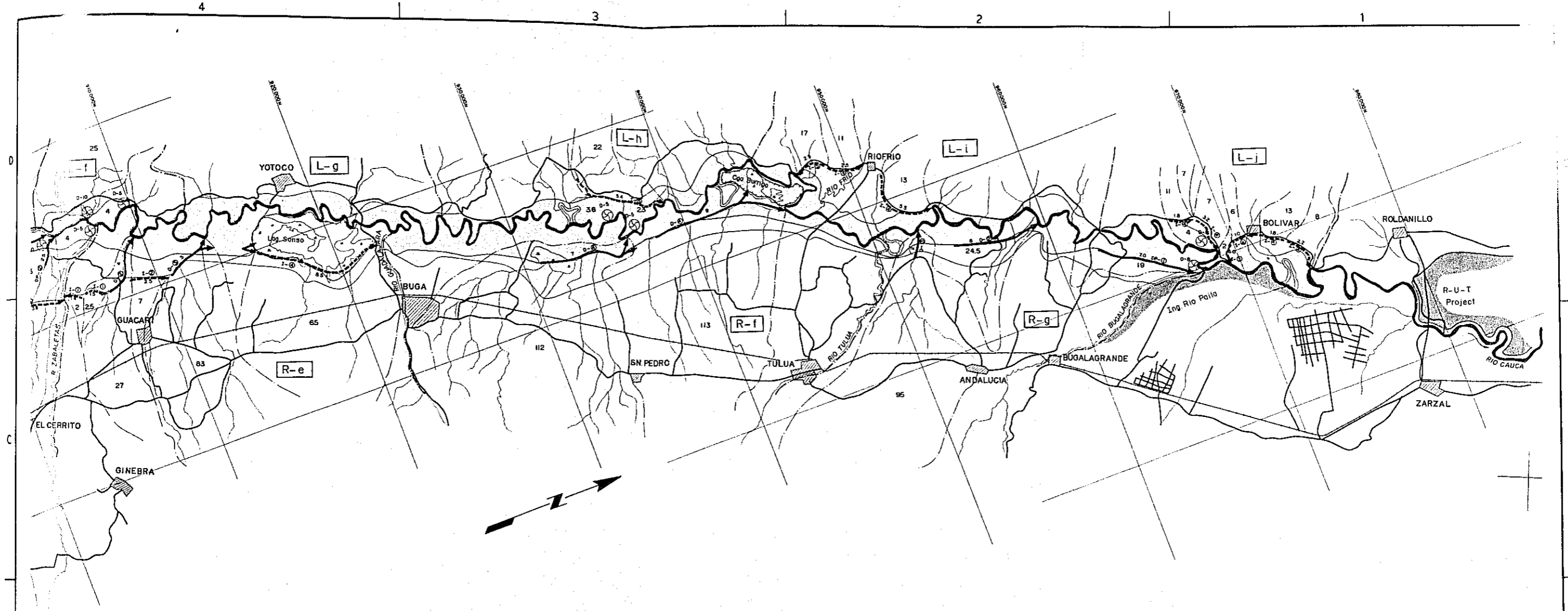
#### (1) 単位排水量

##### (i) 山間部からの流出量

カウカ河の中小支流からの流出は合理式により求められた。この計算に当り洪水の流出時間は流域面積50平方料以下のものに対しては $T=4\text{hr}$ 、50~100平方料に対しては $T=6\text{hr}$ とし、 $R_T$ はファンチートとカリの夫々確率1/10日雨量より、上記時間中の平均雨量強度が採用された。

なお、日雨量と $T$ 時間平均雨量強度( $R_T$ )との関係はカリの1952~1967年の自記記録資料より(Table 6・18) 8サンプルを選び Fig 6・21 に示すとおり決定された。流出率( $f$ )は0.7





Summary of Structures for Irrigation and Drainage Works

Job Division	Left Side Bank Area													Right Side Bank Area								Sub-total	Total
	L-g	L-h	L-i	L-j	L-k	L-l	L-m	L-n	L-o	L-p	L-q	L-r	L-s	R-a	R-b	R-c	R-d	R-e	R-f	R-g	R-h		
Project Area (ha)	9,000	8,000	6,300	500	1,500	500	1,500	1,800	2,300	1,400	32,400	4,400	9,600	9,800	9,300	3,800	6,500	4,200	48,600	81,000			
Drainage Area (ha)	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	DA	CL	
Drainage Area (ha)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.9	9.4	2.3	1.7	23.5	13.1	6.5	3.3	4.5	2.9	50.7	10.4	
Canal Length (C.Lkm)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	1.0	-	-	20.6	8.7	6.0	1.5	8.0	4.5	7.0	2.5	
Intercepting Canal	8.0	3.5	5.0	3.6	-	-	-	-	-	-	2.0	1.0	-	-	54.2	9.2	-	-	44.0	9.3	59.2	18.5	
Drainage Canal Only	-	-	14.5	5.8	7.0	3.0	-	-	24.0	8.0	92.0	10.0	81.0	23.0	-	-	-	-	64.5	8.5	64.5	8.5	
Total	9.0	4.5	19.5	9.4	7.0	3.0	-	-	22.0	5.4	117.0	2.5	51.5	13.7	13.9	9.4	27.1	15.6	29.5	14.6	58.5	17.1	
Drainage Canal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5	2.0	-	-	44.5	6.0	15.5	1.0	-	-	31.0	4.0	
Drainage Canal Only	24.0	10.0	40.0	6.5	-	-	24.5	3.0	-	-	146.5	5.0	-	-	146.5	5.0	-	-	56.0	4.0	89.5	3.0	
Total	24.0	10.0	40.0	6.5	-	-	24.5	3.0	-	-	152.0	7.0	-	-	152.0	10.0	-	-	225.0	10.0	225.0	10.0	
Drainage Canal	-	-	-	-	45.0	11.0	-	-	-	-	41.0	11.0	-	-	24.0	2.0	-	-	55.5	10.5	-	-	
Drainage Canal Only	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Drainage pump	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.0	11.0	-	-	24.0	2.0	50.0	14.0	-	-	31.5	10.5	
Total	-	-	-	-	45.0	11.0	-	-	-	-	45.0	11.0	-	-	49.0	7.0	74.0	28.0	-	-	76.5	21.5	
Drainage Area (sq.km)	9.0	-	45.0	-	25.0	4.0	-	3.6	2.1	-	4.0	-	-	24.0	41.0	50.0	-	83.0	48.8	-	14.0		
Drainage Discharge (C.u. m/min)	126	-	594	-	348	54	-	50	32	-	55	-	-	550	570	630	-	1000	1000	-	244		
No. of Units 450mm	-	-	-	-	2 x 1	-	-	2 x 1, 1 x 1	-	2 x 1	-	-	-	-	4 x 1	-	-	-	2 x 1	-	-	2 units	
> pumping 800	2 x 1	-	-	-	5 x 1	-	-	5 x 1	-	-	-	-	-	-	5 x 1	6 x 1	-	10 x 1, 9 x 1	-	-	30 units		
Stations 1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350	
Total kwh	170	-	780	-	450	70	-	70	40	-	70	-	-	410	130	900	-	1000	1000	-	5,670		

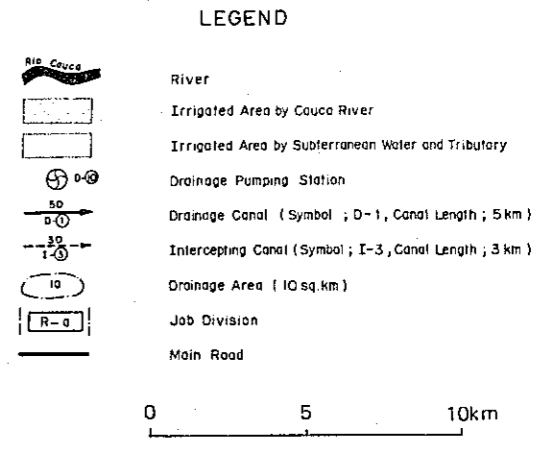
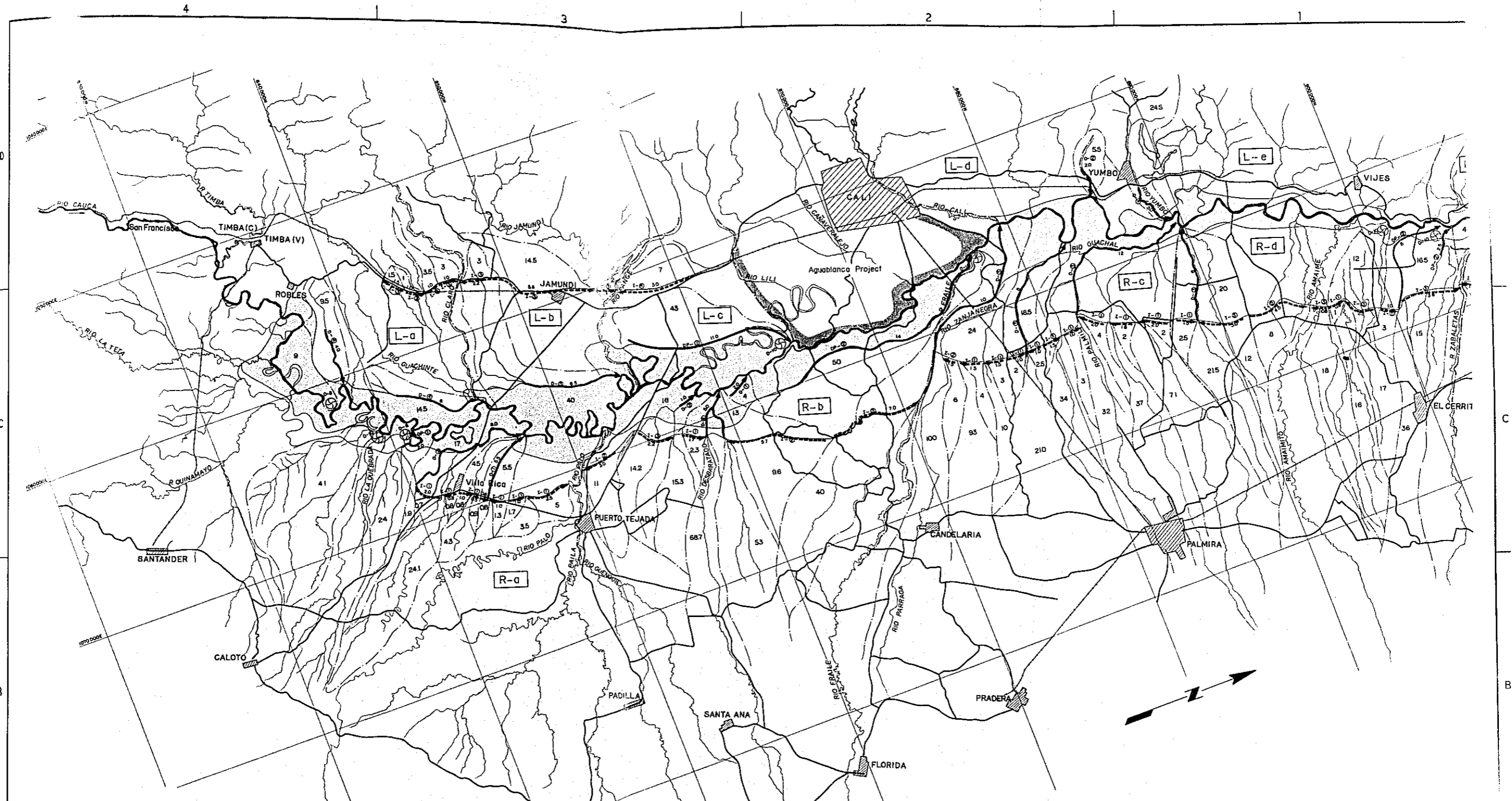
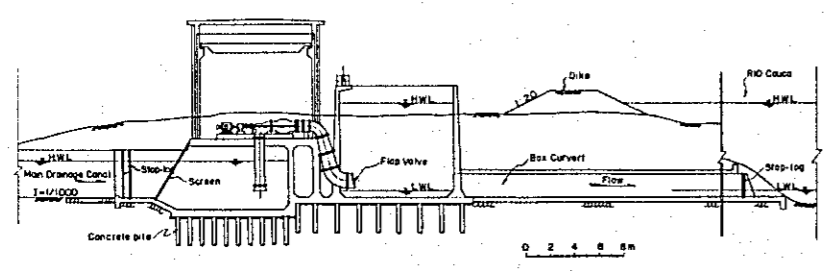
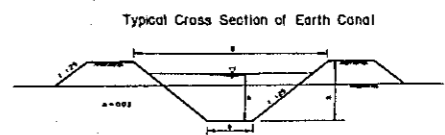


Fig. 6.20 General Plan in Cauca Plain



Drainage pump			
Symbol	Q (m <sup>3</sup> /min.)	H (m)	φ (mm)
D - ⑤	25 - 32	5.0	500
D - ⑥	63 - 88	5.0	800
D - ⑦	114 - 130	5.0	1,000



Intercepting Canal							Drainage Canal Only							Drainage Canal + Drainage Pump									
Symbol	Q (m <sup>3</sup> /s)	Design Q (m <sup>3</sup> /s)	B (m)	b (m)	H (m)	I (1/km)	Symbol	Q (m <sup>3</sup> /s)	Design Q (m <sup>3</sup> /s)	B (m)	b (m)	H (m)	I (1/km)	Symbol	Q (m <sup>3</sup> /s)	Design Q (m <sup>3</sup> /s)	D (m)	b (m)	H (m)	I (1/km)			
1 - ⑤	2.5	2.0	4.75	1.50	1.10	1/1,000	D - ⑤	10.0	5.0	7.00	1.50	2.20	1.60	1/1,000	DP - ⑤	10.0	5.0	7.00	1.50	2.20	1.60	1/1,000	
1 - ⑥	2.6	4.0	6.30	1.10	2.00	1.50	1/1,000	D - ⑥	20.0	15.0	10.15	2.40	3.10	2.30	1/1,000	DP - ⑥	20.0	11.25	2.50	3.50	2.60	1/1,000	
1 - ⑦	5.1	10.0	9.00	2.00	2.80	2.00	1/1,000	D - ⑦	50.0	40.0	14.50	4.50	4.00	3.10	1/1,000	DP - ⑦	50.0	40.0	14.50	4.50	4.00	3.10	1/1,000
1 - ⑧	13.1	30.0	13.50	4.00	3.80	2.80	1/1,000	D - ⑧	80.0	70.0	19.50	7.00	5.00	3.70	1/1,100								
1 - ⑨	40.1	60.0	17.50	5.00	5.00	3.60	1/1,000	D - ⑨	100.0	100.0	22.50	8.00	5.80	4.40	1/1,300								

A



が採用された。

以上の結果単位面積当りの流出量は Table 6・19 のとおりである。

Fig. 6.21 Daily Precipitation and Rainfall Intensity

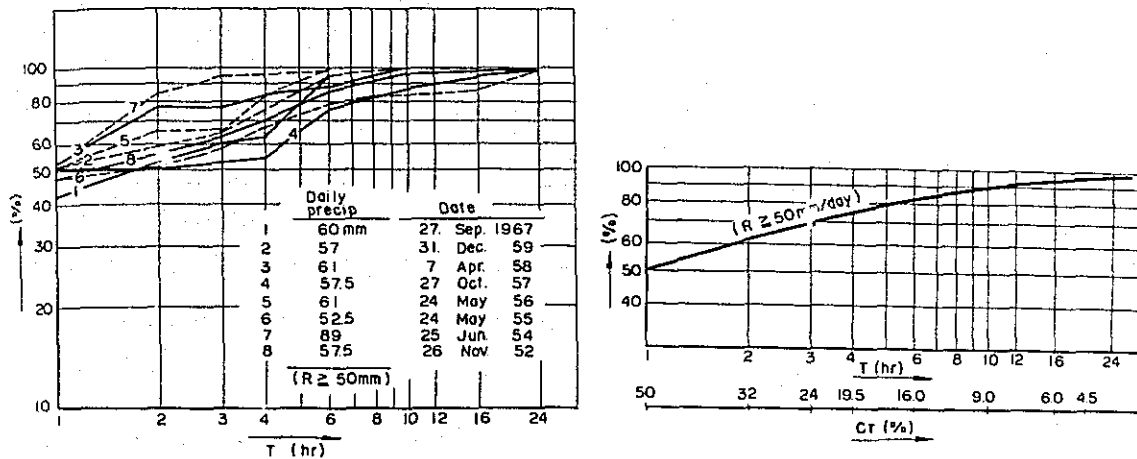


Table 6.18 Max. Depth of Precipitation in T hours at Cali Station

(Unit: mm)

Date	Daily Precipitation (mm/day)	Max. Depth of Precipitation in T hr									
		1hr	2hr	3hr	4hr	6hr	10hr	12hr	16hr	20hr	
27.Sep. 1967	60	25	32	36	38	56	60				
10.Feb. 1966	46	23	34	39	44	46					
6.Oct. 1964	45	35	41	43	44	44	45				
29.Dec. 1963	36.5	18	22	27	31	32	36.5				
14.Nov. 1962	37	13	18	21	25	30	37				
18.Aug. 1962	46.5	42.5	46	46	46.5						
12.Dec. 1960	39	8	10	15	18	25	28	37	38	39	
31.Dec. 1959	57	29	34	37	43	54	57				
12.Aug. 1959	40	40									
7.Apr. 1958	61	32	47	47	51	53	61				
18.May 1958	57.5	44	45	45	45	45	45	45	57.5		
27.Oct. 1957	57.5	29	29	30	31	43	47	50	55	57.5	
24.May 1957	61	29	40	40	51	61					
9.Feb. 1956	34	12	17	19	21	22	22	29	33	34	
24.May 1955	52.5	20	27	31	35	41	43	44	45	52.5	
25.Jun. 1954	89	45	75	85	86	87	88	88	89		
26.Nov. 1952	57.5	27	32	36	41	50	57	57	57	57.5	

Table 6.19 Runoff from Mountain Area

Location	Drainage Basin [A] (sq.km)	Critical Time [T] (hours)	Max. Daily <sup>1/</sup> Precipitation [R <sub>24</sub> ] (mm/day)	C <sub>T</sub> <sup>2/</sup> (%)	Average Intensity in T hrs. [R <sub>T</sub> ] (mm/hr)	Drainage <sup>3/</sup> Discharge [Q] (cu.m/s/sq.km)
Basin in the Left Side of Cauca River near Jamundi	~ 50	4	96.2	19.5	18.7	3.58
	50 ~ 100	6		14.0	13.5	2.63
Basin in the Left Side of Remaining Area of Cauca River	~ 50	4	79.3	19.5	15.5	3.01
	50 ~ 100	6		14.0	11.1	2.16

1/ Return period; once in ten years

2/ Ratio of average intensity to maximum daily precipitation

3/  $Q = 0.2778 \times f \times R_T \times A$

Q : cu.m/s/sq.km

R<sub>T</sub> : mm/hr

A : sq.km

f : Runoff coefficient; 0.7

## (ii) 平野部からの流出量

平野部からの流出は主として平坦な農地からのものであり流出率を 0.5 とし湛水時間と被害の関係を考慮の上 Table 6・20 の如く決定した。即ち、自然排水可能な地域については、確率年 1/10 に相当する日雨量を一日で排除することとした。自然排水不可能な地域の排水はポンプにより排除することとし、単位排水量は、既往第 2 位の連続三日雨量を三日で排除することとした。

## (2) 計画排水量

6・6・2(1)で求められた単位排水量をもとに排水路および排水機場の計画排水量が求められた。その結果は Fig 6・20 に附記されている。

Table 6.20 Runoff from Flat Basin

	Design Daily Precipitation [R] (mm)	Drainage Discharge [Q] (cu.m/s/sq.km)
Gravity Drainage excluded <sup>1/</sup> Jamundi District	79.3	0.46
Gravity Drainage in <sup>1/</sup> Jamundi District	96.2	0.56
Pumping Drainage in <sup>2/</sup> Flat Basin	117.0	0.23

1/ Maximum daily precipitation corresponding with once in ten years probability.

