

ペルー共和国

# ポエチヨスおよびクルムイ水力発電計画

## 調査報告書

1979年11月

国際協力事業団



ペルー共和国

# ポエチヨスおよびクルムイ水力発電計画

## 調査報告書

JICA LIBRARY



1035074[2]

1979年11月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 4. -3	709
	64.3
登録No. 02472	MPN

## は し が き

日本政府は、ペルー共和国政府の要請に基づき、ポエチョス・クルムイ水力発電計画のフイージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、電源開発プロジェクトの重要性に鑑みて、1979年2月25日から3月29日にわたるまでの33日間にわたって、野崎次男氏を団長とする8人の調査団を派遣した。

この調査は、現地調査を含むものであり、ポエチョス・クルムイ水力発電計画の技術的、経済的フイージビリティを調査したものである。ここに調査報告書は完成し提出するものである。

本報告書がペルー共和国の電力開発に寄与するとともに、我が国との経済交流及び友好親善の一助となれば誠に善ばしいことである。

終りに、今回の調査に当たられた団員各位に謝意を表するとともに、調査実施にあたって御協力をいただいたペルー共和国政府関係機関の方々を始め、在ペルー日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、衷心より感謝の意を表するものである。

1979年11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、ペルー共和国ピウラ県に位置するポエチョスおよびクルムイ水力発電計画のフィ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、その基礎資料はAppendixに収録しました。

調査団は8名で編成され、1978年2月25日から3月29日までの33日間にわたり、ペルー電力企画庁（INIE）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ない、1979年11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、ペルー共和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、調査の実施に多大なる御協力を賜った方々に対し、心から感謝の意を表します。

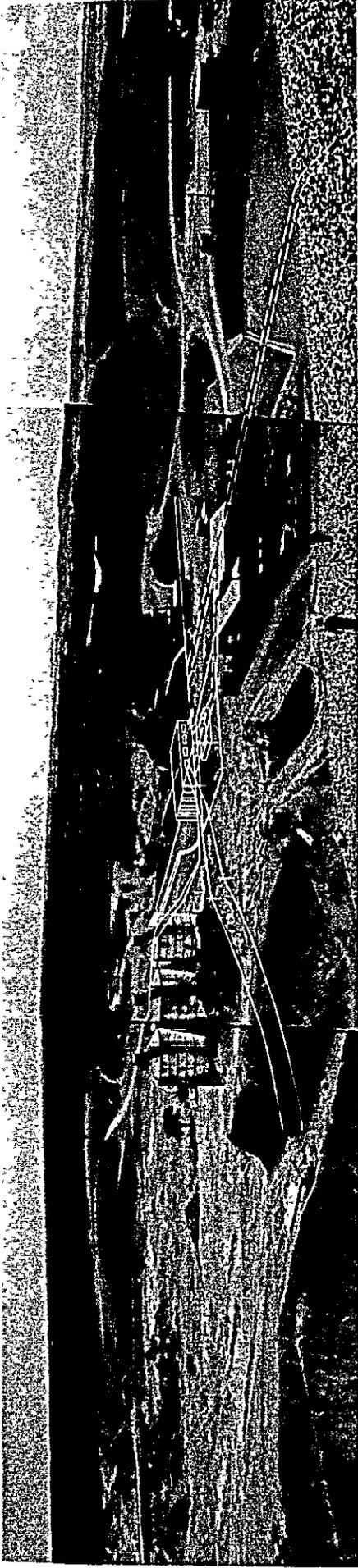
1979年11月

ポエチョス、クルムイ水力発電計画調査団

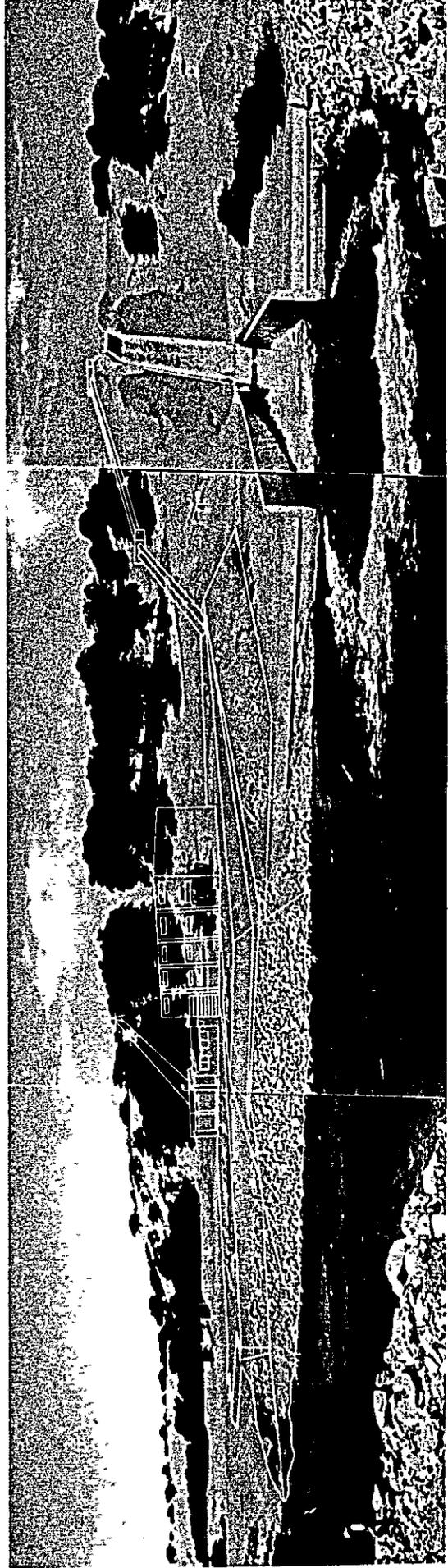
団 長 野 崎 次 男

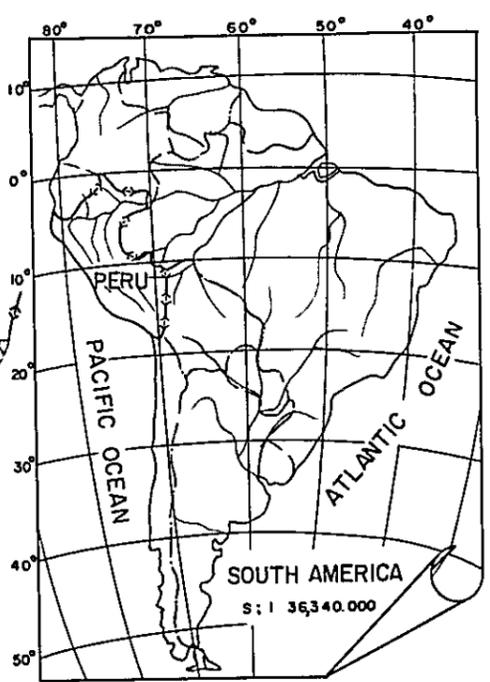
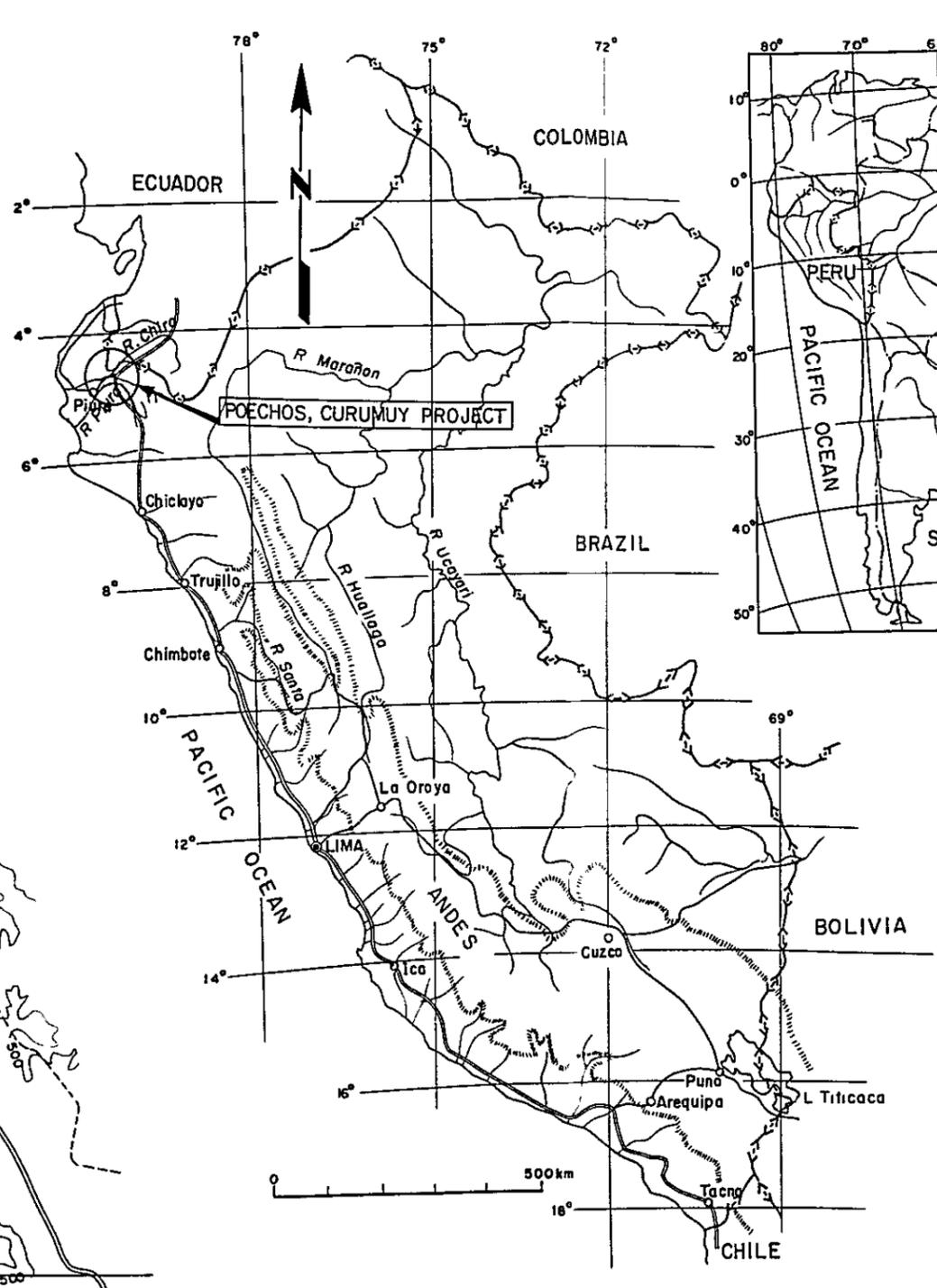
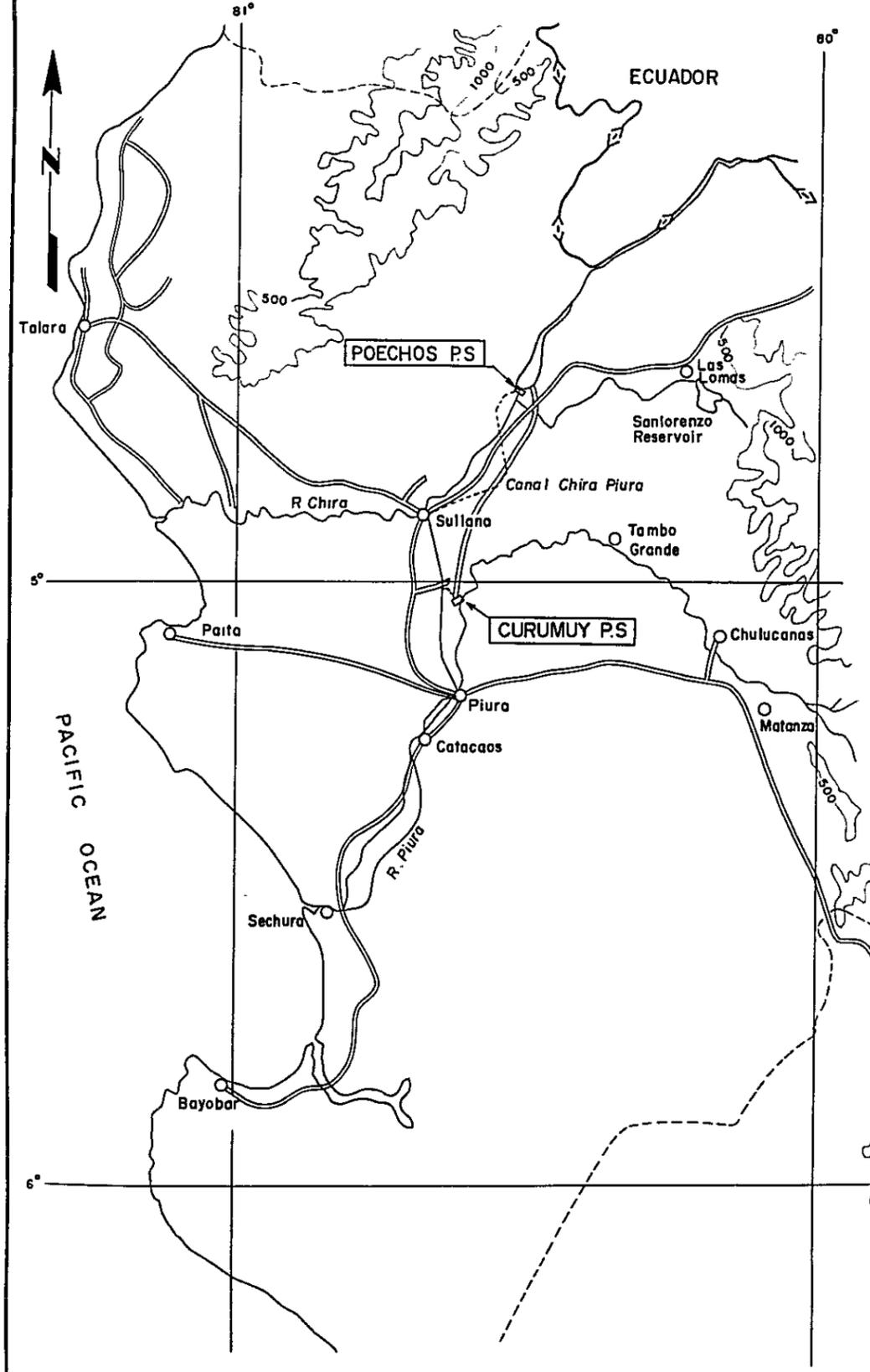
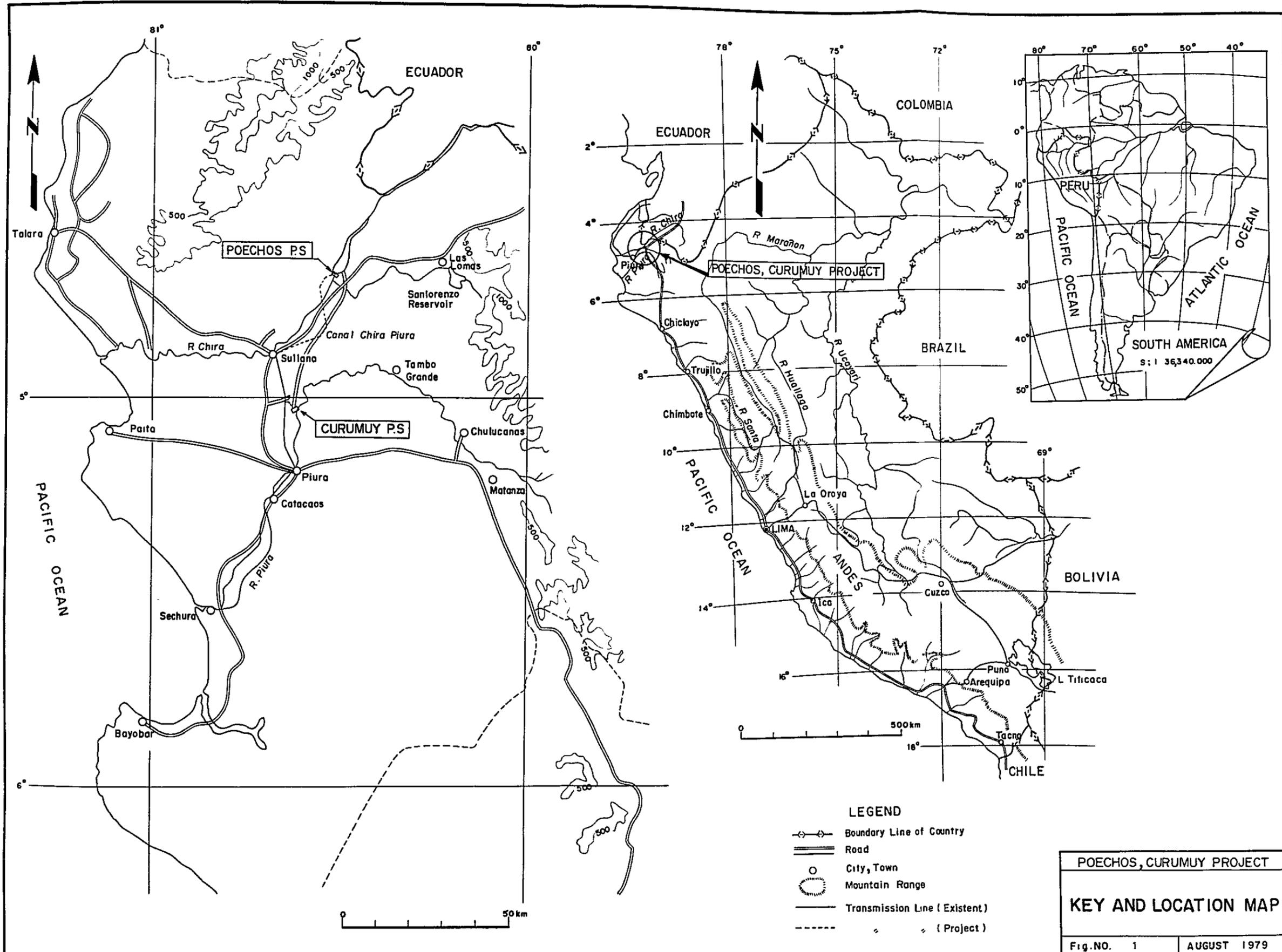


