

コスタリカ共和国

グワヤボ水力発電計画

および

シキレス水力発電計画

調査報告書

昭和53年3月

国際協力事業団

JICA LIBRARY



1020185[3]

コスタリカ共和国

グワヤボ水力発電計画

および

シキレス水力発電計画

調査報告書

昭和53年3月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 16	605
登録No. 00550	64.3
	MPN



は し が き

日本政府はコスタリカ共和国政府の要請にもとづき、同国 Reventazon 川および Pacuare 川両河川のマスタープランより選定された Guayabo 水力発電計画についてはフィージビリティ調査を行うこととなり、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団はコスタリカ共和国における電力需給の現況および同国の水力開発に依る経済発展の重要性を考慮し、昭和52年8月15日より同年9月28日までの45日間に亘り佐藤光春氏（電源開発株式会社）を団長とする6名の調査団を現地に派遣した。調査団はコスタリカ共和国政府機関の協力を得て、現地調査を実施し、帰国後現地で収集した資料および現地踏査の結果を検討し、ここに報告書を取りまとめたものである。

本報告書がコスタリカ共和国の電力開発計画、ひいては同国の社会経済の発展に寄与し、同国と日本との経済交流、友好親善をさらに深めることが出来れば、まことに喜ばしいことである。

最後に、本調査の任にあたられた団員各位の労をねぎらうとともに今回の調査にあたり協力を惜しまれなかったコスタリカ政府関係者、調査団の直接の受入れ機関であったコスタリカ電力公社（ICE）関係者、在コスタリカ日本大使館各位、ならびに調査団派遣についてご支援いただいた外務省、通商産業省に対し衷心より感謝の意を表するものである。

1978年3月

国際協力事業団

総裁 法眼晋作

伝 達 状

国際協力事業団

総裁 法 眼 晋 作 殿

ここに提出するのは、コスタリカ国 Reventazon 川に位置する Guayabo 水力発電計画のフィージビリティ調査および同計画と関連する Pacuare 川 Siquirres 水力発電計画のプレ・フィージビリティ調査に関する報告書であります。調査検討した結果は本報告書に詳述されておりますが、その基礎資料および現地調査時点においてコスタリカ電力公社技師と本報告書作成のために取決められた技術上のメモランダムは Appendix に収録されております。

調査団は 6 名で編成され、1977 年 8 月 15 日から 9 月 28 日にわたる 45 日間、コスタリカ共和国を訪問し、コスタリカ電力公社の協力を得て現地調査を実施いたしました。調査団は、帰国後東京でスタディを行い、1978 年 3 月に報告書を完成いたしました。

この報告書の提出により、コスタリカ国の電源開発が一段と推進されることを切に念願するものであります。

本報告書の提出にあたり、調査の実施に、多大の御協力を賜わった方々に対し、心から感謝の意を表します。

1978年3月

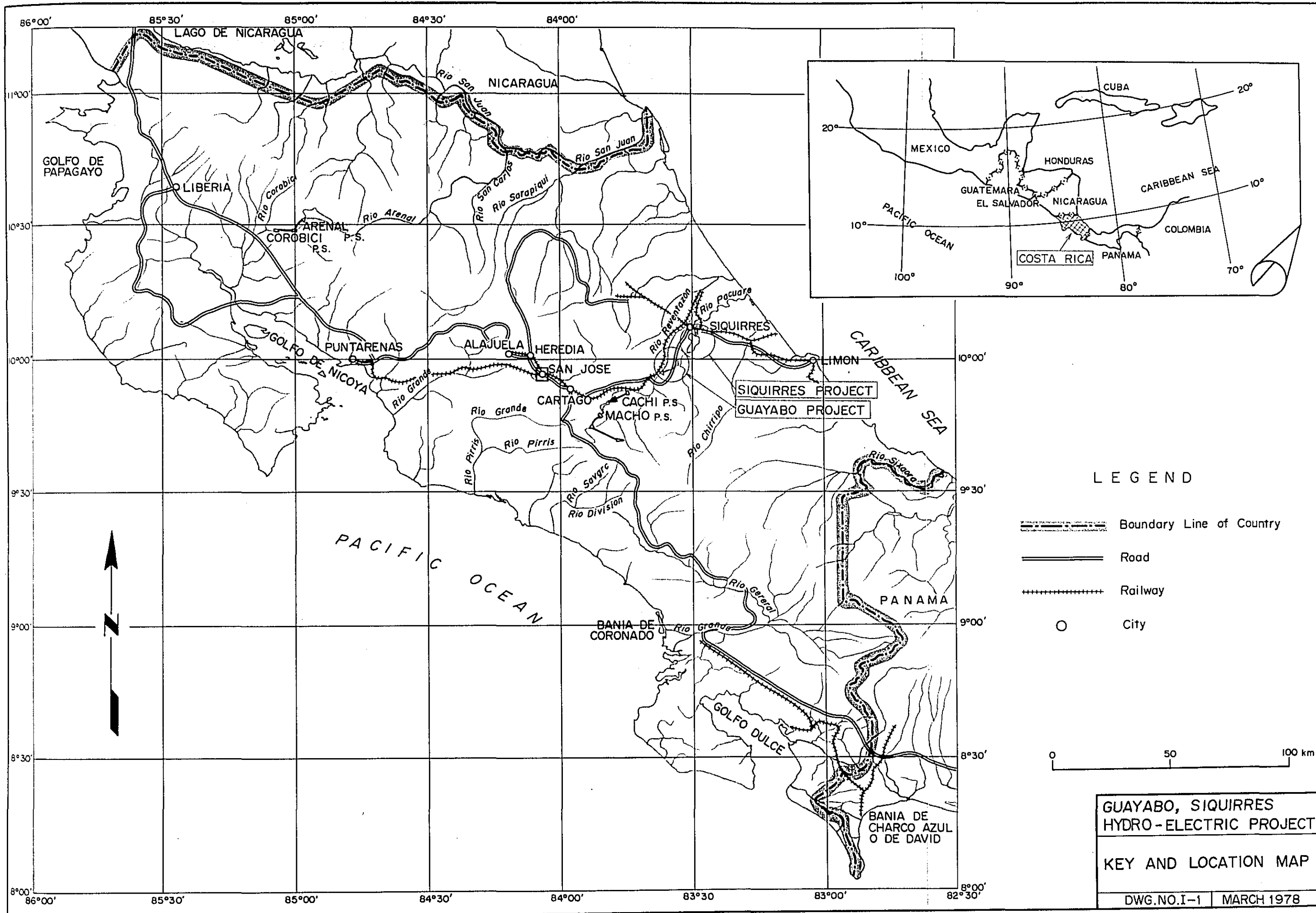
グワヤボおよびシキレス計画調査団

団 長 佐 藤 光 春

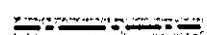



Principal Features of Guayabo and Siquirres Projects

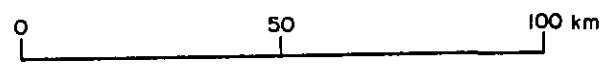
	<u>Guayabo Project (Feasibility Study)</u>	<u>Siquirres Project (Pre-feasibility Study)</u>
Catchment Area	1,518 km ²	2,168 (1,518) km ²
Dam		
Type	Combined Dam of Gravel Fill and Concrete Gravity	Concrete Gravity Dam
Height × Crest Length	38.0 × 655.0 m (GF) (CG)	205.0 × 495.0 m
Volume	564 × 10 ³ m ³ , 198 × 10 ³ m ³	2,640 × 10 ³ m ³
Reservoir		
Annual Inflow	4,046 × 10 ⁶ m ³	5,306 (3,296) × 10 ⁶ m ³
Effective Storage Capacity	3.29 × 10 ⁶ m ³	430 × 10 ⁶ m ³
Drawdown	10.0m	60.0m
Headrace Tunnel	6.5 × 9,582 m × 1	6.0 × 2,780 m × 2
Power Plant		
Installed Capacity	180 MW	310 MW
Max. Power Discharge	140 m ³ /sec	240 m ³ /sec
Standard Effective Head	155 m	154 m
Firm Capacity	158 MW(Apr.) 180 MW(Dec.)	267 MW(Apr.) 310 MW(Dec.)
Transmission Line	230 kV, 2 cct, 60 km	230 kV, 2 cct, 65 km
Substation	78 MVA × 3 units	100 MVA × 4 units
Construction Cost		
Generating Facilities	1,980 × 10 ⁶ Colones	3,480 × 10 ⁶ Colones
Transmitting Facilities	150 × 10 ⁶ Colones	260 × 10 ⁶ Colones
Total	2,130 × 10 ⁶ Colones	3,740 × 10 ⁶ Colones
Economics		
Unit Energy Cost	0.21 Colones/kWh	0.24 Colones/kWh
Benefit Cost Ratio	1.18	1.25
Annual Surplus Benefit	44.3 × 10 ⁶ Colones	106.0 × 10 ⁶ Colones

(1 US dollar = 8.6 Colones)



LEGEND

-  Boundary Line of Country
-  Road
-  Railway
-  City

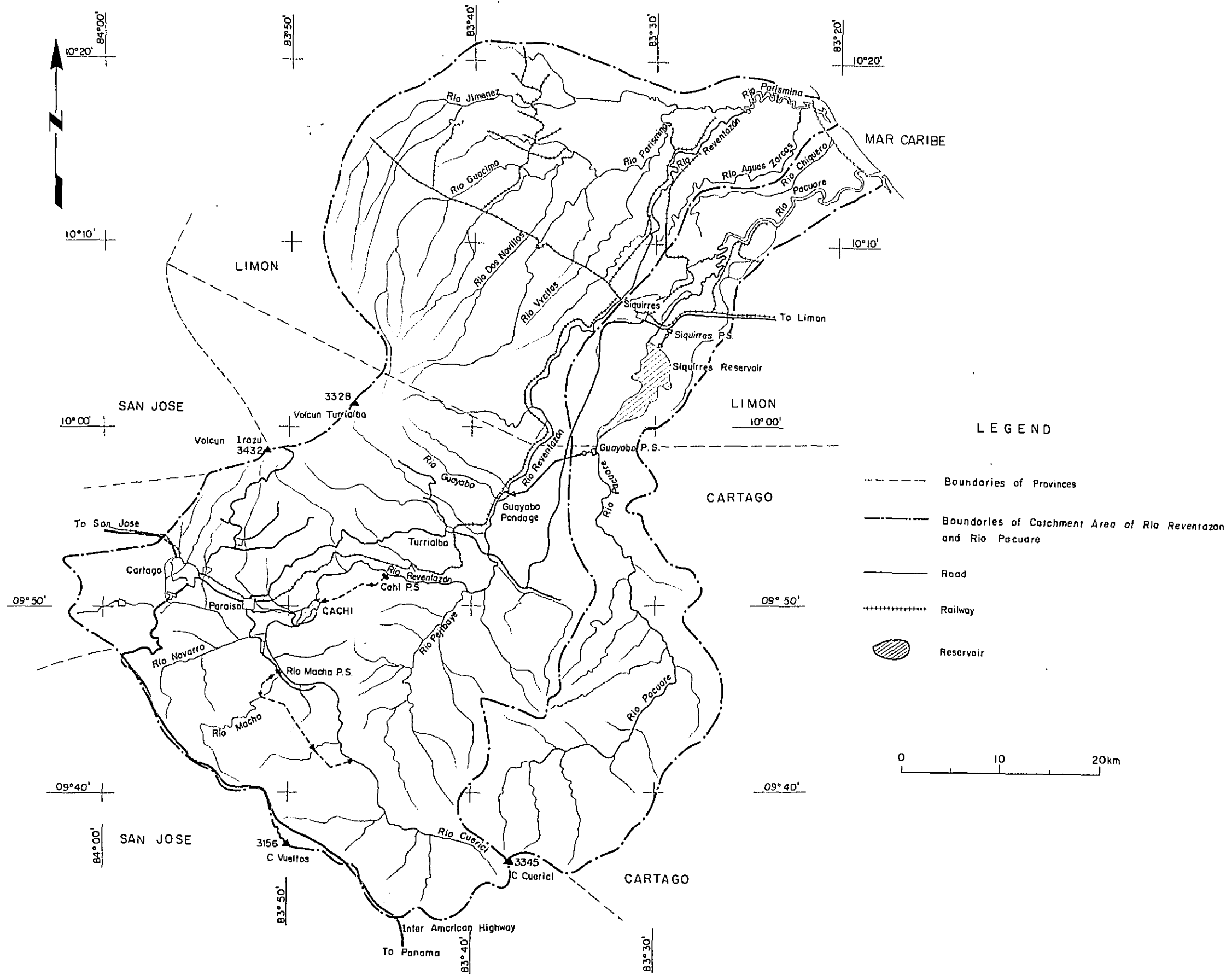


GUAYABO, SIQUIRRES
HYDRO-ELECTRIC PROJECT

KEY AND LOCATION MAP

DWG.NO.I-1 | MARCH 1978

Fig. I-I-1 Map of Project Area



目 次

第 I 部 緒論および結論と勧告	
第 1 章 緒 論	I - 1
1.1 背 景	I - 1
1.2 経 緯	I - 1
1.3 既存の報告書	I - 2
1.4 報告書の目的と範囲	I - 3
1.5 現地調査と国内作業	I - 4
1.6 基礎資料	I - 5
1.7 コスタリカ共和国の一般事情	I - 5
1.8 コスタリカ電力公社 (ICE)	I - 11
第 2 章 結論と勧告	I - 19
2.1 Guayabo 計画に対する結論と勧告	I - 19
2.2 Siquirres 計画に対する結論と勧告	I - 20
第 II 部 Guayabo 水力発電計画 (フィージビリティ調査)	
第 1 章 需要想定	II - 1
1.1 供給地域	II - 1
1.2 電力事情	II - 1
1.3 需要想定	II - 5
1.4 需給バランス	II - 23
1.5 開発の時期	II - 33
第 2 章 開発計画	II - 41
2.1 計画地域の位置および概要	II - 41
2.2 Reventazon 川の開発状況	II - 42
2.3 開発計画の概要	II - 42
第 3 章 水 文	II - 47
3.1 気象および水文の概要	II - 47
3.2 測水所および気象観測所	II - 47
3.3 計画地点の流量の算定	II - 47
3.4 降 雨	II - 55
3.5 河川流量	II - 66
3.6 気温、湿度および蒸発	II - 66

3.7	設計洪水量	II - 79
3.8	堆砂	II - 81
第4章	地質および材料	II - 83
4.1	概要および結論	II - 83
4.2	計画地域の一般地質	II - 86
4.3	主要計画地点の地質	II - 101
4.4	建設材料	II - 109
第5章	発電計画	II - 123
5.1	基礎的考察	II - 123
5.2	保証水量	II - 124
5.3	開発規模の検討	II - 127
5.4	設備出力	II - 134
5.5	保証尖頭出力および保証出力	II - 134
5.6	可能発生電力量	II - 134
5.7	主機台数	II - 134
第6章	予備設計	II - 141
6.1	予備設計	II - 141
6.2	工事工程および施工計画	II - 173
第7章	工事費	II - 183
7.1	基本条件	II - 183
7.2	工事費の総括	II - 184
第8章	経済評価	II - 189
8.1	経済評価の方法	II - 189
8.2	年間費用	II - 189
8.3	年間便益	II - 192
8.4	電力コスト	II - 197
第III部	Siquirres 水力発電計画 (プレ・フェージビリティ調査)	
第1章	開発計画	III - 3
1.1	計画地域の位置と概要	III - 3
1.2	計画の概要	III - 3
1.3	ダムの高さと形式	III - 4
第2章	水文と地質	III - 5
2.1	気象および水文の概要	III - 5

2.2	測水所および気象観測所	Ⅲ- 5
2.3	計画地点の流量の算定	Ⅲ- 5
2.4	降雨量	Ⅲ- 9
2.5	河川流量	Ⅲ- 15
2.6	設計洪水量	Ⅲ- 20
2.7	堆砂	Ⅲ- 20
2.8	地質	Ⅲ- 21
第3章	発電計画	Ⅲ- 33
3.1	基礎的考察	Ⅲ- 33
3.2	保証水量	Ⅲ- 35
3.3	最大使用水量	Ⅲ- 35
3.4	貯水池の運用	Ⅲ- 35
3.5	発電方式	Ⅲ- 46
第4章	経済評価	Ⅲ- 63
4.1	経済評価の方法	Ⅲ- 63
4.2	年間費用	Ⅲ- 63
4.3	年間便益	Ⅲ- 63
4.4	経済評価の結果	Ⅲ- 64

APPENDIX

A-1	調査団とICEとの間の打合せ議事録	A- 1
A-2	Angostura および Dos Montanas 測水所地点における流量資料	A- 13
A-3	L ₅ 流量の説明資料	A- 33
A-4	ICE電力系統既設水力発電所のL ₅ 流量	A- 35
A-5	ICE電力系統日負荷曲線(1995年)	A- 37
A-6	ICE電力系統解析	A- 39
A-7	ボーリング柱状図	A- 57
A-8	顕微鏡写真および岩石記載	A-125
A-9	X線解析(岩石)	A-135

DRAWING LIST

PART 1

DWG. No. I-1	Key and Location Map
DWG. No. I-2	Project Area

PART 2

DWG. No. II-1	General Map
DWG. No. II-2	Geological Plan of Project Area and Profile of Water Way
DWG. No. II-3	Geological Plan of Dam Site
DWG. No. II-4	Geological Profile of Dam Axis
DWG. No. II-5	Geological Plan and Profile of Intake and Power Plant
DWG. No. II-6	General Plan
DWG. No. II-7	Water Conductor
DWG. No. II-8	Dam ; Plan
DWG. No. II-9	Dam ; Profile and Typical Section
DWG. No. II-10	Water Conductor ; Plan, Profile and Section (2-1)
DWG. No. II-11	Water Conductor ; Plan, Profile and Section (2-2)
DWG. No. II-12	Power House ; Plan and Section

PART 3

DWG. No. III-1	General Map
DWG. No. III-2	Geological Plan of Dam Site
DWG. No. III-3	Geological Profile of Dam Site
DWG. No. III-4	Dam and Powerhouse ; General Plan
DWG. No. III-5	Alternative Water Conductors ; Profile and Section
DWG. No. III-6	Dam ; Plan
DWG. No. III-7	Dam ; Downstream Elevation
DWG. No. III-8	Dam ; Typical Cross Section
DWG. No. III-9	Power House ; Plan, Sections

第 I 部 緒論および結論と勧告

第 1 章 緒論

第 1 章 緒 論

1.1	背 景	I - 1
1.2	経 緯	I - 1
1.3	既存の報告書	I - 2
1.3.1	基礎調査報告書	I - 2
1.3.2	計画報告書	I - 2
1.3.3	マスター・プラン	I - 2
1.3.4	その他の報告書	I - 3
1.4	報告書の目的と範囲	I - 3
1.4.1	Guayabo 計画	I - 3
1.4.2	Siquirres 計画	I - 3
1.5	現地調査と国内作業	I - 4
1.5.1	現地調査	I - 4
1.5.2	国内作業	I - 4
1.6	基礎資料	I - 5
1.7	コスタリカ共和国の一般事情	I - 5
1.8	コスタリカ電力公社 (ICE)	I - 11
1.8.1	電力部門	I - 11
1.8.2	通信部門	I - 11
1.8.3	資金調達	I - 11

LIST OF FIGURE

Fig. I-1-1 Map of Project Area

LIST OF TABLES

Table I-1-1 Consumer Price Index in the Republic of Costa Rica

Table I-1-2 Ratio of Gross Domestic Products

Table I-1-3 Gross Domestic Products by Kind of Economic Activity
of the Republic of Costa Rica

LIST OF DRAWING

DWG. No. I-1 Key and Location Map

第 1 章 緒 論

1.1 背 景

1973年の石油危機は世界各国のエネルギー政策に大きな変化をもたらした。石油価格はその後漸増の傾向にあり、資源埋蔵量にたいするさまざまな評価も相まって、エネルギー問題は今なお流動的である。

石油資源をもたない発展途上国にとっては石油価格の高騰による影響は大きく、国の経済的な打撃ははかりしれない。

コスタリカ共和国は一発展途上国として石油資源をもたない国ではあるが、雨の多い火山国であることからその水力資源あるいは地熱資源の開発利用が待望されている。

コスタリカ共和国の近年の電力需要は、年平均約8%の伸び率で増加してきた。この電力需要にたいし、コスタリカ共和国は、これまで水力・火力発電の組み合わせにより供給を行ってきた。水力開発に関していえば、包蔵水力は4,000万kWであり、そのうち経済的に開発可能な地点は約900万kWと推定されているが、現在までわずか4%程度を開発しているにすぎない。また、乾季の渇水期間の電力を賄うのに十分な貯水池を有する水力発電設備がなく、火力発電に依存せざるを得ないのが実状である。同国は輸入火力発電燃料の節約のためにも水力開発を推進する必要に迫られている。

コスタリカ共和国の将来の電力需要の伸びは、経済開発の動向により予測も変わるが、新経済開発計画(1978~1982年)は、過去のコスタリカ共和国経済の発展リズムの維持を基調としており、現状では大きく変わる要素は予見できない。すなわち、将来とも電力需要の伸びは穏やかなものであると予想される。

このような電力需要の伸びに対応して、コスタリカ電力公社は現在既設水力発電所の増設を行うとともに、自然の湖を利用した大容量貯水池をもつ水力発電の開発としてArenal 発電所を建設中である。また、引き続きその下流にCorobici 計画も開発される予定である。

Corobici 計画の開発後、新たな電源開発が必要とされるのは1980年代後半と予想される。これに対しては、コスタリカ電力公社は、国内水力資源の調査の結果、水量の豊富なReventazon川およびPacuare川の両水系を重点的に開発することを決め、併せて、地熱発電の開発のための調査研究をも精力的に進めている。

本報告書は、Reventazon川におけるGuayabo計画およびPacuare川におけるSiquirres計画に関する調査報告書である。

1.2 経 緯

- (1) 前項で述べたような事情を背景に1976年コスタリカ共和国政府は、Reventazon川およびPacuare川の水力発電計画を推進するための技術協力方を日本政府に要請してきた。

これを受けて、国際協力事業団は1976年10月水力開発計画の専門家である笹原清典、榎並敏夫の2名の技師を現地に派遣し、コスタリカ共和国政府の技術協力要請の背景調査、現地踏査、資料収集、今後の調査方針等について予備調査を実施した。

- (2) 上記予備調査の結果をふまえて、国際協力事業団は1977年6月再び政府専門家成田饒技師をコスタリカ共和国に派遣し、実施機関であるコスタリカ電力公社に対し、Reventazon川およびPacuare川の水力発電計画の予備的なマスター・プラン作成のための技術指導を行った。
- (3) 日本政府は、さらにコスタリカ共和国政府の要請を受けて、両河川の水力開発計画を前進させるため、前述の予備的なマスター・プランに基づくReventazon川Guayabo計画のフィージビリティ・スタディおよびPacuare川下流Siquirres計画のプレ・フィージビリティ・スタディの実施を決定し、国際協力事業団(JICA)に依託した。

1.3 既存の報告書

1.3.1 基礎調査報告書

コスタリカ電力公社(Instituto Costarricense de Electricidad 以降 ICE と略称する)は、1949年に設立されたが、1953年にはReventazon川開発のためにAngostura 測水所を設置した。また、1958年には、Pacuare川開発のためにPacuare 測水所を設置した。その後もいくつかの測水所がこの二つの川の流域内に追加設置された。

ICEは、これら測水所で得られた流量資料の整備にあわせ、流域内の地形図の作成および地質調査を実施し報告書を作成した。

Guayabo計画の流量および地質に関する報告書名については、それぞれ第II部第3章および第4章ならびにAppendixに記載してある。

Siquirres計画の流量および地質に関する報告書名については第III部第2章ならびにAppendixに記載してある。

1.3.2 計画報告書

ICEはこれらの報告書に基づき下記のGuayabo計画の予備的報告書を作成した。ただし、この報告書は、その開発時期については触れていない。

Informe Preliminar Proyecto Hidroelectrico Guayabo; Documento de Trabajo
007-77, Departamento Programas de Generacion, Ago. 1977

なお、Siquirres計画については、Guayabo計画の場合のように計画そのものに関する報告書は存在しない。

1.3.3 マスター・プラン

ICEは、コスタリカ共和国全土にまたがる包蔵水力発電調査を行い、報告書を作成している。

また、国際協力事業団から I O E に派遣された成田饒専門家は、上記の基礎調査報告書に基づき Reventazon 川および Pacuare 川の両流域に関する予備的なマスター・プランの報告書を作成した(第 II 部第 5 章参照)。

1.3.4 その他の報告書

ICE は、Guayabo および Siquirres の両計画に関する上記報告書の他に、コスタリカ共和国全体としての電力需要想定および開発順位などの調査を行い多くの報告書を作成している。

開発優先順位に関する報告書は下記のとおりである。

Analysis para la Seleccion del Programa de Obras del SNI Periodo 1979 - 1990 ; Documento de Trabajo 008 - 77 Departamento Programas de Generacion, ICE, Ago. 1977

この報告書は、1978 年 6 月完成予定の Arenal 計画に引き続く計画として Corobici 計画を推奨している。さらに、Corobici 計画に引き続く計画としては地熱発電が良いとされている。

1.4 報告書の目的と範囲

前項の既存の報告書にみられるように、ICE は Guayabo および Siquirres 両計画について、比較的多くの調査と検討を行っている。調査団は、これらをふまえて現地で I O E と協議した結果、報告書の目的と範囲を以下のように明確にすることができた。

1.4.1 Guayabo 計画

- (1) フィージビリティ・レベルの調査に対する基礎的資料が比較的十分に存在することが判明したので、当該計画のフィージビリティ調査を行う。
- (2) すなわち、本計画の開発について、技術的および経済的可能性を明確にする。
- (3) Corobici 計画に引き続くものとして、Guayabo 計画が適切であるかどうかの判断資料を ICE に提供する。

ただし、代替案すなわち地熱開発案および他の水力開発案との比較は調査団の調査の範囲外とする。

- (4) 現地調査の結果、当該計画の目的は発電単独とする。

1.4.2 Siquirres 計画

- (1) 現地調査の結果、既存の基礎資料の中で特に地質に関する資料が不足しており、フィージビリティ・レベルの調査を行うためには、不十分であることが判明した。

したがって、当該計画はプレ・フィージビリティ調査を行う。

- (2) すなわち、本計画がさらに調査を進めるのに値するものであるかどうか、そして、さらに

調査する場合には、どの範囲の調査を実施すべきかその範囲を勧告する。

1.5 現地調査と国内作業

1.5.1 現地調査

Guayabo 計画のフィージビリティ・スタディおよび Siquirres 計画のプレ・フィージビリティ・スタディのための現地調査は、1977年8月15日から9月28日までの45日間にわたり行われた。

調査団は、下記の6名により構成され、それぞれの専門分野を担当した。

団長	佐藤光春	電源開発(株)	土木技師
	小山隆平	電源開発(株)	電気技師
	星野要	電源開発(株)	土木技師
	谷順一	電源開発(株)	土木技師
	山田守	電源開発(株)	地質技師
	山本正弘	国際協力事業団	業務調整

調査団は、資料収集および現地調査のため、主として首都 San Jose および大西洋岸の重要な港のある Limon 市を基地として行動した。

Guayabo 計画については、フィージビリティ・レベルの調査に必要な資料、Siquirres 計画については、プレ・フィージビリティ・レベルの調査に必要な資料がそれぞれ得られた。

現地調査で得られた資料、ICE で準備中の資料および合意事項については、Appendix A-1 に要約されている。

現地調査期間中、調査団と行動を共にした主な ICE の技師は Ing. Carlos Obregon Q 氏と Ing. Javier Villalobos T 氏で調査に必要なコーディネーション業務は彼等によって行われた。

なお、両氏は調査団と共に両計画の報告書作成過程における調査・検討に参加するため、1977年11月18日に国際協力事業団の研修生として来日し、1ヶ月間日本に滞在した。

また、地質技師 Ing. Oldenrar Ramirez 氏は我々と共にしばしば現地を訪問し、地質調査に参加した。

1.5.2 国内作業

調査団は帰国後、1977年10月から1978年3月まで Guayabo 計画のフィージビリティ・スタディおよび Siquirres 計画のプレ・フィージビリティ・スタディを行い本報告書を作成した。

この間、団員は、前述の ICE の2人の技師と調査結果について討議を行い、また、佐藤光春団長は1978年2月24日から3月5日まで報告書の草案を携え、コスタリカ共和国の ICE を

訪問し、スタディの最終調整を行った。

1.6 基礎資料

スタディに必要な電力需要想定関係資料、地質図、地形図、水文資料、 コスタリカ共和国経済関係資料等をI(FC)を通じて入手した。これら入手資料の項目は Appendix A-1 に記載されている。

1.7 コスタリカ共和国の一般事情

(1) 地理

コスタリカ共和国は中央アメリカ地峡に位置している。太平洋、カリブ海と東西に海と接し、北はニカラグア国、南はパナマ国と隣接している。

面積は5万900 km² 日本の約7分の1で九州と四国を合わせた面積よりやや小さい。国土は縦に長く、464km、カリブ海、太平洋を結ぶ横の長さは274kmである。海岸線の長さは凹凸の著しい太平洋側が1,100km、ほとんど凹凸のないカリブ海側は225kmである。

国土の中央部にはGuanacaste, Central および Talamanca 山脈で形成された平均標高約1,000 mの高原台地があり Valle Central と呼ばれている。この地帯(首都 San Jose はこの地帯にある)は年間の平均気温が15℃~23℃と快適である。

高原台地の両側には火山脈が走っている。最高峰 Chirripo 山(3,820 m)をはじめ, Barva 山, Irazu 山, Poas 山などが連なり火山国とよばれるにふさわしい。その中のひとつ Irazu 山は1963年3月に大きな爆発を起した。コスタリカ共和国は地震国であり、この2世紀間に大型の地震が20回発生した。

さきに述べた海岸線の長さをみてもわかるように、太平洋側の地形は湾や入江が多く、相当入りこんでおり、また大陸棚の巾員も大きい。気候は高温多湿であるがカリブ海側に比べれば雨量も少なく、漁業資源も豊富である。一方、カリブ海側の沿岸は直線的で変化に乏しく、また大陸棚の巾も狭く漁業資源には恵まれぬ。しかし雨量は多く、バナナの栽培には適している。

(2) 気候

年間の雨量は中央台地地帯で2,030 mm、太平洋側1,780 mm、カリブ海側3,000 mmである(1972年記録による)

全国的にみれば、12~4月が乾季、5月~11月が雨季にあたる。年間を通じて1日の気温差は比較的少ない。San Jose 市における気温および降雨量は次のとおりである。

(1974年記録)

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均温度(℃)	18.0	17.8	19.2	19.3	20.0	19.7	19.4	19.8	19.3	19.2	19.2	18.4
降雨量(mm)	2	1	0.3	48	356	450	238	305	398	349	29	61

(3) 人 口

1973年の国勢調査による同年の人口は1,872,000人である。1950年から1970年までの20年間の年平均人口増加率は3.5%と高かった。しかし、1968年から1973年までの5年間におけるそれは2.7%と低下している。上記国勢調査に基づく1973年から1983年までの10年間の年平均人口増加率は2.4%と推定されている。

(4) 経 済

1960年代のコスタリカ共和国の経済は、中米共同市場の成立（1963年5ヶ国で発効）、同国の主要農産物であるバナナおよびコーヒーの国際価格が比較的有利に推移したこと、政府支出の拡大および外資流入の増加などによってかなりの高成長率（1966～1970は年率5.8%）を維持した。しかるに、1970年代に入ると国内総生産（GDP）の実質成長率が鈍り、1971年から1976年までの平均成長率は4.3%となった。これは、コーヒー、牛肉などの生産増加にもかかわらず、バナナ、砂糖などの生産低下のため農業が不振であったことによる。

1970年代のコスタリカ共和国経済のもう一つの特徴はインフレが生じたことである。コスタリカ共和国は、従来からラテン・アメリカ諸国の中で最も物価の安定している国として知られ、1965年から1970年までの消費者物価の上昇率は年2.5%に過ぎなかった。しかし、石油危機を契機に激しいインフレ過程に突入し、1970年から1975年までの上昇率は年平均で14%にも達し、特に1973年以降のそれは20%を超えるものであった。

消費者物価指数の推移はTable I-1-1に示すとおりである。

Table I-1-1 Consumer Price Index of the Republic of Costa Rica

Year	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
CPI	88	88	89	93	96	100	103	108	124	162	190

Source: United Nations statistics Year Book, 1976 Edition

これは、国内流動性の増加と輸入品価格の上昇によるものとされている。1960年から1975年までのコスタリカ国の国内総生産（GDP）を日本との対比において示せばTable I-1-2の如くなる。

Table I-1-2 Percentage of Gross Domestic Product

	GDP (Nominal market price)	Agri- culture	Mining & Industries		Construc- tion	Whole- sale	Trans- portation	Others
			Total	Manufac- turing				
<u>Costa Rica (10⁶ colones)</u>								
1960	2,860.5	26	15	(14)	4	21	4	28
1963	3,404.2	24	16	(15)	5	20	4	30
1970	6,524.5	23	20	(18)	4	21	4	28
1974	13,178.0	19	22	(20)	5	21	4	27
1975	16,507.0	20	22	(20)	5	20	5	29
<u>Japan (10⁹ yen)</u>								
1960	15,772.0	13	37	(33)	6	17	9	19
1963	24,705.5	11	38	(34)	6	17	9	20
1970	72,279.6	6	38	(35)	7	17	7	25
1973	109,216.6	5	38	(36)	8	19	8	29
1974	129,405.1	5	37	(35)	7	18	7	31

Source: United Nations Statistics Year Book, 1976 Edition
According to International Standard Classification
of Industry.

(a) 農 業

コスタリカ共和国の全所得 (GDP) のうちに占める農業の比率は高く、農業を源泉としての GDP 寄与率は 40 % にも達するといわれている。コスタリカ共和国の全農地の 50 % が可耕地でその 3 分の 2 が現実に耕作されており、また全労働人口の半分が農業に従事している。しかし、農業生産の全生産に占める割合は、徐々に低下している。

なお、コスタリカ共和国の農産物のうち、バナナ、コーヒー、カカオ、砂糖が輸出用産品であり、外貨収入のうえで大きな比重を占めている。

次ページの Table にみられるように、バナナ、コーヒーの輸出総額に占める割合は、1967 年 60 %、1973 年 54 %、1976 年 51 % である。

国土の 12 % は牧草地である。高原台地においては酪農が、海岸に近い低地では肉牛の飼育が盛んである。

(b) 工 業

コスタリカ共和国には重工業はなく、主な工業は食品、化学、セメント、靴、衣服、木材、繊維、非金属工業、自動車や家電製品の組立等の軽工業である。コスタリカ共和国の産業別国内総生産の中に占める割合は農業とほぼ等しく、1971 年から 1975 年までの実質成長率は農業の 4.3 % に比べ 6.0 % と大きく順調に伸びているといえよう。今後の工業化の方向として、長期的には繊維、金属製品、機械等のいわゆる新規産業の振興が期待される。し

Unit: 10⁶ US\$

	Gross amount of export	Banana	Coffee	Meat
1973	343 (100)	91 (27)	94 (27)	33 (10)
1974	431 (100)	98 (23)	125 (29)	34 (18)
1975	493 (100)	144 (29)	97 (20)	38 (8)
1976	589 (100)	145 (25)	154 (26)	40 (7)

かし、国内市場は狭小で、どうしても中米共同市場およびその他地域に市場を求めざるを得ない。

企画庁が発表した新経済開発5ヶ年計画(1978~1982)の主要目標とその概要は次のとおりである。

(a) 主要目標

- (i) 過去5ヶ年間の工業分野の増加テンポの維持
- (ii) 中米共同市場以外の国への工業製品の輸出リズムの維持
- (iii) 輸入工業製品の代替工業の育成
- (iv) 国内資源の有効利用の積極化
- (v) 地方への工業の分散
- (vi) 中米共同市場の目標への努力

(b) 工業政策の概要

コスタリカ共和国の工業政策で特に注目をひくことは、過去においてもそうであったように、将来も私企業の分野において、その活動は政府の施策に負うところが多いことである。すなわち、コスタリカ共和国政府は、今後も工業分野の活動のために、資金、技術の適切な環境づくり、さらには、必要な需要づくり(政府買い上げ等)、税制面での優遇処置、輸出の増進等に大きな役割をもっている。また、工業化のために不可欠なインフラストラクチャーの整備も政府の責任で行われる。

政府が新経済開発5ヶ年計画で特に留意している業種は次のものである。

- (i) 農業生産の拡大による農産物加工業の整備
- (ii) 小規模工業および工芸製品の育成
- (iii) 合板工業の育成
- (iv) アルミニウム工業の育成

Table I-1-3にコスタリカ国の産業別国内総生産を示す。

Table I-1-3 Gross Domestic Product by Kind of Economic Activity of the Republic of Costa Rica

Unit : 10⁶ Colones

Gross Domestic Product	1971		1972		1973		1974		1975		1976		Annual growth rate (%)	
	Market price	Constant price of 1970	Market price	Constant price of 1970	Market price	Constant price of 1970	Market price	Constant price of 1970	Market price	Constant price of 1970	Market price	Constant price of 1970		
Agriculture, forestry and fishing	1443.4	1356.6	1601.6	1427.5	1962.9	1504.1	2522.4	1382.9	3417.8	1536.1	4050.1	1669.5	22.9	4.3
Manufacturing and mining	1325.0	1245.3	1507.1	1343.2	1903.3	1458.5	2677.9	1468.1	3427.3	1540.4	4047.3	1668.3	25.0	6.0
Construction	343.3	322.7	423.8	377.7	507.1	388.6	632.6	379.7	868.9	390.5	959.4	395.5	22.8	4.2
a) Sector of production	3111.7	2924.5	3532.5	3148.4	4373.3	3331.2	5892.9	3230.7	7714.0	3467.0	9056.9	3733.2	21.8	5.0
Electricity, gas and water	127.8	120.1	147.9	131.8	160.3	122.8	205.9	112.9	303.7	136.5	400.7	165.2	25.7	6.6
Transport and communications	316.0	297.0	362.0	322.6	435.6	333.8	590.7	323.8	788.6	354.4	918.1	378.4	23.8	5.0
b) Basic services	443.8	417.1	509.9	454.4	595.9	456.6	796.6	436.7	1092.3	490.9	1318.9	543.6	24.3	5.4
Commercial (wholesale, retail trade, restaurants and hotels)	1502.0	1411.7	1651.3	1471.7	2054.5	1574.3	2754.7	1310.3	3203.6	1439.8	3767.2	1552.8	20.2	1.9
Financing, insurance, etc.	321.0	301.7	404.5	360.5	508.5	389.7	635.3	348.3	816.6	367.0	975.6	402.1	24.9	5.9
Real estate	524.9	493.3	553.4	493.2	626.5	480.1	784.8	430.3	1123.8	505.1	1373.0	566.0	21.2	2.8
Government	813.6	764.7	998.0	889.5	1196.6	916.9	1576.4	864.3	2083.7	936.5	2670.4	1100.7	26.8	7.6
Other services	375.2	352.6	420.1	374.4	495.9	380.0	626.7	343.6	770.6	346.3	936.6	386.9	20.1	1.9
c) General services	3536.7	3324.0	4027.3	3589.3	4882.0	3741.0	6377.9	3496.8	7998.3	3594.7	9724.8	4008.5	22.4	3.9
d) Adjustment by change of exchange rate and others	44.8	42.1	146.1	130.2	311.2	238.5	148.3	81.3	-	-	-	-	-	-
Total	7137.0	6707.7	8215.8	7322.3	10162.4	7787.3	13215.7	7245.5	16804.6	7552.6	20100.4	8285.3	23.0	4.3

Note: Constant prices by year were calculated from the index of wholesale price.

Source: Banco Central de Costa Rica

(5) 資源

(a) 鉱物資源

Puntarenas 県南部にボーキサイト資源がみうけられ現在調査中である。他には、埋蔵量および生産量の点から特筆するような資源はみうけられぬ。

(b) エネルギー資源

エネルギー資源としても石炭、石油についてはみるべき量をもたず、そのほとんどを水力資源および輸入石油に依存している。また、数少ない国内資源である地熱を利用すべく、I C E は地熱火力発電計画をもっており、目下鋭意調査・研究を進めている。

コスタリカ共和国は雨量に恵まれており、水力資源は豊富であるといえる。I C E の調査によれば、経済的に開発可能な水力資源はおよそ900万kWと推定されている。年間可能発電電力量についていえば、370億kWh、すなわち、渇水期100億kWh、豊水期270億kWhである。

(c) エネルギー消費量

コスタリカ共和国におけるエネルギー消費の概略は次のとおりである。

年		1972	1973	1974	1975
エネルギー消費量(石油換算 10^3 ton)		612	700	639	728
内 訳 (%)	石 油	51	53	54	55
	水 力 発 電	26	27	27	28
	そ の 他	23	20	19	17
	計	100	100	100	100

上表にみられるように、水力発電のエネルギーに占める割合は30%近くであり、日本の7%と比較して大きい。コスタリカ共和国における1971年から1976年までの電力需要の伸び率とGNP伸び率(実質)との比である弾性値は2.16であったが、この弾性値は将来徐々に小さくなるものと思われる。調査団がマクロ手法によって想定した電力需要の想定予測とGNPとの相関値から得られた弾性値は1976年から1982年までは1.94、1982年から1990年までのそれは1.44と予想される。

(6) 運輸・通信

国内における運輸施設は比較的良好である。国の太平洋側と大西洋側の両方にそれぞれ、Puntarenas 港およびLimon 港を有している。また、これら2つの港のほかMoin 港、Golfito 港などもあり、これら港における年間の荷物扱高はおよそ260万tonである。

Puntarenas およびLimonの両港の間には首都San Jose を間にして鉄道が連絡している。このほかにも3つの短い鉄道があり、これらは国営のパナマ会社の所有であるが、一般乗客の便にも供している。

道路は国道約2,700kmであり、うち舗装道路は約1,800kmである。中でもインターアメリカン・ハイウェイがニカラグア国境からパナマ国境まで南北に縦断しており、国内で最も重要な幹線道路となっている。

空港としてはSan Jose市から17 kmの地点に国際空港Juan Santamaria 空港がある。その他にも小形機のための空港が全国に点在しており、重要な交通機関あるいは輸送機関としての役割を果たしている。

電話事業については、ICEが併せて行っており、1975年における電話台数は112千台である。これは人口100人当たり5.6台に相当し、他の中米諸国のそれが0.7～1.4台であることと比較すると、電話については格段に普及しているといえる。

1.8 コスタリカ電力公社 (ICE)

ICEは1949年にコスタリカ共和国政府によって設立された公社で、その主たる目的は、電力設備の統合、開発、運営および豊富な水力資源の開発である。その後、1963年に通信システムの開発と運営という責務が追加された。

ICEは全国電力系統と全国通信設備を開発し、所有し、かつ、運営している。

ICEの公社概要(1974年版)により簡単に公社を紹介する。

1.8.1 電力部門

ICEの電力部門は、発電と送電をとりあつかうことであつたが、一部配電も行っている。ICEの大部分の発生電力はいくつかの配電会社、例えば、San Joseを中心に配電を行っているCN-FLなどに卸し売りされている。工業用の中で大口の電力需要家に対しては、ICEが直接配電を行っている。ICEが配電を行っている需要家数は約41,000であり、コスタリカ国内の全需要家数のおよそ20%を占めている。

なお、1976年現在、保有発電設備は337 MWである。

1.8.2 通信部門

通信部門は、コスタリカ共和国内の電話、電報およびテレックス のような関連サービスすべてに責任を有している。国際通信サービスについては、その一部をICEおよびICEの100%子会社であるRadiografica Costarricense (RACSA) が取り扱っている。

1975年における電話回線数は約96,000である。

1.8.3 資金調達

ICEは必要な資金の実質的部分を内部源資で調達することを政策としている。例えば、1974年の所要資金量は230百万米\$であつたが、そのうちの41%は内部留保金と償却費でまかな

い、残余を借款で調達した。

I C B に対する外貨資金のローン供与は、Interamerican Development Bank, World Bank, Central American Bank for Economic Integration, いくつかの商業銀行, まれには機器サプライヤーによって行われている。

将来のプロジェクトに対しては、I B C はこれまでの資金調達先の他にコスタリカ共和国の経済および財政資金計画と両立するような新たな資金調達先を求めようとしている。



Capital of Costa Rica,

— San Jose —



Port Limon



Guayabo Dam Site, Looking Downstream
— Plain of Coffee Plantation for Fill-dam on Left Bank and Hills Passed through by Tunnel on Right Bank —



Left Abutment of Guayabo Dam
— A Railroad from San Jose to Limon —



Coffee Plantation on Left Bank of Guayabo Dam Site
— Hills Over There are on Right Bank —



Site for Penstock and Power Plant of Guayabo Project
— Looking Downstream of Pacuare River from Top of Penstock Site to Power Plant Site —



Site for Guayabo Power Plant
— Looking Right Bank of Pacuare River from Plant Site, and Pacuare River Flows from Right to Left —



Siquirres Dam Site
- Looking Upstream -



Siquirres Dam Site
- Looking Upstream by Air-plane -



Downstream Area from Siquirres Dam Site

— Pacuare River Flows from Left to Right, towards Caribbean Sea —



Inter-American Highway

第 2 章 結論と勧告

第 2 章 結論と勧告

2.1	Guayabo 計画に対する結論と勧告	I - 19
2.1.1	結 論	I - 19
2.1.2	勧 告	I - 19
2.2	Siquirres 計画に対する結論と勧告	I - 20
2.2.1	結 論	I - 20
2.2.2	勧 告	I - 20

LIST OF FIGURE

- Fig. I-2-1 Outline Programme of Activities for Implementation
of Projects

第 2 章 結 論 と 勧 告

Guayabo 計画および Siquirres 計画について、調査・検討の結果、それぞれ、次の結論と勧告が得られた。

2.1 Guayabo 計画に対する結論と勧告

Guayabo 計画は、コスタリカ国の中央部の山脈に水源をもち、それ自身は、Parismina川に合流した後大西洋に注ぐ Reventazon 川中流部に位置する。この計画は、Reventazon 川に高さ 38 m のダムを築造し、延長約 10km の導水路トンネルによって Reventazon 川の水を隣接河川 Pacuare 川流域変更し、180MW の発電を行うものである。

2.1.1 結 論

- (1) コスタリカ共和国における 1967 年から 1976 年までの電力需要の伸び率は、年平均で最大電力において 8.5 %、電力量において 9.7 % であった。一方、1977 年から 1990 年までの伸び率は年平均、最大電力において 6.2 %、電力量において 6.8 % と予想される。この結果、1977 年の発電端最大電力 347 MW は Guayabo 計画が投入される 1987 年には 661 MW に達し、1990 年の最大電力は 763 MW と予想される。一方、発電端電力量需要は 1977 年に 1,737 GWh を記録し、1987 年には 3,475 GWh、1990 年には 4,071 GWh に達する。
- (2) ICE は、電力需要の伸びに応じて 1982 年末に電力系統に投入予定となっている Corobi-ci 計画に引き続いて 1987 年 2 月頃までに新規電源を開発しなければならないであろう。
- (3) この新規電源として、Guayabo 計画は技術的および経済的にフィージブルである。
- (4) ダム地点、発電所地点および導水路トンネルルートに地質上の異常な問題は存在しない。
- (5) 年間便益と年間費用の比率および超過便益は計画の解析期間 50 年に対して、それぞれ、1.18 および 44.3 百万 Colones (5.2 百万米 \$) である。
- (6) Guayabo 計画の設備出力は 180 MW が適切と想定され、電力需要の伸びの点から考えて、1987 年に 120 MW、1989 年に 60 MW 設置すれば、コスタリカ共和国の電力需要を充すことができると考えられる。
しかしながら、1991 年以降には、新規電源を投入しなければならないであろう。
- (7) 年間可能発生電力量は、1,192 百万 kWh であり、計画の総工事費は約 2,130 百万 Colones (248 百万米 \$) である。発電原価は 0.211 Colones/kWh である。

2.1.2 勧 告

上記結論から以下の事項が勧告される。

- (1) Guayabo 計画の実現のため、Fig. I - 2 - 1 に示す概略工程表を参考として行動されるよ

う勧告する。

- (2) 地質および建設材料の追加調査については、将来実施されるであろうデフィニット・スタディの開始時期までに、第Ⅱ部第4章の勧告に従って行い、これを完了しておかなければならない。
- (3) 地質および建設材料の調査完了後、デフィニット・スタディへ移行することを勧告する。デフィニット・スタディは、このフィージビリティ・スタディを再検討し、補足し、かつ、改良を目指すものであって、将来の資金調達のための報告書および請負付託書類の基礎となるものである。
- (4) デフィニット・スタディ開始時期までに、このフィージビリティ・スタディにおいて既に使用されている多くの資料を最新のものにしておかなければならない。

2.2 Siquirres 計画に対する結論と勧告

Siquirres 計画は、Guayabo 発電所の位置と予定されている Pacuare 川中流部から約 12 km 下流に位置する。

この計画は、ダム高さ 200 m、発電所出力 310 MW として検討された。

2.2.1 結 論

- (1) Guayabo 計画に引き続いて新規開発する水力計画の一つとして、Siquirres 計画は有望である。
- (2) したがって、将来、フィージビリティ・スタディを行うために地質および建設材料の調査を行う価値がある。
- (3) 貯水池満水位を標高 250 m、ダム高さを約 200 m と計画できる可能性がある。その場合、発電所位置としては、ダム直下が適切であろう。
- (4) 発電所設備出力を 310 MW とすると年間可能発生電力量は 1,850 百万 kWh である。Siquirres 計画の総工事費は約 3,740 百万 Colones (435 百万米\$) と想定される。
- (5) 年間便益と年間費用の比率は、計画の解析期間 50 年に対して 1.25 である。

2.2.2 勧 告

上記の結論に基づき、次の勧告を行う。

- (1) Siquirres 計画は、大規模なものとなる可能性があるため、調査・検討などに多くの時間を必要とするであろう。したがって、Fig. I-2-1 に示す概略工程表を参考として行動されるよう勧告する。
- (2) 地質および建設材料の調査を第Ⅲ部第2章 2.8 項の勧告に基づき行う必要がある。
- (3) 地質および建設材料の調査完了後、ダム高さの再検討およびダム形式決定の調査を行う。

- (4) ダム高さの再検討の際には、Siquirres 地点から Guayabo 発電所地点までの間の 2 段階方式についても検討を行うことが望ましい。
- (5) 上記(2)項で述べた地質調査の結果によって判断可能となるダム高さおよびダム形式の検討を行い、その後、フェージビリティ・スタディを行うことが望ましい。

Fig. I - 2 - 1 Outline Programme of Activities
for Implementation of Projects

Guayabo Project:

Year Activities	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Supplemental Survey & Study	▬									
Definite Study And So On		▬			▬					
Construction of the Work										▬ (February)

Siquirres Project:

Year Activities	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Geological And Geotechnical Study	▬									
Study of Dam And Feasibility		▬			▬					
Definite Study And So On										▬ ↑

第II部 Guayabo水力発電計画（フィージビリティ調査）

第 1 章 需要想定

第 1 章 需 要 想 定

1.1	供給地域	II - 1
1.2	電力事情	II - 1
1.2.1	電気事業者	II - 2
1.2.2	電力供給設備の現状	II - 3
1.2.3	電力需給の現況	II - 5
1.3	需 要 想 定	II - 5
1.3.1	需 要 想 定 の 期 間	II - 5
1.3.2	需 要 想 定	II - 9
1.3.3	日負荷曲線の想定	II - 17
1.3.4	年 負 荷 率	II - 22
1.3.5	月別最大電力	II - 23
1.4	需給バランス	II - 23
1.4.1	kWバランス	II - 23
1.4.2	kWhバランス	II - 24
1.5	開発の時期	II - 33

LIST OF FIGURES

Fig. II-1-1	Daily Load Curve of ICE Power System in 1976
Fig. II-1-2	Load Forecast; Energy
Fig. II-1-3	Load Forecast; Maximum Power
Fig. II-1-4	Tendency of Energy by Customers
Fig. II-1-5	Relation between Population and Energy Demand
Fig. II-1-6	Correlation between Per Capita GNP and Growth Rate
Fig. II-1-7	Correlation between Per Capita GNP and Per Capita Energy
Fig. II-1-8	Estimated Load Curve
Fig. II-1-9	Balance of kW Demand (1985 - 1990)
Fig. II-1-10	Maximum Power Demand and Installed Capacity

LIST OF TABLES

Table II-1-1	The Outline of Power Supply Facilities
Table II-1-2	Demand Record
Table II-1-3	Energy Demand Record
Table II-1-4	Load Forecast
Table II-1-5	Actual and Estimated Population
Table II-1-6	Relation between Population and Energy
Table II-1-7	Macro Forecast of Generated Energy
Table II-1-8	Macro Forecast of Energy
Table II-1-9	Demand and Supply Balance of Power
Table II-1-10	Demand and Supply Balance of Annual Energy
Table II-1-11	Installation Date of Thermal Power Plants

第 1 章 電力需要

1.1 供給地域

コスタリカ国は中米諸国の中では、1人当りの電気の消費量は最も多く、ラテンアメリカ諸国の中でも高位に属する。国連統計年鑑によれば、1970年における設備出力および年間発生電力量に関するコスタリカ国の指標は、夫々1人当たり141 Wattおよび593 kWhであった。

1976年にはそれらの指標は夫々178 Wattおよび770 kWhへと上昇している。

コスタリカ国は、7つの県 (province) および79の郡 (canton) に分れているが、電力供給の観点からは“中央地域”と“地方地域”の2つの地域に大別される。

“中央地域”は、首都 San Jose を中心とした、東は Turrialba から西の Puntarenas に至る標高1,000~1,500mの高原台地である。コスタリカ国の人口の約70%の人々がこの地域に住んでおり、国内主要都市のほとんどがこの地域内にある。主要産物についてもまた同様に工業生産品については93%が、農業生産品についてはコーヒーが86%、乳製品は80%、砂糖きびはそのほとんどがこの地域で生産される。

反面、“地方地域”においては、標高の低い場所が多く、それに伴い気温も高くなり生活環境は低下する。Guanacaste 県の大部分は乾季に水資源が枯渇することから農業生産は変動が大きく、主として肉牛の牧場に利用されている。Guanacaste 県では、Arenal 水力発電所の水を利用するおよそ10万haのかんがい計画が政府により検討調査されている。

Limon 県は雨量が1,000 mmを超えるジャングル地帯がみられる。

県別の人口は1973年国勢調査によれば次のとおりである。

県名	人口(千人)	比率(%)
San Jose	695	37
Alajuela	326	17
Cartago	205	11
Heredia	134	7
Guanacaste	179	10
Puntarenas	218	12
Limon	115	6
合計	1,872	100

1.2 電力事情

コスタリカ国においては大部分の電力設備は国内連系系統 (National Interconnected System) として送電線により連系されている。国内需要電力量のおよそ95%はこの連系系統をつう

じて供給が行われている。残りの5割程度の需要は地方に分散しており、これらの需要家にたいしては、単独系統としてジーゼル発電により供給が行われている。

1.2.1 電気事業者

コスタリカ国における主要な電気事業者は下記のとおりである。

(1) コスタリカ電力公社 (Instituto Costarricense de Electricidad)

ICEは経営の自主性を有する政府機関であり、その任務は法律により、調和のとれた開発を基に、国の電力問題に関する調査を行い、かつその解決を図ることと定められている。すなわち、国内の電力供給に関する全体計画を立案するとともに各電気事業者の供給設備の開発の調整を図るものである。また、ICEは基本的には、大規模かつ経済的な電力資源の開発により、電力の供給を行うことを目的としている。

ICEは国内連系系統の主要な設備を保有し、1976年までに138kV送電線282km、34.5kV送電線333kmを所有している。これらの設備は“地方地域”にあるLimon港、Guanacaste 県の Liberia や Santa Cruz などの設備も含んだ値である。

また、13.8kVおよび4.1kVの1次配電線を273km、2次配電線を179km所有している。これらの国内連系系統により、ICEおよび後述の配電会社が需要家へ配電を行っている。

発電設備に関しては、水力6ヶ地点、185MW、火力9ヶ地点、162MWを保有している。またICEは系統に連系されていない需要家にたいしては、小規模のジーゼル発電によって電力供給を行っている。

(2) CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz)

CNFLは現在はICEの子会社であるが、American and Foreign Powerの子会社として発足した。コスタリカ国においては1928年以来営業を続けており、その供給地域は国内でも最も人口の集中している“中央地域”となっている。

1976年現在、San Jose 市中心部およびその周辺地域の139,600 に及ぶ需要家に配電を行っている。CNFLはまた、自身で発電設備を有しており、その容量は水力7ヶ地点、28MWである。送電線に関しては34.5kV送電線約100kmの他に配電設備を有している。1976年における販売電力量は821GWhに達する。

(3) 市営配電会社

これには E S P H (Heredia 市) , JASEMA (Alajuela 市) および JASEC (Cartago 市) の3社がある。これら3社は夫々の市内および周辺地域の約44,000の需要家に配電を行っている。また、これら3社の所有する発電設備は水力3ヶ地点11MWであり、1976年における販売電力量は158GWhであった。

(4) その他配電会社

上記を除く地域に対する電力供給は数多くの町営または私企業の配電会社により、行われている。これらの配電会社のうち、“中央地域”に近いものは増大する需要に対し、サービス基準を維持することが困難になって来たこと、又、経営規模が小さい電力会社では保守運転の技術力が充分でないこともあり、ICEへ吸収合併が行われてきており、現在でもその傾向は続いている。

1.2.2 電力供給設備の現状

コスタリカ国における電源の構成は水主火従となっている。すなわち、設備出力は水力発電所224 MW、火力発電所162 MWであり、この水力発電所の出力は最大需要電力にたいし、およそ70%に相当する。ICEは将来、豊富な水力資源の開発をすすめる意向であり、現在増設または工事中の水力発電所は404 MW (Corobici 計画を含む) に達する。火力発電所については、国内資源の開発利用を図るべく地熱発電所の計画をもっているが、石油あるいは石炭火力発電所の開発については、1990年まで計画はない。変電所についてはSan Jose市を中心とする“中央地域”の需要の伸びに応じて変電所の新設および既設変電所における変電機器の増設が計画されている。現時点における変電設備としての変圧器の総容量は794 MVAである。

送電線については、現在138kVおよび34.5kVにより送電が行われている。しかし、ICEは、次期電圧として230kVの採用を決定しており、すでに230kV送電線の工事に着手している。

さらに隣国ニカラグア国と230kV 国際連系送電線を新設することを決定している。^{*}これは両国がおたがいの余剰電力を融通し、これにより経済性および電力系統の信頼度の向上を図ろうとするもので、1980年に完成を予定している。

電力供給設備の概要はTable II - 1 - 1 に示すとおりである。

* Contrato de Interconexion entre el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) Jun, 1976

Table II-1-1 The Outline of Power Supply Facilities

Power Plant		Owned by	Installed Capacity (kW)		
Hydro	Cacao	(JASEMA)	672		
	Carrillos	(ESPH)	2,000		
	La Joya	(")	340		
	Birris	(JASEC)	8,240		
	Small Hydros	(CNFL)	27,660		
	Garita	(ICE)	30,000		
	Rio Macho	(")	90,000		
	Cachi	(")	64,000		
	Other Hydros	(")	799		
Subtotal			223,711		
	Cachi	(ICE)	32,000	additional	1977
	Rio Macho	(")	30,000	"	1978
	Arenal	(")	156,000	under con- struction	1979
	Coro bici	(")	186,000	proposed	1982
Total			627,711		
Thermal	Colima	(ICE)	19,540		
	San Antonio	(")	48,100		
	Barranca	(")	41,600		
	Liberia	(")	2,320		
	Santa Cruz	(")	1,000		
	San Isidro	(")	1,500		
	Siquirres	(")	1,300		
	Limon	(")	15,000		
	Moin	(")	32,000		
Total			162,360		
out of the interconnection			5,818		
Substation (ICE)			(MVA)		
	Colima		175		
	Rio Macho		140		
	Cachi		103		
	Barranca		90		
	La Caja		60		
	San Antonio		60		
	La Garita		58		
	Canas		20		
	Other small substations		88		
Total			794		
Transmission Line (ICE)			(km)		
	138 kV	2 circuit	144		
	138 kV	1 circuit	139		
	34.5 kV		334		
Total			617		

1.2.3 電力需給の現況

1967年から1976年までの年間需要電力量および最大電力の実績はTable II-1-2に示すとおりである。このTableから1976年における需要電力量は1,356 GWh, 最大電力は303 MWであり, この10年間に於ける年平均伸び率は, 需要電力量では9.7% (10年間で2.5倍) 最大電力では8.5% (10年間で2.2倍) となっている。

需要家種別毎の需要電力量の実績は, Table II-1-3に示すとおりである。このTableによれば, 総需要の中で住宅需要の占める割合は大きい, 年々その比率は減少してきている。なお, 1975年におけるその比率の実績は49%である。

商業需要は, この期間に総需要の中に占める割合が15%から21%へと伸び率の上昇が顕著である。工業需要もまたこの期間をつうじて, 総需要に占める割合が21%から29%へと増加しており, 国内における工業化はテンポがゆるやかではあるが進んでいるといえる。1976年における最大電力は303 MWであり, 年負荷率は58%である。

日負荷曲線の形は, 午前11時と午後7時の2つのピークをもったものとなっているが, これは主として家庭の調理用および電灯需要に起因するものと考えられる。日負荷曲線の例をFig. II-1-1に示す。

一方, 月別の最大電力についていえば, 年間をつうじて12月に発生し, 気候による影響は少ないため, 他の月との差はあまり大きくない。また, 第3章「水文」によれば, 4月が最渇水月である。したがって, 電力の需給バランスの観点からは, クリティカルな月は4月と12月であるといえる。

送電線については, 既に述べたとおり, ICEは138kVを主体に34.5kVを併せた送電線を有しており, 需要家にはこれら送電線をとおして電力供給が行われている。1979年にはArenal 発電所の竣工に伴い, 新しい230kV送電線が電力系統の主幹として運転開始する。

供給力についていえば, その主体は水力であり, 中でもRio MachoおよびCachiの両発電所がその主力を占めている。しかし, 水力による供給力は乾季(1~5月)および雨季(6~12月)の季節により, 出水の多寡の影響を受けるため, 乾季の渇水期には, 火力発電所の運転が多くなる。

現在, 工事中のArenal 発電所は有効容量 $1,185 \times 10^6 \text{ m}^3$ の季節調整可能な貯水池を有する, 大容量発電所である。同発電所は, その下流に引き続いて開発される予定のCorobici 発電所と併せ, 貯水池式水力の少ない当電力系統にとって, 系統運用上, 有力な供給力になるものとして期待されている。

1.3 需要想定

1.3.1 需要想定の間

需要想定の間は1977年から1990年までの14年間とした。この期間はGuayabo計画につ

Table II-1-2 Demand Record

Year	Annual Energy		Maximum Demand (MW)	System		Annual Load Factor (%)
	Generation (GWh)	Sales (GWh)		Losses (%)		
1967	668	596	145	12.1		52.9
1968	738	660	155	11.8		55.6
1969	797	713	168	11.8		55.9
1970	908	801	195	13.4		53.2
1971	1,027	911	212	12.6		55.3
1972	1,134	1,017	232	11.6		55.9
1973	1,218	1,091	249	11.7		56.3
1974	1,326	1,188	271	11.7		56.0
1975	1,413	1,248	278	13.3		58.1
1976	1,549	1,356	303	14.2		58.4

Table II-1-3 Energy Demand Record

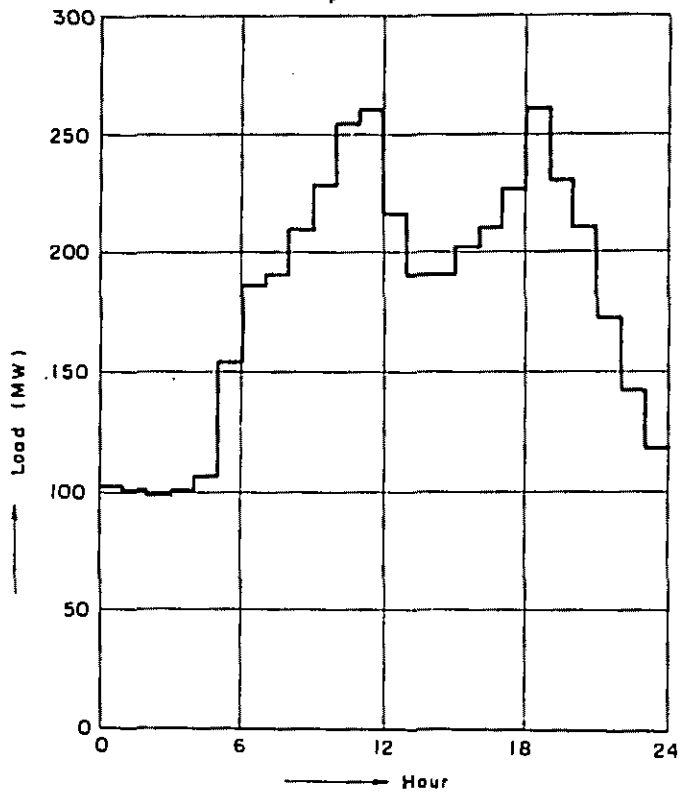
(Unit : MWh, %)

Year	Generated Energy	Energy at Demand End	Classification					Public Street Lighting	Others*2
			Residential	Commercial*1	Industrial				
1966	632,904	546,761 (100)	339,000 (62)	81,933 (15)	116,142 (21)	9,686 (2)	-		
1967	668,000	596,332 (100)	364,314 (61)	(15)	131,737 (22)	10,548 (2)	-		
1968	738,000	659,957 (100)	391,052 (59)	101,408 (15)	155,158 (24)	12,339 (2)	-		
1969	797,000	713,496 (100)	414,894 (58)	114,756 (16)	169,580 (24)	14,257 (2)	-		
1970	907,958	800,914 (100)	453,091 (57)	127,884 (16)	202,196 (25)	15,978 (2)	765 (-)		
1971	1,026,610	911,497 (100)	491,386 (54)	145,435 (16)	253,917 (28)	19,671 (2)	1,088 (-)		
1972	1,134,360	1,016,604 (100)	534,531 (53)	169,177 (17)	288,604 (28)	22,896 (2)	1,396 (-)		
1973	1,218,500	1,090,906 (100)	566,580 (52)	182,953 (17)	313,527 (29)	26,489 (2)	1,437 (-)		
1974	1,326,499	1,187,821 (100)	601,494 (51)	209,592 (18)	346,365 (29)	28,464 (2)	1,906 (-)		
1975	1,413,264	1,247,623 (100)	613,131 (49)	258,393 (21)	342,624 (27)	31,303 (3)	2,172 (-)		

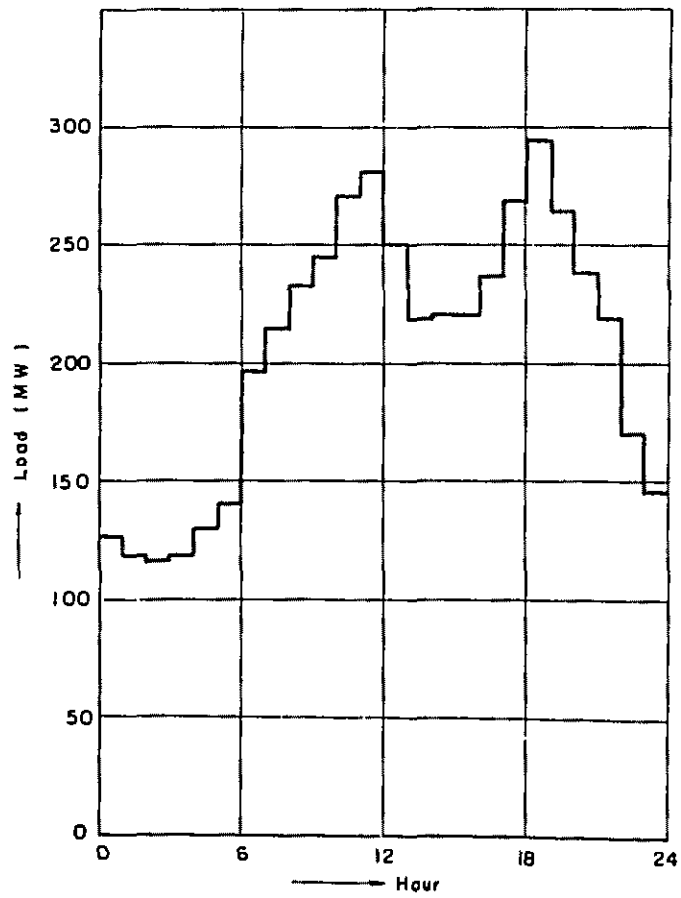
*1. Commercial also includes hospital, school church and construction.

*2. Others are demand of small towns.

Fig. II-1-1 Daily Load Curve in 1976
April



December



Copyright © 1976
by the author

いて予想される開発年度、およびその設備出力がほぼ全部有効化される年度までカバーしている。

1.3.2 需要想定

電力需要想定を行うにあたっては、電力需要と密接な関係にあるコスタリカ国の経済開発の動向を把握する必要がある。第I部1.7(4)項において述べた如く、コスタリカ国の経済は過去の経済発展のリズムの維持を基調としており、このことは過去の電力需要を解析することにより、将来の電力需要予測が可能であることを示唆している。

この観点から、需要想定は下記の要領で行った。すなわち、過去の需要の実績を基に需要家種別毎に時系列傾向線による想定を行い、この結果を人口に基づくマクロ想定およびGNPに基づくマクロ想定によってチェックを行うこととした。なお、ICEは自身の電力系統について、1990年までの需要想定を既に行っているがこれとの対比も行った。

(1) 時系列傾向線に基づく想定

この想定を行うにあたり、採用した主要な前提条件は次のとおりである。

- (a) 過去の需要の実績としてTable II-1-3に示す需要家種別毎の需要端における10ヶ年の需要電力量をとった。
- (b) 時系列傾向線としては、最小自乗法による実数2次式とした。(Fig. II-1-4参照)
- (c) 発電端電力量は、需要電力量にICEとの合意に基づく損失率(配電損失率11.5%,送電損失率3.5%)を用いて算出した。
- (d) 政府は新しい工業化計画を有しており、この工業電力需要については、ICEとの協議により、時系列傾向線に基づく想定値に加算することとした。
- (e) 最大電力は、想定需要電力量から1.3.4項で求めた年負荷率を用いて算出した。
- (f) 家庭電化製品の普及に伴う電力需要の増加については、下表に示すように、テレビ等の電力需要は今後ともゆるやかに増加するものと思われる。しかし、“中央地域”は年間をつりじて気候は温暖であり、比較的多量に電力を消費する冷暖房機器の需要増は期待できない。したがって、過去の電力需要の中に占める家庭電化の傾向は将来とも同一に推移するものとし、特に家庭電化による急激な電力需要は考慮しなかった。

(1973年現在)

名 称	普及率(%)	備 考
ラ ジ オ	78	1975年50%
テ レ ビ	37	
台所用調理器具	60	
冷 感 庫	26	
洗 濯 機	17	

(g) 電化率の上昇による急激な電力需要の増加はないものとした。すなわち、1976年における電化率は60%であり、ICEはこれを1990年には72%まで引き上げる計画をもっている。しかし、過去においても電化率は1970年における51%から1976年における60%へと上昇しており、時系列傾向線に基づく想定は、将来の電化率の上昇傾向を含んでいると考えた。

需要想定の結果をTable II-1-4に、ICEの想定結果と併せて示す。また、電力批、最大電力および需要家種別毎の電力量の想定結果をFig. II-1-2, Fig. II-1-3, Fig. II-1-4にそれぞれ示す。

この結果によれば、発電電力量は1977年1,737 GWhから1990年4,071 GWhへと14年間で2.34倍の伸びを示し、その年平均伸び率は6.8%である。最大電力は1977年347 MWから1990年763 MWへと2.20倍の伸びを示し、その年平均伸び率は6.2%である。

(2) 人口に基く需要想定

一般に、国の人口とその消費電力量との間には高い相関関係がある。ここでは、過去10ヶ年におけるコスタリカ国の総人口と電力量としては、国内連系系統の総発電電力量との相関関係を求め、さらに将来の予測人口に対する発電電力量の想定を行う。

1973年の国勢調査によるコスタリカ国の人口およびこれに基づく将来の予測人口はTable II-1-5のとおりである。発電電力量としてはTable II-1-3の数値を用いる。

過去10ヶ年における人口と発電電力量との間の相関関係は次のとおりである。

重相関係数	0.99640
標準誤差	23,730
t - 値 (α)	-2.2828
t - 値 (β)	3.5049

この結果からコスタリカ国においても両者の間には高い相関関係にあるといえる。

将来にも、このような傾向が続くとしたときの想定結果はTable II-1-6, Fig. II-1-5に示すとおりである。

この結果と時系列傾向線に基づく想定値との比較を1980, 1985および1990の各年について比較すれば下記のようなになる。

年	時系列による 想定値 (GWh)	人口に基づく 想定値 (GWh)
1980	2,268	2,171
1985	3,082	3,035
1990	4,071	4,112

すなわち、時系列傾向線に基づく想定値は人口と電力量との関係からチェックを行った結果妥当であると考えられる。

Table II-1-4 Load Forecast

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Forecast by ICE														
Energy Demand (GWh)	1,444.	1,551	1,649	1,751	1,865	1,980	2,102	2,232	2,369	2,518	2,673	2,838	3,014	3,201
System Losses (%)	13.9	14.0	14.0	14.1	14.0	14.1	14.1	14.1	14.1	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
Generated Energy (GWh)	1,677	1,803	1,918	2,039	2,170	2,304	2,447	2,599	2,759	2,934	3,114	3,309	3,514	3,732
Energy of New Industries (GWh)	-	-	16	127	165	166	168	169	171	209	222	234	251	270
Total Energy (GWh)	1,677	1,803	1,934	2,166	2,335	2,470	2,615	2,768	2,930	3,143	3,336	3,543	3,765	4,002
Growth Rate of Energy (%)		7.6	7.2	12.0	7.8	5.8	5.8	5.9	5.9	7.3	6.2	6.2	6.3	6.3
Annual Load Factor (%)	56.7	57.4	57.5	58.1	58.1	58.1	58.0	57.9	57.9	58.0	58.0	58.0	58.3	57.9
Maximum Demand (MW)	337	359	984	425	458	486	515	545	578	619	657	698	737	789
Forecast by the Team														
Energy Demand (GWh)	1,483	1,594	1,710	1,829	1,952	2,080	2,238	2,347	2,486	2,630	2,778	2,930	3,086	3,246
System Losses (%)	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6
Generated Energy (GWh)	1,737	1,867	2,002	2,141	2,285	2,435	2,620	2,748	2,911	3,080	3,253	3,431	3,614	3,801
Energy of New Industries (GWh)	-	-	16	127	165	166	168	169	171	209	222	234	251	270
Total Energy (GWh)	1,737	1,867	2,018	2,268	2,450	2,601	2,788	2,917	3,082	3,289	3,475	3,665	3,865	4,071
Growth Rate of Energy (%)		7.5	8.1	12.4	8.0	6.2	7.2	4.6	5.7	6.7	5.6	5.5	5.5	5.3
Annual Load Factor (%)	57.1	57.4	57.7	57.9	58.2	58.5	58.8	59.1	59.4	59.7	60.0	60.3	60.6	60.9
Maximum Demand (MW)	347	372	400	447	480	507	541	563	592	620	661	694	728	763

Fig. II -1-2 Load Forecast: Energy

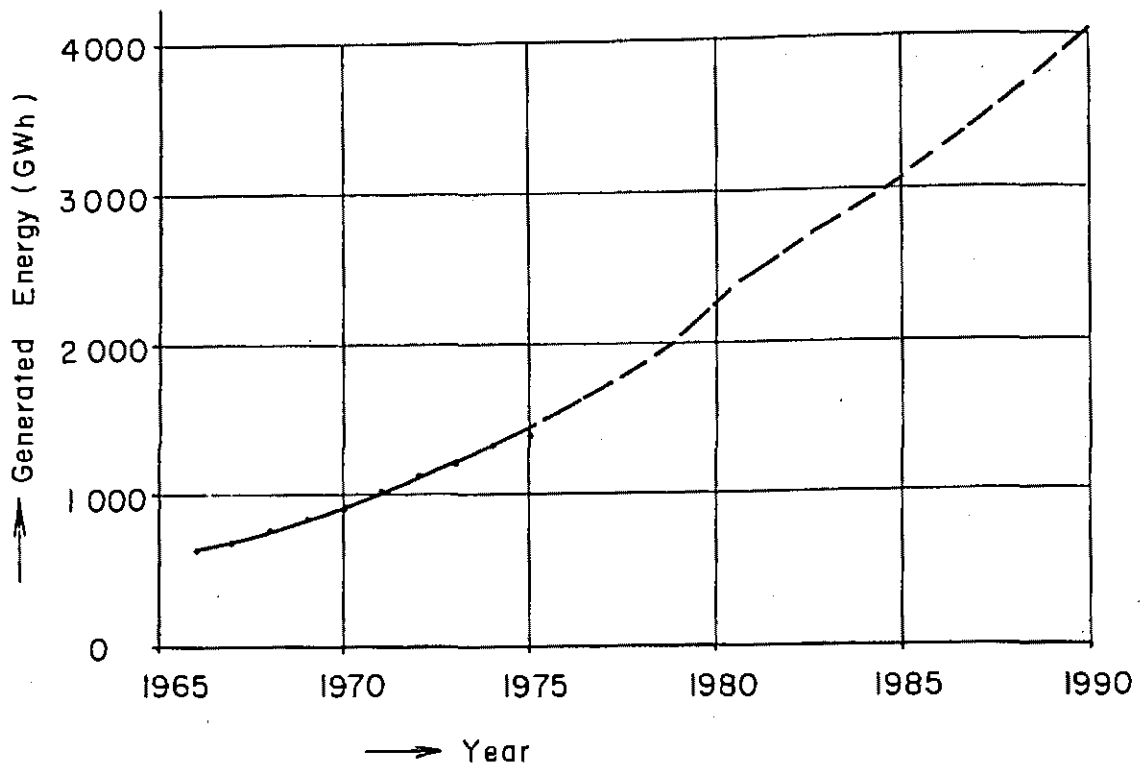


Fig. II -1-3 Load Forecast: Maximum Power

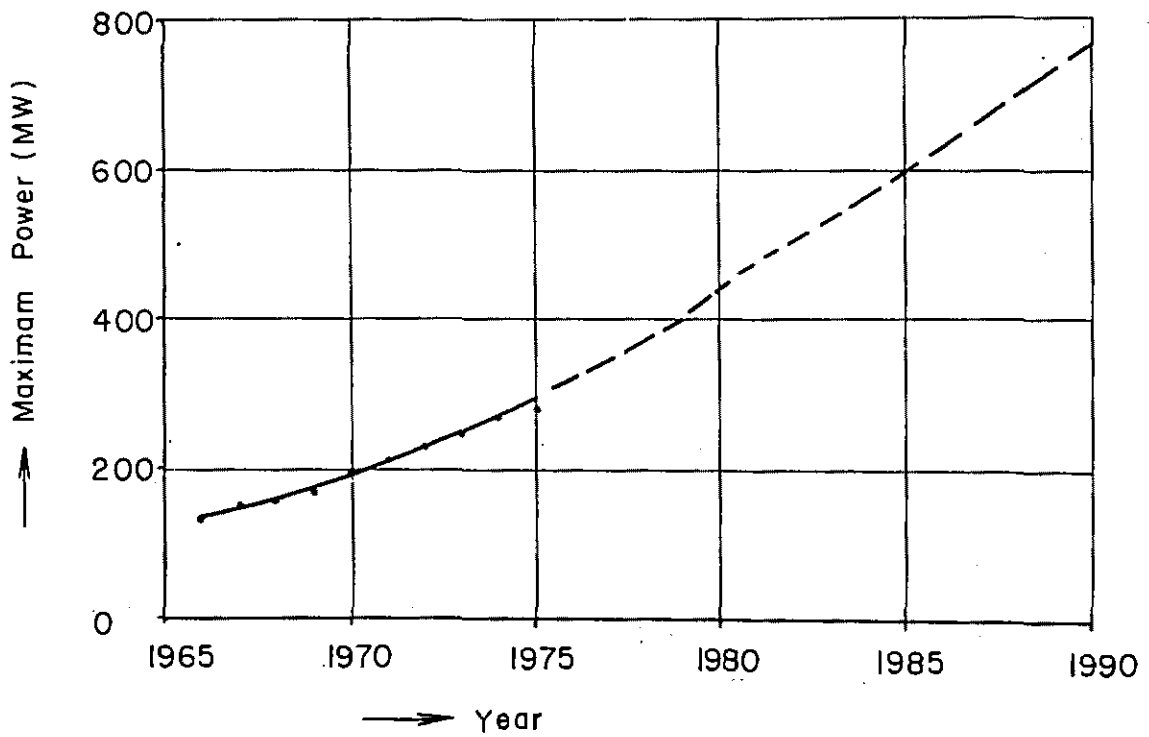


Fig. II -I- 4 Tendency of Energy by Customer

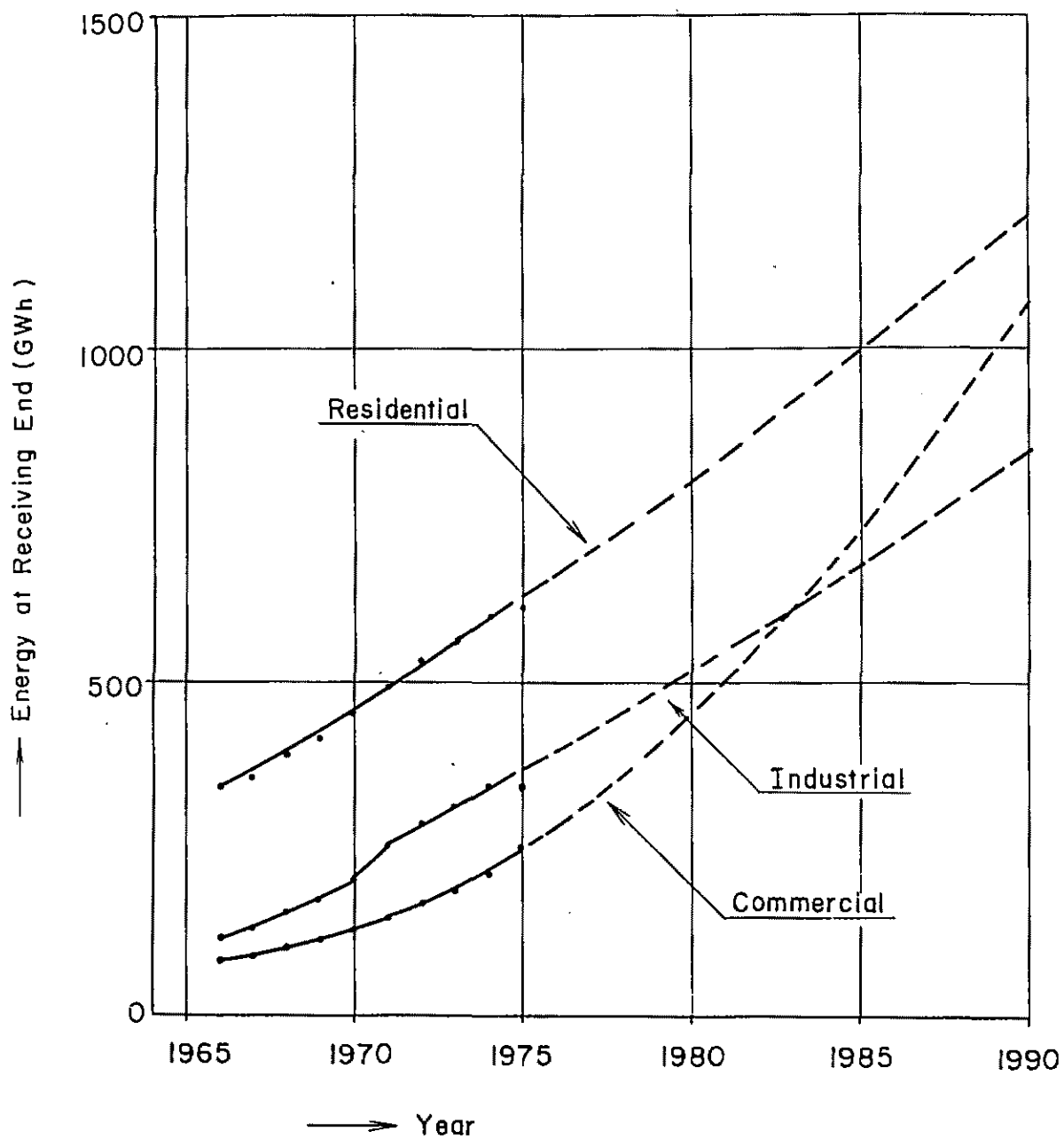


Table II-1-5 Actual and Estimated Population

Year	Population (10 ³)	Year	Population (10 ³)	Year	Population (10 ³)
1967	1,585	1975	1,965	1983	2,374
1968	1,635	1976	2,012	1984	2,429
1969	1,684	1977	2,061	1985	2,485
1970	1,732	1978	2,111	1986	2,541
1971	1,779	1979	2,162	1987	2,598
1972	1,826	1980	2,213	1988	2,656
1973	1,872	1981	2,266	1989	2,715
1974	1,918	1982	2,320	1990	2,776

Note : Data from "Evaluacion del Censo de 1973 y Proyeccion de la Poblacion por sexo y Grupos de Edades 1950-2000".