2/ Maximum consecutive three days precipitation.

### 6・6・3 農業生産

#### (i) 計画が実施されない場合の農業生産

計画が実施されなくとも、需要との関係で将来は作物の作付比率は変り ha 当りの生産量もある程度増加することが考えられるが、農業生産基盤が改善されていないので、それらの変化の程度は僅少であると想定される。以上から計画が実施されない場合の農地 1ha 当り作物別粗収益および純収益は次にのべる方法により Table 6・21(i) のとおり 5,000 ペソおよび 2,100 ペソとした。

(i) 現在の作物単位収量は地域により、又栽培時期により若干の差があるが、下記参考資料<sup>1)</sup>や聴取調査をもとに平均値をして Table 4・7 の値と同一と見做した。

(ii) 粗収益は農産物が全て販売されるものとし 1968～1969 年の庭先価格により評価した。

(iii) 農業生産費は経営の内容によってかなりの変動が認められるが、主として下記参考資料<sup>1)</sup>から得られる平均経費率を用いて 1968～1969 年の価格で推定した。

(iv) シュガーケインは栽培期間が一年半におよぶが単位収量としては一收穫量の年換算値が計上された。

(v) 草地から得られる農業収益はそこに放牧される乳牛、肉牛から得られる収益として計上された。なお ha 当りの飼育頭数は 1.6 頭、乳牛対肉牛の割合は 4:6 とした。又 1 頭当りの飼育期間は乳牛 8 年、肉牛 2 年とした。

(vi) 作付比率は現況作付比率を参照の上 Table 6・21 (i) のとおりとした。

#### 1)

1) Rentabilidad de Diversos Cultivos Agricolas y Explotaciones Ganaderas en el Valle del Cauca

(Universidad del Valle, Facultad de Ciencias Economicas, Cali  
Marzo de 1966)

2) Desarrollo Agricola del Valle del Cauca, Censo de Seis Cultivos,  
(Instituto de Fomento Algodonero, Bogota, 1967)

3) The Elaboration Compiled from data of "Banco Republica, etc"  
by CVC, 1968

Table 6.21 (1) Agricultural Income without Project<sup>1/</sup>

	Cultivated Area		Income per ha <sup>2/</sup>		Total Income	
	1st Season	2nd Season	Gross	Net	Gross	Net
	(ha)	(ha)	(ps/ha)	(ps/ha)	(10 <sup>3</sup> ps)	(10 <sup>3</sup> ps)
<b>Field Crop</b>						
Cotton	370		9,600	3,310	3,550	1,220
Rice	180	180	4,800	1,300	1,730	470
Bean	180	180	6,000	2,580	2,160	930
Maize	1,600	1,370	3,750	1,700	11,140	5,050
Sorghum	370	480	2,500	1,360	2,130	1,160
Soy Bean	930	1,420	4,000	1,440	9,400	3,380
Others	70	70	10,000	4,000	1,400	560
Sub-total	3,700	3,700			31,510	12,770
<b>Perennial Crop</b>						
Sugar Cane	340		5,600	3,000	1,900	1,020
Platano	180		10,000	7,700	1,800	1,390
Others	80		15,000	4,000	1,200	320
Sub-total	600				4,900	2,730
Pasture Land	5,200		2,570	1,030	13,360	5,360
Other Use	500					
<b>Total</b>	<b>10,000</b>				<b>49,770</b>	<b>20,860</b>

1/ Estimation per 10,000 ha.

2/ See Table 14 in App.6.

(2) 計画が実施された場合の農業生産

(i) 作付比率の推定

洪水の氾らんがなくなり、排水が良好になった場合、作物栽培の比率は現況と大きく変わるものと思われる。将来の作付比率については下記事項考慮の上 Table 6・21 (2) のとおり想定した。

(a) 将来の草地利用については草生の改良を行ったり、集約的な酪農を導入することにより、単位草地あたりの飼育頭数が増加し、一方放牧地は地価の安価な山地部に移り平野部の草地は一般畑に転換されるものと思われる。

(b) 普通畑における主要栽培作物のうちトウモロコシ、大豆、ソルガムは将来需要が増大し、かつ農産加工用として販路確保が容易と考えられるので作付率は増加するものとし、水稲、豆、棉は現在と余り変わらないものとした。

(ii) ha 当り粗収益および純収益

計画が実施された場合、農業の基盤が整備されるので良質で増産型の品種を導入することが出来、多肥栽培も可能となり、栽培時期も現在の習慣にとられる必要がなくなる等高度

の栽培技術の導入を可能とするので生産量は年をおって増加するものと思われる。工事完了後の農業収益を想定するに当っては次の前提条件に立った。

- (a) 工事完了後の10年を目標とし、かんがい設備も普及している状態を想定した。
- (b) 単位収量は改良事業の完了地区や、地下水の揚水により高収量をあげている地域の値まで上昇するとした。
- (c) 生産費については作物により異なるが6・6・3(1)で採用した値の20%増とした。
- (d) 草地の乳牛および肉牛の飼養頭数はha当り2.5頭とした。

以上の結果、農地1ha当りの平均粗収益および純益がTable 6・21(2)に示すとおり9,100ペソおよび4,200ペソと推定された。

Table 6.21 (2) Agricultural Income with Project<sup>1/</sup>

	Cultivated Area		Income per ha. <sup>1/</sup>		Total Income	
	1st Season (ha)	2nd Season (ha)	Gross (ps/ha)	Net (ps/ha)	Gross (10 <sup>3</sup> ps)	Net (10 <sup>3</sup> ps)
Field Crop						
Cotton	500		12,000	4,450	6,000	2,230
Rice	200	200	6,400	2,200	2,560	880
Bean	200	200	8,000	3,900	3,200	1,560
Maize	2,700	2,200	5,250	2,790	25,730	13,670
Sorghum	700	800	5,200	1,830	4,800	2,750
Soy Bean	1,600	2,500	5,200	2,130	21,320	8,730
Others	100	100	12,000	4,800	2,400	960
Sub-total	6,000	6,000			66,010	30,780
Perennial Crop						
Sugar Cane	400		7,000	3,880	2,800	1,550
Platano	200		11,390	8,640	2,280	1,730
Others	400		18,000	4,800	7,200	1,920
Sub-total	1,000				12,280	5,200
Pasture Land	2,000		6,400	2,800	12,800	5,600
Other Use	1,000		—	—	—	—
<b>Total</b>	<b>10,000</b>				<b>91,090</b>	<b>41,580</b>

1/ Estimation per 10,000 ha.

2/ See Table 15 in App. 6.



## 第7章 予備設計

## 目 次

第7章	予備設計	
7・1	ダムおよび発電所 .....	7-1
7・1・1	土木構造物 .....	7-1
7・1・2	発電所機器 .....	7-5
7・1・3	主要構造物の諸元 .....	7-7
7・2	送变电および通信施設 .....	7-7
7・2・1	送電線の規模 .....	7-7
7・2・2	送電線の設計 .....	7-9
7・2・3	変電所 .....	7-11
7・2・4	通信設備 .....	7-11
7・3	河川堤防 .....	7-11
7・4	排水施設 .....	7-16

## 第7章 予備設計

### 7.1 ダムおよび発電所

#### 7.1.1 土木構造物

##### (1) ダム

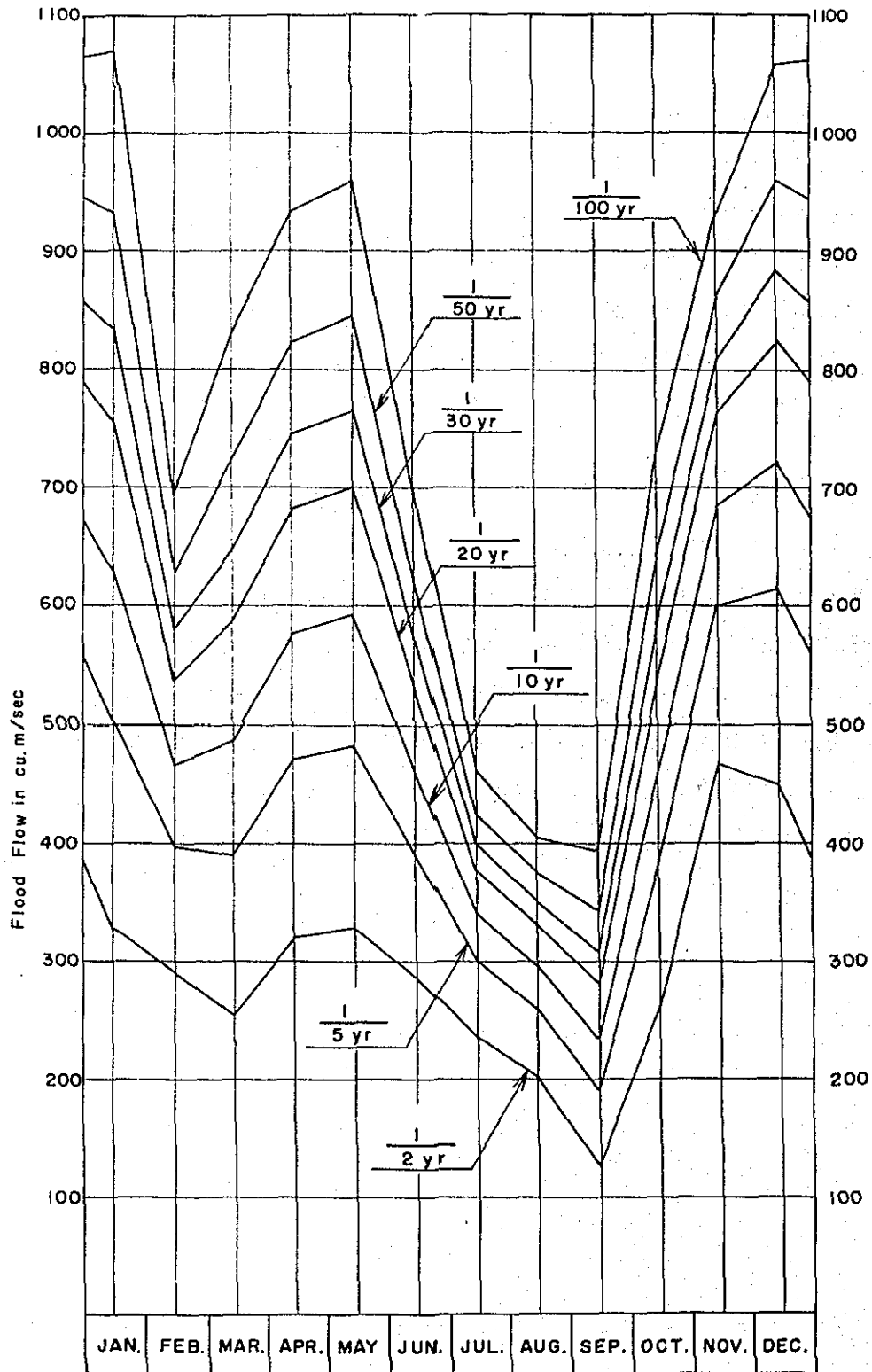
ダムの型式について、ロックフィルダム、重力ダム、アーチグラビティダムの3案について比較検討がなされたが、附録5に示す如くアーチグラビティダムがこの地点で最も経済的でありこの型式のダムを採用することにした。アーチグラビティダムは、薄いアーチダムに比してアバットメントの受けるダムからのスラストが小さく、またダムと岩盤との接触面積が大きいため、基礎岩盤に対する安全性はそれだけ高い。したがって、ダムの基礎岩盤に生ずる問題は、thin arch damより少ないので、この地点の地質から考えてアーチグラビティダムを築造するのは非常に好都合であり、また重力ダムに比してコンクリート体積をかなり減少することができる。

このダムのレイアウトでは、河川中央部の両岸が迫った峡谷の部分はアーチグラビティダムとしたが、それより上部の台地の両岸には重力ダムの断面のスラストブロックを設け、中央のアーチグラビティダムの推力を受け持たせた。ダムの基礎岩盤は、アーチグラビティダムの基礎として特に問題はないと思われるが、今後更に正確な岩盤線や、岩盤の支持力等について詳細な調査が必要で、その結果に基づいて最終設計を行なわなければならない。

工事中の河流の付替は、右岸に設ける内径8mのトンネルによって行いものとする。このトンネルは、上流側水位標高1,045mで $\frac{1}{5}$ 年確率量約 $600\frac{m^3}{s}$ を流下することができる。

( Fig 7.1 参照 )

Fig. 7.1 Monthly Flood Flow Frequency at Salvajina Dam Site



ダム地点の河床には、深い砂礫層が存在するので、仮設切り堤の河床部は、注入工法にて止水する。

ダムの堤体コンクリートに使用する骨材は、ダム下流2Kmのスワーレスとアスナス間に存在する豊富な河床礫を利用する。この河床礫は金鉱採取が行われた跡地でこの材料を砕石して使用する。セメントはカリ市郊外ユボンの工場でその所要量を充分生産できる。

またダム地点までの運搬距離も、比較的短いので運搬費も低額ですむ。精密設計の段階においてはその品質については上記骨材と共に調査する必要がある。

## (2) 洪水吐

ダム地点の計画洪水量は、附録4述べる如く、最大可能洪水 $Q$ を用いて計算した結果、 $3,500 \text{ cu. m/s}$ となり、この値を採用した。この洪水は、計画最高洪水位、 $1,140 \text{ m}$ にて洪水吐から下流に放流する。

洪水吐は、ダム中央の背面を越下する溢流型であり、越流した洪水は発電所の屋根から下流放流される。

この設計の外に、左右両岸のスラストブロックにシュート式洪水吐を設ける案等について検討を行った。予備設計を行なって、それらの案を比較した結果、ダム中央に設ける溢流型の洪水吐が、放流路発電所等の他の構造物の配置から判断して経済的であることが判明した。洪水吐の流量調節は、巾 $12.0 \text{ m}$ ×高 $10.5 \text{ m}$ のラヂアルゲート4門で行うことにした。この門数は、取水口と放流路のゲートを操作するに当って洪水吐のピヤを利用する必要上から定めた。

## (3) 取水口

取水口は、洪水吐のピヤの直下に設ける。貯水池の100年後の推定堆砂面は標高 $1,074 \text{ m}$ であり、低水位は標高 $1,105 \text{ m}$ である。各取水口は、取水に際して空気を混入することなく、最大使用水量 $90 \text{ cu. m/s}$ を取水できるように敷を標高 $1,080 \text{ m}$ に定めた。

取水口前面には、塵除スクリーンを設ける。またダム天端上のガントリークレーンによつて移動するキャタピラーゲート1門を準備し、取水口の呑口に設置してペンストックの保守点検等に用いる。

## (4) 放流路

6.3.5に述べた如く、洪水調節のための貯水池に制限水位を設ける必要があり、貯水池の水を放流する。そのための貯水池の低水位標高 $1,105 \text{ m}$ で放流量 $220 \text{ m}^3/\text{s}$ の放流路を設けた。

放流路は2条とし、呑口は左右両端の取水口の外側に、それぞれ隣接して設置し、放流管およびゲート室を経てダム背面の洪水吐のシュート部に至る。ゲート室に収納するゲートは、巾 $2.5 \text{ m}$ ×高 $3.0 \text{ m}$ のローラーゲートと、別に緊急用と保守点検用にスライドゲートを併置する。

#### (5) 水圧管路

水圧管路は3条とし、溶接鋼管とする。水圧管の管胴材料は、主にASTM A440 またはこれに相当するものを使用する。この断面寸法は、年間経費と損失水頭による年間損失便益を算出し、その和が最小となるような内径を選んだ。最終設計においては、さらに水車、発電機の影響を入れて計算しなければならない。本計画では、電気機器の据付を2期に分けて行なう。2期工事は1期工事の完成の2年後と予想されるが、3条の水圧鉄管は共に予め据付け、堤体内部に埋込んでおく。

第2期の鉄管の末端は管内排水用のバルブを取付け溶接閉管にしておく。水圧管路の呑口には、事故に備えて水圧管路の末端にはバタフライバルブを設けるものとする。

#### (6) 発電所

発電所は、地形、地質を考慮して検討した結果ダム直下流に設けることにした。発電所の位置については左右両岸に設ける案についても検討したが、ダム直下流に設ける案が最も経済的であることが明らかになった。ドラフト管はL型とし、出口には内部の点検用にゲートが設置できる構造とし、スルースゲート1門を準備する。

発電所の屋根から洪水を放流するため、放流時において発電所の発電運転に若干の影響が生ずることが考えられる。そのため、洪水吐の水理試験に際しては、洪水の飛せう距離、発電所下流水位の変動、河床の洗堀状況等を把握し、その結果に基づいて発電所の最終設計を行う必要がある。今回の設計には、放水口への流入土砂防止工あるいは両岸の洗堀防止保護工等の下流処理費は計上していない。

#### (7) 屋外開閉所

屋外開閉所は、左岸側の台地上に定め、発電所左岸側の放水口導流壁内部に設けた変圧器群と送電線で連絡する。

## 7.1.2 発電所機器

発電所は半地下式でありダムシュートの下部空間を利用して設置することにより掘削量を削減し洪水吐シュートの一部を共用しているため極めて合理的かつ経済的な配置となっている。同様な目的で主要変圧器は発電所下流左岸側に設けた護岸壁を利用しその内部に収容する計画である。トレーラー或いはトラックで運搬される発電所用機器及び主要変圧器は屋外式機器搬入クレーンにて発電所の天井に設けたハッチを通して組立室に吊下され発電所内の天井走行クレーンによって組立てられる。サルバヒーナ発電所はCVC系統においてはアルトアンチカヤ発電所に次ぐ出力を有する主要発電所であるので電気設備の設計に当っては最も高い信頼度を得られる様留意した。3台の水車、発電機はユラットシステムを採用し最新の技術により設計されるものとする。