**Poehos Project**



**Curumuy Project**



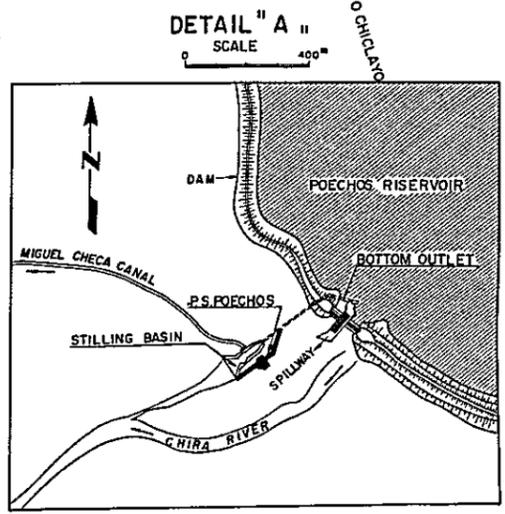
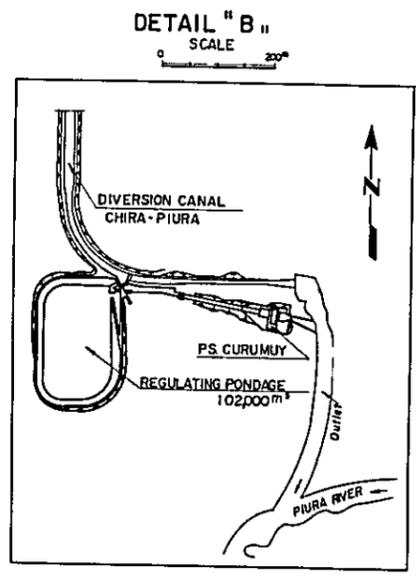
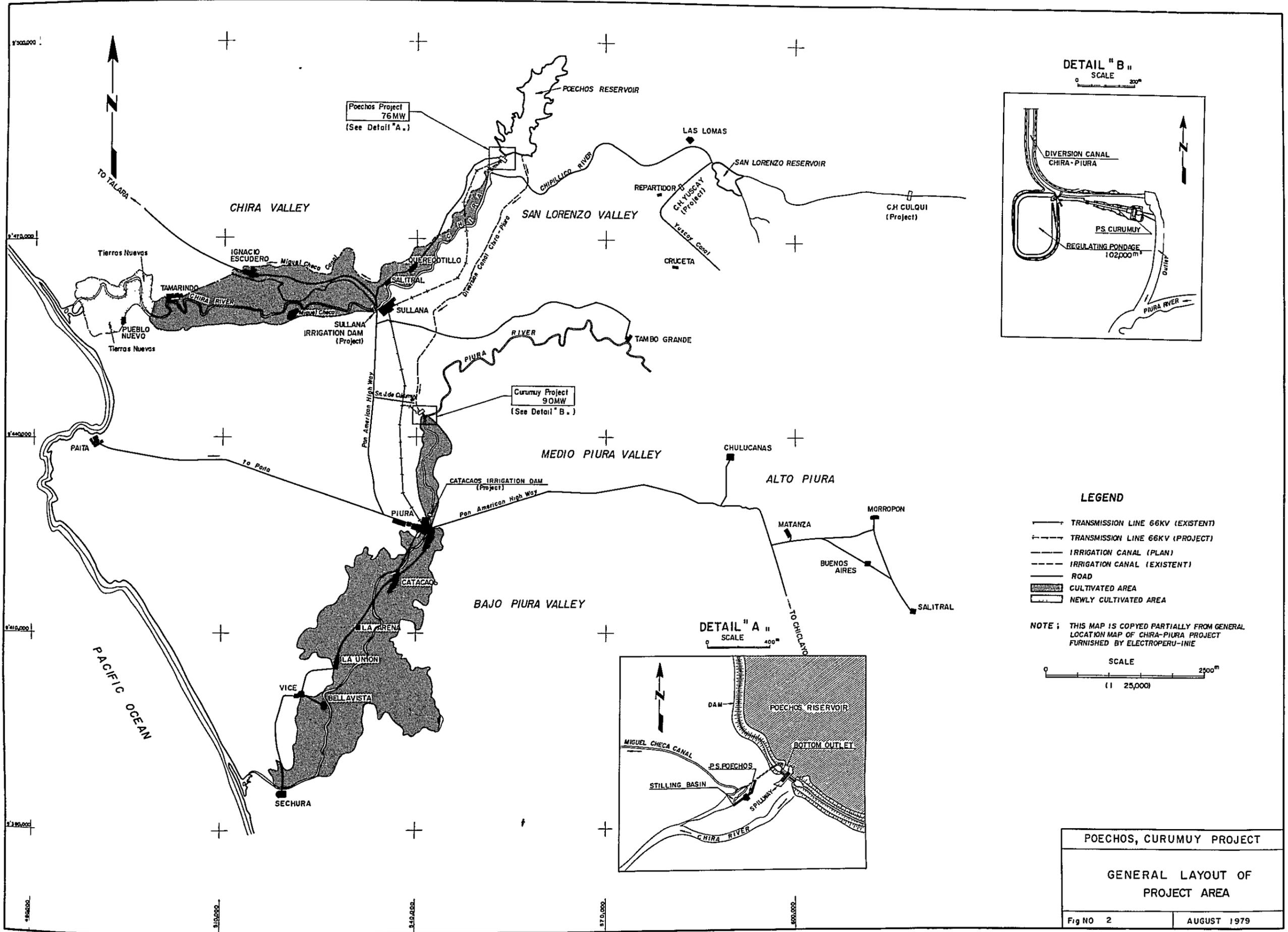


- LEGEND**
- Boundary Line of Country
  - ==== Road
  - City, Town
  - ⊖ Mountain Range
  - Transmission Line ( Existing )
  - - - - - ( Project )