Table II-1-7 Macro Forecast of Energy

Year	Growth rate of GNP/capita (%)	GNP/capita (Price in 1968) (US \$)	kWh/capita (kWh)	Population (10 ³)	Generated Energy (GWh)	Increasing rate (%)
1975	3.75	572	810	1,965	1,536	6.3
76	3.75	593		2,012		
77	3.90	616		2,061		
78	3.90	640		2,111		
79	3.90	665		2,162		
1980	4.05	692	940	2,213	2,080	8.3
81	4.05	720		2,266		
82	4.05	749		2,320		
83	4.05	779		2,374		
84	4.05	811		2,429		
85	4.05	844	1,250	2,485	3,106	8.7
86	4.20	879		2,541		
87	4.20	916		2,598		
88	4.20	955		2,656		
89	4.20	995		2,715		
1990	4.05	1,035	1,700	2,776	4,719	

Fig. II-1-5 Relation between Population and Energy Demand of the System

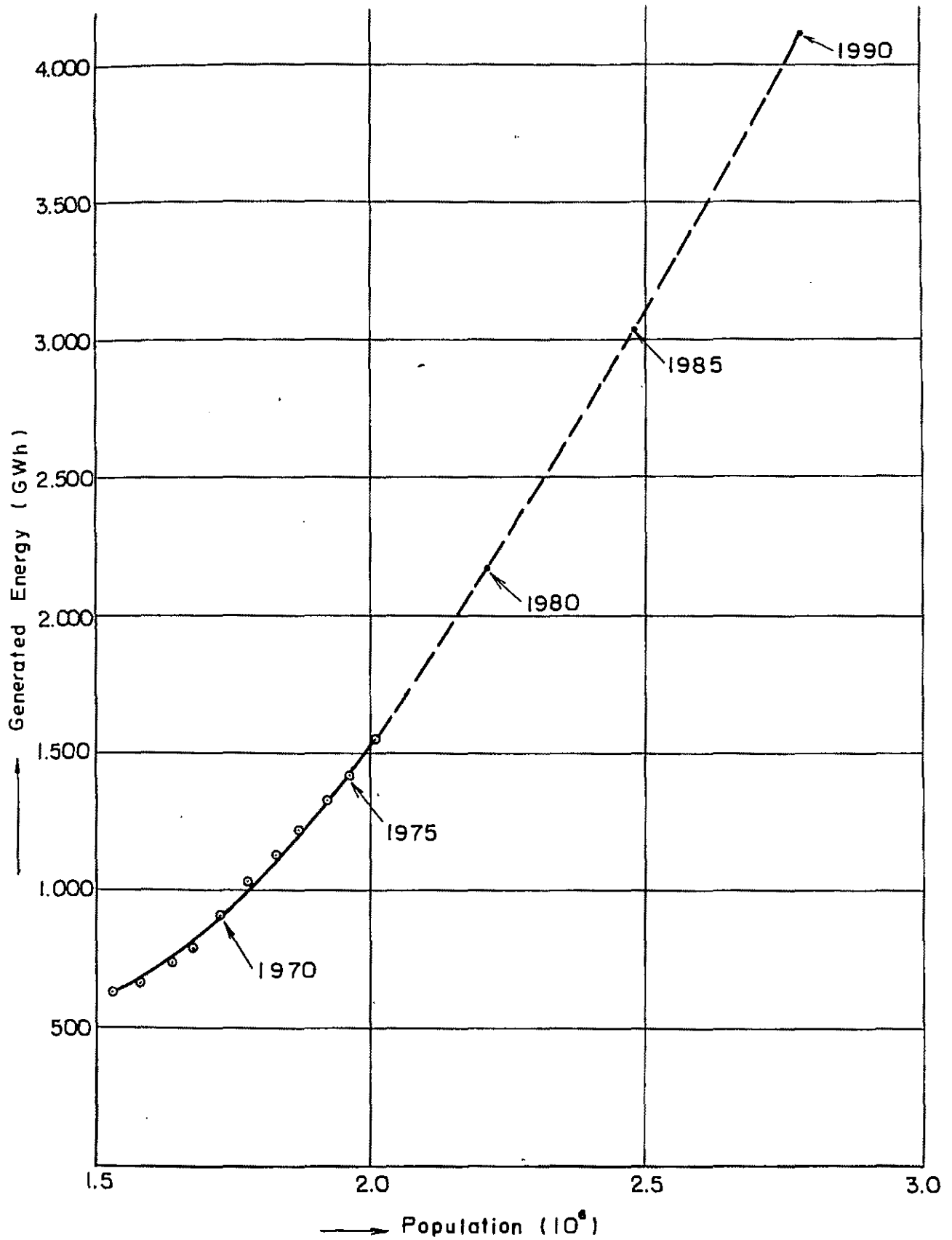


Table II-1-6 Relation between Population and Energy

Year	Population (10 ³)	Generated Energy (GWh)	Year	Population (10 ³)	Generated Energy (GWh)
1977	2,061	1,744	1984	2,429	2,847
78	2,111	1,878	85	2,485	3,035
79	2,162	2,021	86	2,541	3,232
80	2,213	2,171	87	2,598	3,437
81	2,266	2,328	88	2,656	3,652
82	2,320	2,494	89	2,715	3,877
83	2,374	2,667	90	2,776	4,112

(3) GNPに基づく需要想定

GNPと発電電力量との関連からマクロ的な想定を行い、時系列傾向線に基づく想定値のチェックを行う。発電電力量は、その国の経済活動とよい相関関係にあることはよく知られている。しかし、個々の国についていえば、その経済規模や国民の所得水準が異なるため、相関関係は国によってかなりの相違がある。電源開発(株)によって行われ、1975年IAEA本部における国際会議において発表された。各国別の統計的調査によれば、いくつかの所得規模(1人当り)に対応して、それぞれ発電電力量規模(1人当り)の大まかな傾向線が存在する。下記の指標により、電力の需要想定を行う。

- (a) 過去の実績から推定されるGNP/capitaの平均的成長率
- (b) 現在におけるGNP/capitaの規模
- (c) 現在におけるkWh/capitaの規模
- (d) GNP/capitaの規模の変化に対応する成長率の変化の度合い
- (e) GNP/capitaの規模の変化に対応するkWh/capitaの変化の度合い

基礎的な経済指標は、次頁に示すとおりである。

本想定においてはGNP/capitaの1975年実績を以て長期予測の出発点とする。

GNP/capitaとその成長率との相関関係はFig. II-1-6に示すとおりに推移するものとした。また、GNP/capitaとkWh/capitaとの相関関係はFig. II-1-7に示すとおりに推移するものとした。これらのdataおよびTable II-1-5に示す予測人口を用いて、全国

* New Method of Long Range or Very Long Range Demand
Forecast of Energy including Electricity viewed from Worldwide
Standpoint. EPDC

年	人口 (千人)	GNP 1966年価格 (10 ⁶ Colones)	GNP/ capita (Colones)	GNP/capita 1968年価格 (US\$)	全国発電 電力量 (GWh)	1人当り電力 消費量 (kWh)
1970	1,732	5,480	3,164	476	1,024	594
1971	1,779	5,838	3,282	494	1,148	645
1972	1,826	6,355	3,480	523	1,266	697
1973	1,872	6,844	3,656	550	1,346	719
1974	1,918	7,142	3,724	560	1,467	765
1975	1,965	7,477	3,805	572	1,536	782

の発電電力量を求めた結果はTable II-1-7に示す。

この全国発電電力量にたいし、下記の条件を考慮に入れて国内連系系統の総発電電力量および最大電力を求めた。

- a) 産業用自家発電による発電電力量は1974年および1975年の実績から総発電電力量の4.5%とし、この傾向は将来も続くと仮定した。
- b) 国内連系系統における発電電力量は電気事業用発電電力量の95%とした。(ICE資料による)
- c) 最大電力を求めるのに用いた年負荷率は1.3.4項で想定した値とした。

これらの結果は表II-1-8に示すとおりである。また、調査団の時系列傾向線に基づく想定値とGNPに基づく想定値との比較を1980、1985および1990年について行えば下記のようになる。

年	時系列による 想定値(GWh)	GNPに基づく 想定値(GWh)
1980	2,268	1,887
1985	3,082	2,818
1990	4,071	4,282

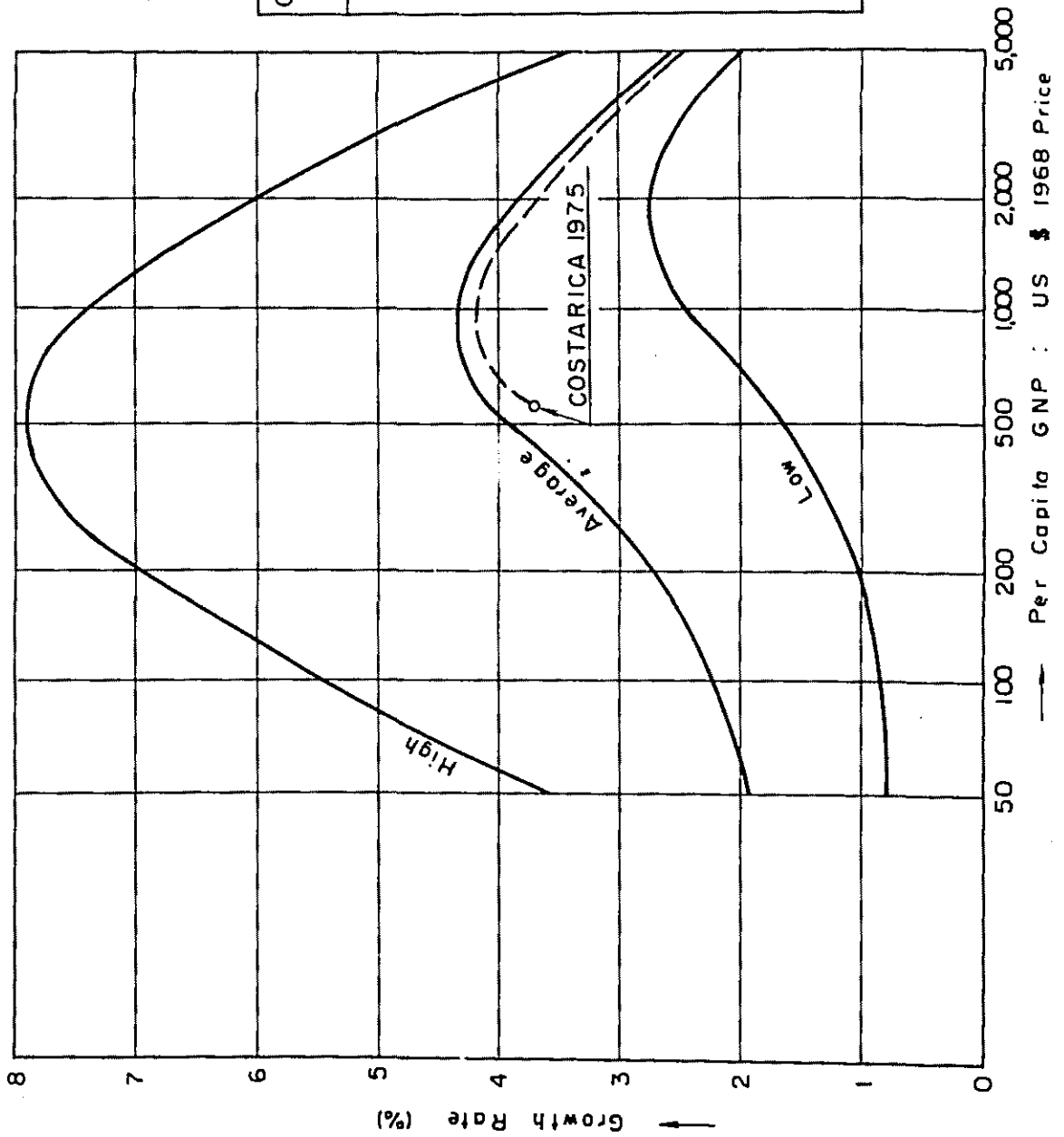
すなわち、時系列傾向線に基づく想定値は、GNPと電力量との関係からチェックを行った結果、妥当であると考えられる。

1.3.3 日負荷曲線の想定

系統の日負荷曲線について過去の実績をみると、最低負荷の最大負荷に対する割合は上昇する傾向にある。

したがって、各時刻におけるこれらの割合を時系列傾向線により推定し、これを以て将来における日負荷曲線と考えた。Fig. II-1-1は1976年の日負荷曲線の例であるが、Fig. II-1-8に将来の想定の日負荷曲線を示す。

Fig. II-1-6 Correlation Between per Capita GNP and Growth Rate



GNP/Capita (US \$)	Growth Rate (%)	Average Growth Rate (%)
572	3.7	3.75
600	3.8	3.90
700	4.0	4.05
800	4.1	4.05
900	4.2	4.20
1,000	4.2	4.05
1,500	3.9	3.80
2,000	3.7	

Fig. II-1-7 Correlation Between per Capita GNP and per Capita Energy

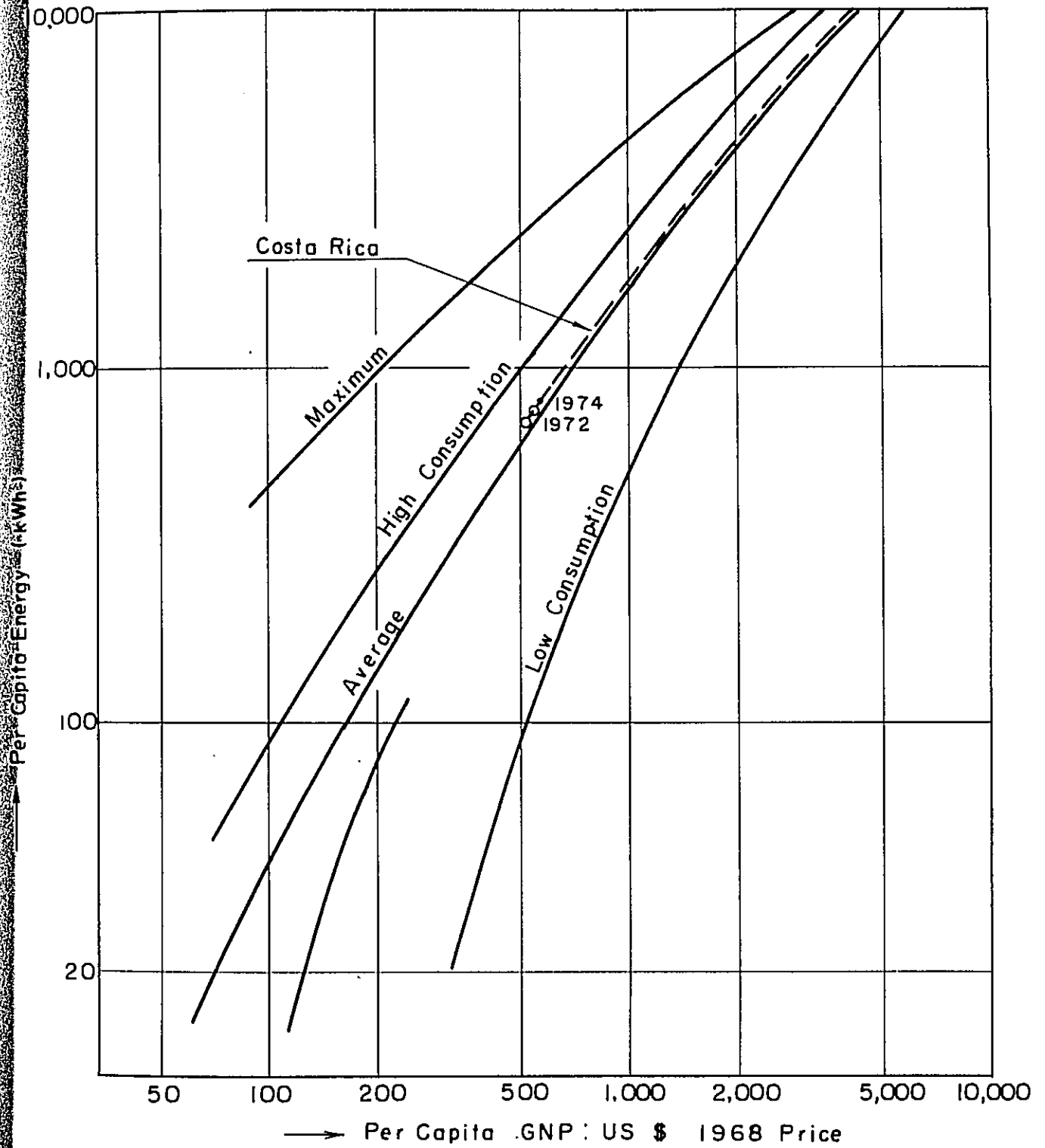
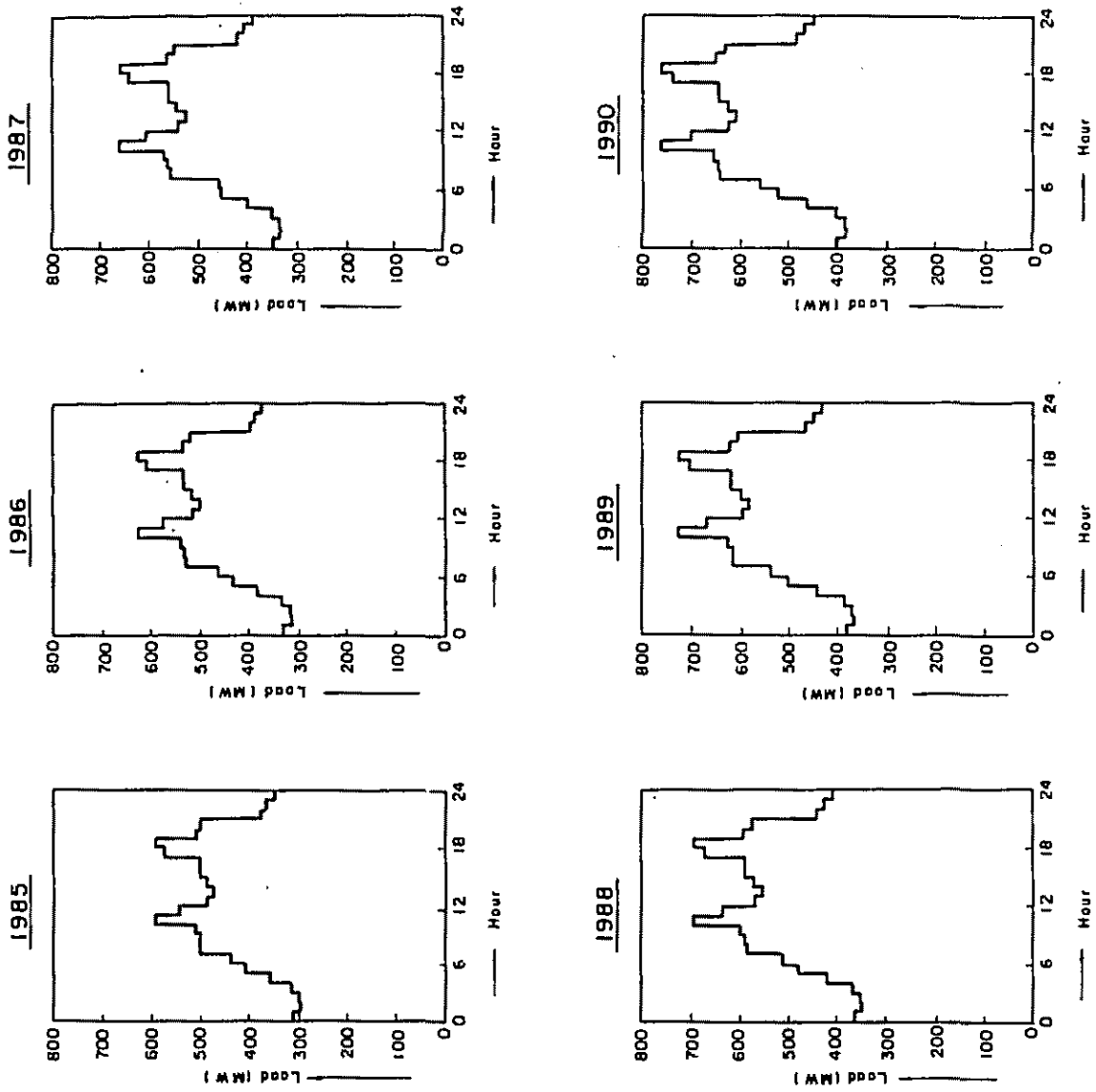


Table II-1-8 Macro Forecast of Energy

Year	Total Energy (GWh)	Energy of self-industries (GWh)	Energy of Suppliers (GWh)	Energy of Interconnected System (GWh)	Annual Load Factor (%)	Maximum Power (MW)
1975	1,536	65	1,471	1,397	58.1	274
76	1,632	73	1,559	1,481	56.8	298
77	1,734	78	1,656	1,573	57.1	314
78	1,842	83	1,759	1,671	57.4	332
79	1,958	88	1,870	1,777	57.7	352
1980	2,070	94	1,986	1,887	58.0	371
81	2,252	101	2,151	2,043	58.2	401
82	2,440	110	2,330	2,214	58.5	432
83	2,642	119	2,523	2,397	58.8	465
84	2,861	129	2,732	2,595	59.1	501
85	3,106	140	2,966	2,818	59.4	542
86	3,376	152	3,224	3,063	59.7	586
87	3,670	165	3,505	3,330	60.0	634
88	3,989	180	3,809	3,619	60.3	685
89	4,336	195	4,141	3,934	60.6	741
1990	4,719	212	4,507	4,282	60.9	803

Fig. II-1-8 Estimated Load Curve



また、その主要な指標について示せば次のとおりである。

Item	Year	1966	1975	1986
Min. load (%)	April	26.8	37.0	49.6
	December	28.1	39.4	50.4
Daily load factor (%)	April	61.1	69.2	74.0
	December	61.7	70.3	75.9

日負荷曲線の形状は、週日についていえば年間を通じてほとんど変わらない。日負荷率については、日負荷曲線の形状を反映して上昇してきている。日本におけるそれとの対比では未だ低い値であり、今後とも、これまでの傾向をふまえ、ゆるやかながらも増加する傾向にあるといえる。

一方、新経済開発5ヶ年計画（1978～1982年）において、電気料金面からオフ・ピーク時特に深夜帯の工業需要にたいし、料金低減対策を図ることが盛りこまれていることも、日負荷率の向上につながると考えられる。

1.3.4 年負荷率

年負荷率もまた、日負荷率の増加を反映して、年々上昇傾向を示すと考え、時系列傾向線から下表のとおり想定した。

Past Record		Estimates	
Year	Annual load factor (%)	Year	Annual load factor (%)
1966	53.5	1977	57.1
67	52.9	78	57.4
68	55.6	79	57.7
69	55.9	1980	58.0
1970	53.2	81	58.2
71	55.3	82	58.5
72	55.9	83	58.8
73	56.3	84	59.1
74	56.0	85	59.4
75	58.1	86	59.7
		87	60.0
		88	60.3
		89	60.6
		1990	60.9

1.3.5 月別最大電力

最大電力は、過去の実績から12月に発生するものとした。後述の需給バランスの検討は最濁水月である4月にも行うこととしたので4月の最大電力を下表の実績から12月のそれに対して90%と想定した。

Year	Maximum Demand (MW)		Ratio (%)
	April	December	April/December
1966	128	135	94.6
67	132	145	90.8
68	148	155	95.5
69	154	168	91.6
1970	177	195	90.6
71	189	212	89.2
72	210	232	90.5
73	228	249	91.4
74	239	271	88.4
75	251	278	90.3
	Average		90.8

1.4 需給バランス

1.4.1 kWバランス

kWバランスの検討対象年度はCorobici計画が開発された後、新たな電源投入が必要な時期を検討するため、1985年から1990年までとした。また、検討の対象とする月については、最大電力を発生する12月と最濁水月となる4月をクリティカルな月として検討を行った。

検討にあたっての主要な前提条件は以下のとおりである。

- (1) 現在および至近年度の発電設備はTable II-1-1によることとした。このうち、火力設備にたいしてはその老朽化を考慮して、1986年以降毎年、1985年現在の設備の10%相当づつ廃止されていくものとした。(Table II-1-11 参照)
- (2) 需要電力の増大につれて新規電源が必要になればGuayabo発電所を開発投入することとする。
- (3) 各水力発電所の1日当りの供給電力量はAppendix A-4に示される各月のL₅流量から算出した。また、供給可能最大電力は、上記供給電力量とそれぞれの調整能力を考慮して負荷曲線の形状に合わせて求めた。

火力発電所の供給力は設備出力と同一とした。

- (4) 電力設備の供給予備力は月別に最大需要電力の10%保有することを目標とした。

(5) Rio Macho 発電所は調整池の容量が比較的小さいことを考慮して Guayabo 発電所が投入される前年すなわち1986年まではピーク供給力とし、その後はベース供給力と考えた。

(6) Arenal 発電所および Corobici 発電所は水路系が連結しているため両者は連系運転されるものと考えた。

また、Arenal 発電所は大容量の貯水池を有しているため、週末休日には軽負荷となることを考慮して、週日の平均流量を補正した。(補正係数：7/6)

(7) この時点では、ニカラグア国との国際連系送電線は運用しているが、kW バランスの検討上は、ニカラグ国からの電力供給は無いものとした。

kW バランスの検討結果を Table II - 1 - 9 および Fig. II - 1 - 9 に示す。

1.4.2 kWh バランス

年間発電電力量は下記の要領で作成した。既設水力発電所に対しては、ICE 算出による年間可能発生電力量を用い、Guayabo 発電所に対しては調査団による年間可能発電電力量 (Table II - 5 - 4) を用いた。

火力発電所については、水力発電所による総発電電力量の年間需要電力量に対する不足分について発電補給するものとした。なお、水力発電所による総発電電力量が年間需要電力量を超える場合、すなわち、水力の余剰電力量の発生が予想される場合でも火力発電所は年間設備利用率5%に相当する補給発電を行うものとした。

kWh バランスの検討結果を Table II - 1 - 10 に示す。

Table II-1-9 Demand and Supply Balance of Power

(MW)

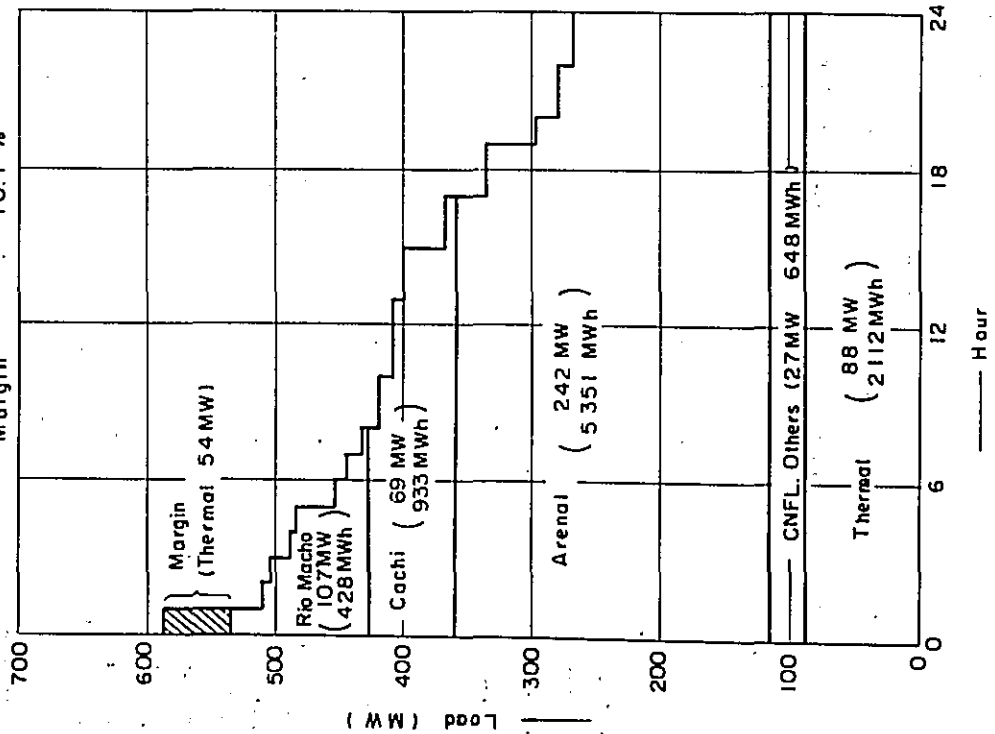
Items	1985		1986		1987		1988		1989		1990	
	April	December	April	December	April	December	April	December	April	December	April	December
Installed Capacity												
Rio Macho	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
CNFL. Others	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Cachi	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Arenal-Corobici	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Guayabo	-	-	-	-	60	120	120	120	180	180	180	180
Squirres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Sub-Total)	(597)	(597)	(597)	(597)	(657)	(717)	(717)	(717)	(777)	(777)	(777)	(777)
Thermal	142	142	128	128	114	114	99	99	85	85	71	71
Geo-Thermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Total	739	739	725	725	771	831	816	816	862	862	888	888
Supply Capability												
Rio Macho	107	120	110	120	44	45	18	45	18	45	18	45
CNFL. Others	27	63	27	63	27	63	27	63	27	63	27	63
Cachi	69	96	72	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Arenal-Corobici	242	231	285	284	314	289	328	341	337	332	342	339
Guayabo	-	-	-	-	60	120	120	120	158	180	164	180
Squirres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Sub-Total)	(445)	(510)	(494)	(563)	(541)	(613)	(589)	(665)	(636)	(716)	(647)	(723)
Thermal	142	142	128	128	114	114	99	99	85	85	71	71
Geo-Thermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Total	587	652	622	691	655	727	688	764	721	801	758	834
Demand	533	592	565	628	595	661	625	694	655	728	687	763
Marginal Power	54	60	57	63	60	66	63	70	66	73	71	71
Ratio of Marginal Power (%)	10.1	10.1	10.1	10.0	10.1	10.0	10.1	10.1	10.1	10.1	10.3	9.3

Fig. II-1-9 Balance of kW - Demand

1985

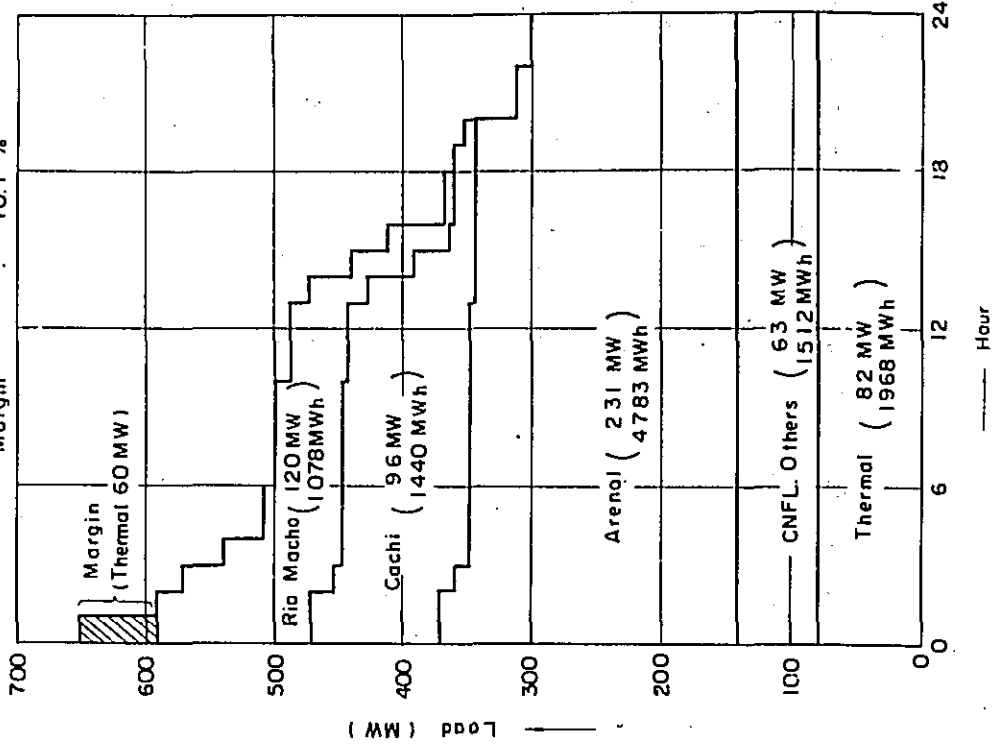
April

Max. Demand : 533 MW
 Daily Energy : 9,472 MWh
 Load Factor : 74.0 %
 Margin : 10.1 %



December

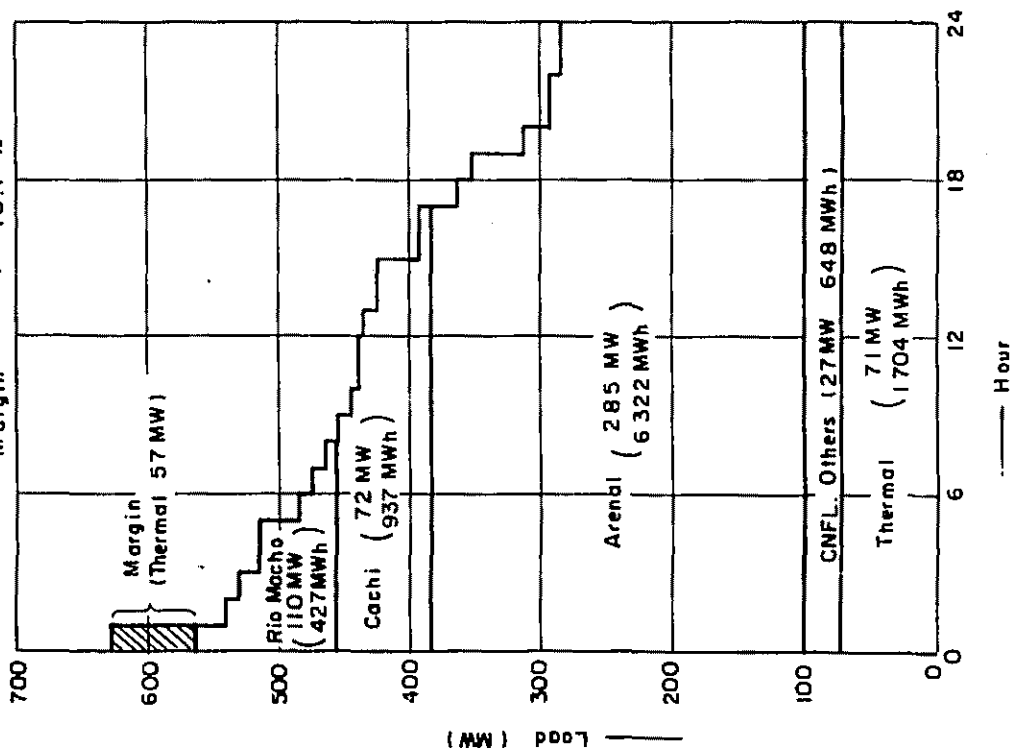
Max. Demand : 592 MW
 Daily Energy : 10,781 MWh
 Load Factor : 75.9 %
 Margin : 10.1 %



1986

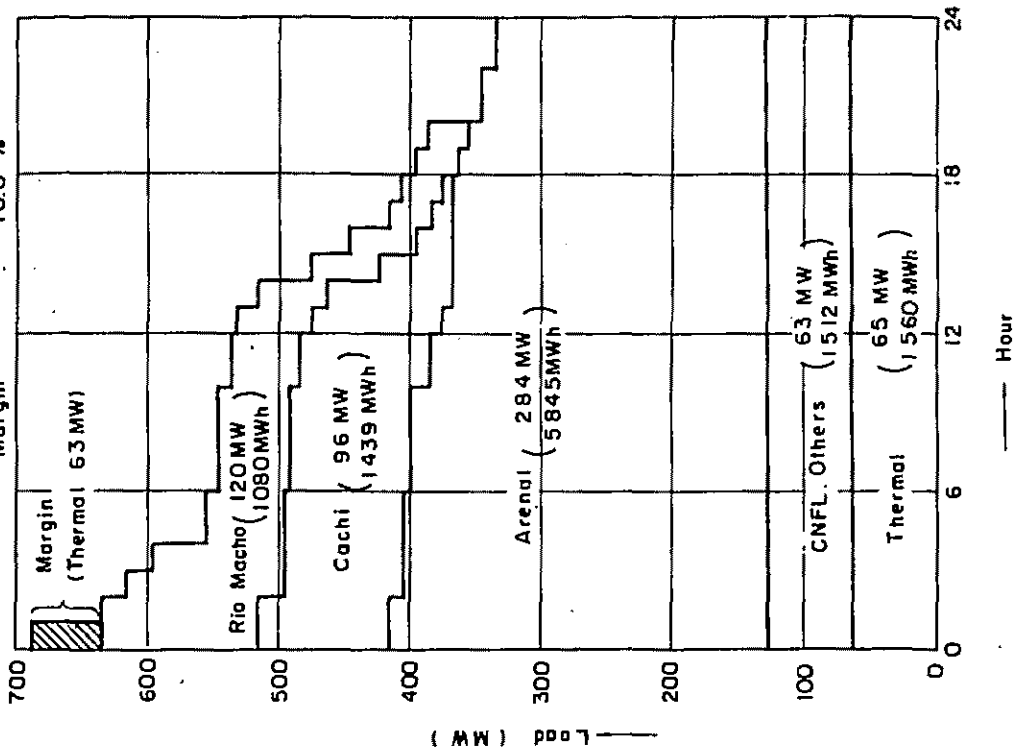
April

Max. Demand : 565 MW
 Daily Energy : 10,038 MWh
 Load Factor : 74.0 %
 Margin : 10.1 %



December

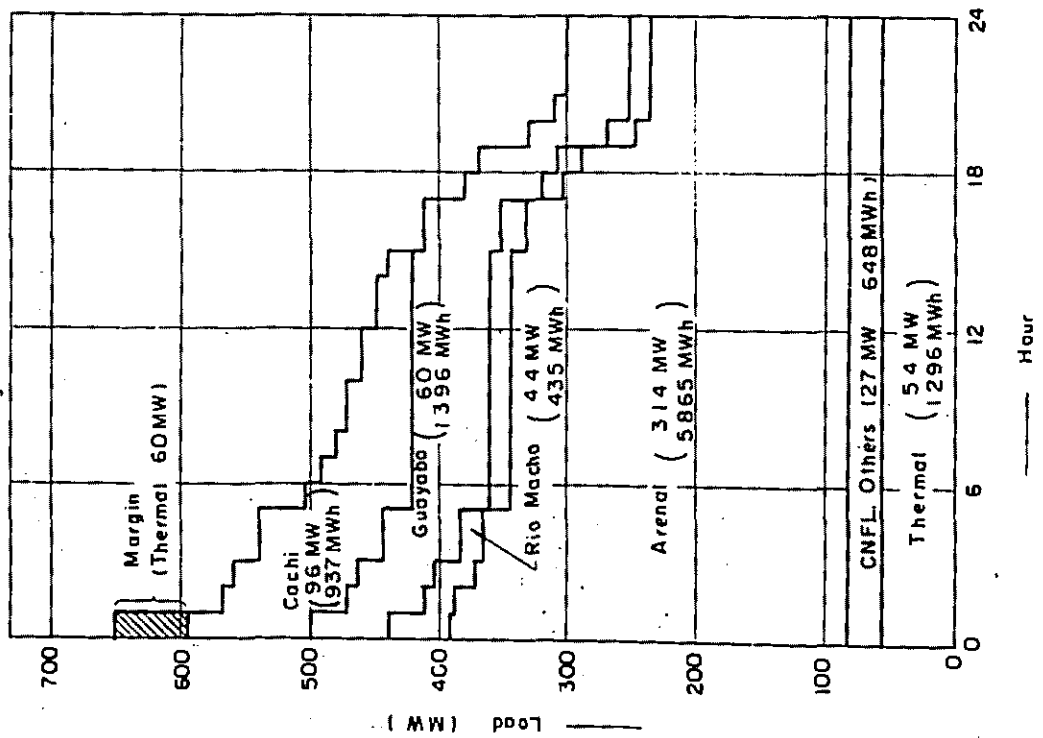
Max. Demand : 628 MW
 Daily Energy : 11,436 MWh
 Load Factor : 75.9 %
 Margin : 10.0 %



1987

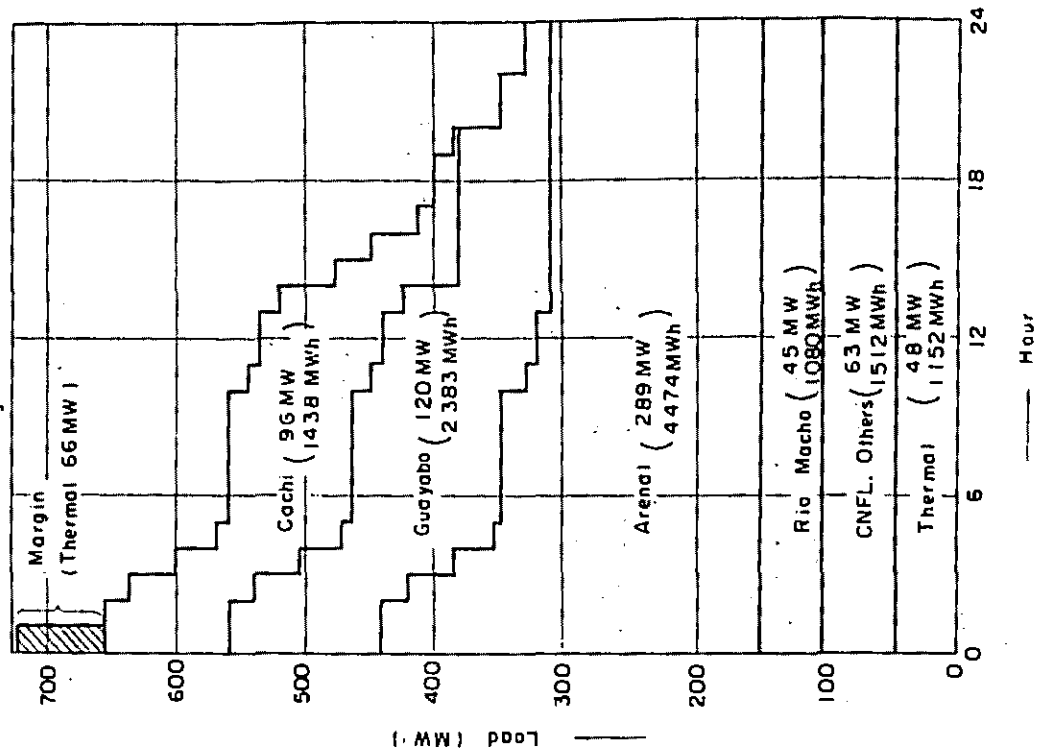
April

Max. Demand : 595 MW
 Daily Energy : 10,572 MWh
 Load Factor : 74.0 %
 Margin : 10.0 %



December

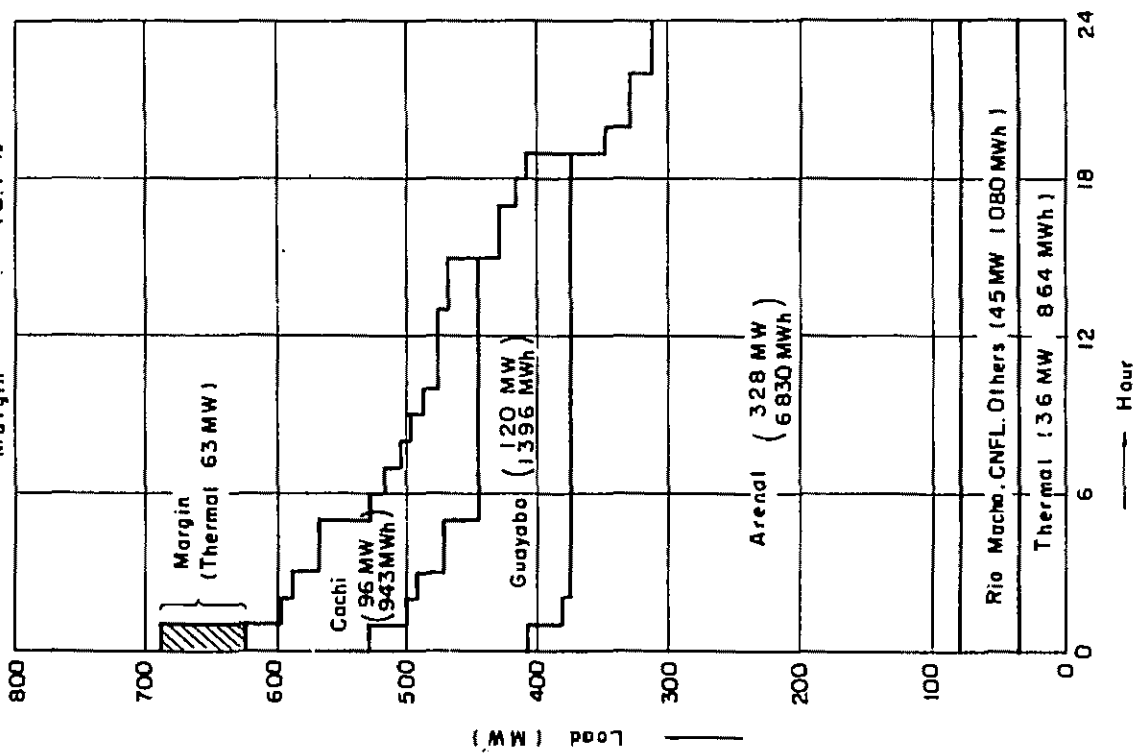
Max. Demand : 661 MW
 Daily Energy : 12,039 MWh
 Load Factor : 75.9 %
 Margin : 10.0 %



1988

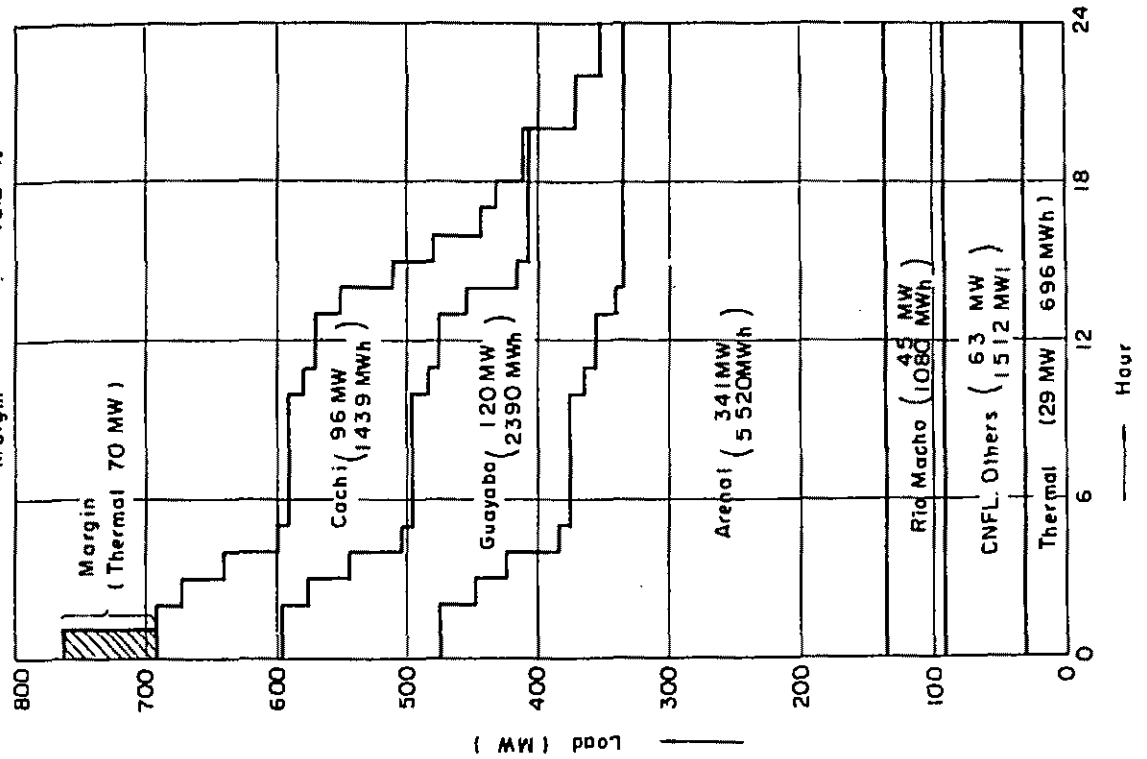
April

Max. Demand : 625 MW
 Daily Energy : 11,110 MWh
 Load Factor : 74.0 %
 Margin : 10.1 %



December

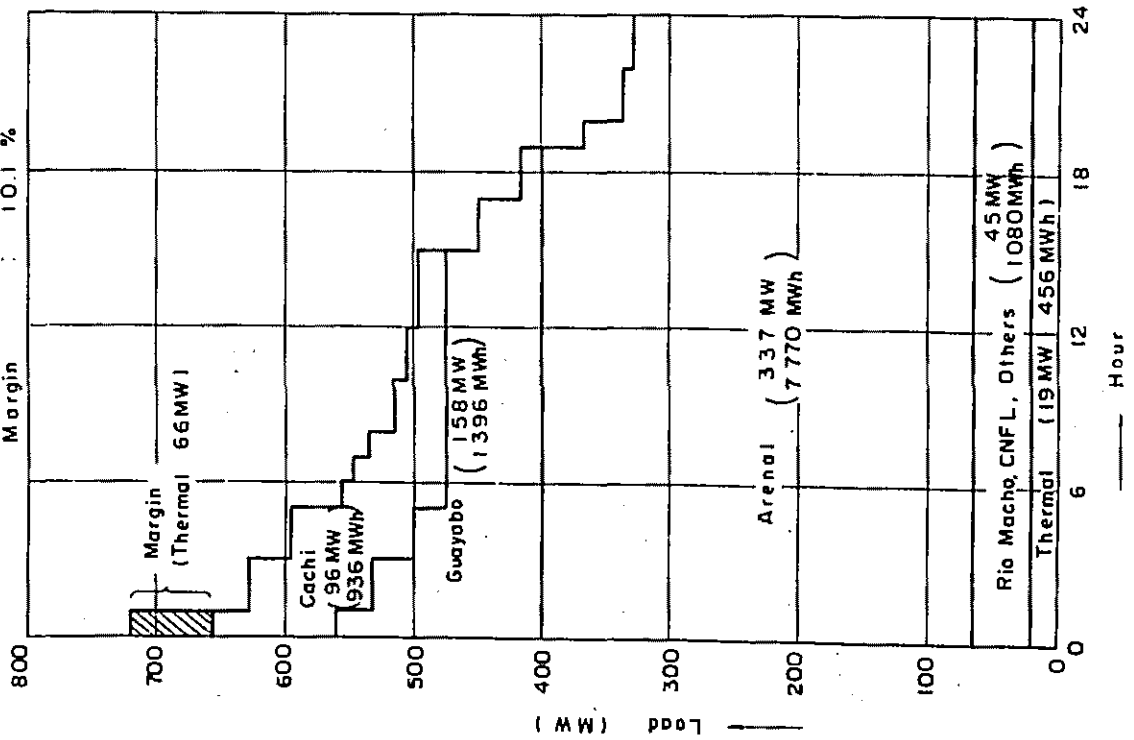
Max. Demand : 694 MW
 Daily Energy : 12,637 MWh
 Load Factor : 75.9 %
 Margin : 10.0 %



1989

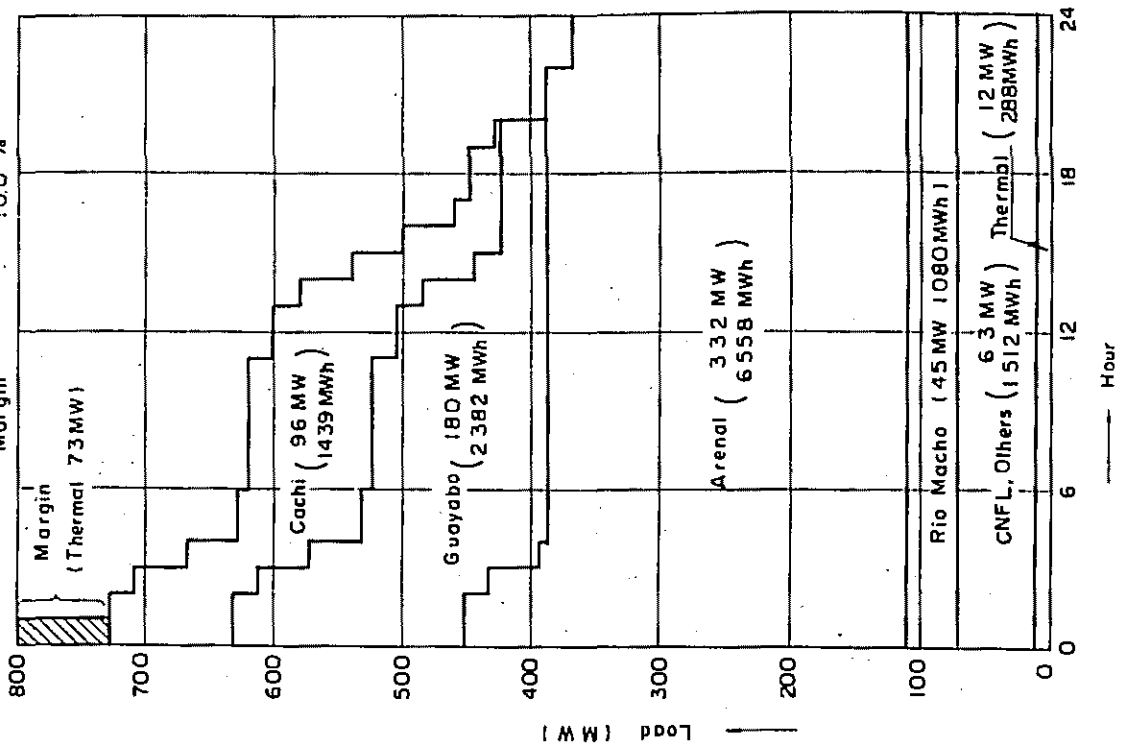
April

Max. Demand : 655 MW
 Daily Energy : 11,641 MWh
 Load Factor : 74.0 %
 Margin : 10.1 %



December

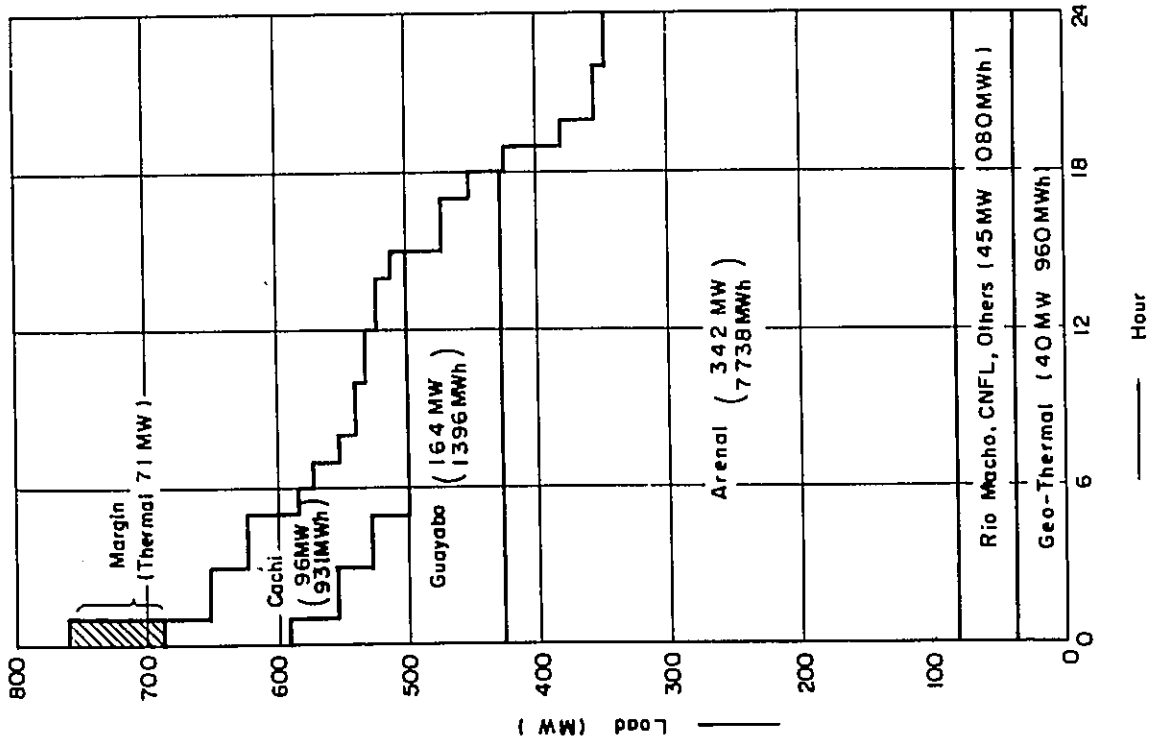
Max. Demand : 728 MW
 Daily Energy : 13,259 MWh
 Load Factor : 75.9 %
 Margin : 10.0 %



1990

April

Max. Demand : 687 MW
 Daily Energy : 12,209 MWh
 Load Factor : 74.0 %
 Margin : 10.3 %



December

Max. Demand : 763 MW
 Daily Energy : 13,896 MWh
 Load Factor : 75.9 %
 Margin : 9.3 %

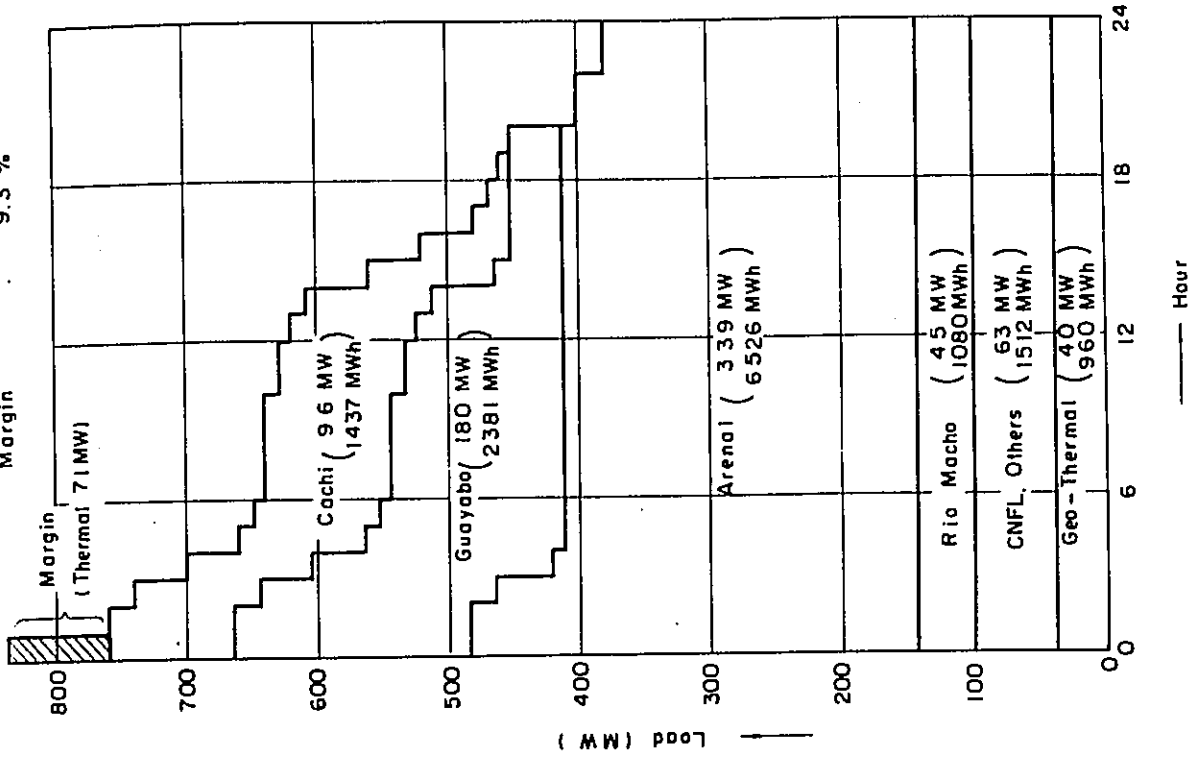


Table II-1-10 Demand and Supply Balance of Annual Energy

	(Unit. GWh)					
Year	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Rio Macho	658	} 3,245	} 3,245	} 3,245	} 3,245	} 3,245
Garita	194					
CNFL, Others	288					
Cachi	701					
Arenal-Corobici	1,404					
Hydro						
Guayabo	—	—	739	931	1,182	1,192
(Sub - total)	(3,245)	(3,245)	(3,984)	(4,176)	(4,427)	(4,437)
Thermal	62	56	50	43	37	31
Geo thermal	—	—				280
Total	3,307	3,301	4,034	4,219	4,464	4,748
Annual Energy Demand	3,082	3,289	3,475	3,665	3,865	4,071
Surplus Energy	225	12	559	554	599	677

1.5 開発の時期

これまで行った検討により、得られる結論は次のとおりである。

Table II-1-9 に示す kW バランスの結果から、1987年には電力供給力が不足し、新規電源が必要となる。この不足する供給力に対処して、Quayabo 発電所を開発するものとした。

また、Table II-1-10 に示す kWh バランスの結果から Quayabo 発電所の発電電力量は発電所の運開時点である1987年には需要電力量に比較して非常に多い。したがって、3台のユニットの運転開始は需要電力の伸びに応じて段階的に行うものとし、1台目を渇水期の2月に、2台目は12月の最大需要に対処するとともに、豊水期の水量を有効に利用するため7月とし、3台目は1989年2月とした。1990年4月の供給力の不足にたいしては、地熱火力で対処することも考えられる。1991年には、需要電力の増加により、供給力の不足が予想され、新たな電源の開発が必要となる。しかしながら、kWh バランスの結果からみて、Quayabo 発電所の運転開始により数年間は、かなり多くの水力余剰電力量の発生が予想される。このため1991年以降開発されるべき、新規電源としては、渇水時の供給力補給用として年間運転時間の少ない火力、特にガスタービン火力を開発・充当することが合理的であると考えられる。

このことは、また老朽化によって火力発電設備が減少して、供給予備力としての火力設備が不足してくることへの対処としても効果がある。

これらのことから、Siquirres 計画を含む新規の水力発電所の開発は1992年以降が望ましい。1990年までの最大需要電力と電源開発計画の概要を Fig. II-1-10 に示す。

Fig. II-1-10 Maximum Power Demand and Installed Capacity

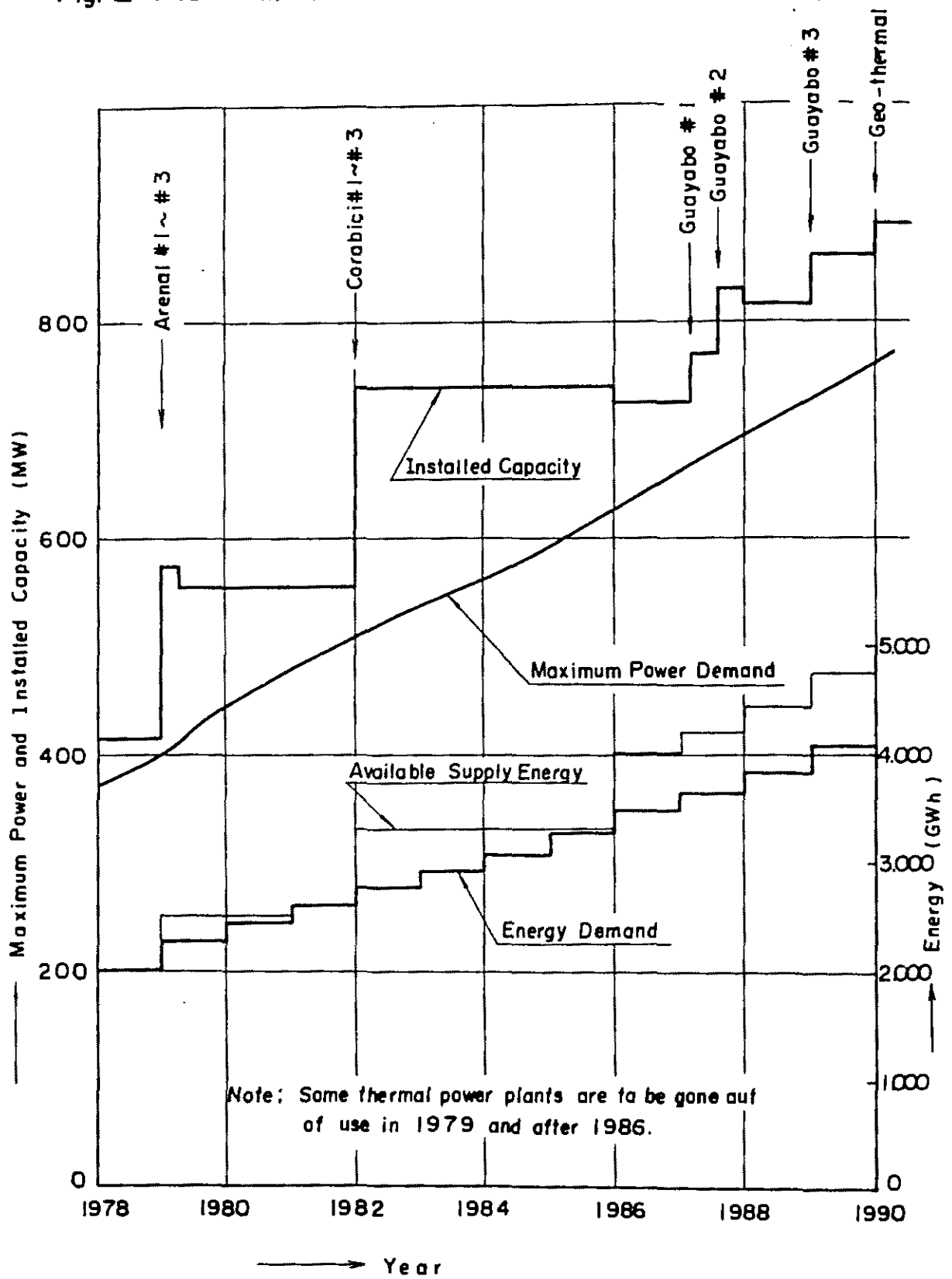


Table II-1-11 Installation Date of Thermal Power Plants

Year	Power Plant	Unit Number	Capacity (kW)
1954	San Antonio	1 , 2	10,000
1956	Colima	1 ~ 4	11,896
1962	Colima	5 , 6	7,660
1963	Liberia	2 , 3	976
1967	Liberia	1 , 4	976
1967	Limon	1 ~ 4	8,000
1968	Liberia	5	488
1969	Santa Cruz	3	300
1972	San Isidro	8	200
1972	Limon	5 ~ 7	3,000
1972	Siquirres	3	300
1973	San Antonio (G)	3 , 4	38,100
1973	Santa Cruz	6	1,000
1973	San Isidro	6	300
1973	San Isidro	8	1,000
1973	Limon	8 , 9	2,000
1974	Barranca (G)	1 , 2	41,600
1974	Siquirres	1	500
1974	Siquirres	10 , 11	2,000
1975	Siquirres	2	500
1976	San Isidro	1	300
1977	Moin		30,000

Note: the source is "SISTEMA INTERCONECTADO CARACTERISTICAS DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS EN SERVICIO"

第2章 開発計画

第 2 章 開 発 計 画

2.1 計画地域の位置および概要	II - 41
2.1.1 計画地域の位置	II - 41
2.1.2 計画地域の概要	II - 41
2.2 Reventazon 川の開発状況	II - 42
2.3 開発計画の概要	II - 42
2.3.1 発電計画	II - 42
2.3.2 送変電計画	II - 43

List of Figures

- Fig. II-2-1 Outline of Transmission Lines
Fig. II-2-2 Transmission Line Route Map

List of Table

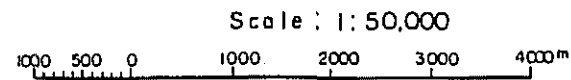
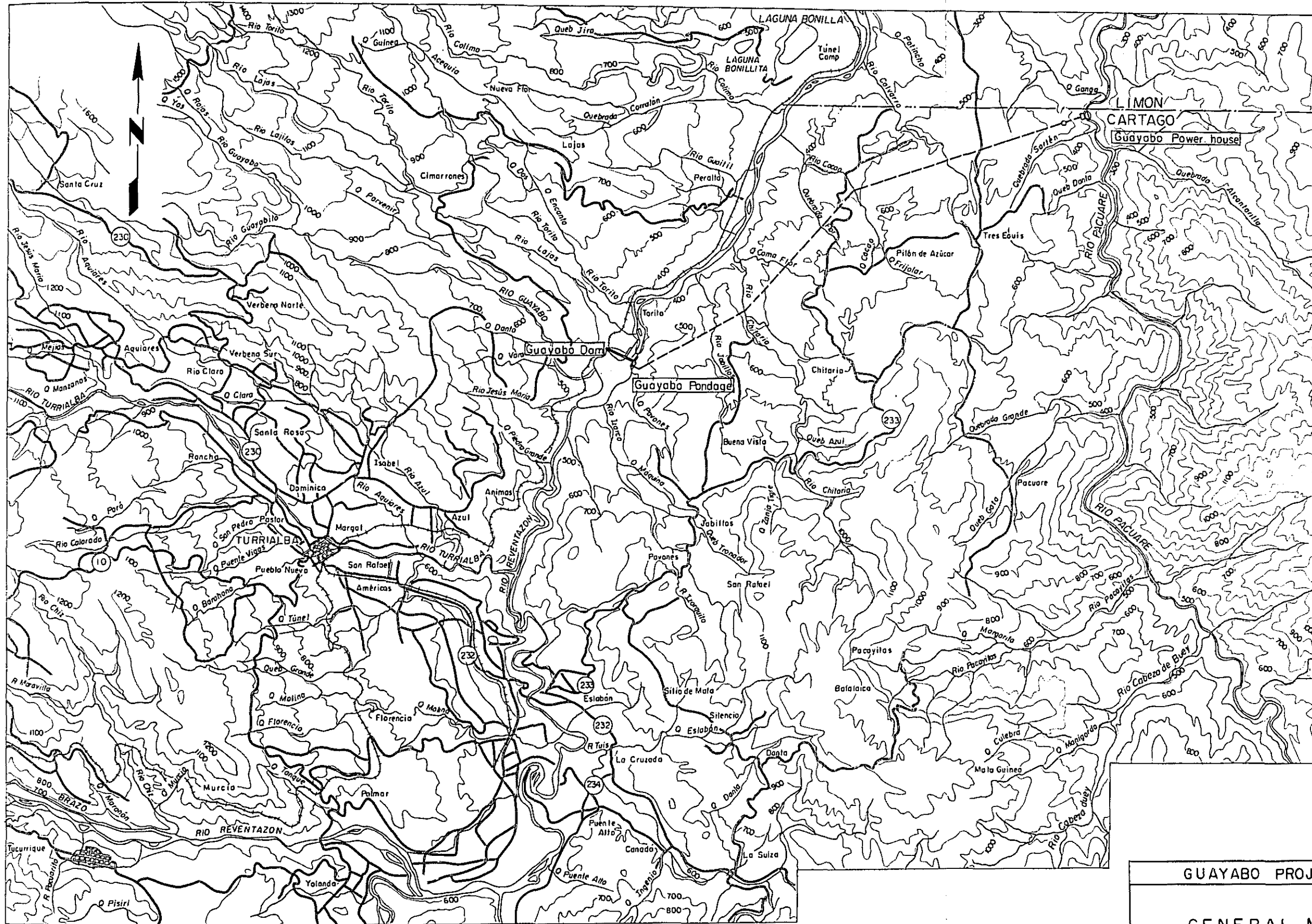
- Table II-2-1 General Description of Project

List of Drawing

- DWG. No. II.1 General Map

Table II-2-1 General Description of Project

Item	Units	Description	Remarks
Type of Power Generation		Diversion and On-Stream Pondage Type	
Catchment Area	km ²	1518	
Pondage and Dam			
Annual Inflow	10 ⁶ m ³	4046	128 m ³ /sec (Average)
Annual Power Discharge	10 ⁶ m ³	3296	105 m ³ /sec (Average)
Pondage			
Normal Water Level	m	430	
Water Surface Area	km ²	0.512	
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	4.49	
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	3.29	
Drawdown	m	10.0	
Dam			
Type	-	Combined Dam (Gravel Fill, Concrete Gravity)	
Hight × Crest Length	m	38.0 × 655.0	
Volume	10 ³ m ³	564 (G.F), 198 (C.G.)	
Waterway (Tunnel)			
Headrace (Dia × Length)	m	6.5 × 9,582	
Power Production			
Standard Effective Head	m	155.0	
Standard Water Level	m	425.0	
Tailwater Level	m	246.0	
Power Discharge			
Maximum	m ³ /sec	140.0	
Firm	m ³ /sec	45.0(Apr.) 77.3(Dec.)	See Section 5.2 Chapter 5
Output			
Installed Capacity	MW	180	
Firm Capacity	MW	158(Apr.) 180(Dec.)	59 MW Continuous
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	1,192	
Transmission Line			
Section	-	Power Plant-South Substation of San Jose	
Distance	km	60	
Voltage	kV(cct)	230 (2)	
Construction Cost			
Generation Facilities	10 ⁶ ¢	1980	¢ : Colones
Transmission Line & Others	10 ⁶ ¢	150	
Total Construction Cost	10 ⁶ ¢	2130	
Economic Analyses			
Cost of Energy	¢/kWh	0.211	
Benefit Cost Ratio	-	1.18	
Annual Surplus Benefit	10 ⁶ ¢	44.3	



Scale: 1:50,000

GUAYABO PROJECT	
GENERAL MAP	
DWG. NO. II-1	MARCH 1978

第 2 章 開 発 計 画

2.1 計画地域の位置および概要

2.1.1 計画地域の位置

Guayabo 計画は、Reventazon 川中流部にダムを築造し、その流域 1,518 ㎞²の河水を導水路トンネルによって隣接河川である Pacuare 川中流部に流域変更し、発電するものである。ダムおよび調整池は、Cartago 県 Cartago 市の北東約 30 km 北緯 9°56′，西経 83°38′ に位置する。発電所は、Cartago 市から約 40 km 北緯 9°49′，西経 83°33′ に位置する。

2.1.2 計画地域の概要

コスタリカ国は、国土の中央部を走る細長い山岳地帯を分水嶺として、太平洋側と大西洋側平野部に分けられる。

山岳地帯は、Talamanca, Central, Tilaran 等の山脈で構成されている。そのうち Talamanca 山脈は、Chirripo 山（標高 3,819 m）に代表されるように 3,000 m 級の山々を有する。

Reventazon 川は、大西洋カリブ海に注ぐ大河川である。その源は Cartago 県と San Jose 県の県境にある Talamanca 山脈の Cuerici 山（標高 3,394 m）の北部に源を発する。その延長は約 170 km、流域面積は約 2,950 ㎞²に及ぶ。

Reventazon 川は、最上流河川の Grande de Orosi 川が北流し、支流 Macho 川と合流した後名称を Reventazon 川と変える。その後、Cachi 貯水池に流入し、Cachi 発電所付近から流れは西になり、Reventazon 水系の主要水源のひとつである支流 Pejibaye 川が合流する。

その後、流路をほぼ直角に北に変え、Turrialba 火山のゆるやかな山裾にある溪谷をぬって、Guayabo ダム地点に至る。ここから川は徐々に川巾を広げ、ダム地点下流約 2.5 km の地点で山間部をぬけ平野部に入る。さらに、約 4.5 km 下って Parismina 川と合流し、名称を Parismina 川と替え、カリブ海に注ぐ。

河川勾配は、上流部の支流 Macho 川が合流する付近および Cachi 発電所の付近で 1/50、中流部の Guayabo ダム地点で 1/75、下流の平野部で 1/2,100 である。

Reventazon 川流域は、コスタリカ国において雨量の多い地域に属する。流域内の降雨量は所により大きく相違しており、多い所では年間 8,000 mm に達する。Guayabo ダム付近に近い Turrialba 町では年間 2,700 mm である。年間を通じて、降雨は 5 月から 12 月に集中し、1 月から 4 月がいわゆる乾季、5 月から 12 月が雨季となっている。気温については、年間を通じて温暖であり、Turrialba 町（標高約 600 m）で 22℃ 前後である。

計画地域の地質の基盤は、主として泥岩または砂岩からなる第三紀太平洋性砕屑岩類である。これらを覆って、Reventazon 川左岸流域では第四紀火山噴出物が分布し、右岸流域では、第三紀

末期の集塊岩が分布する。

Guayabo 計画における各種構造物は、そのほとんどが基盤岩となる泥岩または砂岩を基礎として計画されるものである。

2.2 Reventazon 川の開発状況

Reventazon 川には Rio Macho および Cachi の 2 つの発電所がある。Rio Macho 発電所は、Reventazon 川の最上流部に位置し、本流の河水と支流 Macho 川の河水を集水し、標高 1,570 m と 1,100 m 間の落差によって 90 MW の発電を行っている。現在、増設工事中であり、増設後の出力は 120 MW となる。Cachi 発電所は、Rio Macho 発電所の下流に位置しており、Reventazon 川本流の河水を使用し、標高 990 m と 720 m 間の落差によって 64 MW の発電を行っている。Cachi 発電所は、コスタリカ国では現時点で貯水池を有する唯一の発電所であり、96 MW に増設中である。

2.3 開発計画の概要

2.3.1 発電計画

Guayabo 計画は、Reventazon 川の本流に高さ 38 m のダムを築造して調整池をつくり、その有効貯水容量約 3 百万 m^3 により河水を日間調整する。

この調整池の水を延長約 10 km の導水路トンネルで Pacuare 川左岸に設ける発電所まで導水し、発電を行った後 Pacuare 川に放流するものである。発電所では、基準有効落差 155 m、最大使用水量 140 m^3/sec で 3 台の水車発電機により、最大出力 180 MW および年間可能発生電力量 1,192 百万 kWh の発電を行う。Guayabo 計画の諸元を Table II-2-1 に示す。

ダムは、グラベルフィルと重力式コンクリートとのコンバインドダムである。ダムの諸元は、高さ 38.0 m、堤頂長 655.0 m である。重力式コンクリートダムには洪水吐設備および底部土砂吐設備が設けてある。

取水口はダム右岸直上流に設け、その最大取水量は 140.0 m^3/sec である。

導水路トンネルは、内径 6.5 m、延長 9,582 m のコンクリート巻立の圧力トンネル 1 条とし、最大通水容量は 140.0 m^3/sec である。

調圧水槽は、内径 10.0 m、高さ 75 m の制水孔形とし、上部水室および下部水室を設ける。

水圧管路は、露出形である。鉄管は、内径 6.5 m から 5.0 m までの 1 条であり、発電所直前で分岐管により 3 条に分れる。その延長は 465.0 m である。

発電所の形式は地上式とし、長さ 62.0 m、巾 28.0 m、高さ 32.0 m の鉄筋コンクリート構造とする。発電所には 66 MW の水車および 78 MVA の発電機が各々 3 台設置される。

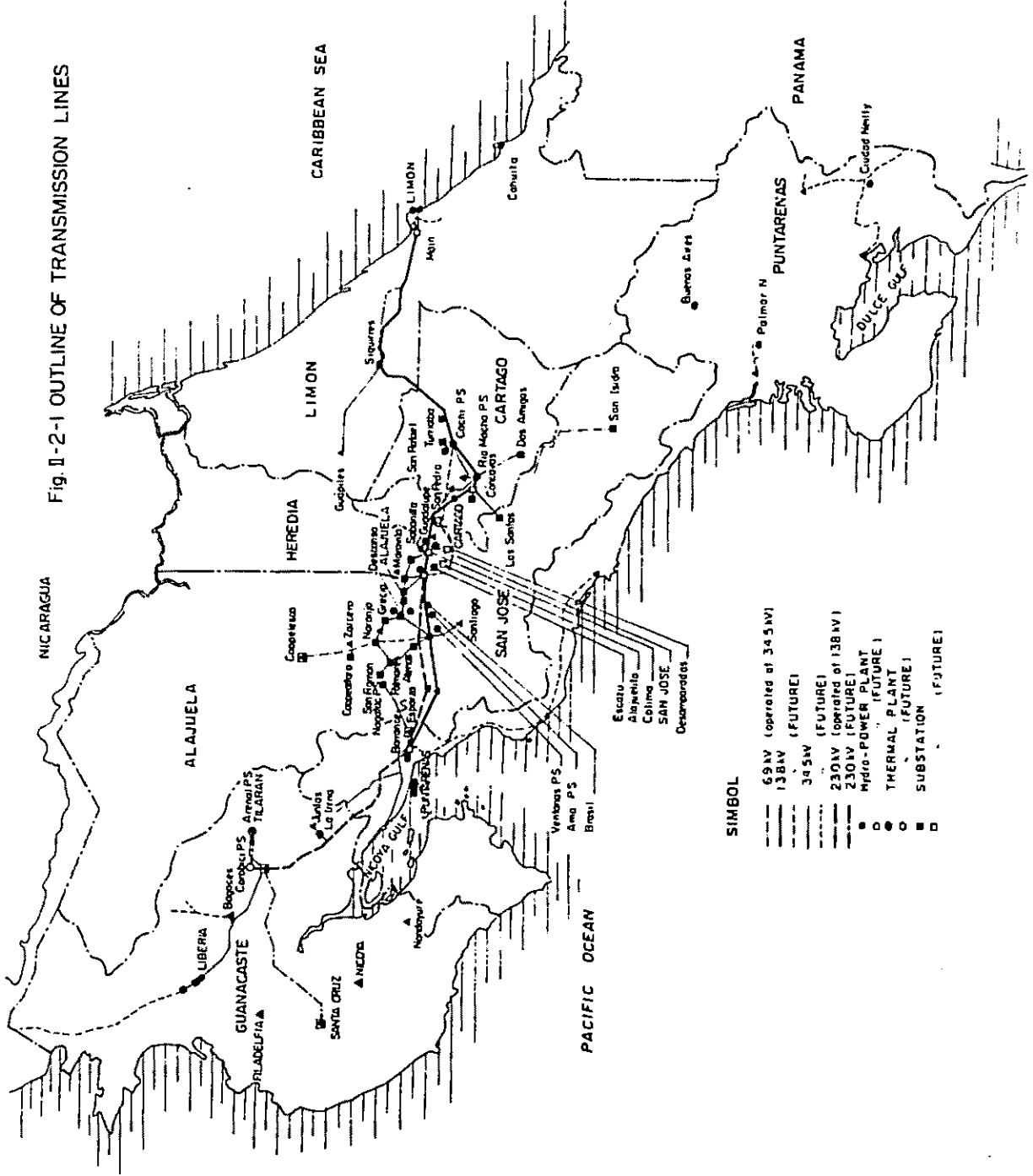
2.3.2 送変電計画

Guayabo 発電所の発生電力は、発電所に隣接する屋外変電所で230kV に昇圧され、この計画のために新設される送電線(2回線60km)によりSan Jose 南変電所へ送電されるものとした。San Jose 南変電所には、Guayabo 発電所の運転開始に対応して、3台の変圧器を設け、これらの変圧器を通して34.5kV送電系統に接続し、需要地への送電を行う。

Guayabo 発電所とSan Jose 南変電所間には、電力線搬送による給電用電話回線、230kV送電線の保護のための電力線搬送装置、保守のための送電線故障点標定装置、ダム水位監視用の水位テレメータなどの保安用通信設備を計画した。

送電系統図を Fig.II-2-1 に、計画地点の送電線ルート図 Fig.II-2-2 に示す。

Fig II-2-1 OUTLINE OF TRANSMISSION LINES



第 3 章 水 文

第 3 章 水 文

3.1	気象および水文の概要	II- 47
3.2	測水所および気象観測所	II- 47
3.3	計画地点の流量の算定	II- 47
3.3.1	計画地点の流域面積	II- 47
3.3.2	代表測水所	II- 47
3.3.3	流量算定期間	II- 47
3.3.4	流量資料の補足	II- 55
3.3.5	計画地点の流量	II- 55
3.4	降 雨	II- 55
3.4.1	降 雨 量	II- 55
3.4.2	降雨の年周期	II- 56
3.5	河川流量	II- 66
3.6	気温、湿度および蒸発	II- 66
3.7	設計洪水量	II- 79
3.8	堆 砂	II- 81

LIST OF FIGURES

Fig. II-3-1	Location Map of Run-off and Meteorological Gauging Stations
Fig. II-3-2	Catchment Area
Fig. II-3-3	Isohyetal Map of Costa Rica
Fig. II-3-4	Isohyetal Map of Reventazon Basin
Fig. II-3-5	Monthly Precipitation
Fig. II-3-6	Monthly Rainy Days
Fig. II-3-7	Hyetograph of 1-Hour Rainfall (mm) in Average Year
Fig. II-3-8	Annual Precipitation
Fig. II-3-9	Power Spectrum of Precipitation at San Jose
Fig. II-3-10	Run-off Duration Curve
Fig. II-3-11	Monthly Run-off Duration Curve at Angostura G. S.
Fig. II-3-12	Correlation between Discharge and Precipitation
Fig. II-3-13	Delta Formation in Pondage

LIST OF TABLES

Table II-3-1	Existing Precipitation Data
Table II-3-2	Existing Run-off Data
Table II-3-3	Monthly Average Run-off at Guayabo Dam Site
Table II-3-4	Monthly Precipitation Data
Table II-3-5	Monthly Average Run-off Data at Gauging Stations
Table II-3-6	Specific Run-off at Gauging Stations
Table II-3-7	Monthly Run-off at Angostura Gauging Station
Table II-3-8	Run-off Duration at Angostura Gauging Station
Table II-3-9	Meteorological Data at Turrialba Station
Table II-3-10	Annual Maximum Discharge

第 3 章 水 文

3.1 気象および水文の概要

Guayabo 計画地域における年間平均気温は約 22°C であり、年間降雨量は約 $2,700\text{ mm}$ である。Guayabo ダム地点の年間総流入量は 4.046 百万 m^3 、年平均流量は $128\text{ m}^3/\text{sec}$ である。河川流量は 1 月から 5 月にかけて少なく、6 月から 12 月にかけては多い。1 月から 5 月までにおける平均流量は $82\text{ m}^3/\text{sec}$ であり、6 月から 12 月までの平均流量は $161\text{ m}^3/\text{sec}$ である。Guayabo ダム付近の 1 月から 5 月までの月平均降雨量は 148 mm であり、6 月から 12 月までのそれは 277 mm である。

3.2 測水所および気象観測所

Guayabo 計画の流域内およびその周辺区域には、多くの測水所と気象観測所がある。その位置は、Fig. II - 3 - 1 に示すとおりである。主要な測水所および観測所の観測資料の所有期間を Table II - 3 - 1、Table II - 3 - 2 に示す。これらのうち、Guayabo 計画に使用する測水所は Angostura 測水所である。

3.3 計画地点の流量の算定

3.3.1 計画地点の流域面積

Reventazon 川の全流域面積は約 $2,800\text{ km}^2$ (Parismina 川の流域を含む) であり、そのうち、Guayabo 計画の流域面積は $1,518\text{ km}^2$ である。流域面積の値は、 $1/50,000$ 地形図から求めたものである。

Reventazon 川の流域を Fig. II - 3 - 2 に示す。

3.3.2 代表測水所

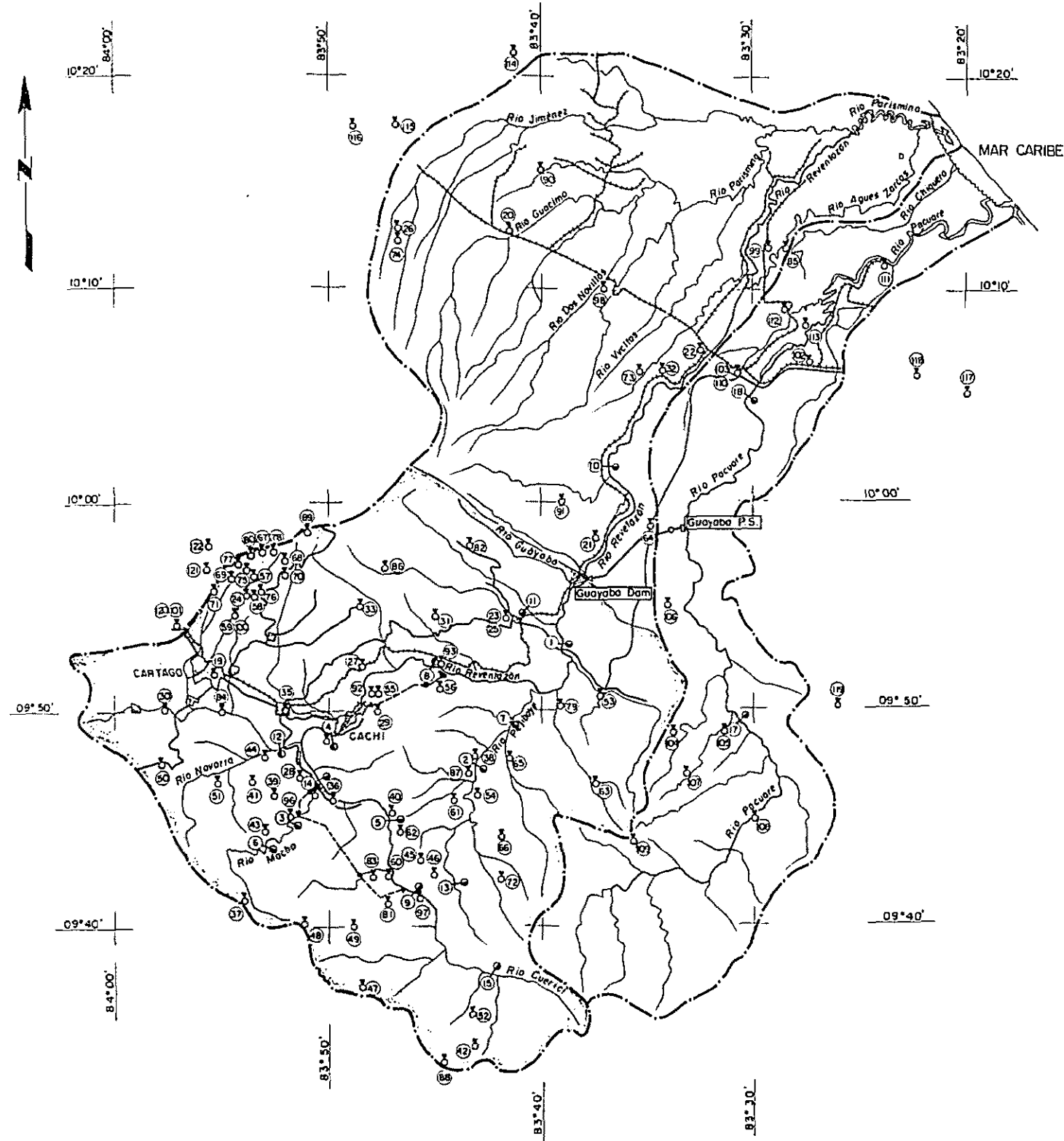
Guayabo 計画の流量算定にあたっては、Guayabo ダム地点に比較的近く、かつ 23 ヶ年の長期にわたり、日流量資料が整備されている Angostura 測水所記録を使用する。