水車は立軸フランス水車で有効落差91m最大使用量90 $\text{cu. m/s}$ にて72.2MWの出力を有するものである。有効落差は最高102mから最低68mまで変化しこれは基準落差に対して37%とかなり大きいので変動落差に対して効率のよい斜流水車の採用も検討されたが保守運転の面より考え構造が簡単なフランス水車が選定された、最低水位での出力は1台当り43MWである。入口弁としては蝶形弁を設備する。一期工事で水車発電機2台が据付けられるが二期工事分の3台目のドラフトチューブのライナーも同時に据付けられる計画である。

発電機は定格力率0.9(遅れ)に於いて78MVAの容量を持つ立軸3相同期発電機で回転数180rpmの傘形構造である。発電機で発生された電力は密閉母線により主要変圧器に送られこの変圧器で110KVに昇圧され需要地カリ市近郊のパンセ変電所へ送電される、主要変圧器は地下収容されるために3相式とし極力占有スペースを節減するものとした。3相式とする場合荷揚港の容量から考え現場での組立となる可能性が大きい、冷却方式は送油水冷式とするがカウカ河の水には、火山灰系統の細かい粒子を多量に含まれて居り冷却装置に悪影響を与えるのみならず水車の流水に接する部分にも潰蝕などの被害をもたらすなど影響する所が大きいので設計にあたっては充分なる考慮を要する。

主要変圧器の高圧側はエレファントブッシング構造とし110KVのオフケーブルに接続されケーブル終端函により屋外へ導びかれる。屋外開閉所は発電所近くに適当なスペースが得られないため発電所下流約200mの左岸に設置することとした。ケーブル終端函と開閉所の間は架変送電線によって結ばれる計画である。

屋外開閉所には110KV2回線送電線引出のための開閉器、発電機3台分の並列用しゃ断器及び母線連絡用しゃ断器、関連する計器用変成器避雷器などが設置される。屋外開閉所の母線方式はこの発電所のCVC系統中にしめる重要性を考慮して信頼度が高く運用面での自由度が大きい二重母線方式を採用した。発電機の並列は高圧同期方式である。二重母線を連絡するマイ遮断器は二期工事が実施される時に設備することにしてある。

以上の水車発電機及び屋外開閉所機器の制御には一人制御方式を採用し配電盤室にて全ての機器の操作が可能の様設計する、この方式は必要の場合には機器設置現場近くの制御盤にて手

動操作することもできる。

送電線の保護にはキャリヤレーを用いた保護方式を採用し万全を期した、電気回路の詳細については単線結線図を参照されたい。

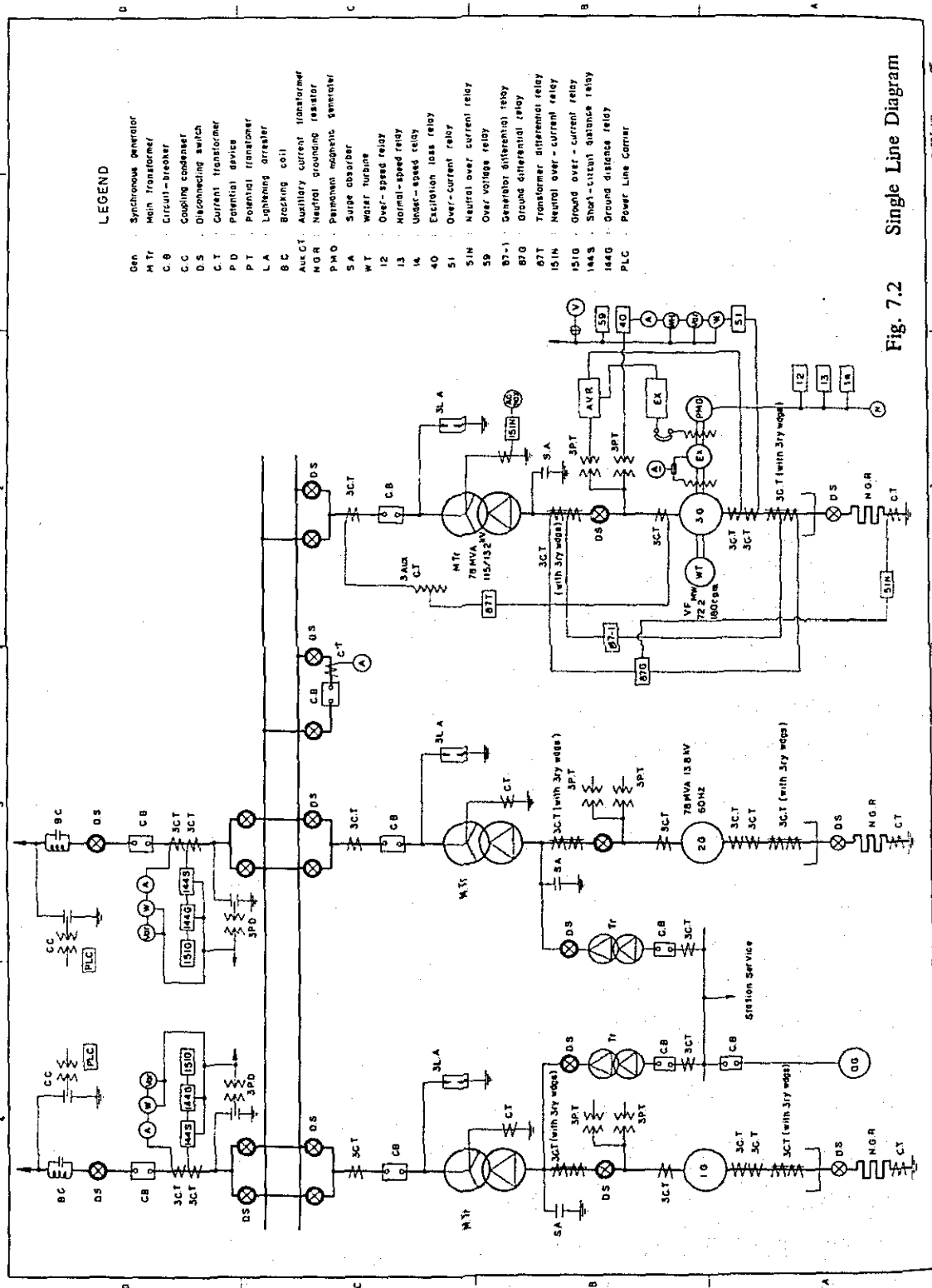


Fig. 7.2 Single Line Diagram

SHEET NO.



7.1.3 主要構造物の諸元

サルバヒーナ発電所の各構造物の主要諸元は次のとおりである

Table 7.1 Description on Main Structures of Dam and Power Generation

Items	Description
<b>Hydraulic Structures</b>	
Dam	
Type	Main; Arch-Gravity Dam Wing; Gravity Dam
Elevation of Crest	1,143.00 m
Crest Length	402.60 m
Crest Width	6.00 m
Height (foundation to crest)	133.00 m
Freeboard	3.00 m
Downstream Slope	1 : 0.6 1 : 0.85
Volume	700,000 cu.m
Spillway	
Type	Chute Spillway with Control Gates
Design Flood Discharge	3,500 cu.m/s
Type of Gate	Radial Gate
Number of Gates	4 gates
Dimension of Gate	W; 12.00 m H; 10.50 m
Outlet	
Maximum Discharge	220 cu.m/s at water surface level of 1,105 m
Type and Number of Gate	Sliding Gate ..... 2 gates Roller Gate..... 2 gates
Dimension of Gate	W; 25.0 m H; 3.0 m
Intake	
Type	Reinforced Concrete Structure
Maximum Discharge	2.70 cu.m/s
Dimension of Structure	W; 12.00 m H; 24.50 m
Number of Structures	3 places
Type of Gate	Caterpillar Gate
Dimension of Gate	W; 4.80 m H; 4.80 m

## 7・2 送変電および通信施設

### 7・2・1 送電線の規模

サルバヒーナ発電所で発生した電力を需要地であるカリ市へ送電するためにサルバヒーナ発電所とパンセ変電所(カリ市南15Km)とを結ぶ送電線を建設する。送電々圧としてはコロンビア国での電圧系列及びサルバヒーナ発電所の容量から現在までの最高電圧である115KV及び連系々統で採用予定の230KVが考えられる。これに必要な送電線容量が決る導体サイズ及び回線数を含めて次の案を比較した。

A	115KV	330 sqmm	ACSR	2回線
		410 sqmm	ACSR	2回線
B	230KV	520 sqmm	ACSR	1回線

一般に送電線を信頼度の高いものとする場合には線路は多回線構成とすることが望ましい、又2回線の場合連系機能を1回線事故時にも極力低下させないために2回線であってもその送電容量の1.5倍に抑えることが必要となる。

本計画にこの基準を適用すると、115KV2回線の場合には、電線サイズは410sqmm以上に限定される、一方230KVの電圧を採用した場合には電線サイズはコロナノイズの点から制限を受け520sqmmACSRが最小である。従って115KV 410sqmmACSR2回線と230KV 520sqmmACSR1回線とを建設費のみならず送電損失をも含めた年経費にて比較した結果経済的にすぐれているのみならず信頼度においてもまさる115KV2回線が選定された。Fig 7.3に送電系統図を示した。

計画された送電線の概要は次の通りである

Fig. 7.3 Transmission Line System

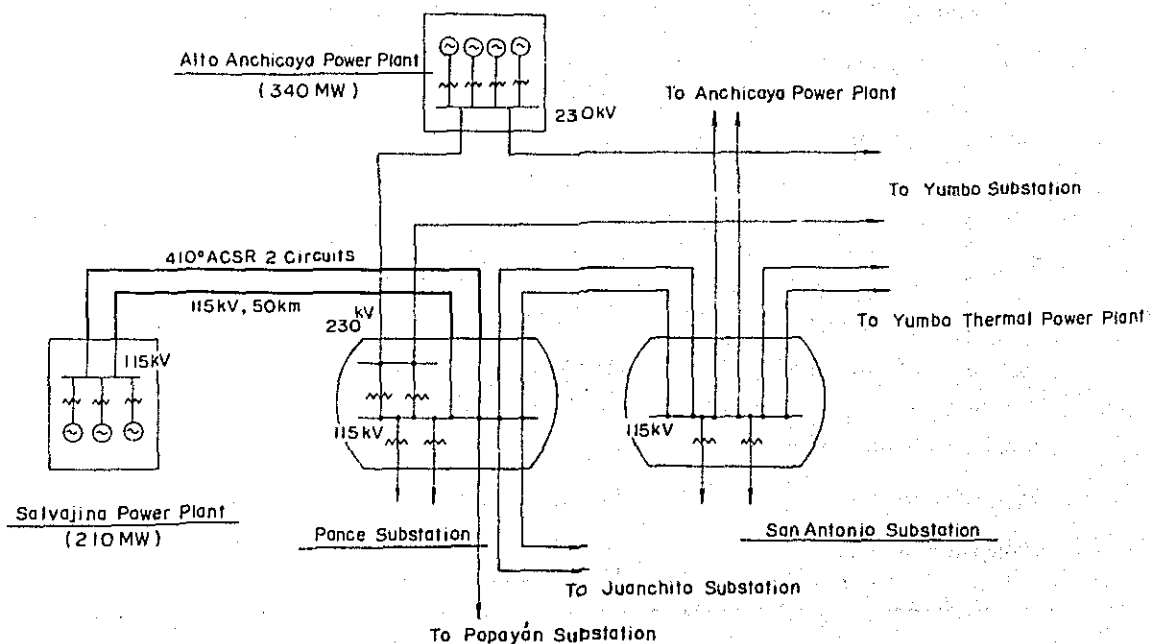


Table 7.2 Description of Transmission Line and Telecommunication Equipment

**Transmission Line**

Location	Salvajina Power Plant Pance Substation
Distance	50 km
No. of Circuit	2
Voltage	115 kV
Frequency	60 Hz
Conductor	410 sq.mm ACSR
Overhead Ground Wire	55 sq.mm GSC
Insulator	250 mm Suspension Insulator Ball and Socket Type
No. of Insulator per String	6
Support	Galvanized Steel Tower

**Telecommunication Equipment**

Power Line Carrier Telephone	1 channel for load dispatching use and 2 channels for administrative use.
Power Line Carrier Relay	2 channels for Power Line Carrier Relaying

Design Elevation	2,000 m
Insulator Type	250 mm, suspension insulator
Number per String	6
Standard Insulation Gap	950 mm
Minimum Insulation Gap	600 mm

7.2.2 送電線の設計

(1) ルート

送電線の予定経過地は発電所地点近くをのぞいてなだらかな丘陵地であり送電線建設及び保守の点からみて特に困難はないのでカウカ河沿いに極力送電線長さが短くなる様に選定した送電ルートをFig 7.4に示す。

(2) 絶縁設計

系統電圧の最高を120KVとしこの系統内に発生する開閉サージ及び常規異常電圧に対してフラッシュオーバーしない様罫子個数及びアーキングホーンギャップを決定した。絶縁設計諸元は次の通りである。

設計標高	2,000 m
罫子種別	250 mm m 懸垂罫子
一連の個数	6 ケ
標準絶縁間隔	950 mm
最小絶縁間隔	600 mm

(3) 電線サイズ及び支持物

電線サイズは前述の如く経済的にも技術的にも妥当と考えられる 410 sqmm ACS R を選定した。支持物としてはこの送電線の重要性を考え機械的強度が大きく信頼度の高い鉄塔を採用することとした。設計された標準鉄塔を Fig 7.4 鉄塔図に示した。

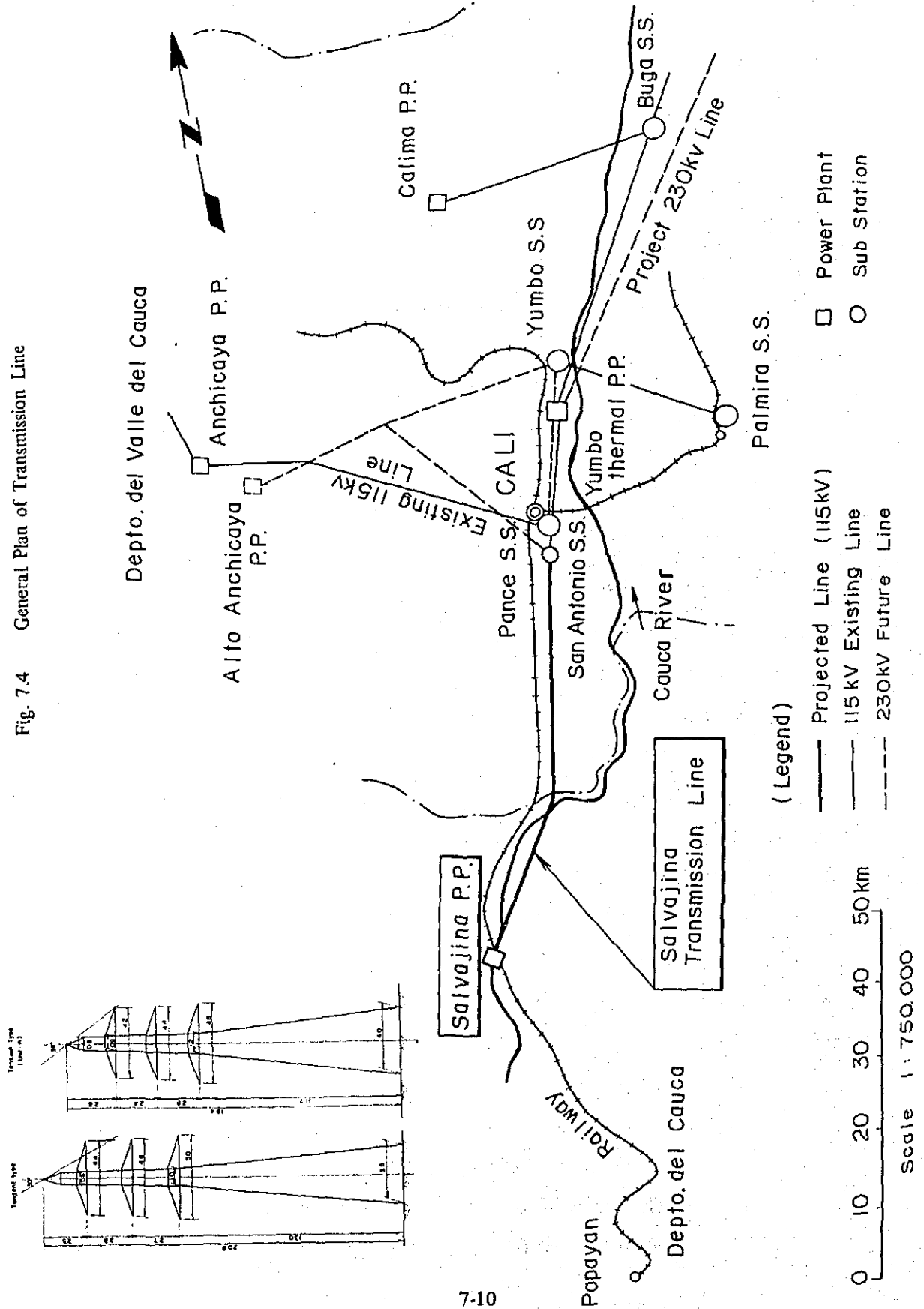


Fig. 7.4 General Plan of Transmission Line

### 7.2.3 変電所

サルバヒーナ発電所からの送電線はカリ市南約15Kmのパンセ変電所においてOVC系統に接続される。パンセ変電所は現在アルト アンチカヤ計画の一部として計画されているものでサルバヒーナ計画が完成する時点ではすでに運転されているものと考えられる。サルバヒーナ発電所からの115KV2回線送電線はこの変電所の115KV母線に接続される計画としこれに必要なしゃ断器、断路器など開閉器類をサルバヒーナ計画に含ませて考えることとした。

### 7.2.4 通信設備

通信設備の範囲としては、サルバヒーナ発電所及びその受電変電所であるパンセ変電所間の保安用通信設備とし次のものを設置する計画とした。

#### (a) 給電及び業務用通信設備

#### (b) キャリヤリレー用通信設備

なおテレメータ、スーパービジョン等については今后電力系統の拡大にあわせ順次設備して行くものとして本計画には含めていない。しかし、将来これらの増設が容易に行える様電力線搬送装置は信号伝送用回線付として設計されている、サルバヒーナ発電所の給電指令はパンセ変電所が行なわれるものと仮定してある。又送電線保守のための通信設備は送電線直長が短く地理的条件が極めてよいので考慮しなかった。

#### (1) 給電及び業務用通信設備

サルバヒーナ発電所～パンセ変電所間に3チャンネル電搬システムを設置し直通給電用電話回線及びトーンダイヤル方式の業務用電話回線を構成する。またサルバヒーナ発電所には20回線自動交換機を設置し運転保守に供する。通信回線の構成は次の通りである。