POECHOS, CURUMUY PROJECT

**KEY AND LOCATION MAP**

Fig. NO. 1      AUGUST 1979



POECHOS, CURUMUY PROJECT

GENERAL LAYOUT OF PROJECT AREA

Fig NO 2      AUGUST 1979



Principal Features of Poechos and Curumuy Project

Item	Poechos Project	Curumuy Project
Catchment Area	13,220 km <sup>2</sup>	13,220 km <sup>2</sup>
Dam	Poechos (Existing)	Curumuy Daily Regulating Pondage
Type	Combined Dam of Earth-fill and Concrete Gravity	Earth-fill
Height × Crest Length	48.0 m × 9.0 km	5.0 m × 308 m
Reservoir	Poechos (Existing)	Curumuy Daily Regulating Pondage
Effective Storage Capacity	830 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	102,000 m <sup>3</sup>
Drawdown	19.0 m	4.0 m
Intake Pipe-Line (Existing)	389.6 m	150.0 m
Diversion Cannel (Existing)	-	54.0 km
Penstock		
Dia. × Length	3.2 - 2.5 m × 71.0 m	2.4 m × 320.0 m
Power Plant		
Installed Capacity	7.6 MW (2 Units)	9.0 MW (2 Units)
Max. Discharge	22.0 m <sup>3</sup> /s/Unit	15.8 m <sup>3</sup> /s/Unit
Effective Head	36.1 m (Standard)	38.7 m (Standard)
Annual Energy Production	51.31 × 10 <sup>6</sup> kWh	55.20 × 10 <sup>6</sup> kWh
Available Peak Capacity	7.6 MW	9.0 MW
Transmission Line	66 kV, 1 cct. , 33.0 km	66 kV, 1 cct. , 4.0 km
Construction Cost	15.3 × 10 <sup>6</sup> US\$	17.3 × 10 <sup>6</sup> US\$
Economics		
Unit Energy Cost	US\$0.038/kWh	US\$0.040/kWh
Benefit Cost Ratio and Annual Surplus Benefit		
Interest 10 %	1.09 (171,000 US\$)	1.09 (180,000 US\$)
" 8 %	1.25 (393,000 US\$)	1.24 (597,000 US\$)



# 目 次

## 第Ⅰ部 緒論および結論と勧告

第1章 緒 論 .....	I-1-1
1.1 経 緯 .....	I-1-1
1.2 報告書の目的と範囲 .....	I-1-1
1.3 既往の調査 .....	I-1-2
1.4 基礎資料 .....	I-1-3
1.5 現地調査と国内作業 .....	I-1-3
1.5.1 現地調査 .....	I-1-3
1.5.2 国内作業 .....	I-1-3
第2章 結論と勧告 .....	I-2-1
2.1 結 論 .....	I-2-1
2.2 勧 告 .....	I-2-5
第3章 Peru 共和国の一般事情 .....	I-3-1
3.1 地 理 .....	I-3-1
3.2 気 候 .....	I-3-1
3.3 人 口 .....	I-3-1
3.4 経済動向 .....	I-3-2
3.5 電 力 .....	I-3-3

## 第Ⅱ部 Poechos, Curumuy 水力発電計画調査(フィジビリティ・スタディ) .....

第1章 需要想定 .....	II-1-1
1.1 Piura 県の電力事情 .....	II-1-1
1.1.1 一 般 .....	II-1-1
1.1.2 電力需給の現状 .....	II-1-2
1.2 需要想定 .....	II-1-7
1.2.1 供給地域 .....	II-1-7
1.2.2 需要想定の基本的な考え方および想定期間 .....	II-1-8
1.2.3 需要想定 .....	II-1-9
1.3 需給バランス .....	II-1-13
1.3.1 需給バランスの基本的検討条件 .....	II-1-13

1.3.2	日負荷曲線	II-1-18
第2章	開発計画	II-2-1
2.1	計画地域の位置および概要	II-2-1
2.1.1	計画地域の位置	II-2-1
2.1.2	計画地域の概要	II-2-1
2.2	Chira - Piura かんがい計画の概要	II-2-2
2.3	開発計画の概要	II-2-2
2.3.1	Poechos 水力発電計画	II-2-2
2.3.2	Curumuy 水力発電計画	II-2-5
第3章	水文	II-3-1
3.1	地勢および気候	II-3-1
3.2	降雨	II-3-1
3.3	蒸発	II-3-3
3.4	気温	II-3-3
3.5	Chira およびPiura 川の一般状況	II-3-4
3.6	かんがい用水の需要および供給	II-3-5
3.6.1	Piura 川流域への分水可能流量	II-3-10
3.6.2	Chira 川への供給可能流量	II-3-10
3.7	最大洪水量	II-3-11
3.8	堆砂	II-3-11
第4章	地質	II-4-1
4.1	概要	II-4-1
4.1.1	既往の調査	II-4-1
4.1.2	今回の調査	II-4-1
4.2	結論(土木地質的考察)	II-4-2
4.2.1	Poechos 発電計画	II-4-2
4.2.2	Curumuy 発電計画	II-4-2
4.2.3	コンクリート骨材	II-4-3
4.3	計画地域の地形、地質概要	II-4-3
4.3.1	地勢	II-4-3
4.3.2	地質	II-4-3

4.3.3	地震	Ⅱ-4-5
4.4	各計画地点の地質	Ⅱ-4-11
4.4.1	Poechos 水力発電計画地点	Ⅱ-4-11
4.4.2	Curumuy 水力発電計画地点	Ⅱ-4-15
第5章	発電計画	Ⅱ-5-1
5.1	基礎的考察	Ⅱ-5-1
5.1.1	発電方式	Ⅱ-5-1
5.1.2	土木構造物レイアウト	Ⅱ-5-2
5.1.3	開発規模	Ⅱ-5-5
5.1.4	Curumuy 発電所調整池容量	Ⅱ-5-11
5.1.5	Poechos ダム堤底放流管の利用	Ⅱ-5-16
5.2	使用水量	Ⅱ-5-16
5.2.1	常時使用水量	Ⅱ-5-17
5.2.2	最大使用水量および年平均使用水量	Ⅱ-5-17
5.3	出力および発生電力量	Ⅱ-5-18
5.3.1	設備出力	Ⅱ-5-18
5.3.2	保証尖頭出力および保証出力	Ⅱ-5-18
5.3.3	可能発生電力量	Ⅱ-5-18
5.4	主機台数並びに水車形式	Ⅱ-5-19
第6章	予備設計	Ⅱ-6-1
6.1	土木構造物の予備設計	Ⅱ-6-1
6.1.1	Poechos 発電所	Ⅱ-6-1
6.1.2	Curumuy 発電所	Ⅱ-6-23
6.2	電気設備の予備設計	Ⅱ-6-25
6.2.1	水車および発電機	Ⅱ-6-25
6.2.2	Curumuy 発電所水車形式および台数の選定	Ⅱ-6-63
6.3	送電線および変電所	Ⅱ-6-65
6.3.1	送電線	Ⅱ-6-65
6.3.2	変電所	Ⅱ-6-73
6.4	通信設備	Ⅱ-6-77
6.4.1	設備概要	Ⅱ-6-77
6.5	系統解析	Ⅱ-6-80

6.5.1	Piura 地区電力系統解析	II-6-80
第7章	工事費	II-7-1
7.1	工事費積算の基本条件	II-7-1
7.2	工事費積算の範囲	II-7-1
7.2.1	土木工事費	II-7-1
7.2.2	機器類の費用	II-7-1
7.2.3	予備費	II-7-1
7.2.4	技術費および管理費	II-7-1
7.2.5	建設中利子	II-7-1
7.3	総工事費	II-7-2
第8章	経済評価	II-8-1
8.1	経済評価の方法	II-8-1
8.2	年間費用	II-8-1
8.3	年間便益	II-8-3
8.3.1	代替火力発電所の年間費用	II-8-3
8.3.2	販売可能電力量	II-8-4
8.3.3	Poechos および Curumuy 発電所の年間便益	II-8-4
8.3.4	経済評価の結果	II-8-4
8.4	電力コスト	II-8-6
8.5	敏感度の検討	II-8-7
8.5.1	燃料価格を1979年6月末日価格とした場合の Poechos, Curumuy 発電所の経済性	II-8-9
8.5.2	物価上昇率を燃料9%、その他7%とした場合	II-8-9
8.5.3	金利を6%および8%とした場合	II-8-9
第9章	融資返済計画	II-9-1
9.1	検討の目的	II-9-1
9.2	物価上昇についての考慮	II-9-1
9.2.1	一般的物価動向	II-9-1
9.2.2	Study に適用する価格上昇率	II-9-3
9.3	Probableな総工事費見積り	II-9-4
9.4	営業収支	II-9-5
9.4.1	営業収益(販売電力収入)	II-9-5

9.4.2	営業費用	Ⅱ-9-15
9.4.3	返済源資（利益＋支払い利息＋減価償却）	Ⅱ-9-16
9.5	建設資金の許容借入条件の限度	Ⅱ-9-16
9.5.1	一般的融資条件の検討	Ⅱ-9-17
9.5.2	返済源資と返済期限の関係についての検討	Ⅱ-9-17
9.5.3	内部収益率基準の場合の返済期限および許容金利の限度	Ⅱ-9-21
9.5.4	返済猶予期間についての検討	Ⅱ-9-23
9.6	融資返済計画	Ⅱ-9-33
9.6.1	火力基準の場合又は内部収益率10%基準の場合	Ⅱ-9-33
9.6.2	内部収益率7%基準の場合	Ⅱ-9-33
9.7	結論	Ⅱ-9-33
第10章	今後の調査	Ⅱ-10-1
10.1	需要想定に関する調査	Ⅱ-10-1
10.2	地質および地形調査	Ⅱ-10-1
10.2.1	地質関係調査	Ⅱ-10-1
10.2.2	地形調査	Ⅱ-10-1

## APPENDIX

A - 1	電力供給対象地区の需要想定値（地区別詳細）……………	A - 1
A - 2	Poechos , Curumuy 水力発電計画地点の設計地震々度の検討……………	A - 9
A - 3	Poechos 水力発電に利用する既設 Poechos ダム堤底放流 設備の安定の検討……………	A - 17
A - 4	総工事費の全額を政府金融機関より調達し得た場合の融資返済 計画、並びにその際の適用料金について……………	A - 29
A - 5	収 集 資 料……………	A - 37

## LIST OF FIGURES

- Fig. - 1 Key and Location Map
- Fig. - 2 General Layout of Project Area
- Fig. - 3 Max. Demand and Installed Capacity of Interconnected Piura System
- Fig. - 4 Typical Load Curve of Interconnected Piura System
- Fig. - 5 Typical Load Curve: Piura - Sullana System
- Fig. - 6 Typical Load Curve: Bajo Piura
- Fig. - 7 Typical Load Curve: Alto Piura
- Fig. - 8 Typical Load Curve: San Lorenzo
- Fig. - 9 Daily Load Curve (1960-1977) (EPPSA System)
- Fig. - 10 Isohyetal Map of Annual Average Rainfall (1959-1975)
- Fig. - 11 Morphological Province of Peru
- Fig. - 12 General Geological Map of Project Area
- Fig. - 13 Seismic Records in Project Areas (1962 - 1971)
- Fig. - 14 Poechos Power Station Geological Plan and Profile
- Fig. - 15 Curumuy Power Station Geological Plan
- Fig. - 16 Curumuy Power Station Geological Profile
- Fig. - 17 Curumuy Power Station Geologic Log of Drill Hole (1-8) - (8-8)
- Fig. - 18 Economic Comparison of Alternative Plans for Poechos Power Station
- Fig. - 19 Poechos: B/C, B-C Curve
- Fig. - 20 Curumuy: B/C, B-C Curve
- Fig. - 21 Typical Load Curve Interconnected Piura System
- Fig. - 22 Regulating Capability of Chira-Piura Canal
- Fig. - 23 Curumuy Regulating Pondage Capacity Curve
- Fig. - 24 Poechos Power Station General Plan
- Fig. - 25 Poechos Power Station Penstock and Power House Plan
- Fig. - 26 Poechos Power Station Penstock Profile and Section
- Fig. - 27 Poechos Power Station Powerhouse Sections
- Fig. - 28 Poechos Power Station Powerhouse Plan (EL. 65.30 - 69.80) (2-1)
- Fig. - 29 Poechos Power Station Powerhouse Plan (EL. 57.30 - 60.80) (2-2)
- Fig. - 30 Poechos Power Station Tailrace Plan and Profile
- Fig. - 31 Poechos Power Station Tailrace Sections