3.3.3 流量算定期間

計画の検討に用いる流量算定期間は、次の理由により 1959 年 1 月から 1976 年 12 月までの 18 ヶ年とする。

- (1) 上記 18 ヶ年間の平均流量は前項の 23 ヶ年間の平均流量にほぼ等しい。
- (2) 前項に述べた 23 ヶ年のうち、最渇水年は 1959 年であり、上記 18 ヶ年にはこの 1959 年が含まれている。
- (3) Guayabo 計画は、第 III 部に述べる Siquirres 計画と関連するものであり、使用する流量資

Fig. II-3-1 Location Map of Run-off and Meteorological Gauging Stations



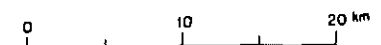
Run-off Gauging Station						
No.	River	Station	Location		Catchment Area	Date of Installation
			Lat (N)	Long (E)		
1	Reventazon	Angostura	09°53'00"	83°38'50"	13271	5-9-53
2	Reventazon	El Huma	09°47'36"	83°43'00"	13655	29-10-53
3	Reventazon	Magdalena	09°44'56"	83°42'00"	645	6-10-53
4	Reventazon	Cachi	09°49'03"	83°49'58"	689.7	4-5-56
5	Reventazon	Cordonilla	09°45'54"	83°43'30"	253.4	5-3-58
6	Reventazon	Macha	09°45'12"	83°42'51"	47.4	22-9-60
7	Reventazon	Oriente	09°49'32"	83°41'35"	2269	6-4-62
8	Reventazon	El Congo	09°52'24"	83°45'21"	8770	18-5-62
9	Reventazon	Topani	09°42'15"	83°45'00"	1882	23-7-62
10	Reventazon	Pacuare	10°01'33"	83°36'45"	1673.2	30-5-63
11	Reventazon	La Bomba	09°54'21"	83°41'18"	10.2	3-1-67
12	Reventazon	Puente Negro	09°48'36"	83°42'05"	273.3	12-3-71
13	Reventazon	Las Pavas	09°41'45"	83°44'00"	18.4	27-5-71
14	Reventazon	Paloma	09°46'50"	83°50'12"	371.1	26-7-71
15	Reventazon	Cuacul	09°37'57"	83°42'36"	77.5	14-5-73
16	Reventazon	Cuacul	09°37'57"	83°42'36"	167.3	9-1-74
17	Pacuare	Pacuare	09°49'54"	83°30'50"	367.4	16-7-58
18	Pacuare	Das Montañas	10°04'45"	83°30'03"	651.8	27-5-70

Meteorological Gauging Station (2)				
No.	Station	Location		Date of Installation
		Lat (N)	Long (E)	
114071-003	Carlo	10°21'	83°41'	1971
115071-006	Rio Frio	10°18'	83°47'	1969
116071-006	Tica Frutera	10°19'	83°49'	1973
117071-001	Bailan	10°05'	83°20'	Aug 1954
118071-004	La Lala	10°06'	83°22'	Aug 1970
119071-005	Masaya de Chittipa	09°50'	83°26'	May 1955
120064-040	Alto de Ochomogo	09°54'	83°57'	1949
121064-069	Corrañillo	09°57'	83°56'	1971
122064-083	Guayabillas	09°58'	83°56'	1973

Note = Meteorological Gauging Stations
Others; Rainfall Gauging Stations

LEGEND

- Boundaries of Catchment Area of Rio Reventazon and Rio Pacuare
- Boundaries of Catchment Area of Guayaba Project
- Road
- Railway
- Runoff Gauging Station
- ⊗ Meteorological Gauging Station



Source: ICE

Meteorological Gauging Station (1)					
No.	Station	Location		Date of Installation	
		Lat (N)	Long (E)		
19	073-003	Cartago (Comandancia)	09°52'	83°55'	May 1941
20	073-006	Guacimo	10°13'	83°40'	Feb 1931
21	073-007	Peralta	09°58'	83°37'	Jan 1951
22	073-009	Casa (Siquires)	10°07'	83°32'	Apr 1938
23	073-010	Turrialba (I.C.A.)	09°53'	83°38'	Jan 1942
24	073-011	Sanatorio Duran	09°56'	83°53'	Jan 1935
25	073-012	Turrialba (Northern)	09°53'	83°38'	Jan 1951
26	073-013	Las Demonias (Guaples)	10°13'	83°46'	May 1938
27	073-014	El Yaso	09°52'	83°49'	Aug 1949
28	073-015	Orosi (La Maruja)	09°47'	83°49'	Jan 1951
29	073-017	Cachi (Hacienda)	09°50'	83°48'	Oct 1951
30	073-018	El Guarco (Linda Vista)	09°50'	83°58'	Mar 1949
31	073-019	Juan Vinas	09°54'	83°45'	Jun 1948
32	073-020	La Florida (Lomas)	10°06'	83°34'	Jan 1951
33	073-022	Pacayas	09°55'	83°49'	Dec 1951
34	073-023	Orosi (La Guayra)	09°49'	83°50'	Dec 1960
35	073-024	Paraiso de Cartago	09°50'	83°52'	May 1953
36	073-025	Topani	09°46'	83°50'	Feb 1939
37	073-027	El Coñen	09°41'	83°55'	Aug 1959
38	073-028	El Huma	09°41'	83°43'	Sep 1954
39	073-029	El Llano (Rio Macho)	09°46'	83°52'	Jul 1957
40	073-031	Corrañillo	09°45'	83°47'	Apr 1959
41	073-032	Cedra (La Yugada)	09°47'	83°43'	Jan 1971
42	073-033	Villa Maita	09°34'	83°43'	Jan 1942
43	073-034	Belén	09°44'	83°53'	Nov 1956-65
44	073-035	Navarro (Cartago)	09°49'	83°53'	Jan 1969
45	073-036	T-Suis	09°43'	83°46'	Aug 1962
46	073-037	El Destierro	09°42'	83°45'	Aug 1962
47	073-038	Ora de Agua (P. Zedón)	09°37'	83°49'	Aug 1962
48	073-039	Tres de Junio	09°40'	83°51'	Aug 1962
49	073-040	Reimo	09°40'	83°49'	Aug 1962
50	073-041	La Cangreja	09°48'	83°58'	Aug 1962
51	073-042	Mateo	09°47'	83°55'	Aug 1962
52	073-043	Cerro de la Muerte (Faldas)	09°36'	83°52'	Aug 1962
53	073-044	La Suiza (Turrialba)	09°51'	83°37'	Aug 1962
54	073-045	Cachi (Planicie)	09°46'	83°43'	Aug 1962
55	073-046	Cachi (Planicie)	09°51'	83°48'	Oct 1962
56	073-047	Jucurrique	09°51'	83°45'	Oct 1963
57	073-048	Puerto No. 2	09°57'	83°53'	Apr 1964
58	073-049	Puerto No. 3	09°56'	83°53'	Apr 1964
59	073-050	Puerto No. 4 (Tierra Blanca)	09°55'	83°54'	Apr 1964
60	073-051	Dos Amigos	09°42'	83°47'	Apr 1964
61	073-052	Nataret	09°46'	83°44'	Apr 1964
62	073-053	Valverde	09°44'	83°47'	Apr 1964
63	073-054	La Esperanza	09°47'	83°38'	Apr 1964
64	073-055	La Amistad	09°56'	83°33'	Apr 1964
65	073-056	La Victoria	09°58'	83°42'	May 1964
66	073-057	Talano	09°44'	83°42'	Jul 1964
67	073-058	Reles 3	09°58'	83°53'	Aug 1964
68	073-059	Laguna	09°58'	83°52'	Aug 1964
69	073-060	Cañada	09°57'	83°54'	Aug 1964
70	073-061	Chicoa	09°58'	83°52'	Aug 1964
71	073-062	Llano Grande	09°57'	83°55'	Aug 1964
72	073-063	El Gato	09°42'	83°42'	Sep 1964
73	073-064	Willsonsburg	10°06'	83°35'	Sep 1965
74	073-065	Santa Clara	10°17'	83°48'	Sep 1965
75	073-067	Puerto No. 10	09°57'	83°53'	May 1965
76	073-068	Plympton 16	09°56'	83°53'	May 1965
77	073-069	Casa Reles	09°58'	83°42'	May 1965
78	073-070	Sopet	09°58'	83°52'	May 1965
79	073-071	Atirzo	09°50'	83°39'	May 1964
80	073-072	Cabrera de Vaca	09°58'	83°53'	Aug 1965
81	073-073	Verona B. Topani	09°41'	83°47'	Aug 1965
82	073-074	San Antonio	09°58'	83°43'	Sep 1965
83	073-075	Cerro Los Gemelos	09°42'	83°48'	Sep 1965
84	073-076	INCSA Aguacaliente	09°50'	83°55'	Jan 1966
85	073-077	Imperio	10°12'	83°28'	May 1969
86	073-078	Caliblanco	09°57'	83°48'	Jan 1970
87	073-079	Oriente	09°48'	83°43'	Jun 1970
88	073-080	Repletada C. Muzile	09°33'	83°44'	Aug 1970
89	073-081	Volcan Irazu	09°59'	83°51'	Oct 1969
90	073-082	Cachi	10°15'	83°40'	Aug 1970
91	073-083	Fuente El Sauce	10°00'	83°39'	Jan 1966
92	073-084	Fuente Cachi	09°51'	83°48'	Nov 1970
93	073-085	Casita Miguas Cachi	09°52'	83°45'	Nov 1970
94	073-086	Casa Miguas Rio Macho	09°47'	83°51'	Nov 1971
95	073-087	Hacienda Kalira	09°45'	83°52'	Nov 1971
96	073-088	Toma de Agua Montecristo	09°45'	83°52'	Jan 1970
97	073-089	Sitio de Presa Topani	09°42'	83°46'	Jul 1971
98	073-090	Las Mercedes (Limon)	10°10'	83°37'	Jan 1971
99	073-091	Hacienda El Carmen	10°12'	83°29'	Dec 1972
100	073-092	Tierra Blanca (Cerro)	09°55'	83°54'	Jul 1972
101	073-093	El Alto	09°54'	83°57'	Jul 1970
102	073-094	Monte Verde	10°06'	83°27'	Oct 1941
103	073-095	Siquires	10°06'	83°31'	Jul 1966
104	073-096	Pitacalillo	09°43'	83°34'	Sep 1954
105	073-097	Pacuare	09°49'	83°31'	Apr 1964
106	073-098	Pacuare	09°55'	83°34'	Apr 1964
107	073-099	Berez	09°47'	83°30'	May 1964
108	073-100	Rocas Blancas	09°44'	83°36'	Jul 1966
109	073-101	Cuencas	09°44'	83°36'	Jul 1966
110	073-102	Siquires	10°06'	83°31'	1931
111	073-103	La Perla	10°11'	83°23'	1970
112	073-104	San Alberto	10°09'	83°28'	Sep 1953
113	073-105	Indrana 3	10°08'	83°27'	Jan 1957

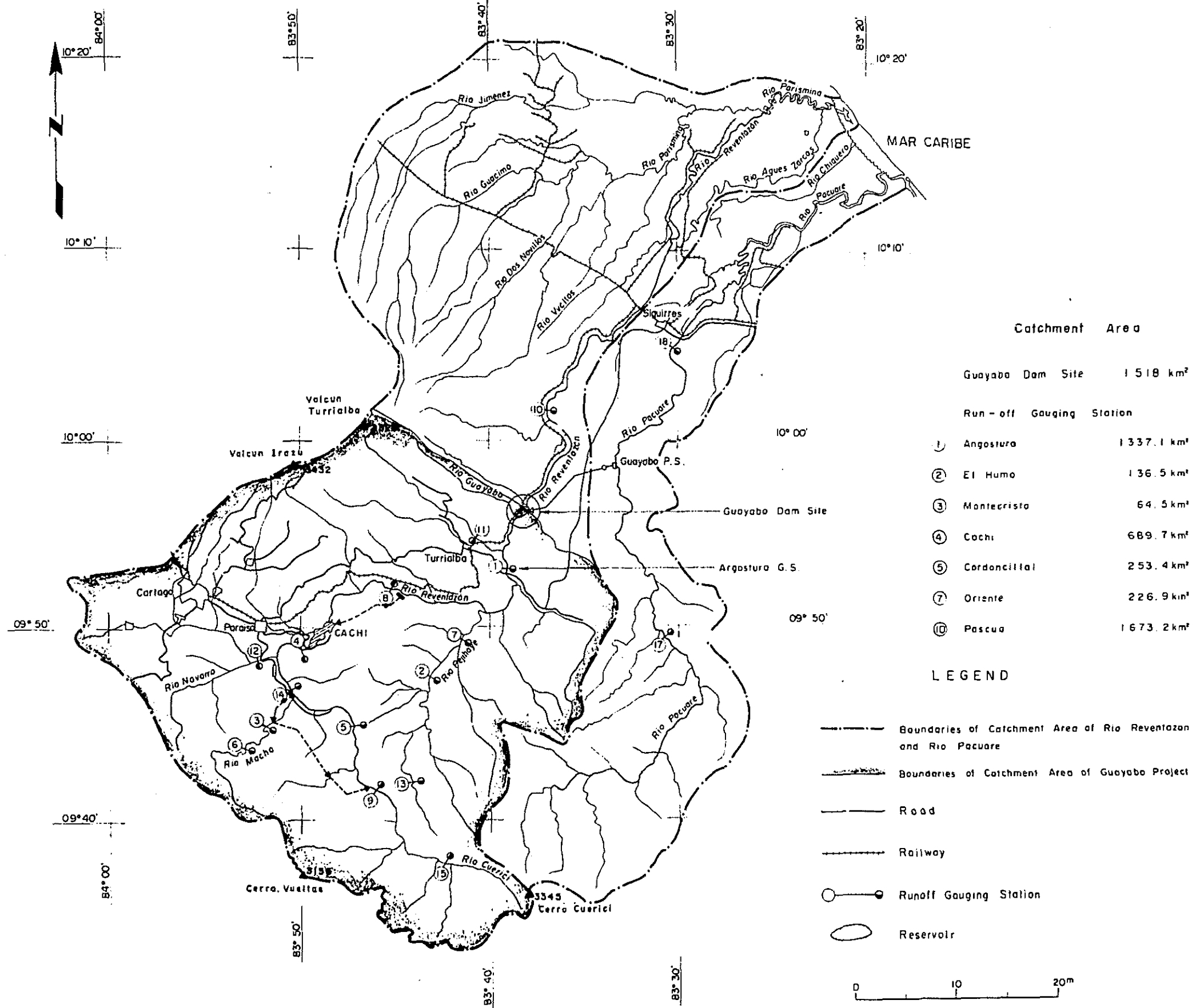
Table II-3-1 Existing Precipitation Data

Station	Year	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
San Jose		From 1885																							
(Basin : Rio Reventazon)																									
(19) Cartaga			(Exist in 1941 ~ 1950)																						
(22) Cairo Siguirres		From 1938																							
(23) Turrialba		From 1942																							
(42) Villa Mills		From 1942																							
(45) T-Seis																									
(55) Cachi																									
(Basin : Rio Pacuare)																									
(105) Pacuare																									
(106) Pacuar																									
(108) Rocas Blancas																									

Table II-3-2 Existing Run - off Data

Station	Year	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	
(Basin: Rio Revontazon)																										
① Angostura																										
② EL Hurno																										
③ Montecristo																										
④ Cachi																										
⑤ Cordoncillal																										
⑦ Oriente																										
⑩ Pasqua																										
(Basin: Rio Pacuare)																										
⑰ Pacuare																										
⑱ Siquirres																										
Dos Montañas																										

Fig. II-3-2 Catchment Area



料は同一期間のものであることが望ましい。Siquirres 計画に使用する Pacuare 観測所の観測開始年月は1958年8月である。

18ヶ年の流量算定期間の妥当性については後述の3.4.2項に記載する。

3.3.4 流量資料の補足

18ヶ年の流量資料には多少の欠測が含まれている。ICEは、Cachi, El Humo および Pascua の各測水所の流量を使用し、Angostura 測水所の流量との相関関係を求めて欠測を補足している。

検討の結果、この補足された流量資料は妥当なものと判断される。

3.3.5 計画地点の流量

Guayabo ダム地点における流入量は下式により算出する。

$$Q_G = Q_A \times \frac{A_G}{A_A}$$

ここに、 Q_G ; Guayabo ダム地点流量 (m^3/sec)

Q_A ; Angostura 測水所地点流量 (m^3/sec)

A_G ; Guayabo ダム地点流域面積 (km^2)

A_A ; Angostura 測水所流域面積 (km^2)

上式から算出した Guayabo ダム地点の月別平均流量を Table II-3-3 に示す。

なお、Angostura 測水所の流量は1967年以降 Cachi 貯水池の調整による影響を受けている。

Guayabo ダム地点の流量算定にあたっては、Cachi 貯水池の調整による影響を考慮しなかった。将来行われるデフィニット・スタディでは、この影響を考慮して流量を補正することが望ましい。

3.4 降 雨

3.4.1 降 雨 量

コスタリカ国全域の年間の降雨量分布は、Fig. II-3-3 に示すとおりである。この降雨量分布から、コスタリカ国は次の地域に分けられる。

- (1) 降雨量の多い地域としては、中央高地を境として大西洋側および太平洋南部の地域である。
- (2) 降雨量の少ない地域としては、中央高地および太平洋側北部の地域である。

Reventazon 川の流域は降雨量の多い大西洋側に位置する。Reventazon 川の流域の年間の降雨量分布は Fig. II-3-4 に示すとおりである。

年間降雨量は、Cartago 観測所にみられる約1,300 mm から T-Seis 観測所にみられる約7,900 mm まで地域により大きく相違している。特に雨の多い地域は支流 Pejibaye 川沿いである。T-Seis 観測所はこの流域にある。Guayabo ダム地点の比較的近くに位置する Turrialba 観測所における降雨量は約2,700 mm である。

流域内の月間降雨量は Table II-3-4 および Fig. II-3-5 に示すとおりである。

流域内の降雨量は、一般には1月から4月が少なく、5月から12月が多い。この傾向は Fig. II-3-6 に示す月間降雨日数でも同様である。

Turrialba 観測所における降雨の発生時間帯と時間降雨量との関係は Fig. II-3-7 に示すとおりである。雨の多い5月から11月までの降雨は15時から20時までの短時間に集中している。

3.4.2 降雨の年周期

Turrialba 観測所（1976年現在35年間の資料を所有している）およびコスタリカ国で最も長期間の資料を所有する San Jose 観測所（1976年末現在92年間の資料を所有している）の92年間降雨量の経年変化は、Fig. II-3-8 に示すとおりである。

これによれば、両観測所の年間降雨量の経年変化の傾向は多少の違いはあるものの互いに相似しているといえる。したがって、流域内の降雨の年周期は、流域外に位置する San Jose 観測所の資料によっても判断できる。降雨の年周期を San Jose 観測所における92ケ年にわたる月間降雨量の資料を使用し、フーリエ変換によるパワースペクトル解析によって求める。

その結果は、Fig. II-3-9 に示すとおりであり、4年、6年、9年および36年の周期が卓越している。最長周期は36年であるが、資料数が92ケ年間であることを考慮すれば、その信頼性は低い。したがって、降雨の最長周期は9年と考えるのが妥当である。いかえれば、発電計画に用いる流量の算定期間は9年以上必要であることを意味する。

3.3.3 項で述べた当計画の流量算定期間である18ケ年は9年をカバーしており妥当と考えられる。

Table II-3-3 Monthly Average Run-off at Guayabo Dam Site

Catchment Area 1518 km²(Unit: m³/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
1959	45.5	39.5	32.6	41.4	59.6	160	122	118	141	167	122	117	97.5
1960	109.8	63.9	57.1	50.9	71.4	125	147	108	120	194	131	138	110
1961	68.2	55.7	42.1	39.6	71.1	119	131	112	168	164	160	165	108
1962	86.5	50.8	40.5	48.6	97.0	136	155	127	162	186	288	180	130
1963	78.0	72.5	63.8	87.8	121	122	132	134	176	155	192	125	122
1964	110	45.2	32.2	34.5	66.9	130	188	162	183	175	137	76.2	112
1965	146	76.4	77.1	44.6	110	153	134	170	154	174	164	109	126
1966	129	139	78.7	63.5	153	168	145	164	158	174	157	225	146
1967	126	76.2	60.5	102	99.7	193	153	178	188	197	162	111	137
1968	71.1	114	95.3	93.5	125	180	189	175	227	170	171	141	146
1969	64.3	52.4	40.6	56.9	65.2	121	93.0	178	187	186	231	175	121
1970	147	200	69.3	320	168	183	184	144	180	178	237	459	206
1971	151	76.6	85.8	102	132	138	179	173	177	210	131	72.6	136
1972	87.7	69.1	56.8	84.9	111	106	95.5	135	152	180	151	110	112
1973	85.5	71.4	52.6	34.1	73.2	193	134	168	144	172	161	225	126
1974	117	70.3	61.8	60.2	113	169	150	159	121	154	119	166	122
1975	59.2	52.5	41.0	46.3	58.7	127	158	198	225	180	188	258	133
1976	115	64.1	49.9	51.0	88.3	161	165	141	159	130	175	92.9	116
Average	99.8	77.2	57.6	75.6	99.0	149	147	153	168	175	171	164	128

Table II-3-4 Monthly Precipitation Data

(Unit: mm)

Station	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
①⑨ Cartago		39	23	12	31	171	178	115	127	209	229	118	63	1315
②② Cairo Siquirres		300	202	164	258	354	361	415	294	244	319	440	482	3833
②③ Turrialba		178	135	78	126	224	286	283	239	247	251	285	350	2682
④② Villa Mills		36	23	28	97	365	339	259	315	428	483	216	98	2687
④⑤ T-Seis		629	402	363	521	659	729	794	885	674	738	757	751	7902

②② Cairo Siquirres (Data exist from 1945 to 1976)

②③ Turrialba (" " 1942 to 1976)

①⑨ Cartago (" " 1941 to 1976)

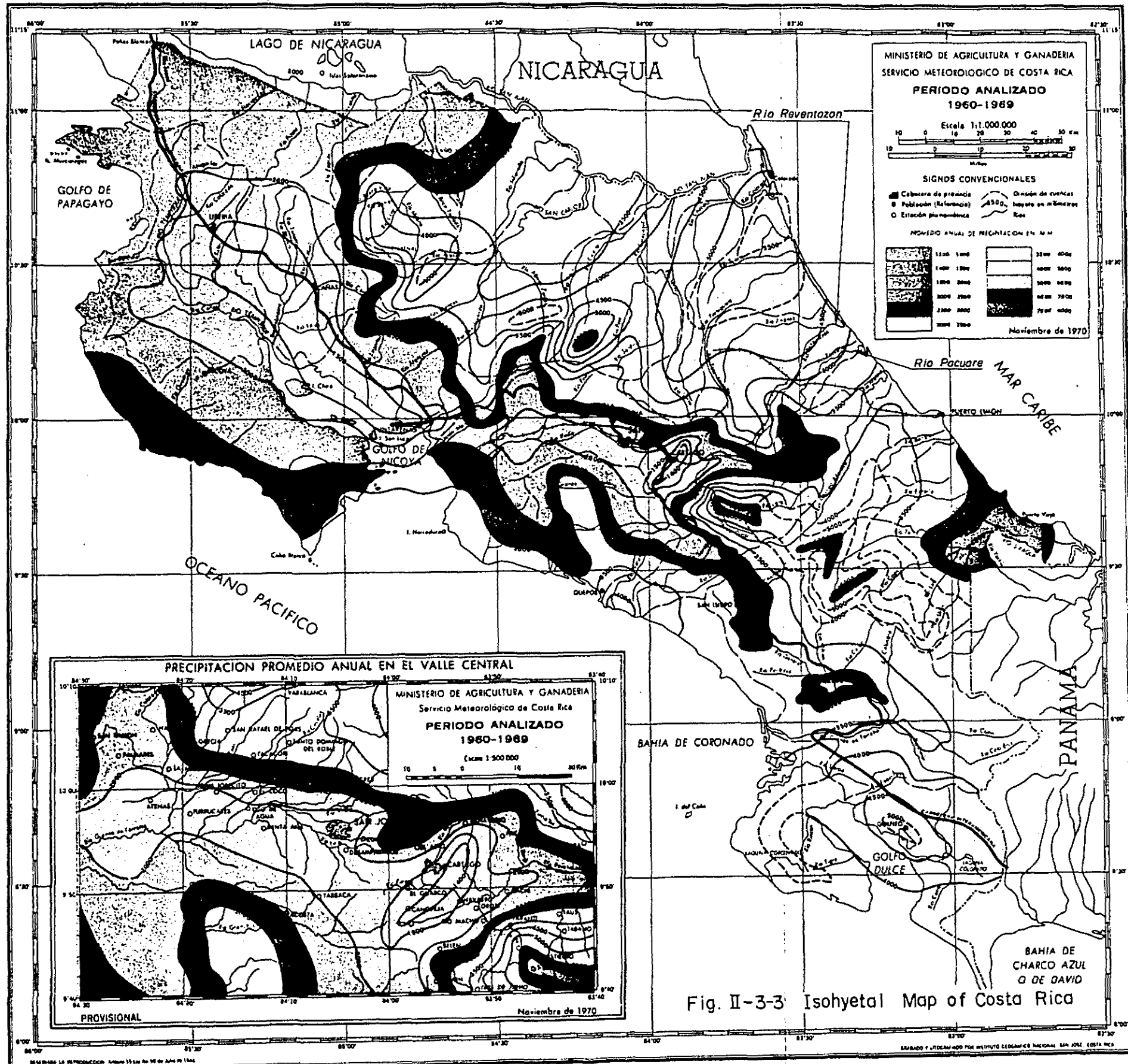
④⑤ T-Seis (" " 1963 to 1976)

④② Villa Mills (" " 1942 to 1976)

PRECIPITACION PROMEDIO ANUAL EN COSTA RICA

LISTA DE ESTACIONES UTILIZADAS EN LA CONFECCION DEL MAPA

ESTACION	LAT N	LONG W	PREC ANUAL EN MM
ACOSTA	09°46'	84°20'	2.334
AMNAL, PLARAN	10°28'	84°12'	2.549
ASUNCION	09°48'	83°12'	2.788
ATENAS	09°58'	83°52'	1.908
AVANCE	10°41'	83°32'	2.703
BARRA DEL COLORADO	09°36'	84°06'	2.890
BARRIO QUIPOS	09°44'	83°32'	3.078
ELI N. CHOSI	09°42'	83°49'	3.400
BIENA	09°29'	84°12'	3.390
BONITA	10°12'	84°28'	2.182
BUENA VISTA, ALFARO RUIZ	09°48'	83°48'	2.133
CAJON, HACIENDA	10°23'	84°47'	4.009
CAJON, PLARAN	10°23'	83°07'	1.354
CANAS DITE, LA PACIFICA	10°23'	84°48'	4.470
CANAS NEGRO	11°11'	83°31'	2.091
CARDENAL, NICARAGUA	09°52'	83°33'	1.202
CARTAGO	09°49'	83°32'	3.184
CEJAL, CHOSI	09°33'	83°42'	2.110
CEJON DE LA MUJERTE	09°37'	83°51'	1.832
CHALE, TALAMANCA	10°20'	84°27'	4.573
CIUDAD OSMEDA	09°43'	83°03'	2.853
COLON, NICARAGUA	11°04'	83°13'	2.104
CONDONCHIAL	09°44'	83°42'	3.378
CONDONADO	09°59'	84°00'	2.254
COYE	10°33'	84°33'	2.923
COTO, UNION	08°37'	83°02'	4.347
CUENCAS	08°47'	83°32'	4.480
CURIDABAT	09°32'	84°01'	2.418
DESAMARADOS	09°34'	84°06'	1.941
EL ALTO	09°32'	83°37'	1.913
EL CAJON	09°42'	83°34'	1.990
EL CASTILLO, NICARAGUA	11°01'	84°24'	2.125
EL COCO, ALAJUELA	09°59'	84°12'	1.888
EL DESPERADO	09°37'	83°42'	2.546
EL GATO	09°42'	83°41'	6.820
EL GUARCO	09°50'	83°35'	1.534
EL MUNDO	09°41'	83°52'	2.372
ESPARTA	09°59'	84°40'	2.783
ESQUINAS, GOLFITO	08°44'	83°17'	4.474
FLANERIA	10°28'	83°33'	1.888
GALFITO	09°29'	83°10'	4.912
GARCIA	10°02'	84°19'	3.321
GAUCHA	09°02'	83°02'	2.299
HILICHALLE	10°02'	84°21'	2.331
LA ARGENTINA	09°47'	83°57'	1.485
LA CANGREJA	10°04'	83°04'	2.355
LA RONDIA	10°16'	85°00'	2.508
LAS JUNTAS, ABANGARES	10°04'	83°22'	3.492
LA LOCA	10°02'	83°39'	3.531
LA PALMA, MORAVIA	09°21'	83°34'	2.650
LA SUTZA, TURRALBA	10°32'	83°26'	1.634
LIBERIA, GUANACASTE	10°02'	83°03'	2.380
LIMON	10°12'	83°44'	4.475
LOS DIAMANTES	10°29'	84°23'	3.302
LOS LLANOS, SAN CARLOS	09°54'	83°42'	2.548
MARGARITA, TALAMANCA	10°19'	84°49'	2.283
MONTIVERDE, GUANACASTE	09°31'	83°25'	2.639
MORAVIA, CHIRIQUI	09°48'	83°22'	1.835
NACRICO	10°04'	84°34'	2.474
NAGATAC	10°04'	84°22'	3.497
NARANJO	09°58'	83°02'	2.215
NARANJO, LEFANTO	09°40'	83°51'	1.920
NEVADO, CARTAGO	10°09'	83°27'	2.542
NEVOYA	09°32'	83°42'	2.358
NEVOYA, TALAMANCA	09°27'	83°49'	2.422
OJO DE AGUA, PEREZ ZELEDON	09°59'	84°12'	1.841
OJO DE AGUA, SAN RAFAEL	09°49'	83°51'	1.993
ORQUI, LA GUATIRA	09°48'	83°21'	2.122
ORQUI, LA MARSA	09°53'	84°31'	2.174
ORQUIVA	09°51'	83°48'	2.342
PACAYAS	09°49'	83°30'	2.821
PACUARE	10°04'	84°25'	2.061
PALMARIS	08°57'	83°28'	3.358
PALMAR SUR	09°45'	83°52'	2.184
PANDORA	09°30'	83°52'	1.734
PANAZO, CARTAGO	09°54'	83°37'	4.070
PARITA	09°48'	83°33'	2.788
PATATELLO	09°31'	84°10'	2.557
PECARE, QUIROS	10°19'	83°21'	1.744
PERITO NUMO, NICOYA	10°26'	84°00'	4.290
PERITO VIEJO, SARAPIQUI	09°58'	84°40'	1.401
PUNTARENAS	09°51'	84°19'	2.680
PURICAL	10°24'	84°28'	2.512
QUEBRADA AZUL, SAN CARLOS	10°50'	83°30'	2.174
QUEBRADA GRANDE	09°26'	84°09'	2.882
QUIROS	09°57'	83°54'	2.499
RANCHO REDONDO	09°18'	83°29'	2.678
REPUITA, PEREZ ZELEDON	08°42'	83°29'	2.832
RINCON DE OSA	09°48'	83°50'	2.160
RO MACHO, EL LLANO	10°42'	83°04'	2.083
RO MACHO, SAGACES	09°54'	82°32'	1.437
SAN CARLOS DURAN	11°08'	84°08'	1.836
SAN CARLOS, NICARAGUA	09°27'	83°42'	2.923
SAN ISIDRO DEL GENERAL	10°01'	84°08'	2.240
SAN JOAQUIN DE FLORES	09°04'	84°03'	1.978
SAN JOSE	10°01'	84°18'	1.945
SAN JOSE COTO, ALAJUELA	09°40'	84°02'	2.112
SAN MARCOS, TARRAZU	10°00'	84°41'	1.936
SAN MIGUEL, BARRANCA	10°18'	84°11'	3.307



ESTACION	LAT N	LONG W	PREC ANUAL EN MM
SAN RAFAEL DE POAS	10°04'	84°14'	3.280
SAN RAMON	10°05'	84°29'	2.016
SAN VITO DE JAVA	08°50'	83°00'	4.021
SANTA ANA, SAN JOAQUIN	09°36'	84°09'	1.939
SANTA CRUZ, GUANACASTE	10°18'	83°37'	2.074
SANTO DOMINGO, EL POBRE	10°02'	84°10'	3.078
SARAPIQUI, MAGSACAT	10°27'	84°02'	4.353
SIBUBRES	10°06'	83°31'	3.719
TABANO	09°44'	83°42'	4.660
TACACOSI, ALAJUELA	10°02'	84°12'	3.034
TAPANTI	09°47'	83°48'	2.609
TARRAZU	09°30'	84°04'	2.091
TAUS	09°07'	83°42'	4.680
TERRAS MORENAS	10°34'	83°02'	2.470
TILARAN	10°28'	84°39'	2.230
TRES ROS, HACIENDA CONCEPCION	09°40'	83°32'	2.890
T.SIS	09°53'	83°59'	2.700
TUCURIQUE	09°42'	83°46'	2.540
TURRALBA I.C.A.	09°51'	83°42'	2.410
TURRALBA	09°23'	83°31'	2.687
TURRUCARES	09°58'	84°19'	1.940
UPALA	10°54'	85°01'	2.354
YARA BLANCA	10°10'	84°10'	2.253
YUCA MILS	09°34'	83°41'	2.580
YUCUMAN, LLENOS ASES	09°14'	83°27'	2.351
ZARCO	10°11'	84°24'	2.000

Fig. II-3-3 Isohetal Map of Costa Rica

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes the need for transparency and accountability in financial reporting.

2. The second part of the document outlines the various methods and techniques used to collect and analyze data. It covers both qualitative and quantitative research approaches, highlighting their strengths and limitations.

3. The third part of the document focuses on the ethical considerations surrounding data collection and analysis. It discusses the importance of informed consent, confidentiality, and the responsible use of data.

4. The fourth part of the document provides a detailed overview of the statistical methods used in the study. It includes a discussion of descriptive statistics, inferential statistics, and regression analysis.

5. The fifth part of the document presents the results of the data analysis. It includes a series of tables and graphs that illustrate the findings of the study.

6. The sixth part of the document discusses the implications of the study's findings. It explores the potential applications of the research and offers suggestions for future research.

7. The seventh part of the document provides a summary of the key findings and conclusions of the study. It reiterates the importance of the research and its contribution to the field.

8. The eighth part of the document includes a list of references and a list of figures. The references cite the sources of information used in the study, and the figures provide a visual representation of the data.

9. The ninth part of the document contains a list of appendices. These appendices provide additional information and data that are not included in the main body of the document.

10. The tenth part of the document is the conclusion. It summarizes the overall findings of the study and offers final thoughts on the research.

11. The eleventh part of the document is the index. It provides a list of page numbers for each section of the document, making it easier for readers to find specific information.

12. The twelfth part of the document is the glossary. It defines key terms and concepts used throughout the document, ensuring that all readers have a clear understanding of the terminology.

13. The thirteenth part of the document is the list of figures. It provides a detailed description of each figure and its location in the document.

14. The fourteenth part of the document is the list of tables. It provides a detailed description of each table and its location in the document.

15. The fifteenth part of the document is the list of references. It provides a list of all the sources cited in the document, including books, articles, and websites.

16. The sixteenth part of the document is the list of figures. It provides a list of all the figures included in the document, including charts, graphs, and diagrams.

17. The seventeenth part of the document is the list of tables. It provides a list of all the tables included in the document, including data tables and summary tables.

18. The eighteenth part of the document is the list of references. It provides a list of all the sources cited in the document, including books, articles, and websites.

19. The nineteenth part of the document is the list of figures. It provides a list of all the figures included in the document, including charts, graphs, and diagrams.

20. The twentieth part of the document is the list of tables. It provides a list of all the tables included in the document, including data tables and summary tables.

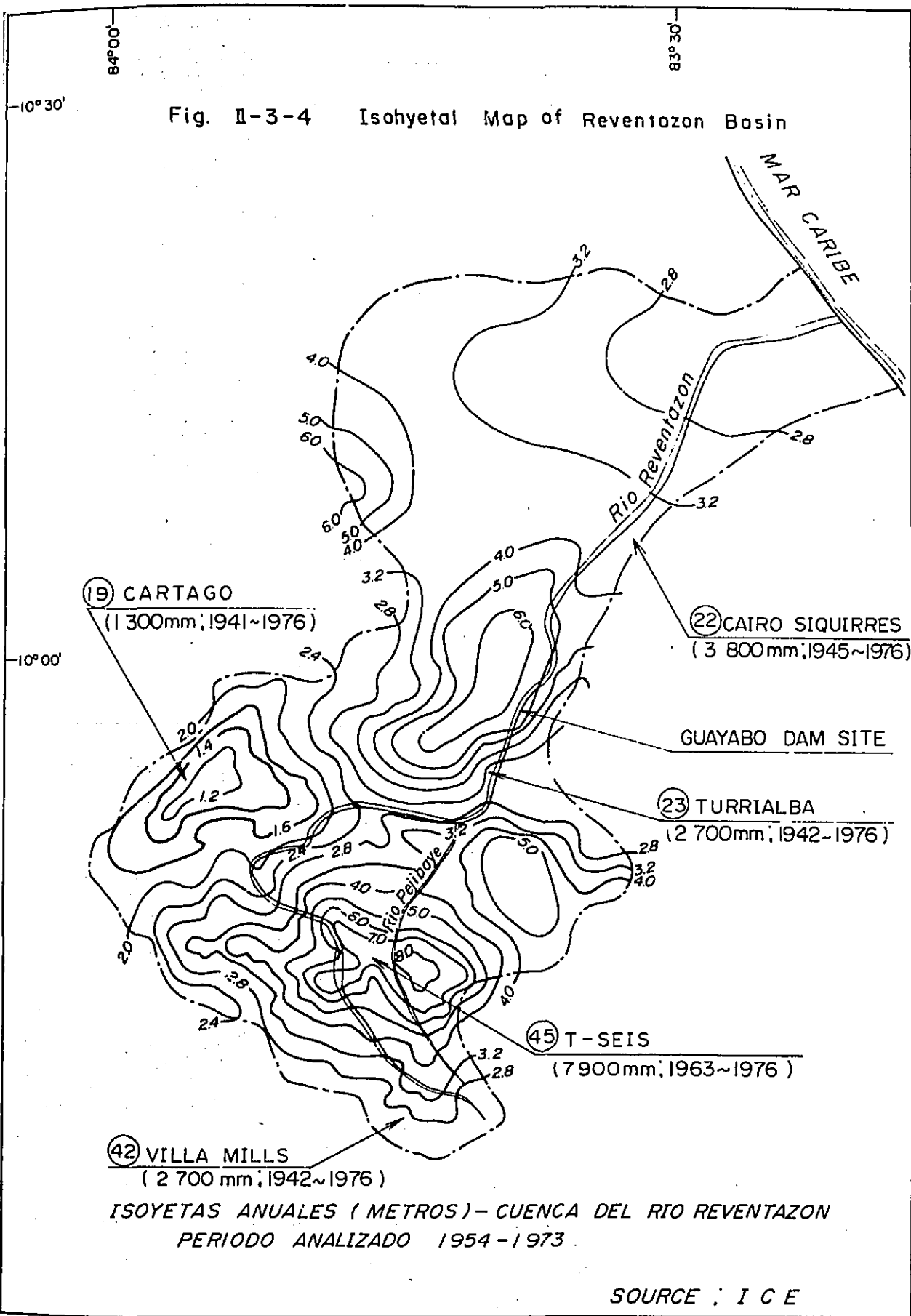


Fig. II-3-4 Isohyetal Map of Reventazon Basin

(42) VILLA MILLS
(2 700 mm ; 1942~1976)

ISOYETAS ANUALES (METROS) - CUENCA DEL RIO REVENTAZON
PERIODO ANALIZADO 1954 - 1973 .

SOURCE : I C E

Fig. II-3-5 Monthly Precipitation

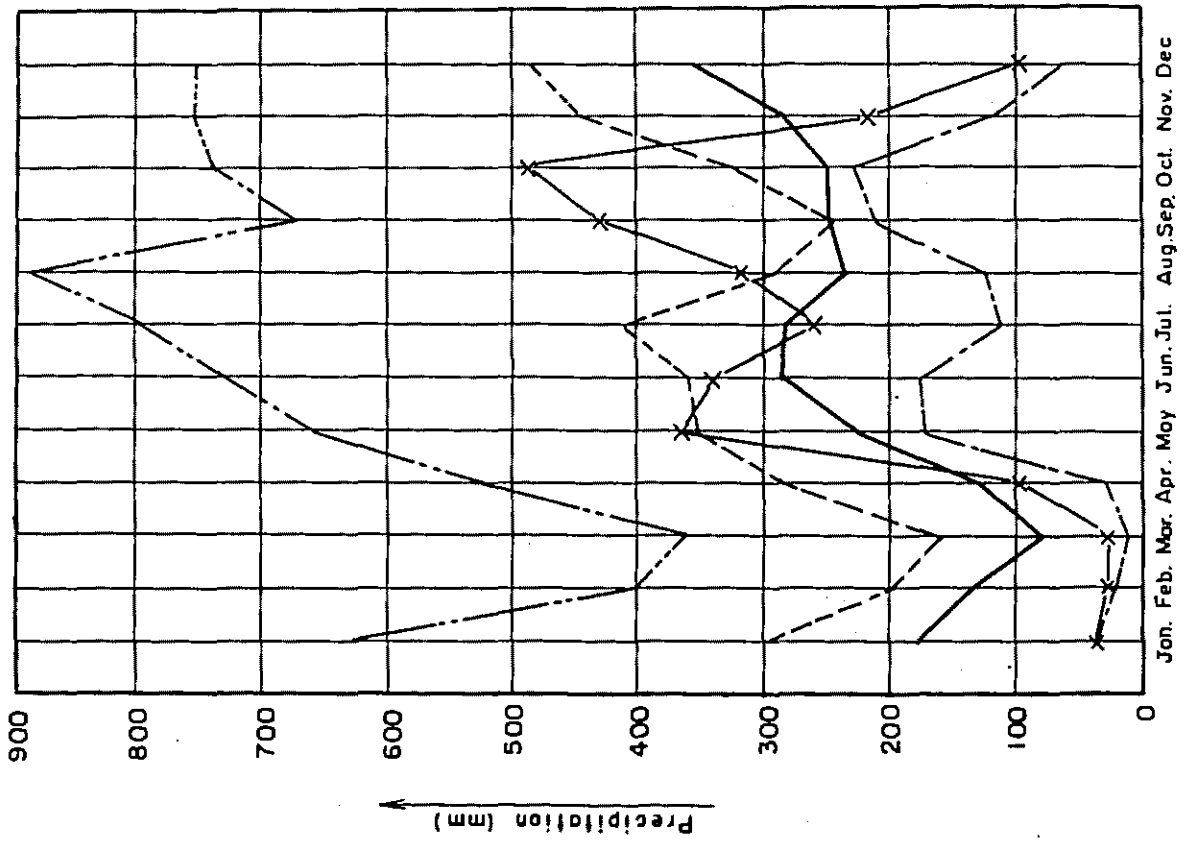


Fig. II-3-6 Monthly Rainy Days

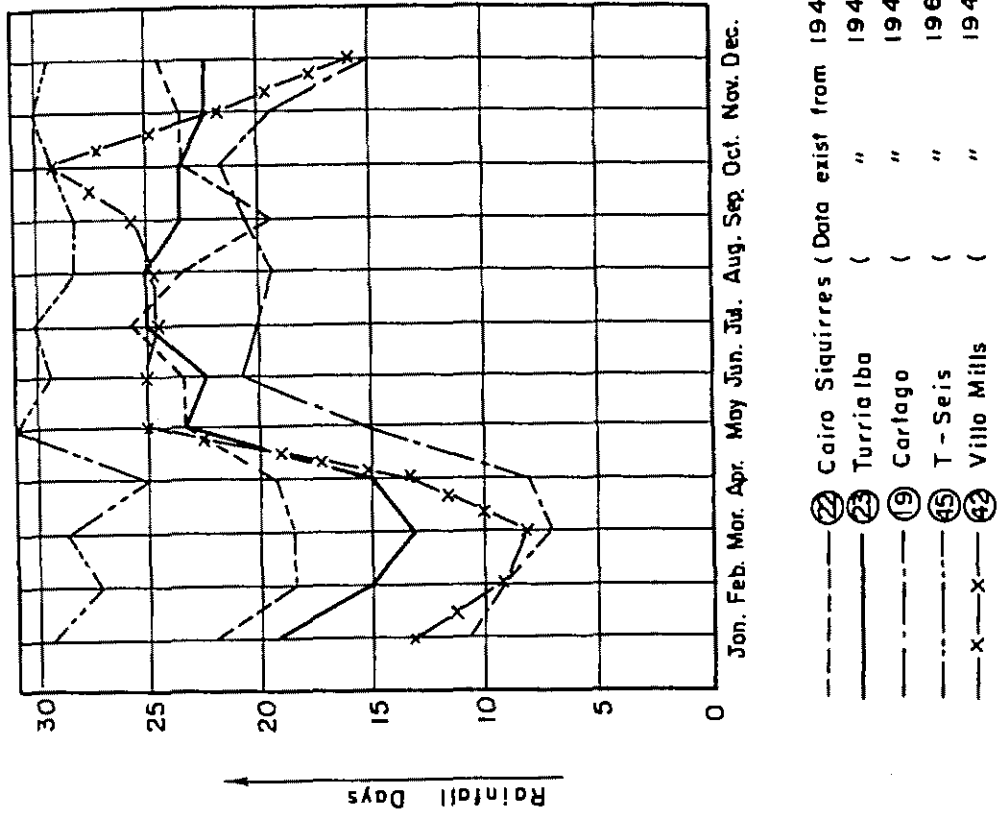
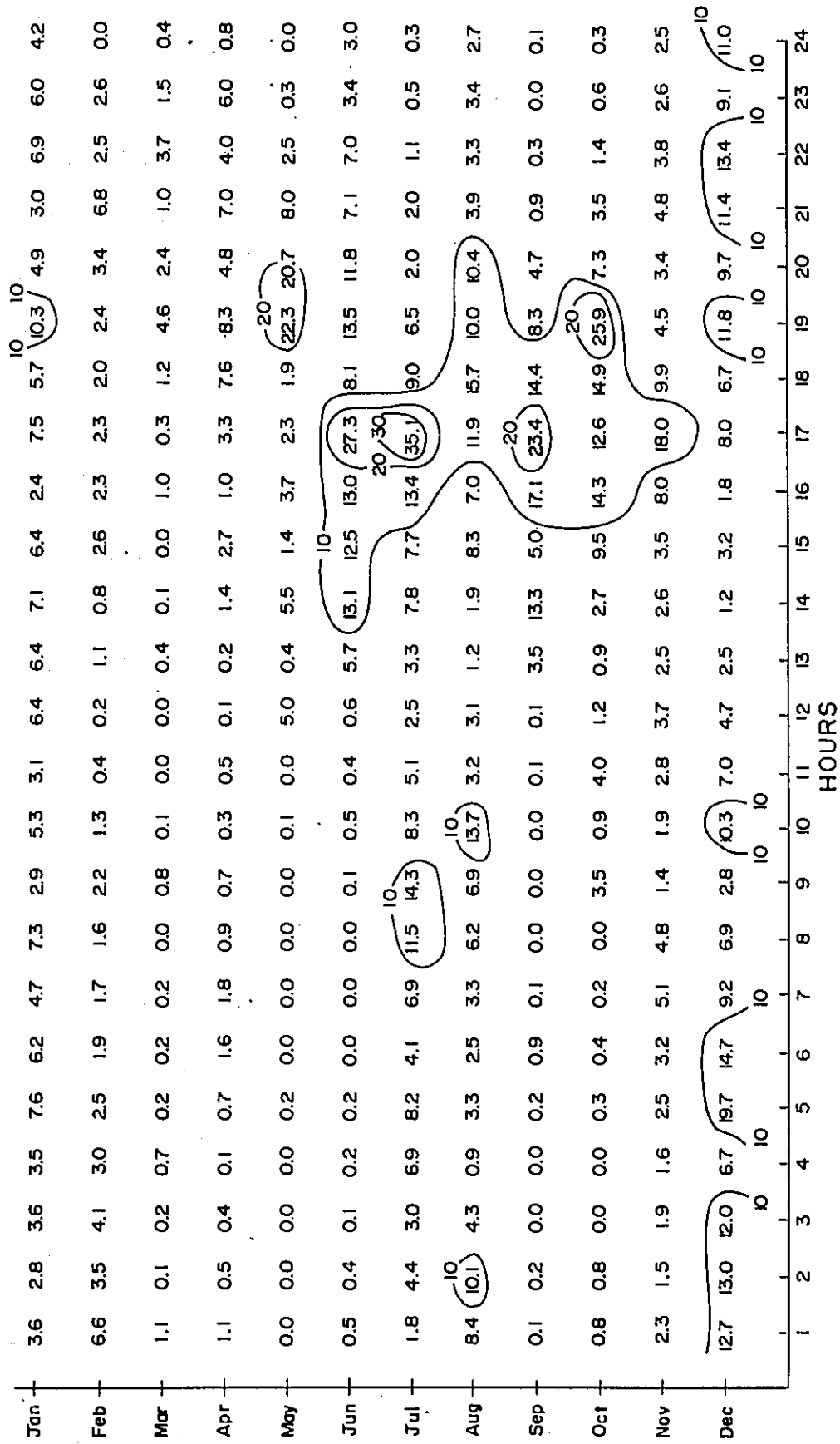


Fig. II-3-7 Hyetograph of 1-Hour Rainfall (mm) in Average Year
 Data from 1974 to 1975 (23) Turrialba



SOURCE : I C E

Fig. II-3-8 Annual Precipitation

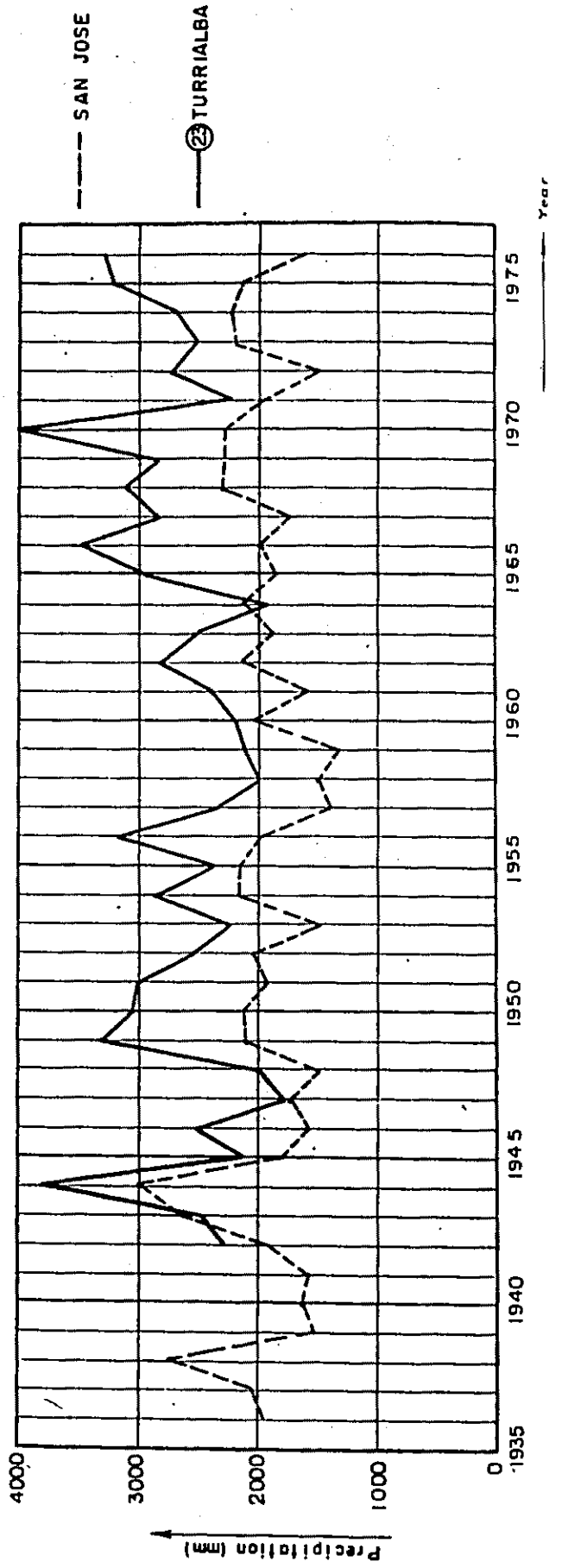
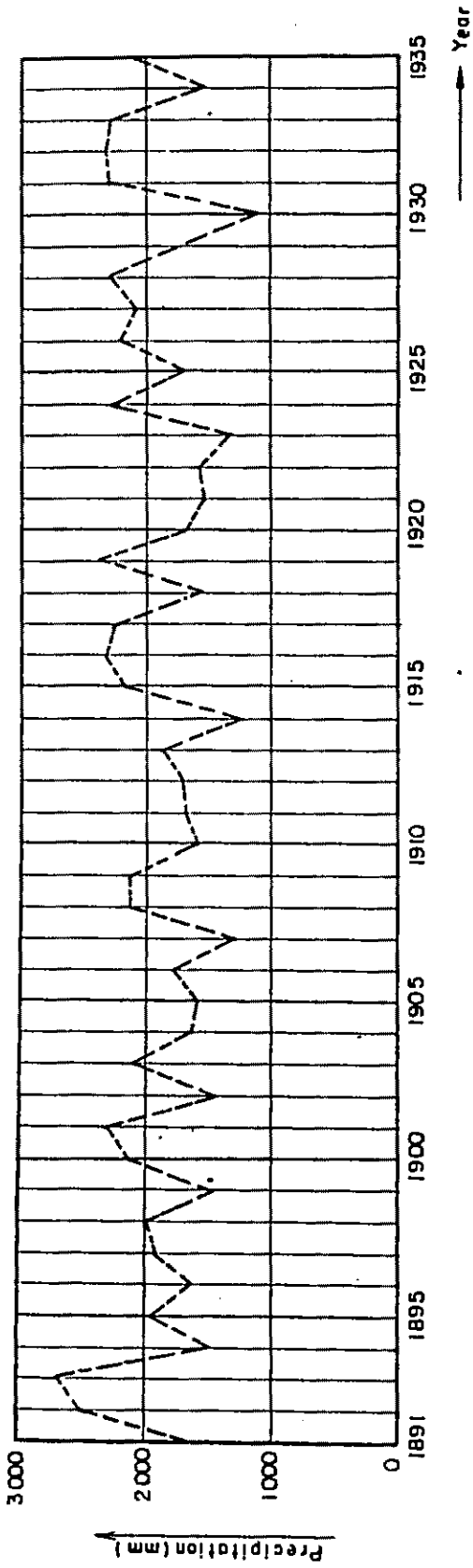
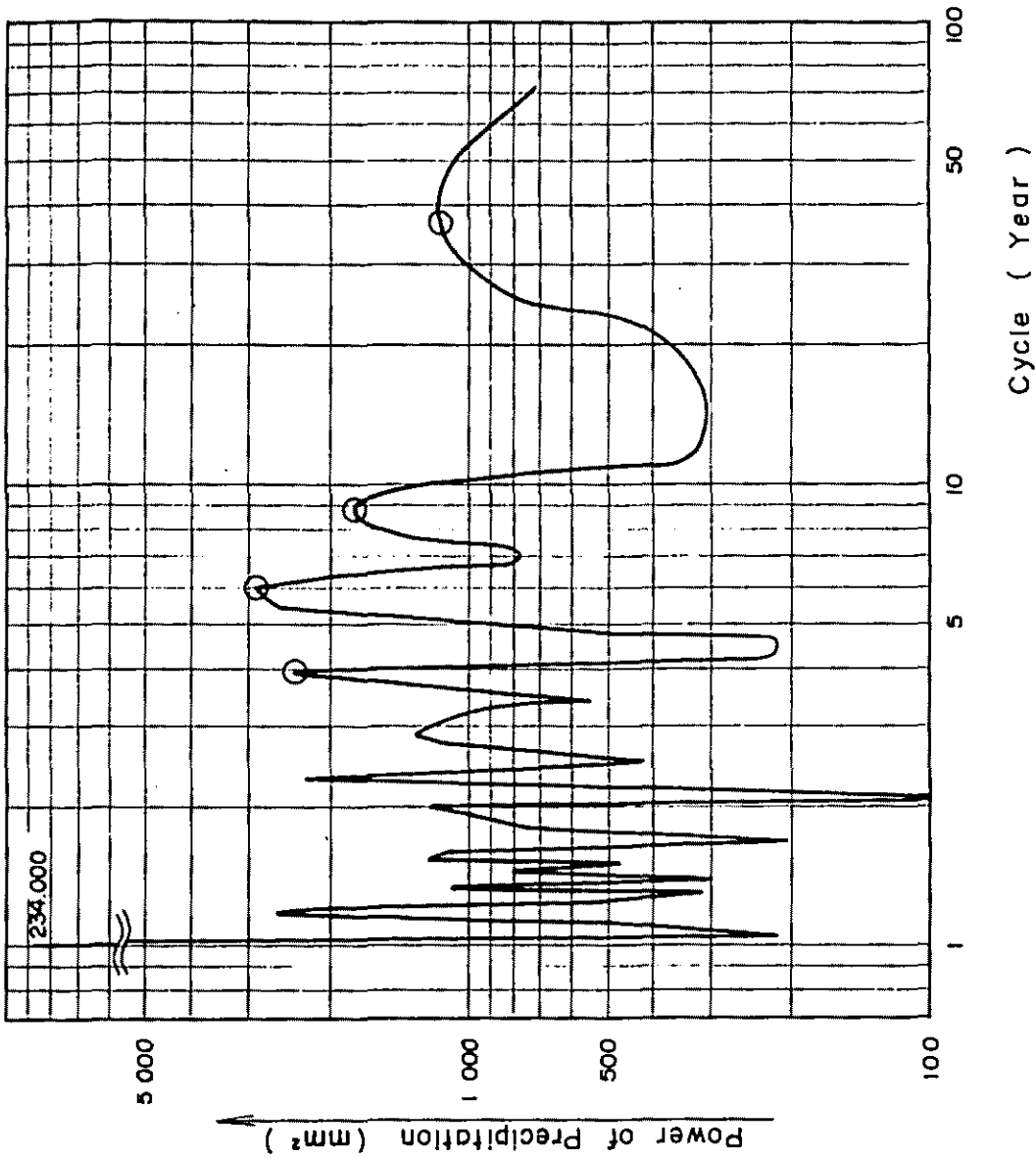


Fig. II-3-9 Power Spectrum of Precipitation at San Jose



3.5 河川流量

主要な測水所の1964年から1973年までの月別平均流量はTable II-3-5に示すとおりである。比流量(流域面積100 ㎞²当り流量)をTable II-3-6に示す。

これによれば、Angostura 測水所の比流量は9.01 m³/secである。他の測水所のそれとの比較は次のとおりである。

- (1) 本流に位置する他の測水所すなわちCachi, Corodicillal およびPascuaの比流量は、Angosturaのそれに比較すれば0.86から1.12倍であり、ほぼ等しいといえる。
- (2) 支流Pejibaye 川に位置する測水所すなわちEl Humo およびOrienteの比流量は、Angosturaのそれに比較すれば、1.79から1.94倍で極めて大きい。これは3.4.1項で述べた如くPejibaye 川流域の雨量が極めて多いことによる。

Angostura 測水所の1959年から1976年までの最近18ヶ年間の月別平均流量、最大および最小流量はTable II-3-7に示すとおりである。

これによれば、Angostura 測水所の18ヶ年間の年平均流量は113 m³/secである。

各年の流況を表II-3-8およびFig. II-3-10に示す。18ヶ年間の平均流況は次のとおりである。

流 況 (日)	95	185	275	355
流 量(m ³ /sec)	140	101	63.7	38.1

各月の18ヶ年平均の流況をFig. II-3-11に示す。

Turrialba 観測所の月間降雨量とAngostura測水所の月平均流量のそれぞれの経年変化はFig. II-3-12に示すとおりである。

3.6 気温・湿度および蒸発

気温、湿度および蒸発に関する資料はTable II-3-9に示すとおりである。

蒸発については、流量に及ぼす影響が少ないと判断してこれを無視することとする。

Table II-3-5 Monthly Average Run-off Data at Gauging Stations

Station	Catchment Area(km ²)	(Unit: m ³ /sec)												
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Basin: Reventazon														
① Angostura	1337	98.5	81.0	57.2	82.4	97.1	127.8	131.5	145.3	154.0	173.5	150.0	150.1	121
② El Humo	137	18.8	15.7	11.2	17.9	23.1	27.6	24.7	32.0	30.3	30.7	28.8	26.6	24.0
③ Montecristo	64.6	4.6	3.4	2.5	3.1	3.9	6.2	6.5	8.1	8.4	8.0	6.6	7.3	5.7
④ Cachi	690	44.4	32.1	23.1	29.3	38.2	56.2	57.1	67.6	74.4	76.7	74.7	66.7	53.4
⑤ Cordocillal	253	23.0	16.6	11.4	16.4	20.7	26.8	26.5	30.8	31.5	33.1	36.1	34.2	25.6
⑦ Oriente	227	26.0	21.0	15.2	26.7	34.9	44.4	36.7	48.7	47.5	50.3	45.2	41.6	36.5
⑩ Pascua	1673	137.4	115.4	83.9	115.8	127.2	175.3	173.4	180.3	202.9	210.3	195.8	205.3	160
Basin: Pacuare														
⑬ Pacuare	367	31.0	23.3	16.9	26.5	34.1	47.3	36.2	42.0	50.8	57.0	54.4	55.1	39.6
⑭ Dos Mantanas *	652	57.9	44.0	28.8	51.0	56.6	72.5	64.7	68.2	75.6	84.0	95.3	107.0	67.1

Note: Average from 1964 to 1973

* The data contain data at Siquirres G. S. (C. A. = 657 km²)

Table II-3-6 Specific Run-off at Gauging Stations

Station	Catchment Area(km ²)	Specific Run-off (Unit: m ³ /sec/100 km ²)										Average	Ratio
		1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973		
Basin: Reventazon													
① Angostura	1337	7.36	8.30	9.65	9.05	9.57	8.00	13.53	8.98	7.35	8.30	9.01	1.00
② El Humo	137	15.2	18.2	19.9	16.3	18.3	15.3	23.2	17.3	15.0	16.1	17.5	1.94
③ Montecristo	64.6	6.83	8.40	8.50	8.76	8.95	7.26	12.86	10.19	7.66	9.06	8.85	0.98
④ Cachi	690	7.30	7.49	7.91	7.14	8.30	7.46	10.87	7.64	6.09	7.06	7.73	0.86
⑤ Cordocillal	253	7.35	8.10	10.20	8.66	10.67	9.60	15.77	11.02	9.33	10.08	10.1	1.12
⑦ Oriente	227	13.2	13.9	17.1	15.2	16.6	14.4	22.3	16.8	14.9	16.1	16.1	1.79
⑩ Pascua	1673	7.23	8.55	10.76	10.82	9.98	9.50	14.94	8.91	7.35	7.65	9.57	1.06
Basin: Pacuare													
⑬ Pacuare	367	8.17	9.26	11.44	9.62	11.90	10.27	17.84	9.97	9.48	9.59	10.8	1.20
⑰ Dos Montanas	652	7.02	9.14	10.70	9.57	11.19	9.77	17.58	8.96	8.97	9.59	10.2	1.13

Table II-3-7 Monthly Run-off at Angostura Gauging Station

(Unit: m³/sec)

Item	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Max.	580	569	230	2630	310	378	430	374	411	298	900	1660	Max. (2630)
Mean *	87.9	68.0	50.8	66.6	87.2	131	130	134	148	154	151	144	113
Min.	33.9	28.4	23.8	20.9	26.4	54.8	54.3	53.3	62.1	77.5	60.2	46.0	Min. (20.9)

Note: Mean from 1959 to 1976

Max., Min.; Daily run-off

Table II-3-8 Run-off Duration at Angostura Gauging Station

Catchement Area 1337 km² (Unit: m³/sec)

Year	Max.	95 day	185 day	275 day	355 day	Min.	Mean
1959	757	111	79.9	37.3	24.7	22.9	85.9
1960	457	114	87.6	55.2	35.5	32.6	96.9
1961	544	122	92.0	49.6	28.1	25.8	95.3
1962	900	141	98.8	52.8	32.2	29.6	115
1963	376	130	96.2	69.3	47.2	39.4	107
1964	340	137	88.8	46.0	24.6	23.4	98.5
1965	377	141	108	71.0	35.0	31.0	111
1966	593	148	119	93.0	43.0	36.0	129
1967	298	148	116	84.0	44.0	38.0	121
1968	468	161	126	82.5	48.0	33.9	128
1969	742	138	90.6	47.0	32.5	27.8	107
1970	2630	188	142	98.0	55.0	46.0	181
1971	430	154	108	73.5	54.4	47.0	120
1972	497	118	85.3	65.6	42.7	28.9	98.4
1973	523	140	96.6	51.4	26.0	20.9	111
1974	873	130	93.8	63.8	46.6	22.0	108
1975	907	168	100	43.9	32.5	24.2	117
1976	429	124	92.0	63.1	33.8	26.8	102
Average	-	140	101	63.7	38.1	-	113

Fig. II-3-10 Run-off Duration Curve (4-1)

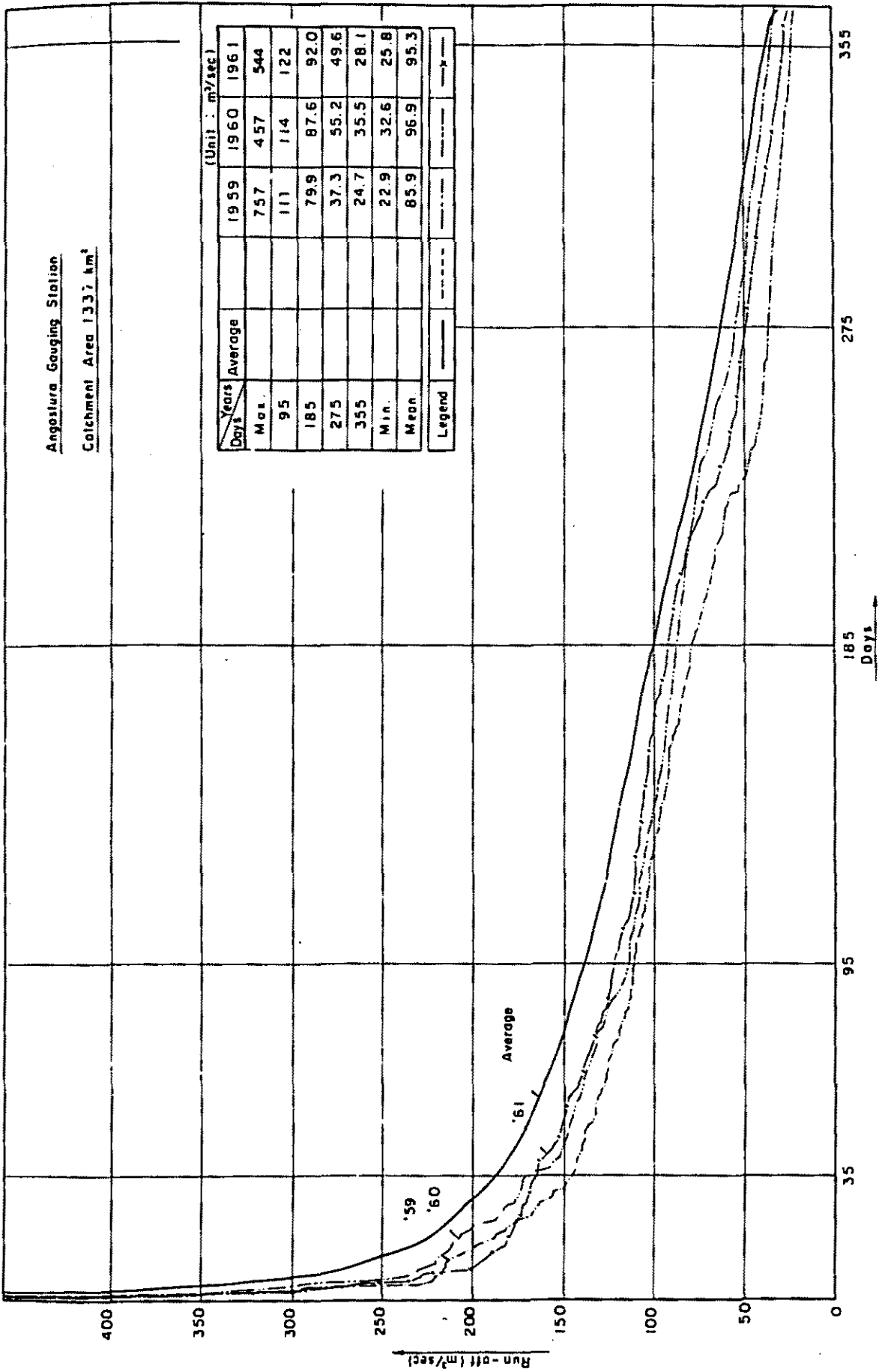


Fig. II-3-10 Run-off Duration Curve (4-2)

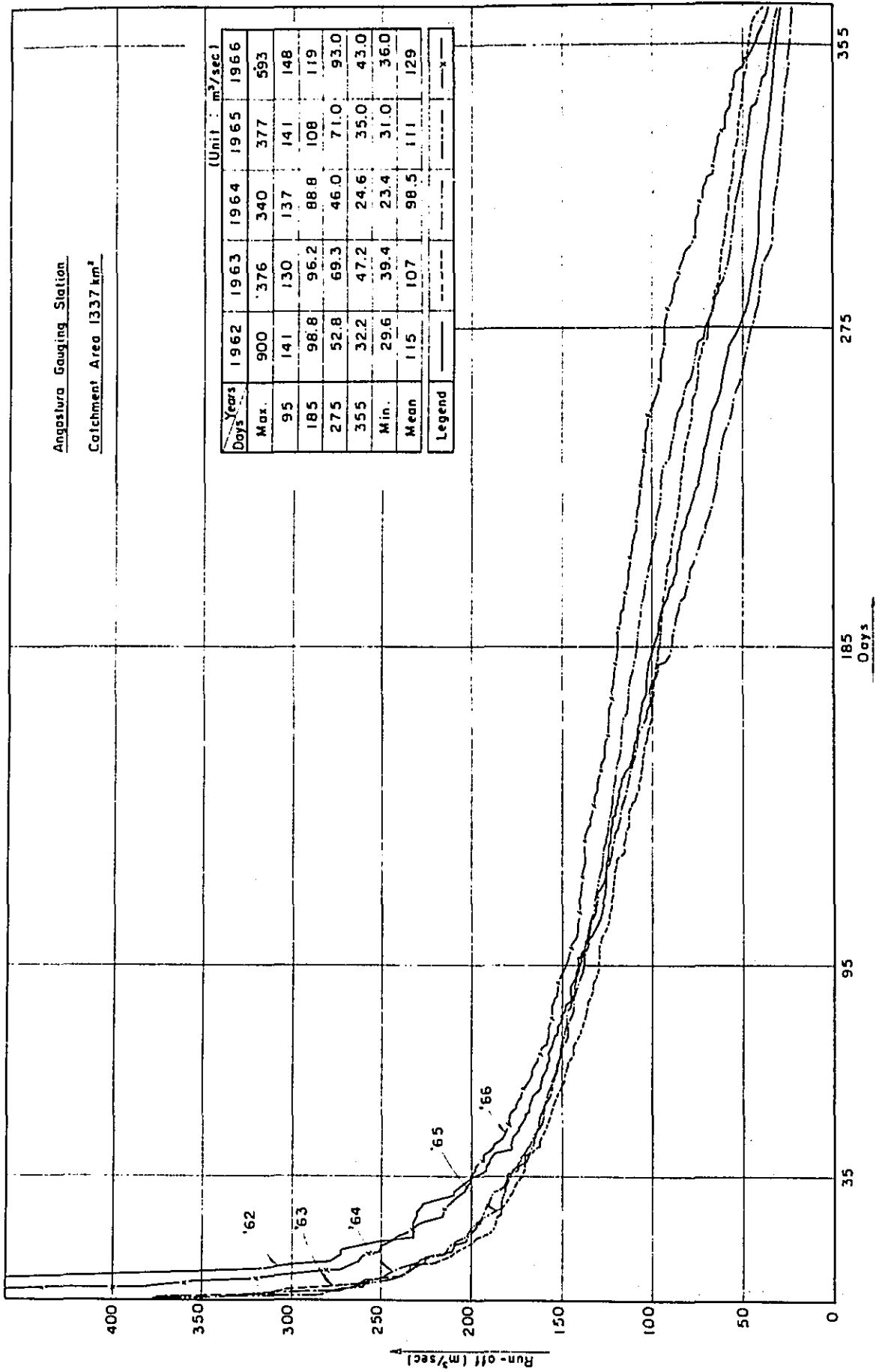


Fig II-3-10 Run-off Duration Curve (4-3)

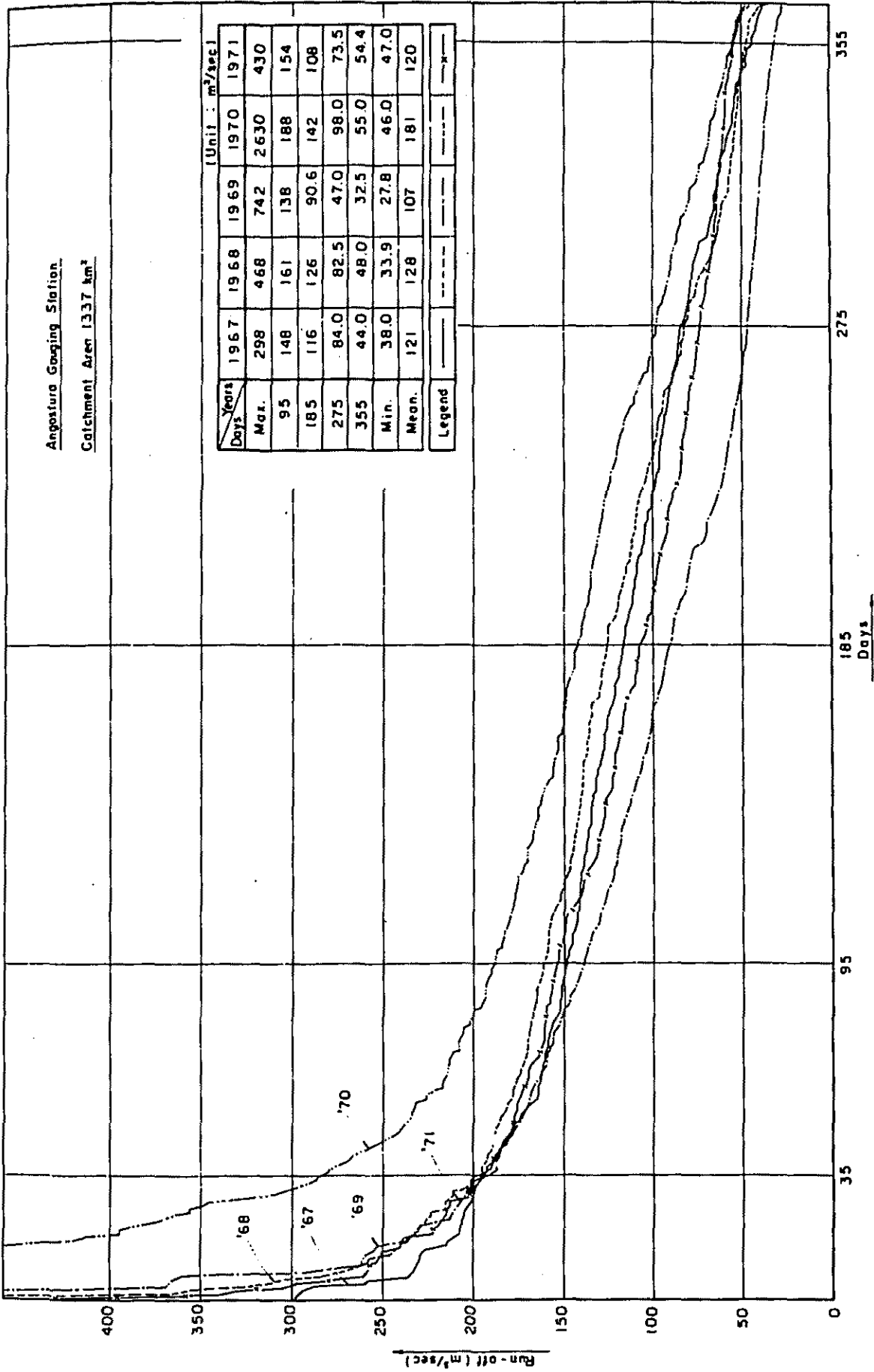


Fig. II-3-10 Run-off Duration Curve (4-4)

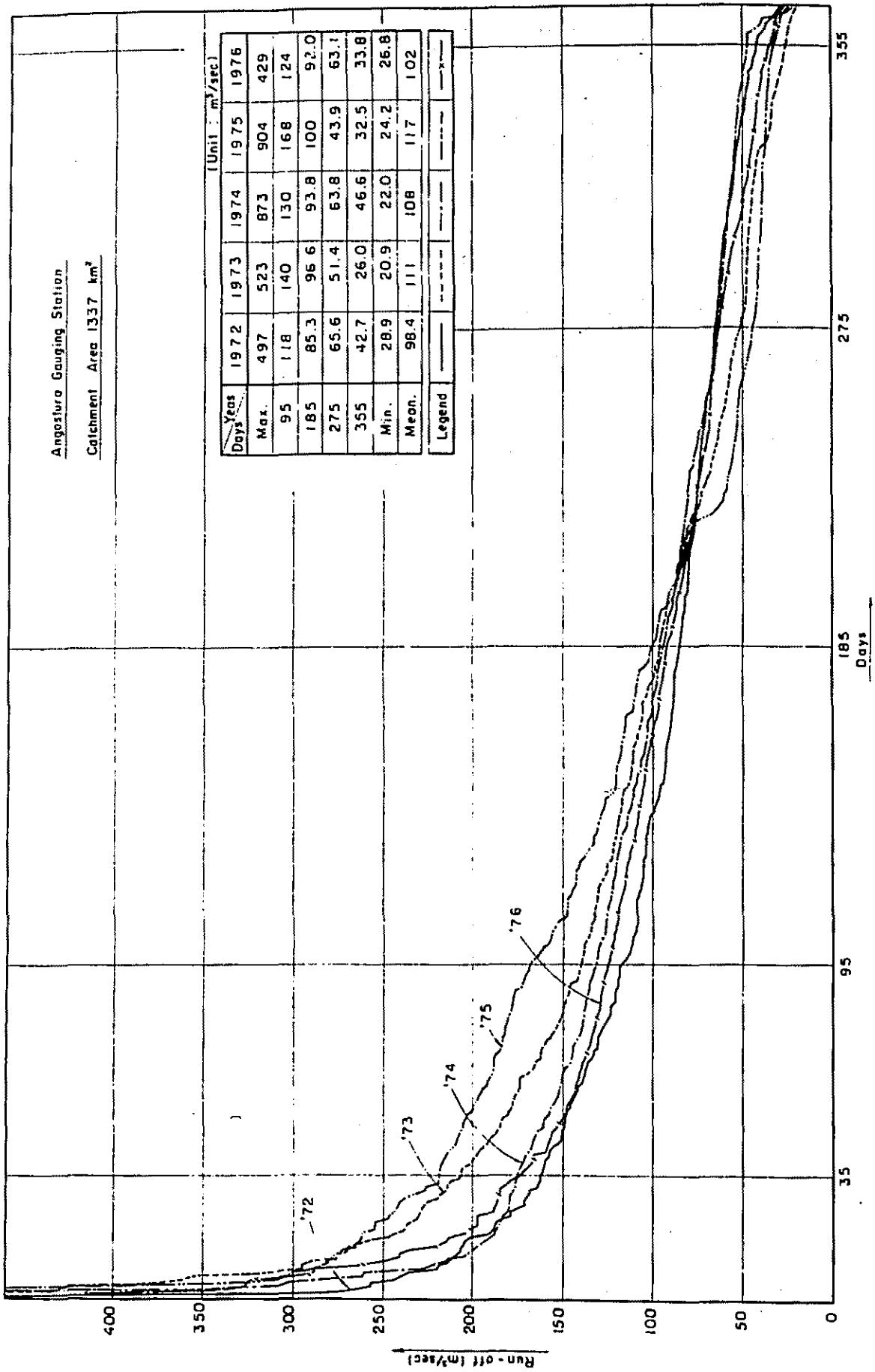
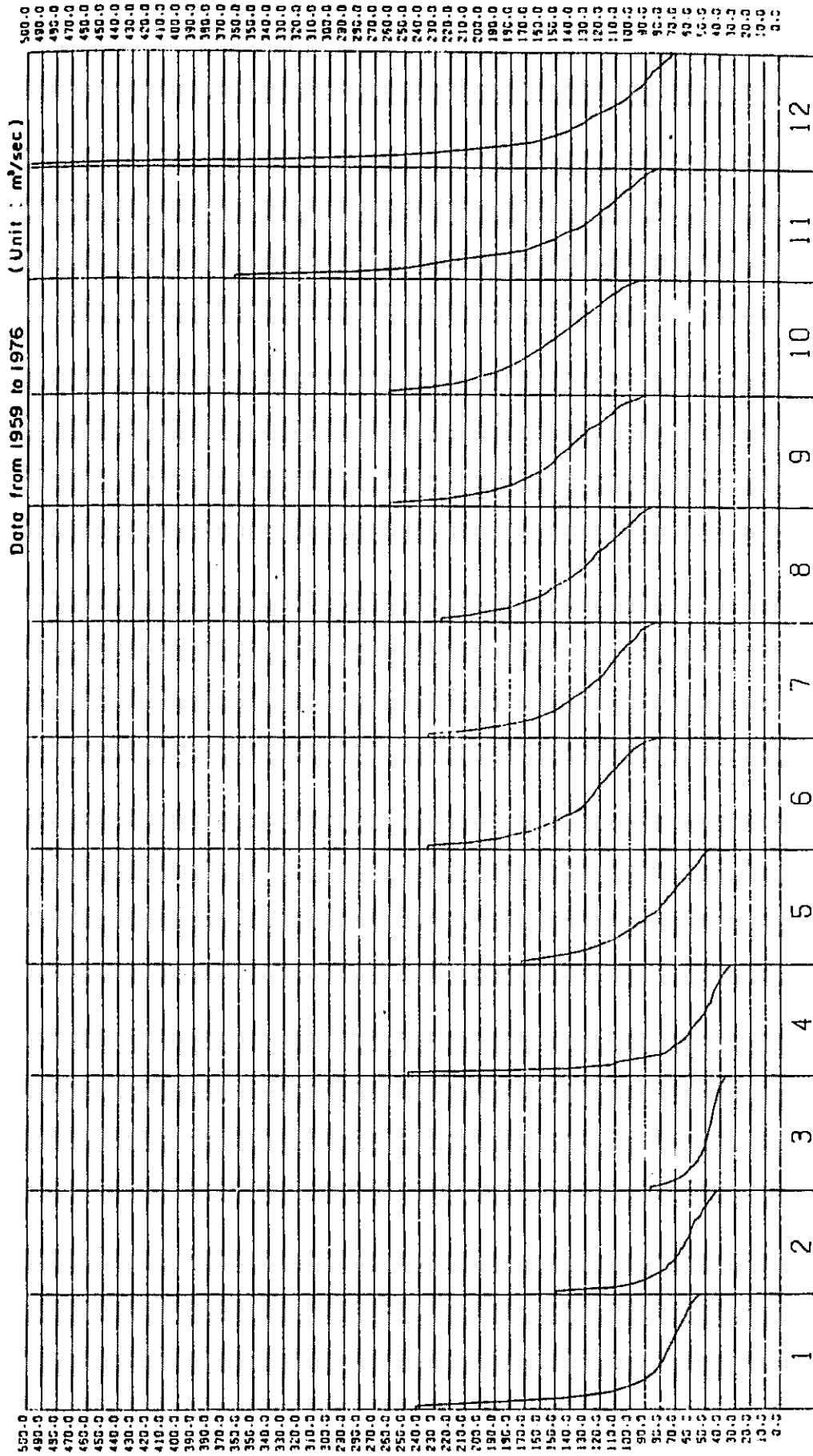


Fig. II-3-11 Monthly Run-off Duration Curve at Angostura G.S.