給電用電話	1チャンネル
業務用電話	2チャンネル
信号伝送用回線	1チャンネル

#### (2) キャリヤリレー用搬送設備

115KV送電線保護のためにパワーライン キャリヤリレーシステムを採用するものとし2チャンネルキャリヤリレー用搬送設備をサルバヒーナ発電所及びパンセ変電所に設置する。

Fig 7.5 にサルバヒーナ計画の通信系統図を示した。

### 7.3 河川堤防

6.3.6 で決定された計画高水流量に洪水ピークおよび波浪等に対する余裕を見込み、河川断面を決定した。築堤範囲は上流はラバルサより始め、下流は左岸側ではR-U-Tまで、右岸側はブガラグランデ川まで築造する。

なを河道断面の決定は次の前提条件にもとずき決定した。

- (1) 河川の流れは不等流であるが、支流が合流し次の支流が合流するまでは等流と見做しても支障がないので、各区分毎に等流公式（マニング公式）を適用した。
- (2) マニング公式の粗度係数(n)は本流に設けられている7ヶ所の流量観測所の水位～流量曲線と河川縦断面図から推定した。その結果各種の水位変化に対し粗度係数は0.02～0.03が得られたので河川各断面の水位の検討には  $n = 0.03$  を用いることとした。
- (3) 堤防の路線は河川の蛇行運動を考慮し或る程度河岸より遠ざける方がよいが一方河巾を余り大きくする時は受益面積が減少する。従って計画河巾は、高水敷に対しては洪水による推定被害額を補償し、堤防敷および土取場は買取するものとして、D、HおよびJの3断面につきそれぞれ堤防の長さ1 m当りの工事費（直接工事費）の比較をした上決定した。即ちFig 7.6に示すとおりD断面では河巾200～300 m、H断面では250～300 m、J断面では300～350 mとするのが最も経済的である。以上から各区分の河川巾員はFig 6.12のとおり決定した。

尚以上の比較するに当り、堤防敷となる地域の地形図がなかったので河川を含む横断線が、兩岸の河岸より1:500の勾配で下っているという前提に立った。このため河川堤防についてこの地域の地形図が出来た時に堤防間隔等についてチェックする必要がある。

Fig. 7.5 Telecommunication System

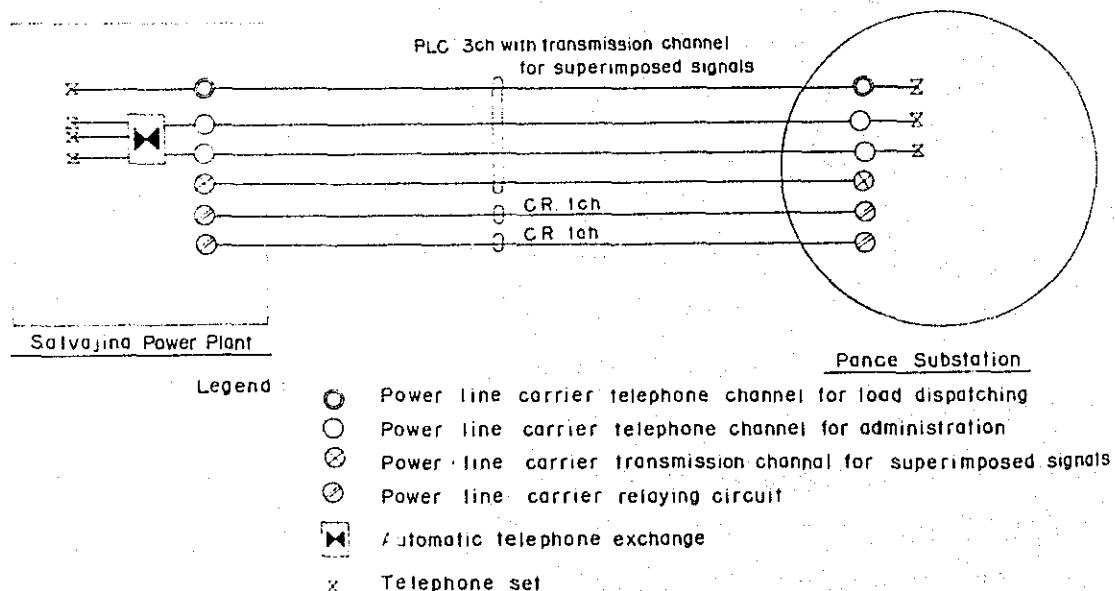
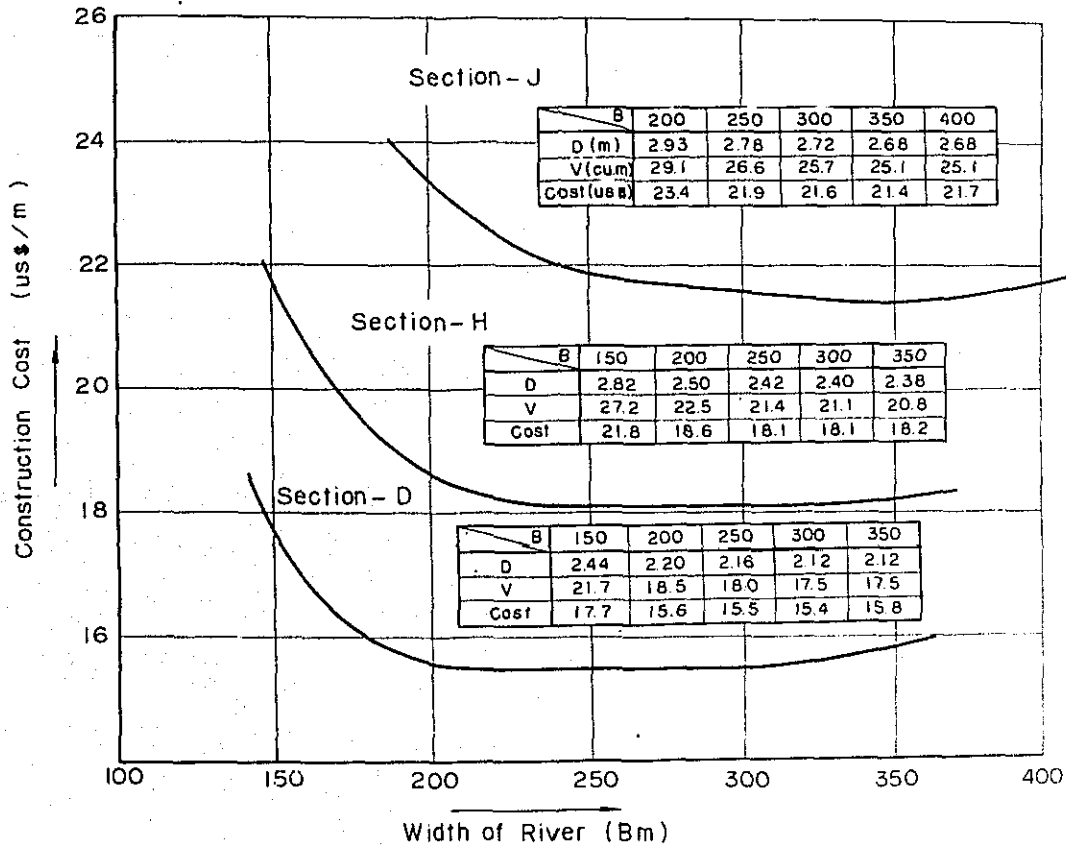
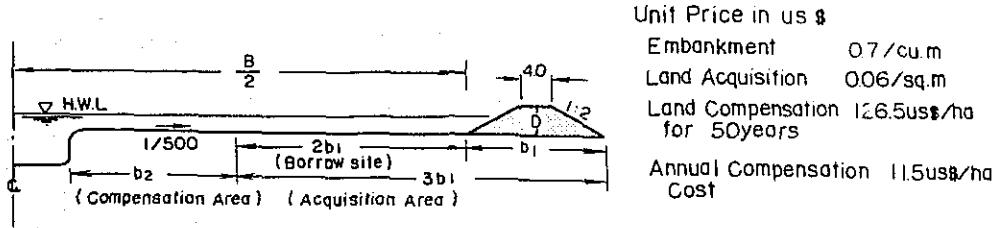


Fig. 7.6 Relation between Width of River and Height of Levee



(4) 河川がいちどるしく蛇行している部分については、原則として河川延長とショートカット長の比が10以上の時、河道をショートカットすることとした。又河川が彎曲している部分については、原則として河道に沿って測られた堤防に要する年経費がその堤防によって圍繞される農地によってもたらされる年純使益を上廻る場合には片側の堤防は河なりに彎曲させず、ショートカットして下流堤防と連絡せしめることとした。

(5) 堤防の標準断面は次によりDWG7のとおり定める。

築堤材料は堤外地の最寄りの地域より採取するものとし、(用土の物理的性質についてはTable7・3のとおり)透水係数については安全を見て $k = 0.001 \text{ cm/sec}$ としてStrahl式よりb-T曲線を求め(Fig7.7)これより洪水継続時間700~1000時間として堤防天端巾員(b)を4mとした。

1)

$$t = \frac{1}{k} \cdot \frac{(b + nh) \sqrt{h^2 + (b + nh)^2}}{h}$$

h : 堤体の水面までの高さ

b : 天端巾

n : 裏法勾配 (1 : 2.0とする)

t : 洪水継続時間

k : 透水係数  $k = 0.001 \text{ cm/sec} = 0.036 \text{ m/hr}$

堤防の高さは計画高水流量に次の余裕を見込んだ。

(i) 計画高水流量(日平均流量)とピーク流量の差として $130 \text{ cu.m/s}$  (Table6.6 参照)

(ii) 波浪等による余裕 0.5 m

Fig. 7.7 Relation between T (hr) and b (m) by Strahl Formula

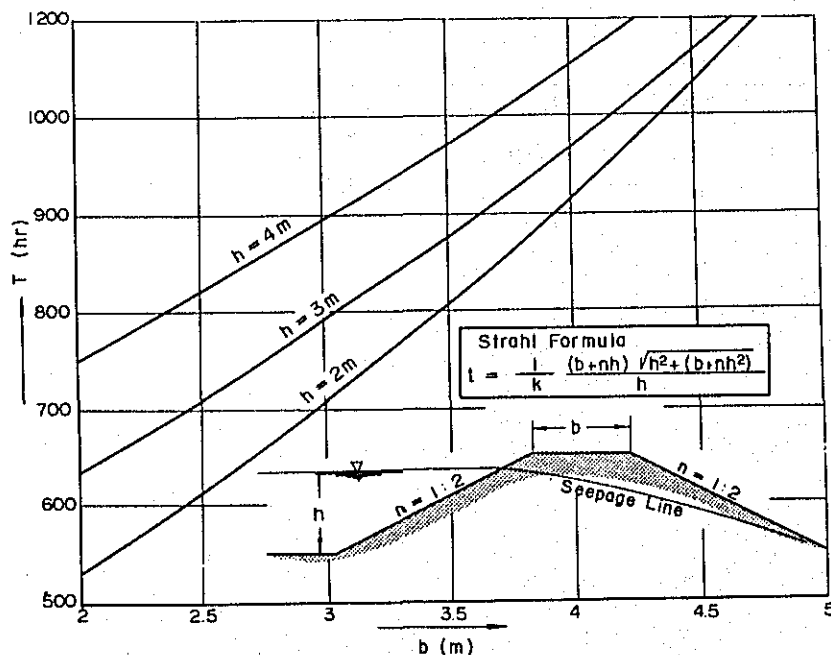




Table 7.3 Characteristics of Soil Material for Levees

Test	Sample No.	1	2	3	4
		Aguablanca	R-U-T	Mediacanoa (0 - 2 m)	Bugaragrande (0 - 1.8 m)
Soil Character		Clayey Loam with Fine Sand	Loam	Loam - Clay	Loam - Clay
Permeability Coefficient (cm/s)		-	(Compacted Sample $10^{-6} \sim 10^{-9}$ )	( $1.65 \times 10^{-6}$ )	( $0.47 \times 10^{-7}$ )
Cohesion (kg/sq.cm)		-	-	0.70	1.40
Angle of Internal Friction		-	-	26.6°	28.9°
Specific Gravity		-	2.69~ 2.80	2.56	2.58
Natural Water Content (%)	29.3	16.5 ~ 36.3	( $40.0(0.7 \frac{1}{l})$ $39.7(1.3 \frac{1}{l})$ $52.1(2.0 \frac{1}{l})$ )	( $31.5(0.7 \frac{1}{l})$ $43.8(1.3 \frac{1}{l})$ $41.5(1.8 \frac{1}{l})$ )	
Maximum Dry Density (Pb/cu.ft)	97	109.5~117.8	110.6	104.6	
Optimum Water Content (%)	26	12.5~ 18.0	15.5	20.5	
Atterberg Limit (%)					
LL	48.5	32 ~ 68	( $41.7$ $28.4$ $46.1$ )	( $44.5$ $45.8$ $40.1$ )	
PL	-	-	( $28.5$ $23.0$ $26.4$ )	( $31.0$ $30.6$ $25.1$ )	
PI	19.2	8 ~ 39	-	-	

$\frac{1}{l}$  Depth (m)

$$\frac{1}{l} t = \frac{1}{K} \cdot \frac{(b+nh)\sqrt{h^2 + (b+nh)^2}}{h}$$

where:

- h : depth of water (m)
- b : width of crest (m)
- n : slope gradient (taken at 1 : 2)
- t : flood duration in hours
- k : coefficient of permeability (k=0.035 m/hr.)

河川堤防等主要構造物の概要は次のとおりである。

#### 7・4 排水施設

排水施設の概要は次のとおりである

Table 7.5 Description of Drainage Works

Block <sup>1/</sup>	Area (ha)	Principal Drainage Canal (km)	Pumping Plant		Intercepting Canal (km)
			No.	kW	
L - a	9,000	10.0	1	170	4.5
L - b	8,000	6.5	-	-	9.4
L - c	6,300	11.0	1	780	5.0
L - d	500	-	-	-	-
L - e	1,500	5.0	-	-	-
L - f	500	-	2	530	-
L - g	1,500	-	-	-	-
L - h	1,800	-	2	110	5.4
L - i	2,300	-	-	-	10.5
L - j	1,400	-	1	70	11.0
Sub-Total	32,800	32.5	7	1,660	45.8
R - a	6,600	15.5	2	1,180	9.4
R - b	9,600	22.0	1	900	19.6
R - c	9,800	30.0	-	-	14.6
R - d	9,300	16.5	3	3,240	17.9
R - e	3,800	7.0	-	-	13.9
R - f	5,500	16.0	-	-	-
R - g	4,200	15.0	1	350	-
Sub-Total	48,800	122.0	7	5,670	75.4
Total	81,600	154.5	14	7,330	121.2

<sup>1/</sup> See Fig. 6.20

## 第 8 章 建設計画

## 目 次

第 8 章	建設計画	
8・1	ダムおよび発電所 .....	8-1
8・1・1	工事工程 .....	8-1
8・1・2	施工計画 .....	8-1
8・2	河川改修 .....	8-3
8・3	排水施設 .....	8-3

## 第 8 章 建 設 計 画

この計画を実施する場合のスケジュールは主として技術的な立場から Fig 8. 1 のとおりとした以下各工種毎に詳述する。

### 8. 1 ダム発電所

#### 8. 1. 1 工事工程

##### (1) 第一期工事

第一期工事は、ダム洪水吐および発電所の 3 台の機器のうち 2 台の据付を含むもので、工事期間としては、工事の規模、構造物の配置地域条件、気象条件請負者に期待される施工能力等を検討した結果、4 ヶ年とするのが適当であり、仮排水トンネル工事に着手後貯水池開始に至るまで 3 年 6 ヶ月を要する。

サルパヒーナ発電所運転開始の時期は、電力需給上と雨季の河水を貯水し洪水調節を必要から 1977 年 1 月とする。この工事工程は DWG NO. 6 に示されている。

第 1 年目には、現地乗込み工事用建物、現地附近の道路の拡巾新設、工事用動力設備等の準備工事を行ないこれに並行して仮排水トンネルを乾季中に完成してダムの基礎掘削を開始する。

第 2 年目前半には、ダムおよび発電所の掘削を完了し引続きダムコンクリートの打設、発電所の基礎工事、水圧鉄管の据付を開始する。

第 3 年目には、ダムコンクリートの大半が打設され、その立上りにつれ、水圧鉄管の残工事、放流路、取水口の工事が順次行なわれる。発電所も電気機器据付に必要な工事はすべて終了し、第 3 年の終りにはその据付に着手する。

第 4 年目には、洪水吐、その他各構造物のコンクリート、各種ゲート類、電気機器等発電所の運転開始に必要な一切の工事を終了する。雨季に入る前に仮排水トンネルをプラグし貯水を始め、通水試験を行なった後 1977 年 1 月に発電所の営業運転を開始する。

上記の現場工事が円滑に実施されるには、準備工事ならびに工事用機械および各種機器の購入契約等が DWG NO. 6 に示される工事に従って順調に進んでいなければならない。

##### (2) 第 2 期工事

第 2 期工事は、第 3 号機の据付工事である。電力需給上の必要から第 3 号機の運転開始は、1978 年始めと予測されているが、電気機器の据付が主要な工事で、特に問題となる要素はない。

#### 8. 1. 2 施工計画

##### (1) 地域条件およびその関連事項

(a) 輸送路

カリ市より建設地点に至る道路の径路としては、2つの案が考えられる。第1の径路はハムデイよりガチンテを経て建設地点に至る案であり、第2の径路はサンタンデルテンバを経るルートである。それぞれのルートの延長は6.2 Kmと8.4 Kmである。前者のルートは延長は短かいが、舗装されている部分が少なくまた、拡巾補修、新設の部分が少くない。したがってこれらの点を考慮すれば、後者のルートを選ぶ方が有利と判断されるが、今後十分な調査を行った上で最終的に何れのルートを選ぶべきか決定すべきであろう。またテンバからダムサイトに至る道路は拡巾もしくは新設を要する部分が多く地形測量その他の調査を実施する必要がある。

(b) 工事用電力

サルバヒーナダム、発電所建設に必要な電力は最大約4,000 KWと想定される。このためにICELが建設するカリーボバヤン間11.5 KV送電線をモンドオモにおいて分岐し、11.5 KVより3.4.5 KVに遁降し3.4.5 KV配電線2.5 Kmを建設し、工事用電力を供給する計画とした。現在はこの計画が最も経済的な工事用電力の供給方法と考えられるが、工事実施に当って更に詳細な検討を要するものと考えられる。

(c) 給水設備

工事用水、飲料水の水源としては、ダム地点左岸側下流の沢水を利用する。この水をダム、発電所、事務所、宿舍、その他の設備に給水することとする。

(2) 工事用材料の調達

工事に用いる材料は、およそセメント18,000 ton、鉄筋 3,500 ton  
鋼材 1,000 ton、火薬 200 ton、木材 5,000 m<sup>3</sup> 軽油、ガソリン重油等の油脂類 1,000 ton に達すると思われる。これらの材料のうち大部分は、コロンビヤ国内において生産されるので、コロンビヤ国産品を使用するが、鉄管、ゲート屋外鉄構鋼製型枠、支保工、ロット、ビット等は輸入品を使用する。