- Fig. - 32 Poechos Power Station Powerhouse Access Road Plan and Sections
- Fig. - 33 Poechos Power Station Construction Schedule
- Fig. - 34 Curumuy Power Station General Plan
- Fig. - 35 Curumuy Power Station Penstock, Powerhouse and Tailrace Plan
- Fig. - 36 Curumuy Power Station Penstock, Powerhouse and Tailrace Profile and Sections
- Fig. - 37 Curumuy Power Station Intake Plan and Profile
- Fig. - 38 Curumuy Power Station Intake Sections
- Fig. - 39 Curumuy Power Station Regulating Reservoir Plan
- Fig. - 40 Curumuy Power Station Regulating Reservoir Sections
- Fig. - 41 Curumuy Power Station Regulating Reservoir Drainpipe Plan and Sections
- Fig. - 42 Curumuy Power Station Powerhouse Sections
- Fig. - 43 Curumuy Power Station Powerhouse Plan (EL. 24.40 - 31.00) (2-1)
- Fig. - 44 Curumuy Power Station Powerhouse Plan (EL. 18.80 - 20.80) (2-2)
- Fig. - 45 Curumuy Power Station Construction Schedule
- Fig. - 46 Poechos Power Station Single-Line Diagram
- Fig. - 47 Poechos Power Station Arrangement of Switchyard Equipment
- Fig. - 48 Curumuy Power Station Single-Line Diagram
- Fig. - 49 Curumuy Power Station Arrangement of Switchyard Equipment (1-2), (2-2)
- Fig. - 50 Existing Transmission Line Systems in Plura Department
- Fig. - 51 Transmission System
- Fig. - 52 Transmission Line Route Map
- Fig. - 53 Transmission Line Tower and Concrete Pole Configuration (1-2), (2-2)
- Fig. - 54 Sullana Sub Station Single-Line Diagram
- Fig. - 55 Sullana Sub Station Arrangement of Sub Station Equipment
- Fig. - 56 Telecommunication System Diagram
- Fig. - 57 Telecommunication Circuit Diagram
- Fig. - 58 Piura-Sullana Transmission Line System at 1980
- Fig. - 59 Impedance Diagram in 1983
- Fig. - 60 Power Flow (MW, MVAR) and Voltage Regulation (%V, deg.) in 1983 (1-2)
- Fig. - 61 Power Flow (MW, MVAR) and Voltage Regulation (%V, deg.) in 1983 (2-2)

- Fig. - 62 Short Circuit Capacity (MVA, A) in 1983
- Fig. - 63 Evaluation of Standard Crude Oil Price
- Fig. - 64 Yearly Electricity Price with an Internal Rate of Return of 10%
- Fig. - 65 Repayment Deadline and Scope of Allowable Interest Rate (1-2), (2-2)
- Fig. - 66 Ranges of Repayment Periods and Allowable Interest Rates on Loan from Government Financing Organ



## 第 I 部 緒論および結論と勧告



## 第 I 部

### 第 1 章 緒 論



# 第 1 章 緒 論

1.1 経 緯 .....	[ - 1 - 1
1.2 報告書の目的と範囲 .....	[ - 1 - 1
1.3 既往の調査 .....	[ - 1 - 2
1.4 基礎資料 .....	[ - 1 - 3
1.5 現地調査と国内作業 .....	[ - 1 - 3
1.5.1 現地調査 .....	[ - 1 - 3
1.5.2 国内作業 .....	[ - 1 - 3



# 第 1 章 緒 論

## 1.1 経 緯

Peru 共和国の北端に近い Piura 県の Piura 市（人口約 13 万人）から北に約 50 Km の地点に、1977 年、かんがい計画に基づく Chira 川の Poechos 大ダム（堤長 9 Km, 高さ 48 m, 貯水容量 10.0 億  $m^3$ ）が農業省により建設された。このダムに設けられた Chira 川用かんがい放流管の末端を分岐して水車、発電機を設けると、7.6 MW の発電が可能である。また、Poechos 貯水池の水を 54 Km 導水し Piura 川に分水する水路が完成しているが、その末端に落差工が設けられており、そこにピーク用調整池、鉄管路、水車、発電機を設けると 9.0 MW の電力が得られる。

前者を Poechos 水力発電計画、後者を Curumuy 水力発電計画という。

現在、Piura 県の送電線系統は、Lima 市を中心とする中央系統とは送電連系されておらず単独系統として高価なディーゼルおよびガスタービン発電のみで約 110 MW の電力需要を賄っている。しかしながら、年率 8～9 % で増加する電力需要に対し、供給設備の増強が遅れ県内の各地域共、計画停電による電力制限が実施されている。この電力不足の現状を改善し、将来の需要の伸びに対応するため、また高価なディーゼル燃料の節約のためにも、Poechos、Curumuy 両水力発電計画の早期実施が望まれている。

このような電力事情を背景に、Peru 共和国動力鉱山省（Ministerio de Energía y Minas、以下 MEM と称す。）および Peru 電力公社（Empresa Pública de Electricidad del Peru、以下 ELECTROPERU と称す。）は、両水力発電計画の調査を電力開発の計画設計を担当している電力企画庁（Instituto de Investigaciones Energéticas y Servicios de Ingeniería Eléctrica、以下 INIE と称す。）に指示すると共に、1978 年 12 月 21 日、日本政府に対し、本プロジェクトのフィジビリティ調査を要請した。

この要請に応じて日本政府は、その実施を国際協力事業団（Japan International Cooperation Agency、以下 JICA と称す。）に委託した。これに対し JICA は 8 名の専門家からなる調査団を編成し Peru 共和国に派遣した。

調査団は、1979 年 2 月 25 日から 3 月 29 日までの間、INIE 技術陣と共に計画地域ならびに関連地域の調査を行ない、帰国後 1979 年 4 月 1 日より 1979 年 11 月末日までの間現地で収集された資料および MEM、ELECTROPERU および INIE との打合せに基づいて本報告書を作成した。

## 1.2 報告書の目的と範囲

Poechos ダム（Peru 共和国首都 Lima 市北北西約 900 Km に位置する Piura 県 Piura 市

の北方 50 Km 地点に建設されているダム) 右岸の Chira 川用堤底放流管の末端近くに予定されている Poechos 水力発電計画および、Poechos ダムの左岸に設けられた分水用取水口から 54 Km の開渠で導かれ Piura 川に分水している既設水路終端部の Curumuy 落差工近くに予定される Curumuy 水力発電計画についてフィジビリティ・レベルの検討を行うことを目的とする。

検討範囲は次のとおりとした。

- (1) 両水力発電計画の位置および、規模を考慮した電力供給区域を対象とする電力需要想定。(1992 年まで)
- (2) Poechos 水力発電計画に関する既設放流管からの分岐設備、水圧鉄管路、発電所、放水路、既設かんがい水路との連絡水路、発電所から既設 Sullana 変電所に至る送電線 (66 kV, 1 cct., 33 Km) およびこの変電所への引込み設備についての技術的事項。
- (3) Curumuy 水力発電計画のための既設 Chira ~ Piura 分水路からの取水設備、調整池、水槽、鉄管路、発電所、放水路および、発電所より既設 Piura ~ Sullana 間送電線 (66 kV, 1 cct., 33 Km) までの送電線 (66 kV, 1 cct., 4 Km) についての技術的事項。
- (4) 両水力発電所、既設 Sullana 変電所、および既設 Piura 市発電所の 4 地点を結ぶ通信設備についての技術的事項。
- (5) 両水力発電所および付属設備 (上記 (2), (3), (4) に含まれる設備) の建設工事費。
- (6) 両水力発電計画の経済性。
- (7) 両水力発電計画についての融資返済計画。

### 1.3 既往の調査

今回の調査対象である Poechos, Curumuy 水力発電計画については、1968 年 International Engineering (IECO) が実施した Chira ~ Piura かんがい計画 フィジビリティ調査の報告書のなかにプレリミナリー・レベルで触れられたのが最初である。

次に、ENERGOPROJEKT (Yugoslavia) が 1971 年から Chira ~ Piura かんがい計画の実施計画をたてたが、その中でも前記と同じレベルでこの発電計画につき検討している。

1976 年、MEM の電気総局 (Dirección General de Electricidad) は "Chira ~ Piura かんがい計画にともなう水力発電" (Sistema Hidroeléctrico Chira ~ Piura, Proyecto Hidroeléctricos) についての報告書を作成している。

また、1977 年より、両水力発電計画に関する基礎的事項 (地質、地形、電力需要、基本計画) についての調査が INIE によって開始され今日に至っている。

#### 1.4 基礎資料

本計画の検討に必要な電力需要想定関係資料，地質図，地形図，水文資料，経済関係資料を現地調査期間中に INIE を通じ，また直接 Piura 電力会社 ( Empresa de Energía de Piura. 以下 EEP SA と称す。 ) その他の機関から入手した。それらの資料リストは Appendix - 5 に示すとおり。

#### 1.5 現地調査と国内作業

##### 1.5.1 現地調査

両水力発電計画のフィジビリティ・スタディのための現地調査は，1979年2月25日から同年3月29日までの33日間にわたり行われた。調査団は8名の専門家により構成され，それぞれ下記の専門分野を担当した。

	氏名	担当	所属
団長	野崎次男	総括	電源開発協
団員	小金井久芳	技術協力	通商産業省
"	加藤光正	土木	電源開発協
"	満田稔彦	"	"
"	浅野博	地質	"
"	吉野純隆	電気	"
"	佐藤博文	経済	"
"	大橋英雄	業務調整	国際協力事業団

##### 1.5.2 国内作業

調査団は帰国後1979年4月1日から1979年11月30日まで，両水力発電計画について，解析，検討を行い，本報告書を作成した。また調査団長野崎次男は1979年10月30日より1979年11月13日まで，中間報告書を携え MEM, ELECTROPERU および INIE を訪問し，検討結果の説明および最終調整を行った。なお INIE の Ing. Julio Bustamante, Ing. Eugenio Lindo の2名は，両水力発電計画の報告書作成作業過程における解析，検討に参画するため来日し約1ヶ月間滞在した。



## 第 I 部

### 第 2 章 結論と勧告



## 第 2 章 結 論 と 勸 告

2.1 結 論 .....	1 - 2 - 1
2.2 勸 告 .....	1 - 2 - 5



## 第2章 結論と勧告

### 2.1 結論

- (1) Poechos, Curumuy 両水力発電計画における発主電力の供給対象地域は両水力発電計画地点の位置およびその規模から、現在ある Piura - Sullana 電力系統地域を主体とし、さらに、その近隣地域である Bajo Piura, Alto Piura, San Lorenzo 地区を加えた 4 地域とする。

なお 1979 年, 1983 年, および 1992 年における電力供給対象地域の電力需要想定値は Table I-2-1 に示すとおりである。

Table I-2-1 Load Forecasts for Energy Supply Areas

	1979		1983		1992	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Piura - Sullana	24.4	117.6	31.9	159.3	71.1	397.4
Bajo Piura	1.2	2.2	1.4	2.6	2.4	4.8
Alto Piura	2.6	4.7	5.1	8.4	9.1	15.3
San Lorenzo	1.3	2.9	2.8	5.3	4.8	9.6
<b>Total</b>	<b>29.5</b>	<b>127.4</b>	<b>41.2</b>	<b>175.6</b>	<b>87.4</b>	<b>409.1</b>