Note: Parallel x duration curve x See Appendix A-3

Fig. II-3-12 Correlation Between Discharge and Precipitation (2-1)

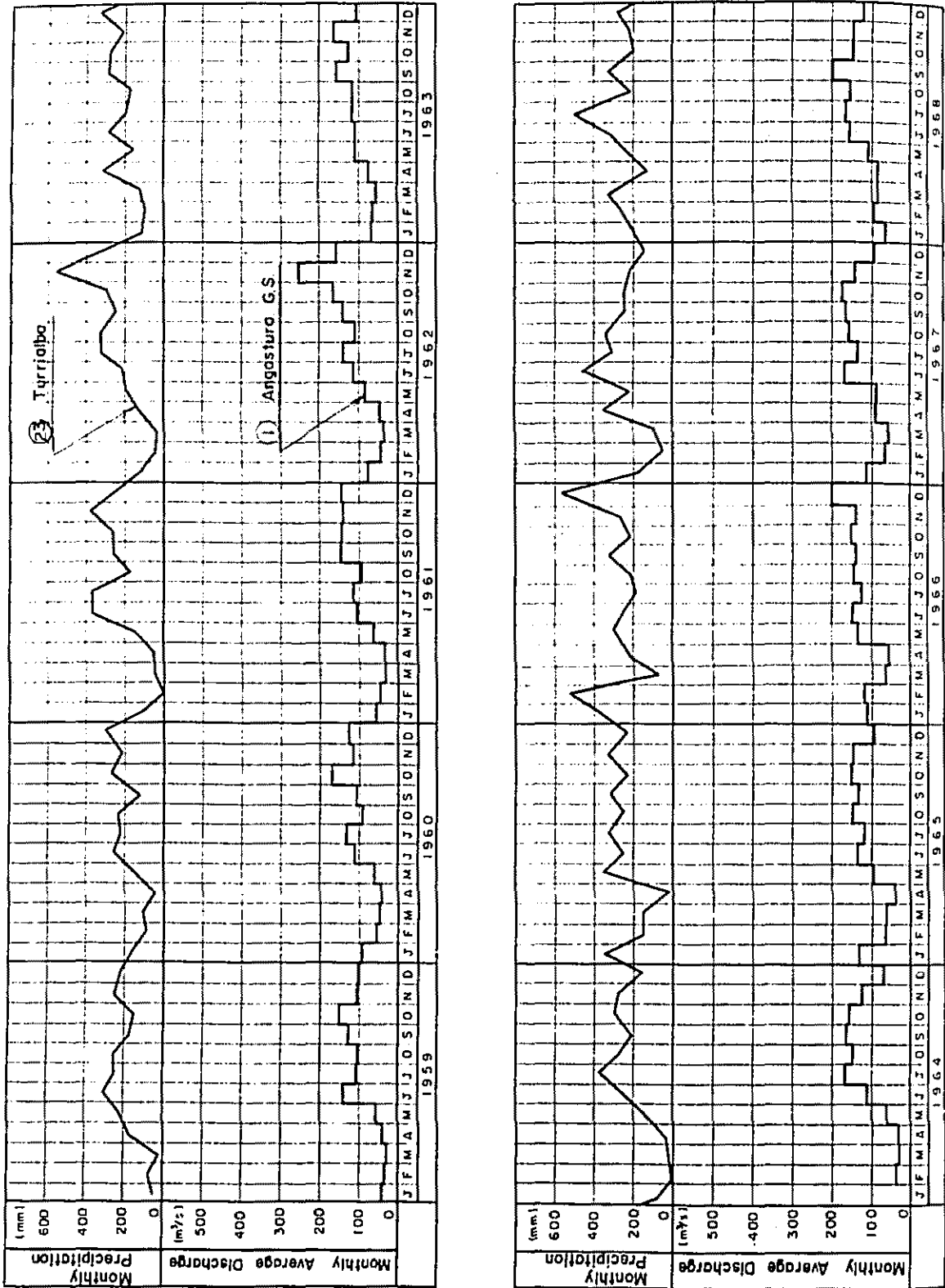


Fig. II-3-12 Correlation Between Discharge and Precipitation (2-2)

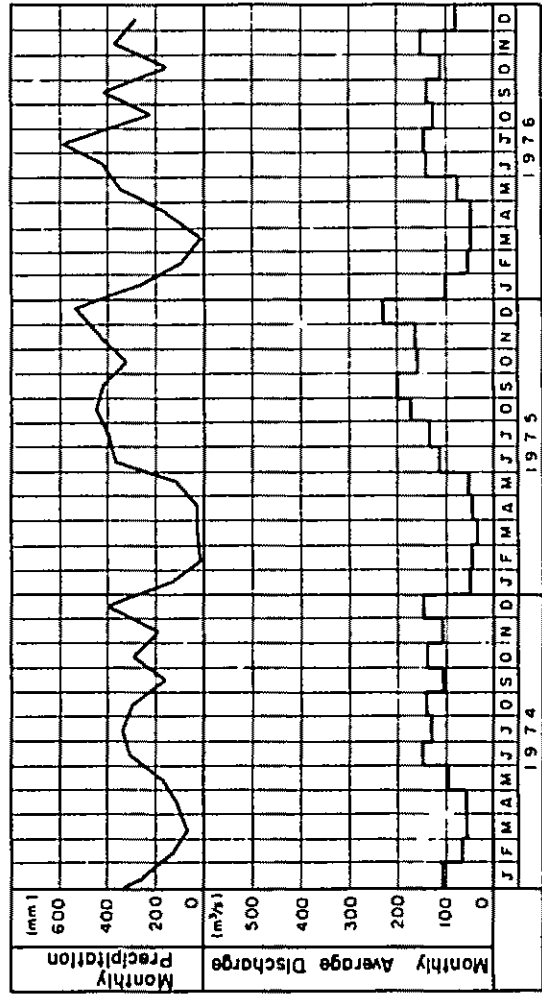
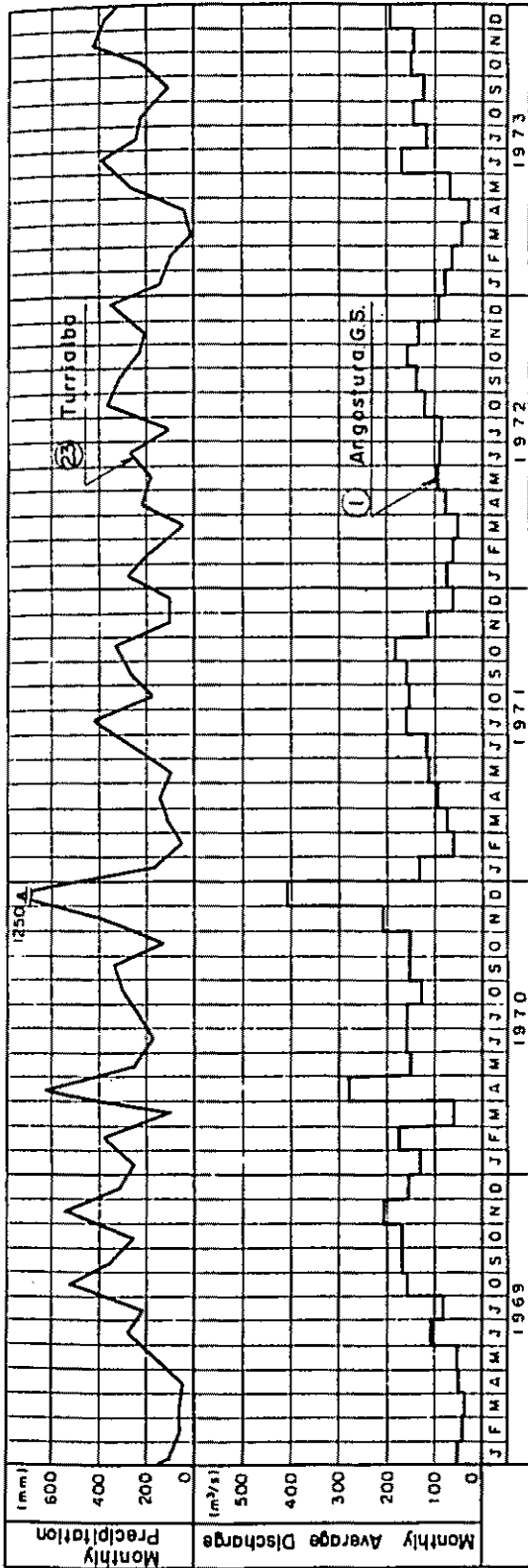


Table II-3-9 Meteorological Data at Turrialba Station

Station	TURRIALBA												
	9° 53'						83° 38'						Altitud
Latitud	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
Precipitation (mm)	175.7	137.1	73.1	129.2	222.6	260.1	288.3	239.6	220.9	246.2	277.1	366.0	2635.9
Evaporation	77.4	92.8	130.5	120.2	114.6	96.9	86.7	91.8	105.4	102.6	82.3	79.1	1180.3
Duration of Sunshine	142.0	146.7	160.1	155.0	144.4	125.8	114.9	132.4	130.8	139.0	126.2	130.4	1647.7
Solar Radiation	371.4	419.7	460.4	469.2	455.0	416.4	378.2	420.5	487.1	418.1	355.3	348.8	5000.1
(Temperature)													
Average (°C)	20.7	20.8	21.6	22.1	22.8	22.8	22.4	22.5	22.6	22.5	21.9	21.0	22.0
Aver. Max.	25.6	26.0	27.0	27.3	27.2	27.8	27.2	27.4	27.8	27.6	26.5	25.8	26.9
Aver. Min.	16.2	16.1	16.7	17.5	18.4	18.6	18.4	18.2	18.1	18.1	17.9	16.8	17.6
Absolute Max.	31.0	30.0	31.3	31.6	31.8	30.0	30.6	29.9	30.7	30.6	29.8	28.3	30.5
Absolute Min.	10.0	10.0	10.7	12.0	13.8	16.2	14.1	15.1	15.0	14.7	14.3	10.6	13.0
(Humidity)													
Aver. Daily (%)	86.8	83.9	84.1	84.4	86.7	88.5	89.9	88.7	88.0	88.5	89.2	88.8	87.3
Aver. Min.	60.2	57.1	54.4	56.2	58.4	60.3	61.9	59.9	56.2	61.0	62.6	63.1	59.3
Absolute Min.	21.0	22.0	24.0	31.0	35.0	37.0	32.0	41.0	30.0	38.0	29.0	27.0	30.6

Source: Data From ICE

3.7 設計洪水量

Guayabo 地点における設計洪水量については、ICE によって検討が行われている。その報告書は次のとおりである。

Informe Hidrologico Preliminar Proyecto Hidroelectrico Amistad ;

Departamento de Estudios Basicos , ICE. Dec , 1974

これによれば、設計洪水量は $8,600 \text{ m}^3/\text{sec}$ と推定されている。種々検討の結果、この設計洪水量は妥当なものと判断される。

一方、ICE では Angostura 測水所の既往洪水量を見直し中であり、デフィニット・スタディで再検討することが望ましい。

なお、ダム工事中の洪水量としては下記事項を配慮して定めた。

Guayabo ダムはフィルダムと重力式コンクリートダム（洪水吐用）とのコンバインドダムである。そのため、その施工にあたっては、3 段階の河流処理を行うこととし、それぞれの段階における工事中の設計洪水対象流量は次のとおりとする。

第一段階：フィルタイプダム工事には既往最大流量 $4,200 \text{ m}^3/\text{sec}$ とする。

第二段階：土砂吐および取水口工事には、5 年確率洪水量 $1,600 \text{ m}^3/\text{sec}$ とする。

第三段階：洪水吐工事には、 $800 \text{ m}^3/\text{sec}$ とする。

なお、Angostura 測水所の 18 ヶ年の各年最大流量を Table II - 3 - 10 に示す。

Guayabo 発電所地点における設計洪水量は Siquirres ダム地点のそれから、流域面積比によって算出した $4,300 \text{ m}^3/\text{sec}$ とする。Siquirres ダム地点の設計洪水量は第Ⅲ部第 2 章「水文と地質」に記載してある。

Table II-3-10 Annual Maximum Discharge
 Angostura gauging station
 Catchment Area 1,337 km²

No.	Year	Days	Discharge (m ³ /sec)
1	1959	22 Jun.	370
2	1960	8 Oct.	511
3	1961	26 Dec.	636
4	1962	4 Nov.	1,060
5	1963	9 Dec.	671
6	1964	19 Sep.	693
7	1965	13 Jun.	599
8	1966	26 Dec.	926
9	1967	5 Jun.	569
10	1968	19 Sep.	876
11	1969	24 Nov.	1,660
12	1970	9 Apr.	3,800
13	1971	23 Sep.	683
14	1972	4 Sep.	642
15	1973	10 Dec.	1,000
16	1974	4 Dec.	1,230
17	1975	14 Dec.	1,260
18	1976	4 Jun.	598

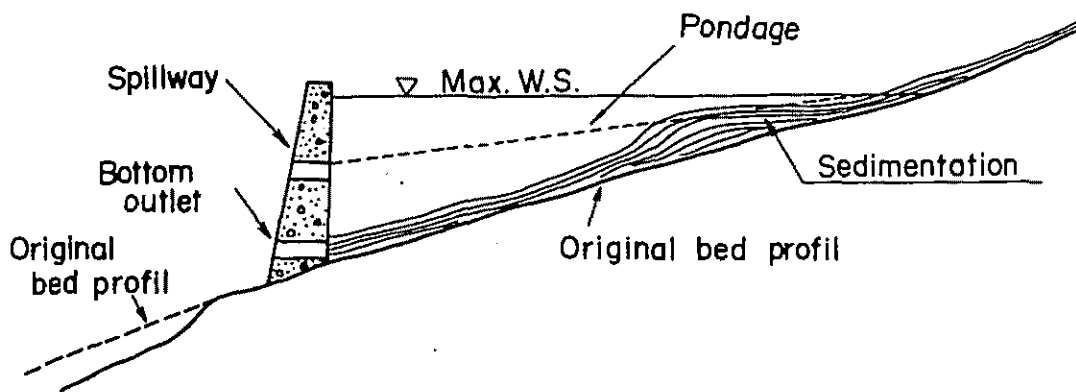
3.8 堆 砂

自然河川にダムを建設することにより、調整池または貯水池が創り出されるが、それらの池の中に堆砂する現象は避け難い。問題は貯水池としての効用性が失われるかどうかである。

一般的にいつて現時点では、堆砂の速度や堆砂のプロセスを解明する工学的方法はまだ確立されていない*。したがって、堆砂現象については、経験的な推測を行わざるを得ない。

多くの貯水池や堆砂のデータによれば、一般に堆砂は Fig II-3-13 に示すようなプロセスで進行する。洪水時には、底部土砂吐や洪水吐を使用することによって粒子の比較的細い堆砂はダムの下流に放出されるが、粗い粒子の堆砂は上流に溜っていく。

Fig. II-3-13 Delta Formation in Pondage



Note ----- Assumed Final Surface of Sedimentation
with a Grade 1/90

同様の現象は、Reventazon 川の Cachi 貯水池にもみられる。その実績値は約 $900 \text{ m}^3/\text{km}^2/\text{year}$ である。一方、Guayabo ダム地点付近の河道には、かなりの堆砂がみられる。したがって、Guayabo 調整池には、かなりの量の土砂が流入すると考えられ、Cachi 貯水池と同様な現象が予想される。

このため、Guayabo ダムには土砂吐を設けることが必要である。洪水時には、この土砂吐と洪水吐を有効に使用することにより、調整池の効用性は確保されるであろう。

本計画の有効貯水容量の算定にあたっては、堆砂の形状を洪水吐のクレストから河川勾配 ($1/45$) の $1/2$ の勾配 ($1/90$) と仮定して行う。

* See "Handbook of Applied Hydrology" Ven Te Chow, Mc Graw-Hill, 1964, p. 17-3

第4章 地質および材料

第4章 地質および材料

4.1 概要および結論	II- 83
4.1.1 地質調査の目的および内容	II- 83
4.1.2 結論と勧告	II- 83
4.2 計画地域の一般地質	II- 88
4.2.1 地 形	II- 88
4.2.2 地 質	II- 88
4.2.3 地 震	II- 95
4.3 主要計画地点の地質	II- 101
4.3.1 流域および調整池地域	II- 101
4.3.2 Guayabo ダム地点	II- 102
4.3.3 導水路トンネル経過地	II- 107
4.3.4 調圧水槽・水圧管路地点	II- 108
4.3.5 発電所地点	II- 108
4.4 建設材料	II- 109
4.4.1 土質材料	II- 113
4.4.2 フィルター材料	II- 113
4.4.3 ロック材料およびコンクリート骨材	II- 113

LIST OF FIGURES

- Fig. II-4-1 General Geological Map of Cartago and Limon Districts
- Fig. II-4-2 Distribution of Earthquakes in Costa Rica
- Fig. II-4-3 Location Map of Proposed Investigation Works for
Construction Materials

LIST OF TABLES

- Table II-4-1 List of Geological Exploratory Works at Guayabo Dam Site
- Table II-4-2 List of Geological Exploratory Works Suggested at
Guayabo Dam Site
- Table II-4-3 Generalized Geologic Sequence of Guayabo Project Area
- Table II-4-4 Outline of Stratigraphic Sequence and Rock type of
Foundation Rock at Sites of Guayabo Project
- Table II-4-5 List of Earthquakes in Costa Rica
- Table II-4-6 Earthquakes around Guayabo Project Area
- Table II-4-7 Unconfined Compressive Strength of Bedrock at Dam Site
- Table II-4-8 Result of Water Pressure Test of Bedrock

LIST OF DRAWINGS

- DWG. No. II-2 Geological Plan of Project Area and Profile of Water Way
- DWG. No. II-3 Geological Plan of Dam Site
- DWG. No. II-4 Geological Profile of Dam Axis
- DWG. No. II-5 Geological Plan and Profile of Intake and Power Station

第4章 地質および材料

4.1 概要および結論

4.1.1 地質調査の目的および内容

この調査の目的は、Guayabo計画に関連する調整池、土木構造物、建設材料などの各地点について、地質工学的な観点からの現地調査と調査結果の解析を行うことによって、最も好ましい地点を選定するとともに、予備設計のための基礎資料を提供することにある。また、調査・解析の結果から各地点の地質上の問題点を明らかにし、詳細設計に入る前に実施すべき、今後の調査工事を立案した。

Guayabo計画に関する地質調査は、ICEによって1974年に開始され、これまでにTable II-4-1に示す調査工事が実施されている。これらの調査工事のうち、ほとんどのボーリングの結果は、計画地点の地表地質踏査結果の所見とともに、ICEの地質技師による下記2冊の報告書に収録されている。

Proyecto Amistad Siquirres Sitio de Presa de Guayabo "Informe Geologico de Reconocimiento" : Jun. 1975

Proyecto Amistad Línea de Tunnel y Casa de Maquinas "Informe de Reconocimiento Geologico" : May. 1975

今回の調査では、計画関連地域の詳細な地質踏査は勿論のこと、現地での立て坑やボーリングコアの観察、および東京での岩石試料の顕微鏡観察とX線分析ならびに弾性波探査結果の簡単な解析をも実施した。

4.1.2 結論と勧告

今回の調査によって得られたGuayabo計画に関する地質工学上の所見を要約すると下記のとおりであり、計画の実現性に疑問を投げかけるような問題は存在しない。しかしながら、詳細設計、施工計画および工事費積算を行うためには、今後さらに明らかにすべき問題が残されており、Table II-4-2に掲げる調査工事が必要である。

(1) Guayabo 調整池地域

Guayabo調整池地域内には、池の水密性のうえで問題となる地層は存在しない。また、洪水に伴い調整池周辺斜面が大きい地すべりや崩壊を起す可能性はない。

(2) Guayabo ダム地点

基盤を成す第三紀砂層岩類は、軟岩ではあるが、計画されている高さ40m前後のコンクリートダムおよびフィルタイプダムの基盤として十分な強度を有し、低圧カーテングラウトによって、十分な遮水性が得られるものと判断される。

Table II-4-1 List of Geological Exploratory Works at Guayabo Dam Site

	Site		No.	Elevation(m)*	Length(m)**	Remarks	
Dam site	Left bank	Drill hole	DB-3	411.67	30.0	Direction: S72° E, 42°	
			DB-4	416.94	30.0		
			DB-5	421.31	30.0		
			DB-6	410.98	50.0		
			DB-7	415.06	30.0		
			DB-9	420.63	30.0		
			DB-10	410.98	163.25		
	Total: 7 holes,				343.25m		
			Test pit	DP-1	421.0	7.5	Excavating as of Oct. 1977
				DP-2	412.5	7.0	
				Total: 2 pits,			
		Upstream	Seismic prospecting	S-1	-	360.0	Prospecting as of Oct. 1977
				S-2	-	260.0	
S-3				-	170.0		
River bed		S-4		-	155.0		
		S-5		-	135.0		
Left bank		S-6		-	270.0		
		S-7		-	220.0		
		S-8		-	220.0		
		S-9		-	80.0		
		S-10		-	90.0		
Total: 10 traverses.				1960.0m			
Headrace tunnel	Drill hole	HB-1	-	180			
Surge tank		SB-1	456.64	116.50			
Power house		PHB-1	-	25.35			

* Top elevation of drill hole and test pit.

** Length of hole and seismic traverse and depth of pit.

しかしながら、右岸部のコンクリートダムの基礎では、現位置試験によって、この岩石の物性をは握する必要がある。左岸部に計画されているフィルタイプダムの基礎では、基盤岩類を覆う泥流堆積物の物性を明らかにし、詳細設計段階での基盤処理方針の資料とすべきである。

ダム軸としては、地形上右岸から尾根が張り出す現計画軸が最もすぐれている。

(3) 導水路トンネル

導水路経過地には泥岩を主とする第三紀砕屑層類が分布する。この泥岩はもともと固結度が低く、水に弱く、また、風化され易い性質をもっており、大口径トンネルの施工にあたっては、ほとんどの区間に支保工が必要とされよう。圧砕部や湧水部では捨て巻が必要となることも考えられる。

なお、導水路トンネルには、数本の断層が横断することが予想される。

基盤岩類を覆って、一部に未固結な火山砕屑物から成る集塊岩が分布しており、IP-3 付近では、トンネルがこの地層に遭遇する可能性がある。地表からトンネルまでの地山の“被り”が薄いIP-2 および3 付近では、ボーリングを行って地質状態を確認しておくことが必要である。

X線分析の結果、基盤岩の泥岩中にモンモリロナイトの含有が認められたので、この泥岩の膨潤性について調査する必要がある。

(4) 調圧水槽および水圧管路地点

第三紀の凝灰質砕屑岩中に位置する。この岩石も軟岩に属するが、新鮮なものは、計画構造物の基礎として十分な耐荷力を有している。調圧水槽地点では、ボーリングによって地表から20 mまで、かなりの風化が認められている。各固定台の位置については、今後ボーリングによる風化層の確認が必要である。

(5) 発電所地点

蛇行するPacuare川の流路変更により、発電所に必要な平坦地を容易に得られる点で、現計画地点は地形的にすぐれている。基礎岩盤は、安山岩質または玄武岩質の集塊岩を含む火山砕屑岩類と同質の熔岩から成り、発電所の基礎として十分な耐荷力をそなえている。河床砂礫の厚さは、数mと推定される。

(6) 建設材料

土質材料には、ダム地点近傍に分布する未固結集塊岩の風化層を用いることになろう。量的には問題ないが、今後の調査と試験によって、材料の特性をは握し、これに基づいた詳細設計と施工を行う必要がある。

フィルター材料、ロック材料およびコンクリート骨材は、ダム地点の上・下流に堆積する河床砂礫を採取することとなろう。河床砂礫は主として、安山岩礫から成り、材料として十分な強度を有し、量的にも問題がない。大きい礫の含有率が高いので、フィルターとしては、

ふるい分ける必要があり、骨材としても大礫の破碎を必要とするかもしれない。粒度分析と骨材試験が必要である。フィルター材料としては、土質材料採取地の深部未風化集塊岩およびダム基礎で掘削除去される泥流堆積物の利用も考えられるので、今後の調査・検討が必要である。

Table II-4-2 List of Geological Exploratory Works Suggested at Guayabo Dam Site

Site		No.	Length(m)*	Remarks		
Dam site	Drill hole	DB-11	30.0	Water pressure test should be performed at drill hole. DB-11, DB-12, DB-13 and DB-14.		
		DB-12	30.0			
		DB-13	40.0			
		DB-14	30.0			
		DB-15	30.0			
		DB-16	30.0			
		DB-17	30.0			
		DB-18	30.0			
		DB-19	30.0			
	Total: 9 holes		280.0 m			
Test pit	DP-3	10.0	Plate loading test, grain size analysis and water pressure test should be performed on mud flow deposit and lower terrace deposit			
	DP-4	10.0				
	Total: 2 pits			20.0 m		
Headrace tunnel		HB-2	40.0			
		HB-3	40.0			
		Total: 2 holes			80.0 m	
Penstock	Drill hole	PB-1	30.0			
		PB-2	25.0			
		PB-3	20.0			
		Total: 3 holes			75.0 m	
Borrow area	Impervious material	Drill hole	IB-1	10.0		
			IB-2	10.0		
			IB-3	10.0		
			IB-4	10.0		
			IB-5	10.0		
			IB-6	10.0		
	Total: 6 holes		60.0 m			
	Rock fill and concrete aggregate	Test pit		IP-1	5.0	Laboratory test should be performed on sample taken from pits.
				IP-2	5.0	
				IP-3	5.0	
				IP-4	5.0	
		Total: 4 pits		20.0 m		
Test pit			RP-1	7.0	Grain size analysis in site and laboratory test for aggregate should be performed.	
	RP-2		7.0			
RP-3	7.0					
RP-4	2.0					
RP-5	7.0					
RP-6	5.0					
Total: 6 pits		35.0 m				

* Length of drill hole and depth of test pit.

4.2 計画地域の一般地質

4.2.1 地 形

中央アメリカ南端に位置するコスタリカ国は、太平洋とカリブ海に挟まれた北西-南東方向に伸びる細長い国土を有する。国土のほぼ中央には、同じく北西-南東に伸びるひとつの山脈が形成されている。この山脈はアンデス運動およびこれに引き続く環太平洋火山帯の一角を成す火山活動によって、もたらされたものである。この山脈は、最高峰 Chirripo 山 (3,819 m) を有する南東部においては、平均 2,500 m を超える高度を有する。中央地域から北西部にかけては、Irazu 火山 (3,432 m) をはじめとする火山列が山脈を形成している。この火山列は北西に向って次第に高度を減じ、ニカラグア国との国境付近で消滅している。多くの河川は、この山脈を分水嶺とし、海岸沿いに広大な沖積平野を形成し、それぞれ太平洋と大西洋へ注いでいる。

Guayabo 計画は、コスタリカ国中央部大西洋岸に注ぐ Reventazon 川および Pacuare 川の中流域、首都サンホセの東方約 50 km に位置する。両水系とも Chirripo 山北西部に源流を發し、樹枝状に多くの支川を合流し、北東に流路をとる。さらに、計画地域を経て、下流約 20 km で山間地を抜け、海岸寄りには広大な森林地帯を成す沖積平野を形成し、小さな蛇行を繰り返し、カリブ海へと注いでいる。計画地域北西部には、成層火山である Turrialba 火山の傾斜の緩やかな山裾が広がり、南東部には、第三紀砕屑岩類から成る海拔 600 ~ 700 m の丘陵地が広がっている。Reventazon 川は、この地形の異なる境界付近を底幅の広い谷を形成して流下している。これにたいし、発電所の位置する Pacuare 川は底幅が狭く、比較的急峻な斜面をもつ谷を形成している。

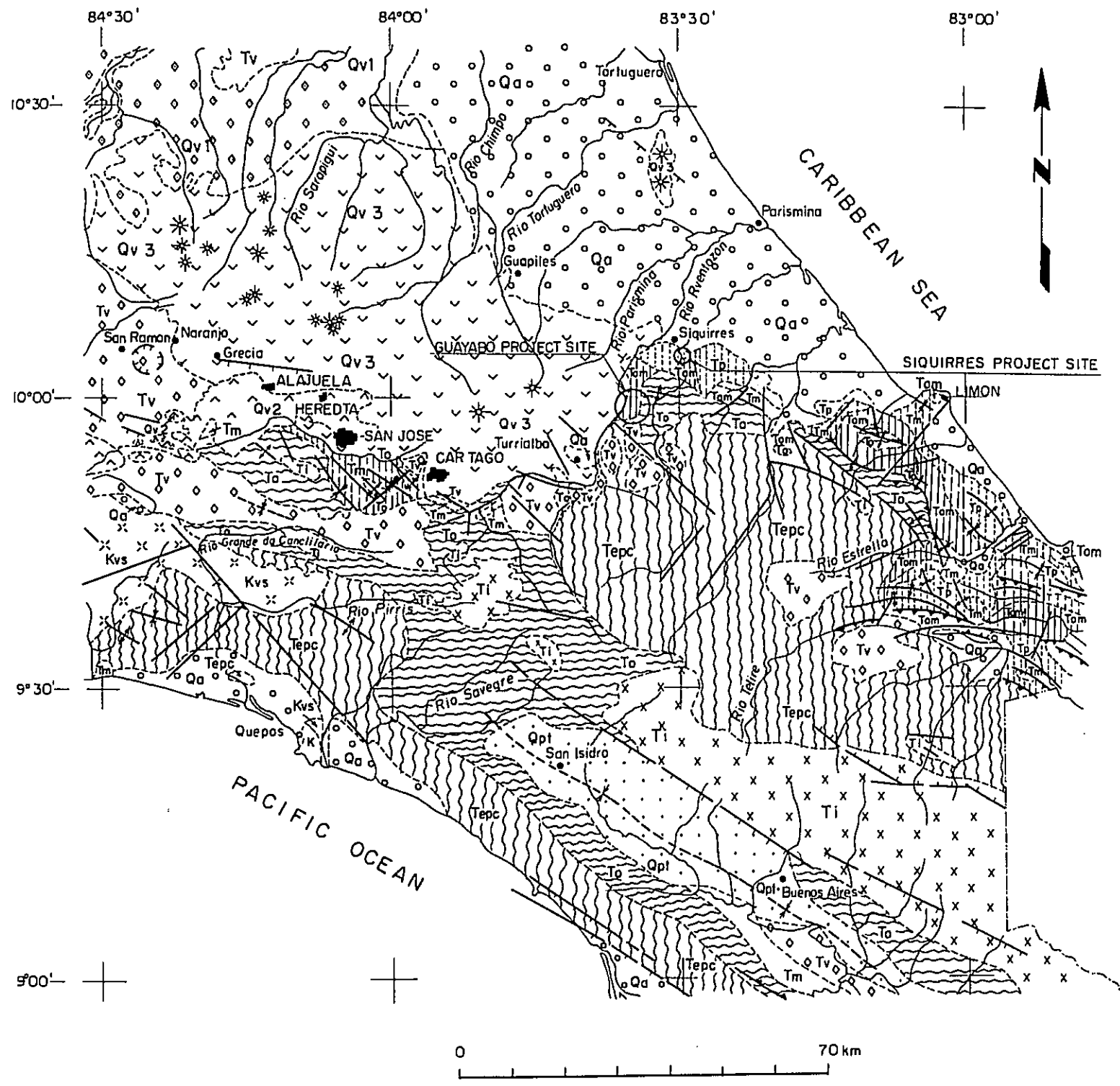
4.2.2 地 質 (Fig. II - 4 - 1)

(1) 層 序

コスタリカ国の骨格を成す地質は、白亜紀から第三紀にかけての主として大洋性砕屑岩類と、第三紀末期から第四紀にかけての火山岩類との二つに大別される。前者は、大局的にみれば、太平洋岸にはより古期の、大西洋岸にはより新期の堆積岩が、北西-南東に伸びる帯状分布を成している。この比較的単純な地質構造は、アンデス運動によってもたらされたもので、一部には深成岩類の貫入を含む火成活動が認められる。後者は環太平洋火山帯の火成活動によるもので、コスタリカ国中央部から北西部にかけて広く分布する。この火山帯には、現在も活動している火山が多く存在し、計画地域も活火山のひとつである Irazu 火山の東方に位置する。

計画地域を構成する地質は第三紀砕屑岩類、第三紀から第四紀にかけての火山岩類および沖積層である。計画地域で基盤を成す第三紀砕屑岩類は Tuis, Las Animas および Uscari 累層に分けられており、第三紀暁新世から中新世にかけて堆積した大洋性砕屑岩類を主とする。第三紀鮮新世から第四紀にかけての火山岩類は、主として安山岩質集塊岩および安山岩

Fig. II-4-1 GENERAL GEOLOGICAL MAP OF CARTAGO AND LIMON DISTRICT



LEGEND

Sedimentary Rocks		Igneous Rocks			
QUATERNARY	ALLUVIUM	Qa	Alluvium		
		Qv1	Lahar Deposit	Qv2	Mainly Andesitic Dacitic and Rhyolitic Rocks
		Qv3	Lahar Deposit	Qv3	Mainly Andesitic and Basaltic Lavas or Pyroclastic Rocks.
	DILUVIUM	Qp1	Marine Deposit. Clastic Rocks		
	PLIOCENE	Tp	Marine Deposit. Clastic Rocks (F. SURETKA)	Tv	Mainly Andesitic and Basaltic Lavas or Pyroclastic Rocks.
	MIOCENE	Tm	Marine Deposit. Clastic Rocks	Ti	Quartz Diorite and Granodiorite
	OLIGOCENE	Tom	Marine Deposit. Fine Clastic Rocks locally with Limestone. (F. USCARI)		
		To	Marine Deposit. Clastic Rocks (F. SENOSRI)		
	EOCEN ~ PALAEOCENE	Tepc	Clastic Rocks and Limestone intercalated with Volcanic Rocks (F. TUIS, F. LAS ANIMAS)		
	CRETACEOUS	K	Clastic Rocks and Limestone intercalated with Volcanic Rocks		
		Kvs	Volcanic Rocks and Sedimentary Rocks.		
			Small scale Fault		
			Normal Fault		
			Transcurrent Fault or Thrust Fault		
			Anticlinal Axis		
			Synclinal Axis		
			Volcanic Cone		
			Caldera		

Note : The origin of this map is MAPA GEOLOGICO DE COSTA RICA by DIRECCION De GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO in COSTA RICA 1968 (scale of 1: 700,000)

ASSEMBLY OF THE STATE OF NEW YORK

IN SENATE, January 11, 1905.

REPORT

OF THE

COMMISSIONERS OF THE LAND OFFICE

IN ANSWER TO A RESOLUTION PASSED BY THE SENATE, APRIL 2, 1898,

AND BY THE ASSEMBLY, APRIL 2, 1898,

RELATIVE TO THE LANDS BELONGING TO THE STATE.

ALBANY: JAMES BROWN AND COMPANY, PRINTERS, 1905.

Table II-4-3 Generalized Geologic Sequence of Guayabo Project Area

Period	Stage	Sedimentary Rocks	Igneous Rocks
Quaternary	Holocene	Alluvial deposit	
	Pleistocene	Terrace deposit	Andesitic lava and Pyroclastic rocks
Tertiary	Pliocene		Agglomerate Unconformity
	Miocene		
	Oligocene	Uscari Formation	
	Eocene		Andesitic or Basaltic lava Pyroclastic rocks and Intrusive rocks
	Palaeocene	Tuis and Las Animas Formation	

質熔岩から成る。安山岩質集塊岩は数 m から 10 数 m の厚さで基盤岩類を覆って地表に広く分布している。安山岩質熔岩は、前者を覆ってごく一部に散見できるが、分布、層厚とも不明である。沖積層は、河床堆積物、段丘堆積物、泥流堆積物等で現河川沿いに小規模な分布がみられる。

計画地域に分布するこれらの地層の層序は Table II-4-3 のとおりである。


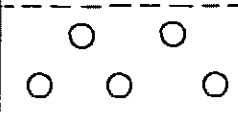
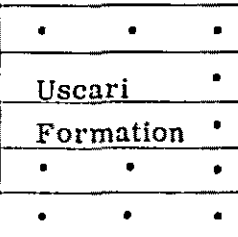
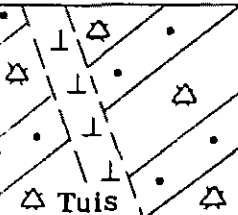
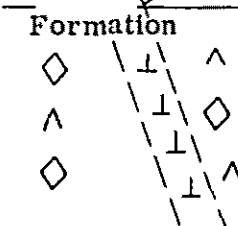

(2) 各地層の性状

計画構造物と地層との関係を Table II-4-4 に示す。各地層と岩石の特徴ならびに基礎岩盤および材料としての評価は以下のとおりである。

(a) Tuis 累層

Guayabo 計画地域を構成する地層の最下部に位置する地層である。計画地域上流の Reventazon 川および Pacuare 川の集水域に広く分布する。計画地域では、発電所の位置する Pacuare 川沿いに分布し、上部および下部層の 2 層に分けられる。

Table II-4-4 Outline of Stratigraphic Sequence and Rock Type of Foundation Rock at Sites of Guayabo Project

Diagrammatic Column	Rock Type	Thickness (m)	Distribution
	Mud-flow deposit	7 to 14	Dam site and pondage area
	Lower Terrace Deposit	3 to 5	
	Mudstone and sandstone; locally interbedded with conglomerate and fossil bed		Dam site, intake headrace tunnel and pondage area
			
	Tufferaceous siltstone, sandstone and conglomerate		Surge tank and penstock
	Andesitic or basaltic lava and pyroclastic rock (Dolerite; intrusive rock)		Penstock, power plant site and its vicinity

下部層は発電所周辺に分布し、安山岩質ないし、玄武岩熔岩および同質の集塊岩を含む火山砕屑岩類から成り、各々が一般には、層厚5～15mの堆積構造を示す。

なお、一部には、貫入岩である粗粒玄武岩の細脈がみられる。下部層の岩石は火山砕屑岩類も含め、全般に固結度はかなり高く、発電所構造物の基礎として十分な強度をもっている。

上部層は、調圧水槽および水圧管路周辺に分布し、全般に凝灰質で、灰緑色を呈するシルト岩、砂岩および礫岩からなる。これらの砕屑岩は、石灰質な微化石や化石片を含む。調圧水槽ボーリングSB-1（鉛直、長さ116.5m）によれば、シルト岩や礫岩にくらべ、砂岩が最も卓越しており、全般にかなり凝灰質である。このボーリングから得られた凝灰質砂岩の試料（深度46.9m）を用いてX線解析を行った。この結果によれば、この試料に含まれる粘土鉱物は極めて微量であり、主としてモンモリロナイト群の粘土鉱物からなる。

上部層の各岩石とも固結度の低い軟岩に属するが、新鮮な岩盤においては、調圧水槽や水圧管路固定台の基礎として十分な強度を有する。

(b) Las Animas 累層

Tuis 累層とは同時異相をなすと考えられており、化石を多量に含む固結度の高い層状石灰岩からなる。Guayaboダム地点上流1.6km地点から上流域に分布し、当計画構造物および調整池とは直接の関係はない。

(c) Uscari 累層

計画地域において、ダム地点および導水路ルートで広く基盤を成している。この累層は前述のTuis累層およびLas Animas累層を覆っており、堆積構造や褶曲構造が調和的なことから、両者の関係は整合関係にあると判断される。泥岩や砂岩を主とし、一部に礫岩や化石層の薄層を介在する。最も卓越した分布を示す泥岩は、砂岩と数10cmから数mの互層を成すものと、層厚10mにも及ぶ塊状を呈するものがある。砂岩は淡い灰茶色を呈する中粒ないし粗粒なものと、暗灰色で稜理を有する細粒なものがある。泥岩、砂岩および礫岩はいずれも多少とも石灰質な微化石や化石片を含んでいる。

Uscari 累層の砕屑岩類は、いずれも軟岩に属するが、ダム地点のボーリングコアを用いた試験では、新鮮な岩石は100～250%の一軸圧縮強度を有しており、当計画ダム基礎として十分な強度を有する。ダム軸右岸取水口計画地点で採取した泥岩試料についてX線解析を行った。その結果、この泥岩試料にはモンモリロナイト群に属する粘土鉱物が含まれており、その含有量もやや多いことが明らかとなった。

(d) 集塊岩

第三紀鮮新世の火成活動によるものといわれ、これ以前の第三紀砕屑岩類を不整合に覆っている。この集塊岩は、計画地域南西部では広い分布を示し、層厚も厚いが、計画地域北東部では、分布、層厚とも次第に減少する。計画地域では、導水路経過地の標高600～

700 m の丘陵地で広い分布がみられる。導水路トンネル調査ボーリング HB-1 (鉛直、長さ 180 m) によれば、その層厚は約 37 m である。岩質は、主として安山岩質の径数 10 cm ~ 数 cm の角礫 ~ 亜角礫とこれを充填する凝灰質な基質からなり、固結度は極めて悪い。枝食の著しい現河川や沢沿いを除き、表層部は風化が著しく、安山岩礫は玉ねぎ状の風化を受けている。これらは、4.4.1 項において述べるように、フィルタイプダムの遮水壁材料として良質な材料のひとつとして挙げられる。なお、土木構造物との関連においては、導水路トンネル IP-3 にのみその分布の可能性がある。

(e) 安山岩熔岩

第四紀火山活動によるもので計画地域北西の Turrialba 火山や Irazu 火山の噴出物がこれに相当する。計画地域においては、ダム上流右岸約 1.4 km の沢に認められ計画構造物とは直接の関係がない。Pavones 熔岩と称され、集塊岩を不整合に覆うものとされており、計画地域では、数 10 m の厚さを有すると考えられるが、分布は不明である。

(f) 表層堆積物

Guayabo ダム地点が位置する Reventazon 川は、底幅の広い谷を形成しており、現河床からの比高約 15 ~ 25 m に点在する段丘堆積物、これより一段低い位置にほとんど連続する泥流堆積物、泥流堆積物に覆われる古河床堆積物および現河床の堆積物などの未固結堆積物が堆積している。

泥流堆積物は現河床からの比高 10 ~ 15 m の幅広い平坦地を形成しており、計画との関連性が大きい。現生火山からの著しい土石の供給によって形成されたもので、巨礫から粘土までの雑多な粒径のものが混在した淘汰の悪い堆積物で、段丘堆積物や河床堆積物とはその性状を著しく異にする。ダム地点では、7 ~ 14 m の厚さを有しており、フィルダムのコア部基礎で残すことが可能かどうか問題とされる。

泥流堆積物によって覆われた古河床堆積物や河床堆積物は、主として亜円 ~ 円礫の中 ~ 大礫とこれを充填するわずかな細礫や砂からなる。礫は、そのほとんどが灰紫色の斑晶の多い堅硬な安山岩からなる。計画ダム地点周辺の Reventazon 川の河床砂礫は、おおむね 3 ~ 5 m 程度の層厚を有しているものと推定される。現河床砂礫は、コンクリート骨材およびフィルタイプダムのロック材として、近傍で採取し得る最も良質なものである。

発電所の位置する Pacuare 川沿いには、みるべき沖積堆積物はなく、底幅の狭い河床部にわずかに河床砂礫が認められるだけである。

(3) 地質構造

コスタリカ国の地質構造は、アンデス運動に支配され、NW-SE 方向が非常に卓越している。コスタリカ国の骨格を成す南東部の Talamanca 山脈や、中部から北西部の火山群からなる Central 山脈などもこの地質構造に従っている。

前述したように、コスタリカ国の基盤を成す岩石は、中生代白亜紀から新生代第三紀にか

けて堆積した、主として大洋性砕屑岩類である。これらは、アンデス運動の影響により、NW-SE 方向の褶曲構造と断層が発達している。大局的に見れば、太平洋岸側により古期の堆積岩が、大西洋岸側に、より新期の堆積岩がNW-SE 方向の帯状分布を示している。コスタリカ国中央部から北西部にかけて分布する第三紀末期から第四紀にかけての火山岩類は、アンデス運動に続く環太平洋火山活動により形成された。これらは堆積岩から成る基盤岩類を不整合に覆っているが、断層や活火山列は基本的にはNW-SE 方向を示す。

計画地域で広く基盤を成す第三紀砕屑岩類は、ほぼNW-SE 方向の褶曲軸を有する傾斜の緩い、正立褶曲を繰り返している。計画地域で認められる断層は、この褶曲構造にはほぼ平行する方向のものと、一部これと鈍角で交わる方向のものがある。

これら基盤岩類を不整合に覆って安山岩質集塊岩が広く分布する。計画地域においてその境界面は、褶曲構造とは調和せず、むしろ大局的にみれば、平坦に近いようである。なお、計画地域においては、計画の可能性をおびやかすような大規模な断層、あるいは活断層は存在しないようである。

4.2.3 地 震

コスタリカ国は、環太平洋地震帯の一角に位置しており、活発な地震活動が認められる。地震活動は国内全域に及んでいるが、その発生頻度は、太平洋岸側に集中しており、大西洋岸側では極めて少ない。

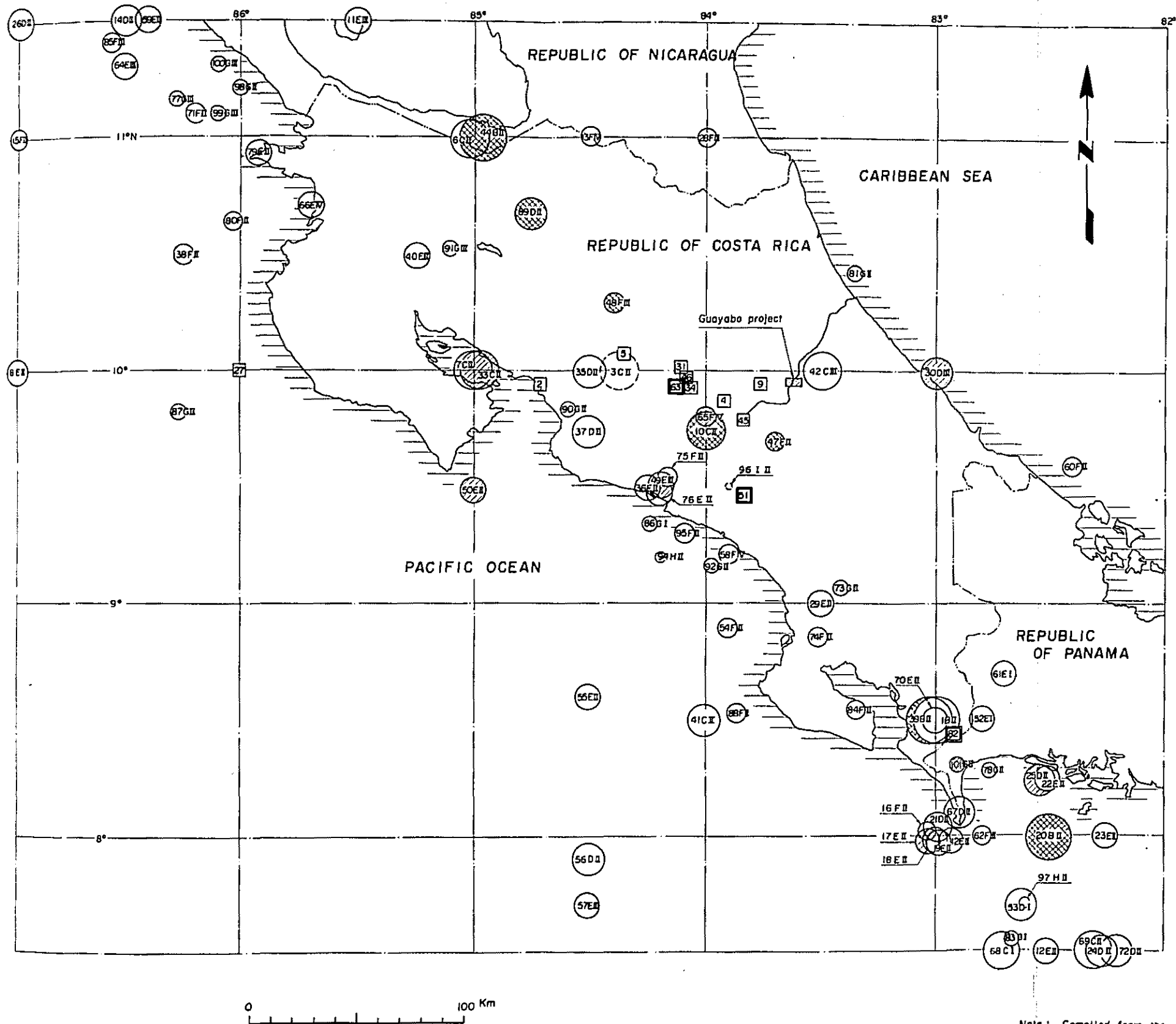
1904年から1974年の間にコスタリカ国で発生した地震の記録をFig. II-4-2およびTable II-4-5 に示す。この記録は、コスタリカ国内における計測および世界の地震観測機関の資料により、地球物理的に判定されたものである。なお、一部には被害のみ記録されているが、地震規模が判定されていない地震も含む。

この記録によれば、震源の深さが30~60kmの地震が最も多く、全体の約75%を占める。震源が0~30kmの浅い地震は少なく、その発生個所は、コスタリカ国南部からパナマ国にかけての太平洋岸側に限られる。同じく、震源の深さ60~300 kmの深い地震は、コスタリカ国中央部からニカラグア国との国境に近い太平洋岸にかけてわずかに分布している。

Guayabo 計画は、コスタリカ国のはほぼ中央部に位置し、近傍の地震としては計画地域南西太平洋岸、距離にして約40~100 km離れた区域に集中している。

上記70年間に、計画地域を中心に半径100kmの範囲で発生したマグニチュード6.5以上の地震はTable II-4-6に掲げるとおりである。

Fig. II-4-2 DISTRIBUTION OF EARTHQUAKES IN COSTA RICA



LEGEND

Number of Earthquake
(Refer to Table II-4-5)

Magnitude (MS)	Depth
A	I 0 Km ≤ H < 30 Km
B	II 30 Km ≤ H < 60 Km
C	III 60 Km ≤ H < 100 Km
D	IV 100 Km ≤ H < 300 Km
E	V 300 Km ≤ H < 450 Km
F	
G	
H	
I	
J	
K	

Degree of Earthquake Disaster

- With destruction or damage
- With slight damage
- With damage, but not listed by GR, Raihs, ISC or PDE
- Damage reported but not listed in GWENBERG-RICHTER.

Note: Compiled from the data of ICE prepared by Dr. Setsumi Miyamura in 1975.

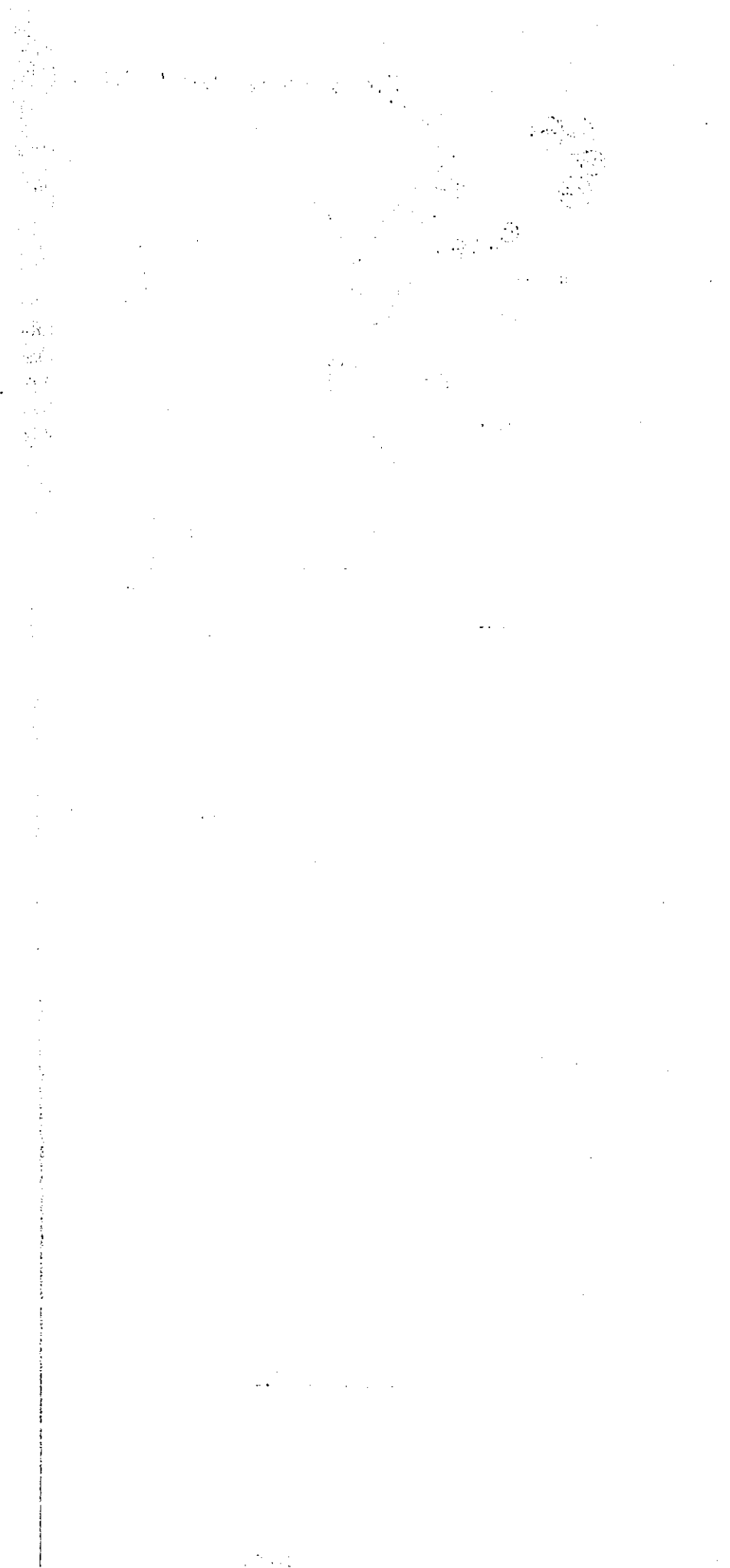


Table II-4-5 List of Earthquakes in Costa Rica

No.	Date	Time	Remarks	No.	Date	Time	Remarks
1	Dec. 20, 1904	-	1904 - 1952 (GUTENBERG-RICHTER, 1954)	52	Apr. 8, 1957	-	1953 - 1965 (ROTHER, 1969)
2	Jan. 20, 1905	-		53	Jul. 10, 1957	-	
3	Aug. 16, 1909	-		54	Oct. 15, 1957	-	
4	Apr. 13, 1910	-		55	Apr. 15, 1958	-	
5	Jun. 6, 1912	-		56	Jun. 6, 1958	-	
6	Apr. 24, 1916	-		57	Jun. 12, 1958	-	
7	Apr. 26, 1916	-		58	Jan. 13, 1959	-	
8	Jul. 16, 1920	-		59	Apr. 24, 1959	-	
9	Dec. 8-9, 1922	-		60	Apr. 11, 1959	-	
10	Mar. 4, 1924	-		61	Dec. 6, 1960	-	
11	Mar. 7, 1931	-		62	Feb. 5, 1961	-	
12	Oct. 12, 1931	-		63	Feb. 27, 1961	-	
13	Dec. 20, 1931	-		64	Mar. 20, 1961	-	
14	Oct. 2, 1932	-		65	May 23, 1961	-	
15	Jan. 12, 1933	-		66	Nov. 10, 1961	-	
16	May 30, 1933	-		67	Mar. 12, 1962	-	
17	Nov. 21, 1933	-		68	Jul. 26, 1962	-	
18	Nov. 23, 1933	-		69	Sep. 18, 1962	-	
19	Nov. 29, 1933	-		70	Jul. 9, 1963	-	
20	Jul. 18, 1934	01:36		71	Jul. 30, 1964	-	
21	Jul. 18, 1934	04:00		72	Dec. 15, 1965	-	
22	Jul. 18, 1934	06:35		73	Oct. 16, 1965	-	
23	Jul. 18, 1934	16:09		74	Mar. 27, 1966	-	
24	Jul. 18, 1934	16:59		75	Apr. 9, 1966	02:34	
25	Jul. 21, 1934	10:39		76	Apr. 9, 1966	02:42	
26	Dec. 22, 1934	-		77	Oct. 12, 1966	-	
27	Aug. 1, 1935	-		78	Apr. 22, 1967	-	
28	Mar. 20, 1936	-		79	Oct. 3, 1967	-	
29	Mar. 9, 1937	-		80	Oct. 4, 1967	-	
30	Jun. 18, 1939	-		81	Jul. 17, 1968	-	
31	Jun. 18, 1939	-		82	May 11, 1969	-	
32	Oct. 20, 1939	-		83	Jul. 4, 1969	-	
33	Dec. 21, 1939	-		84	Jan. 6, 1970	-	
34	Dec. 21, 1939	-		85	Jan. 20, 1970	-	
35	Dec. 22, 1939	-		86	Jun. 5, 1971	-	
36	Oct. 5, 1940	-		87	Sep. 28, 1971	-	
37	Oct. 27, 1940	-		88	Feb. 7, 1972	-	
38	Oct. 8, 1941	-		89	Apr. 14, 1973	-	
39	Dec. 5, 1941	20:		90	Aug. 4, 1973	-	
40	Dec. 6, 1941	01:		91	Oct. 2, 1973	-	
41	Dec. 6, 1941	21:		92	Oct. 18, 1973	-	
42	Nov. 19, 1948	-		93	Dec. 16, 1973	-	
43	Aug. 18, 1949	-		94	Feb. 28, 1974	20:15	
44	Oct. 5, 1950	-		95	Feb. 28, 1974	20:20	
45	Aug. 21, 1951	-		96	Feb. 28, 1974	21:35	
46	Sep. 9, 1952	-		97	May 4, 1974	-	
47	Jan. 7, 1953	-		98	May 16, 1974	-	
48	Sep. 1, 1955	-		99	Jul. 21, 1974	21:41	
49	Jul. 19, 1956	23:26		100	Jul. 21, 1974	22:33	
50	Jul. 19, 1956	23:38		101	Dec. 6, 1974	-	
51	Feb. 4, 1957	-					1964 - 1970 (ISC), 1971 - 1974 (PDE) MAG. \geq 5.0

Table II-4-6 Earthquake around Guayabo Project Area

Epicenter	Magnitude (M)	Depth (km)	Date of Occurrence
*1 Within 50 km	$7.0 \leq M < 7.5$	$30.0 \leq D < 60.0$	Mar. 4, 1924
	$7.0 \leq M < 7.5$	$60.0 \leq D < 100.0$	Nov. 19, 1948
*2 Within 100 km	$7.0 \leq M < 7.5$	$30.0 \leq D < 60.0$	Aug. 16, 1909
	$6.5 \leq M < 7.0$	$60.0 \leq D < 100.0$	Jun. 18, 1939
	$6.5 \leq M < 7.0$	$30.0 \leq D < 60.0$	Dec. 22, 1939
	$6.5 \leq M < 7.0$	$30.0 \leq D < 60.0$	Oct. 27, 1940

*1 : Centering around Guayabo Dam Site

*2 : Excluding *1

すなわち、70年間に半径50kmの範囲内では、マグニチュード7.0～7.5の地震が2回、半径を100kmに拡げると3回発生している。これらは、いずれも震源の深度が30～100kmの地震である。このような過去の地震履歴から考えると、この計画地域には、数10年に1回はマグニチュード7.0を越す地震が発生する可能性があると考えられる。

ダムその他の構造物は、これらの予想される地震にたいして、充分安全であるように設計されなければならない。耐震設計のためには、Pseudo-static AnalysisおよびDynamic Analysisがあるが、これらのAnalysisの選定は、デフィニット・スタディの際行われるべきである。

このフィージビリティ・スタディにおいては、ダムその他の構造物の予備設計のため、簡単なPseudo-static Analysisを行ったが、そのための設計震度としては単に0.2gを採用することにした。ちなみに、0.2gという設計震度はコスタリカ国と同様に、地震国である日本のダム耐震設計基準値のひとつである。

4.3 主要計画地点の地質

4.3.1 流域および調整池地域

(1) 地 形

Talamanca山脈の北東斜面を流下する多くの支川を樹枝状に集め、急流をなして流下する Reventazon 川は、緩やかな傾斜をなす Irazu 火山の山裾を取りかこむように彎曲し、北東に流路をとり、計画地域に至る。計画地域の左岸流域には、Turrialba 火山のなだらかな傾斜の山裾が広がり、右岸流域には、第三紀砕屑岩類からなる標高 600～700 m の丘陵地が広がる。Reventazon 川は、この兩岸の緩傾斜地を約 300 m 程下刻し、山腹斜面の緩やかな底幅の広い断面形状を形成している。

ダムおよび調整池地域では、谷底の幅は約 500～600 m 程あり、谷底を覆う泥流堆積物が現河川勾配とはほぼ等しい傾斜の平坦面を形成している。現河川はこの平坦面を約 10～15 m 下刻し、川幅約 60～150 m で蛇行しながら流下している。兩岸からは、幾本かの支川が注いでいる。川沿いには、比高 20 m 程の小規模な段丘平坦面や、扇状地状の氾濫原が散在する。

(2) 地 質

前述のように、Reventazon 川流域は主として第三紀砕屑岩類とこれらを覆う火山岩類からなる。調整池地域の基盤を成す岩盤は第三紀漸新世～中新世の Uscari 累層で、主として泥岩、砂岩およびこれらに薄層として介在する礫岩や化石層からなる。調整池のほぼ中央部には河川を横断する NW-SE 方向の Guayabo 向斜が存在する。向斜軸を挟む両翼の地層の傾斜は約 20° ～ 35° である。調整池から上流には Uscari 層より下位層の Las Animas の石灰岩が同じく河川を横断する分布を示しているが、調整池地域からは離れており、直接の関係をもたない。当計画ではダム高が低いため、調整池となる区域は谷底部であり、主として基盤岩類を覆う泥流堆積物や河床堆積物が分布している。また基盤岩類の河岸における傾斜は斜面にたいして流れ盤を示すところはない。

Reventazon 川流域は、軟岩に属する第三紀砕屑岩類や、新期火山砕屑岩類がかなり広く分布すること、および全般に、河川勾配が急峻であることから調整池への土石の供給は大きいものと判断される。調整池の基盤岩類は主として、泥岩および砂岩からなり、水密性が高いことから調整池からの漏水の心配はない。

また、上述の地形・地質から考えて、湛水による地すべりや大きな崩壊の発生は考えられない。計画ダム軸上流約 250 m の左岸河岸では、蛇行する河川が圧砕部を伴う斜面を浸食し、鉄道から河床までの斜面は約 40° ～ 45° の急傾斜を成している。この地域は湛水に伴う崩壊の進行が考えられるので護岸対策を必要とするであろう。

4.3.2 Guayabo ダム地点 (DWG. NO. II-3, II-4 参照)

(1) 地 形

Reventazon 川は前述のように、幅約 600 m の底幅の広い谷を形成しており、谷底部は泥流堆積物から成る緩やかに下流に傾斜する平坦面を成している。ダム軸は、この平坦面をさらに 10 ~ 15 m 程下刻している現河川が左岸から大きく彎曲し、右岸側に流路を変えた個所に位置する。現河道は、ダム軸付近において約 60 m の幅を有する。右岸河岸は、現河床より高さ約 20 m の間は、傾斜 55° を越す急崖を成しており、高標高部は密林からなる傾斜 30° 前後の斜面が右岸丘陵地へと続いている。これにたいし、左岸斜面は 25° ~ 30° の斜面を成し、谷底沿いには、崖錐からなる緩傾斜地が存在する。

ダム地点上・下流の両岸から注ぐ支川や沢のために、両岸は小さな尾根状の地形を成している。特に、右岸では上・下流で山体が逃げており、ダム軸は現計画ダム軸上・下流数 10 m 間に限定される。

(2) 地 質

ダム地点を構成する基盤岩は、礫岩や化石層の薄層を介在する泥岩および砂岩からなる Uscari 累層であり、これを覆って、表土、崖錐堆積物、河床堆積物、泥流堆積物および旧河床堆積物が分布している。

(a) 表 土

表層の黒褐色腐食土とその下部の茶褐色を呈する粘土質土からなる。厚さは数 10 cm 前後であるが、ダム堤体基礎として当然除去しなければならない。

(b) 崖錐堆積物

ダム左岸取付部に緩傾斜を成して分布しており、また右岸ダム軸下流にも分布がみられる。ダム左岸取り付部の崖錐堆積物は、その厚さ、性状とも不明であり、今後調査を実施すべきであるが、ロックフィルダムのコア部基礎としては掘削・除去すべきであろう。

(c) 河床堆積物

上・下流の Guayabo 川や Lajas 川の合流点に広い分布がみられる。主として重円ないし円礫からなる中礫～大礫とこれを充填するわずかの細礫や砂から成る。礫はそのほとんどが、堅硬な安山岩質礫からなるが、ごく一部には泥岩や砂岩の細礫がみられる。ダム地点では、分布は狭く、河床部の露岩状況からして、その層厚は 2 ~ 3 m 程と推定される。この堆積物は、コンクリートダム基礎部に分布するが、層厚も薄いので掘削・除去すべきである。

(d) 泥流堆積物

ダム地点で Reventazon 川の左岸谷底部を覆って広く分布している。ダム地点における調査結果によれば、層厚は 7 ~ 14 m 程であり、基底には Reventazon 川の旧河床砂礫を覆っている個所も認められる。この状況は、調査立坑 DP-1 (長さ 7.5 m) で見られ、

泥流堆積物の厚さは7.0 mで、下部の旧河床砂礫とは著しく異った特質を有する。

泥流堆積物は、巨礫や大礫を含む亜角ないし亜円礫と砂やシルトが、混り合った極めて淘汰の悪い未固結堆積物である。礫は主として、堅硬な安山岩からなり、ごくわずかに軟質な泥岩や砂岩の礫を含む。

この堆積物は、透水性と耐荷力の面から、コンクリートダムの基礎では掘削・除去する必要があるが、フィルタイプ・ダムのロック部基礎としては使用できるものと考えられる。フィルダムのコア部基礎としても使用できる可能性があるが、予備設計では、安全側をとって除去することにした。今後、圧密試験、せん断試験、支持力試験、透水試験等を実施して、物性を確かめる必要がある。

(c) 旧河床堆積物

泥流堆積物によって覆われている Reventazon 川の古い時代の河床堆積物であり、ダム調査立坑 DP-1 (長さ7.5 m) で確認される。近傍のボーリング DB-6 (鉛直、長さ50 m) の結果を考えあわせると、その厚さは約3 mである。この調査立坑でみられる旧河床砂礫は、現河床堆積物とはほぼ同質の砂礫層である。亜円ないし円礫の大礫や中礫とこれを充填する細礫と砂からなり、良く締まっている。礫はそのほとんどが灰紫色の堅硬な安山岩からなる。

ダム地点で実施された調査ボーリングのコアは、堅硬な礫だけが採取されており、泥流堆積物と旧河床堆積物との区別ができない。このため、調査立坑 DP-1 付近を除いた他の地域では旧河床堆積物の分布および層厚は不明である。コンクリートダムの基礎では掘削・除去すべきであるが、フィルダムのロック部基礎では、除去する必要はないものと判断される。コア部基礎としては、遮水性に問題があるので、この層を覆う泥流堆積物と同じように、今後の調査・試験が必要である。

ダム地点で現在までに実施された調査ボーリングの結果では、泥流堆積物と旧河床砂礫を合わせた厚さは約10～14 mであり、泥岩や砂岩からなる基盤岩との境界の標高は、現河川付近で標高400 m、左岸よりの調査ボーリング DB-9 (鉛直、長さ30 m) 付近で標高407 mである。

なお、ダム地点で実施した弾性波探査によれば、測線 S-8 の調査ボーリング DB-9 の西方に弾性波速度1 km/sec の低速度帯が深さ18 mにわたって分布している。この低速度帯は Reventazon 川の深い旧河床または基盤岩の圧砕部の存在を示しているものと推定される。

(f) Uscari 累層

ダム地点で広く基盤を成し、両河岸の侵食の進んでいる部分に広く露岩する。主として泥岩と砂岩からなり、一部に薄い礫岩層や化石層を介在する。

ダム地点上流約600 mには河川を横断する方向の軸を有する Guayabo 向斜が存在する。

このため、ダム地点におけるこれらの地層は全般には、走向がほぼダム軸と平行し、上流に緩く傾斜するE-W, 20°~25°Sの走向・傾斜を有する。節理やシームは極めて少なく、これまでのところ、ダム基礎部を通る断層も発見されていない。

野外調査や調査ボーリングの結果によれば、ダム地点では泥岩が最も卓越した分布を示す。一般には、厚さ数mの泥岩と数10cmから1mの砂岩が互層を成すが、一部には層厚10mを超える塊状の泥岩層もみられる。

泥岩は暗灰色を呈し、地表部ではその表層数cmはボロボロに風化している。砂岩は、灰色から灰茶色を呈する中粒ないし粗粒なものと、暗灰色で葉理のみられる細粒なものがある。礫岩は、軟質な砂岩や泥岩の隙を多く含む多様な色を呈する細礫岩である。泥岩、砂岩および礫岩は少量ではあるが、石灰質な化石片や微化石を含んでいる。化石層は、現在までの調査で数層認められており、具化石を多量に含み、層厚は数m未満の層が多い。いずれの岩石も固結程度の低い軟岩に属する。ダム地点で実施された弾性波探査結果では、新鮮な岩盤の弾性波速度は約2.0km/secである。

ダム地点周辺で実施した調査ボーリングのコアを用いた一軸圧縮試験結果をTable II-4-7に示す。

Table II-4-7 Unconfined Compressive Strength of Bedrock at Dam Site

Sample			Density (g/cm ³)	Specific gravity (g/cm ³)	Compressive strength <u>1/</u> (kg/cm ²)	Rock name
Drill hole	Depth (m)	No. of Sample				
DB-3	11.8	1	-	2.75	-	mudstone
	14.9	2	-	2.68	9.4	mudstone
	18.2	3	2.09	2.73	310.0	mudstone
	24.3	4	-	2.72	105.0	mudstone
	29.3	5	2.46	2.78	722.0	mudstone
DB-4	10.0	1	-	2.65	27.9	sandstone
	15.1	2	-	2.82	114.0	mudstone
	19.9	3	-	2.64	236.0	mudstone
	24.6	4	2.00	2.73	228.0	mudstone
	29.1	5	2.04	2.68	<u>2/</u>	mudstone
DB-10	26.7	1	2.07	2.81	43.1	mudstone
	29.6	2	2.21		250.0	mudstone

1/ Dry state

2/ Tensile strength 12.8 kg/cm²

試験結果では、多くの試料が100～250%の一軸圧縮強度を有している。この一軸圧縮試験は、比較的良好な状態で採取されたコアを試料として用いており、平均的な値より大きな強度を示していると思われる。高さ40 m前後のダムの基礎としては、十分な地耐力を有するものと思われるが、上流へ20°～25°傾斜する層理面を有しており、力学的に異方性を有していると考えられるので、特にコンクリートダム基礎部においては現場せん断試験や載荷試験を行い、詳細設計の資料とすべきである。

ダムは、谷底部に位置するため、風化による岩質の劣化は全般に少ない。泥岩は、地表部に表われた部分にマッドクラックが生じ易いが、露頭でみる限り表層のごく一部に生じているだけである。

ダム地点周辺の調査ボーリング孔を用いて実施した透水試験結果をTable II-4-8に示す。透水試験結果によれば、着岩後、深度20 mに近い深部まで20～40ルジオンの比較的高い透水性を示す。ただし、ダム地点に露出している岩盤をみる限り、シームや節理は少なく、密着した微細なクラックが認められるだけであり、透水性は極めて小さいという印象を受けた。従って、今後実施する調査ボーリングで再度透水試験を行い透水性のチェックをすべきと考える。なお、透水試験では最高圧を7%程に押え、着岩後の数ステージの最高圧はさらに低圧で行い、パッカーはエアパッカーを用いることが望まれる。

Table II-4-8 Result of Water Pressure Test of Bedrock

Hole No.	Test section (m)	Water table (m)	Effective Pressure (kg/cm ²)	*Lugeon (L/min/m /10kg/cm ²)	Rock
DB-3	18.0 ~ 21.0	3.7	10.37	29.9	Mudstone
	21.0 ~ 24.0	"	"	28.9	"
	24.0 ~ 27.0	"	"	18.6	"
	27.0 ~ 30.0	"	"	21.7	"
DB-4	7.5 ~ 10.5	4.4	8.44	55.3	Mudstone and sandstone
	10.5 ~ 13.5	"	"	51.7	" "
	13.5 ~ 16.5	"	10.44	46.3	"
	16.5 ~ 19.5	"	"	44.7	"
	19.5 ~ 22.5	"	"	41.2	Sandstone and mudstone
	22.5 ~ 25.5	"	"	35.1	Mudstone
	25.5 ~ 28.5	"	"	21.1	"
DB-7	21.0 ~ 24.0	**5.0	10.5	22.9	Mudstone
	24.0 ~ 27.0	"	"	30.2	" and conglomerate
	27.0 ~ 30.0	"	"	25.4	"
DB-9	15.0 ~ 18.0	**10.0	9.0	37.0	Conglomerate
	18.0 ~ 21.0	"	5.0	58.0	" and mudstone
	21.0 ~ 24.0	"	7.0	46.7	" and sandstone
	24.0 ~ 27.0	"	9.0	33.3	" "
DB-10	17.5 ~ 20.5	**5.0	10.5	32.6	Mudstone
	20.0 ~ 23.0	"	"	38.1	"
	23.0 ~ 26.0	"	"	27.5	" and sandstone
	26.0 ~ 29.0	"	"	32.3	"
	29.0 ~ 32.0	"	"	26.5	" and fossil bed

* Lugeon value calculated proportionally from water loss under maximum test pressure.

** Assumed ground water table based on nearby river.

4.3.3 導水路トンネル経過地 (DWG. NO II - 2 参照)

(1) 地 形

導水路トンネル 9.6km は Reventazon 川と Pacuare 川とに挟まれ標高 600 ~ 700m の丘陵地を走る。この丘陵は、Pacuare 川寄りをする分水嶺から両側へ流れ出す数多くの沢で刻まれ、小さな起伏を繰り返す複雑な地形を呈する。トンネルの 80 % が走る Reventazon 川に面する斜面は、勾配の緩やかな樹枝状の沢が発達している。

導水路トンネルは、そのほとんどの区間が地表から 100 ~ 200 m の深部を通過する。作業坑を計画した IP - 2 および 3 の沢部で地表からの“被り”が最も薄くなるが、ここでも“被り”が 50 m 以上になるように作業坑を長くした。

(2) 地 質

導水路トンネルを構成する地質は、そのほとんどが泥岩・砂岩を主とする Uscari 累層であり、調圧水槽に近い一部が凝灰質砂岩やシルト岩などから成る Tuis 累層である。なお、地表部では、これらを不整合に覆う層厚数 m ~ 数 10 m の安山岩質集塊岩が広く分布する。

トンネル経過地の Uscari 累層には、Torito 背斜および Peralta 向斜が存在する。これらの褶曲構造は、いずれも NW - SE 方向の褶曲軸を有し、両翼の傾斜はほぼ 25° ~ 35° の正立褶曲である。導水路トンネルの方向は、これらの褶曲構造にたいしてほぼ直交することになる。

泥岩や砂岩には、シームや節理は全般に少なく、湧水は少ないものと思われるが、断層部などでは湧水に遭遇することも考えられる。今回の調査では、トンネル経過地に遭遇する断層は確認できなかった。しかし、周辺で確認された断層や航空写真判読によれば、数本の断層に出会うことになろう。断層は、トンネル方向と鈍角で交わるものが多いと考えられる。

取水口地点では、泥岩・砂岩互層からなり、新鮮な露岩が広く認められる。取水口および導水路トンネルを構成する砂岩や泥岩は軟岩に属し、ダム地点と同質の岩質であり、新鮮なものは 100 ~ 250 % の一軸圧縮強度を有しているものと思われる。4.2.2 項で述べたように、取水口地点で採取した泥岩試料に含まれる粘土鉱物は、そのほとんどがモンモリロナイト群に属する粘土鉱物である。従って、今後モンモリロナイト群の粘土鉱物を含む泥岩の膨潤性の有無を明らかにすると共に、トンネル経過地でのモンモリロナイト鉱物を含む碎屑岩の分布のは掘を行うべきである。

このような地質状況下での掘削断面 8 m を超える大口径トンネルの施工にあたっては、掘削後すみやかに巻立を実施するといった配慮を必要とするとともに、全ての区間で支保工が必要となるであろう。また、断層部などで捨て巻きなどの特殊工法を必要とする可能性もある。

集塊岩が、トンネル経過地に分布する可能性のある区域は、作業坑の位置する IP - 3 付近である。集塊岩は、計画地域では未固結な碎屑物であり、大口径トンネルの地質としては

避けるべきである。

今後、調査ボーリングによってIP-3付近での集塊岩の分布状態を確認する必要がある。また、山の披りが薄いIP-2および3付近では、泥岩や砂岩からなる基盤岩の風化状況をボーリングによって調べるべきであろう。

4.3.4 調圧水槽および水圧管路地点

(1) 地 形

調圧水槽は丘陵地からPacuare川左岸斜面へと地形が変わる小さな尾根部に位置する。水圧管路の位置する斜面は 30° 程の傾斜をなし、凹凸の少ない滑らかな斜面である。

(2) 地 質 (DWG. No. II-5 参照)

調圧水槽および水圧管路を構成する地質は、Tuis 累層の凝灰質なシルト岩、砂岩および礫岩である。これらの地層は、ほぼNW-SE、 45° SW の走向・傾斜の単傾斜を成している。いずれの岩石も灰緑色を呈し、一般に、石灰質な化石片や微化石を含む。調圧水槽ボーリングSB-1(鉛直、長さ116.5m)によれば、凝灰質砂岩が最も卓越しており、シルト岩や礫岩は極めて少ない。いずれの岩石も軟岩に属するが、ダム地点の泥岩・砂岩よりも固結度は高い。

新鮮な岩盤は、調圧水槽や水圧管路固定台として十分な強度を有するものと考えられる。調圧水槽は、尾根部に位置するため風化が深く、SB-1においては、深度約20mまで軟弱化している。水圧管路の位置する斜面には一部風化した岩盤がみられ、表土や崖錐堆積物は薄いと推定される。風化帯の厚さは明確でないが、予備設計では、固定台基礎の掘削深さを10m前後とした。

今後、各固定台地点で調査ボーリングを実施し、風化層の厚さを確かめる必要がある。

4.3.5 発電所地点

(1) 地 形

発電所の位置するPacuare川は、底幅の狭い谷を成し、小さく蛇行しながら北流している。発電所地点は、巾20m前後の現河川が彎曲した個所に位置し、右岸側の彎曲部の内側には幅100mを越す氾濫原が存在する。左岸山体は約 30° の傾斜の斜面を成している。

発電所の所要スペースは、河道を右岸側の氾濫原に流路変更することによって得ることができる。

(2) 地 質

発電所地点を構成する地質は、Tuis 累層の安山岩質ないし玄武岩質の集塊岩を含む火山砕屑岩類であり、一部には同質の熔岩が分布する。これらは、一般には層厚5~15mの堆積構造を成しており、その走向・傾斜はほぼNW-SE、 40° ~ 60° SW である。また、発

電所右岸の氾濫原に実施した調査ボーリング PHB-1 (鉛直, 長さ 2535 m) では貫入岩である粗粒玄武岩が確認されている。火山碎屑岩類は, Pacuare 川河岸沿いに広く露頭しており, 新鮮で堅硬な岩石であり, 発電所基礎として良好な岩盤である。

右岸氾濫原の砂礫層の厚さは, PHB-1 によれば 5 m である。発電所が予定される現河川の河床砂礫の厚さは不明であるが, 数 m 程度と推定される。

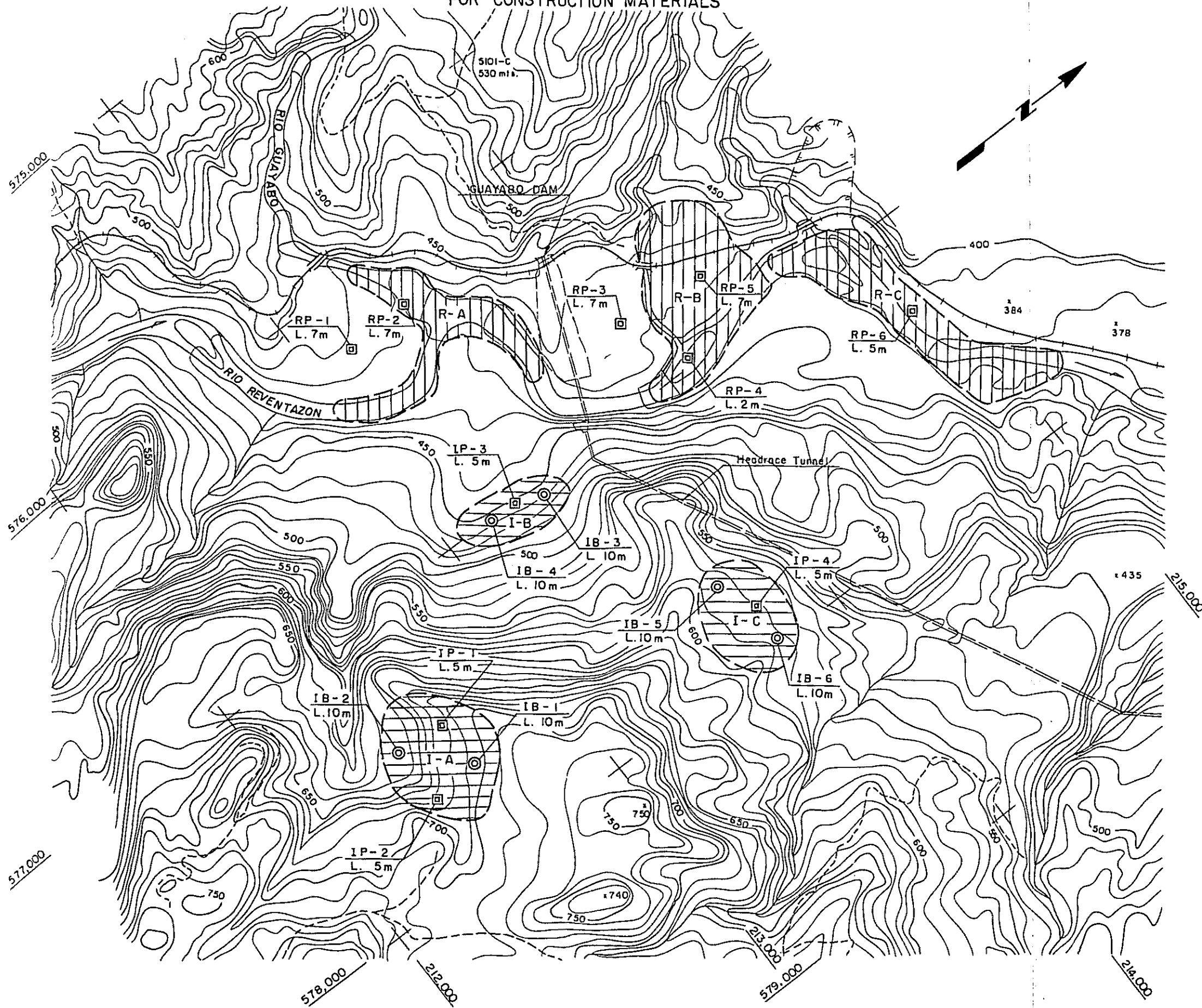
4.4 建設材料

Guayabo ダムのフィルダム部の盛立てに必要とされる土質材料, フィルター材料, ロック材料およびコンクリートダム, トンネル, 発電所その他に必要とされるコンクリート骨材の所要量はそれぞれ下記のとおりである。


土質材料	100,000 m ³
フィルター材料	70,000
ロック材料	394,000
コンクリート骨材	610,000


これらの建設材料については, これまで量的な調査も質的な試験も行われていないので, Fig. II-4-3 に提案する位置で立て坑とボーリングを実施するとともに, 立て坑から採取した試料を用いて, 一連の材料試験を実施する必要がある。

Fig. II-4-3 LOCATION MAP OF PROPOSED INVESTIGATION WORKS
FOR CONSTRUCTION MATERIALS



LEGEND

 Borrow Area for Concrete Aggregate and Pervious Materials. (River Deposit)

 Borrow Area for Impervious Material (Weathered Agglomerate)

 Drill Hole : proposed

 Test Pit : proposed

4.4.1 土質材料

ダム地点近傍で土質材料として利用できる可能性が最も高いのは、集塊岩の風化部である。集塊岩は Reventazon 川兩岸の山腹ならびに丘陵部に分布しており、安山岩質の最大約30 cm以下の角礫～亜角礫とこれを充填する凝灰質の基質から成る未固結堆積物である。全体として、左岸では層厚が薄く、数m以下の所が多いのにたいし、右岸では10 m以上の厚さをもつところが見られる。また、左岸に分布する集塊岩は堅硬な礫を多量に含むのにたいし、右岸のとくに高標高部のは、礫の内部まで風化が進んでいる。

地表踏査の結果に基づき、ダム地点右岸に3つの候補地区を選び Fig. II-4-3 に示す。I-A地区は、川から約250 m高い位置にあるが、分布が広く、礫の風化も進んでおり、最も好ましい地区である。(推定採取可能量600,000 m³) I-B地区は、分布範囲、風化速度の点からはI-A地区より劣るが、ダム地点に近い点で有利である。I-C地区は、距離の点でA地区とB地区の中間的な条件をもつ。

ダム地点近傍の谷底部に広く分布する泥流堆積物は巨礫を含む淘汰の悪い堆積物であり、土質材料として使用するには、ふるい分けが必要である。しかし、ダム地点の近傍に多量に分布するので、何らかの材料として利用できれば経済的であると考えられるので、今後ダム地点および材料採取地域で実施する立て坑のうち、この堆積物を掘削するものについては、少なくとも粒度分析だけは実施すべきである。

兩岸河岸から山腹にかけて分布する泥岩の風化層や崖錐堆積物も、土質材料として考えられないではないが、数mm～数cm大の粒状ないし岩片状のものが多く、粘土分が少なく、材料として好ましい粒度分布ではない。

4.4.2 フィルター材料

Reventazon 川の河床砂礫は大きい礫が多いので、そのままフィルター材料として使用することはできない。前述のダム基礎部で掘削される泥流堆積物もふるい分ければ、フィルター材料に利用することができよう。また、土質材料の採取候補地点として挙げた集塊岩の風化地区において、深部の風化程度の弱い部分から採取できる可能性もある。

いずれにせよ、所要量も少ないので、ダム近傍に分布する上記3種類の地層のいずれかから十分にまかなえるであろう。

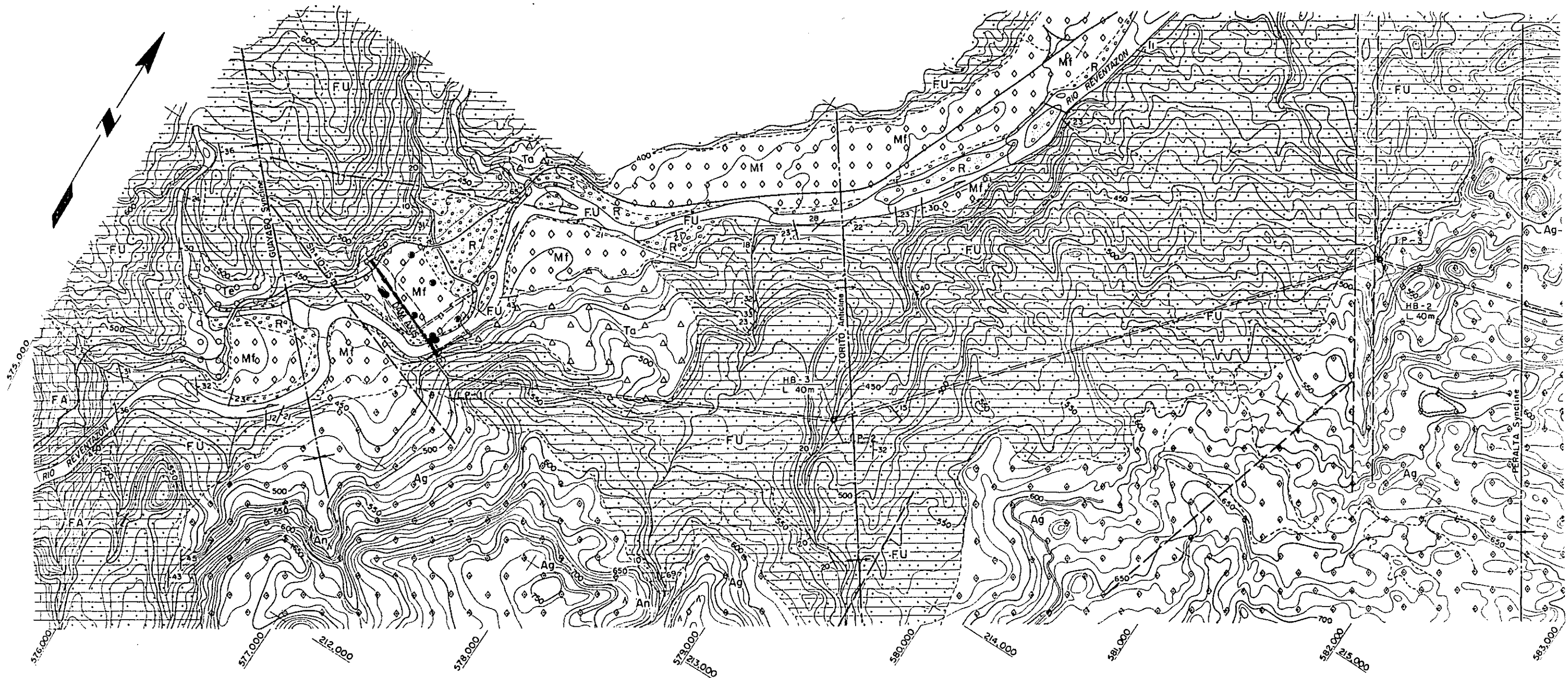
4.4.3 ロック材料およびコンクリート骨材

計画地域に分布する基盤岩類は、第三紀の軟らかい堆積岩を主としているため、ロック材料やコンクリート骨材として利用できる堅硬な岩石は少なく、わずかにダム地点上流約1.6kmに分布する Las Animas 石灰岩だけが堅硬な岩石である。しかし、この石灰岩は数cm～10 cm厚さの層状岩石であり、この岩石を採石している採石場では爆破だけで数cm大に破碎されている。

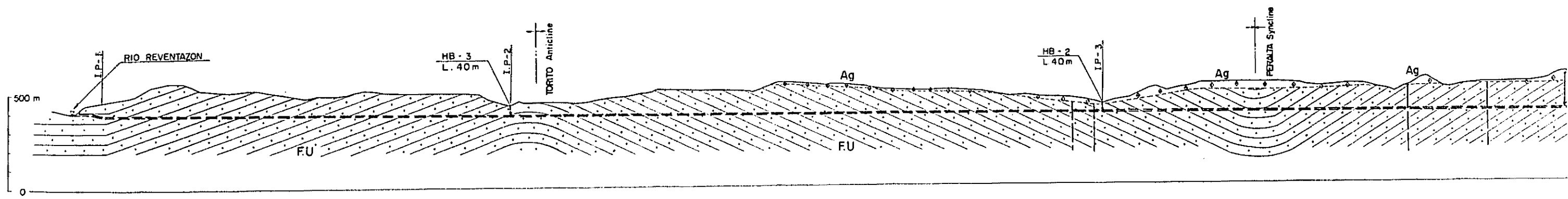
一方、ダム地点の上・下流には大きい礫が目立つ河床堆積物が広く分布しており、ロック材料としては、そのまま、コンクリート骨材およびフィルター材料としてはふるい分けと破砕によって利用できるものと判断される。この河床砂礫は40 cm以下の亜円ないし円礫を主とし、細礫や砂分の含有は少ない。礫は安山岩が多く、角閃石や斜長石にわずかに変質がみられるが、新鮮堅硬である。

ダム地点上流のA地区で450,000 m³、下流のB地区で1,300,000 m³、さらに下流のC地区で300,000 m³が採取可能と推定されるので、フィルター、ロックおよび骨材のすべて(約1,100,000 m³)をダム地点近傍の河床砂礫でまかなうことが可能であろう。なお、コンクリート骨材所要量610,000 m³のうち、発電所および発電所に近い部分のトンネルに使用する分については、Pacuaire川沿いに分布する同質の河床堆積物を使用する方が経済的と考えられるので、今後の調査が必要である。

PLAN

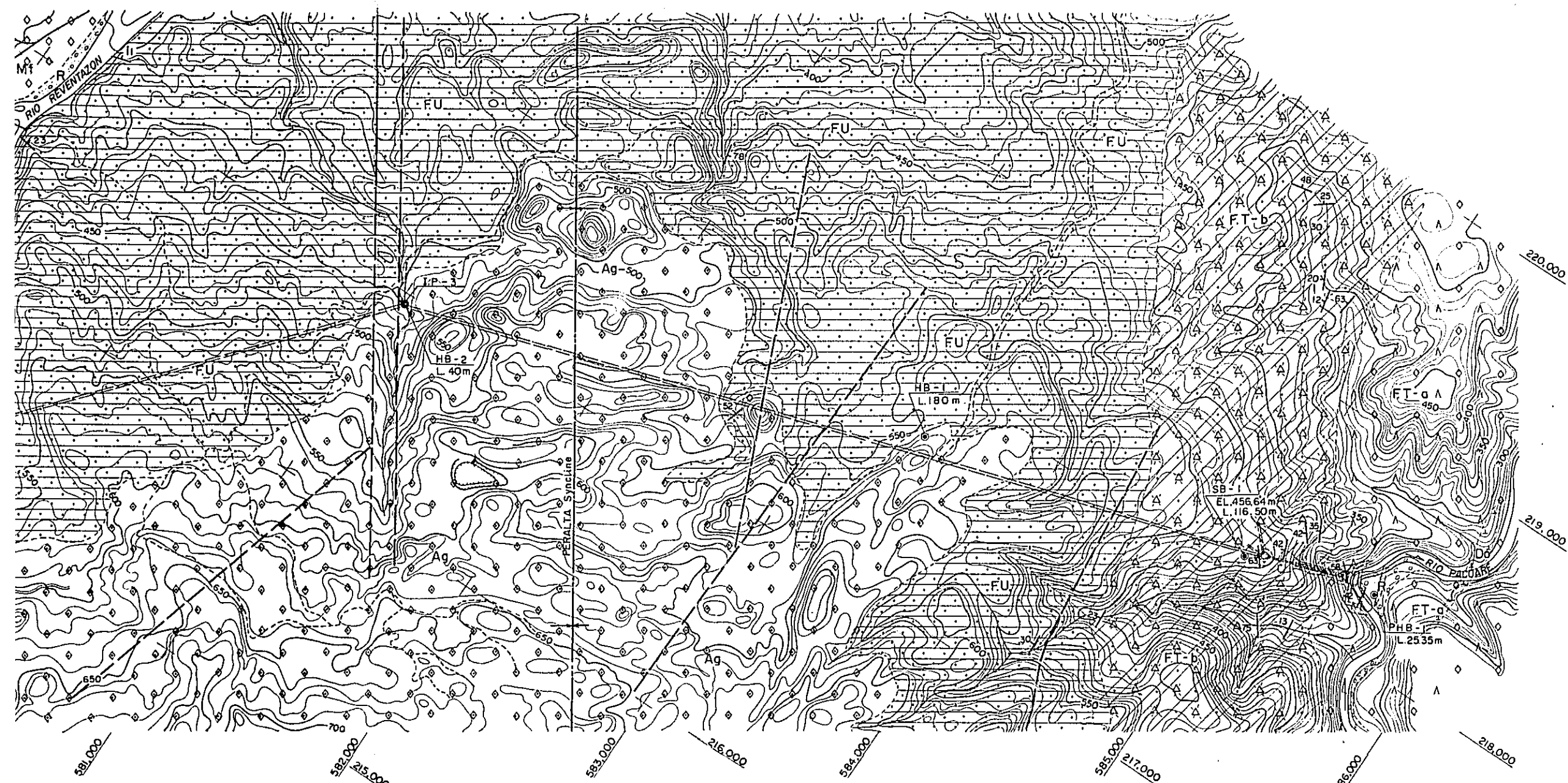


PROFILE A - A



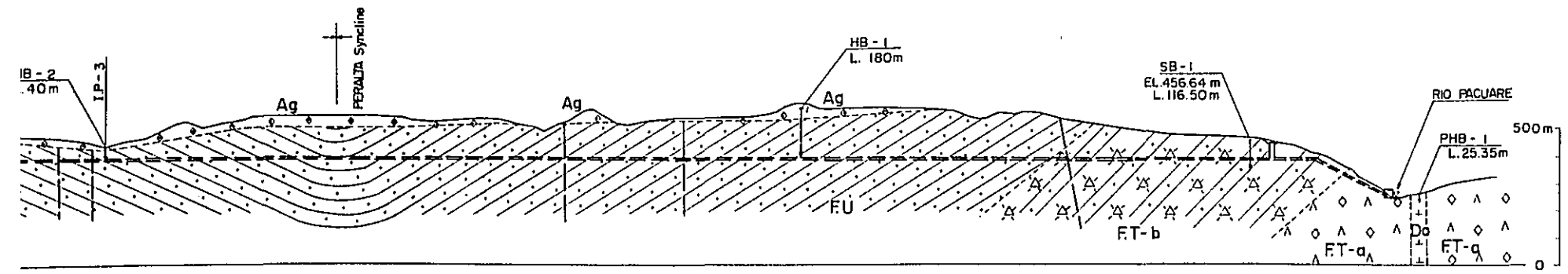
PLAN

LEGEND



- | | | | | |
|------------|----------|---------------------|--|---|
| Quaternary | Alluvium | Ta | Talus Deposit | |
| | | R | River Deposit | |
| | | Mf | Mud Flow Deposit | |
| | | Tb | Terrace Deposit | |
| | Diluvium | An | Andesitic Lava | |
| | | Ag | Agglomerate | |
| | Tertiary | Oligocene - Miocene | FU | USCARI Formation; Mudstone and Sandstone (locally interbedded with conglomerate and Fossil Bed) |
| | | | FT-b | TUIS Formation; Tuffaceous Siltstone, Tuffaceous Sandstone and Conglomerate |
| | | Palaocene - Eocene | FT-a | TUIS Formation; Andesitic or Basaltic Lava and Pyroclastic Rock |
| | LAL | | LAS ANIMAS Formation; Limestone | |
| | | Do | Dolerite (intrusive rock) | |
| | | | Geologic Boundary | |
| | | | Strike and Dip of Stratum | |
| | | | Strike and Dip of Intrusive Contact | |
| | | | Strike and Dip of Fault (confirmed) sh; Sheared zone (m) | |
| | | | Fault (assumed) | |
| | | | Anticlinal Axis | |
| | | | Synclinal Axis | |
| | | | Landslide | |
| | | | Test Pit; completed (plan) | |
| | | | Drill Hole; completed (plan) | |
| | | | Drill Hole; proposed (plan) | |
| | | | Drill Hole; completed (profile) | |
| | | | Drill Hole; proposed (profile) | |















PROFILE A - A



Note
Locations of proposed drill holes HB-2 and HB-3 for the headrace tunnel are shown in this drawing, but locations of proposed investigation works for another sites are shown in respective drawing.