コンクリートの器材は、ダムサイト下流のスワレス、アスナス部落附近に存在する河川堆積物を使用する。

(3) 主要構造物の施工

(a) ダムの施工

ダムの施工を3ケ年で実施するため、1973年の雨季直前に仮排水トンネルおよびコフアーダムを完成する。

ダム基礎の堀削は、河床が非常に狭いため河流の切替直後から着手し、標高の高い部分から順次切下げを行い、河床堀削に及ぶ。ダム基礎となる岩盤にはダムの堀削がすべて終了後、透水を防ぐためのカーテン グラウトと支持力向上のためのコンソリデーション グラウトを実施する。

ダムのコンクリート量は中央のアーチグラビティダムが 5,920,000 m<sup>3</sup> 両岸の

スラスト ブロックが108,000 $m^3$ であるが、このコンクリートは1974年の終り頃から2ケ年で打設する。このためコンクリートの練り交ぜには1.5 $m^3$ のミキサ4台を備えたパッチャプラントをダムサイトに準備し13.5t級走行式ケーブルクレーンと補助用ジブクレーンとを併用してコンクリートを打設する。スワレス地区に設置される器材プラントは300 $l/hr$ 程度となるであろうが、今後堆積砂礫の粒度等をさらに調査してから決定する必要がある。

ダムのコンクリートは、打設に先立って十分な配合試験を実施し良好な結果が得られるよう定めるべきであって、ダム全体として品質のばらつきの少ないコンクリートを作るためその品質管理を厳重に行うべきである。勿論これらに用いる器材、セメント等の諸材料については、十分調査試験をした上でなければ使用してはならない。

ダムの横方向収縮継目は、水圧鉄管、放流管を横切らないよう15~22m間隔に設けるが、この継目のグラウトはあらかじめコンクリートに埋設したパイプクーリングによるコンクリートの温度調整を行った後、貯水池の湛水計画と照合した上で実施するものとする。

1977年1月に営業運転を開始するためには、仮排水トンネルの最終閉そくは、1976年末の雨季の洪水を貯水するため、本格的雨季がはじまる10月初旬に開始しなければならない。閉そくに先立って、洪水吐および放流路のgate等の設置を完了しておくことが望ましい。

#### (b) 発電所その他の建造物の施工

発電所工事は、ダムの基礎掘削に引続き1974年の後半に開始し、雨季の開始前に下部の構造を完成し、水車発電機の据付に備える。水車発電機は第1期に2ユニットを据付ける。ドラフトチューブは3ユニット分設置しておき、何時でも1ユニット増設出来るようにしておく。

## 8.2 河川改修

洪水氾濫を防止するための堤防工事はその社会的経済的効果の大きいことから可及的速に着工し、短期間に工事を完了することが好しい。併し、この工事による受益者が特定多数に偏り、幾何かの資金負担と伴うこと、堤防延長が長く工事施工のための測量、設計用地買収交渉等に要する時間の余裕が必要であること等を考慮し、工事の着工は1975年、工期は7ケ年とした。又工事はラ・バルサ〜ファンチート、ファンチート〜リオ・グアバス、リオ・グアバス〜リオ・ツルアおよびリオ・ツルア〜リオ・バイラおよびR-U-Tの4工区に分け上流工区より施工することとした。

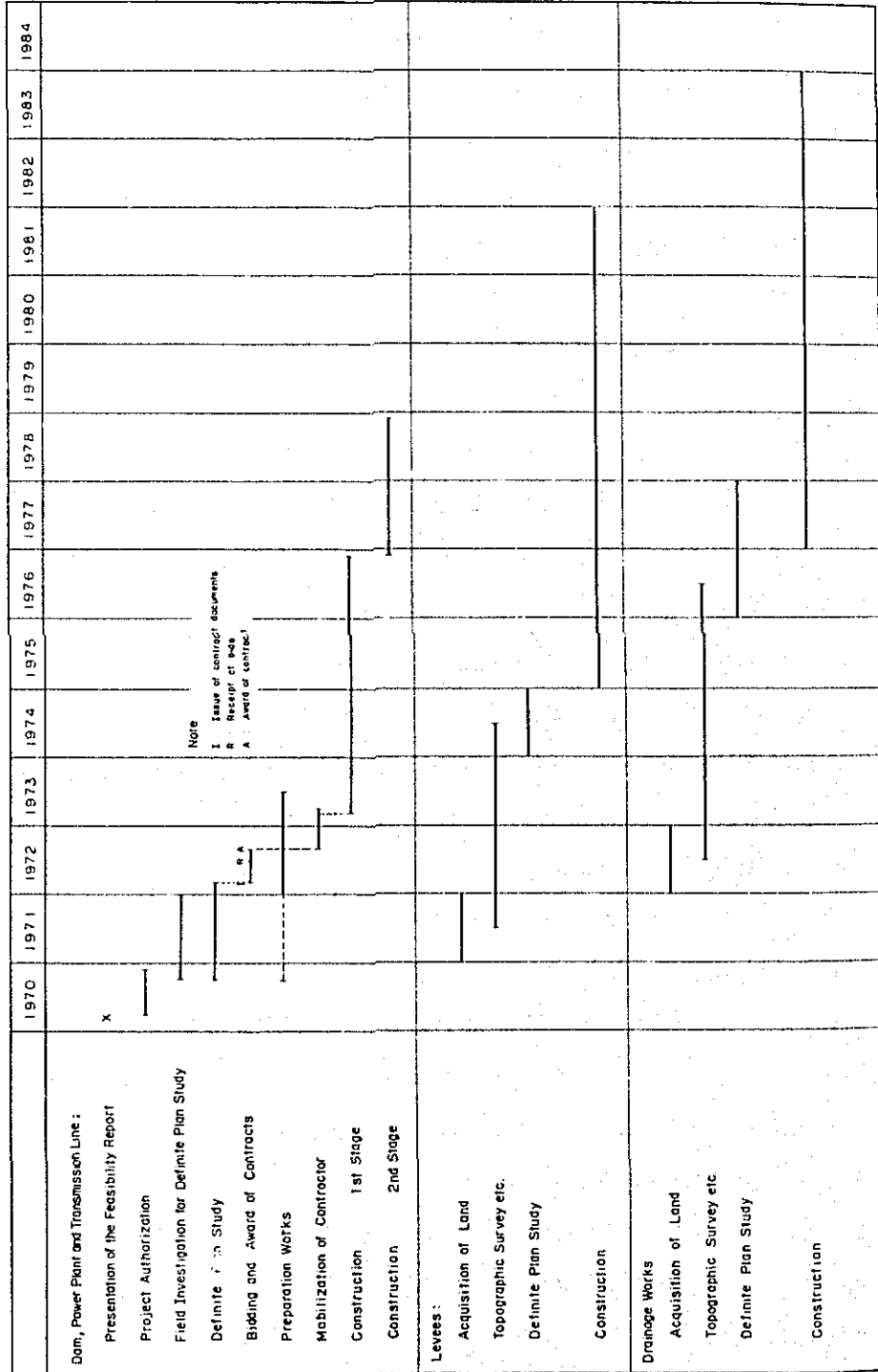
年度別工事範囲はDWG 68に示すとおりである。

## 8.3 排水施設

排水工事についても堤防工事以上の特定多数の農民の同意を必要とし、工事範囲も広いことから準備期間を見込み着工は1977年とした。工事は堤防工事の終了した地区から始めることとし、7ヶ年で完了することとした。

年度別の施工量の概要は DWG. Ⅱ8 に示すとおりである。

Fig. 8.1 General Schedule of Project





## 第9章 工事費の算定

目 次

第9章 工事費の算定 ..... 9-1

## 第 9 章 工 事 費 の 算 定

この計画に基づく諸施設を施工するために必要な工事費の総額は US 弗  $91.3 \times 10^6$  と見積られその内外貨は US 弗  $44.3 \times 10^6$  , 内貨相当額は US 弗  $47. \times 10^6$  である。

工種別および年度別の工事費の内訳は Table 9.1 (1), 9.1 (2) および Table 9.2 に示すとおりである。

工事費の積算は 1969 年現在の物価により積算し, 1米弗 = 17.35ペソとして換算した。

用地買収費は貯水池, 水路, 堤防等の水利構造物の敷地と土取場に対し耕地については ha 当り 10,000ペソ, 山林については 3,100ペソ の単価で見積り, 補償費は水没家屋に対し計上し鉱山に対しては計上されていない。

土木建築工事は請負方式によるものとし, 工事に必要な資材, 機械設備等で国内で調達困難と思われるものは輸入するものとした。

労務, 資材, 器材等の価額は国内の同種工事の実績を参考に積算したが, 輸入関税は見込んでいない。予備費は土木工事に対しては 15%, 機械器具類に対しては 5% が計上されている。

技術料は一率に工事費 (建設利息を含まぬ) の 6.25% を計上した。

建設利息は外貨に対しては年 9%, 内貨に対しては 12% の割合で計上した。

尚工事費には精密設計のために必要な, 現地調査費, および CVC 管理費は見込んでいない。

## 第10章 經濟評估

## 目 次

第 10 章	経済評価	
10・1	年便益 .....	10-1
10・1・1	洪水防禦による便益 .....	10-1
10・1・2	水質汚染軽減による便益 .....	10-3
10・1・3	発電便益 .....	10-3
10・1・4	排水改良便益 .....	10-8
10・2	年費用 .....	10-9
10・3	コストアロケーションおよび便益、費用比率 .....	10-11
10・4	電力コスト .....	10-11

## 第10章 経済評価

### 10.1 年便益

#### 10.1.1 洪水防禦による便益

洪水防禦による便益は、今まで毎年発生した洪水被害の軽減の他に、将来、現在の洪水地域にかんがい、排水工事が実施され、そのため期待される農業生産の増加の一部を見込むことが出来る。現況農業生産をもとにした各種洪水による被害については6.3.4に述べたが、これより Table 10.1(1)に示すとおり何ら洪水調節設備をもたない場合における年平均被害額は O a uca 平野全体で  $69.7 \times 10^6$  ペソ、貯水池および堤防が完成した場合（確率  $\frac{1}{10}$  洪水を対象とした）の被害額は  $13.9 \times 10^6$  ペソと積算される。

従って両者の差  $55.8 \times 10^6$  ペソは当該施設による被害軽減額で、洪水防禦の便益と見なされる。

なお貯水池のみが完成した時点における（1976年）便益は上記と同様の方法で Table 10.1(2)に示すとおり年間  $36.1 \times 10^6$  ペソと積算した。（Fig 6.4 に示す「ラビクトリアの河道  $\text{cu.m/s}$  を越える量より貯水池でカットされる量  $340 \times 10^6 \text{ m}^3$  を差し引いた量」による被害額）

以上から計画地域の1976年以降50年間の便益は割引率  $8.5\%$  とし1976年現在価値で  $47.8 \times 10^6$  ペソ（ $27.53 \times 10^6$  米弗） 又年便益は  $41.2 \times 10^6$  ペソ（ $2.37 \times 10^6$  米弗）と積算された。（Table 10.1(3)参照）

尚排水工事後の農業生産高の増加のうちに見込まれる洪水コントロールの便益は排水の効果として 10.1.4 に計上した。

Table 10.1 (1) Expectation of Annual Flood Damage without Project

Return Period (year)	Probability of Flood Occurrence	Flood Volume <sup>1/</sup> ( $10^6 \text{ cu.m}$ )	Inundation Area <sup>2/</sup> ( $10^3 \text{ ha}$ )	Flood Damage ( $10^6 \text{ pesos}$ )	Expectation of Damage ( $10^6 \text{ pesos}$ )
2	0.500	130	30	44	22.0
5	0.300	460	47	78	23.4
7	0.057	670	55	94	5.4
10	0.043	1,050	66	116	5.0
15	0.033	1,580	79	142	4.7
20	0.017	2,100	89	162	2.8
30	0.017	3,080	106	197	3.3
50	0.013	4,600	128	240	3.1
Total					69.7

Annual flood losses when the reservoir and levees are completed :  
 $(4.7 + 2.8 + 3.3 + 3.1) \times 10^6 = 13.9 \times 10^6 \text{ pesos}$

1/ Flood volume exceeding 750  $\text{cu.m/s}$  of the river channel at La Victoria.

2/ Excluding the damages for Aguablanca and R-U-T Projects area.

Table 10.1 (2) Flood Control Benefit with Reservoir Only

Return Period (year)	Probability of Flood Occurrence	Flood Volume <sup>1/</sup> (10 <sup>6</sup> cu.m.)	Inundation Area (10 <sup>3</sup> ha)	Flood Damage (10 <sup>6</sup> pesos)	Expectation of Flood Damages (10 <sup>6</sup> pesos)
2	0.500	—	—	—	—
5	0.300	120	29	42	12.6
7	0.057	350	43	70	4.0
10	0.043	710	57	98	4.2
15	0.033	1,240	73	130	4.3
20	0.017	1,760	84	150	2.6
30	0.017	2,740	100	184	3.1
50	0.013	4,260	116	216	2.8
Total					33.6

Annual benefits by reservoir operation only:  $(69.7 - 33.6) \times 10^6 = 36.1 \times 10^6$  pesos.

<sup>1/</sup> Flood volume exceeding 750 cu.m/s of river channel after completion of reservoir.

Table 10.1 (3) Flood Control Benefit with Reservoir and Levees

Year	Annual Benefits (10 <sup>6</sup> pesos)	Present <sup>1/</sup> Worth Factor	Present Worth in 1976 (10 <sup>6</sup> pesos)
1977	36.1	0.922	33.3
1978	40.0	0.849	34.0
1979	43.9	0.783	34.4
1980	47.8	0.722	34.5
1981	51.7	0.665	34.4
1981~2026	55.8	7.65 <sup>2/</sup>	426.9

1. Total benefit in Cauca Plain 597.5 (34.4 x 10<sup>6</sup>\$)
2. Annual average benefit in Cauca Plain 51.5 (2.97 x 10<sup>6</sup>\$)
3. Total benefit in project area 478.0<sup>3/</sup> (27.53 x 10<sup>6</sup>\$)
4. Annual average benefit in project area 41.2 (2.37 x 10<sup>6</sup>\$)

<sup>1/</sup> Discount Rate : 8.5%

<sup>2/</sup>  $11.5 \times 0.665 = 7.65$ ,  
(Uniform Series - Present Worth Factor for 45 years : 11.5)

<sup>3/</sup> 80% of total benefit (Adjustment ratio between the inundation area from La Bolsa to Roldanillo in this project and flooded area from La Balsa to Cartago)

1. 総工事費（建設金利含まず）米弗  $79.1 \times 10^6$  の中外貨は米弗  $38.7 \times 10^6$  内貨は米弗  $40.4 \times 10^6$  で、外貨に対する金利7%、内貨に対する金利9%の場合総合金利は8.5%となる（12章メモ(2)(3)参照）

#### 10.1.2 水質汚染軽減便益

水質汚濁軽減による便益はこの計画が実施されない場合施すべき代替施設即ち汚水処理施設の年費用と見做すことが出来る。

1976年以降50年に亘る汚水処理施設の年費用の節減額即ち汚染軽減の便益は6.4.2

Table 6.11に示すごとく  $23.4 \times 10^6$  ベソ ( $15.6 \times 10^6$  ドル) となる。

#### 10.1.3 発電便益

##### (1) 経済評価の基本的な考え方

4.2.5で述べた様にコロンビア中央4社の系統はISAの連系送電線建設によって連系され一つの系統として運営される予定である。又今後この中央系統に含まれる新規の大規模な電源開発計画もISAの手により開発される計画である。

またコロンビアは石油産出国ではあるが水力資源に非常にめぐまれていること及び石油は外貨獲得の重要な手段であることから水力電源の開発は今後も精力的に進められるであろう。従って新規計画地点の優劣を判定し開発順序を決定するために計画地点の経済性評価の統一的基準が必要となろう。従来は各社各計画によりこの評価の基準は異っていたため各レポートに記載されている、B/C 或は超過便益だけで計画地点の優劣を判定することはできないうらみがあった。その多くは火力発電所を代替としているがその規模、建設費、金利、燃料単価耐用年度等全ての条件がまちまちに採用されていた。

今回の連繫を契機としてこれを改めここに述べる様な基準火力発電所を一種の物指しとして水力計画の評価を行うことを強く勧告するものである。

##### (2) 販売可能電力量

6.5で記述した如くサルバヒーナ発電所の年間の常時電力量は発電端においてTable 10.2の如くなる。同表から判る通りサルバヒーナ発電所の運転開始後2年目ですでに全量が有効に使われることになる。

サルバヒーナ発電所から一次変電所であるパンセ変電所までの送電損失率を2.5%としてパンセ発電所における販売可能電力量を求めるとTable 10.2の第2欄に示した如くなる。



## 基準火力発電所の選定

基準火力発電所を選ぶにあたっては次の様な条件を考慮する。

- (1) 連系された中央系統内の電力需要の大きさその伸び率，供給力の構成等からみてその規模及びユニット出力は適切なものであること，この場合基準火力発電所は物指しとして使用するのみであるから実現可能なものであればよく全くの代替ではない。従ってその規模は必ずしも評価される水力計画地点のそれに同じである必要はない。
- (2) 評価されるべき計画地点の予想運開年頃に系統内で供給力の主要部分をしめることが予想される様な新鋭火力発電所であること。
- (3) 新鋭火力発電所として最も有利な立地条件に設置されること。

以上の条件をサルバヒーナ計画に適用するとサルバヒーナ計画の系統に投入が予定されている1977年頃の新鋭火力発電所としては100MW以上のユニットが予想されるので125MW $\times$ 2=250MWの重油専焼火力発電所を想定した。設置場所としてはCVC系統の中心に近く燃料及び冷却水等の入手に便なベナベンツラを想定し送電線によってカリ市近郊の一次変電所での電力及び電力量をもって水力計画地点のそれと比較するものとした。選定した基準火力発電所及び送電線の諸元及び建設費をTable 10.3(1)および(2)に示す。

次にTable 10.3(3)に示す様にこの基準火力発電所の年間費用を固定費と可変費に分けて算出した。固定費とは発電々力量の如何にかゝらず必要な費用であり可変費は発電々力量の大小に比例して増減する費用である。KW当りの固定費は16.5ドル、KW当りの可変費は、2.8ミルである。この様に年経費を固定費と可変費に分けて算出するのは次項で述べる様に水力発電所の評価に当ってKW価値を評価するためである。

## 便益の単価

水力発電所の年間便益はKW当り便益とKW当り便益を用いて算出する。KW当り便益は基準火力発電所のKW当り年間固定費にKW補正率をかけたものとする。KW補正率をかける理由は次の通りである。火力発電所は水力発電所に比らべて事故による停止率及び定期補修による停止率が大きい。それ故電力系統に火力発電所を投入した場合に水力発電所を投入した場合と同程度の信頼度で電力を供給するためにはこれに必要な分だけの設備量を余分に必要とする。この所要増分設備量は水力発電所の便益としてみなすべきのものでこれを考慮に入れて算出するための係数をKW補正率として1.2を見込んだ。