- (2) 電力供給対象地域の需要の伸びに対応する安価な電力の供給および既設のディーゼル発電機の高価な燃料節約のため出来る限り早期に開発すべきである。従って、実施設計、融資交渉、建設のそれぞれの期間を最も短縮した行程を考慮して Poechos, Curumuy 発電所の運開時期をそれぞれ 1983 年 6 月および 1983 年 4 月とした。
- (3) 発電所構造物の基礎地盤については、Poechos 発電所の場合は全ての主要構造物が、構造物を支えるに十分なる支持力を持つ岩盤上に築造されるので本計画に問題点はない。また Curumuy 発電所の主要構造物は全て砂層の上に築造されることになるが、今回、調査団が現地において実施したボーリングおよび標準貫入試験等の地質調査の結果、この砂層は比較的コンパクトであり、地盤の許容支持力を考慮した設計を行うことにより構造物の安定を確保できると判断した。
- 但し、実施設計にあたっては、同地点のボーリング、標準貫入試験の追加調査、透水試験および粒度試験を実施し、地盤の許容支持力の確認、液状化の可能性、地下水位以下の掘削工法の選定等について慎重な解析、検討が必要である。
- (4) Poechos 水力発電所の開発規模は各種規模の代案を比較検討の結果、設備出力、常時尖頭出力共に 7,600 kW が最も適当である。

この場合、主要構造物は既設 Poechos 堤底放流管に設ける分岐管、導水鉄管路（径3.4 m～2.5 m、長さ71.0 m）、カプラン水車（4,000 kW×2台）を有する地上式発電所、および発電後の水を Chira 川および Miguel Checa かんがい水路に分水する放水路（延長102.0 m）である。

- (5) Curumuy 水力発電所の開発規模は各種規模につき比較検討の結果、設備出力、常時尖頭出力共に9,000 kWが最も適当である。

この場合、主要構造物は上部調整池（調整容量102,000 m<sup>3</sup>）、水槽、鉄管路（内径2.4 m（2条）、長さ160.0 m）、カプラン水車（4,750 kW×2台）を有する地上式発電所および放水路（延長24.0 m）である。

- (6) Poechos、Curumuy 両水力発電計画の実施に要する工事資金（-フィジビリティ調査までに要した費用は除く）は、報告書作成時点の見積りで合計32,632,000 us\$でありその内訳は Table I-2-2 に示すとおりである。

Table I-2-2 Total Construction Cost

Unit: US\$

	Foreign Currency	Local Currency	Total
Poechos Power Station	9,994,000	5,332,000	15,326,000
Curumuy Power Station	9,187,000	8,119,000	17,306,000
Total	19,181,000	13,451,000	32,632,000

- (7) Poechos および Curumuy 発電計画につき、代替ディーゼル発電との経済比較の結果は Table I-2-3 に示すとおりである。

Table I-2-3 (B/C), (B-C) by Heavy Oil Price and by Interest Rate

Heavy Oil Price	March 1979 Price			July 1977 Price
	10%	8%	6%	10%
Interest Rate				
Poechos Power Station				
Benefit-cost ratio (B/C)	1.09	1.25	1.46	1.39
Surplus benefit (B-C) US\$	171,000	393,000	430,000	731,000
Curumuy Power Station				
Benefit-cost ratio (B/C)	1.09	1.24	1.46	1.37
Surplus benefit (B-C) US\$	180,000	597,000	659,000	783,000

便益費用比 (B/C) 並びに超過便益 (B-C) 共に代替ディーゼル発電に比し Poechos, Curumuy 発電計画は有利であり, この計画がフィジブルであることを示している。

また, インフレを考慮して, 重油価格 (ディーゼル燃料) を年率 9%, その他の物価が 7% で上昇するものとし, 利率を 10% とした場合の便益費用比 (B/C), および超過便益 (B-C) は Table I-2-4 に示すとおりである。

Table I-2-4 (B/C), (B-C)

	Considering Inflation	
	Benefit-Cost Ratio B/C	Surplus Benefit B-C (US\$)
Poechos Power Station	2.14	3,513,000
Curumuy Power Station	2.18	3,916,000

なお, Poechos, Curumuy 発電所の発電原価を利率別に示すと Table I-2-5 のとおりである。

Table I-2-5 Energy Generating Costs by Interest Rate

Unit: US\$/kWh

Interest Rate	10%	8%	6%
Poechos Power Station	0.038	0.033	0.027
Curumuy Power Station	0.041	0.034	0.028

(8) 融資返済計画の検討結果は下記のとおりである。

a) 物価上昇についての配慮

世界銀行による将来の物価上昇予測と, 1970年以降の主要諸国の物価上昇実績とを対照し, 検討した結果, 融資返済計画に適用する物価上昇率を Table I-2-6 のとおり定めた。

Table I-2-6 The Commodity Price Escalation Rate

Unit: %

Forecast	Equipment	Civil Works	Personnel Costs	Operation, Maintenance	Electricity Charge
Upper Estimate	8.3	11.8	11.8	9.0	10.2
Basic Estimate	7.0	10.0	10.0	7.6	8.6
Lower Estimate	5.7	8.2	8.2	6.2	7.0

b) 物価上昇を考慮した所要総工事費

1979年価格での総工事費は(6)項に示したように, 3,263,200 US\$であるが, 物

価上昇を考慮すると、建設資金の総所要調達額は次のように予想される。

Upper 予測	4 2,3 9 0,0 0 0 us\$
Basic 予測	4 0,9 0 5,0 0 0 us\$
Lower 予測	3 9,4 5 5,0 0 0 us\$

### C) 売電単価に対する考察

本プロジェクトの範囲は発電設備と送電線である。したがって、配電費を含む末端需要家渡しの電気料金を以って本プロジェクトの売電収入を見積ることは出来ないで、60kV変電所渡しの売電単価を別途想定することとする。この場合の売電単価の上限は、代替火力の電力供給原価と考えられる。1979年3月価格によるこの供給原価は、109 us\$/kW, 0.0264 us\$/kWh, したがって、変電所渡し電力15,640 kW, 年間電力量100,300 MWhのときの総合単価は0.0434 us\$/kWhとなる。これに対しPiura市の既設ディーゼル発電所による売電単価は、Peru政府の物価政策により0.035 us\$/kWh前後に決められており、発電所の修理、償却等が困難な状況にある。

Poechos, Curumuy発電計画の可能売電単価をみると、前記代替火力の供給原価が最高限度となり、また燃料が年8.6%で上昇するものとする、年度別売電単価は下記のとおりとなる。

1979年	0.0434 us\$/kWh
1983年	0.0604 us\$/kWh
1992年	0.1008 us\$/kWh
2002年	0.1991 us\$/kWh

上記の売電単価を適用して運転開始後20年間の財務分析を行うと、稼働資産の未償却残高に対する年平均収益率(内部収益率)は28%にのぼるので非常に高く現実的でない。

公益事業としての電気事業は通常内部収益率が7~10%が適正基準とされている。今10%の内部収益率を基準とすると適用売電単価は運開後20年間の平均で0.0597 us\$/kWh (Basicの物価上昇予測)である。

また下限として内部収益率を7%としてみると運開後20年平均で0.0477 us\$/kWh (Basicの物価上昇予測)となり、年度別にこの単価をみると下記のとおりとなる。

1983年	0.0377 us\$/kWh
1992年	0.0455 us\$/kWh
2002年	0.0622 us\$/kWh

上記の1983年の単価はほぼ現在のPiura市の政策的に決められている安価な電力

料金と同じレベルである。

d) 融資返済計画の検討結果

建設資金の融資を受け、これを売電収入のみで返済するための借款条件は売電単価の如何によって左右される。

今ここに内部収益率を10%（売電単価0.0597 us\$/kWh）とした場合、並びに7%（売電単価0.0477 us\$/kWh）とした場合につき検討した結果、

10%の場合は、

総工事費の25%を金利10%、返済期間10年とし、75%を金利4.5%、返済期間

13年以上とすることにより融資返済計画は赤字が出ないように設定出来る。

また、7%の場合には、

総工事費の100%を金利4.5%、返済期間20年で赤字の出ない融資返済計画の設定が可能となる。

上記のことから、政策的に決められているとはいえ、現在のPiura市の電力料金より高い売電単価となることは好ましくないで、現在の電力料金とほぼ同じに設定できる金利4.5%、返済20年の条件で全額の融資を受けることが最も望ましい。

## 2.2 勸告

上記結論に基づき以下のとおり勧告する。

- (1) 現在のPiura県の電力需要並びに電力設備の状況からみて、本計画は早急に実現されるべきである。

そのためには直ちに実施設計を開始し、1983年の中頃までにはこれらの発電所が運開となるよう、入札書類などの作成を1980年末までには完了すること。

- (2) この報告書に基づき、両水力発電計画の実施に要する資金を本報告書で示したような融資条件により調達すること。



## 第I部

### 第3章 Peru共和国の一般事情



### 第 3 章 Peru 共和国の一般事情

3.1	地	理	.....	1-3-1		
3.2	気	候	.....	1-3-1		
3.3	人	口	.....	1-3-1		
3.4	経	済	動	向	.....	1-3-2
3.5	電	力	.....	1-3-3		



## 第3章 Peru共和国の一般事情

### 3.1 地 理

Peru共和国は、南米大陸西北部の太平洋に面した国であり、南緯 $0^{\circ}21'$ ～ $18^{\circ}21'$ 、西経 $68^{\circ}39'$ ～ $81^{\circ}20'$ に位置している。国土の総面積は、約129万Km<sup>2</sup>で日本の約3.3倍あり、南米諸国のうちでは第3位の広さをもっている。

Peru共和国の地形はきわめて変化に富んでおり、海岸地帯(Costa)、山岳地帯(Sierra)、密林地帯(Selva)と呼ばれる非常に対照的な3つの地域に大別される。

海岸地帯は、太平洋岸に沿って幅50～100Km、長さ2,500Kmにわたって続いており、年間を通じてほとんど降雨をみない。また山岳地帯はこの海岸地帯の東側に位置し、海拔1,200～6,800mにおよぶ山々がAndes山脈を形成している。それらが西部、中央、東部山脈と呼ばれる3つの主山脈を形成し、西北から東南の方向に縦走しているのが見られる。これらの山脈は互いに近接し、その間をAmazon上流のMarañon河、Aprimac河またSanta河などが深い溪谷をつくって流れており、ときには横断してけわしい横谷をつくっている。また密林地帯はAndes山系の東側裾野から東部国境に至る地域で、全土の約50%を占め一面大森林に覆われている。とくに、東北部はAmazon上流の流域として広大な平地が開けている。

### 3.2 気 候

Peru共和国の気候は、地形的区分にしたがってまったく異なった様相を呈している。まず海岸平野は海岸に沿って南から北へ冷たいHumboldt海流が流れているため、他の同緯度の国と比べると意外に気温が低い。首都Limaの年間降雨量は40mm程度にすぎず、したがって海岸平野は人工灌漑によるオアシス以外はすべて砂漠で、海岸は世界有数の乾燥地帯となっている。内陸部の海拔1,000～2,000mの高地では標高が高くなるので気温は低く天気もよく乾燥している。海拔4,000m以上のAndesの高山地帯はさらに気温が低く、降雨量も多く冬季は雪やひょうを見ることがあり、5,000m以上の高山になると万年雪に覆われ氷河が発達している。

Andes東斜面からAmazon上流の低地にかけては気温も高く、降雨量も多く熱帯雨林、すなわちジャングルとなっている。

### 3.3 人 口

1976年に於ける総人口は1,520万人である。1965～1976年迄の年間人口増加率は2.9%の高率を示している。人口密度は1Km<sup>2</sup>あたり11.8人である。また、人種構成は純粋

のインディオが50%、混血(メスティーソ)39%、純粋の白人およびその他11%と推定されている。

Table I-3-1 Trend in Population of Peru (1966 - 1976)

(unit: 10 <sup>3</sup> Habltants)											
Year	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Population	11,428.9	11,760.4	12,101.4	12,452.4	12,813.6	13,185.1	13,572.0	13,952.0	14,355.2	14,770.0	15,197.3

Source: ANUARIO DE ESTADISTICA ELECTRICA 1976.  
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

### 3.4 経済動向

ペルーは過去5年来、国際収支の悪化とインフレの昂進に悩まされ、不安定な経済状態から脱しきれずに苦慮している。1975年から1978年前半にかけて、いくたびか内需抑制、財政均衡、輸出刺激を含む措置をとってきたのだが、満足な効果をあげていない。