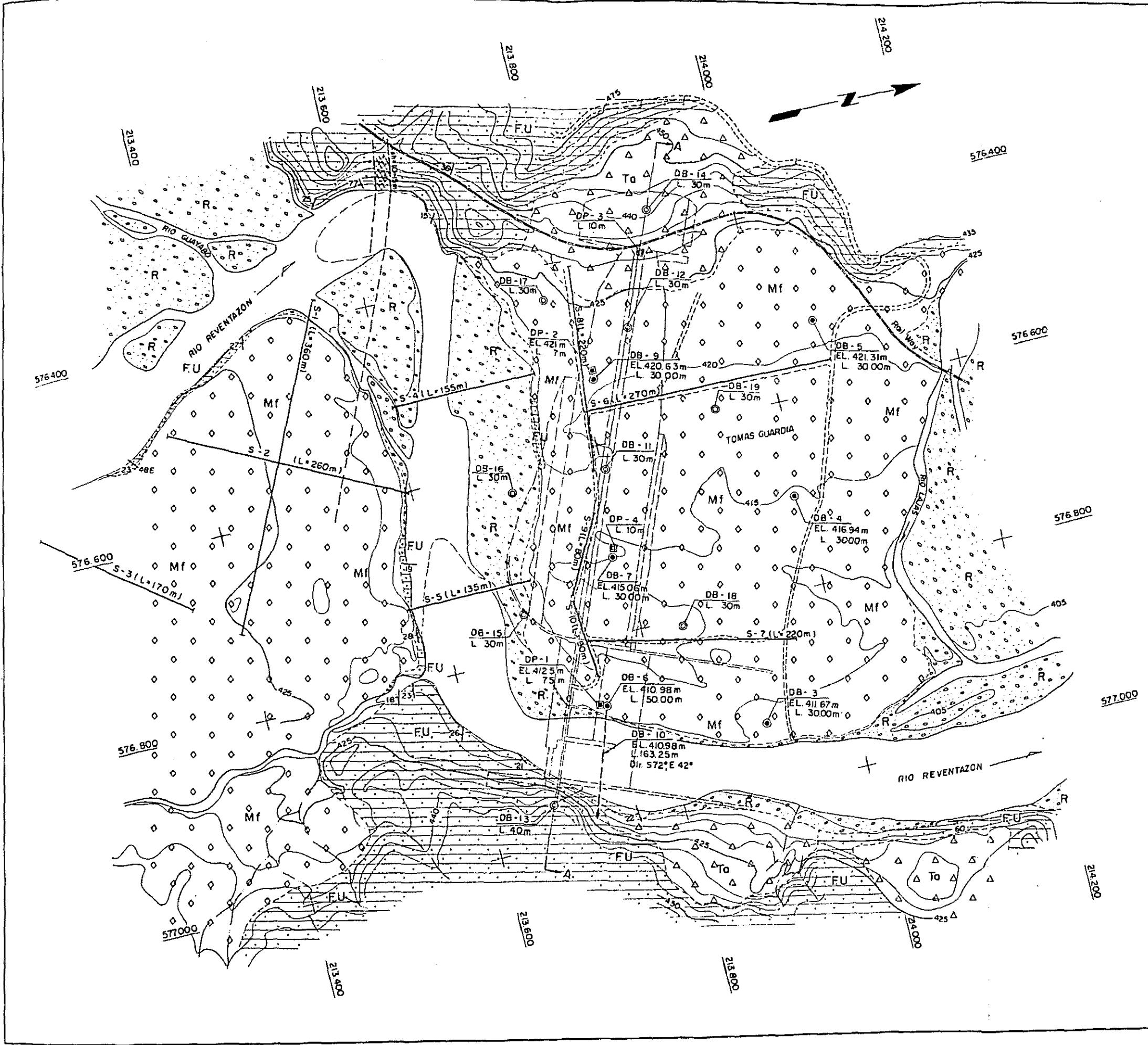
GUAYABO PROJECT	
GEOLOGICAL PLAN OF PROJECT AREA AND PROFILE OF WATER WAY	
DWG. NO. II - 2	MARCH 1978

LEGEND

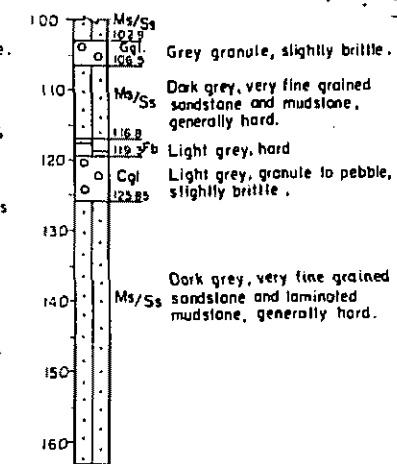
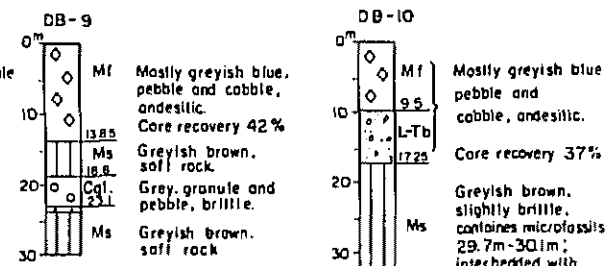
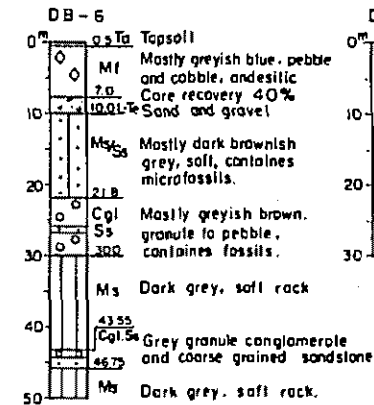
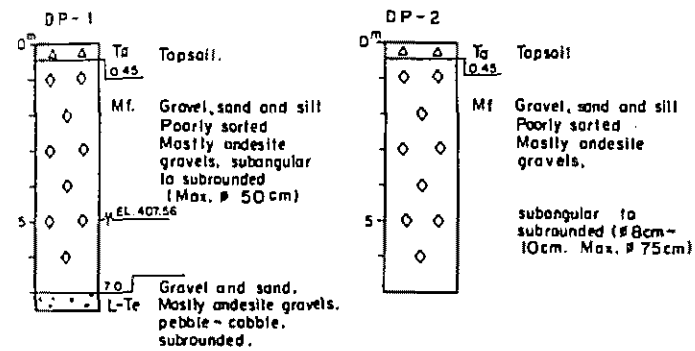
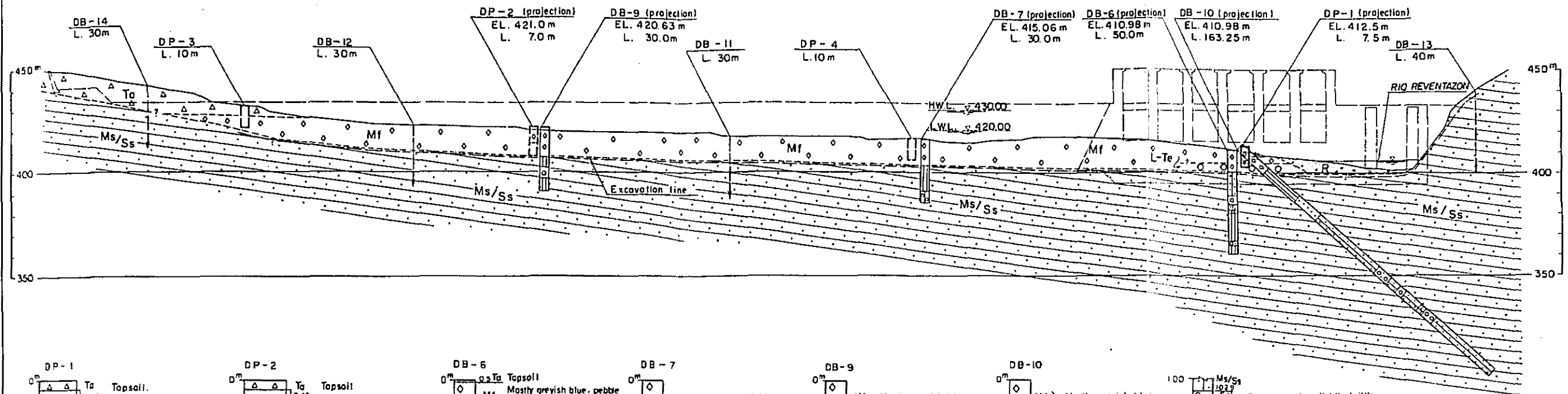
-  Topsoil and Talus Deposit
-  River Deposit
-  Mud Flow Deposit
-  USCARI Formation: Mudstone and Sandstone (locally interbedded with Conglomerate and Fossil Bed)
-  Geologic Boundary
-  Strike and Dip of Stratum
-  Fault (confirmed)
sh: sheared zone (m)
-  Fault (assumed)
-  Drill Hole: completed
-  Drill Hole: proposed
-  DB-1
EL: Elevation
L: Length
Dir: Direction
-  DP-1
Test Pit: digging as of Oct. 1977
-  DP-2
Test Pit: proposed
EL: Elevation
L: Length
-  S-1
Seismic Traverse



GUAYABO PROJECT	
GEOLOGICAL PLAN OF DAM SITE	
DWG NO. I-3	MARCH 1978



PROFILE A - A
(Looking Downstream)



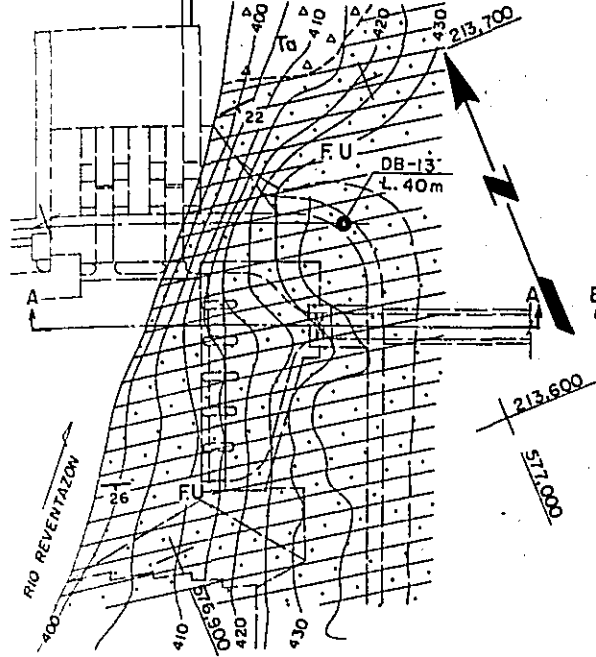
LEGEND

- Topsoil and Talus Deposit
- River Deposit
- Mud Flaw Deposit
- Lower Terrace Deposit
- Mudstone
- Sandstone
- Conglomerate
- Fossil Bed
- Alternation of Mudstone and Sandstone
- Geologic Boundary
- Ground Water Level
- Drill Hole (completed)
- Drill Hole (proposed)
- Test Pit (completed)
- Test Pit (proposed)

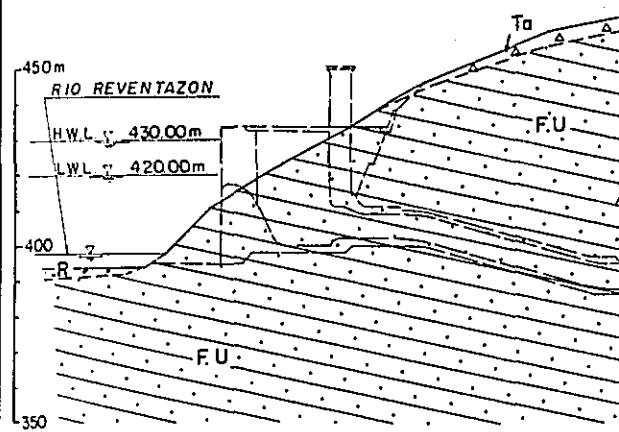


GUAYABO PROJECT
GEOLOGICAL PROFILE
OF
DAM AXIS
DWG. NO. II-4 MARCH 1978

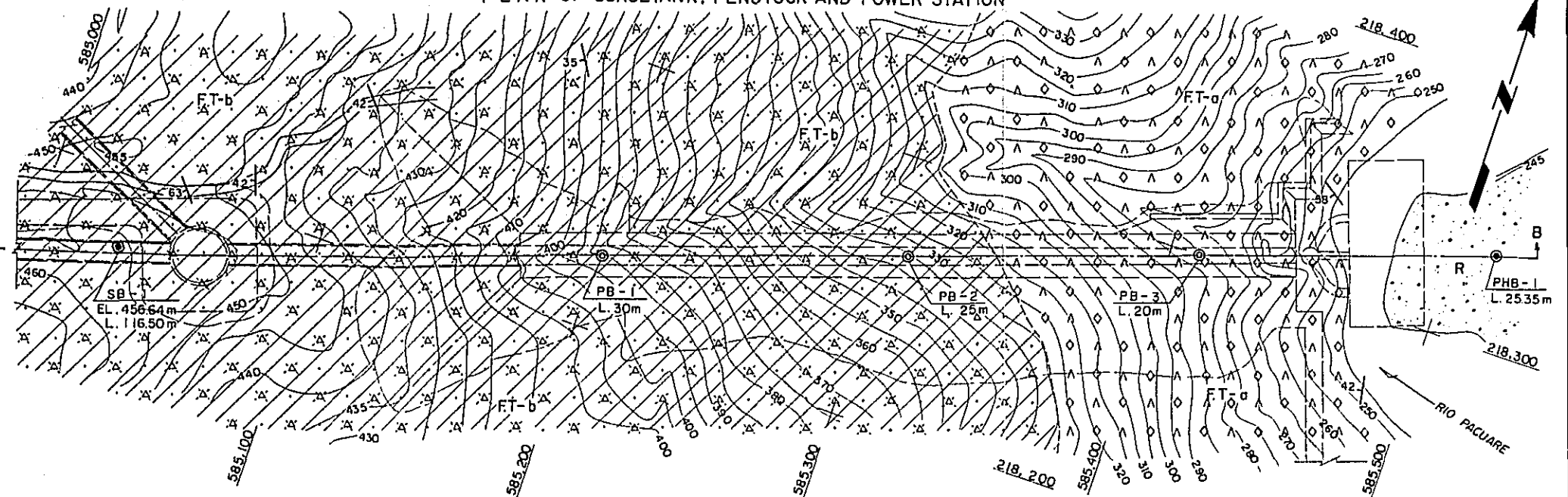
PLAN OF INTAKE



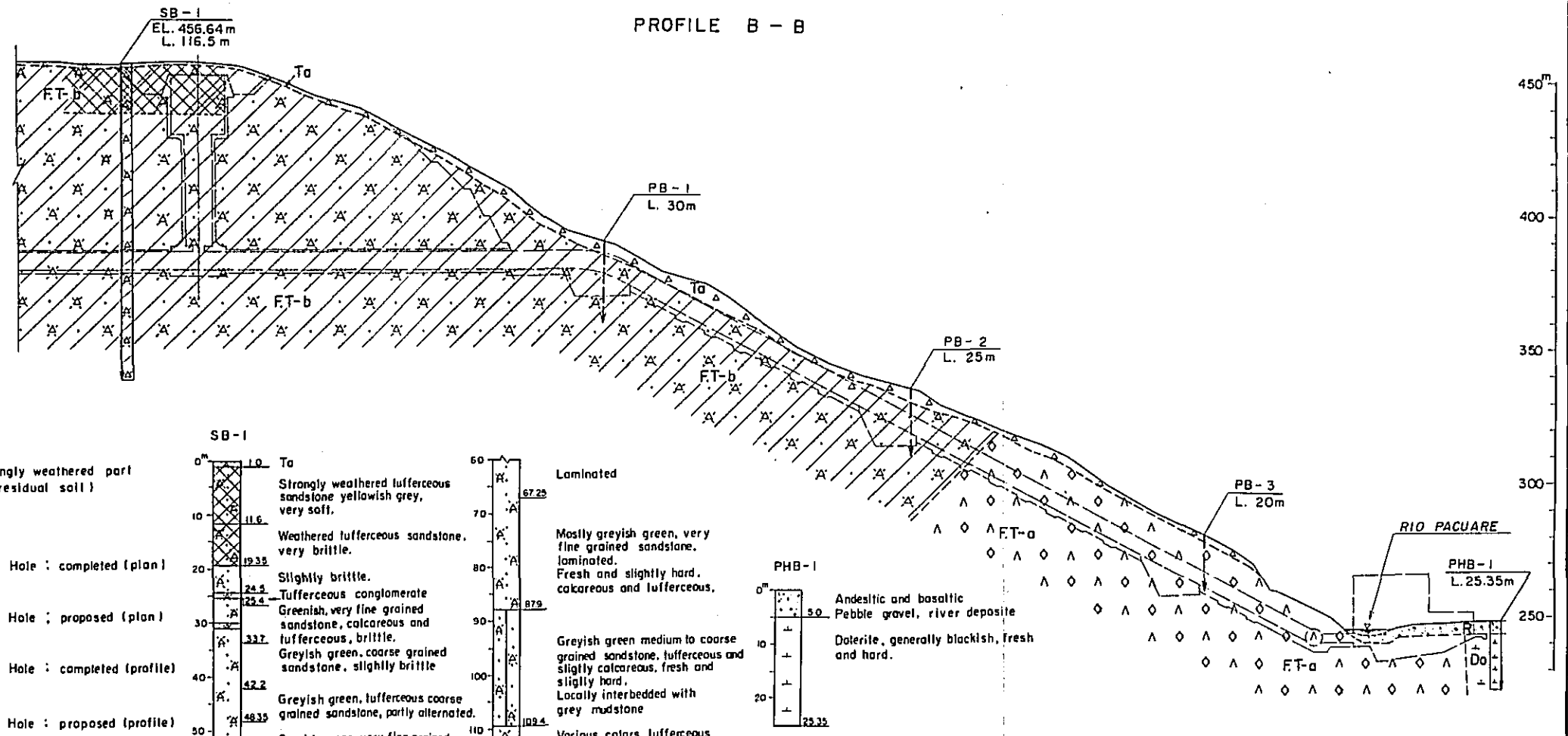
PROFILE A - A



PLAN OF SURGETANK, PENSTOCK AND POWER STATION



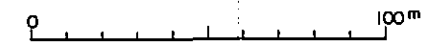
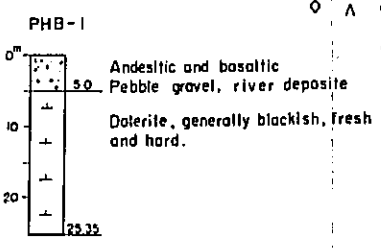
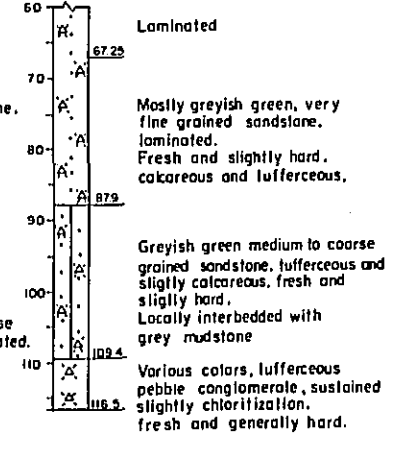
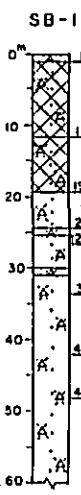
PROFILE B - B



LEGEND

- Topsoil and Talus Deposit
- River Deposit
- USCARI Formation; Mudstone and Sandstone (locally interbedded with Conglomerate and Fossil Bed)
- TUIS Formation; Tuffaceous Siltstone, Sandstone and Conglomerate
- TUIS Formation; Andesitic or Basaltic Lava and Pyroclastic Rock
- Dolerite (Intrusive Rock)

- Strongly weathered part (residual soil)
- Drill Hole: completed (plan)
- Drill Hole: proposed (plan)
- Drill Hole: completed (profile)
- Drill Hole: proposed (profile)



GUAYABO PROJECT

GEOLOGICAL PLAN AND PROFILE
OF
INTAKE AND POWER STATION

DWG. NO. II - 5 MARCH 1978

第5章 発電計画

第 5 章 発電計画

5.1 基礎的考察	II-123
5.2 保証水量	II-124
5.3 開発規模の検討	II-127
5.3.1 検討の基本的考え方	II-127
5.3.2 調整池満水位の検討	II-127
5.3.3 最大使用水量の検討	II-132
5.3.4 検討の結果	II-132
5.4 設備出力	II-134
5.5 保証尖頭出力および保証出力	II-134
5.6 可能発生電力量	II-134
5.7 主機台数	II-134

LIST OF FIGURES

- Fig. II-5-1 Determination of Max. Pondage Capacity for In-flow
- Fig. II-5-2 Study on Optimum Height of Normal Water Level
- Fig. II-5-3 Study on Optimum Max. Power Discharge
- Fig. II-5-4 In-flow, Power Discharge and Energy Production
- Fig. II-5-5 Pondage Surface Area and Storage Capacity Curve

LIST OF TABLES

- Table II-5-1 L_5 Discharge at Guayabo Dam Site
- Table II-5-2 Study on Optimum Height of Normal Water Level and Max. Power Discharge
- Table II-5-3 Energy Production

第 5 章 発 電 計 画

5.1 基礎的考察

Guayabo 計画は、Reventazon川中流部に調整池を設け、本流の河水を調整し、導水路トンネによって隣接河川である Pacuare川中流部に流域変更し、発電するものである。

本計画の検討に先立って、(1)本流沿いの開発案と流域変更による開発案、(2)発電方式、(3)ダム位置、発電所位置およびトンネルルートの事項について基礎的な考察を行い、次のように判断し、決定した。

(1) 本流沿いの開発案と流域変更による開発案

Reventazon川中流部は、Pacuare川と近接し、並行して流下している。開発計画案としては“本流沿いの開発案”と上記の地点特性を考慮した“流域変更による開発案”が考えられる。既存の報告書によれば、当計画案のダム地点付近から下流の開発計画案はGuayabo計画のみである。

これらの報告書を見直し、検討した結果、次に示す理由により“流域変更による開発案”が優れていると判断される。

(a) “本流沿いの開発案”は主として地形上の理由から経済的な落差が得られず“流域変更による開発案”に比較し、計画の経済性が格段に劣る。

(b) Pacuare川下流には、第Ⅲ部に述べる貯水池を有するSiquirres計画がある。

一方、Reventazon川下流には貯水池が得られる場所はない。したがって、“流域変更による開発案”は水の有効利用上優れているといえる。

なお、流域変更によって、Reventazon川下流域の利水に与える影響はない。

以上から、Guayabo計画は“流域変更による開発案”を採用することとする。

(2) 発電方式

コスタリカ国の発電設備の主体は、今後水力となることが予想され、また、供給力は季節により流量の変動の影響を受け易くなる。

新設される水力発電設備は、上記に述べたことに加え、河川のもつエネルギーを有効に利用することを考慮すると季節調整が可能な貯水池を有する発電所が望ましい。貯水池が地形的、経済的に不可能な場合には調整池を有する発電所が望ましい。Reventazon川中流部には貯水池式にできる地点はなく、調整池式計画のみが可能である。

したがって、Guayabo計画の発電方式は調整池式を採用することとする。

-
- * “ Informe Preliminar Proyecto Hidroelectrico Guayabo ” ;
Documento de Trabajo 007-77, Ago. 1977
 - * “ Report on Preliminary Master Plan for Hydro-electric
Projects on the Reventazon and Pacuare Rivers. ” Sep. 1977

(3) ダム位置、発電所位置およびトンネルルート

Guayabo 計画の経済性は、両河川を結ぶ導水路トンネルの延長が長いため、トンネルルートにより決定される。

すなわち、ダム位置および発電所位置は、両河川を結ぶ極力短いルートでかつ、落差の得られる地点に限定される。

ICE は、ダム位置、発電所位置およびトンネルルートについて数ヶ所、調査・検討を行ってきた。その結果、ダム位置として、Reventazon川と支流Guayabo川の合流点の下流付近、発電所位置としてPacuare川の Limon 県と Cartago 県の境界の上流付近を選定していた。

調査団は、これらを見直した結果、これらの地点は比較的短かいトンネルで大きな落差が得られ、経済的な地点であること、Pacuare川下流計画に支障をきたさないこと、地形および地質が構造物に適当なこと等の理由により、最適な地点と判断される。

したがって、ダムおよび発電所位置は上記に示す位置とする。

トンネルルートは、第4章「地質および材料」で述べた地質状況および第6章「予備設計」で述べる施工性を考慮した場合の最も経済的なルートを選定した。

5.2 保証水量

このスタディでは、保証水量とは電力需給バランスの作成に用いる供給能力の算定の基礎となる水量と定義する。

第1章「需要想定」に示すとおり、電力需給バランスの検討において対象とした月は、電力需給上クリティカルな4月および12月としている。このため、保証水量についても4月および12月の値を求めることとする。

Guayabo計画は日間調整池式発電所であることを考慮し、保証水量の検討にあたっては、月間流況曲線の最小から5ヶの流量を平均した流量、いわゆるL₅流量(Appendix A-3参照)を使用する。L₅流量の最大値、最小値および平均値は1959年から1976年までの18ヶ年間の各月の流況曲線から求める。

その結果は、Table II-5-1に示すとおりであり、4月および12月については次のとおりである。

	(m ³ /sec)	
	4 月	12月
最大値	73.6	17.3
平均値	45.0	77.3
最小値	33.0	57.6

L_3 流量の最小値とは最渇水年の流量を意味する。 L_3 流量の値として最小値をもって保証水量とすることは下記に述べる理由により適当ではない。

すなわち、 L_3 流量の最小値のときに電力需要が最大になる確率は小さく、このような機会には予備力、大規模貯水池を有する発電所の運用および隣接国からの融通電力などで対処すると考えた方が合理的である。また、出水の不等時性を考慮すれば、kW バランスを最渇水量で検討することは、全体の供給設備が過大となるおそれがある。

以上の点を考慮して保証水量としては18ヶ年間の L_3 流量平均値を採用し、4月、 $45m^3/sec$ 、12月、 $77.3m^3/sec$ とする。

なお、Table II-5-1 の Guayabo 地点の L_3 流量には、上流に位置する、貯水池を有する Cachi 発電所による渇水時の補給を考慮してある。

Table II-5-1 L5 Discharge at Guayabo Dam Site

Catchment Area 1518 km² (Unit; m³/sec)

Item	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Max.	103	81.1	68.0	73.6	113	143	132	139	153	143	124	173	Max. (173)
Mean	58.6	49.1 (46.2)	45.0 (38.3)	45.0 (36.3)	50.8	99.0	96.4	97.6	109	115	97.6	77.3	78.3 (76.8)
Min.	43.9 (39.5)	37.7 (32.7)	36.0 (27.8)	33.0 (25.4)	34.3	77.7	66.1	69.8	75.4	94.1	70.5	57.6	Min. (32.9)

Note: (1) $\text{Mean} = \frac{\text{PL5} + \text{SL5}}{2}$

PL5 ; L5 Discharge Calculated from *Parallel Duration Curve
 SL5 ; L5 Discharge Calculated from *Series Duration Curve

(2) Max. L5, Min. L5 ; Calculated from Parallel Duration Curve

Values in Parentheses are Obtained without Considering Effect of Regulation by Cachi Reservoir.

* See Appendix A -3

5.3 開発規模の検討

5.3.1 検討の基本的考え方

Guayabo計画は、Reventazon川の河水を、Pacuare川に流域変更し、発電する計画である。Pacuare川下流には第Ⅲ部に述べるSiquirres計画がある。本来、Guayabo計画の規模の検討にあたっては、分水された水によるSiquirres計画の電力量を含めて行なう必要がある。

しかしながら、Siquirres計画についての調査・検討は十分でないことを考慮して、本検討においては、Guayabo計画単独で行うこととする。

デフィニット・スタディにおいて、Siquirres計画の検討が進んでいけば、Siquirres計画を含めた総合的な検討を行うことが望ましい。

以下に、規模の検討のための主要な条件を記載する。

- (1) 発電方式は日間調整池式発電所とする。
- (2) 調整池の有効容量は、調整池への流入量に対応して日間調整を行える容量とする。
- (3) 規模検討の比較にあたっては、便益費用比 (B/C) および超過便益 ($B-C$) を尺度とした経済比較による。

なお、この便益は、第Ⅱ部第8章「経済評価」に述べる代替火力発電所の年経費を尺度にして求める。

- (4) 便益計算の便益の算出に用いる出力および電力量は、下記に示す条件で求め、それぞれ、有効出力および有効電力量と定義する。
 - (a) 有効出力は、4月および12月の保証水量から定まる出力の平均値から事故および補修による損失率2.5%と所内率0.3%の合計2.8%の損失率を差引いたものとする。日負荷率(設備利用率)は、将来の予想される差引き負荷の形状から50%以上(ピーク時間12時間以上)とする。
 - (b) 有効電力量は、年間可能発生電力量から上記の損失率2.8%を差引いたものとする。

なお、年間可能発生電力量の計算は、各検討ケースの取水水位(調整池における利用水深の中間水位)と放水水位(標高246m)から定まる有効落差を使用して行う。計算の対象とする期間は、1959年から1976年までの18ヶ年間とし、18ヶ年間の平均値をもって年間可能発生電力量とする。

- (5) 便益計算に用いる年経費は、工事費に年経費率を乗じて算出する。主要構造物の工事費は予備設計を行って求める。

5.3.2 調整池満水位の検討

Guayabo計画の規模は調整池の満水位および最大使用水量により定まる。検討の対象とされる諸元はそれぞれ、満水位標高430~440m、最大使用水量120~180 m^3/sec とする。

本項では、まず最大使用水量を140 m^3/sec と仮定し、調整池満水位標高を430m、435m

および440mとした3ケースについて各ケースの経済性を比較検討する。

なお最大使用水量 $140\text{ m}^3/\text{sec}$ にたいする調整池の必要容量はFig. II-5-1に示すとおり3.02百万 m^3 である。また、満水位標高430mは、堆砂量および地形図の精度にたいする余裕を考慮したとき、いわゆる調整池の必要容量3.02百万 m^3 にたいする限界となる満水位である。

上記の経済性比較の結果は次に示すとおりであり、その詳細をTable II-5-2, Fig. II-5-2に示す。

経済性	満水位 (N.W.L.)	430	435	440
B/C		1.433	1.403	1.360
B-C (10 ⁶ Colones)		97.8	97.0	92.7

これから、満水位430m案が最適となっている。

Table II-5-2にみられるように、満水位を上げるにつれて、有効落差は増加し、出力および発生電力量は増加する。すなわち、便益は増加する。

一方、年間費用は、満水位を上げるにつれて、主としてダムの工事費の増加により増加する。しかし、便益の増加量に比較して年間費用の増加量が大きいため、経済性は低下する。

したがって、Guayabo調整池の満水位は、所要容量が確保できる範囲内で極力下げるのが最も経済的となる。これより、満水位は標高430mと定める。

なお、貯水容量曲線としては、水位標高430mまではICE資料(Documento de Trabajo 007-77)を用い、水位標高430mを超える部分は調査団がこれを補足して用いた。しかし、この容量曲線は1/10,000の地形図をもとに算出されたものであるため、今後、さらに1/5,000以上の精度の地形図で算出し、精度を高める必要がある。

Fig. II-5-1 Determination of Max. Pondage Capacity for In - Flows.

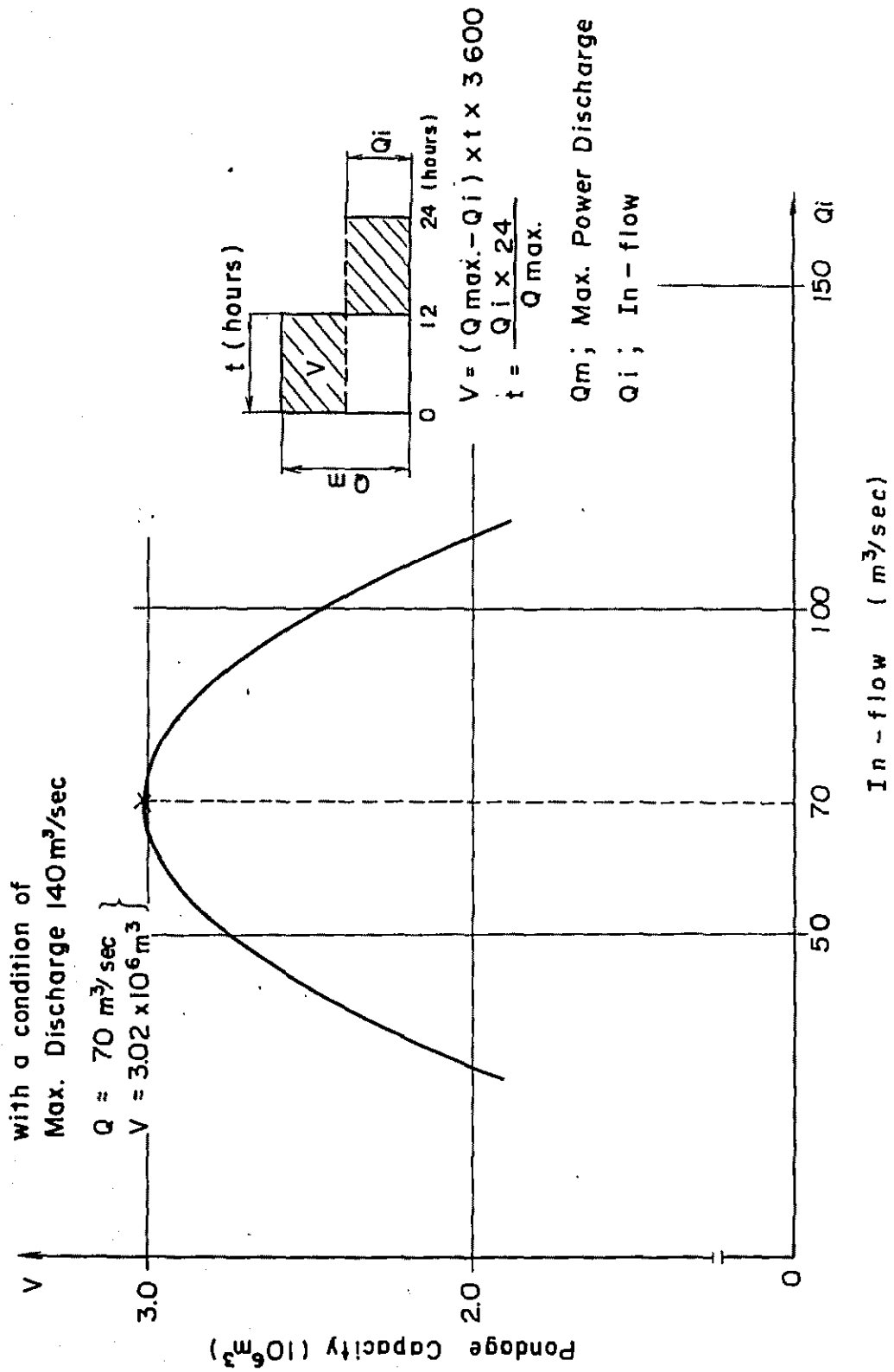
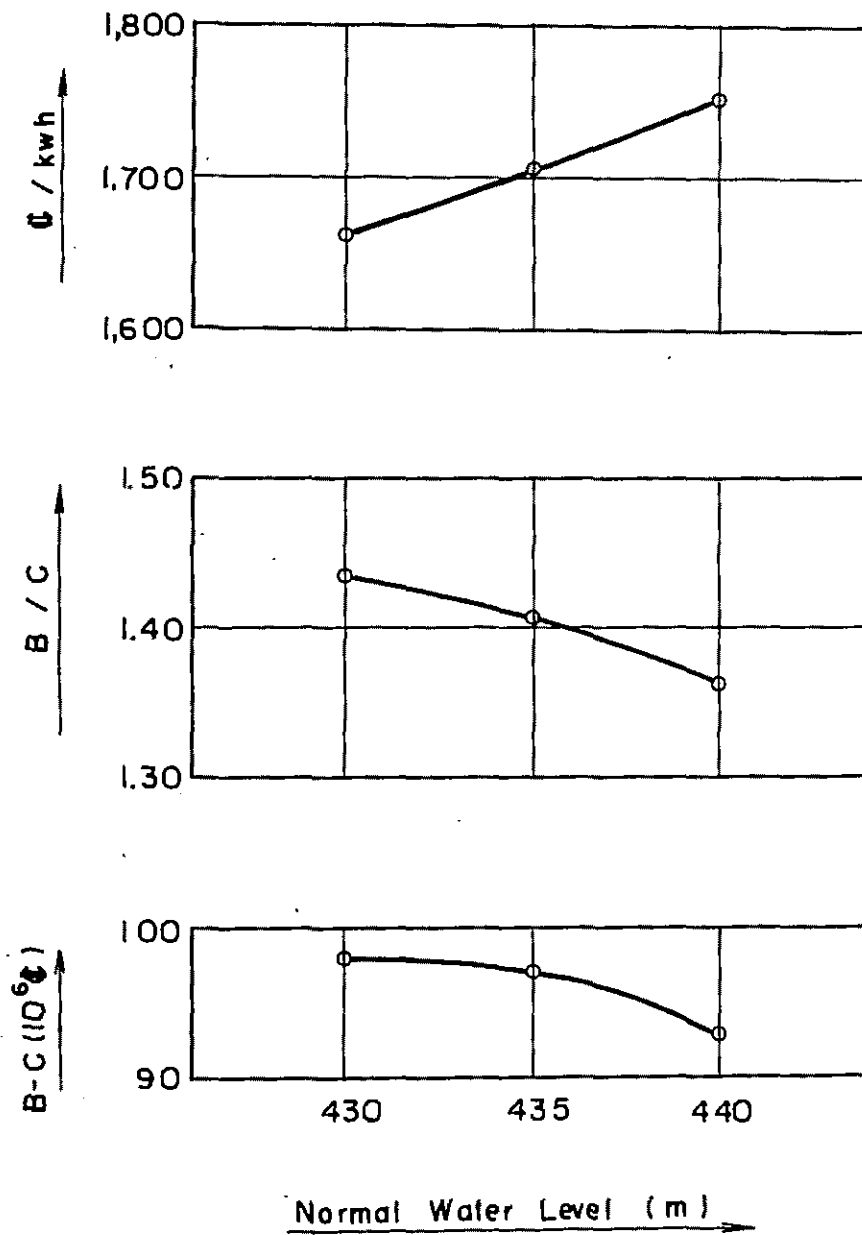


Table II-5-2 Study on Optimum Height of Normal Water Level and Max. Power Discharge

Item	Unit	Q max : 140 m ³ /sec		N. W. L. : 430 m				
		N. W. L. : 430 m	N. W. L. : 435 m	N. W. L. : 440 m	N. W. L. : 440 m			
Effective Head	m	155.0	162.2	167.7	154.2	155.0	155.1	153.0
Max. Power Discharge	m ³ /sec	140.0	140.0	140.0	120.0	140.0	160.0	180.0
L5 Discharge (Apr.)	m ³ /sec	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
L5 Discharge (Dec.)	m ³ /sec	77.3	77.3	77.3	77.3	77.3	77.3	77.3
Installed Capacity	MW	180	191	197	155	180	208	231
Average L5 Peak Output	MW	149	157	162	136	149	159	158
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	1192	1248	1289	1093	1192	1262	1294
kW Benefit (B1)	10 ⁶ Col.	103.4	109.1	111.9	94.8	103.4	110.5	109.8
kWh Benefit (B2)	10 ⁶ Col.	220.1	230.5	238.1	201.8	220.1	233.1	239.0
Total Benefit(B=B1+B2)	10 ⁶ Col.	323.5	339.6	350.0	296.6	323.5	343.6	348.8
Construction Cost	10 ⁶ Col.	1980	2124	2257	1818	1980	2198	2447
Construction Cost per kWh	Col./kWh	1.661	1.702	1.750	1.663	1.661	1.742	1.891
Annual Cost (C)	10 ⁶ Col.	225.7	242.1	257.3	207.3	225.7	250.6	279.0
Benefit Cost Ratio (B/C)	-	1.433	1.403	1.360	1.431	1.433	1.371	1.250
Annual Surplus Benefit(B-C)	10 ⁶ Col.	97.8	97.0	92.7	89.3	97.8	93.0	69.8

Fig. II-5-2 Study on Optimum Height of Normal Water Level



Ⓢ : Colones

5.3.3 最大使用水量の検討

ここでは、前項の検討結果である最適満水位 430 m の場合について、最大使用水量を 120 m^3/sec 、140 m^3/sec 、160 m^3/sec および 180 m^3/sec の 4 ケースに変化させたときの各ケースの経済性を比較・検討する。

上記各案の経済性比較の結果は次に示すとおりであり、その詳細は Table II-5-2, Fig. II-5-3 である。

経済性 \ 最大使用水量 (m^3/s)	120	140	160	180
B / C	1.431	1.433	1.371	1.250
B-C (10 ⁸ Colones)	89.3	97.8	93.0	69.8

これから、最適な最大使用水量は 140 m^3/sec である。

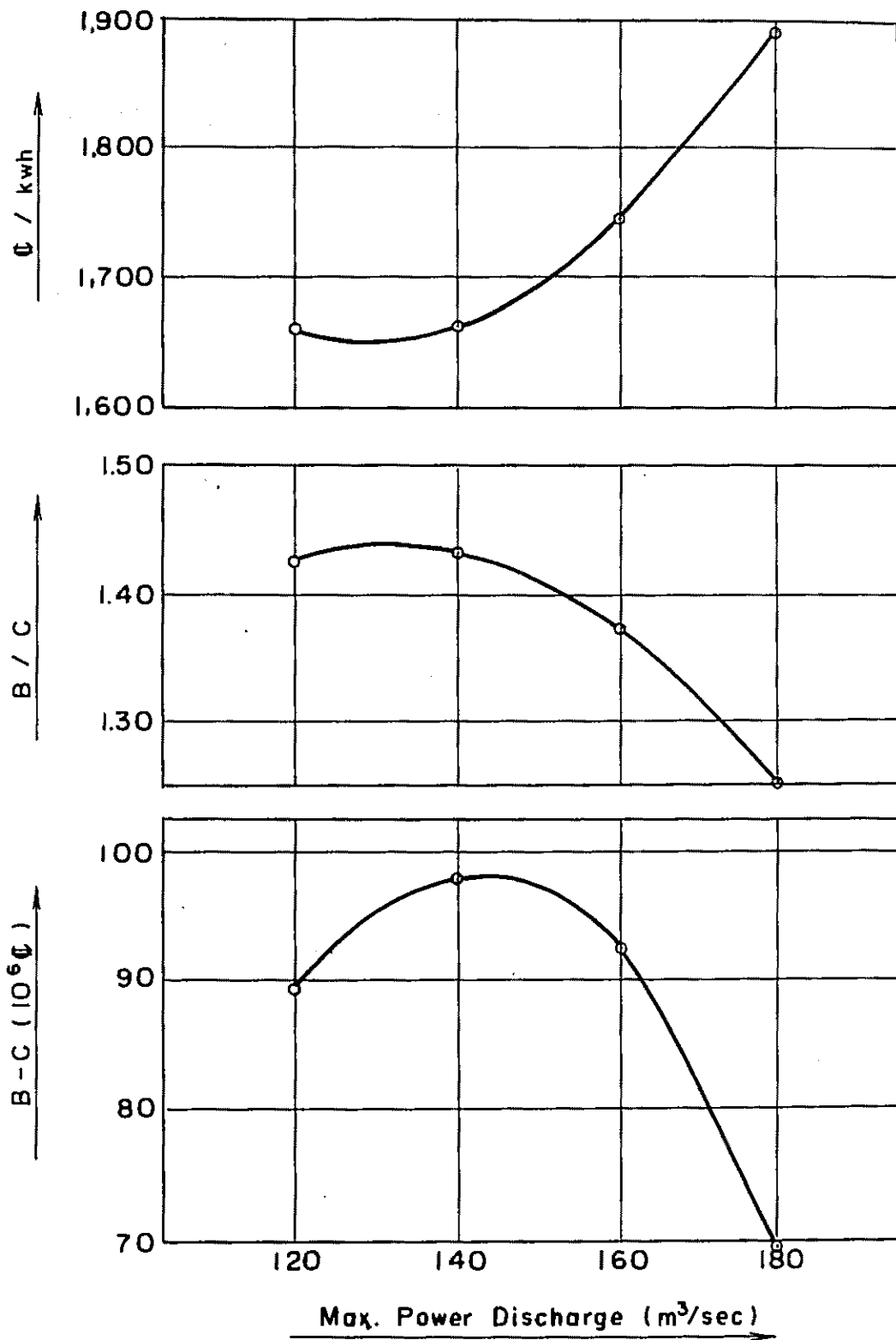
上記の Table および Fig. からわかるように、この計画地点は、最大使用水量を増加させるとき、次のような特性がある。

- (1) 有効出力は、最大使用水量 160 m^3/sec まで増加するが、160 m^3/sec を超えても増加しない。
- (2) 有効電力量は増加するが、その増加率は減少する。
- (3) 総工事費は、主としてトンネル工事費の上昇のため増加する。その増加率は上昇する。

5.3.4 検討の結果

5.3.2 項および前項の結果から最適満水位は 430 m、最適最大使用水量は 140 m^3/sec である。このときの最大出力は 180 MW である。

Fig. II-5-3 Study on Optimum Max. Power Discharge



• : Colones

5.4 設備出力

Guayabo 発電所の設備出力は、最大使用水量 $140 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、基準有効落差 155 m のときの 180 MW とする。

このときの、基準取水水位は、利用水深の中間水位 425 m とし、放水水位は、最大使用水量時の発電所放水口における推定水位とする。この放水水位は $1/10,000$ 地形図から推定したものであり、今後デフィニットスタディまでに放水口地点の水位流量曲線を作成し、精度を高める必要がある。

5.5 保証尖頭出力および保証出力

Guayabo 発電所の全設備出力が投入される 1989 年の保証尖頭出力 (Firm Capacity) は 4 月 158 MW 、 12 月 180 MW である。

Guayabo 発電所の年間に亘って保証できる保証出力 (MW Continuous) は 59 MW である。

5.6 可能発生電力量

Guayabo 計画の可能発生電力量は、基準有効落差 155 m を一定とし、 18 ヶ年間の日流量を使用し、日計算により算出する。

その結果を Table II - 5 - 3 に示す。

これによれば、 18 ヶ年平均の年間可能発生電力量は $1,192$ 百万 kWh である。

Fig. II - 5 - 4 に月別の流入量、使用水量および溢水量を示す。

5.7 主機台数

これまでの検討の結果から、Guayabo 計画の最適な設備出力は 180 MW である。この 180 MW の出力にたいし、妥当な主機台数としては 2 台または 3 台である。

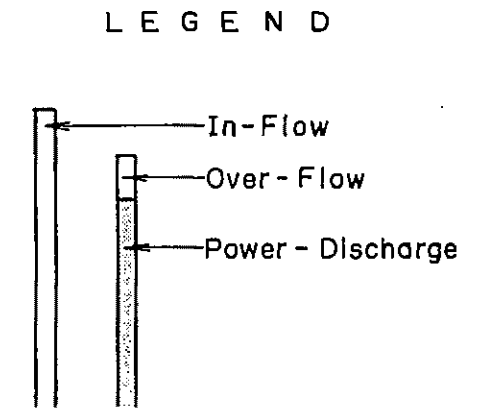
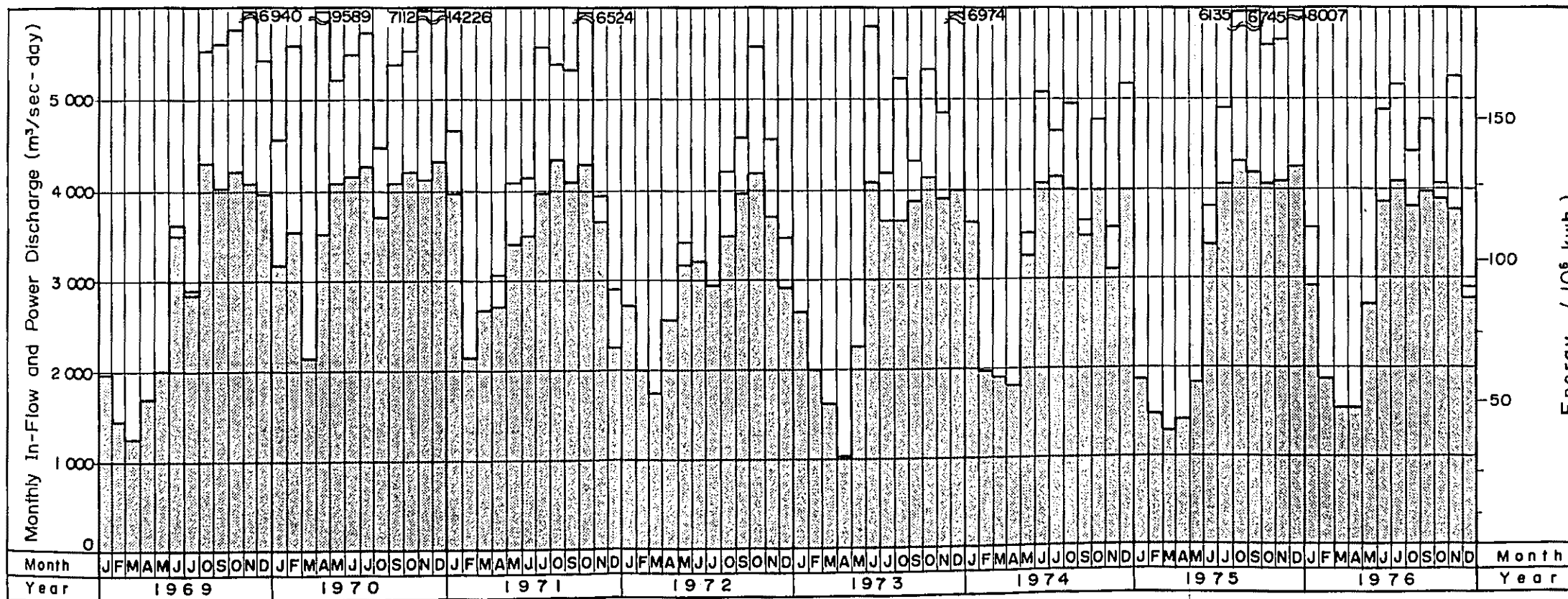
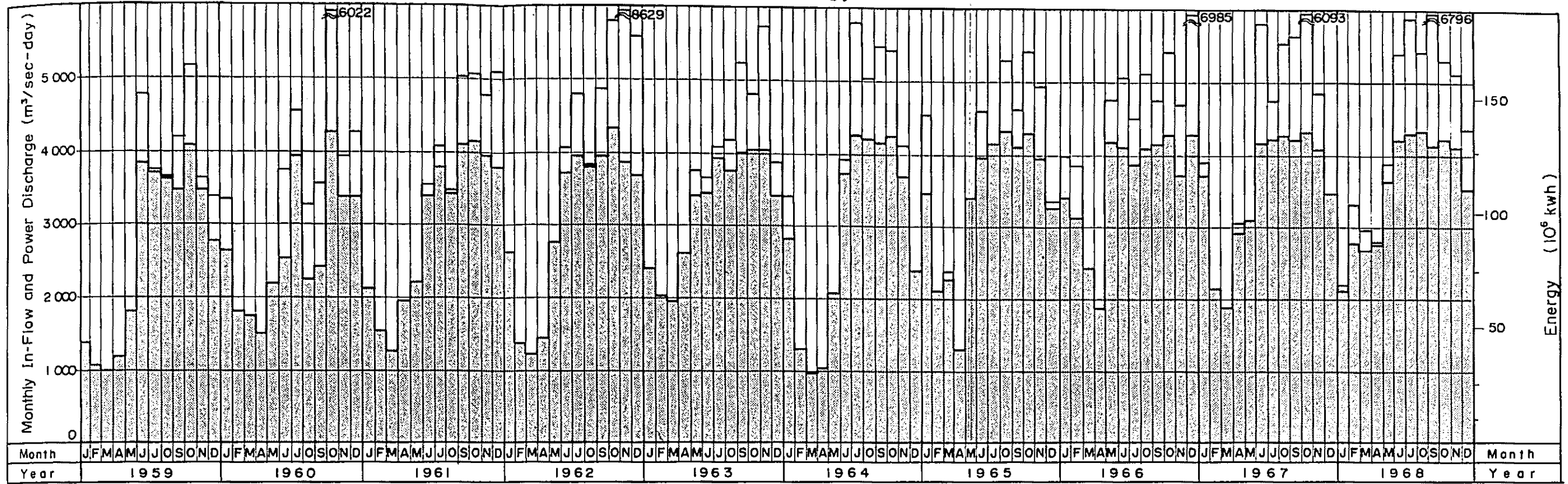
台数を少なくすることは、経済性の観点からは有利である。しかし、 2 台としたときの単機出力 90 MW は 1990 年頃の予想される最大需要電力 $700 \sim 800 \text{ MW}$ にたいし、事故時に、供給力不足を生ずることが予想されることから過大にすぎるといえる。

したがって、供給信頼性を重視して 3 台案すなわち単機出力 60 MW とする。

Table D-5-3 Energy Production

Year	(Unit: 10 ⁶ kWh)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1959	44.1	34.6	31.6	38.9	57.8	121.6	113.1	112.2	109.3	127.9	109.3	86.8	987.0
1960	82.8	58.0	54.6	47.8	69.1	111.6	124.0	102.2	107.9	133.7	106.1	108.9	1106.6
1961	65.5	48.9	40.8	37.2	68.7	106.3	117.8	107.6	127.6	130.9	124.0	119.2	1094.2
1962	82.5	44.5	39.2	45.6	86.4	115.7	124.6	119.6	124.3	135.1	121.1	115.9	1154.4
1963	75.5	63.4	61.7	81.2	106.6	107.9	122.8	116.8	125.1	126.1	125.5	106.6	1219.3
1964	88.1	41.0	31.2	32.4	64.7	116.2	132.8	131.2	129.5	133.0	116.1	73.8	1090.1
1965	109.1	65.5	71.9	41.8	93.8	124.0	121.7	134.7	127.0	133.1	124.8	102.4	1249.9
1966	106.4	98.3	75.9	59.5	129.9	127.4	121.5	127.5	128.1	133.8	117.1	132.3	1357.8
1967	116.1	66.6	58.6	91.1	96.5	129.7	131.2	133.8	131.2	134.9	127.3	103.2	1320.4
1968	66.3	86.6	83.6	85.7	113.4	130.7	134.3	134.9	128.9	132.0	126.9	109.8	1333.1
1969	62.2	45.9	39.3	53.3	62.5	109.8	89.1	134.5	125.4	131.9	127.1	124.4	1105.5
1970	99.9	110.6	67.1	109.6	127.7	130.9	134.0	115.4	127.6	131.4	128.7	135.6	1418.6
1971	124.7	67.0	83.0	83.7	105.8	110.0	124.8	134.6	126.5	134.4	113.5	70.3	1278.3
1972	84.9	61.1	55.1	78.7	97.1	99.2	92.5	108.8	123.6	130.9	115.8	91.2	1138.8
1973	72.8	62.4	51.0	32.0	70.1	126.8	113.7	114.0	121.2	128.5	122.2	124.9	1139.8
1974	105.0	61.5	59.8	56.5	101.7	127.2	129.3	125.5	108.3	124.8	96.3	93.6	1189.7
1975	57.4	46.0	39.7	43.4	57.0	105.3	125.5	134.4	130.3	126.2	127.7	132.6	1125.3
1976	91.2	58.2	48.4	47.8	84.7	120.3	127.0	118.0	124.6	121.8	118.9	86.9	1147.5
Average	85.2	62.2	55.2	59.2	88.5	117.8	121.1	122.5	123.7	130.6	119.4	106.6	1192.0

Fig.II-5-4 In-Flow , Power Discharge and Energy Production



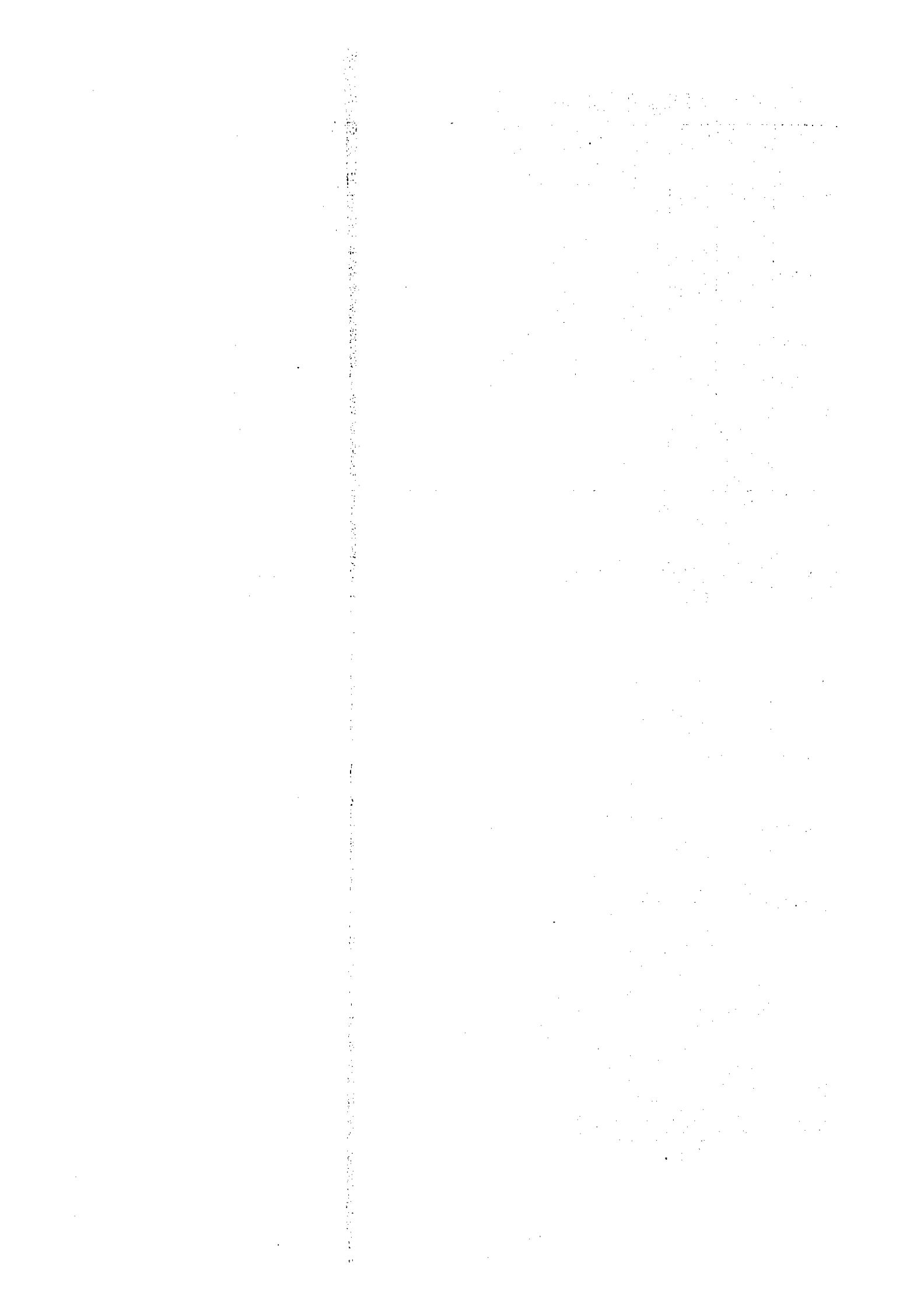
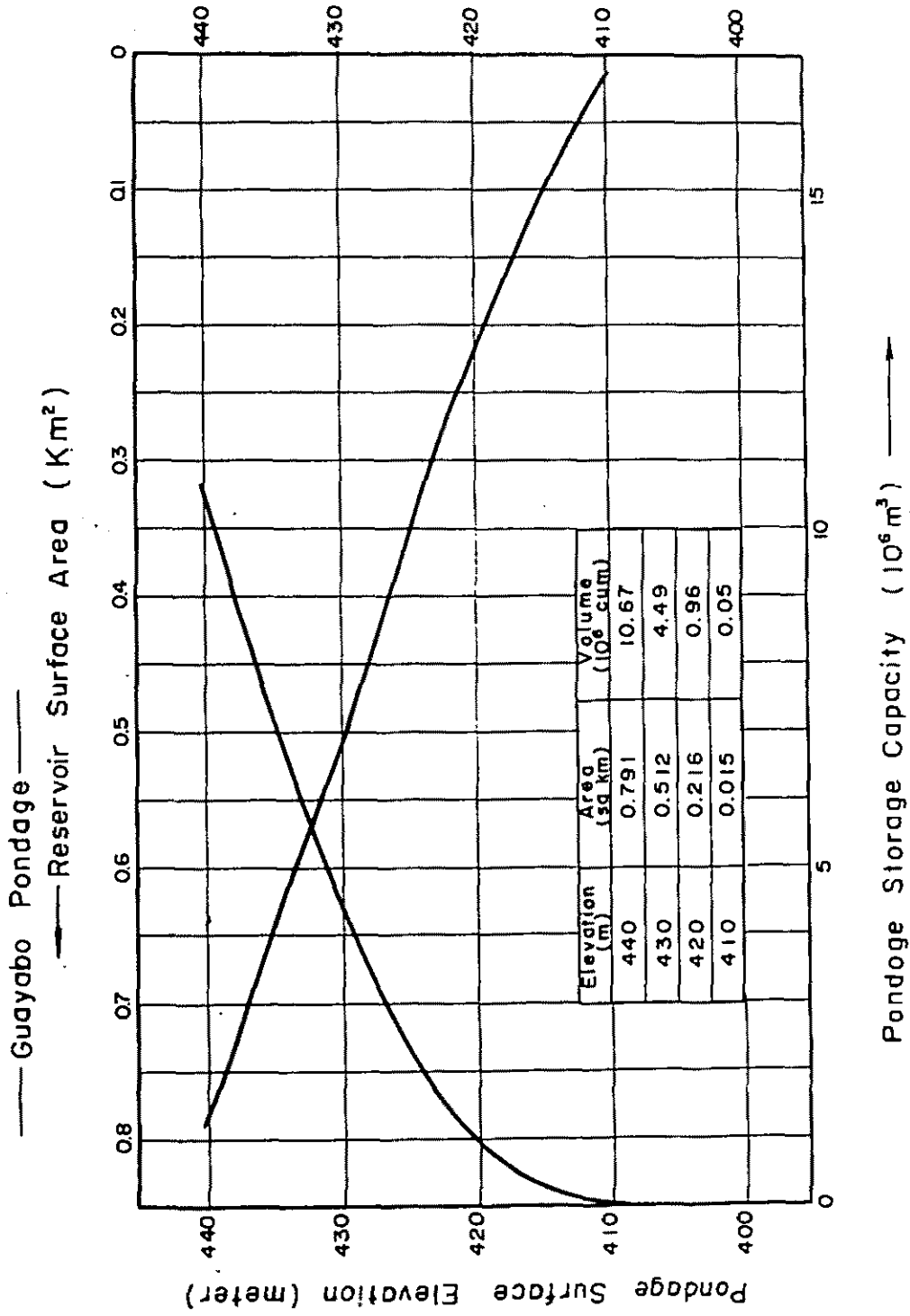


Fig. II-5-5 Pondage Surface Area and Storage Capacity Curve



第6章 予備設計

第 6 章 予 備 設 計

6.1 予備設計	II-141
6.1.1 土木構造物	II-141
6.1.2 水車および発電機	II-145
6.1.3 送電線および変電所	II-148
6.1.4 通信設備	II-148
6.1.5 系統解析	II-154
6.1.6 設備概要	II-156
6.2 工事工程および施工計画	II-173
6.2.1 工事工程	II-173
6.2.2 施工計画	II-174

LIST OF FIGURES

Fig. II-6-1	Study on Headrace Tunnel Diameter
Fig. II-6-2	Study on Penstock Diameter
Fig. II-6-3	Single-line Diagram of Guayabo Power Plant
Fig. II-6-4	Switchyard Plan of Guayabo Power Plant
Fig. II-6-5	Transmission Line Tower Configuration
Fig. II-6-6	Single-line Diagram of South Substation of Sam Jose
Fig. II-6-7	Telecommunication System Diagram
Fig. II-6-8	Telecommunication Circuit Diagram
Fig. II-6-9	Construction Schedule
Fig. II-6-10	Diversion Scheme
Fig. II-6-11	Location of Adits for Headrace Tunnel

LIST OF DRAWINGS

DWG. No. II-6	General; Plan
DWG. No. II-7	Water Conductor; Longitudinal Profile
DWG. No. II-8	Dam; Plan
DWG. No. II-9	Dam; Profile and Typical Section
DWG. No. II-10	Water Conductor; Plan, Profile and Section (2-1)
DWG. No. II-11	Water Conductor; Plan, Profile and Section (2-2)
DWG. No. II-12	Power House; Plan and Section

第 6 章 予 備 設 計

6.1 予備設計

6.1.1. 土木構造物

Guayabo 計画は第 5 章「発電計画」の検討結果から Reventazon 川の本流に満水位 430.0 m、貯水容量約 3 百万 m^3 のダムを築造し、この調整池の水を延長約 10 km の導水路トンネルで Pacuare 川に設ける発電所まで導水し、発電を行うものである。発電所では、基準有効落差 155 m、最大使用水量 $140 m^3/sec$ 、3 台の水車発電機により最大出力 180 MW の発電を行う。

(1) ダム

ダム形式は下記事項を考慮してフィルタイプダムと重力式ダムとのコンバインドダムとする。

- (a) 設計洪水量 $8,600 m^3/sec$ を考慮すると、大きな洪水吐設備が必要となる。
- (b) 川巾が広く、ダム堤長は 655 m と長くなる。
- (c) ダム地点の地形は、左岸には基盤岩を覆う泥流堆積物があり、右岸には現河川が流下している。
- (d) ダム地点を構成する基盤岩は泥岩および砂岩から成り、コンクリートタイプダム、フィルタイプダムいずれのダムタイプを採用しても地質的な問題点はない。

このコンバインドダムは、左岸台地に築造されるフィルタイプダム（高さ 33.0 m、長さ 480.0 m）、および右岸河床部に築造される洪水吐設備および排砂設備を有する重力式コンクリートダム（高さ 38.0 m、長さ 175.0 m）からなる。

フィルダムは近傍で採取可能な材料を利用する目的でグラベルフィルダムとする。不透水性材料としては、ダム右岸標高約 700 m 付近にある集塊岩の風化層を、トランジションおよびシエルゾーンとしては、ダム近傍の河床砂礫を利用する。

ダムの法勾配としては、第 4 章「地質と材料」で述べたことを考慮して、上流法勾配 1 : 3.50、下流法勾配 1 : 3.00 とする。なお、ダムの建設材料および基礎地盤については、今後さらに詳細な調査が必要であり、その結果に基づいてダムの最終設計を行わなければならない。

(2) 洪水吐

第 3 章「水文」で述べたごとく、Guayabo ダム地点の設計洪水量は $8,600 m^3/sec$ である。洪水吐は、越流ゼキ式で満水位標高 430.0 m にて $8,600 m^3/sec$ を安全に流下できる構造とする。洪水吐ゲートは、規模も大きく、また、洪水時のダム下流水位が高いこと、さらには、維持管理などを考えて、6 門のローラゲート（高さ 15.0 m、長さ 13.0 m）を採用する。

なお、Reventazon 川の河川縦断測量および河川横断測量を実施して、その結果に基づいて洪水吐の最終設計を行うべきであろう。

(3) 底部土砂吐

第3章「水文」で述べたごとく、Guayabo ダム地点には、かなりの量の土砂が流入することが想定される。流入した土砂は、洪水時には洪水吐ゲートの操作によってかなり流下させ得ると考えられるが、越流頂以下の堆砂は避けられない。このため、越流頂以下の排砂を行い、調整池としての機能を維持・確保する目的で、さらに排砂設備を設ける必要がある。

排砂設備としては、効果があると考えられる底部土砂吐（巾5.0m、高さ5.0m）を2条設ける。この底部土砂吐の通水容量は、調整池の水位が満水位標高430.0mのときで1,000 m³/secである。

なお、この底部土砂吐はダム工事中の転流工にも使用する。

(4) 取水口

取水口は、地形上、右岸側ダム直上流に設ける。取水口の規模は最大取水量140.0 m³/sec また、取水口スクリーン前面の最大流速は1.0 m/secとする。呑口の敷標高は、土砂の流入を防ぐため底水位標高および洪水吐越流頂を考慮して標高417.0mに設定する。

取水口前面には、1:0.30の勾配をもつスクリーンを設ける。

導水路トンネル入口には、導水路トンネルの維持管理のためのローラ・ゲート1門（巾6.5m、高さ8.0m）を設ける。

(5) 導水路トンネル

導水路トンネルは最大通水量140.0 m³/secの圧力トンネルとし、その条数は1条とする。トンネルの形状は円形とする。その経済的な断面寸法は、トンネル工事費による年間経費と損失水頭による年間便益の損失との和が最小となるものを選定する。

その、検討結果はFig. II-6-1に示すとおりであり、これによりトンネルの内径寸法は6.5mとする。

導水路トンネルの経過地の地質は、第4章「地質および材料」で述べたごとく、そのほとんどは泥岩あるいは砂岩が主体である。導水路トンネルのルートは、地質状況、必要かつ十分なトンネル土被りの厚さ、作業横坑の長さとお口数、作業工程などを考慮して選定する。

導水路トンネルの延長は9,582mである。

導水路トンネルは全長にわたって鉄筋コンクリートの巻立てを行う。取水口、調圧水槽付近および地質の悪い個所には、内張鉄管による補強を行う。モルタル注入および高圧グラウトは全長にわたって行う。

(6) 調圧水槽

Guayabo 調整池から発電所までの距離は長く、約10kmである。このために、大規模な調圧水槽を設ける必要がある。調圧水槽の形式は、この地点の地形および地質状況を考慮して制水口形調圧水槽とする。その構造は、高さ75.0m、内径10.0mの円形とし、上部水室および下部水室を設けるものとする。

Fig. II - 6 - 1 Study on Headrace Tunnel Diameter

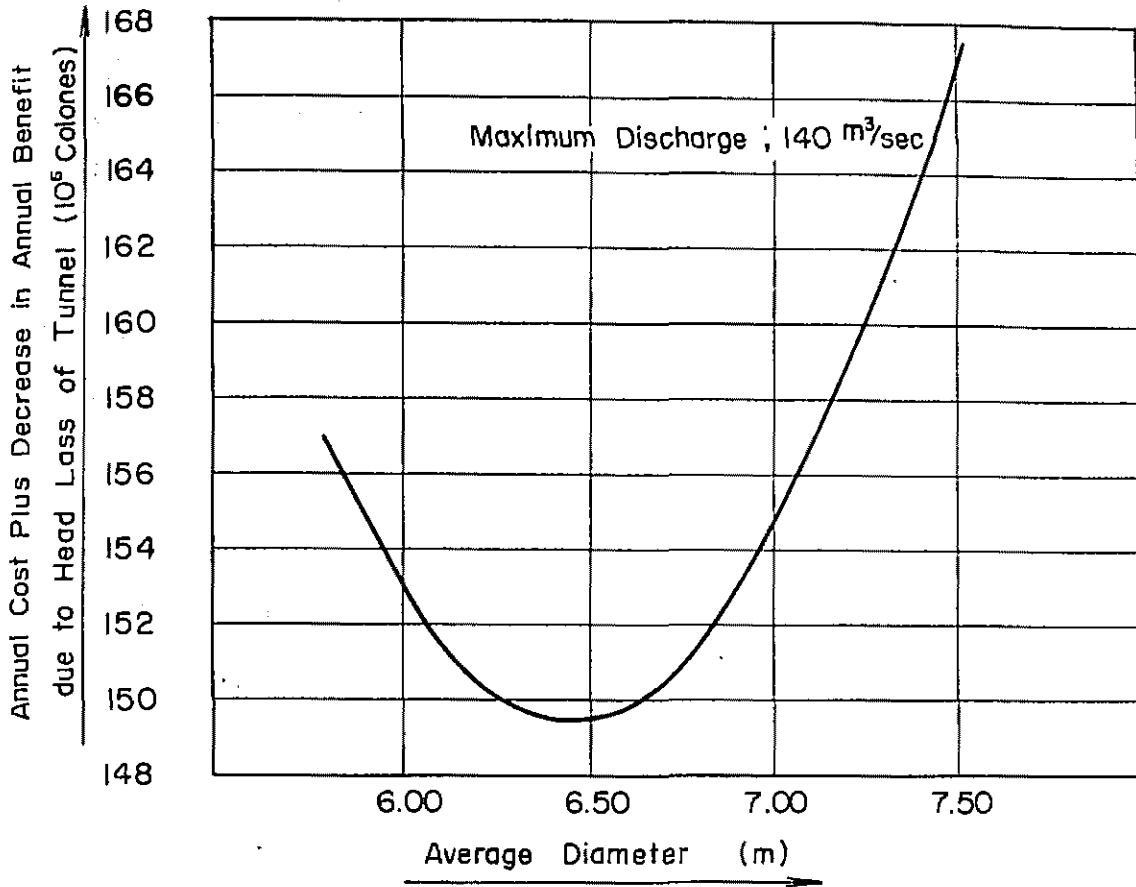
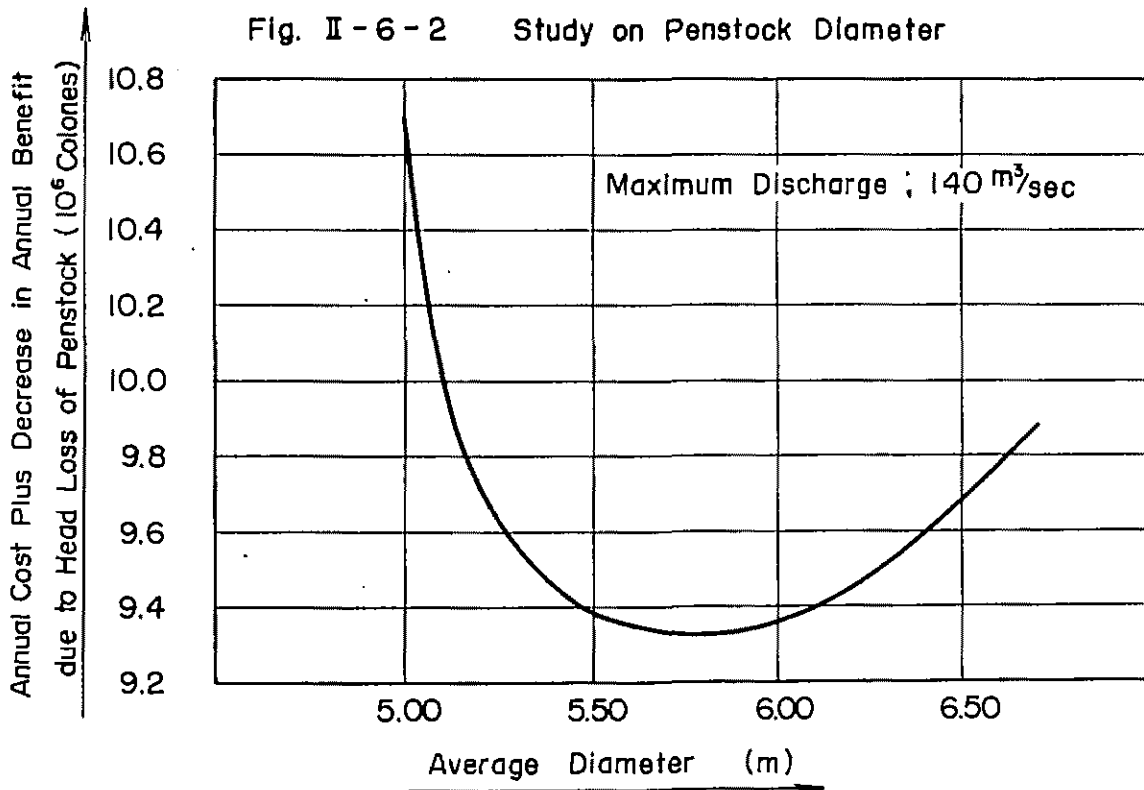


Fig. II - 6 - 2 Study on Penstock Diameter



導水路トンネルと調圧水槽立坑部との接合部には、流水による摩耗および施工性を考慮して内張管を使用する。接合部以外はコンクリート巻立てを行う。

(7) 水圧管路

水圧管路の形式は設置場所の地形および地質を考慮して露出形とする。水圧管路は内径 6.5 ~ 5.0 m の 1 条とし、発電所の直前で内径 2.7 m の 3 条に分れる。その延長は 465.0 m である。分岐の方式としては球分岐を選定する。

なお、管胴材料は、経済性を考慮して高張力鋼を採用するものとする。

水圧管路の内径寸法の決定にあたっては、導水路トンネル内径の検討と同様に水圧管路の工事費による、年間経費と損失水頭による年間便益の損失との和が最小となるような内径を選定する。

その検討結果は Fig. II-6-2 に示すとおりである。

(8) 発電所および屋外開閉所

発電所は、水車および発電機をそれぞれ 3 台備え、最大出力は 180 MW である。発電所および開閉所は、地形や地質を考慮してそれぞれ、地上式および屋外式とする。吸出し管はエルボ形とし、その出口にはドラフトゲートを 3 門設ける。発電所付近の河川は、大きく蛇行しているため、吸出し管の向きは、河川の流路、発電所停止時放水口への土砂の流入を考慮して下流に向ける。

水車中心標高は、機器 1 台運転時の放水口水位である標高 245.5 m から吸出し高さを考慮して 242.5 m とする。

発電所の進入道路および開閉所の敷標高は、発電所地点の設計洪水量 $4,300 \text{ m}^3/\text{sec}$ を考慮して標高 251.5 m とする。

なお、ディフィニット・スタディまでに、Pacuare 川の河川縦断測量および河川横断測量を実施して、正確な放水口水位を決定すべきである。

6.1.2. 水車および発電機

この発電所の基準有効落差は155m であり調整池の利用水深は10m 主機1台当り使用水量は47m³/secである。これらの条件に対しては水車形式としては立軸フランシス形の採用が最適である。主機台数は3台である。

水車出力は66,000kW/台 であり回転速度は300rpm である。主弁として蝶形弁を採用する。

発電機の出力は78,000kVA /台であり、発電機電圧13.8kV 定格力率は0.8 (遅れ) である。水車および発電機の付属設備に対してはユニットシステムを採用する。

3台の78,000kVA , 三相送油風冷式主要変圧器は発電所建屋に隣接する屋外開閉所に設置する。

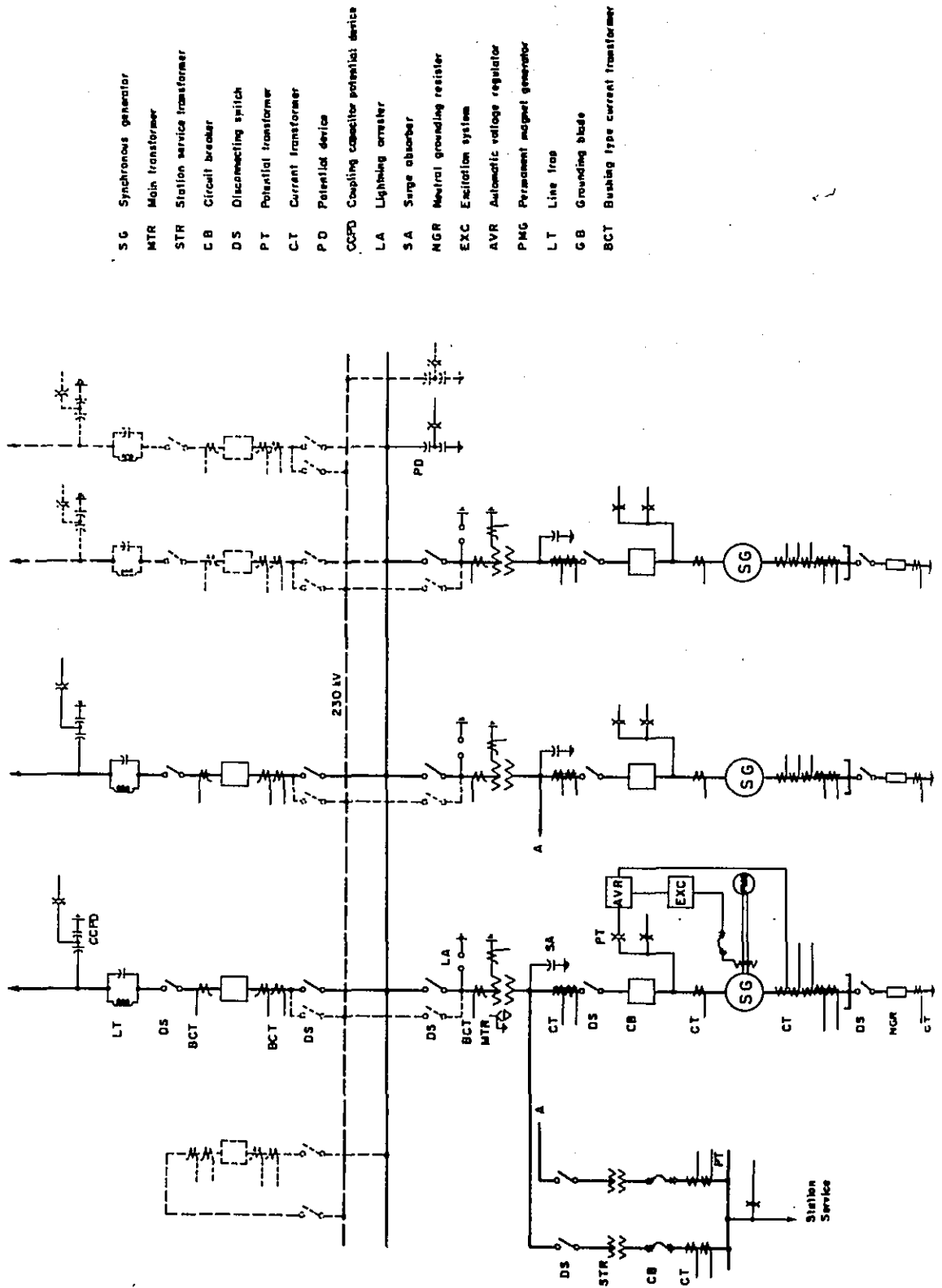
主要変圧器の2次電圧は後述(6.1.3項)のように230kVとする。

需要地近傍の新設変電所(以後San Jose 南変電所と称する)への230kV引出し送電線はGuayabo 発電所の出力を考慮して、2回線とした。

Guayabo 発電所の開閉設備の母線構成は単母線とし、将来Siquirres 計画が開発される時点で複母線に変えることとする。

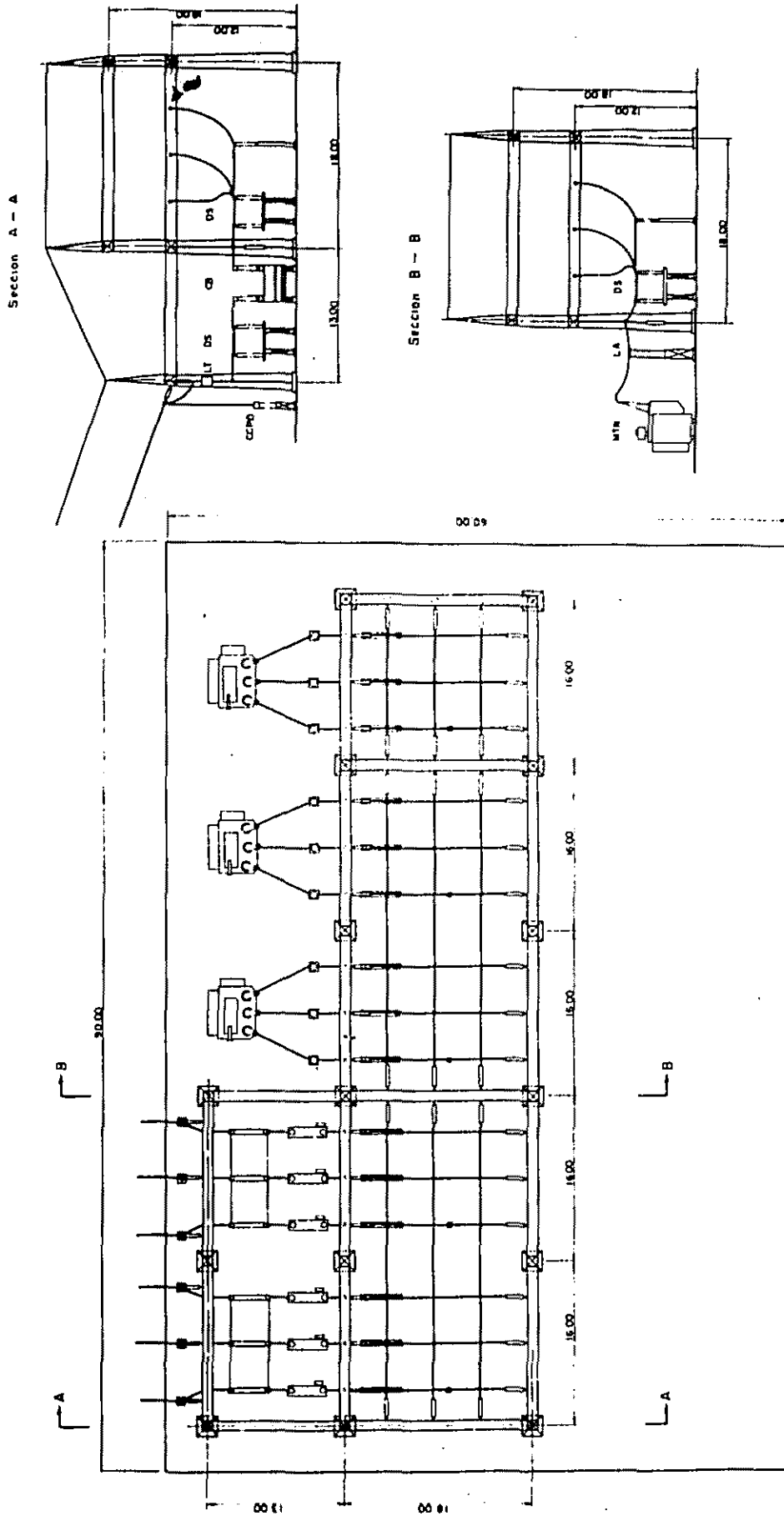
水車、発電機および屋外開閉所の各機器の運転には、一人制御方式を採用し、配電盤室からすべての運転が可能となるような設計とする。Fig. II-6-3 に単線結線図を、Fig. II-6-4 に屋外開閉所のレイアウトを示す。

Fig. II-6-3. Single-Line Diagram of GUAYABO Power Plant
for South of San Jose S.S.