一方KW当り便益は基準火力発電所のKW当り年間可変費とする。従ってサルバヒーナ発電所のKW当り便益及びKW当り便益は次の通りとなる。

KW当り便益	21.ドル
KW当り便益	2.8ミル

年間便益

サルバヒーナ計画の有効常時電力量および常次尖頭出力は Table 10.2 で示す通りであり  
 上で記した便益単価を用いて運開後 50 年間に期待される便益を算出しこれを 1976 年の現在  
 価値に換算すれば  $64.19 \times 10^6$  ドルとなる。従ってサルバヒーナ発電所の年便益はこの値を 50  
 年間に均等化した  $5.55 \times 10^6$  ドルである。

(Table 10.4 参照)

Table 10.2 Salable Energy of Salvajina Power Plant

Year	Generating End		Primary Substation End	
	( $10^3$ kWh)	( $10^3$ kW)	( $10^3$ kWh)	( $10^3$ kW)
1977	622,710	97	607,140	93
1978	648,300	103	632,090	98
1979	648,300	153	632,090	146
1980	648,300	207	632,090	197
1981	648,300	210	632,090	200

Notes: Loss factor of kW: 4.6%

Loss factor of kWh: 2.5%

Table 10.3 (1) General Features of Standard Thermal Power Plant  
(125 MW x 2 = 250 MW)

Installed Capacity	250 MW
Unit Capacity x Number of Unit	125 MW x 2
Annual Capacity Factor	60%
Annual Generation	$1,314 \times 10^6$ kWh
Percent of Station Service	5.5%
Annual Energy Supply	$1,242 \times 10^6$ kWh
Thermal Efficiency at Sending End	32.7%
Annual Fuel Consumption	$331 \times 10^3$ kl
Construction Cost	$28.4 \times 10^6$ \$

Table 10.3 (2) General Features of Transmission Line

Distance	Buenaventura – Cali Primary Substation	
Length	90 km	
Voltage	230 kV	
Number of Circuit	2	
Construction Cost	$1,800 \times 10^3$ \$	
Foreign Currency	$1,170 \times 10^3$ \$	
Domestic Currency	$630 \times 10^3$ \$	
Loss Factor		
for kW	1.5%	
for kWh	2%	
Annual Cost Factor		
Administration	0.5%	
Operation and Maintenance	2.2%	
Interest and Depreciation		
Foreign Currency	8.58% (Interest Rate 7%)	
Domestic Currency	11.02% (Interest Rate 10%)	
Annual Cost		
Foreign Currency	$1,170 \times 10^3 \times 11.58\% = 135.4 \times 10^3$ \$	
Domestic Currency	$630 \times 10^3 \times 14.02\% = 88.4 \times 10^3$ \$	
Total	$223.8 \times 10^3$ \$	

Table 10.3 (3) Annual Cost and Unit Cost of Standard Thermal Power Plant

Item	Fixed Cost (\$)	Variable Cost (\$)	Remarks
1. Interest and Depreciation	3,020,000	—	
Foreign Currency Portion	2,462,000	—	Capital Recovery Factor 0.0858
Domestic Currency Portion	558,000	—	0.1102
2. Operation and Maintenance	823,700	135,000	
Wages and Salaries	213,400	—	96 persons x \$2,200
Repair Expenses	542,800	135,900	Construction Cost x 2%
Miscellaneous Expenses	67,500	—	(Fixed Cost: 80%, Variable Cost: 20%) Construction Cost x 0.2%
3. Administration	61,200	15,300	Operation and Maintenance Costs x 8%
			(Fixed Cost: 80%, Variable Cost: 20%)
4. Tax and Duty	0	0	
5. Fuel Cost	—	3,265,300	9.86 mill/lit x 331 x 10 <sup>3</sup> kl
6. Total	3,904,900	3,415,600	
7. Unit Cost at Sending End			
Power Cost	16.5\$/kW	—	$\$3,704,900/250(1-0.055) \times 10^3$
Energy Cost	—	2.78 mill/kWh	$3,415,600/1,242 \times 10^6$
8. Unit Cost at Primary Substation			
Power Cost	21.0\$/kW	—	
Energy Cost	—	2.80 mill/kWh	kW adjustment factor: 1.2

Table 10.4 Power Generation Benefit

	1977	1978	1979	1980	1981	2026	Total	Annual Benefit <sup>4/</sup>
Salable Power at Primary Sub-Station End (MW)	93	98	146	197	200			
kW Benefits <sup>1/</sup> (10 <sup>3</sup> \$)	1,953	2,058	3,066	4,137	4,200			
Salable Energy (10 <sup>6</sup> kWh)	607	632	632	632	632			
kWh Benefits <sup>2/</sup> (10 <sup>3</sup> \$)	1,700	1,770	1,770	1,770	1,770			
Total Benefits (10 <sup>3</sup> \$)	3,653	3,828	4,836	5,907	5,970			
Present Worth Factor (i = 8.5%)	0.922	0.849	0.783	0.722	8.295 <sup>3/</sup>			
Present Worth in 1976 (10 <sup>3</sup> \$)	3,368	3,250	3,787	4,265	49,521		64,191	5,553
kW Benefits (10 <sup>3</sup> \$)	1,801	1,747	2,401	2,987	34,839		43,775	3,787
kWh Benefits (10 <sup>3</sup> \$)	1,567	1,503	1,386	1,278	14,682		20,416	1,766

1/ Unit Price : 21\$/kW

2/ Unit Price : 2.8 mill/kWh

3/  $11.489 \times 0.722 = 8.295$  (Uniform Series - Present Worth Factor for 46 years : 11.489)

4/ (Total Benefit)  $\times$  0.0865

#### 10.1.4 排水改良便益

排水改良による便益は計画が実施された場合の農地からの純益と計画が実施されない場合の農地からの純益の差額と見做すこととした。

かんがい排水計画が実施されない場合および実施された場合の純益については6.6.3に述べたが、土地および水等の選境の変化に見合う栽培技術が普及し、目標の収穫を得るまでには工事後数ケ年を要すると考えられるのでこの計画では工事完了後10年目に目標の便益(約2,100ペソ/ha)が得られるものとし、更にその後年率1%で収益が伸びるものとした。

これより工事完了後50年間の便益を割引率8.5%として、工事完了時点の価値に換算するとTable 10.5に示すとおり ha 当り18,260ペソ(1,050ドル)である。(Table 10.5参照) この値はかんがい、排水両施設を完備した場合を想定して求めたものであるもので、この内排水改良による分を50%<sup>1)</sup>(ha 当り9,130ペソ, 525ドル)とし、更に効果の発生時期<sup>2)</sup>を勘案の上1976年現在の計画面積81,600 haからの便益を求めると50年間で $530 \times 10^6$ ペソ( $30.63 \times 10^6$ ドル)となる。更にこれを50年間につき平準化すれば年便益は $46 \times 10^6$ ペソ( $2.65 \times 10^6$ ドル)となる。

Table 10.5 Irrigation and Drainage Benefit per Ha.

Year	Benefit (pesos)	Present Worth Factor <sup>1/</sup>	Present Worth (pesos)	Year	Benefit (pesos)	Present Worth Factor <sup>1/</sup>	Present Worth (pesos)
1	208	0.922	192	26	2,434	0.120	292
2	415	0.849	352	27	2,457	0.111	273
3	623	0.783	488	28	2,482	0.102	253
4	830	0.722	599	29	2,507	0.094	236
5	1,075	0.665	715	30	2,532	0.087	220
6	1,245	0.613	763	31	2,556	0.080	204
7	1,453	0.565	821	32	2,583	0.073	189
8	1,660	0.521	865	33	2,608	0.068	177
9	1,868	0.480	897	34	2,635	0.062	163
10	2,075	0.443	919	35	2,660	0.058	154
11	2,096	0.408	855	36	2,687	0.053	142
12	2,117	0.376	796	37	2,714	0.049	133
13	2,137	0.346	739	38	2,741	0.045	122
14	2,160	0.319	689	39	2,770	0.042	116
15	2,181	0.294	641	40	2,797	0.038	106
16	2,204	0.271	597	41	2,824	0.035	99
17	2,224	0.250	556	42	2,853	0.033	94
18	2,247	0.230	517	43	2,882	0.030	86
19	2,270	0.212	481	44	2,911	0.028	82
20	2,291	0.196	449	45	2,940	0.025	74
21	2,316	0.180	417	46	2,969	0.023	68
22	2,339	0.166	388	47	2,998	0.022	66
23	2,361	0.153	361	48	3,000	0.020	61
24	2,384	0.141	336	49	3,059	0.018	55
25	2,409	0.130	313	50	3,090	0.017	53
Total Benefit						P.S. 18,264(US\$1,050)	

<sup>1/</sup> Discount rate  $i = 8.5\%$

1) 排水改良工事費 235 ドル/ha

かんがい工事費 260 ドル/ha (附録6参照), 両者の割合は約50:50であることより便益も同率と見做した。

2) 工事完了時期 (DWG. №9 参照)

L・a, b 33,200 ha : 1978年

L・c~f 27,900 ha : 1981年

L・g~j 20,500 ha : 1983年

10.2 年費用

年費用は各部門毎に工事完了後50年を対象に算定した。

この計算に当り前提とした条件は次のとおりである。

償却方法 50年均等

適用利子率 外貨 7%

内貨 10%

総合 8.5%

- 取替費, 修理費, 維持管理費, ダム, 発電所 : 建設費 (建設利息含まず) の 1%  
堤防 : 建設費 (建設利息含まず) の 1.3%  
排水施設 : 建設費 (建設利息含まず) の 2.5%  
送変電, 通信 : 建設費 (建設利息含まず) の 3.0%

以上の結果は Table 10.6 のとおりで年経費の総額は米弗  $7.8 \times 10^6$  である。

Table 10.6 Annual Cost

(Unit :  $10^3$ \$)

	Present Worth Capital Cost	Amortization	Amount of Costs for 50 Years	Annual O&M Replacement Costs	Total Costs	Annual Costs
Dam & Reservoir	34,530	2,990	3,620	310	38,150	3,300
Levees	9,730	840	1,740	150	11,470	990
Drainage Works	14,380	1,240	5,550	480	19,930	1,720
Power Plant	16,370	1,420	1,790	160	18,160	1,580
Transmission Line, Substation and Telecommunication Equipment	1,660	140	560	50	2,220	190
Total	76,670	6,630	13,260	1,150	89,930	7,780

Note : These figures are present worth in 1976  
Discount rate : 8.5%

### 10.3 コストアロケーションおよび便益費用比率

9, 10.1, および10.2で求められた, 工事費および年便益, 年経費を分離費用残余便益法により共用施設であるダム工事費およびそのO.Mコストをアロケーションした。(Table 10.7 参照) その結果各部門毎のコストは次のとおりである。

	工 事 費	OM費取替費
洪水防禦 (排水を含む)	3 4, 8 5 0	8, 4 2 0
発 電	3 5, 5 7 0	4, 1 9 0
水質汚濁防止	6, 2 5 0	6 5 0
計	7 6, 6 7 0	1 3, 2 6 0

(注) 工事費は1976年現在価値, O.Mおよび取替費は50年分を1976年現在価値に換算したもの。単位1G<sup>3</sup>米弗。

これより各部門別の便益, 費用比率を求めると洪水防禦および排水1.34, 発電1.61, 水質汚濁防止2.26となり総合では1.53となる。

### 10.4 電力コスト

10.3で求めたアロケーション後の発電の年間費用を販売可能電力量で割ればサルバヒーナ計画のパンセ変電所渡しのkWh当り電力コストが得られる。この値はkWh当り5.4ミル(約9セントボス)である。現在のCVCの卸売り電力料金はkWh当り18セントボスであることから考えてサルバヒーナ計画が経済性にすぐれ資金回収能力をもつものであることが判る。



Table 10.7 Cost Allocation by Separable Cost - Remaining Benefit Method

(Unit : 10<sup>3</sup>\$)

Item	Flood Control and Drainage	Power Generation	Alleviation of River Contamination	Total
1. Benefit	58,160 <sup>1/</sup>	64,190	15,600	137,950
2. Alternate Cost	67,750 <sup>2/</sup>	64,190	15,600	147,540
3. Benefit limited by Alternate Cost	58,160	64,190	15,600	137,950
4. Separable Cost				
Installation	24,110 <sup>3/</sup>	18,030 <sup>4/</sup>	-	42,140
O & M	7,290	2,350	-	9,640
Total	31,400	20,380	-	51,780
5. Remaining Benefit (%)	26,760 (31.1)	43,810 (50.8)	15,600 (18.1)	86,170 (100)
6. Allocated Joint Cost				
Installation	10,740	17,540	6,250	34,530
O & M	1,130	1,840	650	3,620
Total	11,870	19,380	6,900	38,150 <sup>5/</sup>
7. Total Allocated Cost				
Installation	34,850	35,570	6,250	76,670
O & M	8,420	4,190	650	13,260
Total	43,270	39,760	6,900	89,930
8. Benefit - Cost Ratio	1.34	1.61	2.26	1.53

<sup>1/</sup> Flood control benefit (10<sup>3</sup>\$): 27,530  
 Drainage benefit (10<sup>3</sup>\$): 30,630  
 Total (10<sup>3</sup>\$): 58,160

<sup>2/</sup> Alternative construction cost (10<sup>3</sup>\$): 40,600 (Levee only)  
 O & M costs (10<sup>3</sup>\$): 7,220  
 Total costs of drainage works (10<sup>3</sup>\$): 19,930 (See Table 10.6)  
 Total (10<sup>3</sup>\$): 67,750

<sup>3/</sup> Levee (10<sup>3</sup>\$): Installation 9,730 O & M 1,740  
 Drainage (10<sup>3</sup>\$): 14,380 5,550  
 Total (10<sup>3</sup>\$): 24,110 7,290

<sup>4/</sup> Power plant (10<sup>3</sup>\$): Installation 16,370 O & M 1,790  
 Transmission Line (10<sup>3</sup>\$): 1,660 560  
 Total (10<sup>3</sup>\$): 18,030 2,350

<sup>5/</sup> Costs of dam and reservoir (See Table 10.6)

Note: All values in this table were shifted to present worth in 1976.

## 第11章 投下資金回収計画

## 目 次

第 11 章	投下資金回収計画	
11.1	所要資金および調達 .....	11-1
11.2	収入および費用 .....	11-1
11.2.1	電力料収入 .....	11-1
11.2.2	補助金又は受益者の負担金 .....	11-1
11.2.3	維持管理者 .....	11-1
11.2.4	減価償却費 .....	11-2
11.2.5	純 益 .....	11-2
11.3	返済計画 .....	11-2

## 第11章 投下資金回収計画

### 11.1 所要資金および調達

本計画による総工事費は第9章に述べたとおり

総額	$91.3 \times 10^6$ ドル
内外貨	$44.3 \times 10^6$ ドル
内貨	$47.0 \times 10^6$ ドル

であり、年度別所要資金はTable 11.1に示すとおりである。

資金の調達は外貨相当分は国際金融機関より、又内貨については国内金融機関より借入するものとし、金利および償還期間は次の通りと仮定した。

外貨	利率	年 9 %
	償還方法	5年据置20年元利均等償還
内貨	利率	年 12 %
	償還方法	工事完了后15年元利均等償還

### 11.2 収入および費用

#### 11.2.1 電力料収入

サルパヒーナ発電所で発生される電力はCVC系統を通じ供給される、販売可能電力量は第6章に述べたとおり受電端において

1977年	$607 \times 10^6$ kWh
1978年以降	$632 \times 10^6$ kWh

である。単価はCVCの現行卸し売り単価を採用しkWh当り0.185ペソ(0.0107米ドル)とした。

以上の結果電力料の収入は

1977年	$6,496 \times 10^3$ ドル
1978年以降	$6,763 \times 10^3$ ドル

#### 11.2.2 補助金又は受益者の負担金

ダム発電所、送変電通信の施設の維持管理費、および借入金の返済は上記電力収入を優先してあてあとは政府補助金或は洪水防禦の恩恵をうける農民および水質汚染防止対策を担当する地方自治体が負担するものとした。排水施設に要する経費は全て恩恵をうける農民が負担するものとした。

#### 11.2.3 維持管理費

各施設の取替費を含む維持管理費は次のとおりとした。

ダム・発電所	建設費（但し建中利子含まず）の1%
送変電及び通信施設	建設費（但し建中利子含まず）の3%
堤防	建設費（但し建中利子含まず）の1.3%
排水施設	建設費（但し建中利子含まず）の2.5%

#### 11.2.4 減価償却費

減価償却費は残存価値0とし、定額法によった。各施設の耐用年数は次のとおりとした。

水車・発電機等の機器類	35年
送電線、変電所および通信施設	45年
ダム・発電所の土木構造物、堤防および排水施設	50年

#### 11.2.5 純益

上記の諸条件により計算された毎年の収入より、維持管理費、償却費および借入金の支払利息を控除すると Table 11.2(1)および Table 11.2(2)に示すとおり純益が得られる。

#### 11.3 返済計画

借入金の返済に引き当てられる返済源資は経常収支における純益と減価償却引当金である。

11.1の借入条件に基づき外貨、内貨の借入金の返済をするものとしてキャッシュバランスを計算すると Table 11.2(1)および Table 11.2(2)のとおりである。

なお受益者負担金と10.3で求めた各部門のコストアロケーション後のコストと対比すれば Table 11.3のとおりである。

以上からこの計画は資金的にも妥当性の充分高いものであるといえる。

Table 11.1 Annual Funds Requirements

(Unit : 10<sup>3</sup>S)