因に最近の国内総生産および輸出の動向については Table I-3-2 に示す通りである。

Table I-3-2 Composition of Gross Domestic Product

(unit: 10 <sup>6</sup> Soles)					
	1973	1974	1975	1976	1977 (estimated)
Cattle-breeding and Agriculture.	38,356	39,422	39,816	41,130	41,152
Fishery	2,276	3,093	2,623	3,145	2,897
Mining	20,276	21,026	18,734	20,401	26,501
Manufacturing	71,595	76,965	80,582	83,966	78,844
Construction	13,055	15,927	18,603	18,082	16,690
Electricity, Gas and Water Supply	3,138	3,430	3,529	3,568	3,861
Property of Housing	11,046	11,388	11,730	12,082	12,444
Government	22,557	23,076	24,114	24,596	25,285
Others	101,905	109,552	114,298	116,589	112,055
Total	284,384	303,879	314,029	323,559	319,729

(Source: Ministerio de Energia y Minas)

### 3.5 電 力

Peru 共和国の電気事業は 1972 年 ELECTROPERU が設立されたことにより、それまで国営、公営、私営の一般電力供給、並びに工場等の自家発と分かれた事業形態にあったものが、一般電力供給についてはこの ELECTROPERU に統合され国営の一貫した組織として変更されつつある。また自家発を有する業者としては、鉱山、農業関係の大企業のものおよび非常に多くの小規模なものが全国各地にある。

MEM 発行の 1976 年電力統計年鑑によれば、1976 年に於ける全発電設備は 2,515.9 MW であり、そのうち水力発電は 55.88% に相当する 1,405.8 MW であり、火力発電は 44.12% の 1,110.1 MW である。また、一般電力供給事業と自家発電とに分類するならば一般電力供給は 1,495.0 MW で全体の 59.42% を占め、自家発電は 1,020.9 MW で 40.58% に相当する。

また水、火力別の全発電設備出力の推移を Table I-3-3 に示す。

Table I-3-3 Evolution of Installed Capacity

	(Period: 1966 - 1976)					(Unit: MW)	
Year	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
Hydraulic	772.2	870.9	915.1	918.6	922.6	989.2	1,056.8
Thermal	651.5	688.1	691.4	733.8	754.5	807.5	873.2
Total	1,423.7	1,559.0	1,606.5	1,652.4	1,677.1	1,796.7	1,930.0

Year	1973	1974	1975	1976
Hydraulic	1,278.3	1,388.0	1,397.3	1,405.8
Thermal	875.6	876.8	961.5	1,110.0
Total	2,153.9	2,265.7	2,358.8	2,515.8

(Source: Ministerio de Energia y Minas)

年間発主電力量については、1976 年には 7,911 GWh に達しており、前年度と比較して 5.6% の増加をみせている。また、1976 年に於ける年間発主電力量のうち 73.29% の 5,798 GWh は水力発電によるもので、火力発電による電力は全体の 26.71% で 2,113 GWh である。

一方、1976 年に於ける Peru 共和国国土の年間消費電力量は 7,911.1 GWh となっており、前年度実績と比較して、5.6% の増加をみせている。これを人口一人当たりで見ると 520 kWh/年となる。

また、用途別年間消費電力量 (1976 年) は Table I-3-4 に示す通りである。

Table I-3-4 Consumption of Electric Energy in 1976

SECTOR	(GWh)	(%)
Public Lighting	332.0	4.20
Resident	1,353.8	17.11
Commercial	266.8	3.37
Industry	2,269.5	28.69
Agriculture	292.9	3.70
Mining	1,957.8	24.75
Fishery	67.7	0.86
General Uses	337.7	4.27
Losses	909.9	11.50
Others	123.0	1.55
Total	7,911.1	100.00

(Source: Ministerio de Energia y Minas)

第II部 Poechos, Curumuy水力発電計画調査  
(フィジビリティ・スタディ)



## 第II部

### 第1章 需要想定



## 第1章 需要想定

1.1 Piura 県の電力事情 .....	II-1-1
1.1.1 一般 .....	II-1-1
1.1.2 電力需給の現状 .....	II-1-2
(i) Piura～Sullana 地区 .....	II-1-2
(ii) Bajo Piura 地区 .....	II-1-6
(iii) Alto Piura 地区 .....	II-1-7
(iv) San Lorenzo 地区 .....	II-1-7
1.2 需要想定 .....	II-1-7
1.2.1 供給地域 .....	II-1-7
1.2.2 需要想定の基本となる考え方および想定期間 .....	II-1-8
1.2.3 需要想定 .....	II-1-9
1.3 需給バランス .....	II-1-13
1.3.1 需給バランスの基本となる検討条件 .....	II-1-13
1.3.2 日負荷曲線 .....	II-1-18



# 第1章 需 要 想 定

## 1.1 Piura 県の電力事情

### 1.1.1 一 般

Piura 県は、Peru 共和国の北端に位置し、県の北端の一部は Ecuador との国境に接している。県の西部は砂漠地帯が、太平洋岸にそって 100 ~ 150 km の巾で広がっている。また東部は Andes 山脈の西側斜面および山麓地帯である。

居住地域は、太平洋岸の Talara, Paita, Bayobar 市とその周辺の海岸地帯および、Andes 山脈の西側斜面を源流として流下する Chira, Piura 川のかんがいによる農耕地帯や両河川の支流に点在している。

1972 年における同県の人口は約 855,000 人でその内の約、444,000 人が上記居住地帯の都市部に集まり、残り約 411,000 人が都市部周辺およびその他の地方地域に分散し居住している。

Piura 県の発電設備は 1976 年現在、約 1084 MW である。

また需要規模が小さく居住地域が分散していることから、送配電線網の拡充、連系がほとんどなされておらず、各都市ごと、各居住地域ごとに発電、配電が行われている。

将来この地域の電力設備拡充については、現在建設中の Lima - Chimbote, 220 kV 送電線が Turjillo, Chiclayo および Bayobar を経由し Piura まで延長され、1990 年頃までには全国連系送電線網に含まれる計画である。従って、それまでの約 10 年間は現在と同様、単独系統として運営されることになる。Piura 県の 1976 年における発電設備について一般供給用 (ELECTROPERU, 地方電力会社および市町村)、自家用 (私企業) 別、水、火力別に分類すれば Table II - 1 - 1 に示すとおりである。

Table II-1-1. Installed Capacity (kW)

	Hydro	Thermal	Total
Public utility	400	36,347	36,747
Private	0	71,636	71,636
Total	400	107,983	108,383

また、1976 年における公営、自家用別および業種別の発電所数、設備出力を Table II - 1 - 2, II - 1 - 3 に示す。

Table II-1-2. Number of Power Stations and Installed Capacities (kW) of public utilities

	Power Station	Installed Capacity
ELECTROPERU	16	19,139
Other Power Companies	2	17,098
Municipal	12	510

Table II-1-3. Number of Private Power Stations and Installed Capacities (kW)

	Power Station	Installed Capacity
Mining	15	5,129
Agriculture	4	46
Manufacturing	2	938
Petroleum	3	56,596
Fishing	8	8,509
Services	10	1,536

#### 1.1.2 電力需給の現状

前項 1.1 でも述べたとおり、現在の Piura 県の電力供給は各地域ごとに行われており、Poechos, Curumuy 水力発電計画による発生電力は、その出力および送電線網の拡充状況から、両計画地点に最も近い送電線、すなわち Piura ~ Sullana 間の送電線を通じて Piura, Sullana およびその近隣地域に送電される。

次に Poechos, Curumuy 両水力発電計画における電力供給対象地区について、電力需給の現状を述べる。

##### (i) Piura ~ Sullana 地区

本県で最も大きい需要地で、県庁所在地である Piura 市を中心に Sullana, Catacaos, Querecotillo およびこれらの周辺地域に電力を供給している。また送電線も当地区が最も拡充されており、Piura ~ Sullana 間、33.0 km、および Piura ~ Catacaos 間 20.0 km が 66 kV 送電線で連系されている。

この地区における 1960 年から 1976 年までの最大電力需要および電力量を Table II - 1 - 4 に、また Piura 市の電力需要者別の消費内訳を Table II - 1 - 5 に示す。

Table II-1-4. EEP  
Energy Supplied and Maximum Power Demand  
Period: 1960 - 1976

Year	Piura	Catacaos	Sullana	Quere- cotillo	Loss and Private Company	Energy Supplied (kWh)	Max. Power Demand (kW)
1960	5,077	-	-	-	-	5,077	1,610
1961	7,281	-	-	-	-	7,281	2,290
1962	8,375	-	-	-	-	8,375	2,500
1963	9,898	-	-	-	-	9,898	2,890
1964	11,408	-	-	-	-	11,408	3,000
1965	17,262 (*)	-	-	-	-	17,262	5,000
1966	21,357 (*)	-	2,868	-	952	25,177	6,720
1967	22,038 (*)	-	8,069	108	1,810	31,917	7,600
1968	22,998 (*)	-	7,990	391	810	32,189	8,300
1969	20,365	5,549	6,365	415	985	33,679	8,260
1970	21,459	5,412	6,457	408	1,139	34,875	8,420
1971	23,392	4,615	6,378	354	1,119	35,849	9,140
1972	24,888	3,903	7,735	419	1,352	38,297	8,920
1973	24,367	4,596	8,033	449	6,530	43,975	10,800
1974	28,242	3,878	8,221	514	7,030	47,885	9,950
1975	33,886	5,208	8,715	601	6,441	54,851	12,750
1976	44,790	4,459	10,119	741	8,479	68,588	13,850

\* Includes Catacaos

Table II-1-5. Piura City  
 Energy Consumption by Type of Use (MWh)  
 Period: 1960 - 1976

Year	Street Lighting	Residential	Commercial	Other	Manu- facturing	Water Pump-up	Net Consumption	Loss	(%)	Total Consumption
1960	604	1,547	837	586	936	-	4,510	567	11.16	5,077
1961	764	1,859	971	775	2,000	-	6,459	822	11.28	7,281
1962	872	2,201	1,087	933	2,517	-	7,610	765	9.13	8,375
1963	924	2,598	1,218	1,301	2,902	-	8,943	955	9.64	9,898
1964	879	2,960	1,304	1,440	3,764	-	10,347	1,061	9.30	11,408
1965	920	3,542	1,426	1,553	5,875	-	13,316	*		
1966	1,076	4,211	1,488	1,807	7,171	-	15,753	*		
1967	1,090	4,830	1,519	1,723	6,941	-	16,103	*		
1968	1,268	5,507	1,533	1,825	6,715	-	16,848	*		
1969	1,436	6,279	1,567	2,306	6,737	-	18,325	2,040	10.01	20,365
1970	1,711	6,881	1,622	2,274	6,681	-	19,169	2,290	10.67	21,459
1971	1,723	7,586	1,779	2,434	6,988	-	20,510	2,882	12.32	23,392
1972	1,646	8,876	1,981	2,833	6,070	-	21,406	3,482	13.99	24,888
1973	1,683	9,671	2,276	2,686	8,050	-	24,366	3,479	12.49	27,845
1974	1,715	10,552	2,406	3,272	10,296	-	28,241	2,948	9.45	31,189
1975	1,841	12,943	3,074	3,422	12,585	-	33,886	2,288	6.33	36,173
1976	1,614	14,796	4,121	2,762	17,444	4,052	44,790	4,214	8.60	49,004

\* No data

Piura 地区の過去の電力需要の伸びは、Catacaos - Piura - Sullana 間の連系送電線が完成した 1967 年から 1977 年までが、最大電力において年率 8.1 %、電力量において 9.0 % であった。また 1960 年から 1977 年までの 18 年間でみれば、最大電力が年率 14.7 %、電力量は年率 16.0 % の伸びとなっている。

18 年間の電力需要の伸び率が 1967 年から 1977 年までの伸び率より大きいのは、送電線の連系を開始した時点における系統が Piura 市々街地のみであり、その後 Piura 市の周辺、Sullana、Catacaos と連系され、これらの地区の需要が加わったため、純粋な需要の伸びとは言えない。

一方、この地区の発電設備は、すべてディーゼル発電機で、単機出力 1.4 MW ~ 4.5 MW の小規模な設備である。またこれらの発電設備は、Piura 市内の Piura 発電所に全設備が設置されている。