- SG Synchronous generator
- MTR Main transformer
- STR Station service transformer
- CB Circuit breaker
- DS Disconnecting switch
- PT Potential transformer
- CT Current transformer
- PD Potential device
- CCPD Coupling capacitor potential device
- LA Lightning arrester
- SA Surge absorber
- NGR Neutral grounding resistor
- EXC Excitation system
- AVR Automatic voltage regulator
- PMG Permanent magnet generator
- LT Line trap
- GB Grounding blade
- BCT Bus-tie type current transformer

Fig. II-6-4 Switchyard - Plan of GUAYABO Power Plant



6.1.3 送電線および変電所

(1) 送電線

Guayabo 発電所の発生電力を San Jose 南変電所を通じて需要地域に送電するため Guayabo 発電所と San Jose 南変電所間に送電線を設けることとする。

送電線の送電容量は Guayabo 発電所の最大出力 180 MW および将来の Siquirres 計画の開発を考慮して 230 kV 2 回線とする。

送電線の計画ルートは、Guayabo 発電所から、既設 138 kV 送電線および Reventazon 川と交叉して国道 230 号および国道 10 号線に沿って丘陵地を上り Cartago 市北部で国道 8 号線および国道 2 号線を上越しする。さらに Tiribi 川沿いに西方 San Jose に向けて進み、San Jose 南変電所に至る。

ルートの最高標高は約 1,600 m であり、経過地は殆んど牧草地である。また、工事および保守を考慮して重角度や道路交叉を出来るかぎり避けるルートとする。

ルートマップは、第 2 章 Fig. II-2-1 に示すとおりである。

この送電線の経過地は雷の発生頻度がかかなり高いことを考慮して架空地線を 2 条設ける。また碍子連は 13 ケとし、アーキングホーンを取付け碍子の損傷を防止する。

電線サイズは Guayabo 発電所の出力 180 MW にたいしては、送電線の耐用年数内における電力損失を考慮すれば、410 mm² 相当、1 回線が最適である。

しかしながら、この送電線の仕様は、後年に開発されるであろう Siquirres 計画の開発時期および規模、あるいは、Siquirres 投入による既設系統への影響などを総合勘案のうえ決定されるべきである。現時点では、Siquirres 計画の開発時期および規模が明確ではないので Siquirres 計画との関連は考慮しないものとする。Guayabo 発電所は需要電力にたいし 20% を超える大容量発電所であるため送電線は 410 mm² 相当 2 回線とし、供給信頼度の向上を図ることとする。

送電線の鉄塔の標準外形図を Fig. II-6-5 に示す。また、送電線の保護方式としては電力線搬送保護方式を採用することとする。

(2) 変電所

Guayabo 発電所からの送電線は San Jose 南変電所で 230 kV 母線に接続され、34.5 kV に降圧接続される。この変電所には Guayabo 発電所の開発に応じて夫々 78 MVA の変圧器を需要地への電力供給のために設置する。変電機器の概要は 6.1.5 項「設備概要」に示すとおりである。

変電所の単線結線図は Fig. II-6-6 に示すとおりである。

6.1.4 通信設備

通信設備としては、Guayabo 発電所と San Jose 南変電所間の保安用通信回線等を、以下

Fig. II-6-5 Transmission Line Tower Configuration

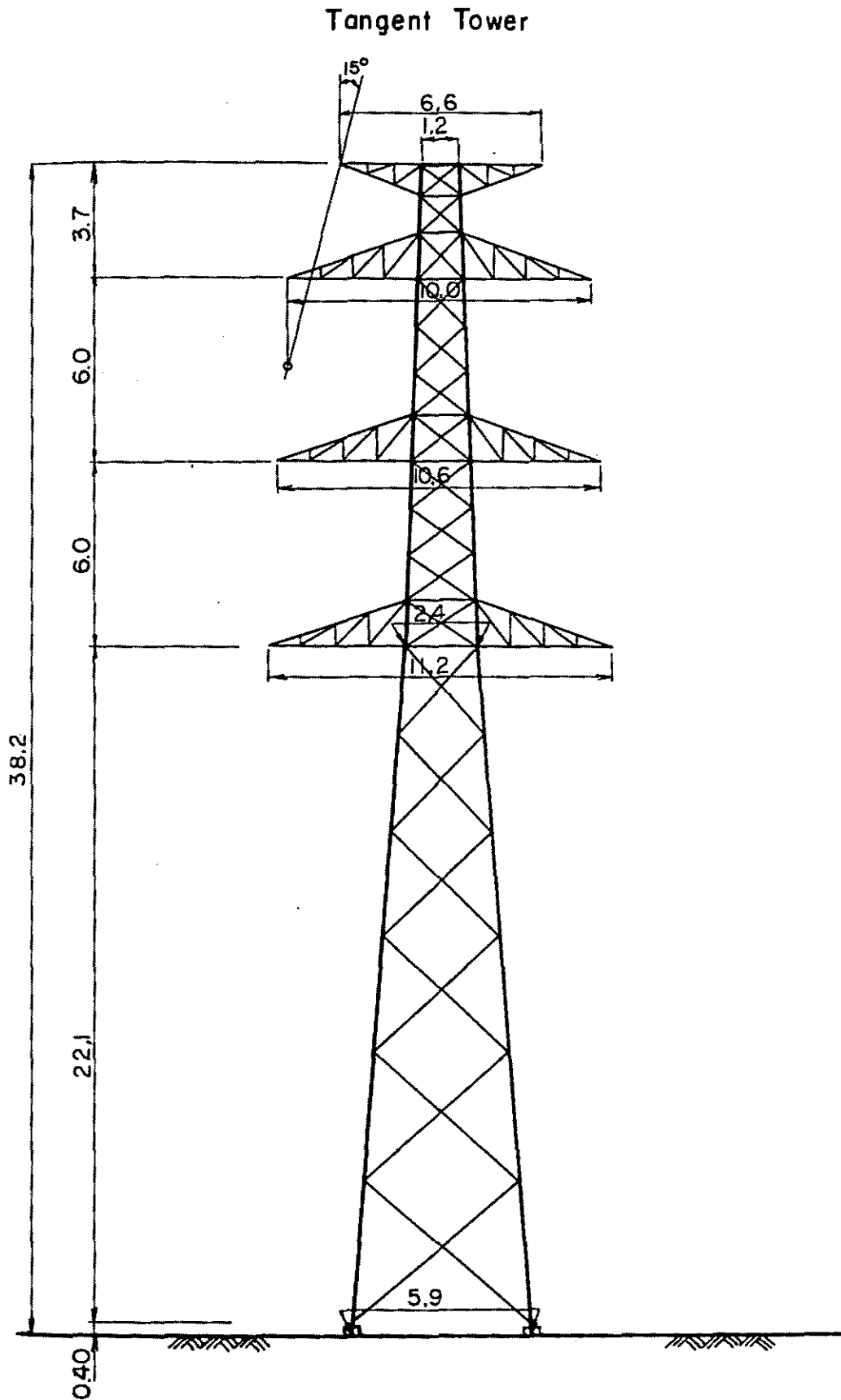
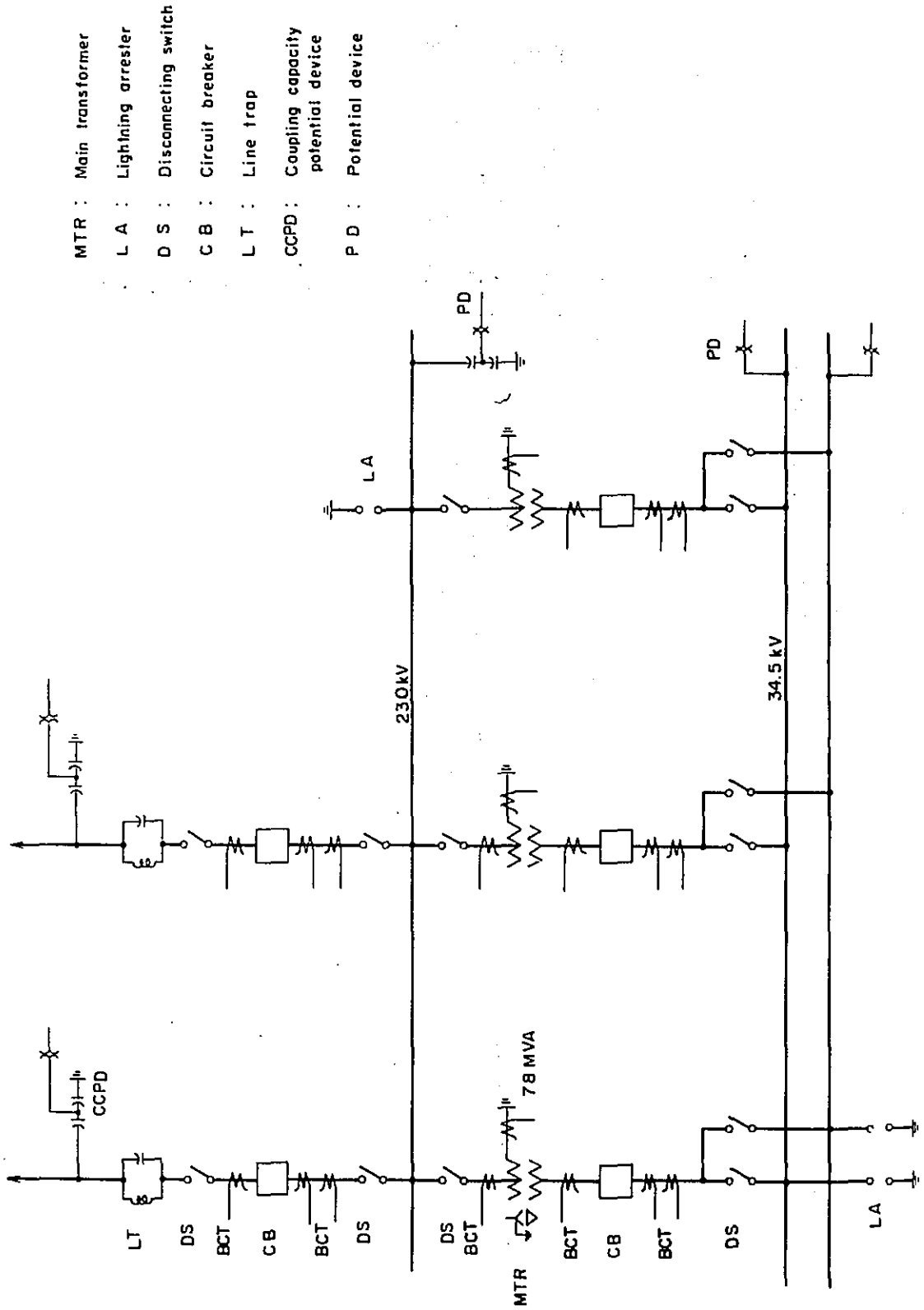


Fig. II-6-6 Singl-Line Diagram of South of San Jose Substation
For GUAYABO P.S



のとおり計画する。

(1) 給電用電話回線

Guayabo 発電所と San Jose 南 変電所間に 2 チャンネルの電力線搬送回線を構成して、給電所向テレメータ用として使用する。

テレメータ回線は給電所設置後に給電所向テレメータ用として使用する。

(2) 送電線保護用電力線搬送装置

230 kV 送電線の保護のため電力線搬送保護継電方式を採用し Guayabo 発電所と San Jose 南 変電所間に電力線搬送装置を設ける。

(3) 送電線保守用設備

Guayabo 発電所と San Jose 南 変電所間 60 km の 230 kV 送電線の保守に必要な送電線故障点標定装置を San Jose 南 変電所に設ける。併せて Guayabo 発電所を保守基地として中継局を 1 局含む V H F 移動無線回線を構成することとする。

(4) ダム監視用設備

Guayabo 発電所から Guayabo ダム水位を監視するための水位テレメータを設ける。また保安用電話として Guayabo 発電所と Guayabo ダム間にトーンリング回線を設ける。

Guayabo 計画の通信システムの概要を Fig. II-6-7, Fig. II-6-8 に示す。

Fig. II - 6 - 7 TELECOMMUNICATION SYSTEM DIAGRAM

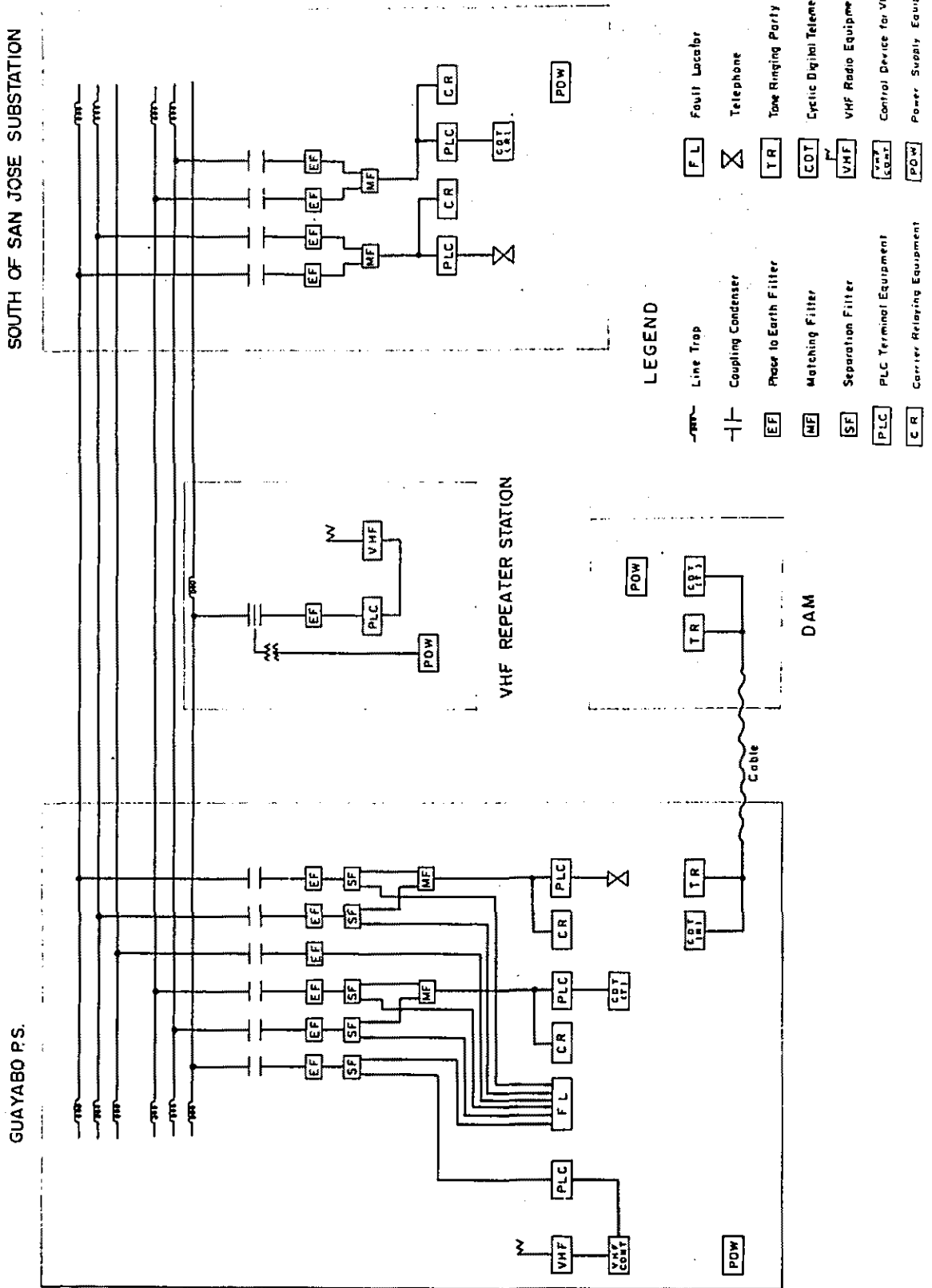
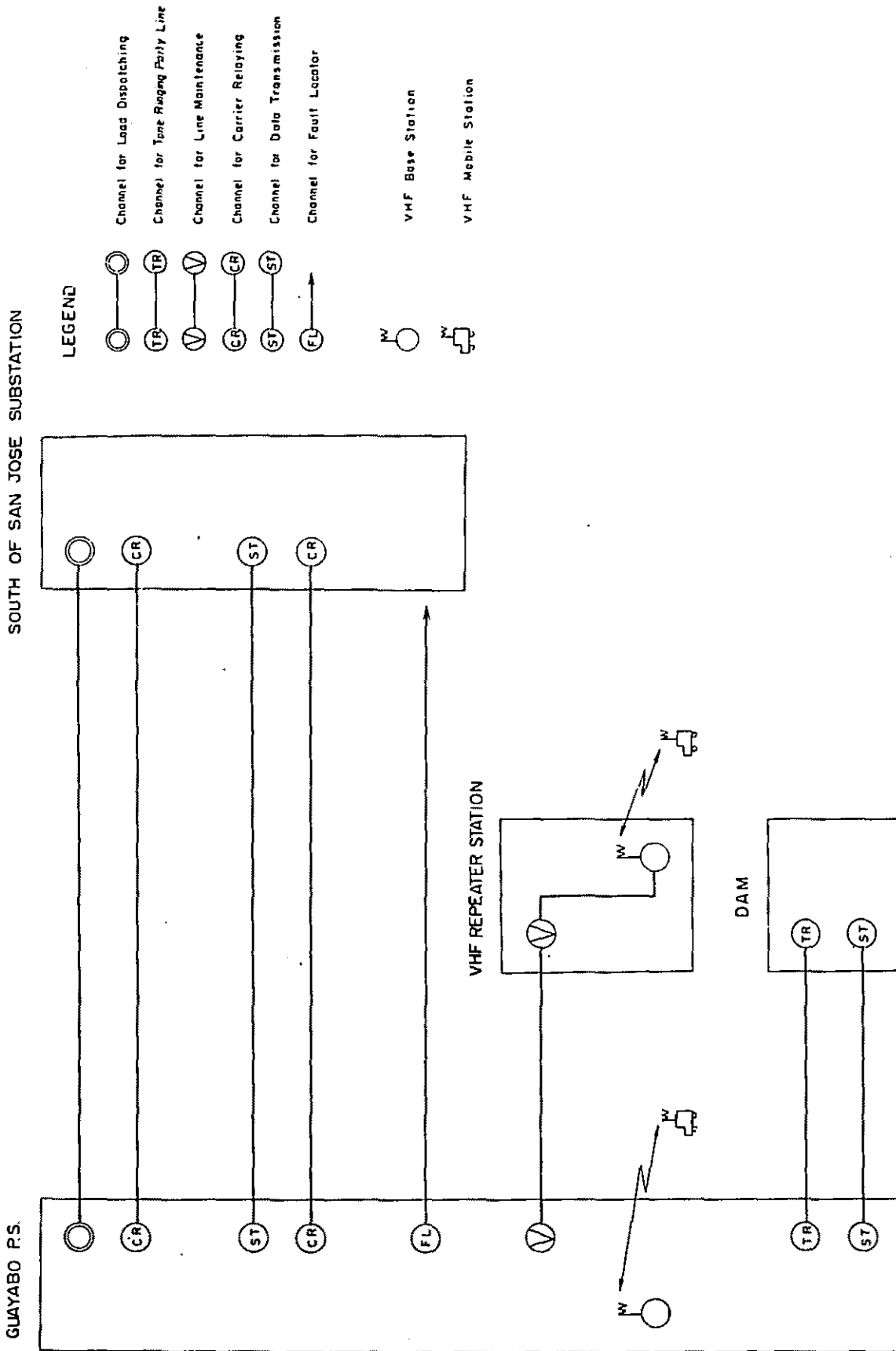


Fig. II-6-8 TELECOMMUNICATION CIRCUIT DIAGRAM



6.1.5 系統解析

Guayabo 発電所の一部運開時および全出力運開時点における電力潮流、電圧、短絡容量および安定度について、デジタル・シミュレーションにより検討を行った。検討の詳細は Appendix A-6 に示すとおりであるが、その概要は次のとおりである。

- (1) 電力潮流については、平常時においては1990年までは現状のまま問題ない。

しかし、La Caja-Colima 間138kV 2回線の1回線運用のケースを考慮するとこの送電線が過負荷となることが予想されるのでICEにおいてもすでに計画しているように1889年頃までにCorobici-San Jose 北変電所間に230kV 送電線(当面1回線)を新設することが信頼度の面からいって望ましい。

また需要電力の増大に伴い、変電所の増容量が必要となる。これらの変電所としてはLa Caja, Canas および Colima であり、必要容量とその時期は Appendix A-6 に示されている。

- (2) 電圧調整対策については、都市近傍の変電所すなわち, Heredia, Colima, Sabanilla は Arenal, Corobici, Guayabo などの主要電源から離れているため、ピーク負荷時に変電所電圧を100%近くに維持するためにはスタコン等の調相設備が必要となる。

前述の Corobici - San Jose 北変電所間に230kV 送電線を新設することは所要調相設備を軽減させる効果をも併せてもっている。

Garita および Concavas 変電所についても需要電力の増大に伴い電圧調整対策としてスタコンが必要となる。

夜間の電圧上昇については線路巨長や線種からみて特に問題はないと考えられる。

- (3) 短絡容量についての検討の結果は下表のとおりである。

電 圧 (kV)	地 点 名		短 絡 容 量	
			(MVA)	(kA)
230	Arenal		1,912	4.8
138	La Caja		1,903	8.0
34.5	La Caja	二次側	832	13.9
13.8	Colima	負荷端	505	21.1
	Arenal	発電端	1,663	69.6

- (4) 安定度については定態安定度および過渡安定度の検討を行う。

1990年12月ピーク負荷時における電力潮流計算の結果、主たる需要地をもつ Colima 変電所の負荷側母線と各発電機間での電圧位相角差は最大で25度程度である。したがって定態安定度上問題ないといえる。

過渡安定度に対しては1987年12月および1990年12月のピーク負荷時に、Guayabo発電所の母線付近における3相地絡事故を想定して検討を行なった。

この結果は共に安定である。

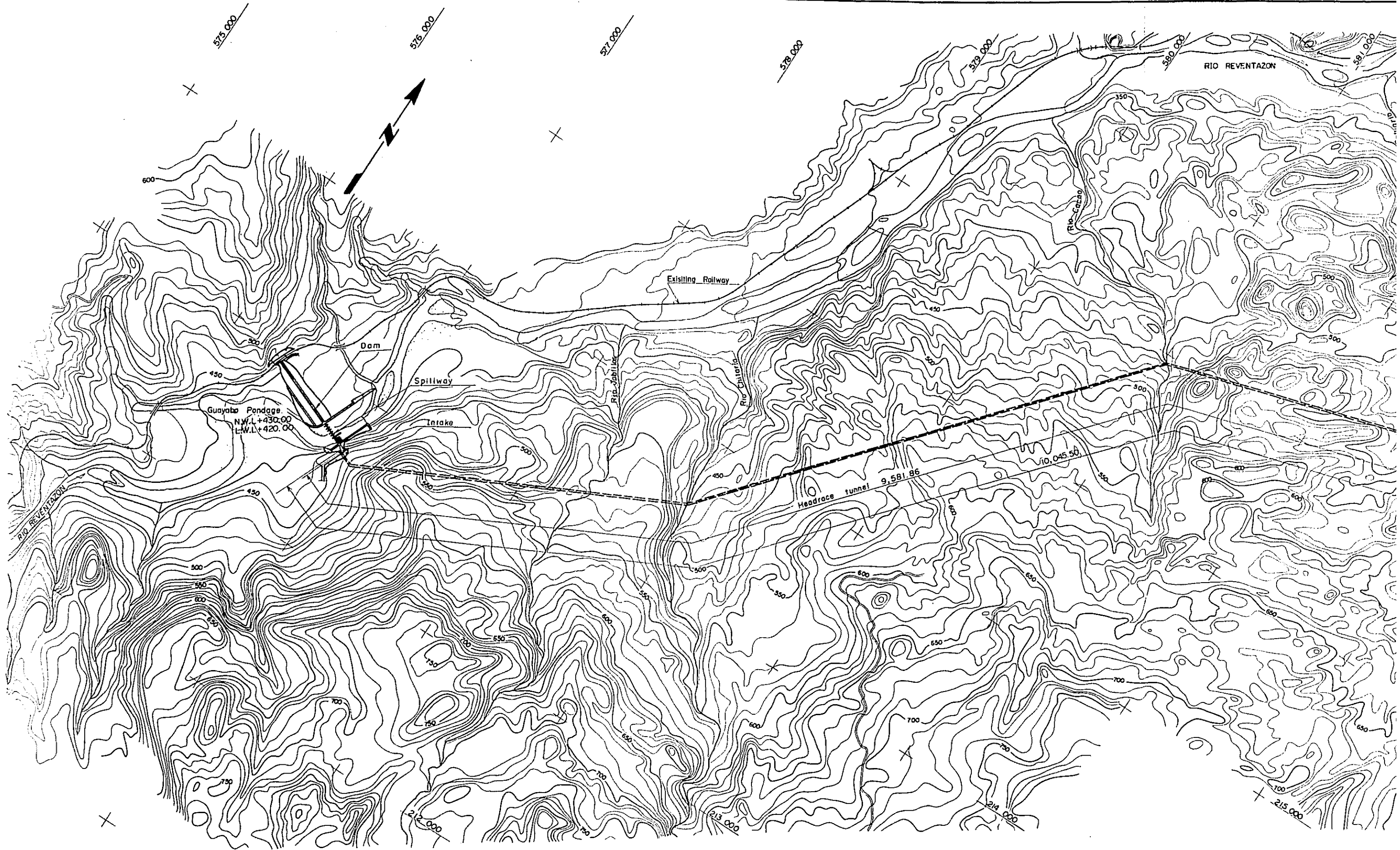
6.1.6 設備概要

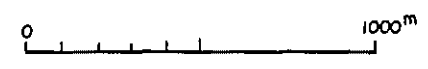
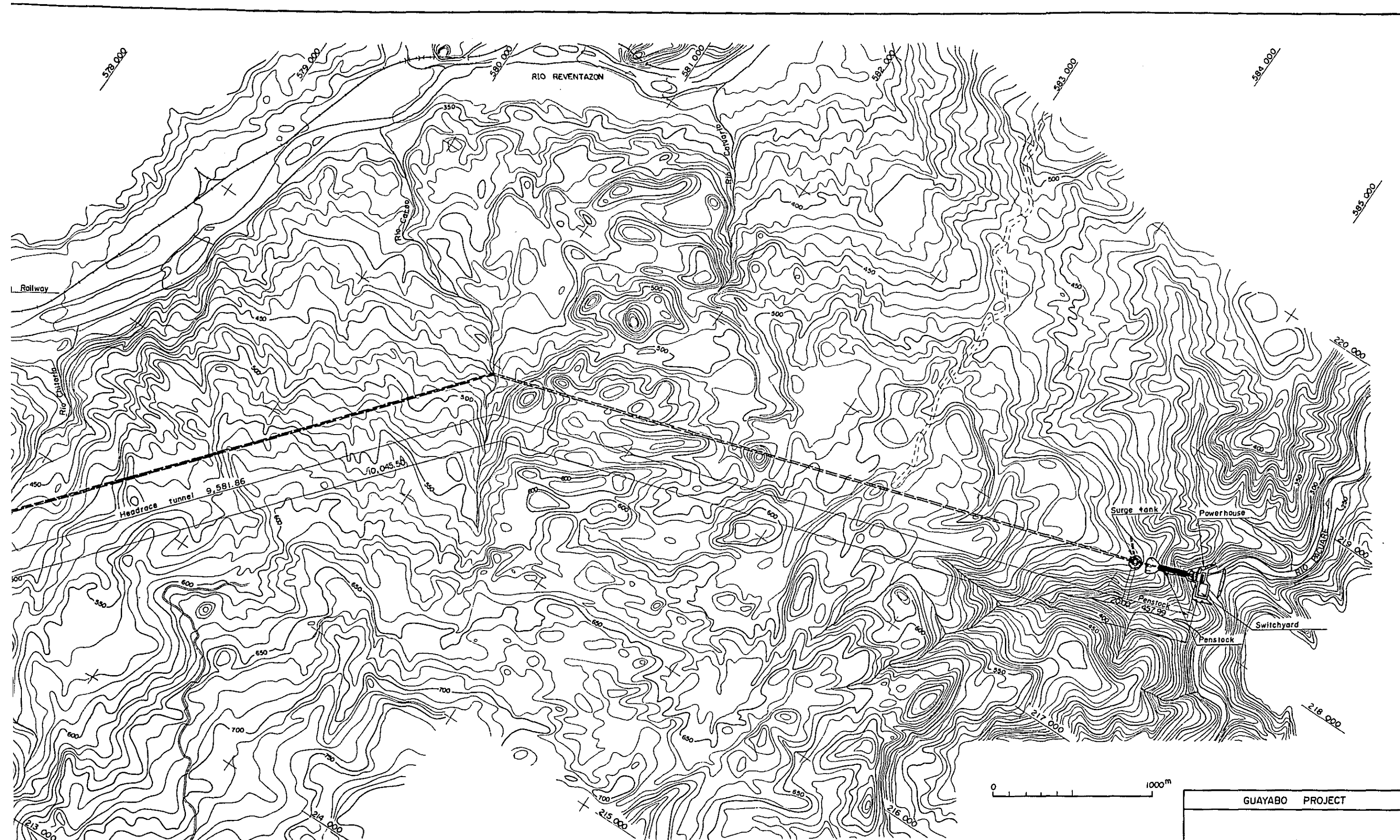
Guayabo 計画の設備概要は下記のとおりである。

名 称	項 目	仕 様
土木設備 ダ ム	形 式	コンバインド・ダム 重力式コンクリート グラベルフィル
	高 さ	38 m 33 m
	堤 長	175 m 480 m
	頂 巾	9 m 10 m
	体 積	198,000 m ³ 564,000 m ³
	上流面勾配	鉛 直 1 : 3.50
	下流面勾配	1 : 0.90 1 : 3.00
	洪水吐	形 式
容 量		8,600 m ³ /sec (設計洪水量)
越流頂		標高 415.0 m
ゲート, 形 式		ローラゲート
寸 法		13.0 × 15.0 m
数 量		6 門
放流設備	形 式	底部土砂吐
	ゲート, 形 式	テントゲート, ローラゲート
	数 量	2 門 2 門
	呑口数	標高 402.5 m
取水口	形 式	鉄筋コンクリート造り
	数	標高 417.0 m
	ゲート, 形 式	ローラゲート
	寸 法	6.0 × 8.0 m
	数 量	1 門
導水路	形 式	円形圧力トンネル
	条 数	1 条

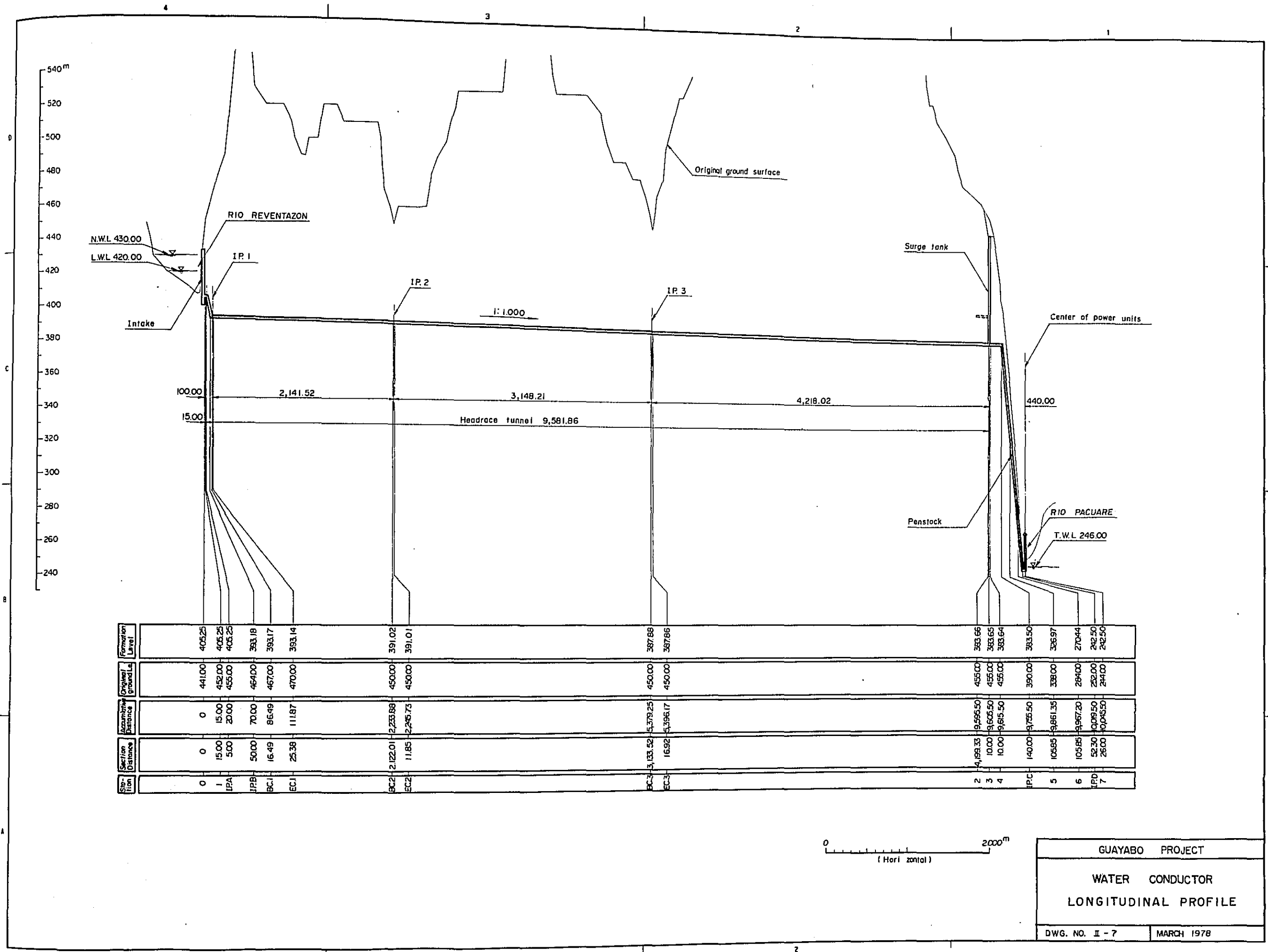
名称	項目	仕様
調圧水槽	寸法	内径 6.5 m 延長 9,581.86 m
	形式	側水口水室形
	個数	1 個
	寸法	立坑 内径 10.0 m 高さ 40.0 m 上部水室 内径 20.0 m 高さ 22.0 m 下部水室 内径 6.5 m 長さ 50.0 m
水圧管路	形式	露出形水圧鉄管
	条数	1 条 (発電所近傍で 3 条に分岐)
	寸法	本管 内径 6.5~5.0 m 長さ 432 m
		2号管 内径 2.7 m 長さ 26.0 m
1,3号管 内径 2.7 m 長さ 33.0 m		
放水口	形式	鉄筋コンクリート造り
	ゲート	スルースゲート
発電所	形式	地上式
	寸法	長さ 62 m 巾 28 m 高さ 32 m
	敷	標高 251.5 m
電気機器		
水車	形式	立軸フランス形
	出力	66,000 kW
	基準有効落差	155 m
	回転速度	300 rpm
	台数	3
発電機	形式	立軸 3 相同期発電機
	出力	78,000 kVA
	電圧	13.8 kV
	周波数	60 Hz
	台数	3

名 称	項 目	仕 様
主変圧器	形 式	3相送油風冷
	容 量	78,000 kVA
	電 圧	13.8/230kV
	台 数	3
送電線	亘 長	60 km'
	電 圧	230 kV
	回線数	2
	電線サイズ	410mm ² 相当
	支持物	鉄塔
変電所	名 称	San Jose 南変電所
	変圧器	78,000 kVA 3台
	電 圧	230/34.5 kV
通信設備	電 話	2 channel
	搬送継電装置	2 channel
	故障点標定装置	1 式
	ダム水位テレメータ	1 式



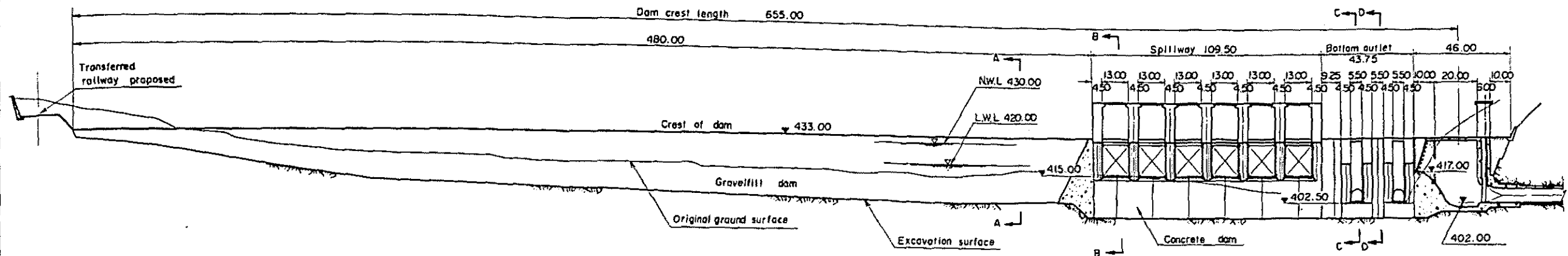


GUAYABO PROJECT	
GENERAL PLAN	
DWG. NO. I-6	MARCH 1978

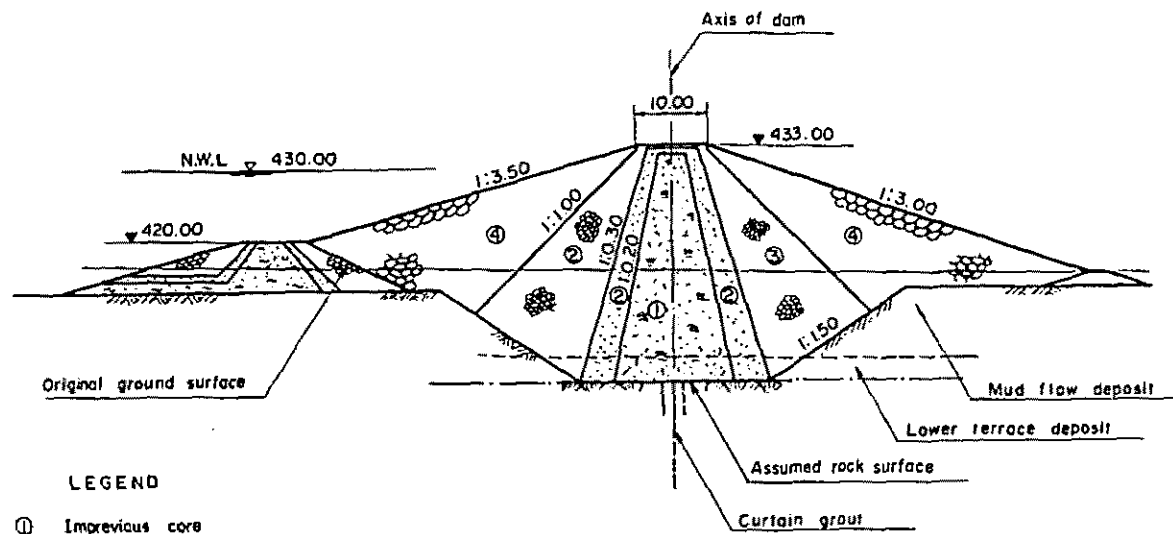


Station	Section Distance	Accumulative Distance	Original ground Ls	Formation Level
0	0	0	441.00	405.25
1	15.00	15.00	452.00	405.25
IPA	5.00	20.00	455.00	405.25
IPB	50.00	70.00	464.00	393.18
IPC	16.49	86.49	467.00	393.17
ECC	25.38	111.87	470.00	393.14
EC2	2,122.01	2,233.88	450.00	391.02
EC3	11.85	2,245.73	450.00	391.01
EC4	3,133.52	5,379.25	450.00	387.88
EC5	16.92	5,396.17	450.00	387.86
2	4,199.33	9,595.50	455.00	383.66
3	10.00	9,605.50	455.00	383.65
4	10.00	9,615.50	455.00	383.64
IPC	140.00	9,755.50	390.00	383.50
5	105.65	9,861.15	338.00	326.97
6	105.65	9,966.80	284.00	270.44
IPD	52.30	10,019.10	252.00	242.50
7	26.00	10,045.10	244.00	242.50

PROFILE

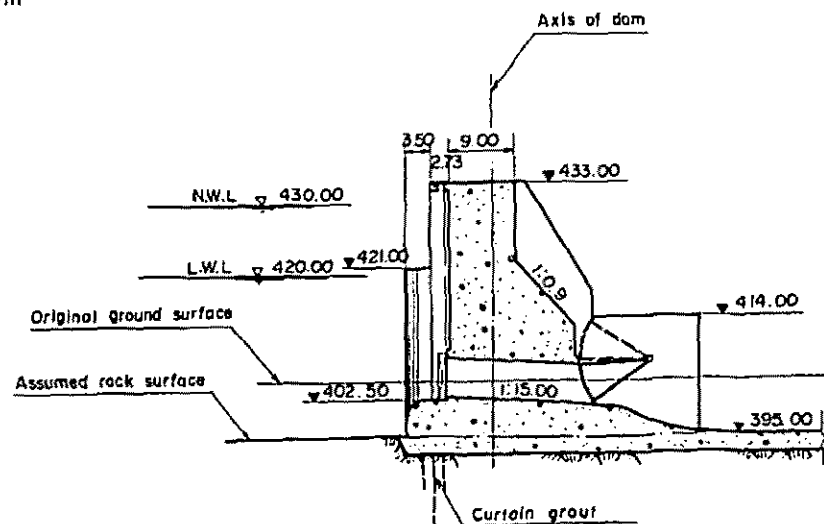


TYPICAL SECTION (A-A ROCKFILL SECTION)

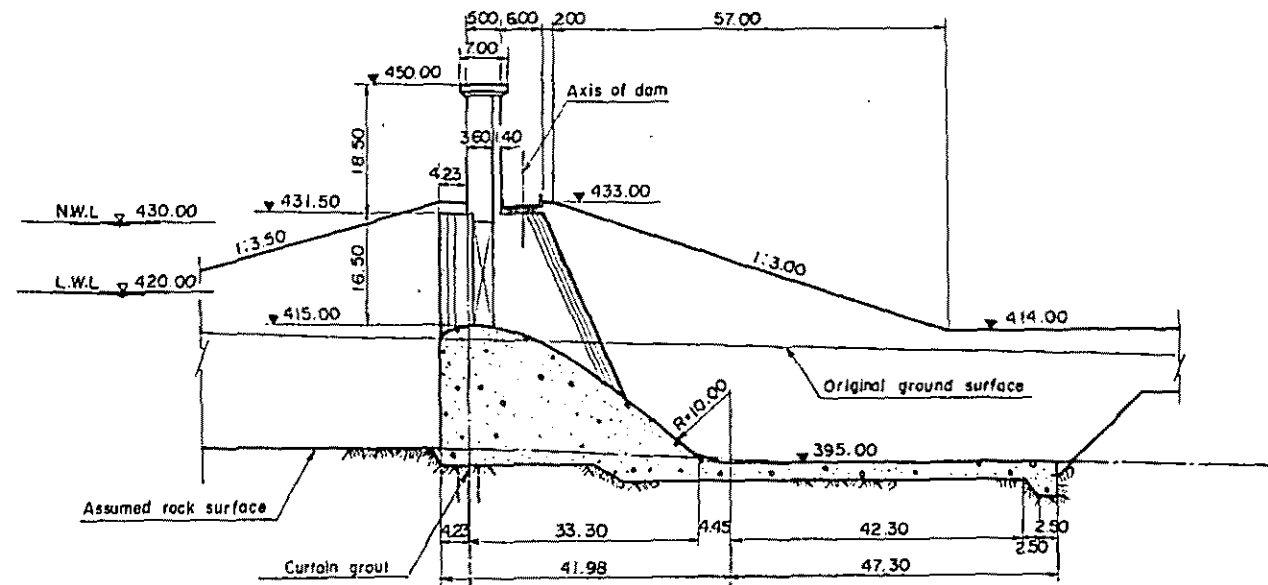


- LEGEND
- ① Impervious core
 - ② Filter
 - ③ Inner gravelfill
 - ④ Outer gravelfill

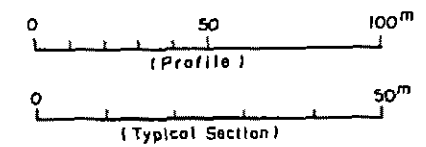
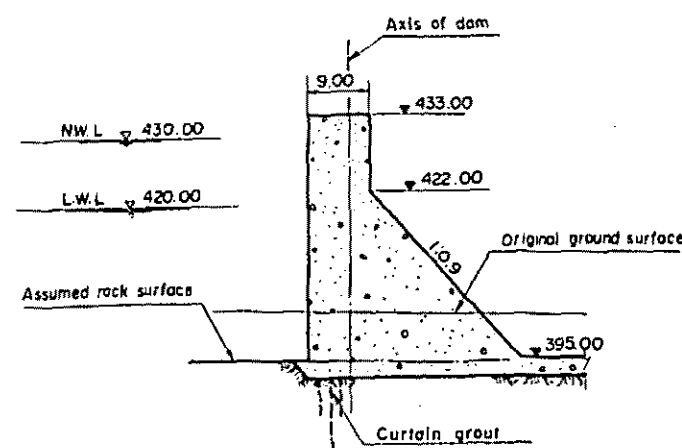
TYPICAL SECTION (C-C BOTTOM OUTLET SECTION)



TYPICAL SECTION (B-B SPILLWAY SECTION)

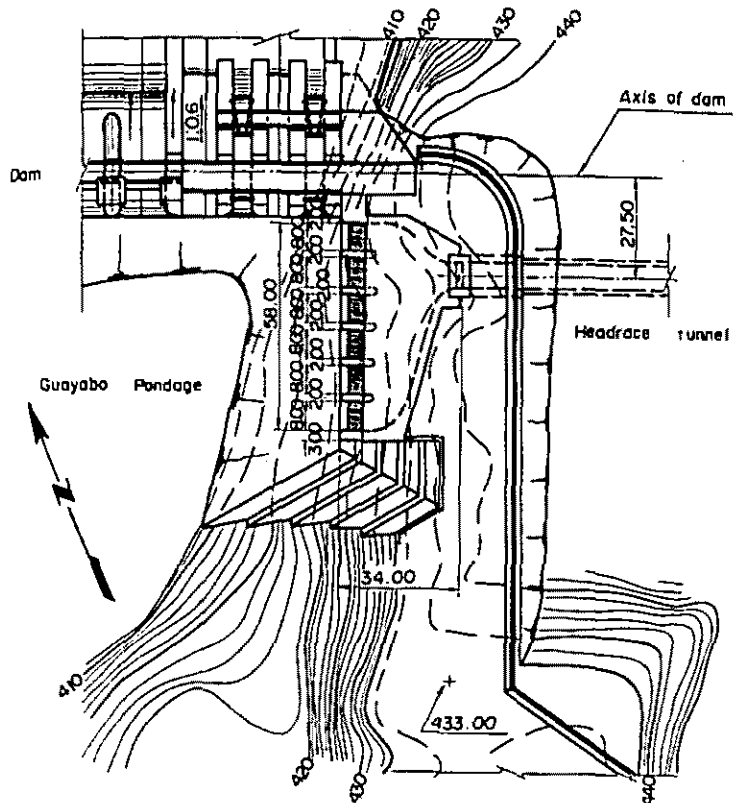


TYPICAL SECTION (D-D)



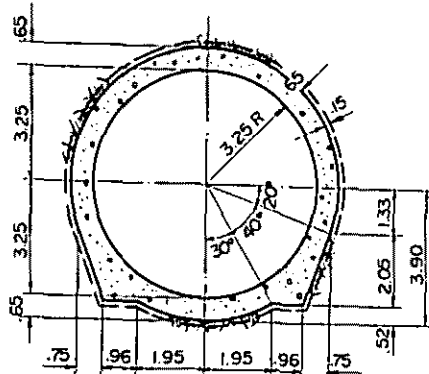
GUAYABO PROJECT	
D A M	
PROFILE AND TYPICAL SECTION	
DWG. NO. 1-9	MARCH 1978

PLAN

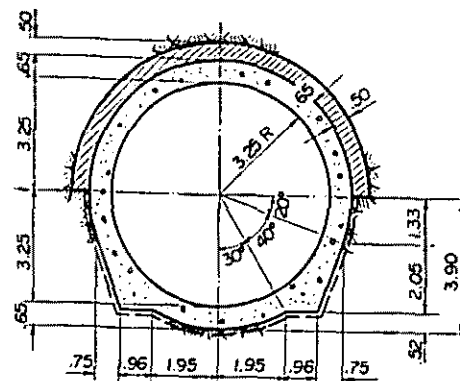


HEADRACE TUNNEL SECTION

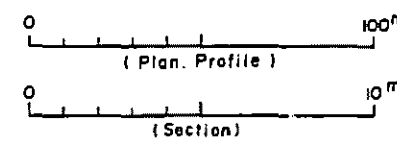
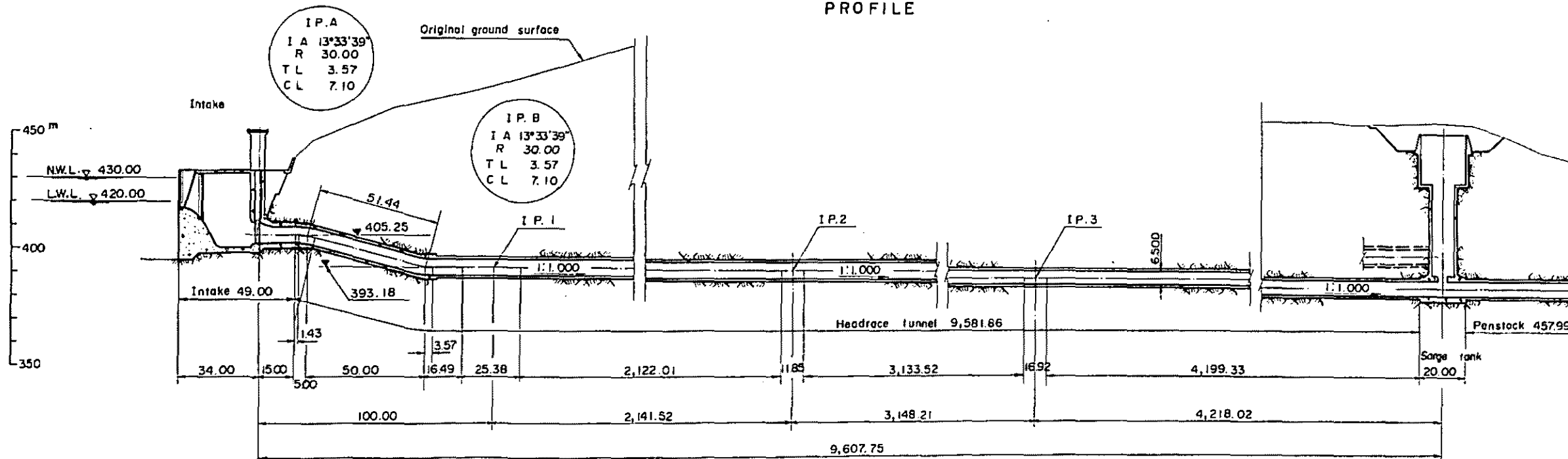
TYPE A



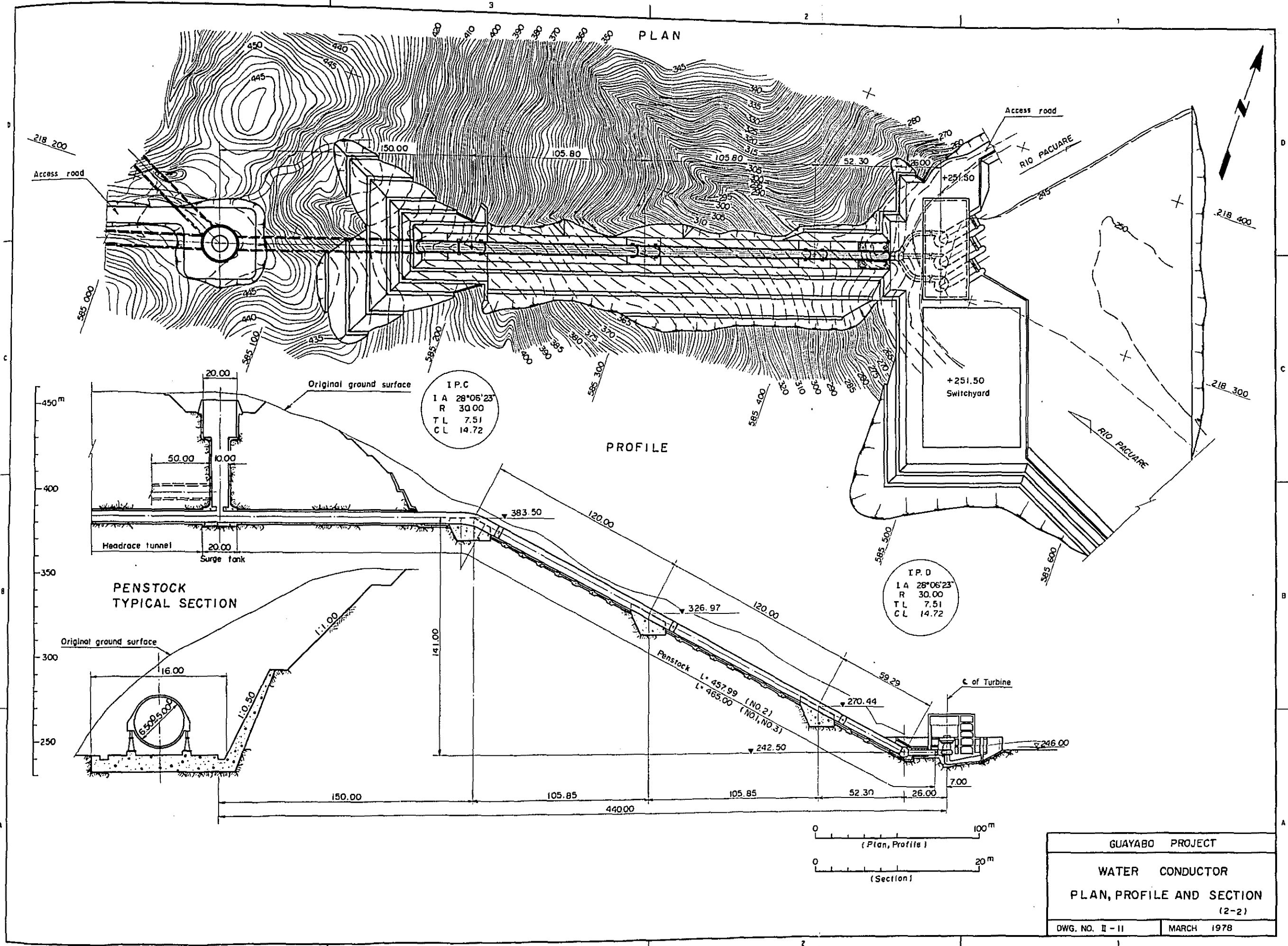
TYPE B

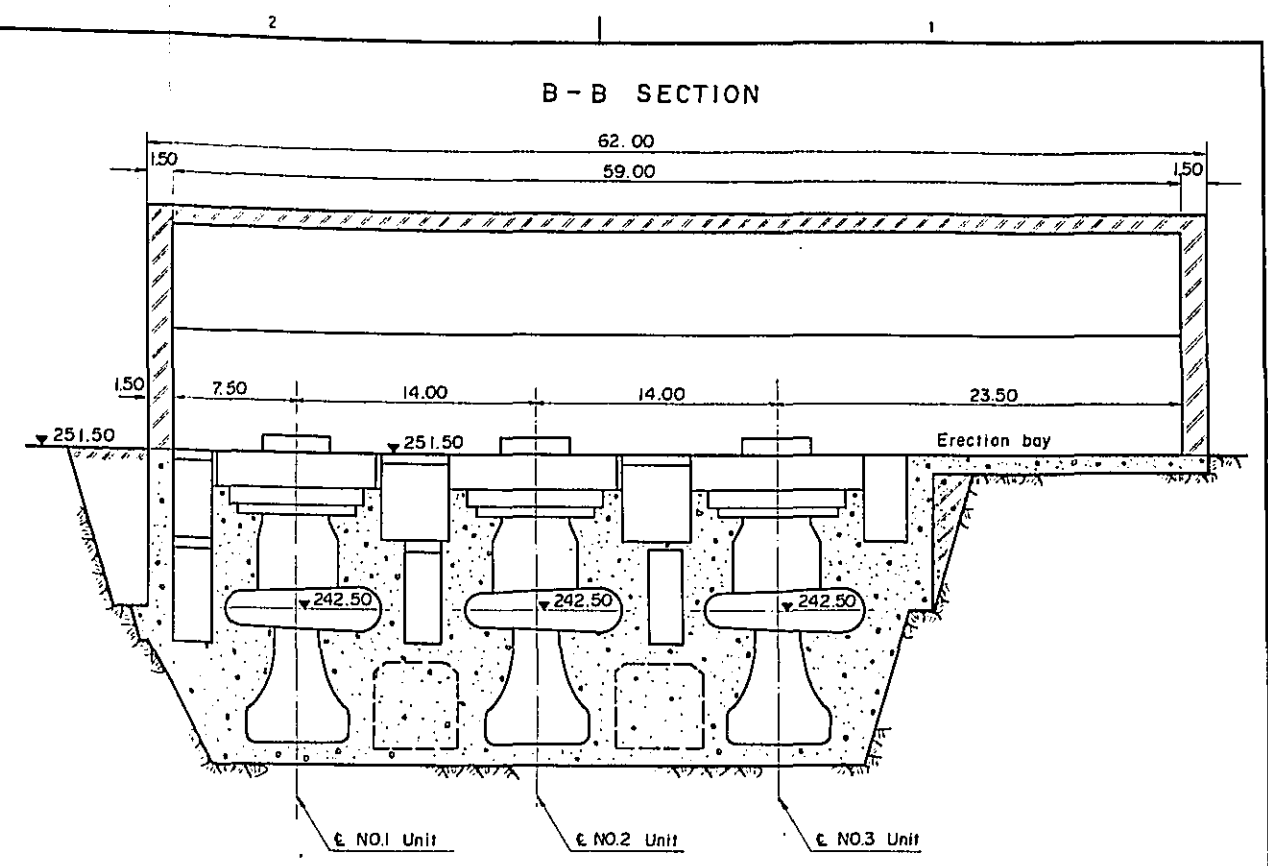
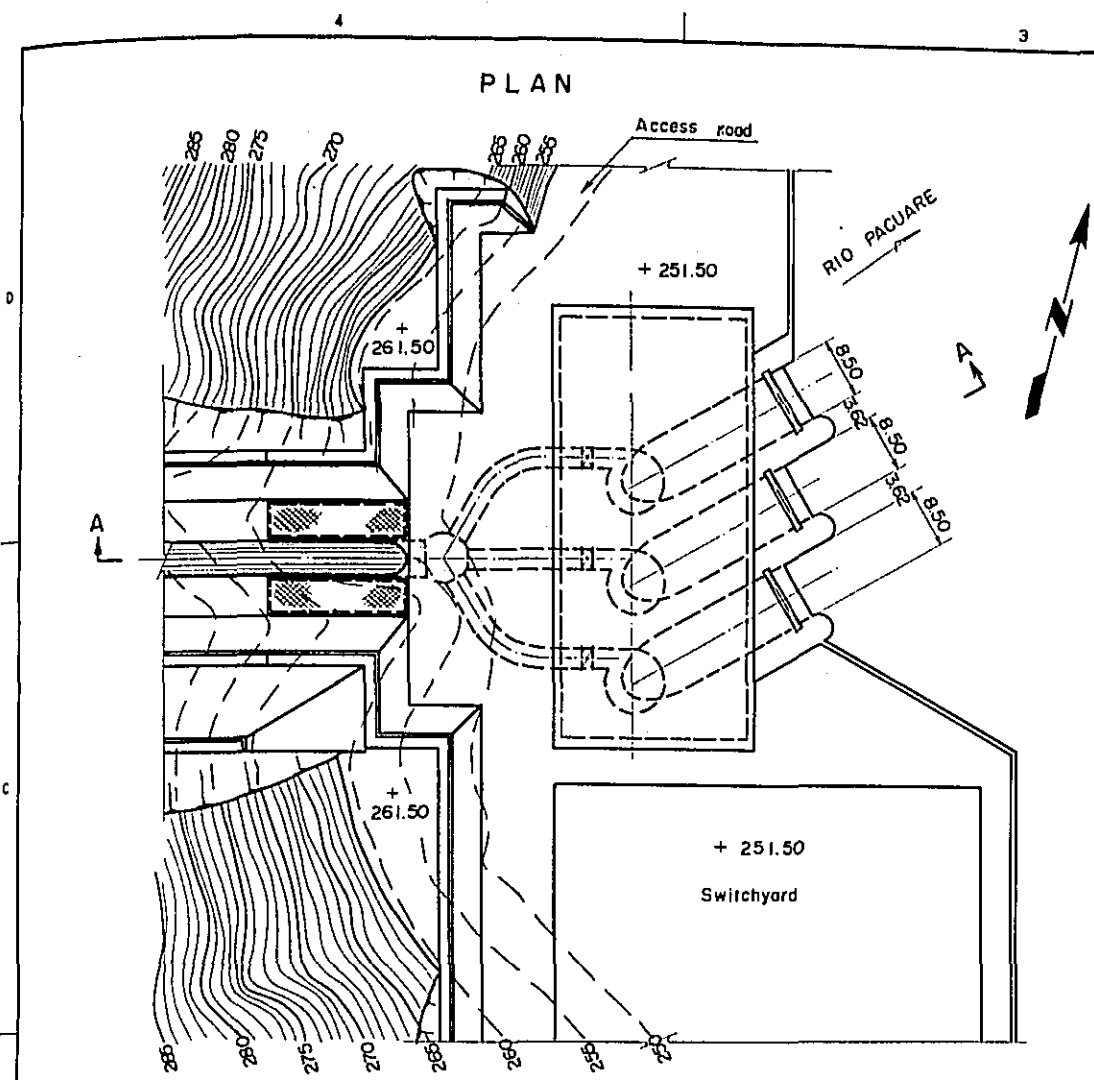


PROFILE

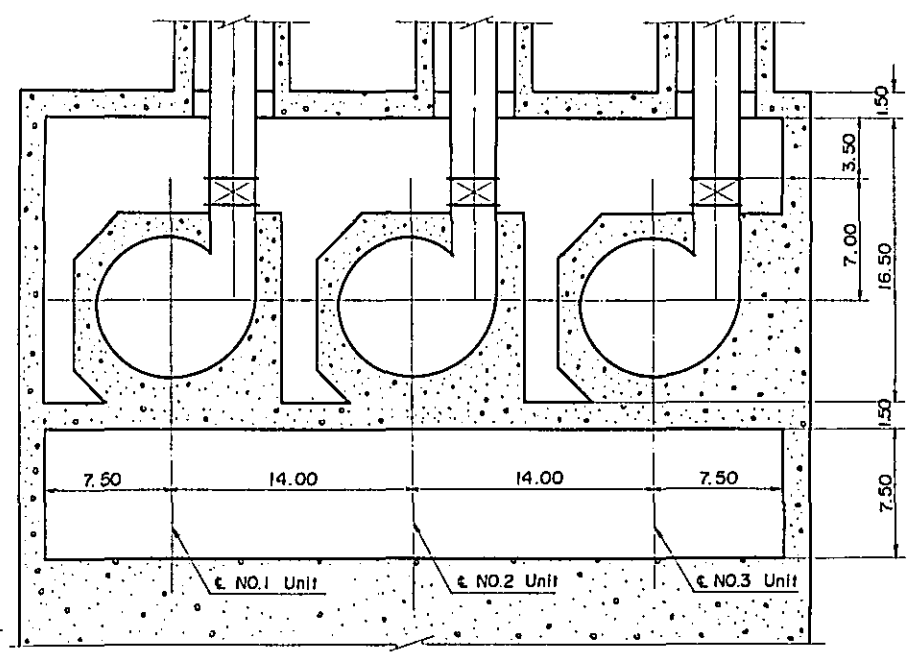


GUAYABO PROJECT	
WATER CONDUCTOR	
PLAN, PROFILE AND SECTION	
(2-1)	
DWG. NO. II-10	MARCH 1978

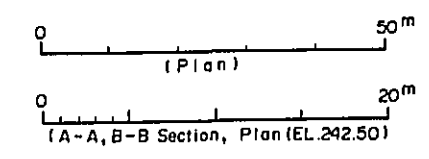
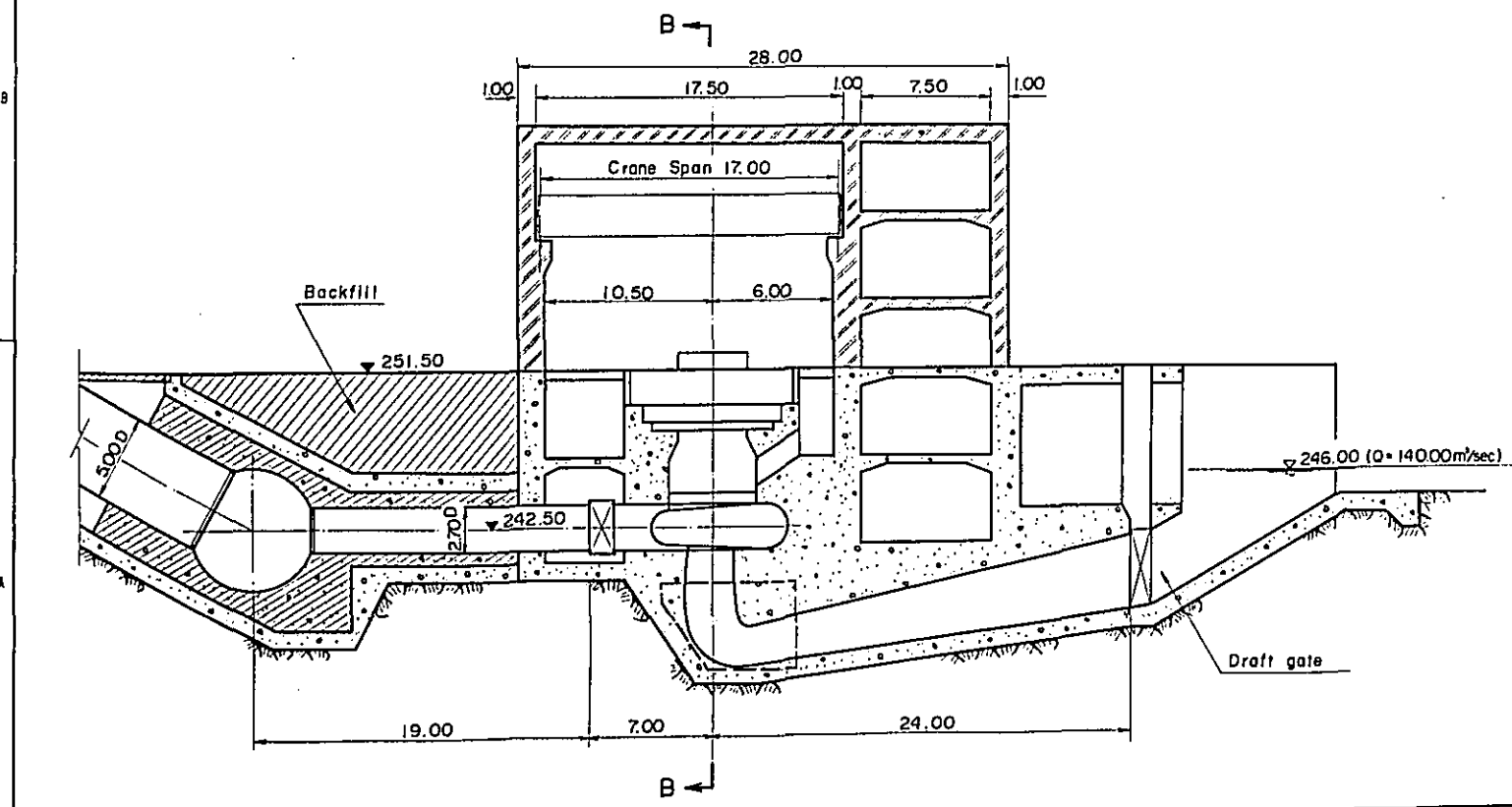




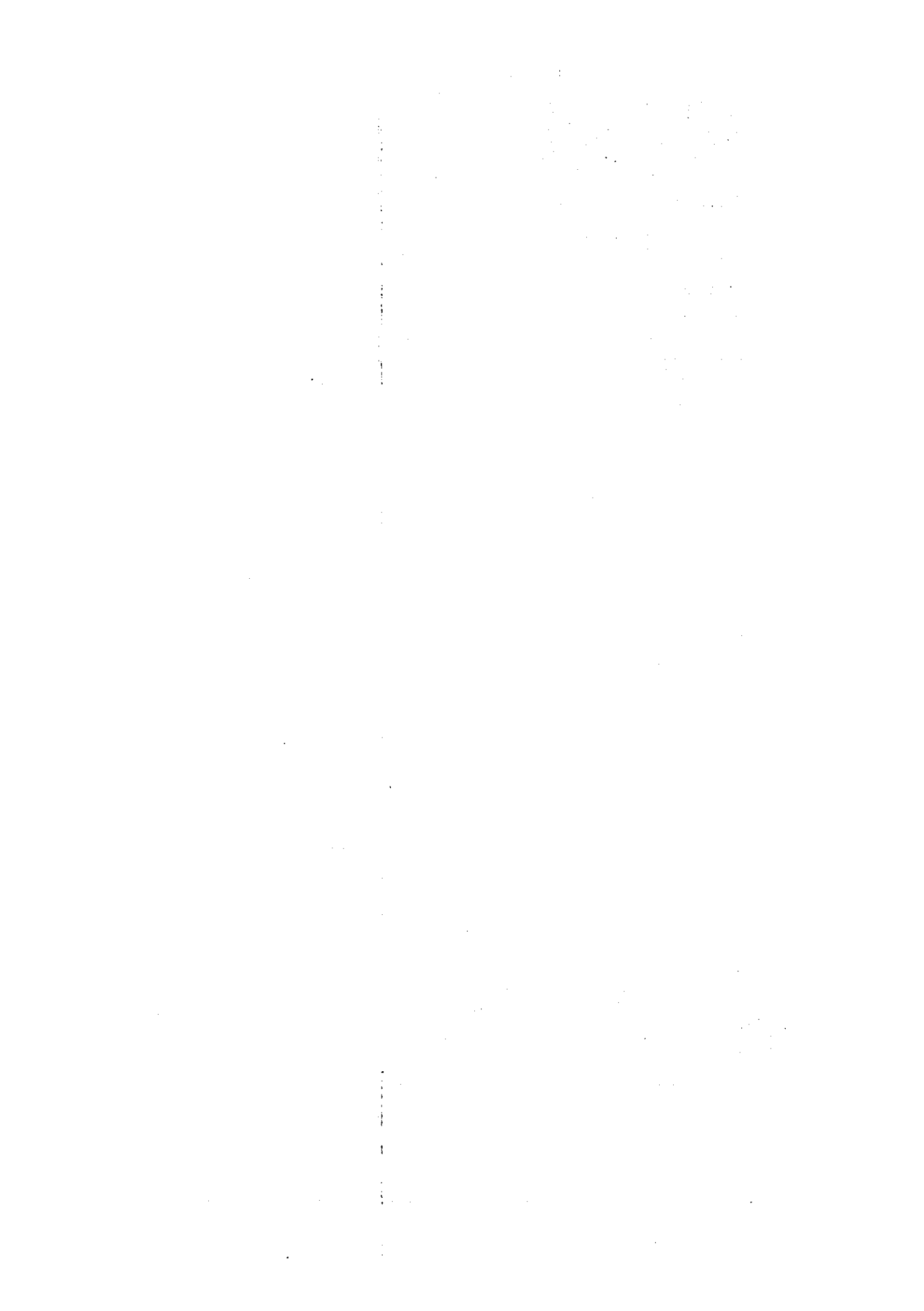
PLAN (EL. 242.50)



A-A SECTION



GUAYABO PROJECT	
POWER HOUSE	
PLAN AND SECTION	
DWG. NO. II-12	MARCH 1978



6.2 工事工程および施工計画

6.2.1 工事工程

Guayabo 計画の工事期間としては、工事の規模、構造物の配置、地域条件等を考慮して検討した結果57ヶ月必要と考えられる。

Guayabo 発電所は、電力需給上1987年2月には運転を開始する必要がある。上記工事期間を考慮すれば、1982年5月には工事に着手しなければならない。

工事工程を Fig. II-6-9 に示し、その概要を以下に述べる。

(1) 工事開始第1年目(1982年)

工事着手に必要な諸準備工事および導水路トンネルの掘削が開始される。

(2) 第2年目(1983年)

ダム工事としては、第1回目の河流処理のための在来河床部の払巾掘削、フィルダム部の基礎掘削、基礎処理グラウト工およびダムの盛立てが行われる。

水路工事としては、導水路トンネルの掘削が継続される。コンクリートの巻立ておよび調圧水槽の掘削も開始される。

(3) 第3年目(1984年)

ダム工事としては、第2回目の河流処理のため、土砂吐部および取水口部の締切を行う。次に、締切内部の掘削、基礎処理グラウト工、土砂吐ゲートの据付、取水口ゲートの据付等を行う。

水路・発電所工事として、水圧管路、発電所、放水口、屋外開閉所等の掘削およびコンクリート打設が始まる。

(4) 第4年目(1985年)

ダム工事としては、第3回目の河流処理のために、洪水吐部の締切を行い、締切内の掘削、基礎処理グラウト工およびコンクリート打設が行われる。

水路・発電所工事としては、導水路トンネルの掘削およびコンクリートの巻立てが終了し、インバートコンクリートの打設が開始される。また、導水路トンネルのモルタル注入、グラウト工も併せ行われる。一方、水圧鉄管および電気機器の据付も開始される。

(5) 第5年目(1986年)

残りの土木工事および水力機器の据付工事を完了させる。一方、電気機器、送变电設備等発電所の運転開始に必要な全ての工事を完了させる。

(6) 第6年目(1987年)

前年の12月から通水試験を行い、2月には発電所の営業運転を開始する。

6.2.2 施工計画

(1) 地域条件および関連事項

(a) 輸送路

Guayabo 計画地点は、首都 San Jose の東北東約 60 km の地点に位置し、建設工事上からも立地条件に恵まれている。また、建設現場の東方 80 km、大西洋岸には Limon 港、西方 180 km、太平洋岸には Puntarenas 港がある。両港は、Guayabo 工事の輸入資材、機材、機器等の荷揚港と予想されるが、Limon 港、Puntarenas 港には、重量物の積下しが可能な設備を有しており、建設現場までの道路も充分整備されている。

(b) 工事用電力

Guayabo 計画の工事に必要とされる電力は、およそ 6,000 kW と推定される。このため Siquirres 変電所からおよそ 20 km 離れた導水路近傍に受電変電所を設ける。この間を 34.5 kV の送電線で連結する。この受電変電所からダム、導水路、発電所などの工事地点に 34.5 / 6.6 kV 配電線により電力の供給を行う。

これらの配電線の互長は 12 km と想定される。

(c) 給水設備

工事用水および飲料水の水源としては、Reventazon 川および Pacuare 川の水を使用する。

(2) 工事用材料の調達

工事に用いる主要資材の量は、セメント 145,000 ton、鉄筋 14,500 ton、鋼材 4,800 ton、火薬 600 ton、軽油、ガソリン、重油等の油脂類約 2,100 kℓ と推定される。これらの資材のうちセメントを除いては、外国からの輸入品を使用することにする。

コンクリート骨材は、Reventazon 川、Pacuare 川のそれぞれの工事箇所近傍から採取可能である。フィルダムのトランジション材およびシエルゾーン材は、Reventazon 川のダム地点近傍から採取する。不透水性材料は、ダム右岸、標高約 700 m の地点から採取する予定である。なお、コンクリート骨材およびフィルダム材料については、今後さらに、詳細な調査が必要である。

(3) 主要構造物の施工

(a) 河流処理

Guayabo ダム地点の洪水流量は、既往最大流量 4,200 m³/sec、5 年確率洪水量 1600 m³/sec と大きい。Guayabo ダムの河流処理方法としては、

- (i) 通常の仮排水トンネルによる方法
- (ii) フィルダム部分の地山を切り割って転流するところの開水路による方法
- (iii) 半川縮切による方法

などが考えられる。

(i)の仮排水トンネルによる方法は、Guayabo ダム地点の地形にとってフィルダムにたいする工事中の設計対象流量 $4,200 \text{ m}^3/\text{sec}$ は極めて大きく、通常の仮排水トンネルによる方法は明らかに経済的に不利である。

また、(ii)の開水路による方法は、工事中の設計対象流量が大きいこと、さらにはその通水区間の盛立てが最終閉塞時となるため、盛り立て工事個所の煩雑さ、いかえれば工事工程への制約が強くなる。したがって、(iii)の方法に比べて経済的でない。

一方、(iii)の半川締切法は、各種構造物の施工のための転流は比較的自由に行え、経済的にも上記(i)、(ii)の方法に比べて有利である。したがって、Guayabo ダムの施工は、半川締切法によって、Phase 1、Phase 2 および Phase 3 の3段階に分けて施工するものとする。(Fig. II-6-10 参照)

(b) ダムの施工

(i) Phase 1

第1回目の河流処理として、濁水期に在来河床部の掘削を行い、流路の拡巾を行う。本工事としては、左岸の洪水吐ガイドウォールの掘削およびコンクリート打設を行う。ガイドウォール工事と併行して、フィルダム部の仮締切ダムを盛立てる。

仮締切ダム盛立て完了後、ひきつづいてフィルダムの掘削、基礎処理グラウト工、盛立てを行う。なお、仮締切ダムの高さは、既往最大洪水量にたいして設計され、標高 420.0 m である。

(ii) Phase 2

第2回目の河流処理として、取水口部および土砂吐部の締切を行い流路を切り替える。これにより、河流は洪水部を流下することとなる。締切の完了後、取水口および土砂吐について、掘削、基礎処理グラウト工、コンクリート打設などを行う。