	Currency	Total Costs	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Dam and Reservoir	F.C.	22,404 (3,138)	240 (10)	252 (32)	2,480 (149)	3,440 (404)	8,711 (927)	7,281 (1,616)							
	D.C.	14,574 (2,559)	74 (4)	94 (14)	1,467 (102)	2,113 (305)	5,940 (761)	4,886 (1,373)							
	Total	36,978 (5,697)	314 (14)	346 (46)	3,947 (251)	5,553 (709)	14,651 (1,688)	12,167 (2,989)							
Levee	F.C.	2,445 (195)				63 (3)	213 (15)	336 (38)	353 (15)	386 (47)	354 (15)	386 (47)	354 (15)		
	D.C.	10,372 (1,022)				87 (5)	534 (40)	1,447 (152)	1,564 (89)	1,752 (276)	1,565 (89)	1,752 (276)	1,676 (95)		
	Total	12,817 (1,217)				150 (8)	747 (55)	1,783 (190)	1,917 (104)	2,138 (323)	1,919 (104)	2,138 (323)	2,025 (110)		
Power Plant	F.C.	14,478 (1,791)	178 (8)	194 (24)	375 (48)	1,555 (131)	5,881 (452)	3,486 (855)	1,763 (76)	1,046 (197)					
	D.C.	3,328 (556)	53 (3)	59 (9)	168 (22)	427 (56)	1,349 (156)	1,015 (290)	45 (3)	212 (17)					
	Total	17,806 (2,347)	231 (11)	253 (33)	543 (70)	1,982 (187)	7,230 (608)	4,501 (1,145)	1,808 (79)	1,258 (214)					
Transmission Line, Substation and Telecommunication Equipment	F.C.	1,303 (123)			10 (-)	22 (2)	705 (33)	566 (88)							
	D.C.	448 (38)			11 (1)	23 (3)	25 (5)	389 (29)							
	Total	1,751 (161)			21 (1)	45 (5)	730 (38)	955 (117)							
Total	F.C.	40,630 (5,247)	418 (18)	446 (56)	2,865 (197)	5,080 (540)	15,510 (1,427)	11,669 (2,597)	2,116 (91)	1,432 (244)	354 (15)	386 (47)	354 (15)		
	D.C.	28,722 (4,175)	127 (7)	153 (23)	1,646 (125)	2,650 (369)	7,848 (962)	7,737 (1,844)	1,609 (92)	1,964 (293)	1,565 (89)	1,752 (276)	1,671 (95)		
	Total	69,352 (9,422)	545 (25)	599 (79)	4,511 (322)	7,730 (909)	23,358 (2,389)	19,406 (4,441)	3,725 (183)	3,396 (537)	1,919 (104)	2,138 (323)	2,025 (110)		
Drainage Works	F.C.	3,719 (384)						37 (2)	624 (30)	680 (86)	525 (23)	570 (68)	622 (119)	324 (14)	337 (42)
	D.C.	18,232 (2,369)						58 (3)	3,008 (177)	3,369 (538)	2,114 (120)	2,367 (373)	2,636 (643)	2,210 (125)	2,470 (390)
	Total	21,951 (2,753)						95 (5)	3,632 (207)	4,049 (624)	2,639 (143)	2,937 (441)	3,258 (762)	2,534 (139)	2,807 (432)
Ground Total	F.C.	44,349 (5,631)	418 (18)	446 (56)	2,865 (197)	5,080 (540)	15,510 (1,427)	11,706 (2,599)	2,740 (121)	2,112 (330)	879 (38)	956 (115)	976 (134)	324 (14)	337 (42)
	D.C.	46,954 (6,544)	127 (7)	153 (23)	1,646 (125)	2,650 (369)	7,848 (962)	7,795 (1,847)	4,617 (269)	5,333 (831)	3,679 (209)	4,119 (649)	4,307 (738)	2,210 (125)	2,470 (390)
	Total	91,303 (12,175)	545 (25)	599 (79)	4,511 (322)	7,730 (909)	23,358 (2,389)	19,501 (4,446)	7,357 (390)	7,445 (1,161)	4,558 (247)	5,075 (764)	5,283 (872)	2,534 (139)	2,807 (432)

Note : Figures in parentheses are interest during construction and are included in the figures for respective years.

Table 11.2 (1) Financial Analysis (Power Generation, Flood Control and Alleviation of River Contamination)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	
(Unit : 10 <sup>3</sup> \$)																											
[Income Statement]																											
(A) Gross Revenue																											
1. Power Generation																											
2. Alleviation of River Contamination																											
3. Flood Control																											
Total - (A)	6,496	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763	6,763
(B) Operating Cost																											
1. O&M Expense	430	430	480	480	650	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
2. Depreciation	1,007	1,007	1,082	1,162	1,237	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277
Total - (B)	1,437	1,437	1,562	1,642	1,927	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947
(C) Operating Income	6,559	6,926	6,901	6,751	6,756	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816	6,816
(A) - (B)																											
(D) Financial Expenditure																											
1. Interest for Foreign Loan	18.0	56.0	197.0	540.0	1,427.0	2,597.0	2,904.4	3,074.2	3,206.7	3,414.9	3,740.6	3,256.5	3,635.1	3,562.1	3,482.7	3,394.3	3,293.0	3,176.2	3,042.8	2,892.5	2,723.1	2,536.3	2,333.2	2,111.5	1,870.0	1,606.2	
2. Interest for Domestic Loan	7.0	23.0	125.0	369.0	962.0	1,944.0	2,510.3	2,636.8	2,768.3	2,853.2	2,977.3	2,957.2	2,810.1	2,646.4	2,462.7	2,256.7	2,026.1	1,767.9	1,478.8	1,194.8	792.1	383.3	283.1	170.6	103.3	27.6	
Total - (D)	25.0	79.0	322.0	909.0	2,389.0	4,441.0	5,414.7	5,711.0	5,975.0	6,268.1	6,717.9	6,213.7	6,445.2	6,208.5	5,945.4	5,651.0	5,319.1	4,944.1	4,521.6	4,047.3	3,515.2	2,919.6	2,616.3	2,282.1	1,973.3	1,633.8	
(E) Net Income (C) - (D)	-25.0	-79.0	-322.0	-909.0	-2,389.0	-4,441.0	-1,144.3	-1,350.0	-926.0	-482.9	-38.1	-602.3	-370.8	-607.5	-870.6	-1,165.0	-503.1	-128.1	-294.4	-768.7	-1,300.8	-1,896.4	-2,199.7	-2,533.9	-2,842.7	-3,182.2	
[Cash Flow Statement]																											
(F) Cash Receipt																											
1. Net Income	-25.0	-79.0	-322.0	-909.0	-2,389.0	-4,441.0	-1,144.3	-1,215.0	-926.0	-482.9	-38.1	-602.3	-370.8	-607.5	-870.6	-1,165.0	-503.1	-128.1	-294.4	-768.7	-1,300.8	-1,896.4	-2,199.7	-2,533.9	-2,842.7	-3,182.2	
2. Depreciation																											
3. Borrowing from F.L.	418.0	446.0	2,865.0	5,080.0	15,510.0	11,690.0	2,090.2	1,283.7	462.5	481.4	489.6	137.7	106.8	76.3	45.3	15.3											
4. Borrowing from D.L.	127.0	153.0	1,646.0	2,650.0	7,848.0	7,741.0	1,605.3	1,936.6	1,564.6	1,741.7	1,670.6																
Total - (F)	520.0	520.0	4,189.0	6,821.0	20,869.0	14,960.0	5,846.8	5,442.3	4,035.1	3,868.0	3,435.3	2,017.0	1,754.6	1,960.8	2,102.9	2,457.3	773.9	1,148.9	1,571.4	2,055.7	2,577.8	3,173.4	3,476.7	3,810.9	4,119.7	4,459.2	
(G) Cash Disbursement																											
1. Construction Expenditure	520.0	4,189.0	6,821.0	20,869.0	14,960.0	5,846.8	5,442.3	4,035.1	3,868.0	3,435.3	2,017.0	1,754.6	1,960.8	2,102.9	2,457.3	773.9	1,148.9	1,571.4	2,055.7	2,577.8	3,173.4	3,476.7	3,810.9	4,119.7	4,459.2		
Foreign Currency	400.0	3,900.0	2,668.0	4,540.0	14,083.0	9,072.0	2,025.0	1,188.0	339.0	339.0	339.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	
Domestic Currency	120.0	1,300.0	1,521.0	2,281.0	6,886.0	5,893.0	1,517.0	1,671.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	1,476.0	
2. Repayment of Debt																											
Foreign Loan																											
Domestic Loan																											
Total - (G)	520.0	4,189.0	6,821.0	20,869.0	14,960.0	5,846.8	5,442.3	4,035.1	3,868.0	3,435.3	2,017.0	1,754.6	1,960.8	2,102.9	2,457.3	773.9	1,148.9	1,571.4	2,055.7	2,577.8	3,173.4	3,476.7	3,810.9	4,119.7	4,459.2		
(H) Cash Balance																											
(F) - (G)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(I) Deposit																											
(J) Accumulated Total	1,748.7	3,896.4	5,061.4	7,156.7	7,876.5	8,734.8	9,173.3	9,507.4	10,032.2	10,422.7	10,811.8	11,202.6	11,602.4	12,014.1	12,437.8	12,873.5	13,321.7	13,783.0	14,258.4	14,747.8	15,251.2	15,769.6	16,303.0	16,852.4	17,416.8	17,992.2	

Table 11.2 (2) Financial Analysis (Drainage)

(Unit : 10<sup>3</sup>s)

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
[Income Statement]																																							
(A) Gross Revenue																																							
1. Revenue for Annual O&M Expense				174.0	174.0	174.0	361.0	361.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0
2. Revenue for Amortization of Construction Cost				1,000.0	1,000.0	1,000.0	2,000.0	2,000.0	3,000.0	3,000.0	3,000.0	3,000.0	3,200.0	3,200.0	3,200.0	3,200.0	3,200.0	3,200.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0	2,500.0
Total - (A)				1,174.0	1,174.0	1,174.0	2,361.0	2,361.0	3,480.0	3,480.0	3,480.0	3,480.0	3,680.0	3,680.0	3,680.0	3,680.0	3,680.0	3,680.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0	2,980.0
(B) Operating Cost																																							
1. O&M Expense				174.0	174.0	174.0	361.0	361.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0	480.0
2. Depreciation				139.0	139.0	139.0	289.0	289.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0
Total - (B)				313.0	313.0	313.0	650.0	650.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0	864.0
(C) Operating Income				861.0	861.0	861.0	1,711.0	1,711.0	2,616.0	2,616.0	2,616.0	2,616.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0
(A) - (B)				861.0	861.0	861.0	1,711.0	1,711.0	2,616.0	2,616.0	2,616.0	2,616.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,816.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	2,114.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0	-384.0
(D) Financial Expenditure																																							
1. Interest for Foreign Loan	2.0	30.0	86.0	212.3	407.1	669.1	964.4	1,213.2	1,363.4	1,399.4	1,317.0	1,154.6	969.2	780.0	618.9	510.7	445.9	414.5	398.0	378.5	356.7	333.3	307.9	279.8	249.3	216.2	180.3	143.4	109.7	80.3	55.1	34.9	20.5	11.5	6.1	2.7	1.1	0.3	
2. Interest for Domestic Loan	3.0	177.0	538.0	892.2	1,124.6	1,371.4	1,682.6	1,895.5	2,008.9	1,928.6	1,838.8	1,738.0	1,625.3	1,498.8	1,357.3	1,198.8	1,021.2	822.3	600.7	464.7	312.4	139.8	74.1																
Total - (D)	5.0	207.0	624.0	1,104.5	1,531.7	2,040.5	2,647.0	3,108.7	3,372.3	3,328.0	3,155.8	2,892.6	2,594.5	2,278.8	1,976.2	1,709.5	1,467.1	1,236.8	998.7	843.2	669.1	473.1	382.0	279.8	249.3	216.2	180.3	143.4	109.7	80.3	55.1	34.9	20.5	11.5	6.1	2.7	1.1	0.3	
(E) Net Income (C) - (D)	-5.0	-207.0	-624.0	-243.5	-670.7	-1,179.5	-936.0	-1,397.7	-756.3	-712.0	-539.8	-276.6	221.5	537.2	839.8	1,106.5	1,348.9	1,579.2	1,115.3	1,270.8	1,444.9	1,640.9	1,732.0	-663.8	-663.3	-600.2	-564.3	-527.4	-493.7	-464.3	-439.1	-418.9	-404.5	-395.5	-390.1	-386.7	-385.1	-384.3	-384.0
[Cash Flow Statement]																																							
(F) Cash Receipt																																							
1. Net Income	-5.0	-207.0	-624.0	-243.5	-670.7	-1,179.5	-936.0	-1,397.7	-756.3	-712.0	-539.8	-276.6	221.5	537.2	839.8	1,106.5	1,348.9	1,579.2	1,115.3	1,270.8	1,444.9	1,640.9	1,732.0	-663.8	-663.3	-600.2	-564.3	-527.4	-493.7	-464.3	-439.1	-418.9	-404.5	-395.5	-390.1	-386.7	-385.1	-384.3	-384.0
2. Depreciation				139.0	139.0	139.0	289.0	289.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	384.0	
3. Borrowing from F.L.	36.5	624.0	680.1	714.8	909.7	1,170.2	1,244.1	1,421.1	1,217.3	1,192.6	1,045.1	821.6	585.5	365.1	192.9	81.1	20.5																						
4. Borrowing from D.L.	58.4	3,007.9	3,368.8	2,113.7	2,366.6	2,636.6	2,209.8	2,470.2																															
Total - (F)	89.9	3,424.9	3,424.9	2,724.0	2,744.6	2,766.3	2,806.9	2,782.6	845.0	864.6	889.3	929.0	1,191.0	1,286.3	1,416.7	1,571.6	1,753.4	1,963.2	1,499.3	1,654.8	1,833.0	2,024.9	2,116.0	-279.8	-249.3	-216.2													
(G) Cash Disbursement																																							
1. Construction Expenditure	89.9	3,424.9	3,424.9	2,496.2	2,496.2	2,496.3	2,394.5	2,375.1																															
Foreign Loan	34.5	594.0	594.1	502.5	502.6	502.7	309.7	294.9																															
Domestic Loan	55.4	2,830.9	2,830.8	1,993.7	1,993.6	1,993.6	2,084.8	2,080.2																															
2. Repayment of Debt																																							
Foreign Loan						0.3	6.6	19.6	34.5	51.2	71.1	91.8	112.9	132.1	149.2	166.2	183.4	201.1	219.8	239.3	261.1	284.5	309.8	338.0	368.5	399.7													
Domestic Loan				172.2	192.8	222.1	433.6	485.7	669.3	749.6	839.4	940.2	1,052.9	1,179.4	1,321.0	1,479.4	1,657.0	1,855.9	1,133.1	1,269.1	1,420.8	547.2	612.9																
Total - (G)	89.9	3,424.9	3,424.9	2,668.4	2,689.0	2,718.7	2,834.7	2,880.4	703.8	800.8	910.5	1,032.0	1,165.8	1,311.5	1,740.2	1,645.6	1,840.4	2,057.0	1,352.9	1,508.4	1,681.9	831.7	922.7	338.0	368.5	399.7													
(H) Cash Balance (F)-(G)	0	0	0	55.6	55.6	47.6	-27.8	-97.8	141.2	63.8	-21.2	-103.0	25.2	-25.2	-53.5	-74.0	-87.0	-93.8	146.4	146.4	151.1	1,193.2	1,193.3	-617.8	-617.8	-615.9													
(I) Deposit				0	62.3	132.0	201.2	194.2	108.0	279.1	384.0	406.3	339.7	408.7	429.5	421.2	388.8	338.0	273.5	470.3	690.7	942.8	2,392.3	4,015.9	3,805.9	3,570.7													
(J) Accumulated Total				55.6	117.9	179.6	173.4	96.4	249.2	342.9	362.8	303.3	364.9	383.5	376.0	347.1	301.8	244.2	419.9	616.7	841.8	2,136.0	3,585.6	3,398.1	3,188.1	2,954.8													





Table 11.3 Relation between Benefit, Cost and Repayment

(Unit: 10<sup>3</sup>\$)

	Power	Flood Control and Alleviation of River Contamination			Total	Drainage
		Alleviation of		Subtotal		
		Flood Control	River Contamination			
<b>Economical Analysis</b>						
Benefit (B)	64,190	27,530	15,600	43,130	107,320	30,630
Allocated Cost (C)	39,760	20,480 <sup>1/</sup>	6,900	27,380	67,140	22,790 <sup>2/</sup>
B/C	1.61	1.34	2.26	1.58	1.60	1.34
<b>Financial Analysis</b>						
Present Worth of Repayment Sources in 1976 <sup>3/</sup>	55,934	4,492	5,651	10,143 <sup>4/</sup>	66,077	17,398
(%)	(84.6)			(15.4)	(100)	

$$1/ \quad 43,270 \times 10^3 \times \frac{27,530 \times 10^3}{58,160 \times 10^3} = 20,480 \times 10^3$$

where  $43,270 \times 10^3$  \$ : Allocated cost to flood control and drainage given in Table 10.7

$27,530 \times 10^3$  \$ : Flood control benefit described in 10.1.1

$58,160 \times 10^3$  \$ : Amount of benefits of flood control and drainage

$$2/ \quad 43,270 \times 10^3 - 20,480 \times 10^3 = 22,790 \times 10^3$$

3/ These figures indicate concurrent costs as of the end of 1976 which are calculated based on the repayment for the periods of economic life of 50 years given in Table 11.2 (1) by applying a discount rate of 12%.

4/ Amount to be subsidized by the national treasury or by beneficiaries.