Table II - 1 - 6 に 1977 年 7 月における Piura 発電所の発電設備概要を示す。

Table II-1-6. Piura-Sullana Area Power Supply Facilities

Generator No.	Manufacturer	Output (kW)
1	Mirrlees	1,360
2	"	1,360
3	"	1,360
4	"	2,300
5	"	2,300
6	"	4,500
7	Alco	2,500
8	"	2,500
9	"	2,500
Total		20,680

Piura ~ Sullana 地区における過去 3 年間 ( 1977 ~ 1979 ) の発電設備の運転状況を次に述べる。

#### 1977 年

この年の 7 月には発電機 3 台が故障修理のため、供給可能出力が 14.71 MW となり、全発電設備出力の約 70 % の稼働率となった。

#### 1978 年

この年の 11 月にはディーゼル発電機 ( General Electric 社製 ) 25 MW 1 台が増設中であつたが、№ 4 ( 23 MW ) および № 7 号機 ( 25 MW ) が故障修理中のため供給可能出力が、15.88 MW となり、約 77 % の設備稼働率となった。

1979年

この年の3月においては、前年末より増設中であったディーゼル発電機2.5 MW 1台およびポータブル・ディーゼル発電機 ( Fiat ) 1.5 MW 2台が運転に入っていたが、№6号機他2台が故障修理中のため、設備出力26.18 MWに対し供給可能出力が16.8 MWとなり、約64%の設備稼働率であった。

この時期における電力需要は、新しい配電線網の拡充および工場の設備拡張により、1977年に約16 MWであったものが1979年には20 MWを越えている。

以上のような電力供給力の不足および供給不安定から現在においても供給制限が行われ、区画ごとに計画停電が実施されている。

この地区の電力供給は、政府資本51%、民間資本49%出資によるEEPSAによって行われている。1978年11月におけるEEPSAの売電量およびその消費種別は、Table II-1-7に示すとおりである。

また、この電力会社の従業員数は、幹部7名、職員48名、その他101名、合計156名であった。

Table II-1-7. Energy Sales of EEPSA and Types of Consumption (November 1978)

Type of Consumption	Energy Sold (kWh)
Street Lighting	124,372
Residential	2,072,650
Commercial	340,338
Industrial	1,916,290
Pumping Station	574,790
Others	588,627
Total	5,617,067

近い将来、このPiura ~ Sullana地区の電力系統に含まれると予想される設備計画および系統連系による需要としては、Sullana市付近のChira川に計画されているPaita - Talara市向けの水道用水ポンプステーション用動力3.2 MW、および同地区の周辺村落 ( La Huaca, Tamarindo, Amotape, Lancones ) との系統連系による需要0.2 MWがある。

(II) Bajo Piura地区

この地区はごく近い将来Piura ~ Sullana地区電力系統と連系される計画となっており、主な需要地はSechura, La Union, Vice, La ArenaおよびBellavistaである。現有発電設備は1.32 MWで、そのうちの約90%はSechuraに設置されている。また、

電力需要は現有の設備容量をはるかに上回っており、早急な電力供給設備の増強が望まれている。またこの地区は、1977年に完成したかんがい用の Chira～Piura 分水路により今迄の水不足が解消し、農業の急速な発展が期待されているのでこれにつれて電力需要もかなり伸びるものと思われる。

#### (iii) Alto Piura 地区

この地区は、Piura～Sullana 地区の東に位置し、主な需要地としては、Chulucanas、Morropon、La Matanza および Buenos Aires 等がある。現有発電設備は 1.2MW で、そのうちの約 70% が Chulucanas に設置されている。この地区も供給力不足で各所にあるかんがい用水ポンプは、ディーゼルエンジンにより運転されており、電化が望まれている。

#### (iv) San Lorenzo 地区

約 20 年前に実施された San Lorenzo かんがい計画により、植民が行われた地区で Sullana 市の北東約 40 km に位置する。

この地区の中心となる集落は Cruceta で、San Lorenzo 地区の監理を行っている。この地区の既開発農耕地は 31,000 ha で、開発可能農耕地は、なお 14,000 ha 残っている。

発電設備は、San Lorenzo 監理事務所関係で 0.85MW のディーゼル発電機を持ち、Cruceta には 24 時間供給、Hualtaco、Malingas、Partidor、San Isidro、Somate-Algarrobo、Valle de los Incas および Valle Hermoso には午後 6 時から午後 11～12 時にかけて時間供給を行っている。また 1 集落として発電設備を持っている所は、Tambo Grande、Las Lomas がある。その他にかんがい用のゲートおよびバルブ操作用の小規模な発電設備がある。

この地区には農産物に関連する加工業の計画がいくつかあり、安価で豊富な電力の供給が望まれている。

## 1.2 需要想定

### 1.2.1 供給地域

Poechos および Curumuy 水力発電計画地点から考えられる主要電力需要地域としては、下記の 4 地区があり、MEM および INIE が推定した 1985 年の電力需要値と計画地点からの距離は、下記のとおりである。

	Distance (km)	Power Demand (MW)
Piura-Sullana	4 - 30	41.0
Complejo Bayobar	120 - 150	146.0
Complejo Pesquero de Paita	70 - 100	6.5
Petroperu (Talara)	80	4.5

上記よりも明らかとなり Piura ~ Sullana 地区が両水力発電計画地点に最も近いこと、また、両発電所の出力が合計 16,600 kW で Piura ~ Sullana 地区の電力需要の伸びに数年間応じ得る程度の規模であることから Piura - Sullana 地区(Bajo Piura を含む)を主体とし、将来 Culqui 発電所が出来ると推定される 1986 年にその近隣地域である Alto Piura, San Lorenzo を加えて、本計画の電力供給対象地域とした。

### 1.2.2 需要想定の基本的人考え方および想定期間

計画地域の電力需要想定については、これまでに MEM, INIE および EEPSA が需給の状況、種別等について現地調査を行い、各需要地の需給の実態を把握するとともに、将来の地方電化計画および単体の農、工業プロジェクト等による需要予測を行った。また需要想定には将来の地方電化計画、単体プロジェクト等の予定された需要を積み上げ、これに民性需要の伸びを考慮するという横上げ手法により一つの想定値を出し、実績トレンドとの比較検討を行ない、最終想定値を決定した。

調査団は、現地調査結果並びに収集データをもとに想定値をチェックし、現状に合わせて修正を行ったが、当供給対象地域は需要規模が小さいため、地方電化計画とか、単体のプロジェクト投入計画といった政策的に作り出される需要により、想定値が大きく左右される。したがって、これらの計画の需要および投入時期については、原則的に関係機関の考え方をそのまま採用することとした。

電力需要想定の間は、1978年から1992年までの15年間とした。この期間を採用した理由は、本プロジェクトの規模が小さく、運開と同時に発生電力量はすべて有効化すること、また、全国送電連系々統と、当地域系統との系統連系が1990年頃までに行われる予定であり、それまでの期間は単独系統として需給のバランスを確保する必要があること等による。

### 1.2.3 需要想定

電力需要想定の方法については、前項1.2.2で述べたとおりであるが、各供給対象地区の需要規模、種別が異なるので、過去の需要実績を考慮して各地区ごとに1978年から1992年までの15年間の需要の伸び率を推定した。その結果はTable II-1-8に示すとおりである。

Table II-1-8. Demand Growth Rate of Supply Power Areas

Area	Growth Rate (%)	
	Power (kW)	Energy (kWh)
Piura-Sullana	8.3	9.2
Alto Piura	9.4	8.9
Bajo Piura	5.3	6.3
San Lorenzo	10.1	9.3

また、上記伸び率を電力供給対象地区全体としてみれば、電力が8.4%、電力量が、9.1%の伸び率となる。

1977年における各地区の需要実績によると、供給対象地区全体の総需要に対し、各地区の需要の割合はTable II-1-9に示すとおりである。

Table II-1-9. Total Demand of the Areas and Demands of Each Area (1977)

	Demand		Proportion	
	(MW)	(MWh)	MW (%)	MWh (%)
Piura-Sullana	21.50	101.7	82.5	92.2
Alto Piura	2.36	4.2	9.1	3.8
Bajo Piura	1.08	1.9	4.1	1.7
San Lorenzo	1.13	2.5	4.3	2.3
Total	26.07	110.3	100.0	100.0

上記Table II-1-9を見れば明らかとなり、Piura～Sullana地区の需要が電力で82.5%、電力量で92.2%を占めていることから、将来の需要想定値もこの地区の需要の動向により大きく支配される。

また、Piura～Sullana地区の系統を根幹として、供給対象地区である3地区がこの系統に連系される年次を次のとおりとした。

Bajo Piura	1980
Alto Piura	1986
San Lorenzo	1986

以上の条件をもとに需要想定を行った結果、各電力供給地区の電力需要は Table II - 1 - 10 に、電力量は Table II - 1 - 11 に示すとおりである。なお、各電力供給地区の集落別の需要想定値については、Appendix - 1 に示す。

なお、参考値として、考えられる最も低い電力需要の伸び率（Piura - Sullana 6 % Alto Piura 7 %、Bajo Piura 4 %、San Lorenzo 8 %）を適用し、その年別の値を Fig - 3 に Max Demand（conservative）として示した。

Table II-1-10. Estimated Maximum Power Demand of Interconnected Power System

Year	Piura - Sullana (MW)	Bajo Piura (MW)	Alto Piura (MW)	San Lorenzo (MW)	Total Interconnected Power System (MW)	
1977	21.5	(1.08)	(2.36)	(1.13)	21.5	
1978	23.0	(1.14)	(2.50)	(1.24)	23.0	
1979	24.4	(1.20)	(2.63)	(1.33)	24.4	
1980	26.0	1.26	(2.77)	(2.24)	27.3	Bajo Piura Tieup
1981	27.8	1.32	(2.86)	(2.50)	29.1	
1982	29.8	1.37	(5.10)	(2.67)	31.2	
1983	31.9	1.43	(5.11)	(2.84)	33.3	
1984	34.1	1.49	(5.22)	(3.01)	35.6	
1985	37.9	1.55	(5.33)	(3.17)	39.5	
1986	43.7	1.66	6.58	3.37	55.3	Alto Piura Tieup San Lorenzo Tieup
1987	48.4	1.77	6.80	3.55	60.5	
1988	52.2	1.87	7.05	3.76	64.8	
1989	56.9	1.99	7.30	4.06	70.2	
1990	61.6	2.11	8.59	4.28	76.5	
1991	66.4	2.23	8.87	4.51	82.0	
1992	71.1	2.36	9.15	4.79	87.4	

Note: Figures in parentheses show demands not tied to the Interconnected Power System

Table II-1-11. Estimated Energy Demand of Interconnected Power System

Year	Piura - Sullana (GWh)	Bajo Piura (GWh)	Alto Piura (GWh)	San Lorenzo (GWh)	Total Interconnected Power System (GWh)	
1977	101.7	(2.0)	(4.2)	(2.5)	101.7	
1978	108.8	(2.1)	(4.5)	(2.7)	108.8	
1979	117.6	(2.2)	(4.7)	(2.9)	117.6	
1980	125.3	2.3	(5.0)	(4.1)	127.6	Bajo Piura Tieup
1981	136.4	2.4	(5.2)	(4.6)	138.8	
1982	146.2	2.5	(8.1)	(4.9)	148.7	
1983	159.3	2.6	(8.4)	(5.3)	161.9	
1984	170.3	2.8	(8.6)	(5.7)	173.1	
1985	189.2	2.9	(8.9)	(6.1)	192.1	
1986	222.0	3.2	10.7	6.5	242.4	Alto Piura Tieup San Lorenzo Tieup
1987	250.2	3.4	11.2	6.9	271.7	
1988	269.8	3.7	11.8	7.4	292.7	
1989	279.1	3.9	12.3	8.1	323.4	
1990	323.8	4.2	14.3	8.6	350.9	
1991	354.8	4.5	14.9	9.2	383.4	
1992	379.4	4.8	15.3	9.6	409.1	

Note: Figures in parentheses show demands not tied to the Interconnected Power System.