コンクリート工事の完了後、取水口ゲートおよび土砂吐ゲートの据付を行う。

この期間の工事中における設計対象流量としては、5年確率洪水量 $1,600 \text{ m}^3/\text{sec}$ とする。

(iii) Phase 3

第3回目の河流処理として、洪水吐部に締切を設け、洪水吐部から土砂吐部へ河流の転流を行う。

洪水吐部の掘削、基礎処理グラウト工およびコンクリート打設を行う。

コンクリート工事の完了後、ダム橋梁、洪水吐ゲート、巻上橋梁等の据付工事が行われる。

なお、土砂吐の通水容量は水位標高 420.0 m で $800 \text{ m}^3/\text{sec}$ である。

ダム工事の施工にあたっては、Guayabo ダム地点左岸にある鉄道は、工事着手前に山側

へ付け替えておく必要がある。

以上の工事に必要とする工事数量は次のとおりである。

フィルダム	564,000 m^3
（不透水性土質材料	93,000 m^3 ）
（フィルター材料	67,000 m^3 ）
（シエル材料	404,000 m^3 ）
重力式ダム　　コンクリート	198,000 m^3

(c) 導水路トンネルの施工

導水路トンネルは、内径 6.5 m、延長約 9,600 m の圧力トンネルである。その施工にあたっては、4 区間に分けて施工するものとする。

トンネル施工に使用する作業横坑を Fig II-6-11 に示す。

最長施工区間は、No 3 作業横坑から No 4 作業横坑までの約 4.5 km である。

導水路トンネル形状は、DWG. No II-1.1 に示す A、B 2 種類のタイプとした。A タイプは全施工区間の 70 % とし、残り 30 % を B タイプとする。

導水路トンネルの掘削は、全断面掘削または上半断面掘削工法が考えられよう。

また、支保工は全施工区間に設けるものとする。

導水路トンネルのコンクリート巻立ては、トンネル掘削と併行して施工する。

コンクリートを巻立てたのち、インパットコンクリート打設、モルタル注入、高圧グラウト等を順次施工する。

(d) その他の構造物の施工

(i) 調圧水槽：立坑部について先進立坑を掘削した後、上部から順次所定断面まで切り抜ける。掘削完了後、コンクリート巻立てを施工する。

(ii) 水圧管路：基礎の掘削を行い、コンクリート打設および鉄管の据付を行う。

(iii) 発電所：発電所に必要とする敷地は、河川の流路変更を行って造成する。

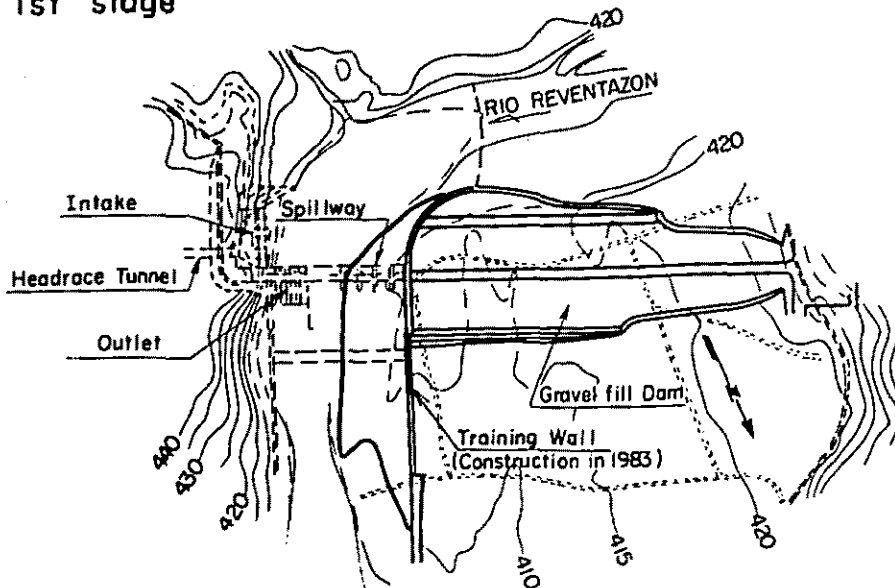
河流を右岸側へ転流後、基礎掘削、コンクリートの打設を行う。

(iv) 屋外開閉所：屋外開閉所は発電所に隣接して設けるものとする。所要敷地は、発電所同様河川の流路変更を行うと同時に山側を一部掘削することにより造成する。

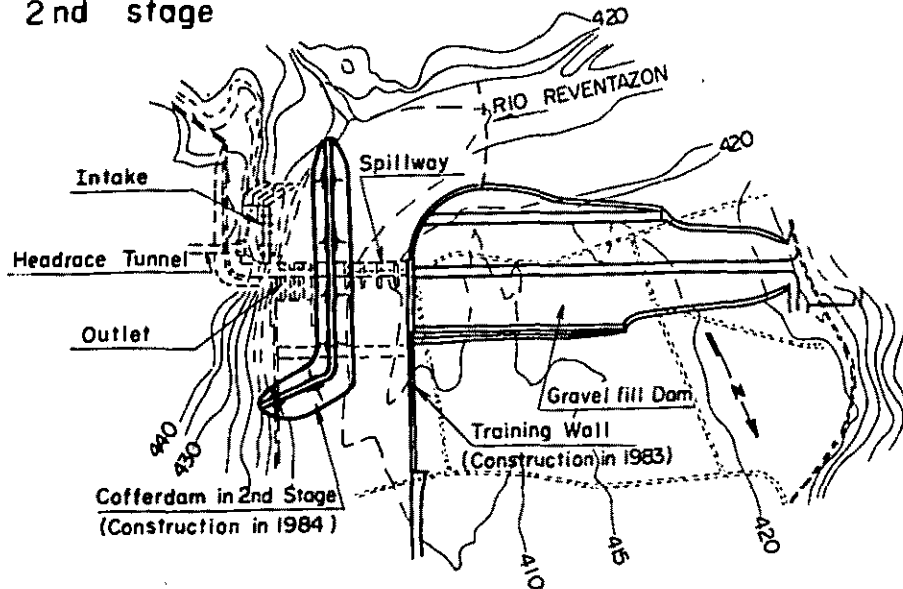
山側の法高は大きいため、掘削にあたっては、法面保護として、コンクリートよう壁工および種子吹付工を考慮する。

Fig. II-6-10 Diversion Scheme

(1) In 1st stage



(2) In 2nd stage



(3) In 3rd stage

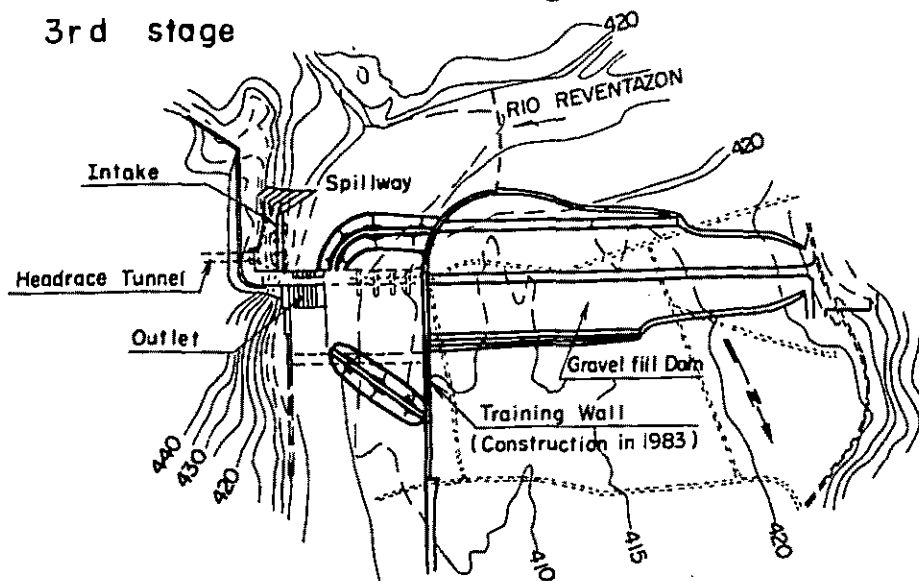


Fig. II-6-11 Location of Adits for Headrace Tunnel

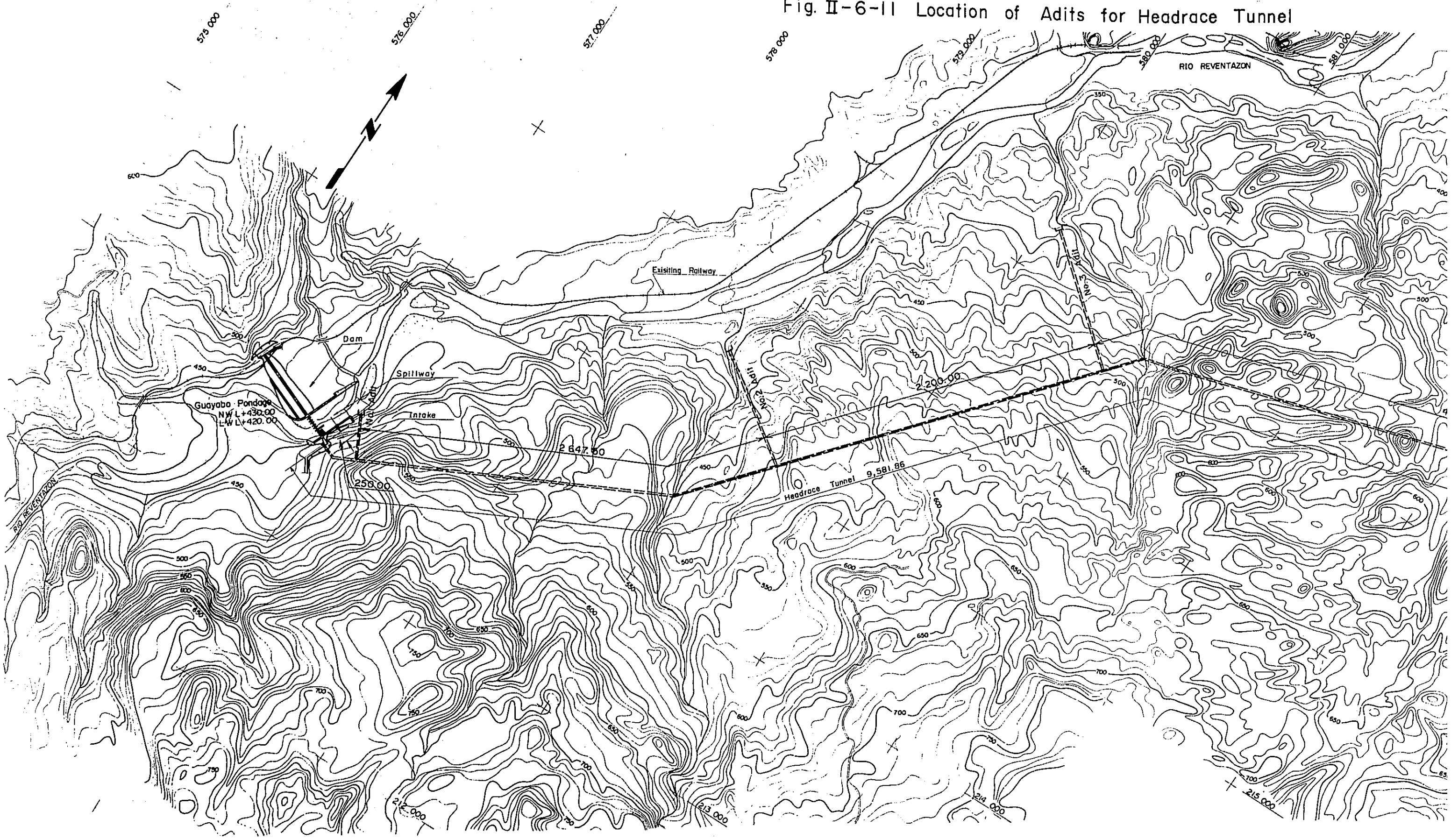
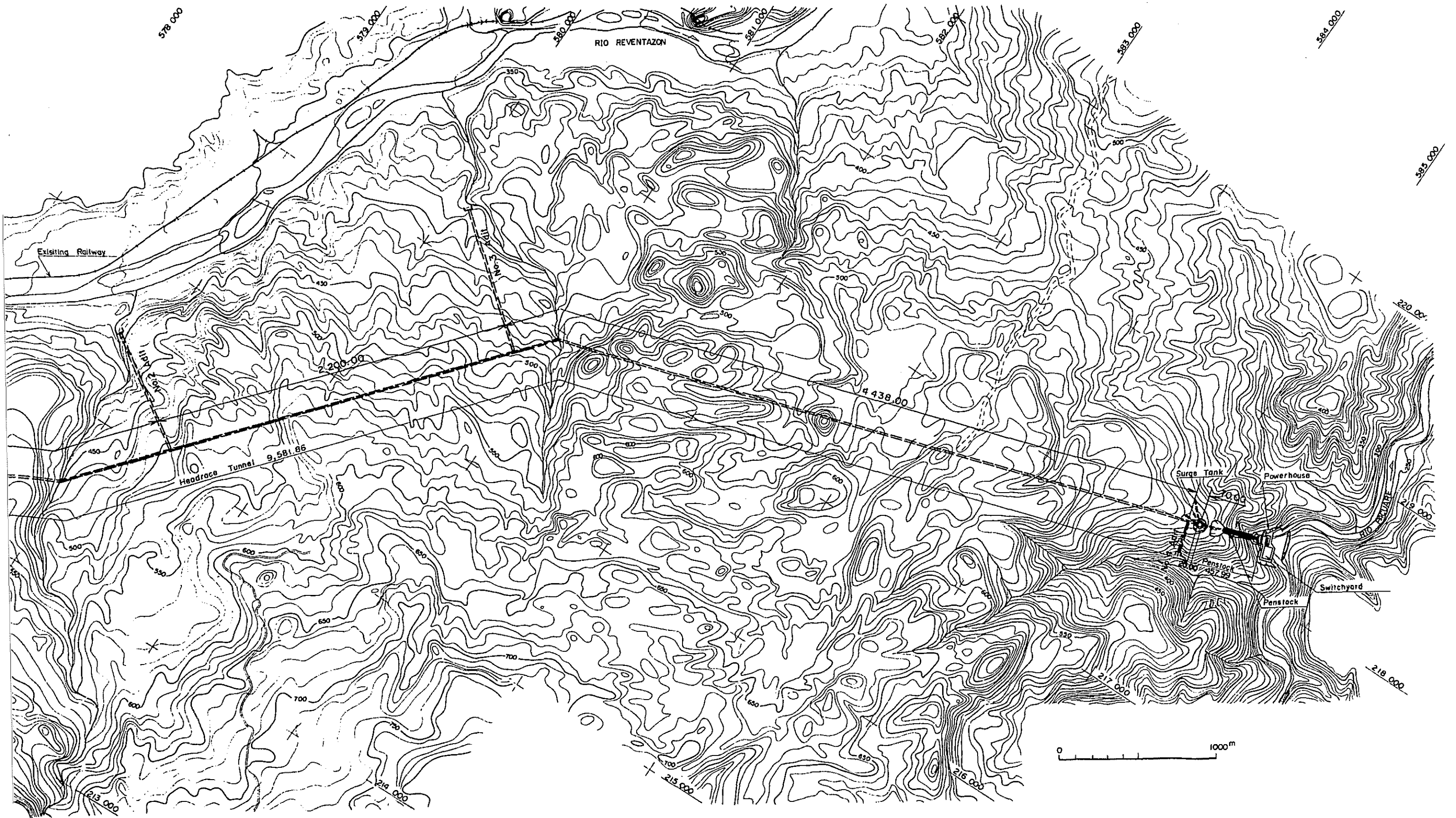


Fig. II-6-11 Location of Adits for Headrace Tunnel



第7章 工事費

第 7 章 工 事 費

7.1 基本条件	II-183
7.2 工事費の総括	II-184

LIST OF TABLES

- Table II-7-1 Summary of estimated construction cost
- Table II-7-2 Fund requirement in each year

第 7 章 工 事 費

7.1 基本条件

Guayabo 計画の工事費を積算するにあたっては、計画地点の自然条件、地域条件、工事規模現時点で期待し得る技術水準等を考慮する。

物価は、1977 年の物価水準に基づくものとする。

(1) 工事費積算の範囲

工事費積算の範囲は、ダム、水路、発電所および発電所から San Jose 南変電所までの送変電設備とする。

この工事費には、準備工事費、技術費、管理費、補償費、建中利子等を含めるものとする。

(2) 土木工事費

(a) 工事数量は、第 6 章「予備設計」に基づき算出する。

(b) 工事単価は、コスタリカ国内における最近の水力発電所工事の実績を考慮し、これに Guayabo 計画地点の地域条件を加味して算定する。

(3) 機器類の費用

水力機器、電気機器、送変電機器、通信機器等は、すべて外国において製作され、供給されるものとする。

これらの費用には、海上輸送費、保険料、荷卸し費、内陸輸送費、さらに現地における据付費用などが含まれる。

(4) 予備費

予備費は、導水路トンネル工事にたいしては 20%、それ以外の工事および機器費用にたいしては 15% とする。

(5) 技術費

技術費としては、ICE との打合せにより 5% 計上する。

(6) 管理費

管理費は、ICE との打合せにより 5% 計上する。

(7) 補償費

補償費として土地買収費および鉄道の一部付替工事費を計上する。

(8) 建中利子

建中利子は、利率を外貨分にたいしては年率 8%、内貨分にたいしては年率 12% として算出する。

(9) 内貨と外貨の区分

工事費は内貨と外貨とに分けて積算する。

内貨分には、国内労務者の賃金、外国人労務者の現地滞在費、セメント等コスタリカ国内

で調達される資材費，および輸入資機材の国内輸送費用を含める。これ以外はすべて外貨分に計上する。

なお為替レートは1ドル8.6コロンとする。

7.2 工事費の総括

Guayabo 計画の実施に要する総工事費は，2,130百万Colonesと算定された。そのうち，外貨1,260百万Colones，内貨は870百万Colonesである。

総工事費のうち，発電設備工事費は1,980百万Colonesであり，外貨は1,157百万Colones，内貨は823百万Colonesである。送変電設備工事費は150百万Colonesであり，外貨が103百万Colones，内貨が47百万Colonesである。

工事費の総括表はTable II-7-1に示されている。

また，年度別所要資金はTable II-7-2のとおりである。

Table II-7-1 Summary of Estimated Construction Cost

(Unit: 10³ Colones)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
1. Generating Facility			
1.1 Civil Works	(1027,000)	(541,200)	(485,800)
(1) Care of River & Diversion	14,500	5,800	8,700
(2) Dam	187,000	121,500	65,500
(3) Intake	28,000	11,200	16,800
(4) Headrace Tunnel	518,800	259,400	259,400
(5) Surge Tank	23,900	12,000	11,900
(6) Penstock Foundation	29,300	11,700	17,600
(7) Powerhouse Building	38,800	21,300	17,500
(8) Switch Yard	12,800	7,000	5,800
(9) Miscellaneous	17,100	9,400	7,700
(10) Contingencies	156,800	81,900	74,900
1.2 Hydraulic Equipment	(146,100)	(131,300)	(14,800)
(1) Gate	41,400	41,400	0
(2) Penstock	39,700	39,700	0
(3) Miscellaneous	14,000	14,000	0
(4) Installation Cost	32,000	19,200	12,800
(5) Contingencies	19,000	17,000	2,000
1.3 Electrical Equipment	(264,000)	(222,100)	(41,900)
(1) Turbine	73,500	73,500	0
(2) Generator	67,700	67,700	0

Item	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
(3) Transformer	17,400	17,400	0
(4) Miscellaneous	34,500	34,500	0
(5) Installation Cost	36,500	0	36,500
(6) Contingencies	34,400	29,000	5,400
2. Preparation Work	(69,000)	(27,900)	(41,100)
2.1 Access Road	25,000	7,500	17,500
2.2 Electrical Equipment for Construction	20,000	18,000	2,000
2.3 Surveying	24,000	2,400	21,600
3. Engineering Fee (Foreign Expert's Fee)	(75,000)	(75,000)	(0)
4. Administration Cost	(75,000)	(0)	(75,000)
5. Compensation	(6,000)	(0)	(6,000)
6. Interest during Construction	(317,900)	(159,500)	(158,400)
Total	1980,000	1157,000	823,000
7. Transmission Line			
(1) Transmission Line	67,100	43,700	23,400
(2) Substation	33,500	29,300	4,200
(3) Communication System	6,000	4,700	1,300
(4) Contingencies	16,000	11,600	4,400
(5) Engineering Fee (Foreign Expert's Fee)	6,100	6,100	0
(6) Administration Cost	6,100	0	6,100
(7) Compensation	3,000	0	3,000
(8) Interest during Construction	12,200	7,600	4,600
Total	150,000	103,000	47,000
Grand Total	2130,000	1260,000	870,000

第8章 経済評価

第 8 章 経済評価

8.1 経済評価の方法	II-189
8.2 年間費用	II-189
8.3 年間便益	II-192
8.3.1 代替火力発電所の年間費用	II-192
8.3.2 販売可能電力量	II-195
8.3.3 Guayabo 発電所の年間便益	II-195
8.3.4 経済評価の結果	II-196
8.4 電力コスト	II-197

LIST OF TABLES

Table II-8-1	Construction Cost and Useful Life (years) of Facility
Table II-8-2	Annual Cost
Table II-8-3	Alternative Thermal Power Plant
Table II-8-4	Estimated Annual Cost of Alternative Thermal Plant
Table II-8-5	Salable Energy in Each Year
Table II-8-6	Energy Cost

第 8 章 経済評価

8.1 経済評価の方法

発電計画の経済評価は、当該プロジェクトと同等のサービスを提供する代案プロジェクトとの比較という形で行われる。水力発電計画の場合、世界的に認められている手法は代案プロジェクトとして、重油、石炭、原子力、地熱発電等の火力発電設備を選定し、その中で最も低廉な火力発電設備のコストで比較するものである。

予備的な検討を行なった結果 Guayabo 計画に対する代替発電設備として最も低廉な発電コストが得られる重油専焼火力を選定する。

したがって経済評価は、重油専焼火力発電設備のコストを便益に置き換え、Guayabo 発電設備のコストと比較し、便益費用比および超過便益を求めることにより行う。

8.2 年間費用

第7章「工事費」で述べたごとく、Guayabo 計画の総工事費は 2,130 百万 Colones である。各施設ごとの工事費およびそれらの耐用年数を示せば Table II-8-1 のとおりとなる。

本計画の年間費用は、ICE との合意により、解析期間 50 年間にわたって下記の条件で求めることとする。

- (1) 利率：外貨 8.0 %，内貨 12.0 %
- (2) 償却方法：減価基金法
- (3) 運転維持費：調整池およびダム；その設備の総工事費の 0.1 %
水力機器；その設備の総工事費の 1.5 %
その他；その他設備の総工事費の 1.0 %
- (4) 管理費、その他：総工事費の 0.6 %

以上の条件により求めた年間費用は、Table II-8-2 に示すとおり、242.3 百万 Colones となる。

なお、上記の年間費用は、3 台の発電機が同時期に運転を開始するものとして算出したものである。その理由は 1, 2 号機運転開始後、3 号機の運転開始までの期間は 1 年半であり、同時運転として年間費用を算定しても差は微小であることによる。

Table II-8-2 Annual Cost

(Unit: 10³ Colones)

Item	Investment Cost	Annual Cost
1. Interest and Depreciation	2130,000	210,000
1.1 Civil Works	(1437,000)	(146,000)
1.2 Hydraulic Equipment	(191,000)	(16,500)
1.3 Electric Equipment	(352,000)	(32,500)
1.4 Transmission Line Sub- station and Communication System	(150,000)	(15,000)
2. Maintenance and Operation	2130,000	19,500
2.1 Generating Facilities	(1980,000)	(18,000)
2.2 Transmission Line, Sub- station and Communication System	(150,000)	(1,500)
3. Administration Expense	2130,000	10,700
4. Other Expense	2130,000	2,100
Total Annual Cost (C)		242,300

Table II-8-1 Construction Cost and Useful Life (Yrs.) of Facility

(Unit: 10³ Colones)

Item	Useful Life Years	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
1. Generating Facilities				
Civil Works	50	1027,000	541,200	485,800
Hydraulic Equipment	50	146,100	131,300	14,800
Electric Equipment	35	264,000	222,100	41,900
Engineering Fee		75,000	75,000	0
Administration Cost		75,000	0	75,000
Others		75,000	27,900	47,100
Interest during Construction		317,900	159,500	158,400
Total		1980,000	1157,000	823,000
2. Transmission Line and Other Facilities				
Transmission Line and Others	30	125,600	89,300	36,300
Engineering Fee		6,100	6,100	0
Administration Cost		6,100	0	6,100
Interest during Construction		12,200	7,600	4,600
Total		150,000	103,000	47,000
3. Total Construction Cost		2130,000	1260,000	870,000

8.3 年間便益

8.3.1 代替火力発電所の年間費用

(1) 代替火力発電所の想定

Guayabo 発電所の経済性検討に際し、比較評価の対象設備としては、次に述べる代替火力発電所を想定する。

- (a) 代替火力発電所は、Guayabo 発電所の規模にはほぼ匹敵する大きさの重油専焼火力とする。
- (b) 設置場所は Limon 港に近い Moin 周辺とする。
- (c) 建設費のうち、機器価格は国際的な市場価格から想定する。

以上の条件を考慮した代替火力発電所の諸元を Table II-8-3 に示す。

Table II-8-3 Alternative Thermal Power Plant

Installed Capacity	(MW)	198
Unit Capacity	(MW x Unit)	66 x 3
Annual Plant Factor	(%)	70
Thermal Efficiency at Generating End	(%)	34
Annual Energy Production	(10 ⁶ kwh)	1214
Percent of Powerhouse Service Use	(%)	5
Annual Available Energy	(10 ⁶ kwh)	1153
Annual Energy Consumption	(10 ³ kl)	315.6
Construction Cost	(10 ⁶ Colones)	1005

(2) 代替火力発電所の年間費用

代替火力発電所の規模は、単機出力 66 MW 3 台で、設備出力 198 MW とする。その年間費用は、固定費と可変費に分けて算出すれば、Table II-8-4 のとおりとなる。利率は工事費の外貨分 80 % と内貨分 20 % の比率の荷重平均利率 8.8 % とする。

kW あたりの年間費用は、kW あたり年間固定費に kW 補正率を乗じたものとする。kW 補正率を乗じる主たる理由は次のとおりである。

すなわち、火力発電所は水力発電所にくらべて、事故による停止および定期補修による停止が大きい。それ故、系統に水力発電所を投入した場合と同じ信頼度で電力を供給するためには、火力発電所は、その停止に相当する分だけ大きな設備容量を必要とする。これを算入

するための係数がkW補正率である。

ここでは、さらに送電による損失および所内損失をも考慮し、kW補正率は1.154とする。

kWh補正率は、送電損失と所内損失のみを考慮し、1.060とする。

したがって、代替火力発電所のkWあたりの固定費および可変費、いいかえればkWあたりの便益およびkWhあたりの便益は、それぞれ次のとおりである。

kWあたり便益	713	Colones
---------	-----	---------

kWhあたり便益	0.190	Colones
----------	-------	---------

Table II-8-4 Estimated Annual Cost of Alternative Thermal Plant

				Col. : Colones
Item	Unit	Fixed Cost	Vaviable Cost	Notes
Interest and Depreciation	10 ³ Col.	96,088	-	Serviceable Years: 30 (*1) C.R.F. = 0.09561
Operation, Maintenance and Administration Cost	10 ³ Col.	20,100	5,025	Construction Cost x 0.025 Fixed Cost 80% Variable Cost 20%
Tax and Insurance	10 ³ Col.	6,102	-	Tax: 5.44 Col./kW/year Insurance: Construction Cost x 0.005
Fuel Cost	10 ³ Col.	-	212,904	3156x10 ³ (kl) x 0.6746 (Col./l)
Total	10 ³ Col.	122,290	217,929	
Annual Cost at Sending End				
Cost per kW	Col.	713	-	$\frac{122,290 \times 10^3}{198,000} \times 1,154^{(*2)}$
Cost per kWh	Col.	-	0.190	$\frac{217,929 \times 10^3}{1214 \times 106} \times 1.06^{(*3)}$

(Note)

*1 Capital Recovery Factor (i = 8.8%)

*2, *3 kW, kWh, Adjustment Factor

Item	Loss (%)	Hydro	Steam
Transmission	Loss (%)	1.0*4	2.0*5
Station Service	Loss (%)	0.3	5.0
Failure	Loss (%)	0.5	0.5~5.0*6
Repair	Loss (%)	2.0	10.0

kW Adjustment Factor = $\frac{(1-0.01) \times (1-0.003) \times (1-0.005) \times (1-0.02)}{(1-0.02) \times (1-0.05) \times (1-0.005) \times (1-0.10)} = 1.154$

kWh " " = $\frac{(1-0.01) \times (1-0.003)}{(1-0.02) \times (1-0.05)} = 1.060$

*4 Guayabo -- South Substation of San Jose

*5 Moin -- South Substation of San Jose

*6

In this study, the failure loss of alternative steam thermal is estimated at 0.5%.

8.3.2 販売可能電力量

第5章「発電計画」で述べたごとく、Guayabo 発電所の年間可能発生電力量 1,192百万kWhである。この電力量は、Guayabo 発電所の運転開始後数年間は全部有効に消費されない。すなわち、経済評価にあたっては、

既設発電所の電力が優先的に需要家に供給されるものとし、残余の需要に対し Guayabo 発電所が電力を供給するものとする。

1991年以降の電力量の伸び率を5.7%と仮定すれば、Guayabo 発電所の電力量が完全に販売可能となるのは1992年である。

Guayabo 発電所から San Jose 南変電所までの電力量の損失は、発電所の事故・補修による損失、所内損失および送電損失を合せて3.8%とする。

San Jose 南変電所における毎年の可能販売電力量は Table II - 8 - 5 に示すとおりである。

Table II-8-5 Salable Energy in Each Year
(At South Substation of San Jose)

Year	Salable Energy (10 ⁶ kWh)
1987	173
1988	363
1989	561
1990	765
1991	988
1992	1147
1993	1147
.	.
.	.
.	.
2036	1147

8.3.3 Guayabo 発電所の年間便益

Guayabo 発電所の年間便益は8.3.1項のkWあたりおよびkWhあたりの便益を用いて算出する。年間便益の算出に用いる出力（以下有効出力という）は4月と12月の平均値とし、電力量（以下有効電力量という）は販売可能電力量とし、それぞれ San Jose 南変電所までの損失率3.8%を差引いたものとする。

Guayabo 発電所の12月における出力は、1987年に運転を開始した後、3年目に有効化し、4月における出力は、7年目に有効化する。

電力量についてみれば、前項に述べたように、運転開始後6年目に有効化する。すなわち、有効出力および有効電力量は、運転開始後電力需要の伸びに応じて増加する。

したがって、有効出力および有効電力量は耐用年数間で均等化して求めることとする。San Jose 南変電所地点の4月における均等化した出力は154 MWであり、12月のそれは164 MWである。この平均値の有効出力は159 MWである。

有効電力量は912百万 kWh である。

したがって、年間便益は、上記有効出力および有効電力量から計算すれば286.6百万 Colones である。

なお出力、電力量の均等化に用いた Discount Rate は10%である。

8.3.4 経済評価の結果

- (1) Guayabo 発電所の年間費用は、8.2項で算出した如く242.3百万 Colones であり、年間便益は286.6百万 Colones である。これから求まる便益費用比 (B/C) および超過便益 (B-C) は次のとおりである。

便益費用比	(B / C)	1.18
超過便益	(B - C)	44.3百万 Colones

この結果から、Guayabo 発電所を建設し、電力を供給する方が、代替火力発電所を建設するよりすぐれているといえる。

したがって、Guayabo 計画はフィージブルである。

- (2) 参考として余剰電力量174百万 kWh (解析期間で均等化した値) の50%、100%がニカラグア国へ販売可能であると仮定した場合の便益費用比 (B/C) および超過便益 (B-C) を求めてみる。この場合における余剰電力量の売電単価は、ICE資料*により、kWhあたり0.135 Colones とする。

その結果は次のとおりである。

販売可能な余剰電力量 (%)	便益費用比 (B/C)	超過便益 (B-C) Colones
50	1.23	56.0 × 10 ⁶
100	1.28	67.8 × 10 ⁶

- (3) 上記(1)の結果は、インフレの影響を考慮しない場合のものである。ここでは参考として Guayabo 発電所が運転を開始した後インフレが6%で上昇すると仮定する。

解析期間50年間で便益費用比 (B/C) および超過便益 (B-C) がどの程度インフレの影響を受けるかを試算する。

* Contrato de Interconexion Entre el Instituto Costarricense de Electricidad y la Empresa Nacional de Fuerza y Luz;

(a) インフレの影響を受ける費用項目

(i) 水力発電設備：電気機器および送変電設備の再建設費，運転維持費，管理費およびその他。

(ii) 火力発電設備：設備の再建設費，運転維持費，保険および燃料費
なお，上記の費用項目は，同一のインフレ率で上昇するものとする。

(b) 年間便益および年間費用

(a)の条件のもとに算出した解析期間50年にわたる均等化年間便益および年間費用は次のとおりである。このときのDiscount Rateは10%を使用する。

kWあたり便益	991	Colones/kW
kWhあたり便益	0.429	Colones/kWh
年間便益	548.8百万	Colones
年間費用	292.2百万	Colones

(c) 超過便益および便益費用比

(b)から求まる便益費用比(B/C)および超過便益(B-C)は次のとおりである。

便益費用比 (B/C)	1.88
超過便益 (B-C)	256.7百万 Colones

以上の結果からわかるように，インフレの影響を考慮すれば，Guayabo 発電所の経済性は代替火力発電設備に比較し，更に有利になる。これは，後者の年可変費（主として燃料費）が前者に比較し極めて大きいことおよび前者の耐用年数が後者に比し長いことによる。

8.4 電力コスト

8.3.2項で述べたGuayabo 発電所の販売可能電力量と，8.2項で述べた年間費用の関係からGuayabo 発電所のSan Jose 南変電所渡しのkWhあたりの電力コストが得られる。

毎年の電力コストをTable II-8-6に示す。

発生電力量の全量が販売可能となる1992年における電力コストはkWhあたり0.211Colonesである。

Table II-8-6 Energy Cost

Year	Salable Annual Energy (10 ⁶ kWh)	Annual Cost (10 ⁶ Colones)	Energy Cost (Colones/kWh)
1987	173	242.3	1.401
1988	363	242.3	0.667
1989	561	242.3	0.432
1990	765	242.3	0.317
1991	988	242.3	0.245
1992	1147	242.3	0.211
1993	1147	242.3	0.211
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
2036	1147	242.3	0.211

第III部 Siquirres水力発電計画（プレ・フィージビリティ調査）

第1章 開発計画

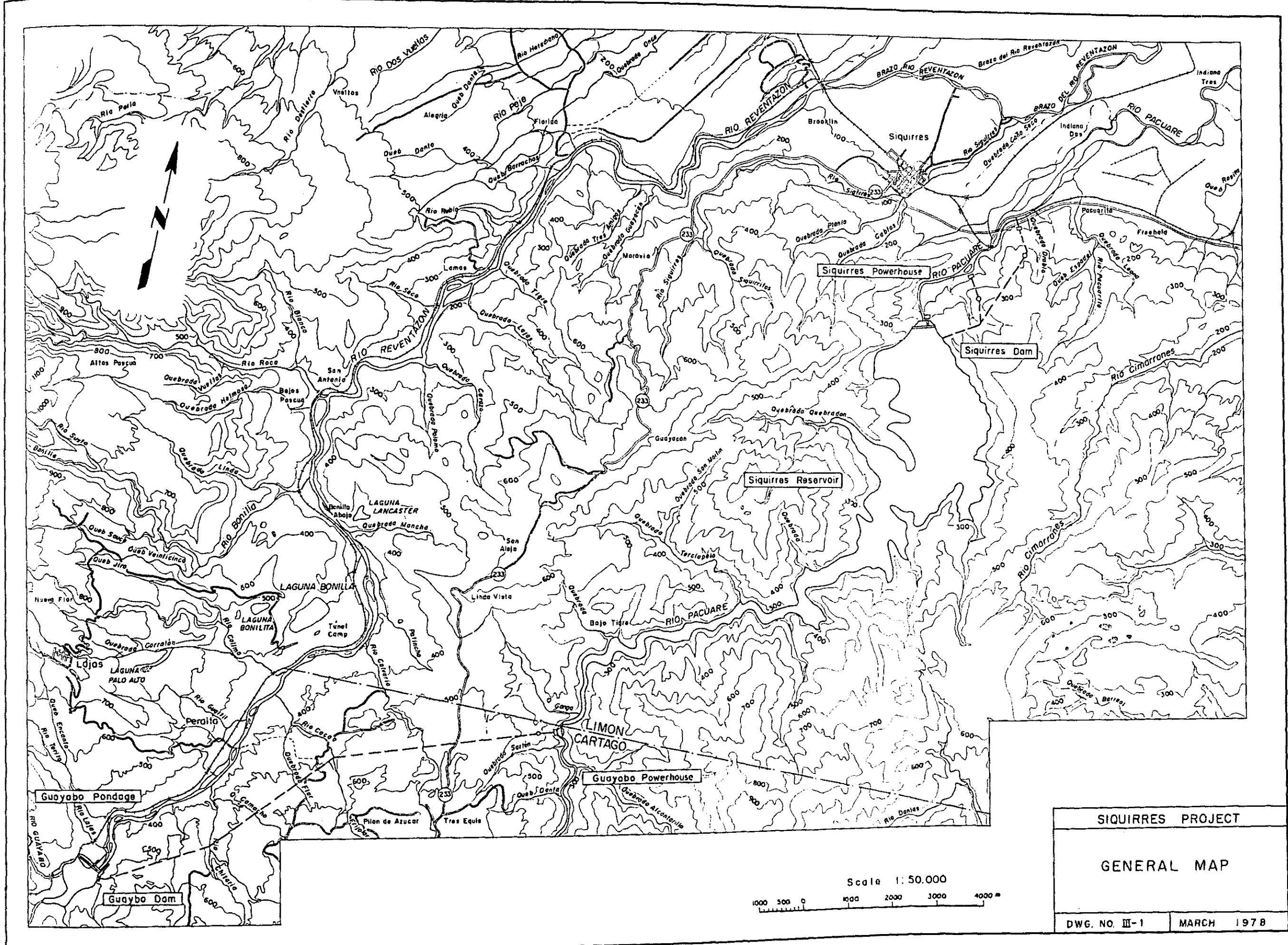
第 1 章 開発計画

1.1 計画地域の位置と概要	Ⅲ-	3
1.2 計画の概要	Ⅲ-	3
1.3 ダムの高さと形式	Ⅲ-	4
1.3.1 ダムの高さ	Ⅲ-	4
1.3.2 ダムの形式	Ⅲ-	4

LIST OF DRAWING

DWG. No. III-1

General Map



SIQUIRRES PROJECT	
GENERAL MAP	
DWG. NO. III-1	MARCH 1978

第 1 章 開 発 計 画

1.1 計画地域の位置と概要

Siquirres 計画地点は Pacuare 川の下流に位置する。ダム地点の下流約 3 km 付近には、鉄道および道路が設けられており、山裾沿いに Limon 市まで通じている。

Pacuare 川は Reventazon 川に隣接し、大西洋カリブ海側に注ぐ河川である。その源は Talamanca 山脈 Cueriei 山 (標高 3,394 m) の北部に発する。延長は約 130 km であり、流域面積は約 880 km² である。Pacuare 川は大きな支川をもたないため、河川延長のわりには流域面積は少ない。

河川勾配は、上流の降雨の多い地域を 1/60 で流下し、第 II 部で述べた Guayabo 発電所地点に至る。Guayabo 発電所地点から勾配はゆるやかになり、谷巾の広い所を流下する。その後 Siquirres ダム予定地点の V 字形の峡谷に入る。

さらに約 3 km で山間部をぬけ、密林からなる平野を河川勾配 1/2,000 で蛇行しながらカリブ海に注いでいる。

Pacuare 川流域は、コスタリカ国において雨量の多い地域に属する。流域の上流部では、降雨量は年間 6,000 mm にも達し、Siquirres ダム付近の Siquirres 町におけるそれは年間 4,000 mm である。Siquirres 町における年間を通しての降雨は 2 月および 3 月に少なく、他の月は比較的多い。

気温は 26°C 前後である。

流域の地質は、主として第三紀太平洋性層岩類からなり、Siquirres 貯水池内も同様である。

一方、Siquirres ダム地点の地質は玄武岩燄岩と砂岩からなる。

1.2 計画の概要

Pacuare 川の下流部には、1.1 項で述べたように V 字形の谷がある。この地点は、貯水効率、落差、流域面積、発電所位置等を考慮すると Pacuare 川下流の地域では最適なダム地点である。Siquirres 計画は、この地点に高さ 200 m のダムを築造し、有効容量 430 百万 m³ の貯水池で流域面積 650 km²、年間流入量 5,306 百万 m³ (Guayabo 発電所の使用水量を含む) の水を調整した後 Pacuare 川右岸に設ける発電所で発電を行うものである。

このスタディでは、第 II 部で述べた Guayabo 計画が開発されたものと仮定し、ダム式 1 案およびダム水路式 2 案の計 3 案の発電方式について検討を行った。

その結果、最も経済的な案はダム式の場合であり、有効落差 154 m、最大使用水量 240 m³/sec、最大出力は 310 MW であり、その年間可能発生電力量は 1,850 百万 kWh である。

1.3 ダムの高さ形式

1.3.1 ダムの高さ

ダム地点は狭いV字形の谷である。谷の最上部付近、標高250m以上は、左右兩岸ともに平坦に近くなっている。ダム地点の地質は緻密で堅硬な玄武岩熔岩からなるが、熔岩下部には泥岩と砂岩がある。谷の最上部の岩盤はやや風化している。したがって、ダムの高さの限界は標高250m付近となろう。

この地点の地質調査資料としては、左右兩岸2本のボーリング・コア資料に基づく地質調査報告書がある。(第3章「水文と地質」参照)調査団は、この資料を検討し、現地踏査を行った結果、満水位を標高250mとして、ダム高200mのハイ・ダムが建設可能であると判断した。

1.3.2 ダムの形式

この地点のダムの形式としては、ロックフィルダムとコンクリートダムが考えられる。このうち、コンクリートダムとしては、重力ダム、アーチ重力およびアーチダムが計画できよう。

しかしながら、現時点での地質および建設材料の調査の程度では、重力ダムとしてダムを設計することが最も無難である。重力ダム以外の形式のダムは、地質および建設材料の調査が十分行われたうえで比較設計すべきである。

重力ダムの設計にあたっては、次の項目を設計条件として仮定した。

(1) コンクリートおよび基礎岩盤の

圧縮許容応力 50 kg/cm^2

(2) コンクリートおよび基礎岩盤の

せん断抵抗強度 330 kg/cm^2

(3) 地震係数 0.2

(4) 洪水吐設計洪水量 $4,900 \text{ m}^3/\text{sec}$

工事中設計洪水量 $1,000 \text{ m}^3/\text{sec}$

第2章 水文と地質

第 2 章 水文と地質

2.1 気象および水文の概要	Ⅲ-	5
2.2 測水所および気象観測所	Ⅲ-	5
2.3 計画地点の流量の算定	Ⅲ-	5
2.3.1 計画地点の流域面積	Ⅲ-	5
2.3.2 代表測水所	Ⅲ-	5
2.3.3 流量算定期間	Ⅲ-	5
2.3.4 流量資料の補足	Ⅲ-	5
2.3.5 計画地点の流量	Ⅲ-	9
2.4 降雨量	Ⅲ-	9
2.5 河川流量	Ⅲ-	15
2.6 設計洪水量	Ⅲ-	20
2.7 堆砂	Ⅲ-	20
2.8 地質	Ⅲ-	21
2.8.1 はじめに	Ⅲ-	21
2.8.2 計画地域の地形・地質概要	Ⅲ-	22
2.8.3 ダム地点	Ⅲ-	25
2.8.4 水路および発電所	Ⅲ-	26
2.8.5 建設材料	Ⅲ-	27
2.8.6 結論と勧告	Ⅲ-	27

LIST OF FIGURES

Fig. III-2-1	Catchment Area
Fig. III-2-2	Isohyetal Map
Fig. III-2-3	Run-off Duration Curve
Fig. III-2-4	Geological Plan of Siquirres Project Area

LIST OF TABLES

Table III-2-1	Monthly Average Run-off at Siquirres Dam Site
Table III-2-2	Meteorological Data at Siquirres Station
Table III-2-3	Monthly Run-off at Dos Montanas Gauging Station
Table III-2-4	Run-off Duration at Dos Montanas Gauging Station
Table III-2-5	List of Drill Holes at Siquirres Dam Site
Table III-2-6	Generalized Geologic Sequence Around Siquirres Dam Site
Table III-2-7	List of Geological Exploratory Works Suggested at Siquirres Dam Site

LIST OF DRAWINGS

DWG. No. III-2	Geological Plan of Dam Site
DWG. No. III-3	Geological Profile of Dam Site

第 2 章 水 文 と 地 質

2.1 気象および水文の概要

Siquirres 計画地域における年間平均気温は約 26°C であり、年間降雨量は、 $4,000\text{mm}$ である。Siquirres ダム地点の年間総流入量は $2,010$ 百万 m^3 、年平均流入量は $63.7 \text{ m}^3/\text{sec}$ である。河川流量は 1 月から 5 月にかけて少なく、6 月から 12 月にかけては多い。

2.2 測水所および気象観測所

Siquirres 計画の流域内およびその周辺区域における測水所および気象観測所の位置は、第 II 部第 3 章「水文」の Fig. II-3-1 に示すとおりである。

主要な観測資料の所有期間を Table II-3-1, Table II-3-2 に示す。これらのうち、Siquirres 計画の検討に使用する測水所は、Angostura 測水所、Dos Montanas 測水所および Pacuare 測水所である。

2.3 計画地点の流量の算定

2.3.1 計画地点の流域面積

Pacuare 川の全流域面積は約 880 km^2 である。Siquirres 計画の流域面積は 650 km^2 であり、さらに Guayabo 計画による流域変更による取水流域 $1,518 \text{ km}^2$ を含めると $2,168 \text{ km}^2$ となる。この流域面積の値は $1/50,000$ 地形図から求めたものである。

Pacuare 川の流域を Fig. III-2-1 に示す。

2.3.2 代表測水所

Siquirres 計画の流量算定にあたっては、Angostura 測水所、Dos Montanas および Pacuare 測水所を代表させる。

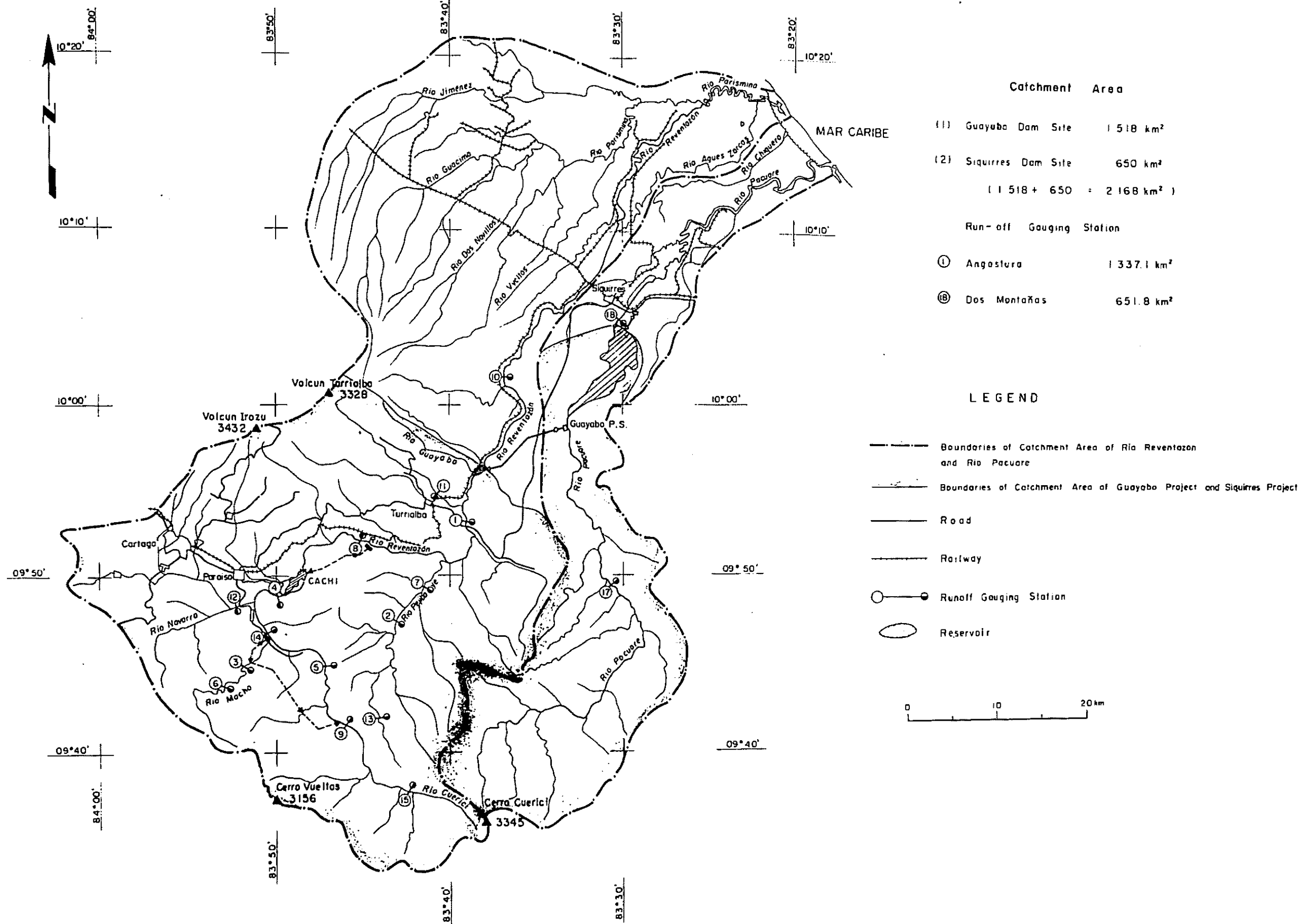
2.3.3 流量算定期間

流量算定期間は、Guayabo 計画の検討の場合と同様の期間、すなわち、1959年から1976年までの18ヶ年とする。

2.3.4 流量資料の補足

Dos Montanas 測水所の流量資料は、1964年5月から始まっており、そのため、流量資料としては若干不足する。この流量資料の不足分を補足するため、Dos Montanas 測水所と Pacuare 測水所との相関関係を検討した結果、両測水所間には高い相関関係があると判断された。

Fig. III-2-1 Catchment Area



したがって、流量資料の補足方法として Pacuare 測水所のデータから回帰式を用いて月別流量を想定することとする。

回帰式の算定条件は次のとおりである。

- (1) 算定期間は 1963 年 7 月から 1974 年 4 月までとする。
- (2) 流量資料は月別流量を使用する。
- (3) 流量資料はその傾向から 1～4 月、5～8 月および 9～12 月の 3 グループに分ける。
- (4) 回帰係数は最小自乗法により求めた。

この計算結果は次のとおりである。

$$\text{回帰式} \quad Y = AX + B$$

ここに、 X : Pacuare 測水所の流量

Y : Dos Montanas 測水所の流量

グループ	期 間	回 帰 係 数		相関係数
		A	B	
1	1月～ 4月	1.9673	-2.7873	0.974
2	5月～ 8月	1.2426	16.052	0.854
3	9月～12月	1.7425	-5.299	0.888

以上から求めた Dos Montanas 測水所の流量は Appendix に収録する。

2.3.5 計画地点の流量

Siquirres ダム地点における河川流量は下式により算出する。

$$Q_s = Q_D \times \frac{A_s}{A_D} + Q_G$$

ここに Q_s : Siquirres ダム地点流量 (m^3/sec)

Q_D : Dos Montanas 測水所地点流量 (m^3/sec)

Q_G : Guayabo 発電所使用水量 (m^3/sec)

A_s : Siquirres ダム地点流域面積 (km^2)

A_D : Dos Montanas 測水所流域面積 (km^2)

上式から算定した Siquirres ダム地点の月別平均流量を Table III-2-1 に示す。

2.4 降 雨 量

コスタリカ国内の雨量の分布については、第 II 部第 3 章「水文」に述べたとおりである。Pacuare 川流域も Reventazon 川流域と同様、雨量の多い大西洋側地域に属している。

Pacuare 川流域の雨量分布を Fig. III-2-2 に, Siquirres 観測所における月別雨量は, Table III-2-2 に示すとおりであり, 年間降雨量は 4,000mm である。

なお, Table III-2-2 には Siquirres 観測所における気温, 湿度および蒸発に関する資料も併せて収録してある。

Table III-2-1 Monthly Average Run off at Siquirres Dam Site

Year	Catchment Area 2168 km ² (Unit: m ³ /sec)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
1959	52.1	50.3	43.1	53.1	101	189	168	166	161	232	176	138	129
1960	133	102	83.7	76.7	121	187	193	168	178	239	183	209	156
1961	96.8	74.3	57.4	51.0	109	175	180	157	216	232	225	213	149
1962	136	75.0	55.9	75.2	155	197	201	181	183	267	332	209	173
1963	116	108	90.2	132	170	182	194	182	222	231	256	181	172
1964	157	69.1	48.1	48.3	93.1	172	202	194	201	220	181	105	141
1965	193	110	118	63.1	146	194	191	202	215	226	211	157	169
1966	173	187	113	100	219	223	184	189	188	203	219	264	187
1967	170	103	82.1	147	149	232	205	221	219	230	215	163	178
1968	108	163	144	143	185	230	221	222	241	214	220	184	190
1969	96.2	74.4	56.7	78.2	90.9	184	140	211	225	227	295	247	161
1970	205	230	94.2	326	214	200	219	197	210	197	298	470	238
1971	176	103	115	142	182	185	205	198	200	239	189	108	171
1972	132	102	81.4	124	170	181	130	170	210	237	202	159	158
1973	128	103	68.4	47.5	105	204	179	183	196	207	217	308	163
1974	169	99.9	82.8	82.9	160	215	208	216	169	201	188	207	167
1975	85.1	73.0	55.0	58.6	80.8	158	194	219	237	219	270	269	161
1976	145	102	68.0	68.8	148	222	229	214	211	191	227	149	165
Average	137	107	81.0	101	144	196	191	194	205	223	228	208	168

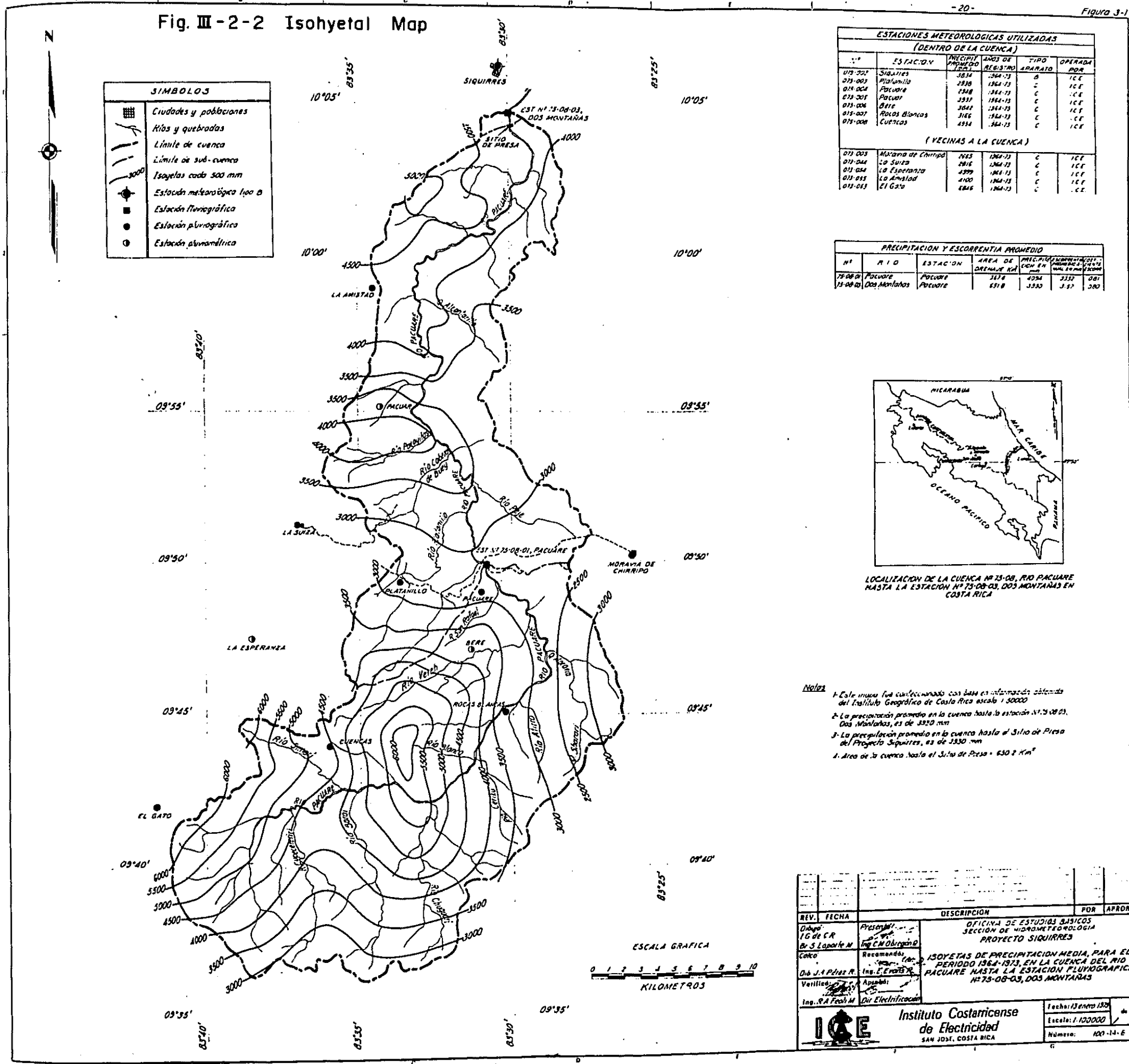
Note: Includes Guayabo power discharge

Table III-2-2 Meteorological Data at Siquirres Station

SIQUIRRES													
Station	Altitud 70 m												
Latitude	Longitud 83° 31'						Altitud 70 m						
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
Precipitation (mm)	340.5	201.4	136.8	325.9	274.6	351.2	424.4	315.7	290.6	312.3	494.7	531.4	3999.5
Evaporation	99.4	102.8	114.7	113.5	108.2	103.6	91.2	96.7	94.1	98.0	81.0	92.8	1196.0
(Temperature)													
Average (C°)	24.3	24.9	25.9	26.4	26.5	26.4	25.9	26.0	26.0	26.4	25.6	24.9	25.8
Aver. Max.	29.2	29.5	29.8	30.5	30.6	30.7	30.4	31.4	31.2	31.4	30.1	29.5	30.4
Aver. Min	19.3	19.0	20.1	20.6	21.3	21.2	20.9	20.5	20.4	20.3	20.6	19.9	20.3
Absolute Max.	35.2	34.0	34.5	34.0	33.2	35.0	32.2	34.4	45.0	34.2	33.0	33.2	34.0
Absolute Min.	13.0	15.0	16.0	16.0	17.0	19.0	18.2	16.2	16.0	17.0	16.0	16.0	16.3
(Humidity)													
Aver. Daily	80	74	74	77	78	79	81	77	78	79	80	79	78
Aver. Min.	63	55	56	60	61	63	67	60	62	63	63	63	61
Absolute Min.	45	44	45	43	47	46	52	43	48	46	45	44	46

Source: Data From ICE

Fig. III-2-2 Isohyetal Map



1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

1000-1000-1000

2.5 河川流量

Pacuare川および Reventazon 川の各流域内における主要な測水所の月別平均流量（1964年から1973年まで）を第Ⅱ部第3章 Table II-3-5 に、比流量（流域面積100km²あたり流量）を Table II-3-6 にそれぞれ示す。

これによれば、Pacuare 川の比流量は10～11 m³/sec 程度あり、Reventazon 川のそれよりも10～20%多い。

Dos Montanas 測水所の1964年から1976年までの最近13ヶ年間の月別平均流量、最大および最小流量は Table III-2-3 に示すとおりである。

これによれば、Dos Montanas 測水所の13ヶ年間の年平均流量は66.1 m³/sec である。各年の流況を Table III-2-4 および Fig. III-2-3 に示す。

Table III-2-3 Monthly Run-off at Dos Montanas Gauging Station

(Unit: m³/sec)

Item	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Max.	103	105	44.6	211	86.1	94.2	98.4	92.2	104.8	103	162	331	Max. (331)
Mean*	55.1	40.3	25.2	43.3	54.1	72.7	68.0	72.5	75.9	82.0	97.9	106	66.1
Min.	26.0	20.5	14.0	12.3	22.1	48.8	34.6	57.8	51.6	61.3	58.0	29.6	Min. (14.0)

Note: Not Includes Guayabo power discharge

(Note) * Mean from 1964 to 1976

Table III-2-4 Run-off Duration of Dos Montanas Gauging Station

Catchment Area 652 km (Unit: m³/sec)

Year	Max.	95 day	185 day	275 day	355 days	Min.	Mean
1964	338	59.4	41.9	21.8	12.2	11.0	46.2
1965	318	71.1	51.5	35.6	16.7	13.8	60.3
1966	590	82.9	58.0	41.5	21.0	17.0	70.3
1967	247	75.3	59.0	38.5	18.1	15.2	63.0
1968	324	89.2	68.0	45.5	27.0	25.5	73.5
1969	567	78.0	54.2	22.6	14.3	12.8	64.3
1970	1620	103	62.2	45.5	22.1	15.0	115
1971	194	74.0	52.2	35.0	20.0	17.3	58.6
1972	312	77.4	48.0	31.0	20.5	19.3	58.6
1973	512	74.8	51.0	25.6	11.5	10.9	62.8
1974	549	73.0	53.7	34.3	16.3	15.7	62.9
1975	587	87.9	51.0	18.3	11.7	11.4	62.1
1976	528	77.7	51.0	33.7	14.5	12.1	64.3
Average	-	78.7	54.0	33.0	17.4	-	66.1

Note: Not includes Guayabo power discharge

Fig. III-2-3 Run-off Duration Curve (3-1)

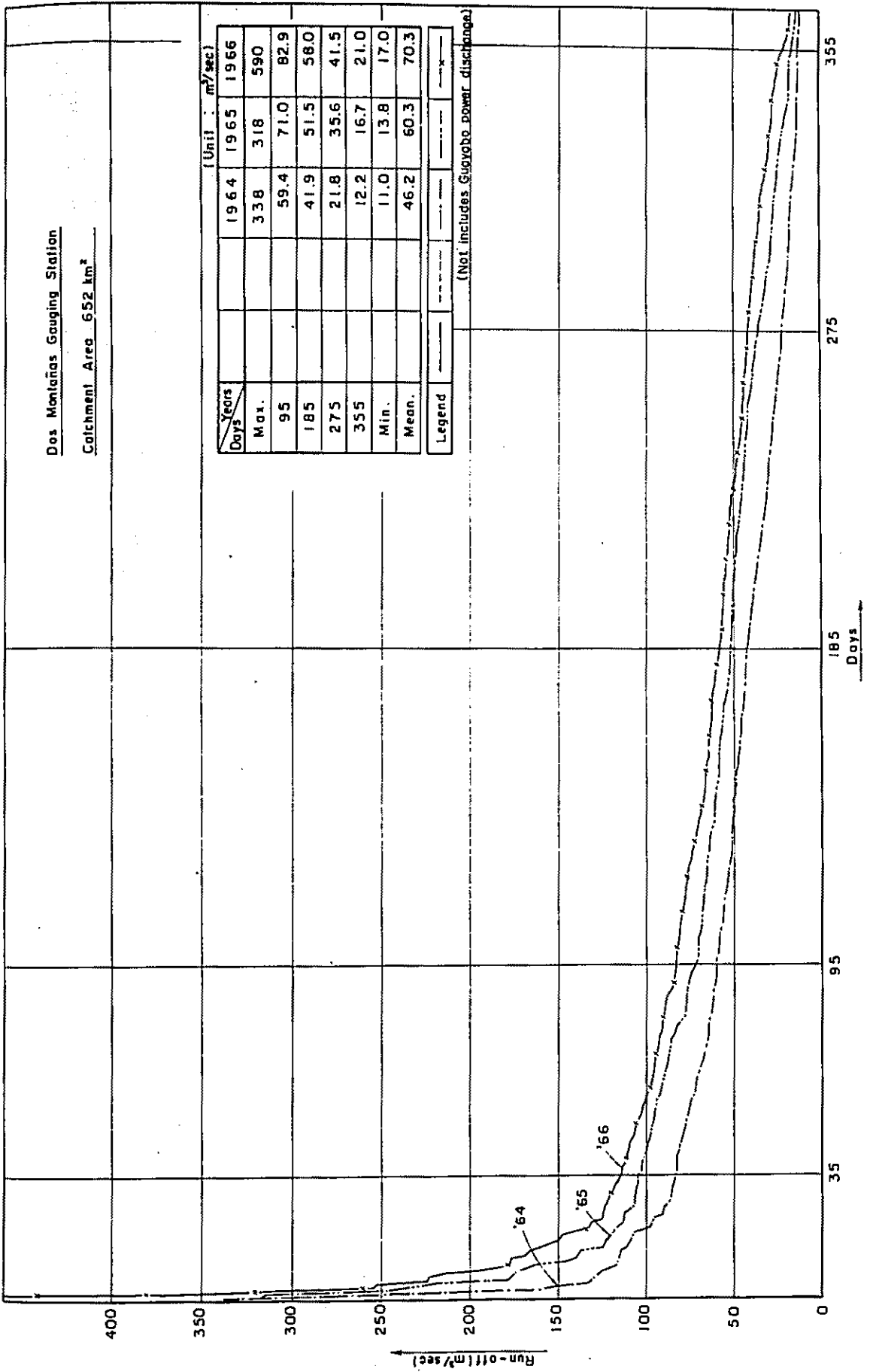


Fig. III-2-3 Run-off Duration Curve (3-2)

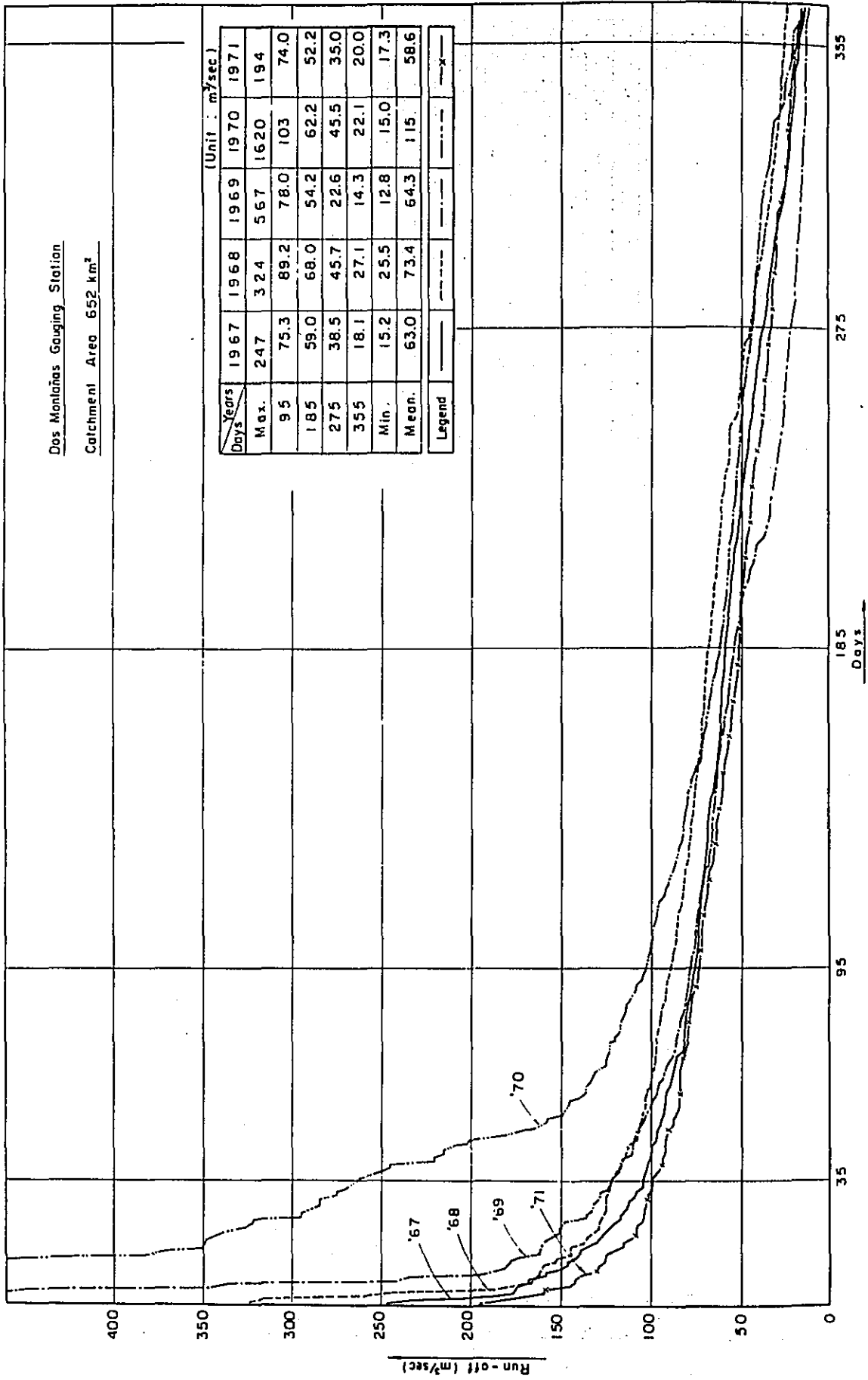
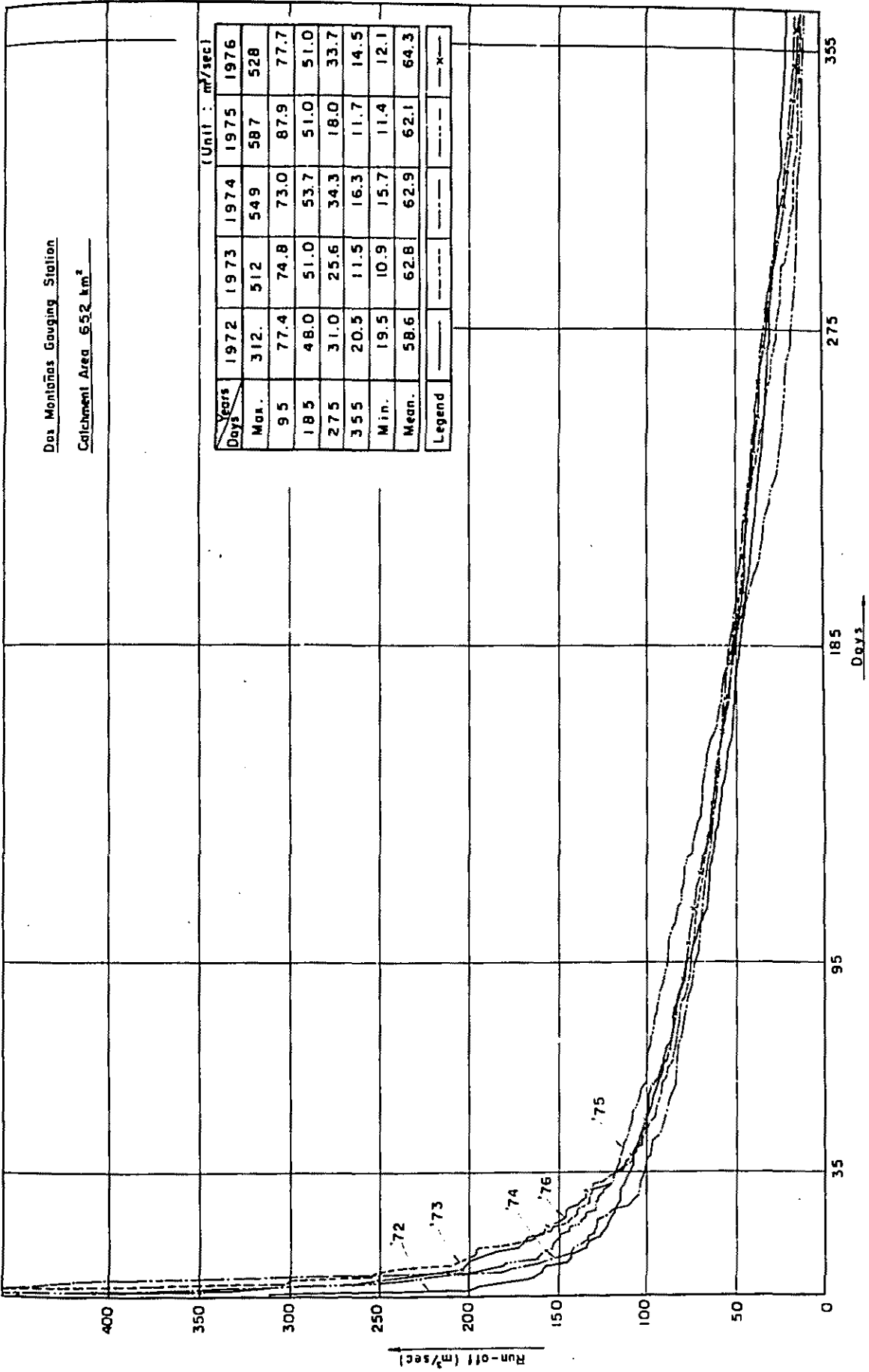


Fig. II-2-3 Run-off Duration Curve (3-3)



2.6 設計洪水量

Siquirres ダム地点における設計洪水量については I C E によって既に種々の検討がなされている。

その報告書名および各種検討の方法による設計洪水量の推定結果は下記に示すとおりである。

- (1) " Avenida Maxima Probable, Rio Pacuare Sitio de Presa ,
Proyecto. Hidroelectrico Siquirres " Jul. 1976

設計洪水量の推定値(m^3/sec)	算出方法
3,927	ユニットハイドログラフの方法
4,000	インクロナスの方法
4,878	シミュレーションモデルの方法

- (2) " Informe Hidrologico Preliminar, Proyecto Hidroelectrico Siquirres " Jul. 1976

設計洪水量の推定値(m^3/sec)	算出方法
5,390	Creager 式
4,960	Sauti 式
4,460	Myer 式
4,720	Gherardelli 式

調査団はこれら既存の報告書に示されている検討を妥当なものと判断し、さらに来日した I C E の技師と討議を行い、Siquirres ダム地点の洪水量を $4,900 m^3/sec$ と定めた。

工事中の仮排水路トンネルの容量を決めるための洪水量としては、上記報告書(2)に基づいて検討を行い $1,000 m^3/sec$ とする。

この洪水量の値は、Siquirres 測水所での記録では第二位 ($1,000 m^3/sec$) の値である。

なお、第一位は $2,920 m^3/sec$ である。

回帰年で考えればそれぞれ約 3 年および約 100 年である。

2.7 堆 砂

Siquirres 貯水池の堆砂量は、堆砂の起因と考えられるいくつかの要素を考慮した経験式、および Cachi 貯水池実績から推定することとする。

(1) 貯水池容量と流域面積による算定 (Witzigの経験式)

$$q_s = K_i (V/A)^{0.83}$$

ここに q_s ; 比堆砂量 (Acre·feet/100sq·miles/year)

V ; 貯水池容量 (Acre·feet)

A ; 流域面積 (sq·miles)

K_i ; Regional Index 0.10

この式から比堆砂量は $255 m^3/km^2/year$ となる。

(2) Cachi 貯水池の実績による算定

ICE資料によればCachi貯水池の堆砂量の実績は次のとおりである。

$$1.05 \text{ 百万 ton/year} / 785 \text{ km}^2 (900 m^3/km^2/year)$$

以上の結果から、比堆砂量の多いCachi貯水池の実績値を採用し、Siquirres貯水池の100年間の堆砂量として60百万 m^3 と推定した。

この値に対応するSiquirres貯水池の推定堆砂面は標高約160mである。

2.8 地 質

2.8.1 はじめに

Siquirres 計画の地質調査は、ICEの調査によって1974年から開始された。現在までに、主として地表踏査が実施されており、その結果をまとめた以下の報告書が作成されている。

(1) ICE: Proyecto Siquirres Sitio de Presa "Informe de Reconocimiento Geologico" Ene.1975

(2) ICE: Proyecto Siquirres Linea de Tunel "Informe de Reconocimiento Geologico" Oct. 1975

地質調査工事は、現在までにダム地点に2本の調査ボーリングが実施されている。

(Table III-2-5 参照)

Table III-2-5 List of Drill Holes at Siquirres Dam Site

Hole No.	Location	Top Elevation	Length of Hole(m)	Remarks
DB-1	Left Bank	256	265.15	
DB-2	Right Bank	207.5	231.16	

今回は、ダムおよび3ヶ所の比較発電所地点を踏査するとともに、上記2本のボーリングコアを検査した。この報告書では、その結果明らかになった地質状況を報告し、今後実施すべき地質調査について検討する。

2.8.2 計画地域の地形・地質概要

(1) 地形 (Fig III-2-4 参照)

Siquirres 計画は、Guayabo 発電所地点から直線距離にして約1.2 km下流のPacuare川に位置する。

Pacuare川は、計画ダム地点より下流約3 kmで山間部を抜け、密林からなる広大な沖積平野を蛇行しながら北東に流下し、ダム地点の下流4.5 kmでカリブ海へ注いでいる。計画地域のPacuare川兩岸山体は大小の沢に刻まれた丘陵地形を呈し、下流の沖積平野に向って緩やかに高度を減じている。計画ダム地点は、左岸部で標高約700 m、右岸部で標高450 mの丘陵地からPacuare川に張り出す尾根部に位置する。Pacuare川は、この尾根によって谷幅を狭められ、V字形の峡谷を成す。ダム地点から上流約4 kmまでの左岸何岸には、成因不明であるが、扇状地様の緩傾斜地が広がっている。

このような地形を有するSiquirresダム地点は、Pacuare川流域の中で、高いダムを築造するのに適した地点である。

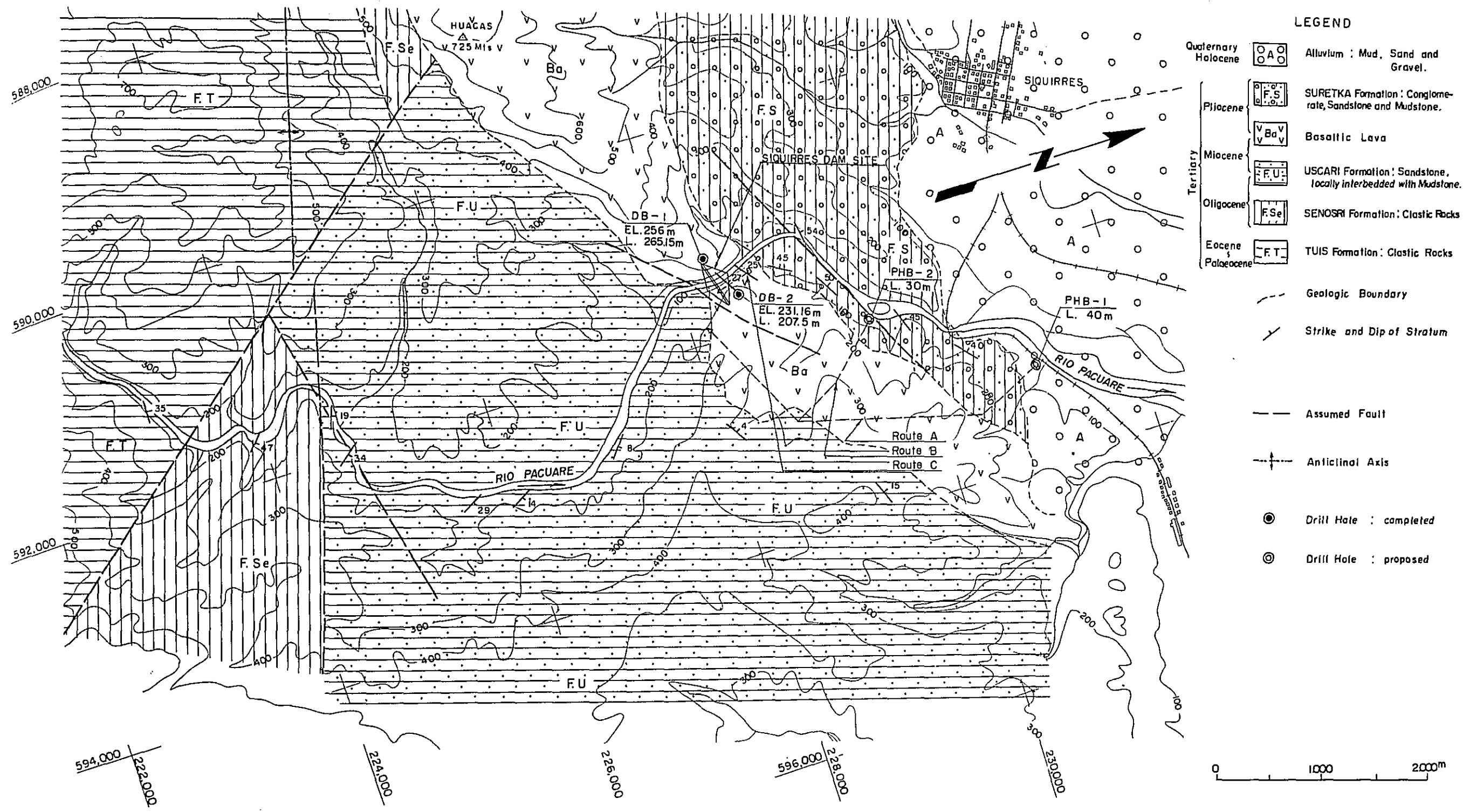
(2) 地質

Pacuare川集水域は、主として第三紀大洋性砕屑岩類からなる。これらは全般に、固結程度の低い砂岩や泥岩からなる。貯水池域にも同じく第三紀砕屑岩類が分布するが、堆積構造や岩相の詳細は現在不明である。

ダム計画地点付近から下流の沖積平野に至るPacuare川沿いの基盤岩の層序をTable III-2-6に示す。

ダム計画地点で兩岸の尾根を形成する岩石は、玄武岩熔岩であり、これを挟んで上流には主として砂岩からなるUscari累層が、下流には礫岩、砂岩および泥岩からなるSurelka累層が分布する。これはほぼNE-SW 25°-50° NWの走向・傾斜をもって分布しており、したがってダム基礎となる玄武岩熔岩の下部にはUscari累層の砂岩が分布する。玄武岩熔岩は全般に極めて緻密・堅硬な岩石であるが、砂岩、礫岩および泥岩などの砕屑岩は固結程度の低い軟岩に属する。

Fig. III-2-4 GEOLOGICAL PLAN OF SIQUIRRES PROJECT AREA



Note 1) This geological plan is mainly based on the reports "Informe de Reconocimiento Geologico, Sitio de Presa, Proyecto Siquirres", 1974 by I.C.E. and "Informe de Reconocimiento Geologico, Linea de Tunel" 1975 by I.C.E.,

2) The locations of proposed drill holes at the dam site are shown in DWG.No III-2 and DWG.No III-3

Table III-2-6 Generalized geologic sequence around Siquirres Dam Site

Period	Stage	Name of formation and rock type
Tertiary	Pliocene	SURETKA formation Conglomerate, sandstone and mudstone
	Miocene	Basalt lava
	Oligocene	USUCARI formation Mainly sandstone, locally interbedded with mudstone

2.8.3 ダム地点

(1) 地形 (DWG. No III-2, III-3 参照)

計画ダム軸での Pacuare 川は、河床標高 60 m 前後で幅約 15 m の河道をもつ。兩岸斜面は標高 160 m 付近まで 70° 前後の急崖をなす。標高 160 m 以上も 40°~50° の急な斜面をなすが、標高 250 m 付近からは緩やかに高度を増す尾根の稜線へと続く。

ダム取付部の山体は、50°~70° の上流側斜面と 20°~30° の下流側斜面に挟まれて Pacuare 川に張り出すやせ尾根をなし、ダム軸の位置は地形的に現計画ダム軸付近に限定される。

(2) 地質

基礎岩盤は玄武岩熔岩からなるが、熔岩下部には Usuari 累層の主として砂岩と泥岩が分布する。この状況は、調査ボーリング DB-1 (鉛直、長さ 265.15 m) によって確認されている。この他表層堆積物として薄い表土や河床堆積物が分布する。

(a) 表土および崖錐堆積物

調査ボーリング DB-1, DB-2 で約 3 m の厚さを有する。分布は不明であるが、地形から全般に薄いと考えられる。

(b) 河床堆積物

ダム地点上・下流にはやや広い分布がみられるが、ダム軸付近では分布は狭い。層厚は不明である。

(c) 玄武岩熔岩

ダム地点の尾根をなす玄武岩熔岩の厚さは約 250 m と推定される。調査ボーリング DB-1 および DB-2 の自破碎熔岩の分布からこの熔岩は 10 数層の熔岩層から構成されているものと考えられる。熔岩層の走向・傾斜はほぼ NE-SW, 25°NW であり、下流に向って緩く傾斜している。玄武岩はほとんどが背黒色を呈する緻密堅硬な岩石である。褐色がかかった灰黒色を呈する自破碎熔岩も良く固結しており、堅硬な岩石である。熔岩には全般に

気孔や杏仁状組織が発達している。河岸沿いの急斜面には割れ目の少ない新鮮な岩盤が広く分布している。山腹から尾根にかけての風化状況は現在不明であるが、DB-1孔では地表から約26mの深部まで強い風化を受けた脆弱な岩盤がみられ、尾根沿いでは一般的に深い風化が予想される。

(d) Uscari 累層

計画ダム上流に広く分布し、主として灰色の砂岩からなる。ダム地点では、ボーリングDB-1の深度258.0m以深に玄武岩に覆われて認められる。この孔でみられる泥岩は灰緑色を呈するが、熔岩との境界付近では赤茶色を呈し、油肌が発達する。ダム基礎深部の砂岩と泥岩の分布状態は現在不明であるが、いずれの岩石も固結度の低い軟岩に属する。

以上の地形・地質状況から以下のことが言えよう。

ダム基礎は、堅硬な玄武岩を基礎とし、地形からも良好な計画地点である。しかし、ダムの高さやダム形式の決定に際しては、次の地質状況を明らかにしなければならない。

ダム地点兩岸の山体は、高標高部でやせ尾根をなしており、風化が厚く透水性が高いことが予想される。このことは、ダム基礎部以外の尾根からの漏水の可能性もありダム地点も含め尾根沿いの広範な区域で風化層の厚さと透水性をは握すべきである。

ダム兩岸山腹は急斜面をなすため、岩盤はクリープ性の割れ目を有している可能性があり、調査ボーリングを用いた透水試験を実施すべきであろう。

また、ダム地点河床下では、約40m深部に熔岩と下位層の砂岩や泥岩との境界部が存在する。

砂岩や泥岩は固結度の低い軟岩なので、境界面の位置をダム付近で立体的には握するとともに、透水性や強度を明らかにする必要がある。

ダム地点には大きな破碎部をもつ断層は存在しないと思われるが、現在のところ詳細は不明である。断層については将来調査する必要がある。

2.8.4 水路および発電所 (Fig. III-2-4 参照)

現在までの踏査の結果、地形的に3箇所の発電所比較地点が考えられる。これらのルートはいずれもPacuaire川右岸に位置する。その理由は左岸部に取水口地点として適当な場所がないこと、および右岸側は導水路トンネルのほとんどが堅硬な玄武岩に位置することによる。