Note: Discount rate of economical analysis is 8.5%

Interest rate of financial analysis is 12%

## 第12章 参考文献

目 次

第 12 章

参考文献 ..... 12-1

## CHAPTER 12. BIBLIOGRAPHY

The Unified Development of Power and Water Resources in the Cauca Valley	CVC, OLAP, G&H, KTAM	Jan. 1956
The Timba Project	CVC, OLAP, G&H, TAMS	Apr. 1958
The Salvajina Project	CVC, ACRES	Feb. 1965
Proyecto del Alto Anchicaya Informe Preliminar de Factibilidad	CVC	Oct. 1966
Alto Anchicaya Project Feasibility Report	CVC, ACRES	Apr. 1968
Controle del Inundaciones en el Valle del Cauca	Banco Interamericano de Desarrollo	1968
Salvajina Project. Basic Data Report of Foundation and Borrow Exploration (Vol. -1, 2)	CVC	
The Interim Geologic Report about Timba Project	Yozo Fukutake of Japanese Mission	Aug. 1968
Proyecto de Timba - Informe Parcial	CVC	Mar. 1963
Power Generation	Interconexion Electrica S.A.	Apr. 1969
Report on Interconnection	Empresa de Energia Electrica de Bogota Empresa Publicas de Medellin CVC, Electraguas INGETEC, INTEGRAL, MERZ.	Aug. 1965
Analisis de la Expansion en Capacidad Generadora del Sistema Interconectado Central	Departamento Nacional de Planeacion	May 1969
La Energia Electrica y el Progreso del Valle	CVC	1968
Hydrological Record and Autocorrelation Coefficients	Departamento Nacional de Planeacion Div. Energia Electrica	1969
Roldanillo-La Union-Toro Project Status of Development	CVC, INGETEC, G & H, TAMS	Apr. 1962
Proyecto La Victoria-Cartago Estudio de Factibilidad	CVC	Ago. 1966
Proyecto de la Laguna de Sonso del Chirca	CVC	Nov. 1967
Reconnaissance Soils Survey of the Flat Part of the Cauca Valley	William E. Rosse, Dock Goosen of F.A.O.	1957
Clasificacion por Capacidad de Uso del Suelo de Valle Geografico del Rio Cauca	Seccion Suelos de la CVC	Nov. 1966

Analisis Quimicos y Fisicos de los Suelos por Palmira	Seccion Suelos de la CVC	
Estudio Detallado de Suelos Municipio de Palmira Coloreado por Zona Afectadas de Soles	Seccion Suelos de la CVC	
Propiedades Fisicas de Algunos Suelos del Municipio de Palmira (Tesis de Grado 1964)	Univ. Nacional de Colombia, Facultado de Agronomia	1964
Resumen Geomorfico y Pedologico del Valle Geografico del Alto Cauca	Carlos A. Otero S de la CVC	
Censo Agropecuario del Valle del Cauca - 1959	Univ. del Valle Facultad de Ciencias Economicas	Sep. 1963
XIII. Censo Nacional de Poblacion Resumen General	Departamento Administrativo Nacional de Estadistica	Jul. 1964
Encuesta Agricola Nacional - 1966	Departamento Administrativo Nacional de Estadistica	1968
Desarrollo Agricola del Valle del Cauca, Censo de Seis Cultivos	Instituto de Fomento Algodonero	1967
Rentabilidad de Diversos Cultivos Agricolas y Explotaciones Ganaderas en el Valle del Cauca	Universidad del Valle, Facultad de Ciencias Economicas	Mar. 1966
El Sector Agropecuario (Una Evaluacion Preliminar)	CVC	Sep. 1965
Information on Subterranean Water and Well in the Cauca Valley	Seccion de Aguas Subterraneas de la CVC	Sep. 1968
Informe sobre Prueba de Pozo y Bombeo	COLPOZOS-Cali	1968
The CVC : Challenge to Underdevelopment and Traditionalism	Antonio J. Posada F. Jeanne Anderson Posada	May 1966
Colombia, Estadisticas Basicos	Banco de la Republicas	1969
Valle del Cauca (1910 - 1960) Medio Siglo de Riqueza	La Industrial Vallecaucaña MCMLX	1960
Informe sobre Evaluacion de Perdidas Causadas por las Inundaciones en los Departamentos del Valle y Norte del Cauca en Diciembre 1966	Comite de Emergencia sobre Inundaciones	Feb. 1967
An Investigation of Water-Borne Wastes Contributing to the Pollution of the Rio Cauca	Jacques Eduard Donaldson	Aug. 1963
A Study of the Pollution and the Natural Purification of the Cauca River - Colombia S.A.	Tulane University	

Preliminary Treatment Requirements and Construction Cost for the City of Cali	Hazen & Sawyer Co.	1968
Situacion Pasada y Presente de la Pesca Continental en el Area del Alto Rio Cauca, desde La Virginia hasta Suarez	Anibal Patiño R. Univ. del Valle	Ago. 1969
Desviacion Cauca - Pacifico	CVC, OLAP, G&H, TAMS	Nov. 1967
Spillway Design Flood for Cauca River above Timba Dam	CVC, INGETEC, G&H, TAMS	Jul. 1962

Memorandum (1)

Para : Jorge Llanos  
De : Bayardo Materón  
Fecha : Agosto 22 de 1969  
Asunto : Información para Timba

Archivo : 512A

Memo : C-14000

Reference a su Memo C-13987 puedo comentar los siguientes puntos:

- 1) Otras fábricas diferentes a Yumbo no han sido consideradas para los proyectos anteriores por dos razones:
  - a) La capacidad de la planta de Yumbo es adecuada para satisfacer en la actualidad la demanda de cemento de un proyecto grande; y
  - b) El costo de transporte, actualmente del orden de \$1.00 Ton-km. afecta notoriamente la movilización de cemento de otras fuentes.
- 2) La Fábrica de Yumbo está produciendo en la actualidad aproximadamente el 65% de su capacidad total que es de 540.000 Ton/año.
- 3) En nuestros archivos tenemos ensayos recientes del cemento y concreto que estoy poniendo a la disposición del Señor Watanabe para su estudio.

BMN/mcs.



Memorandum (2)

Para : Ing. H. Watanabe  
De : Ing. Cornelio Flórez M. Archivo : 512A  
Fecha : Julio 30, 1969 Memo : C-13887  
Asunto : Datos solicitados por Misión EPDC.

A propósito del punto 9 del cuestionario, le adjuntamos tres cuadros que resumen los datos recolectados. Por lo que hace al primer ítem, TASAS DE INTERES, se insertan en el Cuadro No. 1. Tanto las tasas para préstamos bancarios como para evaluación económica, han sido discutidos con el Departamento de Estudios Económicos y con la Señorita Rosario Moreno de la División de Finanzas. Al indicar la tasa de interés de los préstamos externos, del 9% se ha tenido en cuenta la tendencia al alza registrada últimamente en el mercado mundial de capitales.

Para efecto de la evaluación económica, la tasa del 7%, es la que actualmente tiende a imponerse en Estados Unidos para inversiones sin riesgo.

En cuanto al ítem 2, se adjunta el Cuadro No. 2 que contiene los años de servicio para las distintas clases de activos, siendo de advertir que para las plantas hidroeléctricas se toma una vida de 43 años teniendo en cuenta que al equipo eléctrico se asigna un tiempo de servicio inferior al de las estructuras. Para éstas es de 50 años. Estos datos son los que utiliza la Contabilidad de la CVC y ANCHICAYA LTDA. Sin embargo, en los informes de Factibilidad, para Plantas Hidroeléctricas, inclusive su equipo, se han tomado 50 años.

Ítem 3. Los datos concernientes a este ítem; Interim Replacement, - Insurance, etc., conviene adoptar las mismas del Informe de Factibilidad del Alto Anchicayá de 1968. En cuanto al Capital Recovery Factor, puesto que depende de la vida de servicio y de la tasa de interés, variará en cada caso.

Ítem 4. Costo de Combustible - En el Cuadro No. 1 se incluyen los datos tanto para Cali como para Buenaventura. Los precios que figuran son para ventas al por mayor en Planta de la ESSO COLOMBIANA.

Ítem 5. La tasa actual de conversión de dólares a Pesos es de \$ Col. 17.38/Dólar a la fecha.

Memorandum (3) - 1

EPDC QUESTIONNAIRE

No. 9 - Data for evaluation purposes

1. Interest Rate:

a. For Bank Loans:	Foreign:	9%
	Local:	12%
b. For economical evaluation: (Sinking Funds, Discount rates, etc.)	Foreign:	7%
	Local:	10%

Memorandum (3) - 2

Para : Ing. H. Watanabe

De : Ing. Cornelio Flórez M.

Archivo : 512A

Fecha : Julio 31, 1969

Memo : C-13898

Asunto : Datos para evaluación Proyectos EPDC.

De acuerdo con lo anticipado en nuestra conversación de ayer, nos permitimos informarle acerca de las tasas de descuento utilizadas en estudios de proyectos de regadío y recuperación de tierras, así:

Tasa asumida por el BID en su estudio para proyectos de Roldanillo-La Unión-Toro y Bolívar No. 1 ..... 6%

Tasa asumida en el estudio del proyecto Roldanillo-La Unión-Toro, llevado a cabo en 1964 por el economista Antonio Posada ..... 7%

Con base en las tasas de interés anteriores, se han descontado los beneficios y los costos anuales para efecto del cálculo de la relación B/C.

Es de advertir que el BID en el estudio antes mencionado, para fines comparativos hizo sus cálculos también sobre la base de una tasa del 8%.

CFM : src.

cc. : Dr. O. Mazuera.

EPDC QUESTIONNAIRE - INFORMATION ON LOANS

No. 9 - Data for evaluation purposes

	I B R D (World Bank) Calima		I B D Interamerican (BID)
	255-CO Loan	339-CO Loan	Alto Anchicaya Loan
<b>FOR HYDROELECTRIC PROJECTS</b>			
Rate of Interest	6%	5½	7¼%
Service Commission	-	-	1%
Interest on funds not disbursed	3/8%	3/8%	2%
Total period of loan - Years	25	20	20
Grace period "	3	3	5
Amortization period "	22	17	15
Amount (millions US\$)	25.0	8.8	43.3
<b>FOR LAND RECLAMATION AND IRRIGATION PROJECT</b> (Loan 92/SF-CO granted by BID Bank to INCORA)			I B D (BID)
Rate of Interest			2¼%
Service Commission			¾%
Interest on funds not disbursed			½%
Total period of Loan-Years			28
Grace period "			3
Amortization period "			25
Amount (millions US\$)			9.7

VII-30-1969

CFM/Mol.

Memorandum (4)

Julio 30, 1969

Archivo : 512A

Hoja No. 2

Memo : C-13887

En el Cuadro No. 3 se han incluido los datos concernientes a los préstamos otorgados a la CVC por el Banco Mundial y por el Banco Interamericano, BID, para plantas hidroeléctricas y también los datos del Préstamo del BID para obras de irrigación hecho el INCORA.

Finalmente anotamos que la tarifa de venta de energía en bloque, por ANCHICAYA a la CVC y a EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI, es de 18.5 centavos.

CFM : src.

cc. : Dr. K. Shindo

Dr. J. Llanos

Memorandum (5)

Dependencia: Depto. de Biología

SITUACION PASADA Y PRESENTE DE LA PESCA CONTINENTAL (FLUVIAL Y LACUSTRE)  
EN EL AREA DEL ALTO RIO CAUCA, DESDE LA VIRGINIA HASTA SUAREZ.

Este estudio es preliminar y necesariamente aproximado, por falta de estadísticas confiables. Ha sido elaborado a solicitud de la comisión de ingenieros japoneses que actualmente prestan su colaboración a la C.V.C. en el estudio del proyecto de La Salvajina.

La información aquí presentada se basa en algunos datos obtenidos en la Secretaría Departamental de Agricultura y en las observaciones del autor, quien ha venido estudiando desde hace dos años la incidencia que la creciente polución acuática está determinando sobre las poblaciones de peces del alto río Cauca.

Las cifras sobre los tonelajes de pescado se refieren exclusivamente al que es capturado y vendido en el área de estudio. No se contabiliza por tanto el que es introducido a la región desde el bajo río Cauca y el Magdalena.

ESPECIES DE VALOR ECONOMICO Y SU VALOR COMERCIAL RELATIVO:

Bocachico ( <i>Prochilodus reticulatus</i> ) .....	50%
Barbudo ( <i>Pimelodus grosskopfi</i> ) .....	25%
Bagre sapo ( <i>Cephalosirus zungaro</i> ) .....	15%
Tilapia mossambica (desde enero 1.969) .....	6%
Otros .....	4%

PRINCIPALES SITIOS DE MERCADEO Y VOLUMEN DE VENTAS:

Santander de Quilichao (Depto. de Cauca) .....	8%
Puerto Tejada (Depto. de Cauca) .....	8%
Cali (Depto. de Valle) .....	32%
Palmira (Depto. de Valle) .....	12%
Buga (Depto. de Valle) .....	10%
Tuluá (Depto. de Valle) .....	10%
Cartago (Depto. de Valle) .....	10%
La Virginia (Depto. Risaralda) .....	10%

ESTIMACION DEL VOLUMEN DE LA PESCA, NUMERO DE PESCADORES Y VALOR  
COMERCIAL DEL PESCADO CAPTURADO (DESDE 1.950 HASTA 1.968):

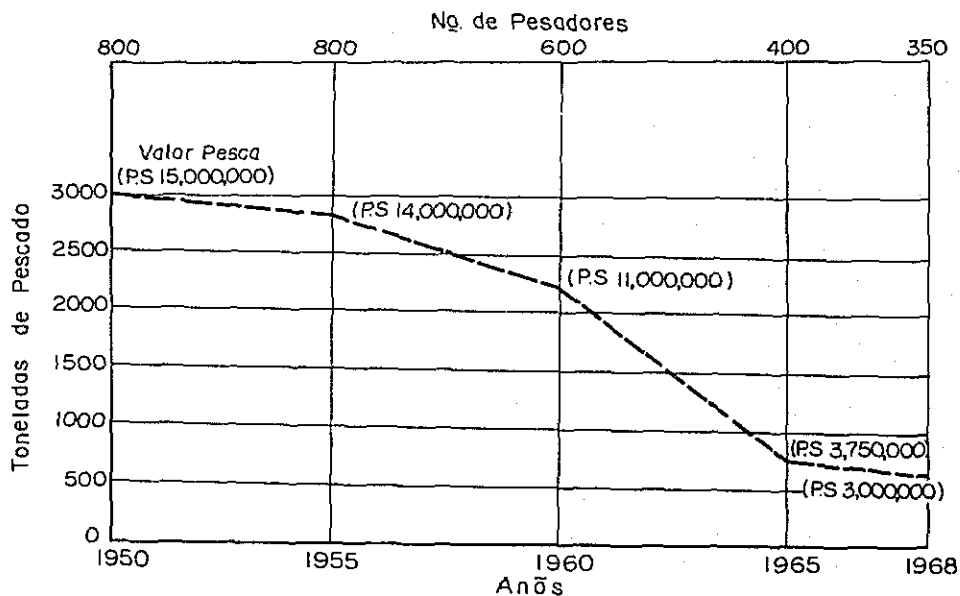
CAUSAS DE LA DISMINUCION DE LA PESCA, EN ORDEN DECRECIENTE DE IMPORTANCIA.

- 1a.- La creciente polución acuática (industrial, urbana y agrícola principalmente), muy severa frente a la zona de Cali- Yumbo.
- 2a.- Los efectos biológicos de la polución acuática en el río Cauca se han visto agravados por la notoria disminución del caudal del río en la época en que se inicia la migración de los peces (septiembre). Al alcanzar el factor de dilución de los residuos industriales su valor mínimo durante esa época, los efectos tóxicos sobre los peces son máximos.
- 3a.- El proceso de desecación de la mayoría de las lagunas y madrevejas del Cauca, que ha eliminado gran parte del hábitat de alimentación del bocachico. Si este proceso continúa, el bocachico terminará por extinguirse en la región.
- 4a.- A partir de 1.955, la Laguna de Sonso se ha ido cubriendo de vegetación acuática flotante, lo cual ha impedido la pesca y deteriorado ese precioso hábitat del bocachico. Nada se ha hecho por remediar esta situación.
- 5a.- A medida que la población del Valle del Cauca ha aumentado (actualmente sobrepasa los dos millones), la presión de pesca se ha incrementado excesivamente. Para agravar las cosas, el control y la vigilancia de las autoridades es muy deficiente (sólo existen cinco inspectores de pesca en todo el Departamento y carecen de vehículo para movilizarse). No se cumplen las reglamentaciones sobre tallas y pesos mínimos.
- 6a.- Lamentablemente, no ha existido interés oficial para financiar investigaciones ictiológicas y limnológicas. La ecología de casi todas las especies de peces de la zona es en gran parte desconocida: se ignora casi todo acerca de sus rutas de migración, épocas de desove, comportamiento alimenticio, parásitos etc. No se practica entre nosotros la restitución de las condiciones de hábitat de cada especie, ni se ponen en vigor vedas, ni se repueblan los ríos y lagunas.

Cali, 2 de agosto de 1.969

Atentamente,

Anibal Patiño R.  
Profesor auxiliar  
Depto. de Biología  
Universidad del Valle.



Memorandum (6)

January 5, 1970

Mr. Hiroshi Watanabe  
 Señor Civil Engineer  
 Electric Power Development Co., Ltd.  
 1-1-Marunouchi, Chiyoda-ku,  
 Tokyo, Japan

Dear Mr. Watanabe:

Re: Treatment Requirements and Construction Costs  
 for the City of Cali, Colombia

Enclosed herewith are the data on treatment requirements and construction costs you requested through EMCALI. We have based our construction costs on the 1968 value of the Colombian peso.

Please disregard all prior data furnished to you. If you have any questions regarding the above, please contact the writer.

Very truly yours,

HAZEN AND SAWYER  
 Florida Office  
 Carlos T. de Navarra, Jr.

CTN/ram  
 cc: Mr. Hernando Gonzalez Hurtado  
 Mr. F. P. Coughlan, Jr.

Encls.

TABLE I  
DEGREE OF WASTEWATER TREATMENT  
REQUIRED AT VARIOUS DROUGHT FLOWS

CAUCA RIVER - FLOWS						
YEAR	70 M <sup>3</sup> /S		130 M <sup>3</sup> /S		200 M <sup>3</sup> /S	
	CITY OF CALI	INDUSTRIES DISCHARGING ORGANIC WASTES	CITY OF CALI	INDUSTRIES DISCHARGING ORGANIC WASTES	CITY OF CALI	INDUSTRIES DISCHARGING ORGANIC WASTES
1975	P	P	N.T.	N.T.	N.T.	N.T.
1980	I	I	N.T.	N.T.	N.T.	N.T.
1985	I	S	P	P	N.T.	N.T.
1990	I	S	I	I	P	P
2000	S	S	I	S	P	I

N.T. - NO TREATMENT REQUIRED

P - PRIMARY TREATMENT

- The removal of a substantial amount of suspended matter (by sedimentation), but little or no colloidal and dissolved matter.

I - INTERMEDIATE TREATMENT

- The removal of a high percentage of suspended matter and a substantial percentage of colloidal matter, but little dissolved matter.

S - SECONDARY TREATMENT

- The treatment of wastewater by biological methods after primary treatment by sedimentation.

Drought flows defined as minimum seven day flow in Rio Cauca at Juanchito gage occurring one day in ten. Regulation required for 130 and 200 M<sup>3</sup>/S.

TABLE II  
 INVESTMENT BY CITY OF CALI  
 IN WASTEWATER TREATMENT FACILITIES

YEAR	WASTEWATER FLOWS (M <sup>3</sup> /S)	CONSTRUCTION COSTS (IN COLOMBIAN PESOS)			REDUCTIONS IN COST OF WASTEWATER TREATMENT FACILITIES WITH REGULATED FLOWS IN RIO CAUCA		
		CAUCA RIVER DROUGHT FLOWS			AT 130 M <sup>3</sup> /S	AT 200 M <sup>3</sup> /S	
		70 M <sup>3</sup> /S	130 M <sup>3</sup> /S	200 M <sup>3</sup> /S	vs.-70 M <sup>3</sup> /S	vs.-70 M <sup>3</sup> /S	vs.-130 M <sup>3</sup> /S
1975	4.4	\$193x10 <sup>6</sup>	-	-	\$193x10 <sup>6</sup>	\$193x10 <sup>6</sup>	\$193x10 <sup>6</sup>
1980	6.0	178x10 <sup>6</sup>	-	-	178x10 <sup>6</sup>	178x10 <sup>6</sup>	178x10 <sup>6</sup>
1985	8.2	-	\$364x10 <sup>6</sup>	-	-	-	364x10 <sup>6</sup>
1990	10.5	390x10 <sup>6</sup>	238x10 <sup>6</sup>	\$435x10 <sup>6</sup>	152x10 <sup>6</sup>	-	-
2000	15.9	697x10 <sup>6</sup>	465x10 <sup>6</sup>	222x10 <sup>6</sup>	232x10 <sup>6</sup>	475x10 <sup>6</sup>	243x10 <sup>6</sup>
TOTAL :		\$1,458x10 <sup>6</sup>	\$1,067x10 <sup>6</sup>	\$657x10 <sup>6</sup>	\$391x10 <sup>6</sup>	\$801x10 <sup>6</sup>	\$410x10 <sup>6</sup>