第一案(ルートA)は、ダム地点下流約3kmの沖積平野に面した川岸に、第二案(ルートB)は下流約1.5kmに、そして第三案(ルートC)はダム直下に位置する。

第三案の水路や発電所基礎は堅硬な玄武岩からなり、地質的な問題は少ないであろう。第一案および第二案は現在のところ地質状況の詳細は不明であるが第二案に対してはICEで行った地質踏査の結果がある。これから推定すると、第一および第二案とも導水路トンネルルートはダム地点の基礎岩盤と同一の玄武岩からなると推定されるが、一部には軟岩であるUscari累層の砂

岩が分布する可能性がある。水圧管路と発電所付近の基盤岩は主として固結程度の低い Suretka 累層の砂岩、礫岩および泥岩が分布するであろう。これら Suretka 累層の砕屑岩類の新鮮な岩盤は水圧管路固定台基礎ならびに発電所基礎としての地耐力は有するものと思われる。しかし、第一および第二案の水圧管路ルートは、地層が斜面にたいして流れ盤になっており、掘削斜面の安定性について注意を払う必要がある。

なお、第一案では発電所地点に分布する沖積層の厚さが問題となる。

今後、縮尺1/2000程度の地形図を用いて踏査を行い、地形・地質状況を明らかにし、必要に応じて弾性波探査および調査ボーリングを実施し、各ルートの比較・検討を行うべきと思われる。

2.8.5 建設材料

計画地点下流約3kmには、Pacuare川やその他の小さい支川が形成した沖積平野が広がっている。両岸には広い氾濫原があり、堅硬な安山岩の大礫を主とする河床堆積物が分布しており、コンクリートダムのコンクリート骨材として、質・量ともに問題はないであろう。

ロックフィルダムを計画する場合、原石山の候補地点として、堅硬な玄武岩が分布することと貯水池の水密性に影響を与えないことの原因から、ダム地点左岸尾根の川から約1.5km離れた標高500~600mの南東斜面が挙げられる。土質材料については、今回の踏査では可能性の高い候補地点を指摘するまでには至らなかったが、ダム地点から上流約4km間の左岸川岸にみられる扇状地状の緩傾斜地や、ダム地点周辺丘陵部を対象に今後の調査が必要である。

2.8.6 結論と勧告

Siquirres 計画は、大規模貯水池式発電計画として良好な地形・地質条件を有する。しかし、ダムの高さおよび形式の決定にあたっては、ダム地点尾根沿いの広範な区域で風化状況と透水性をは握しなければならない。また、ダム基礎の玄武岩とその下部に存在する砂岩や泥岩との境界面でダム周辺で立体的には握するとともに、泥岩や砂岩の透水性や強度を明らかにする必要がある。

ダム地点での調査計画の一覧表を Table-III-2-7 に、調査位置を DWG, No III-2 および III-3 に示す。

Table III-2-7 List of Geological Exploratory Works Suggested at Squirres Dam Site

Drill hole	No.	Site	Length (m)	Remarks
Drill hole	DB-3	Left bank	50	Water pressure test should be performed at all drill holes.
	DB-4	" bank	60	
	DB-5	Right bank	80	
	DB-6	" bank	60	
	DB-7	" bank	80	
	DB-8	" bank	50	
	DB-9	" bank	50	
	DB-10	" bank	150	
	DB-11	" bank	50	
	Test adit	DT-1	Left bank	
DT-2		" bank	40	
DT-3		Right bank	50	
DT-4		" bank	50	

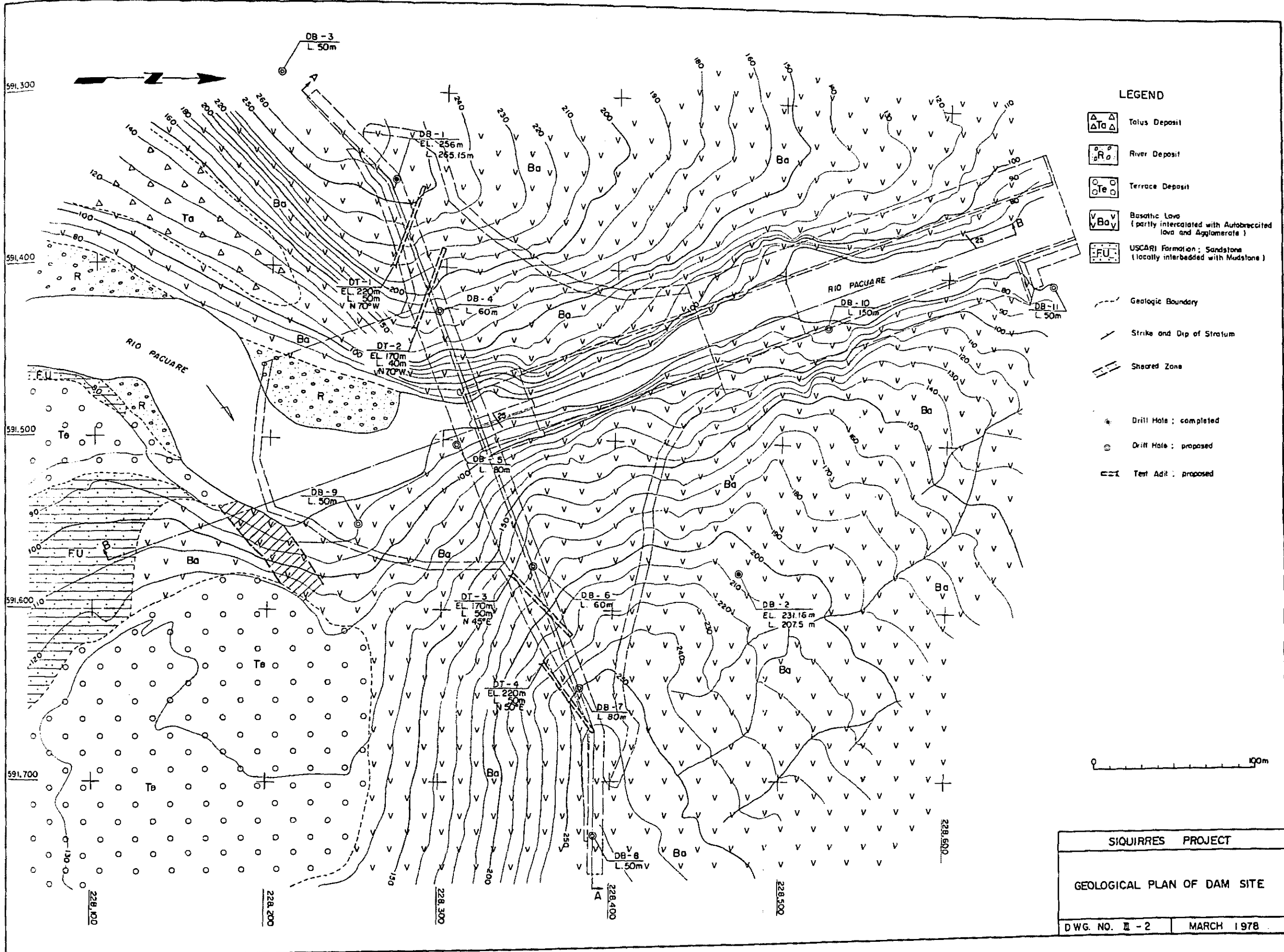
横坑の実施は、ボーリングによって計画ダム軸、計画ダム高さの妥当性が、おおむね立証された後、実施されるべきである。

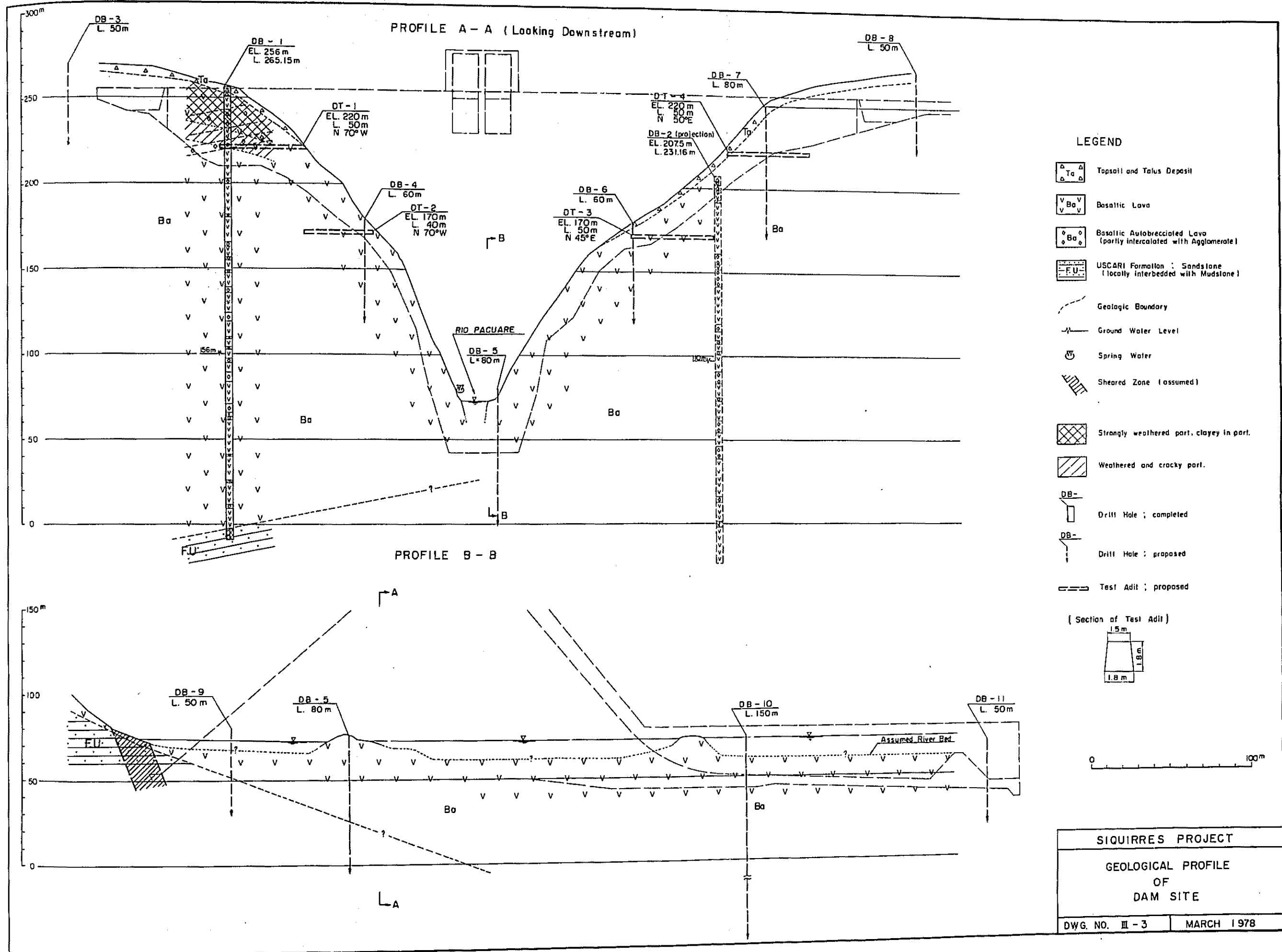
ダムが高いので、玄武岩の基盤をなす軟質な Uscari 層の砂岩、泥岩の物性を把握することが必要であり、詳細設計に先き立って、上流域の露岩で平板載荷試験、ブロックせん断試験を行う必要がある。

貯水池区域では、縮尺 1/5,000 程度の地形図を用い広範囲な地質踏査を実施し、地質構造を明らかにするとともに、特に湛水に伴う地すべりの発生の有無を検討すべきであろう。1/25,000 で見るかぎり、満水位標高 250 m の場合は、貯水池地域で補助ダムを必要とする地点はない。

水路ルートおよび発電所では、縮尺 1/2,000 程度の地形図を作成し、地形・地質状況を把握するとともに第一案、第二案については弾性波探査や調査ボーリングを実施し、地質状況を明らかにすべきである。

なお、ロックフィルダムを計画する場合、土質材料が得られるかどうか懸念される。





第3章 発電計画

第 3 章 発 電 計 画

3.1	基礎的考察	Ⅲ- 33
3.2	保証水量	Ⅲ- 35
3.3	最大使用水量	Ⅲ- 35
3.4	貯水池の運用	Ⅲ- 35
3.5	発電方式	Ⅲ- 46
3.5.1	計画案の概要	Ⅲ- 46
3.5.2	前提条件	Ⅲ- 46
3.5.3	工事費	Ⅲ- 46
3.5.4	検討の結果	Ⅲ- 50

LIST OF FIGURES

- Fig. III-3-1 Illustration of Alternative Plans
- Fig. III-3-2 Mass Curve of Siquirres Reservoir
- Fig. III-3-3 Operation Rule of Reservoir
- Fig. III-3-4 In-flow, Power Discharge and Water Surface Level of Siquirres Reservoir
- Fig. III-3-5 Reservoir Surface Area and Storage Capacity Curve

LIST OF TABLES

- Table III-3-1 Outline of Alternatives
- Table III-3-2 Summary of Estimated Construction Cost
- Table III-3-3 Benefit Cost Comparison between Alternatives

LIST OF DRAWINGS

- DWG. No. III-4 Dam and Power Plant; General Plan
- DWG. No. III-5 Alternative Water Conductors; Profile and Section
- DWG. No. III-6 Dam; Plan
- DWG. No. III-7 Dam; Downstream Elevation
- DWG. No. III-8 Dam; Typical Cross Section
- DWG. No. III-9 Power House; Plan and Sections

第 3 章 発 電 計 画

3.1 基礎的考察

Siquirres 計画の検討にあたっては、次に述べる事項について基礎的な考察を行った。

- (1) Siquirres ダム地点の上流には、第 II 部で述べた Guayabo 計画がある。Siquirres 計画の検討は、Guayabo 計画が開発されたものとして行う。

なお、Guayabo 発電所の最大使用水量は、第 II 部で決定された $140 \text{ m}^3/\text{sec}$ である。

- (2) 既存の報告書^{*}によれば、Pacuare 川中流部 (Guayabo 発電所より下流) の開発方式として、“ダムを 1ヶ所のみ築造する案” および “ダムを 2ヶ所築造する案” の 2案がある。このスタディでは、下記に述べる理由により “ダムを 1ヶ所のみ築造する案” を採用する。

すなわち、コスタリカ国の発電設備の主体は、今後、水力となることが予想されるので、新設される水力発電設備は季節調整可能な貯水池を有する発電所が望ましい。季節調整を行うためには、Guayabo 計画完成後の Pacuare 川の流量から判断して、貯水池の規模は数億 m^3 の容量が必要である。“ダムを 1ヶ所のみ築造する案” は、約 430 百万 m^3 の容量を使用でき、“ダムを 2ヶ所築造する案” は約 130 百万 m^3 の容量を使用できる。したがって、前者の案が、後者の案より季節調整の観点から有利といえる。

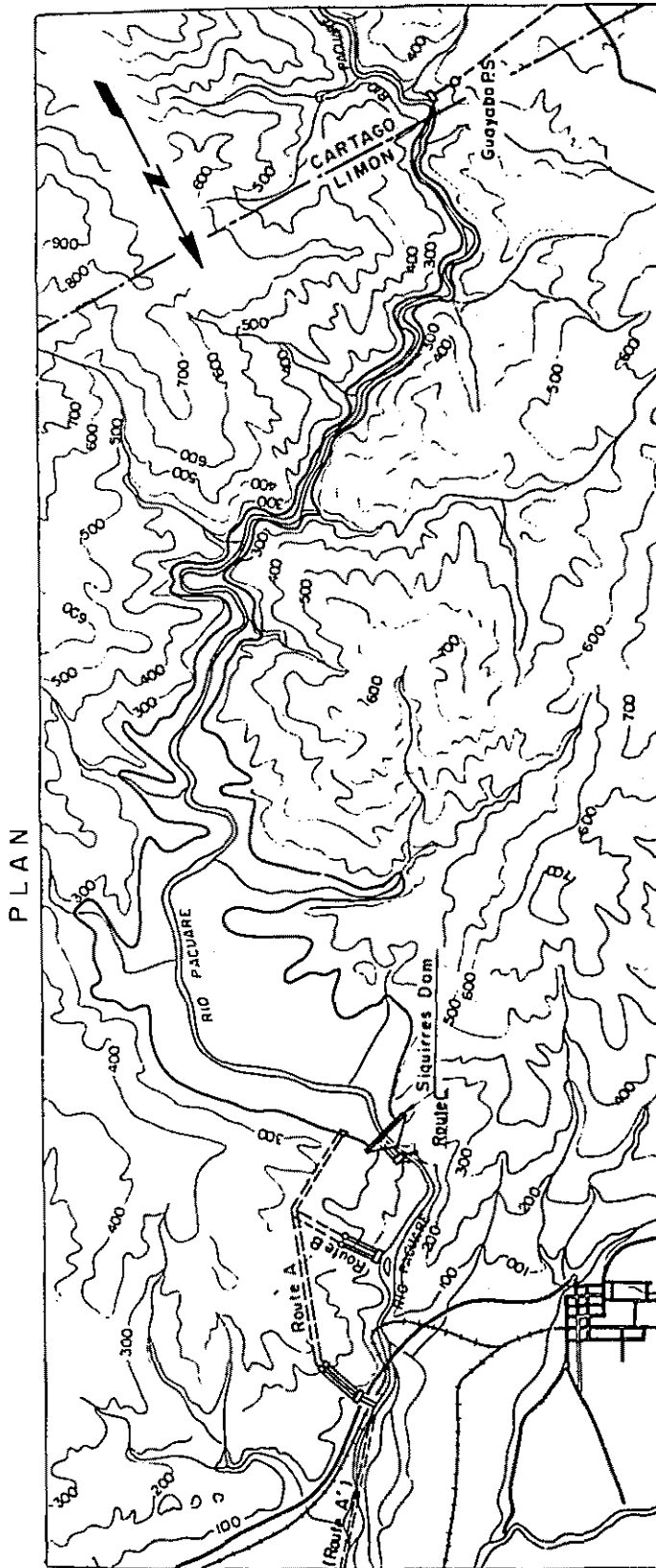
- (3) Siquirres ダム地点は、Pacuare 川にかかる鉄道橋から約 2.5 km 上流の地点とする。この地点は、以前から ICE により調査・検討されており、貯水効率、落差、発電所位置などを考慮すると、地形上ダム地点として良好な所である。ダム位置は Fig. III-3-1 に示す。

- (4) Siquirres ダムの満水位は第 1 章 1.3 項で述べた如く地形を考慮した場合の限界である標高 250 m とする。

- (5) 貯水池の容量は(2)項で述べた如く、季節調整が可能な貯水池が必要であるという観点から、できるだけ大きなものとする。有効容量は、利用水深 60 m のときの 430 百万 m^3 とする。

* Report on Preliminary Master Plan for Hydro-electric Projects on the Revontozon and Pacuare Rivers; Sep. 1977

Fig. III-3-1 Illustration of Alternative Plans



3.2 保証水量

Siquirres 計画の保証水量は、第 II 部第 5 章「発電計画」に述べた理由により 4 月および 12 月で考えることとする。

マスカープは、1959年から1976年までの18ヶ年間の流量資料によって作成した。得られた結果は、Fig. III-3-2 に示すとおりである。

この結果から、保証水量としては水の有効利用を考慮して最小から第 2 番目の値を使用し次のとおりとする。

4 月の保証水量 : 102 m^3/sec (1964年)

12 月の保証水量 : 148 m^3/sec (1964年)

なお、最小の値は 4 月 90 m^3/sec (1859年) および 12 月 100 m^3/sec (1971年) である。

3.3 最大使用水量

最大使用水量の検討にあたって、将来の予想される差引き^{*}負荷の形状を考慮すると日負荷率(設備利用率)50%と推定される。

最大使用水量は、4 月の保証水量 102 m^3/sec にたいし、負荷率 50% および週末の休日には軽負荷となることを考慮した補正係数 7/6 から、240 m^3/sec とする。

3.4 貯水池の運用

マスカープを参考に作成した Siquirres 貯水池の運用操作ルールは Fig. III-3-3 に示すとおりである。

この運用操作ルールに基づく 18 ヶ年間の貯水池の運用状況は Fig. III-3-4 に示すとおりである。

この運用操作ルールに基づく Siquirres 発電所の年間使用水量は 5,201 百万 m^3 であり、その量は、年間総流入量 5,306 百万 m^3 にたいし、98% である。

Siquirres 貯水池の調整率、補給率および補給持続日数は次のとおりである。

$$\text{調整率} = \frac{\text{有効貯水量} (m^3/sec-day)}{\text{年間総流入量} (m^3/sec-day)} \times 100 = 8\%$$

$$\text{補給率} = \frac{\text{発電所最大使用水量} (m^3/sec) \times 100}{\text{年間総流入量} (m^3/sec-day) / 365 \text{day}} = 143\%$$

$$\text{補給持続日数} = \frac{\text{有効貯水容量} (m^3/sec-day)}{\text{発電所最大使用水量} (m^3/sec)} = 21 \text{日}$$

* 日負荷曲線に既設発電所を組み込んだ場合、供給力不足となる部分の負荷 (Appendix A-5 参照)

Fig. III-3-2 Mass Curve of Siquirres Reservoir (2-1)

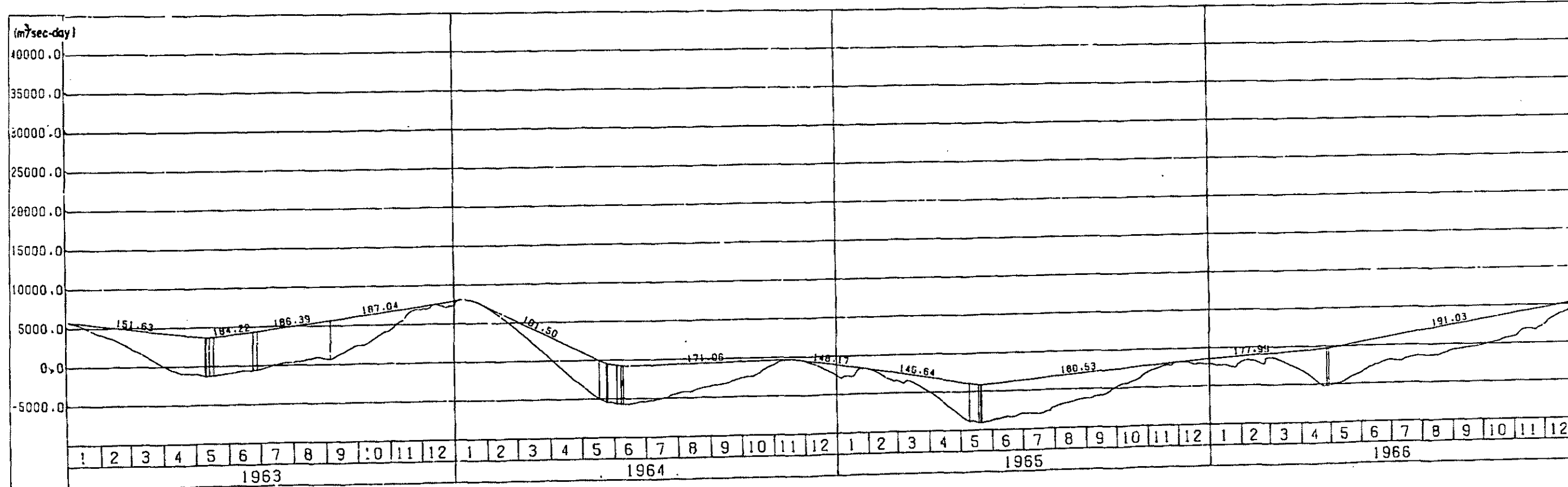
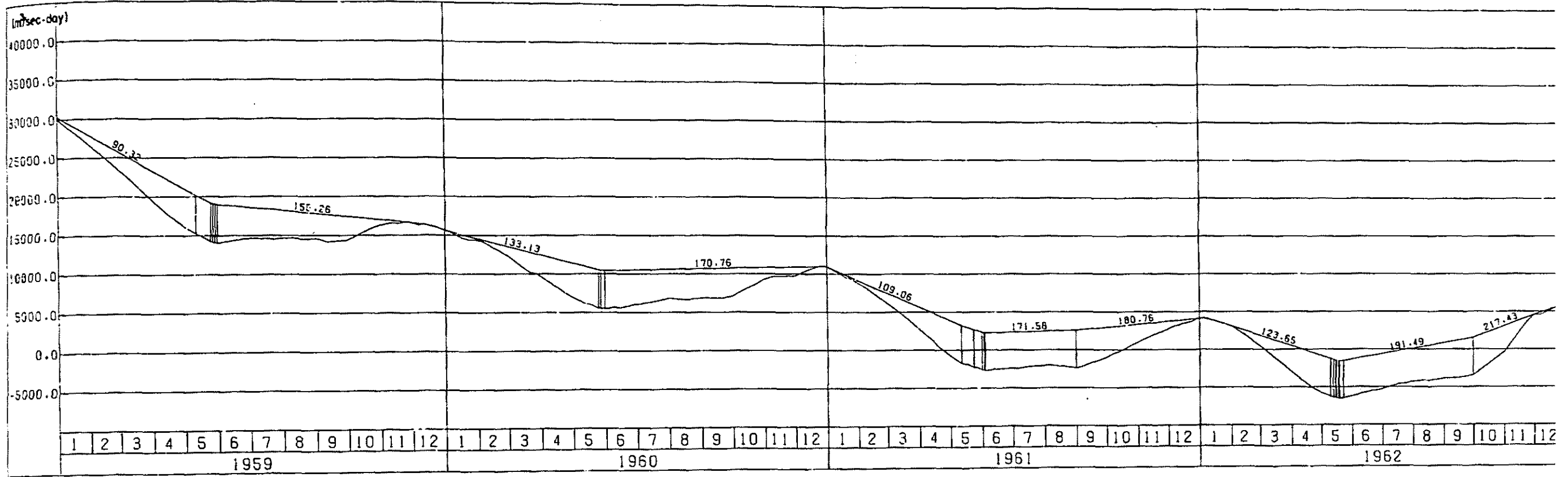


Fig. III-3-2 Mass Curve of Squirres Reservoir (2-2)

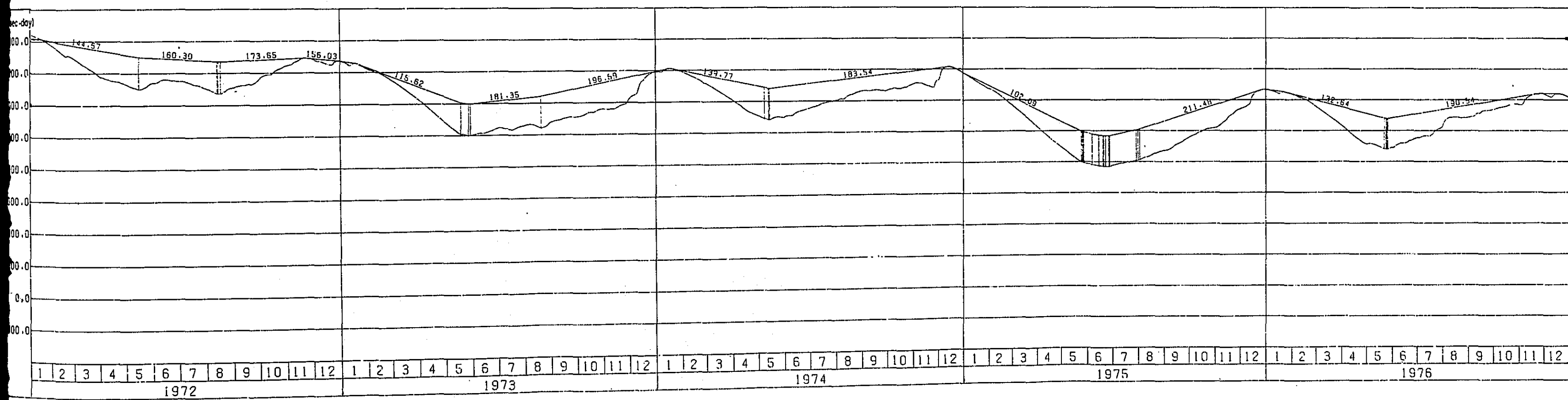
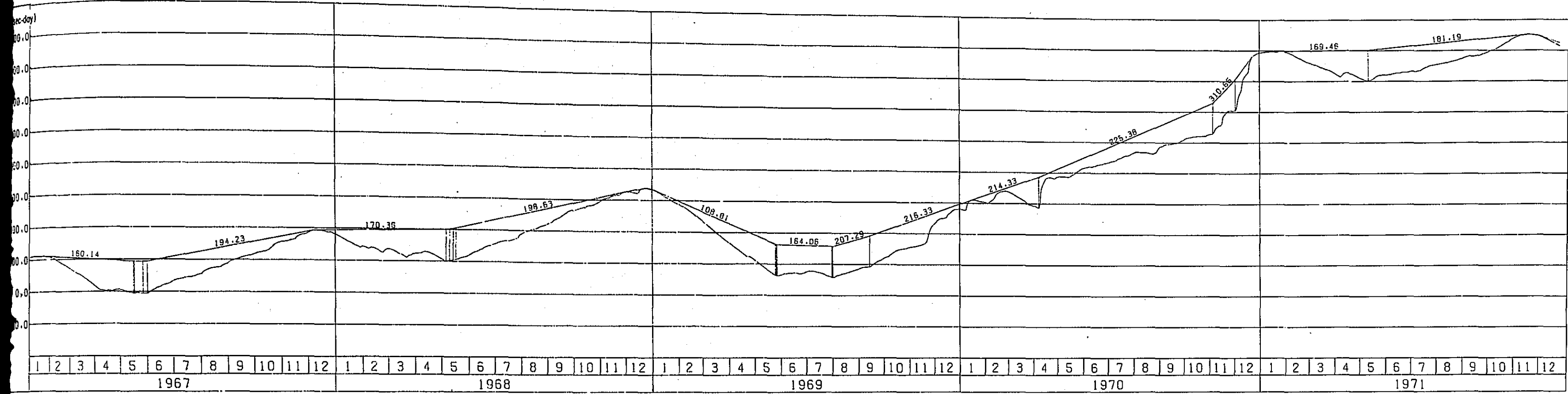
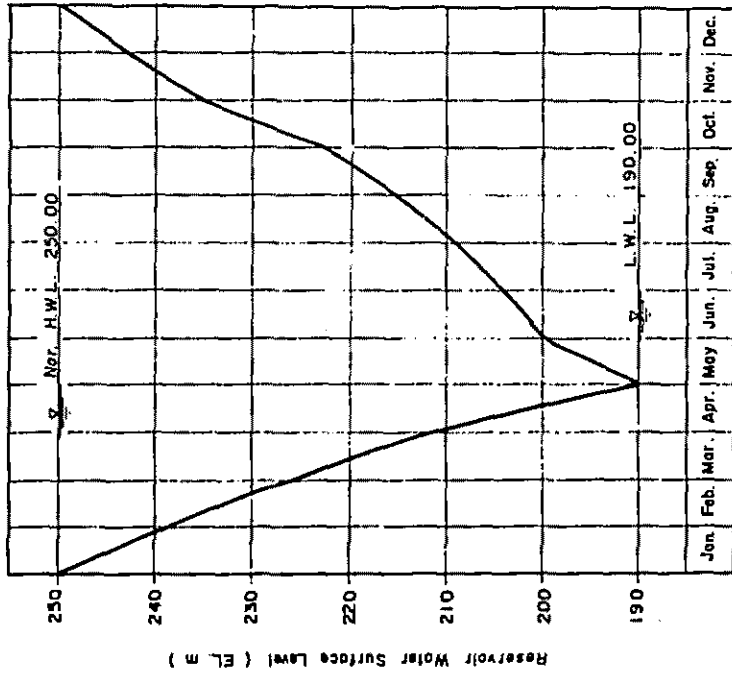


Fig III-3-3 Operation Rule of Reservoir

Month	Vs	
	m	m ³ /sec-day
Jan.	239	318.9
Feb.	226	218.6
Mar.	211	107.5
Apr.	190	0
May	198	34.8
Jun.	204	68.6
Jul.	209	103.4
Aug.	215	138.2
Sep.	226	210.0
Oct.	235	284.1
Nov.	243	355.9
Dec.	250	430.0



Symbols (Unit : m³/sec-month)

- V_{n-1} : Storage at the end of previous month
- V_n : Storage at the end of current month
- V_s : Standard middle limit of storage
- V_{max} : Maximum storage
- V_{min} : Minimum storage
- f_n : Overflow in current month
- Q_u : Standard upper limit of discharge for power
- Q_L : Standard lower limit of discharge for power
- q_n : Inflow in current month
- Q_n : Discharge for power in current month

Constants (Unit : m³/sec-month)

- Q_u = 200.0 m³/sec
- Q_L = 90.0 m³/sec

Basic Formulas

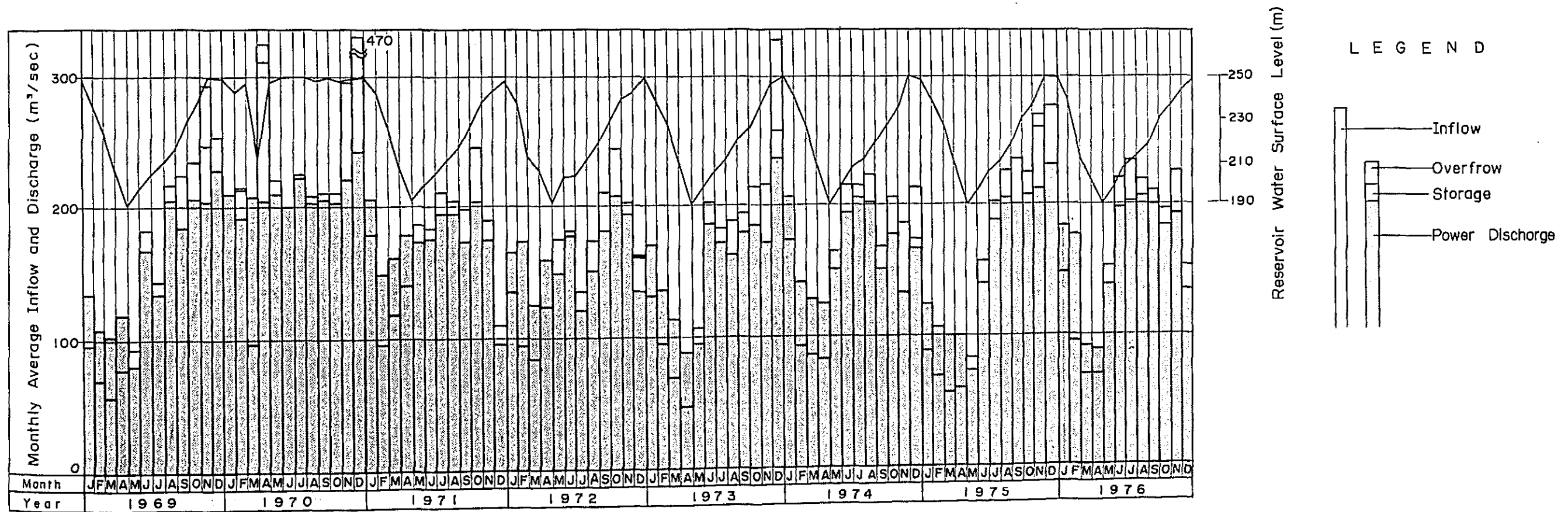
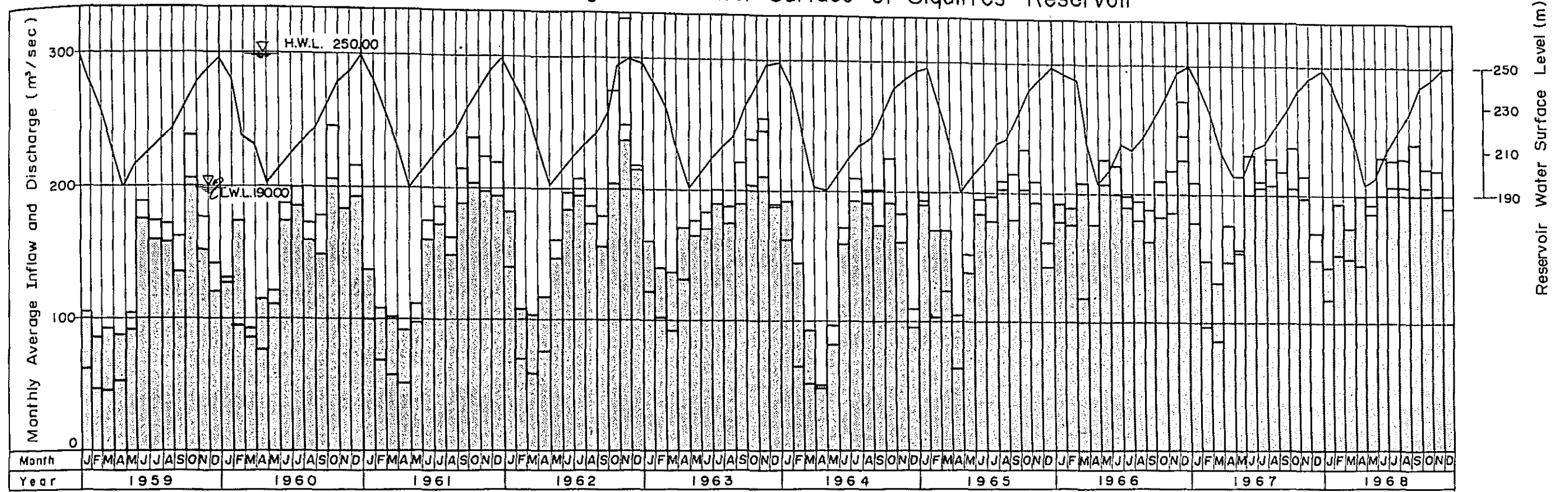
$$V_{max} \geq V_{n-1} + q_n - Q_n \quad \longrightarrow \quad V_n = V_{n-1} + q_n - Q_n$$

$$V_{max} < V_{n-1} + q_n - Q_n \quad \longrightarrow \quad \begin{cases} V_n = V_{n-1} + q_n - Q_n - f_n \\ f_n = V_{n-1} + q_n - Q_n - V_{max} \end{cases}$$

Operation rule

1. $V_{n-1} + q_n > V_s$
 - (1) $Q_u \leq V_{n-1} + q_n - V_s \quad \longrightarrow \quad Q_n = Q_u$
 - (2) $Q_u > V_{n-1} + q_n - V_s \quad \longrightarrow \quad Q_n = V_{n-1} + q_n - V_s$
2. $V_{n-1} + q_n < V_s$
 - (1) $Q_L \leq V_{n-1} + q_n - V_{min} \quad \longrightarrow \quad Q_n = Q_L$
 - (2) $Q_L > V_{n-1} + q_n - V_{min} \quad \longrightarrow \quad Q_n = V_{n-1} + q_n - V_{min}$

Fig. III-3-4 In-Flow, Power Discharge and Water Surface of Squirres Reservoir



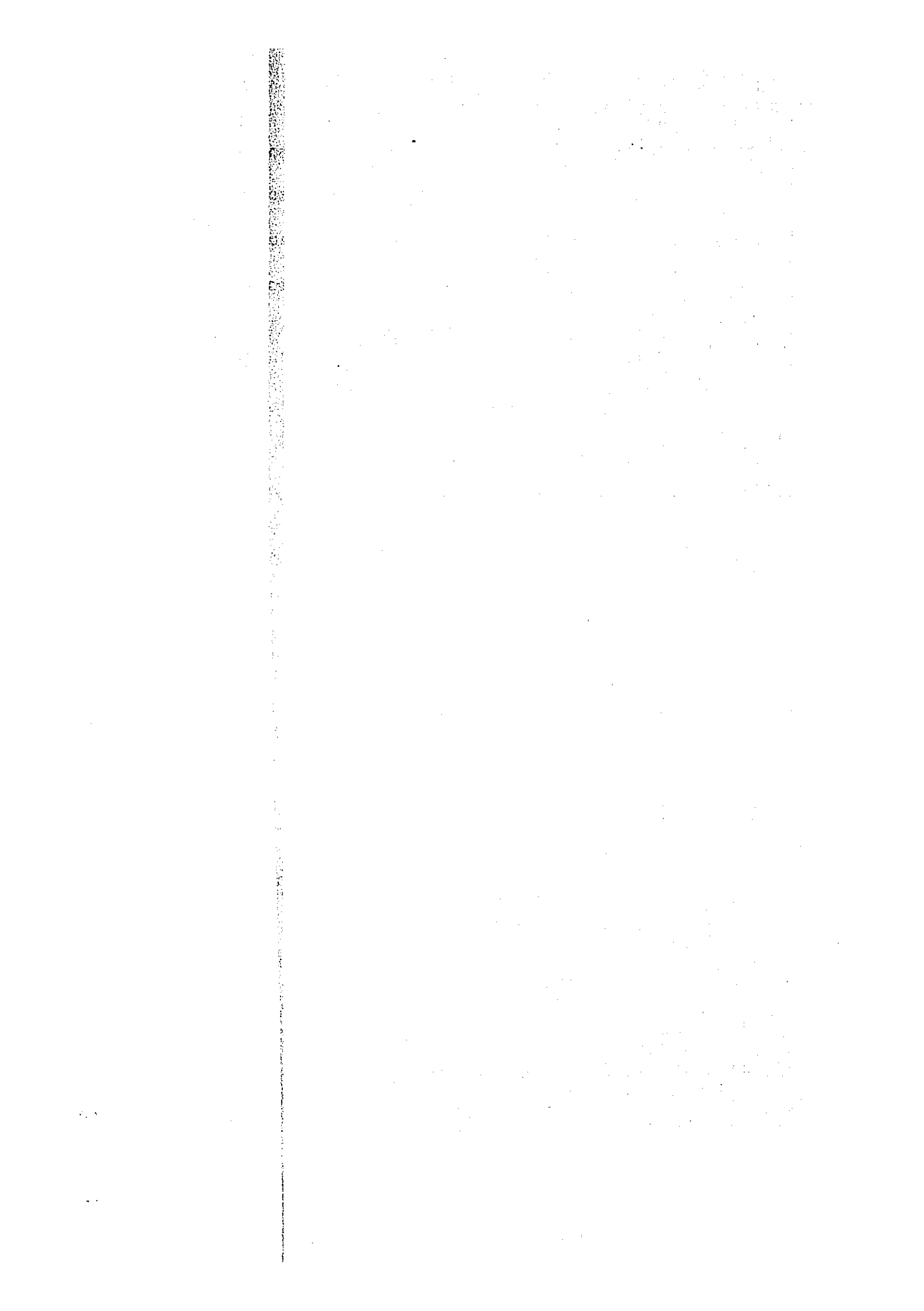
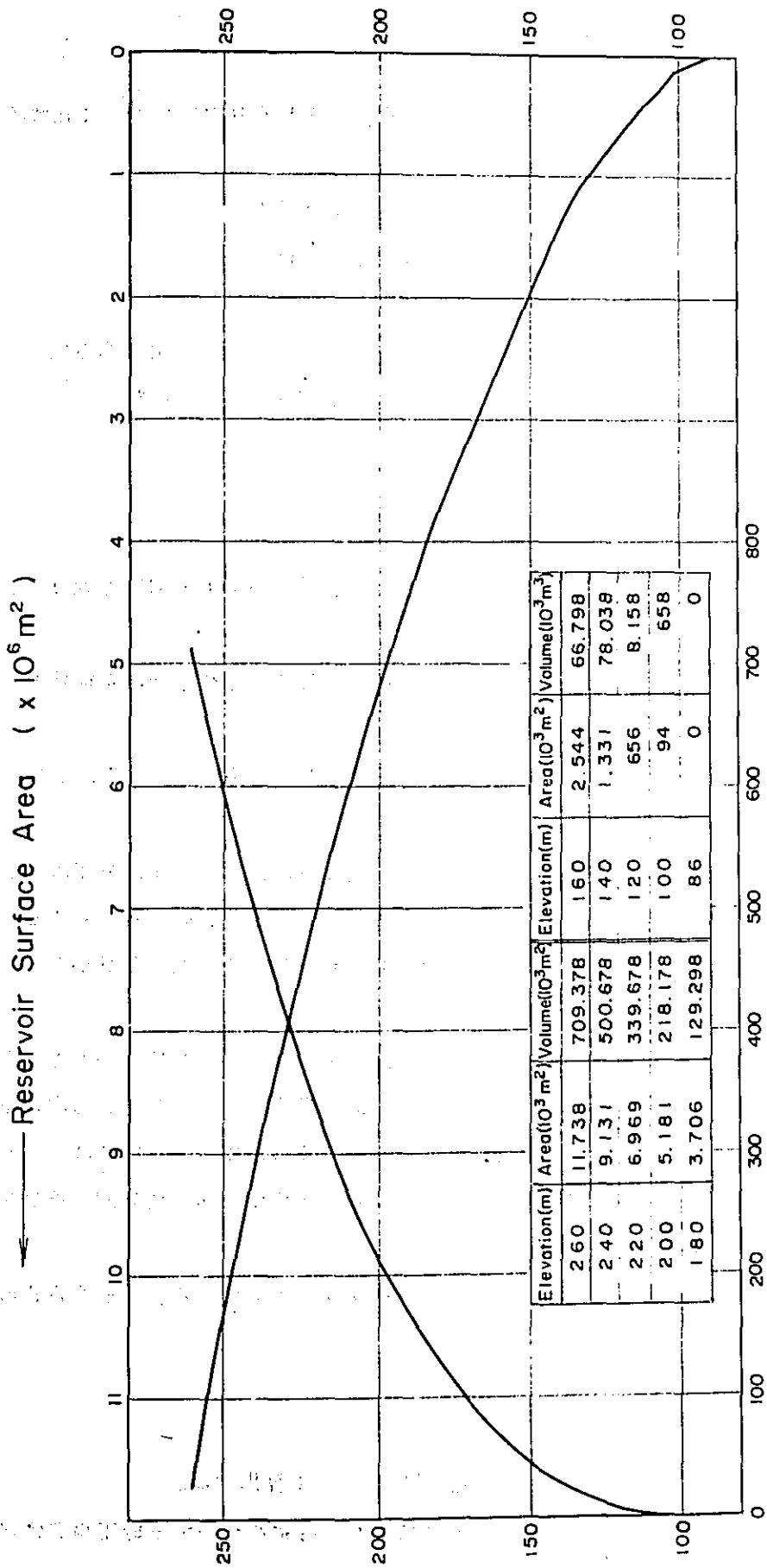


Fig.III-3-5 Reservoir Surface Area and Storage Capacity Curve (Squirres Site)



map scale : 1/25 000, 1/50 000

3.5 発電方式

3.5.1 計画案の概要

Siquirres 計画の発電方式として次の3案を想定し、それぞれの案について比較検討を行うこととする。

A案：延長2.8 kmの導水路トンネルをもつ、ダム水路式発電所

B案：延長1.8 kmの導水路トンネルをもつ、ダム水路式発電所

C案：発電所をダム直下に設けるダム式発電所

A, B, C各案の落差、設備出力、年間可能発生電力量などの計画諸元はTable III-3-1に示すとおりである。また、それぞれの計画の平面図をFig. III-3-1に示す。

3.5.2 前提条件

検討にあたり採用した主なる前提条件は次のとおりである。

(1) 発電方式の比較は、便益費用比 (B/C) および超過便益 ($B-C$) を尺度とした経済比較によることとする。

なお、便益は、第II部第8章「経済評価」で述べる代替火力発電所の年経費を尺度にして求める。

(2) 便益計算の便益の算出に用いる出力および電力量は次の条件で求め、それぞれ、有効出力および有効電力量と定義する。

(a) 有効出力は4月および12月の保証水量から定まる出力の平均値から事故および補修による損失率2.5%と所内率0.3%の合計2.8%の損失率を差引いたものとする。

なお、日負荷率(設備利用率)は、将来の予想される差引き負荷の形状から50%以上(ピーク時間12時間以上)とする。

(b) 有効電力量は、年間可能発生電力量から上記の損失率2.8%を差引いたものとする。

なお、年間可能発生電力量の計算は、貯水池運用操作ルールから求まる取水位と各ケースの放水位から定まる有効落差を使用して行う。計算の対象とする期間は、1959年から1976年までの18ケ年間とし、18ケ年間の平均値をもって年間可能発生電力量とする。

(3) 便益計算に用いる年経費は、工事費に年経費率を乗じて算出する。主要構造物の工事費は、予備設計を行って求める。

3.5.3 工事費

工事費は、DWG.No III-4~9に示す予備設計に基づいて算出する。

工事費の内訳はTable III-3-2に示すとおりであり、各案にたいする総工事費は次のとおりである。

Table III-3-1 Outline of Alternatives

Item	Unit	Alternatives		
		Route A	Route B	Route C
Catchment Area				
Siquirres Site	Km ²	650	(Same As Left)	(Same As Left)
Guayabo Site	Km ²	1,518		
Total	Km ²	2,168		
Annual Inflow				
Siquirres Site	10 ⁶ m ³	2,010	(Same As Left)	(Same As Left)
Guayabo Site	10 ⁶ m ³	3,296		
Total	10 ⁶ m ³	5,306		
Reservoir				
Normal Water Level	m	250		
Low Water Level	m	190		
Surface Area	Km ²	10.3	(Same As Left)	(Same As Left)
Gross Capacity	10 ⁶ m ³	600		
Effective Capacity	10 ⁶ m ³	430		
Drowdown	m	60		
Dam	Type	Concrete		
Height x Crest Length	m	Gravity	(Same As Left)	(Same As Left)
Volume	10 ³ m ³	205 x 495		
		2,640		
Waterway	Headrace Tunnel (Dia x Length)	m	60 m x 2760 m x 2	60 x 1750 x 2
Power Generation	Standard Reservoir Level	m	230	230
	Tailwater Level	m	47	62
	Standard Effective Head	m	172	160
	Max. Power Discharge	m ³ /sec	240	240
	Installed Capacity	MW	350	325
	Annual Energy Possible	10 ⁶ kWh	2,070	1,920
Construction Cost	Total Cost	Colones	4,280	3,900
	Cost Per kW	Colones	12.2	11.8
	Cost Per kWh	Colones	2.07	2.03
				1.88

Table III-3-2 Summary of Estimated Construction Cost

(Unit: 10³ Colones)

Item of cost	Alternatives	Route A	Route B	Route C
1. Generating Facility				
1.1	Civil Works	2,266,000	2,121,000	1,888,000
(1)	Diversion and Care of River	99,200	99,200	99,200
(2)	Dam	1,320,000	1,320,000	1,320,000
(3)	Intake	47,200	47,200	6,200
(4)	Headrace Tunnel	245,000	152,600	0
(5)	Surge Tank	38,100	37,900	0
(6)	Penstock Foundation	73,300	55,500	64,600
(7)	Powerhouse and Tailrace	62,200	49,800	76,900
(8)	Switchyard	3,200	5,400	6,400
(9)	Contingencies	377,800	353,400	314,700
1.2	Hydraulic Equipment	334,000	237,000	182,000
(1)	Gates	51,100	51,100	49,200
(2)	Penstocks	180,600	113,520	77,400
(3)	Installation Cost	46,300	32,900	25,300
(4)	Contingencies	56,000	39,480	30,100
1.3	Electric Equipment	500,000	465,000	447,000
2.	Preparation Work	136,000	127,000	113,000
3.	Engineering	162,000	147,000	132,000
4.	Administration Cost	162,000	147,000	132,000
5.	Compensation	10,000	6,000	6,000
6.	Interest During Construction	710,000	650,000	580,000
Total		4,280,000	3,900,000	3,480,000

Table III-3-3 Benefit-Cost Comparison Between Alternatives

Item	Unit	Alternative -Route A-	Alternative -Route B-	Alternative -Route C-
Effectiv Head	m	172	160	154
Max. Power Discharge	m ³ /sec	240	240	240
Installed Capacity	MW	350	325	312
Beneficial Peak Output	MW	315	293	281
Beneficial Energy	10 ⁶ kWh	2,012	1,866	1,978
kW Benefit (B1)	10 ⁶ Colones	224	209	200
kWh Benefit (B2)	10 ⁶ Colones	382	355	341
Total Benefit (B=B1 + B2)	10 ⁶ Colones	606	564	541
Construction Cost	10 ⁶ Colones	4,280	3,900	3,480
Construction Cost per kWh	C/kWh	2.07	2.03	1.88
Annual Cost (C)	10 ⁶ Colones	488	445	397
Benefit Cost Ratio (B/C)	-	1.24	1.27	1.36
Annual Surplus Benefit (B - C)	10 ⁶ Colones	118	119	144

検討ケース	工事費 (Colones)
A	$4,280 \times 10^6$
B	$3,900 \times 10^6$
C	$3,480 \times 10^6$

なお、上記工事費には、送変電設備の工事費は含まれていない。

3.5.4 検討の結果

A, B, Cの各案について、経済比較を行った結果は次のとおりである。なお、その詳細はTable III-3-3に示すとおりである。

検討ケース	kWh あたり コスト (Colones/kWh)	便益費用比 (B/C)	超過便益 (B-C) (10^6 Colones)
A	2.07 (2.05)	1.24 (1.26)	118 (142)
B	2.03	1.27	119
C	1.88	1.36	144

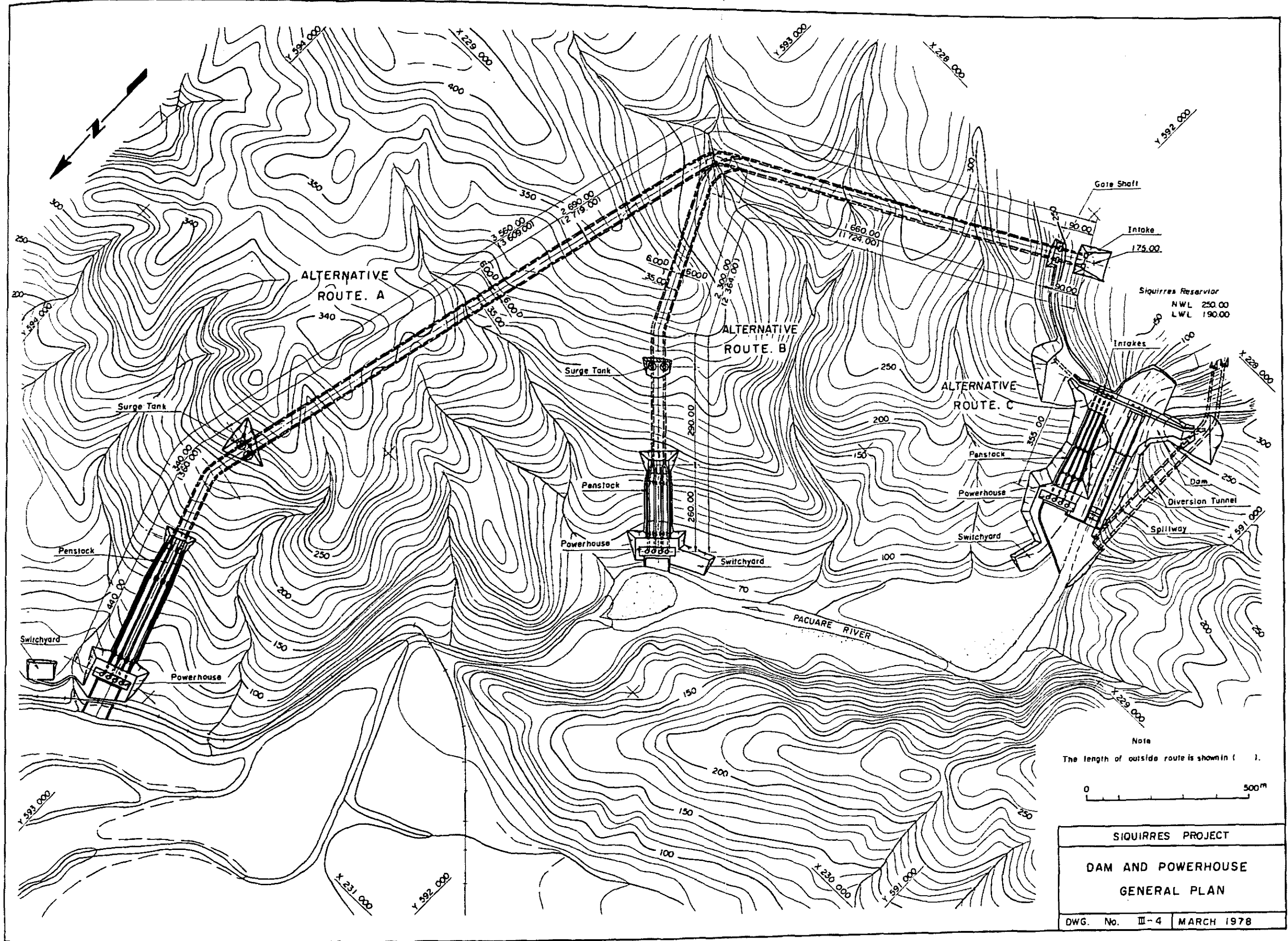
() 内はケース A' の場合の値である。

上記の比較表にみられるとおり、C案が便益費用比および超過便益とも最もすぐれている。

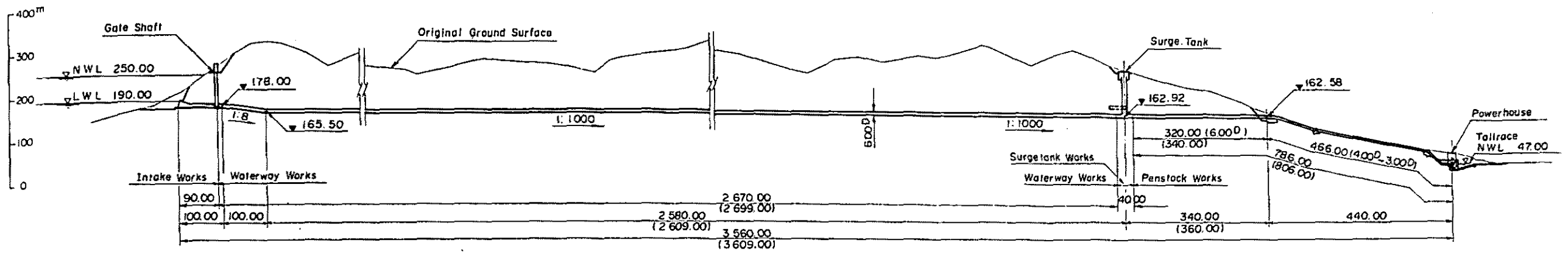
しかしながらA案についてはさらに延長およそ2.8 kmの放水路を設けることにより約27 mの増分落差を得ることができる(以下、これをA'案という)。このA'案についても概略検討を行った結果は、上表の()に示すとおりであり、A案に比較して経済性は若干向上する。しかし、A'案では、放水路経過地が河川内であり、その放水路の基盤は砂礫層である。したがって構造的な不確定要素が多くこの報告書ではC案を採用する。

上記の検討は、1/25,000地形図に基づき、行われたものであるため、今後フィージビリティスタディまでに、次に示す調査を実施し、精度を高めておくことが必要である。

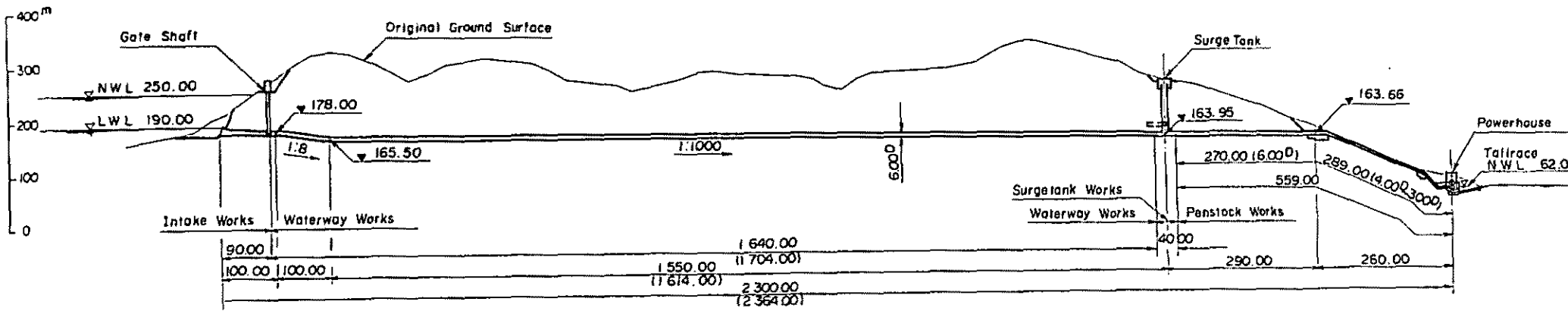
- (1) 河川縦断測量；その範囲はA'案放水口付近(標高20 m)からC案放水口付近(標高70 m)までとする。
- (2) 地形測量；その範囲は、貯水池、C案の発電所付近からA'案の放水口付近までとし、精度は1/10,000以上が望ましい。



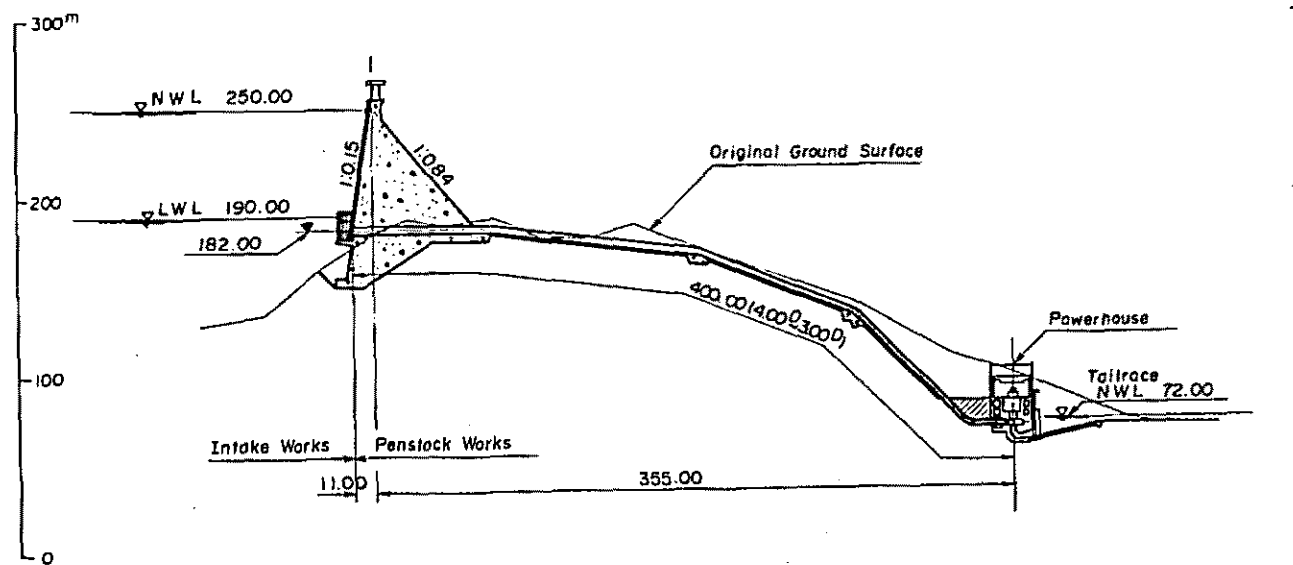
ALTERNATIVE - ROUTE. A



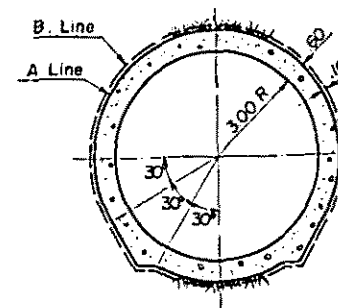
ALTERNATIVE - ROUTE. B



ALTERNATIVE - ROUTE. C



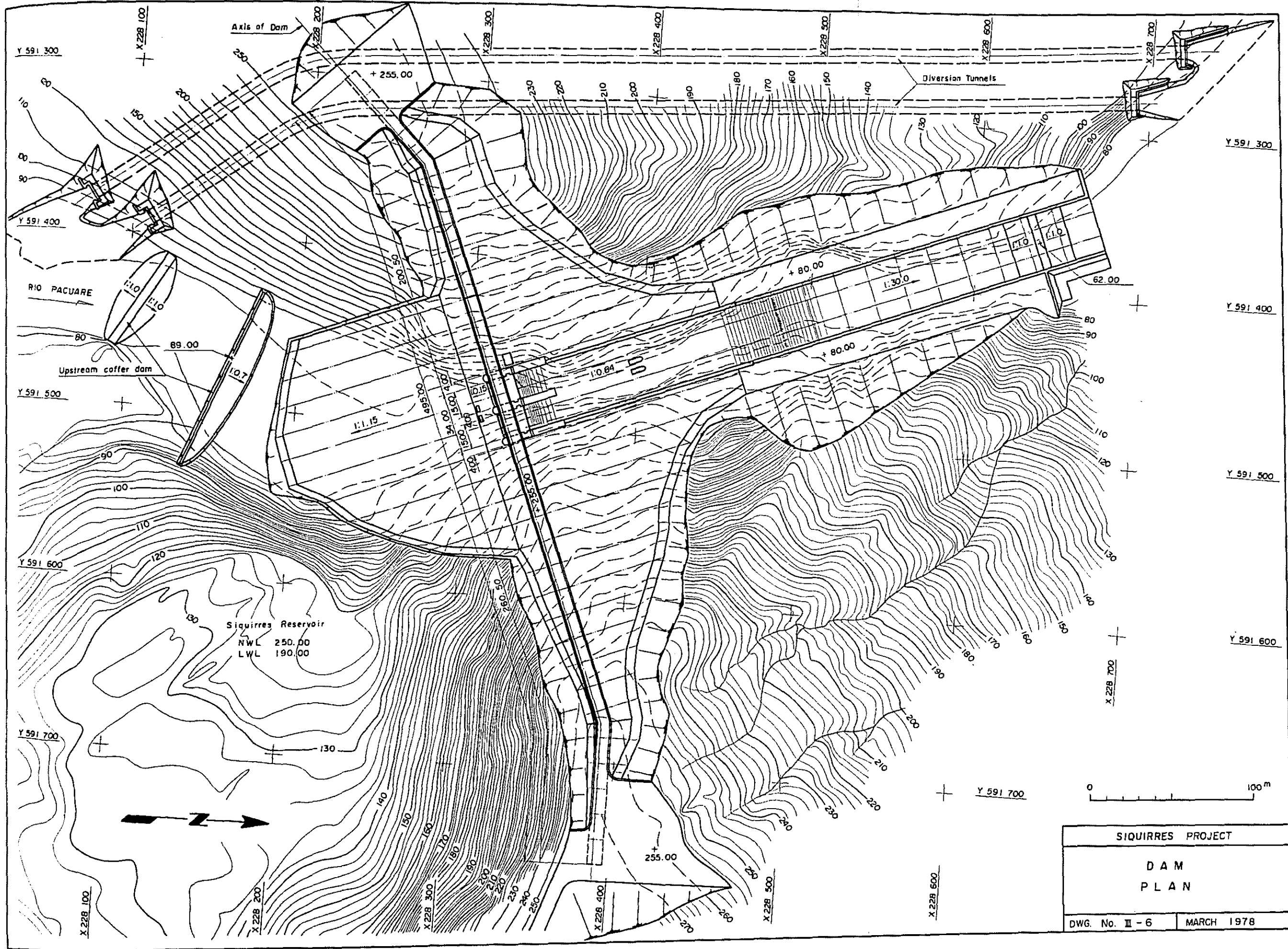
TYPICAL SECTION OF TUNNEL



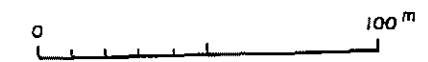
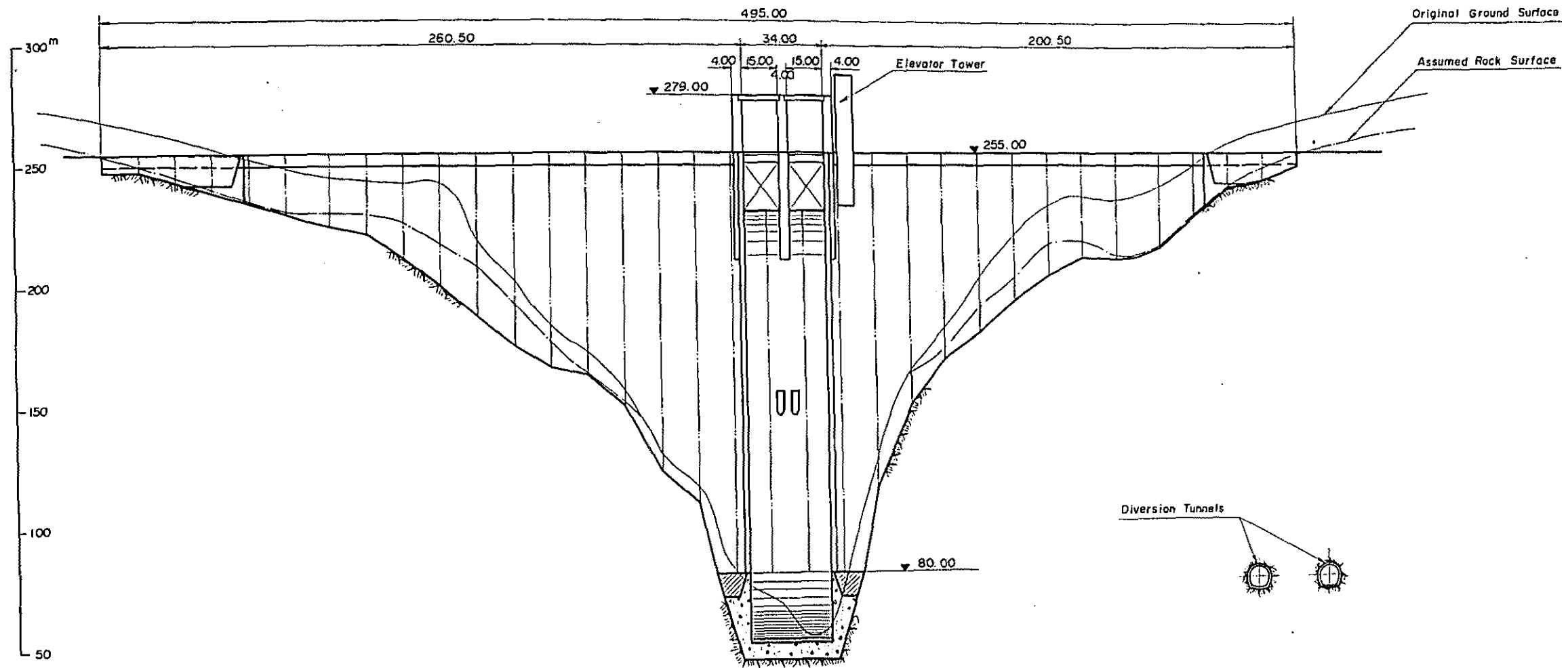
Note
The length of outside route is shown in ().

Scale bars:
 - (Route A, Route B): 0 to 500m
 - (Route C): 0 to 200m
 - (Typical section of tunnel): 0 to 10m

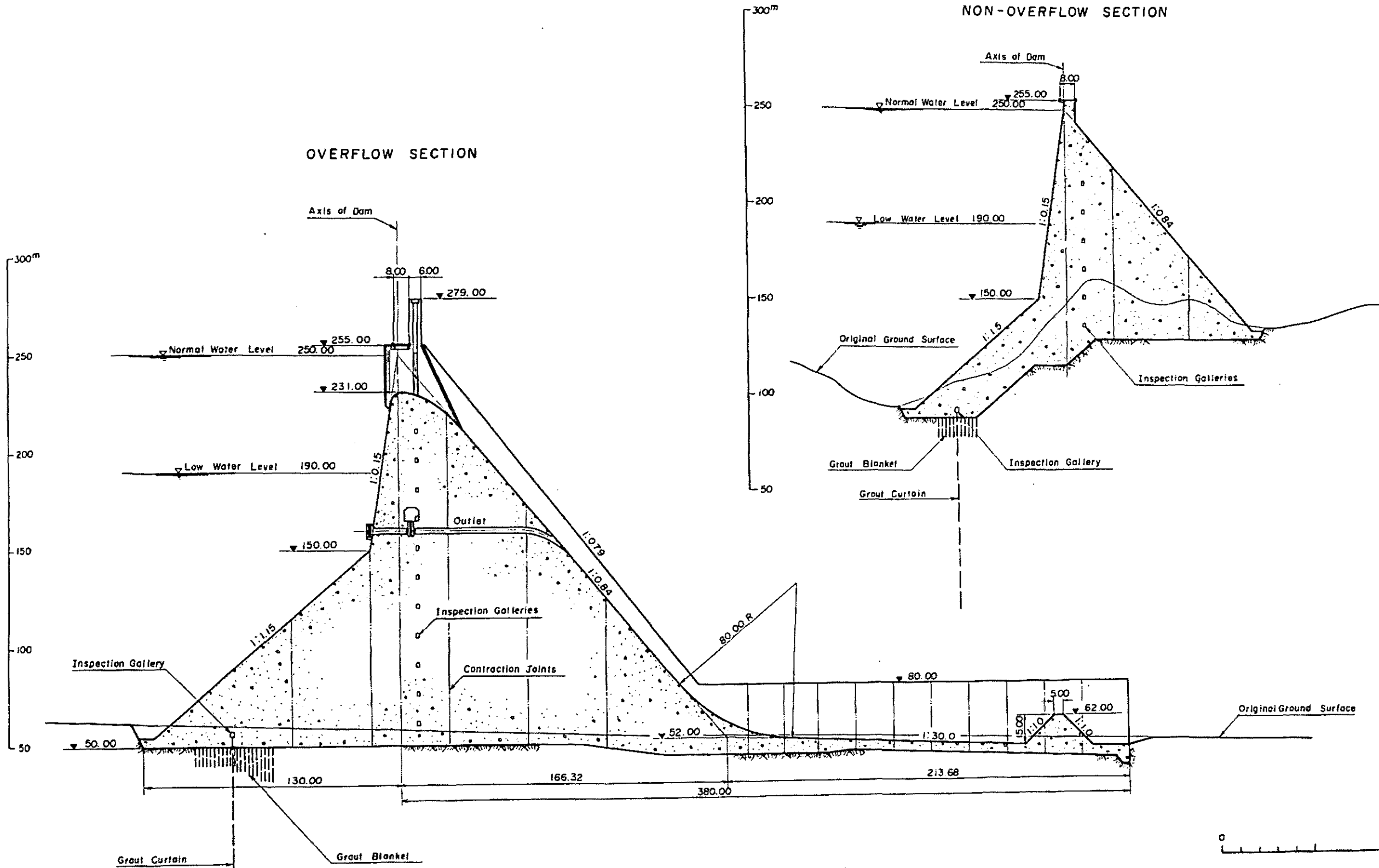
SIQUIRRES PROJECT	
ALTERNATIVE WATER CONDUCTORS PROFILES AND SECTION	
DWG. No. III-5	MARCH 1978



DOWNSTREAM ELEVATION

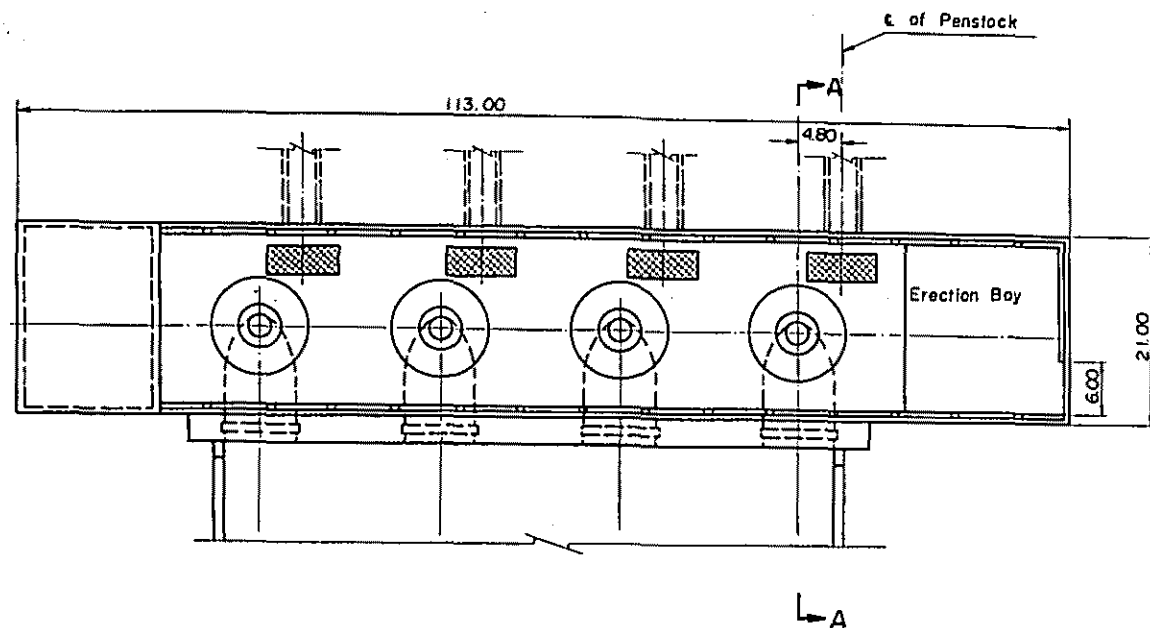


SIQUIRRES PROJECT	
D A M	
DOWNSTREAM ELEVATION	
DWG. No. III - 7	MARCH 1978

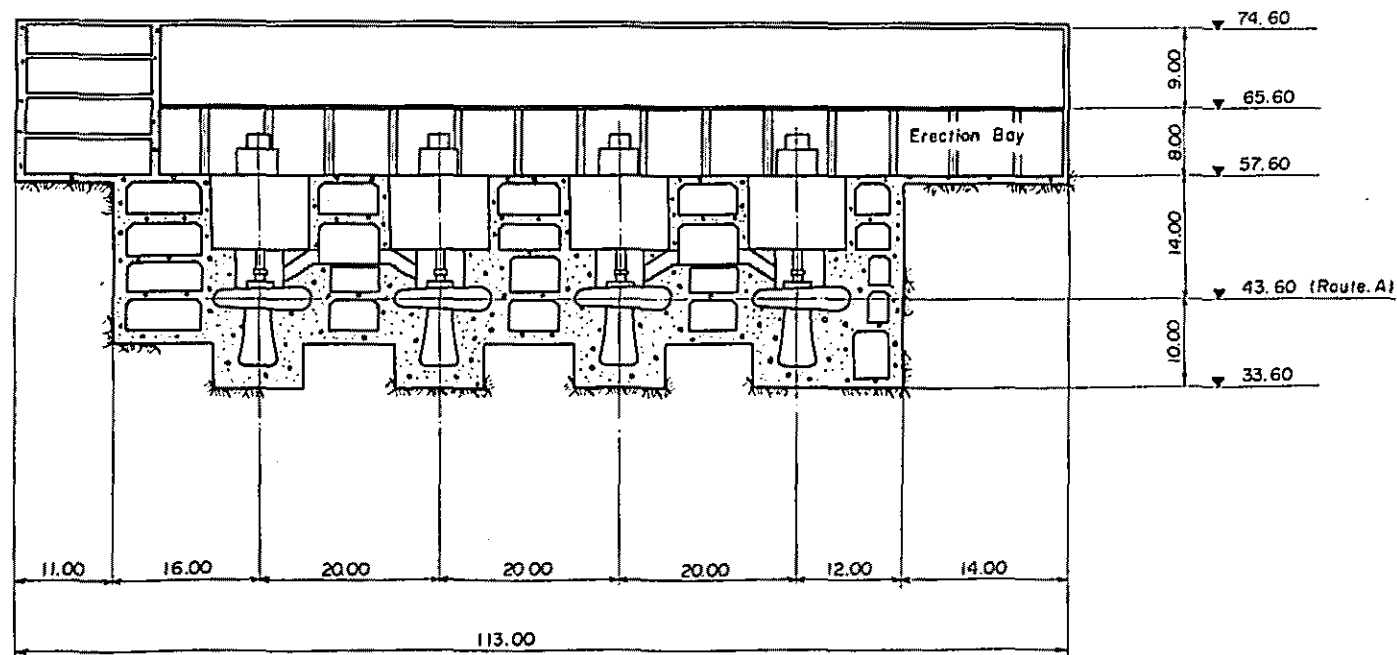


SIQUIRES PROJECT	
DAM	
TYPICAL CROSS SECTION	
DWG. No. III - 8	MARCH 1978

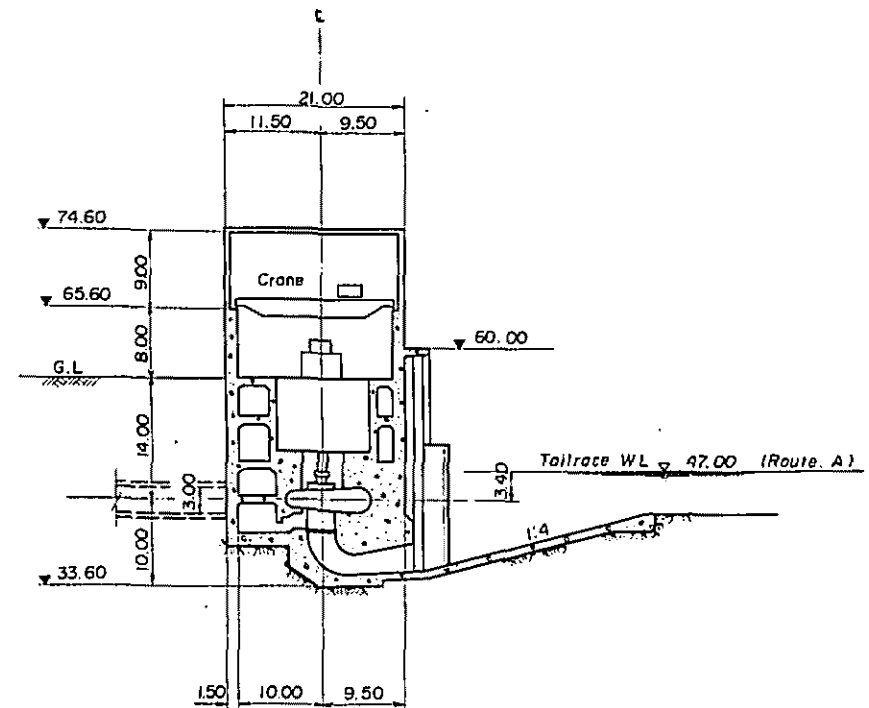
PLAN



LONGITUDINAL SECTION



A-A SECTION



Note

- 1) This drawing shows the plan and sections of powerhouse in an alternative conductor (Route A).
- 2) In the other alternative conductors (Routes B, C), the dimensions are as same as that of Route A, but only the elevations are to be changed.



SIQUIRRES PROJECT

POWERHOUSE
PLAN, SECTIONS

DWG. No. II - 9 MARCH 1978

第4章 経済評価

第 4 章 経 済 評 価

4.1 経済評価の方法	Ⅲ- 63
4.2 年間費用	Ⅲ- 63
4.3 年間便益	Ⅲ- 63
4.3.1 販売可能電力量	Ⅲ- 63
4.3.2 年間便益	Ⅲ- 63
4.4 経済評価の結果	Ⅲ- 64

LIST OF TABLES

Table III-4-1 Construction Cost and Useful Life of Facility

Table III-4-2 Annual Cost

第 4 章 経 済 評 価

4.1 経済評価の方法

Siquirres 計画の規模は第 3 章 3.5 項で検討を行った 3 案のうち、最適案となった C 案に基づいた規模を採用する。

Siquirres 計画の経済評価は、第 II 部第 8 章「経済評価」に詳述した如く、本計画と代替発電設備との経済比較をもつて行うものとする。代替発電設備としては重油専焼火力とする。

経済評価は便益費用比および超過便益を求めることにより行う。

4.2 年間費用

Siquirres 計画 (C 案) の送変電設備を含む総工事費は Table III-4-1 に示すとおりでありその総工事費は 3,740 百万 Colones である。

この工事費は、発電設備工事費および Siquirres 発電所から需要地の変電所 (San Jose 北変電所を想定した) と Guayabo 発電所までの送変電設備 (第 II 部第 2 章 Fig. II-2-2 参照) の工事費を含んでいる。

各設備の施設毎の耐用年数は Table III-4-1 に示す。

利率は、Guayabo 計画の検討の結果 (荷重平均利率 9.6%) を参考にし、10% とする。

以上の条件により、本計画の解析期間 50 年間にわたる年間費用を求めた結果は Table III-4-2 のとおりである。

この表から、年間費用は 421 百万 Colones となる。

4.3 年間便益

4.3.1 販売可能電力量

第 3 章「発電計画」で述べたように、Siquirres 計画 (C 案) の 18 ケ年平均の年間可能発電電力量は、1,850 百万 kWh である。

この電力量は、運転開始後、全量が有効に消費されるものと仮定する。

この結果、発電所の事故、補修、所内電力などの損失および送電損失として 3.8% と想定して San Jose 北変電所渡しの販売可能電力量は 1,780 百万 kWh となる。

4.3.2 年間便益

Siquirres 計画の年間便益は、第 II 部第 8 章「経済評価」に述べた kW あたり便益および kWh あたり便益をもとに算出する。

その値は次のとおりである。

kW あたり便益 713 Colones

kWh あたり便益 0.190 Colones

年間便益算出に用いる出力（以下有効出力という）は、4月と12月の平均値とし、電力量（以下有効電力量という）は、販売可能電力量とし、それぞれ、San Jose 北変電所までの損失率 3.8%を差引いたものとする。

San Jose 北 変電所における Siquirres 発電所の有効電力および有効電力量はそれぞれ 265 MW, 1,780 百万 kWh であり、これから求めた年間便益は 527 百万 Colones である。

4.4 経済評価の結果

これまでの検討から、Siquirres 計画の便益費用比（ B/C ）および超過便益（ $B - C$ ）を算出すれば次のようになる。

年間費用	(C)	4 2 1	百万Colones
年間便益	(B)	5 2 7	百万Colones
便益費用比	(B / C)	1.2 5	
超過便益	(B - C)	1 0 6	百万Colones

また、San Jose 北変電所渡しの kWh あたりのコストは 0.24 Colones となる。

Table III-4-1 Construction Cost and Useful Life (Yrs) of Facility

(Unit: 10³ Colones)

Item	Useful Life Years	Total Cost
1. Generating Facilities		
Civil Works	50	1888,000
Hydraulic Equipment	50	182,000
Electric Equipment	35	447,000
Engineering Fee		132,000
Administration Cost		132,000
Others		119,000
Interest during Construction		580,000
Total		3480,000
2. Transmission Line and Other Facilities		
Transmission Line and Others	30	214,000
Engineering Fee		11,000
Administration Cost		11,000
Interest during Construction		24,000
Total		260,000
3. Total Construction Cost		3740,000

Table III-4-2 Annual Cost

(Unit: 10³ Colones)

Item	Investment Cost	Annual Cost
1. Interest and Depreciation	3740,000	380,000
1.1 Civil Works	(2610,000)	(263,000)
1.2 Hydraulic Equipment	(252,000)	(25,000)
1.3 Electric Equipment	(618,000)	(64,000)
1.4 Transmission Line, Substation and Com- munication System	(260,000)	(28,000)
2. Maintenance and Operation	3740,000	18,000
2.1 Generating Facilities	(3480,000)	(15,000)
2.2 Transmission Line, Substation and Com- munication System	(260,000)	(3,000)
3. Administration Expense	3740,000	19,000
4. Other Expense	3740,000	4,000
Total Annual Cost (C)	-	421,000