## 1.3 需給バランス

### 1.3.1 需給バランスの基本的検討条件

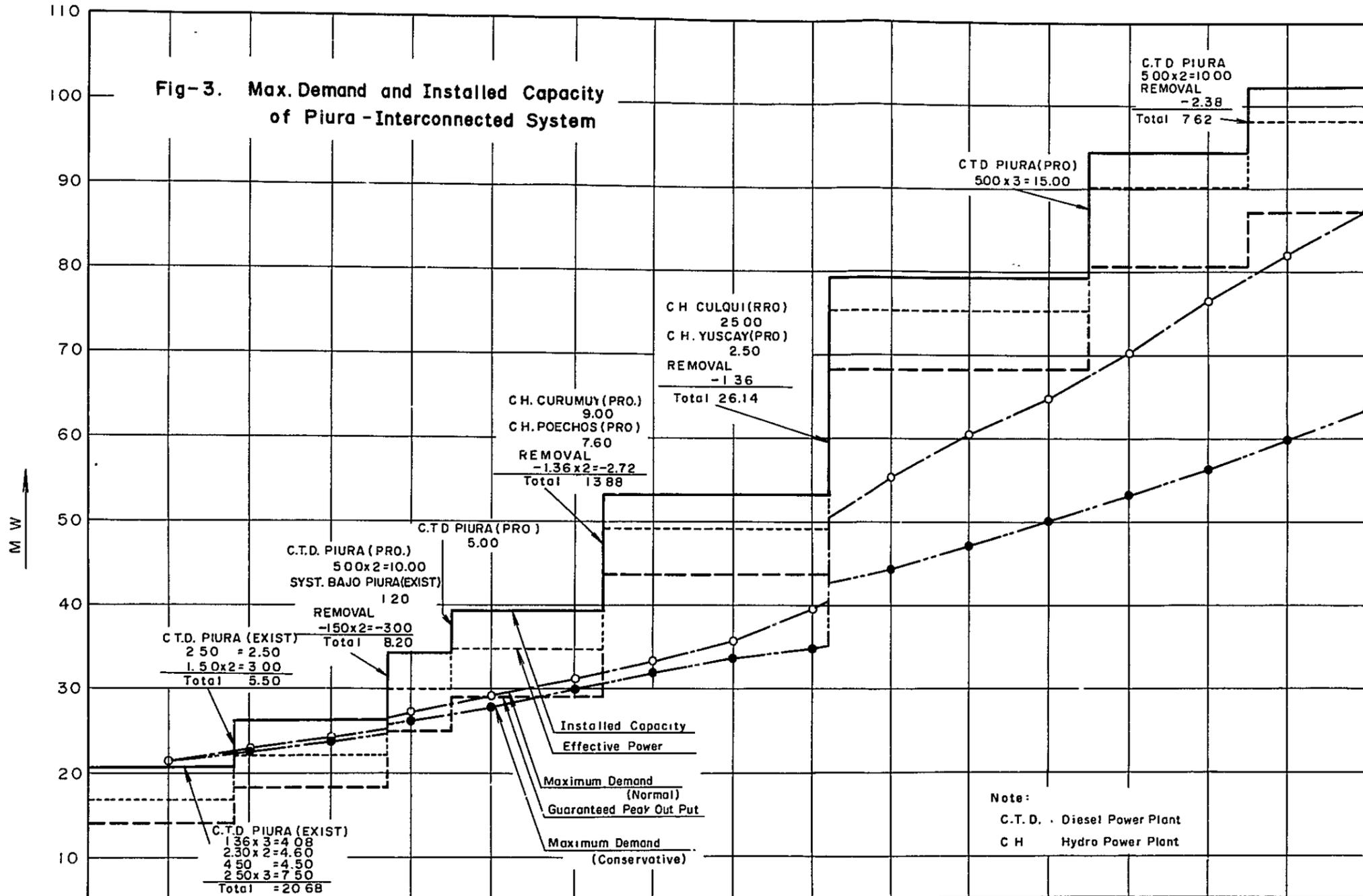
Poechos, Curumuy 水力発電所計画にともなり Catacaos - Piura - Sullana 電力系統, Alto Piura 電力系統, Bajo Piura 電力系統, San Lorenzo 電力系統の総合的需給バランスの検討を下記の条件の下に行った。

- (1) Poechos, Curumuy 発電所は, 1983年中期に運開する。
- (2) Bajo Piura 電力系統は1980年にAlto Piura 電力系統及びSan Lorenzo 電力系統は1986年に送電連系が行われる。
- (3) 1990年前後にOlmos 計画またはそれに代わる大水力電源開発計画が運開し, その頃中央-北部送電連系(220kV)が行われるものとする。
- (4) San Lorenzo 電力系統には1982年にYuscay 発電所(2,500kW)が運開し, 系統に入るものとし, それ以降は1986年にCulqui 発電所が運開するまで自給するものとする。
- (5) Alto Piura 電力系統の1,200kW及びSan Lorenzo 電力系統の850kWのディーゼル発電機は旧式で小型の物が沢山置かれているという状態なので, 大きな電力系統の供給電力源としては, 不相当と考えられるので, Project から削除した。Bajo Piura 電力系統の1,322kWのうちSechura に置かれている1,200kWのディーゼル発電機は, 未だ新しく十分に使用できるので, Piura - Sullana 電力系統の予備発電所として残すものとする。
- (6) Culqui 発電所計画は, 現在INIEの手で進められているが, その運開時期は順調に進んで1985~1986年と考えられるので安全のため1986年とする。
- (7) Piura - Sullana 電力系統に5MWのディーゼル発電機が1980年に2台, 1981年に1台増設される。(既に業者と契約済みで近く建設開始予定)
- (8) 既設のEEPSAのディーゼル発電機1,360kW3台のうち2台が1983年, 1台が1986年に耐用年数が切れるので撤去し, 又1991年に2,380kW1台が耐用年数が切れるので, これも撤去するものとした。
- (9) Fiat 1,500kW×2台はポータブル発電機で緊急用として取付けてあるので1980年に撤去するものとした。

以上を基に需給バランスを作成するとTable II-1-12およびFig-3のとおりとなり, 1980年より1990年まではPoechos, Curumuy および現在フィジビリティ調査中のCulqui 水力発電計画により電力需要と供給はバランスが取れる。なお1990年以降は, 北部Peruの電源開発の状況, 中央との送電連系計画の進捗の状況によりそ

の時点で計画を立てるものとし、ここでは1989、1991年にディーゼル発電機を増設し1992年迄の需要に対し応じることと想定した。





Year	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Maximum Demand (1) (Normal) (MW)	2150	2300	2440	2730	2910	3120	3330	3560	3950	5530	6050	6480	7020	7650	8200	8740
Installed Capacity (MW)	20.68	26.18	26.18	34.38	39.38	39.38	53.26	53.26	53.26	79.40	79.40	79.40	94.40	94.40	102.02	102.02
Effective Power (2) (MW)	1695	22.10	22.10	30.00	34.90	34.90	49.10	49.10	49.10	75.40	75.40	75.40	90.10	90.10	98.10	98.10
Guaranteed Peak Out Put (3) (MW)	1411	1840	18.40	24.98	29.06	29.06	43.66	43.66	43.66	68.31	68.31	68.31	80.56	80.56	87.22	87.22
Balance (MW) (2)-(1)	-4.55	-0.90	-2.30	2.70	5.80	3.70	15.80	13.50	9.60	20.10	14.90	10.60	1.90	1.360	1.610	10.70
Balance (MW) (3)-(1)	-7.39	-4.60	-6.00	-2.32	-0.04	-2.14	10.36	8.06	4.16	13.01	7.81	3.51	10.36	4.06	5.22	-0.18
Maximum Demand (Conservative) (MW)	2150	2280	2420	2630	2790	30.00	31.90	3370	34.90	44.40	4720	50.10	53.10	56.30	59.90	6350



Table II-1-12 Demand and Supply Balance of Interconnected Power System

Year	Max. Demand (MW) (1)	L/F	Project (MW)	Installed Capacity			Effective Power		Guaranteed Peak Out Put		Balance	
				Hydro (MW)	Thermal (MW)	Accum. (MW)	Annual (MW)	Accum. (MW)	Annual (MW)	Accum. (MW)	(2) - (1) (MW)	(3) - (1) (MW)
1977	21.50	54		0	0	20.68	0	16.95	0	14.11	-4.55	-7.39
1978	23.00	54	5.50	0	5.50	26.18	5.15	22.10	4.29	18.40	-0.90	-4.60
			2.50 × 1 <sup>*1</sup> 1.50 × 2 <sup>*1</sup>		2.50 3.00		2.25 2.90		1.87 2.42			
1979	24.40	55		0	0	26.18	0	22.10	0	18.40	-2.30	-6.00
1980	27.30	53	8.20	0	8.20	34.38	7.90	30.00	6.58	24.98	2.70	-2.32
			5.00 × 2 <sup>*1</sup> 1.20 <sup>*2</sup> -1.50 × 2 <sup>*3</sup>		10.00 1.20 -3.00		9.80 1.00 -2.90		8.17 0.83 -2.42			
1981	29.10	54	5.00	0	5.00	39.38	4.90	34.90	4.08	29.06	5.80	-0.04
			5.00 <sup>*1</sup>		5.00		4.90		4.08			
1982	31.20	54		0	0	39.38	0	34.90	0	29.06	3.70	-2.14
1983	33.30	56	13.88	16.60	-2.72	53.26	14.20	49.10	14.60	43.66	15.80	10.36
			7.60 <sup>*4</sup> 9.00 <sup>*5</sup> -1.36 × 2 <sup>*3</sup>	7.60 9.00			7.60 9.00 -2.40		7.60 9.00 -2.00			
1984	35.60	56		0	0	53.26	0	49.10	0	43.66	13.50	8.06
1985	39.50	56		0	0	53.26	0	49.10	0	43.66	9.60	4.16
1986	55.30	50	26.14	27.50	-1.36	79.40	26.30	75.40	24.65	68.31	20.10	13.01
			25.00 <sup>*6</sup> 2.50 <sup>*7</sup> -1.36 <sup>*3</sup>	25.00 2.50			25.00 2.50 -1.20		25.00 0.65 -1.00			
1987	60.50	51		0	0	79.40	0	75.40	0	68.31	14.90	7.81
1988	64.80	52		0	0	79.40	0	75.40	0	68.31	10.60	3.51
1989	70.20	52	15.00	0	15.00	94.40	14.70	90.10	12.25	80.56	19.90	10.36
			5.00 × 3 <sup>*1</sup>		15.00		14.70		12.25			
1990	76.50	52		0	0	94.40	0	90.10	0	80.56	13.60	4.06
1991	82.00	53	7.62	0	7.62	102.02	8.00	98.10	6.66	87.22	16.10	5.22
			5.00 × 2 <sup>*1</sup> -2.38 <sup>*3</sup>		10.00 -2.38		9.80 -1.80		8.16 -1.50			
1992	87.40	53		0	0	102.02	0	98.10	0	87.22	10.70	-0.18

Note : Effective Power of a diesel generator signifies a maximum out put available and guaranteed peak out put is calculated as 83.3% of the effective power. (2 months a year are taken into consideration for the inspection, repair etc.)

- \*1 : Amplification of facilities of EEPsA's Piura Power Station
- \*2 : Increase of facilities by the installation of interconnected transmission line with the Bajo Piura Area.
- \*3 : Elimination of facilities due to the useful service life and other reasons.
- \*4 : Commencement of the operation of Poechos Power Station
- \*5 : Commencement of the operation of Curumuy Power Station.
- \*6 : Commencement of the operation of Cutqui Power Station.
- \*7 : The Yuscay Power Station (Planned to be put into operation in 1982 but is to be interconnected with the power systems of this project in 1986.)

### 1.3.2 日負荷曲線

Piura - Sullana 電力系統の日負荷曲線は、過去の負荷曲線をもとに推定し、また  
その他電力系統については、INIEが調査作成したものをを用いた。また、これら各  
地区の日負荷曲線を合成し、1982、1986、1992年について連系々統の日負荷曲線  
を作成した。

各年度における日負荷曲線をFig - 4～Fig - 8に示す。

なお、参考のため、過去のEEPISAの日負荷曲線をFig - 9に示す。

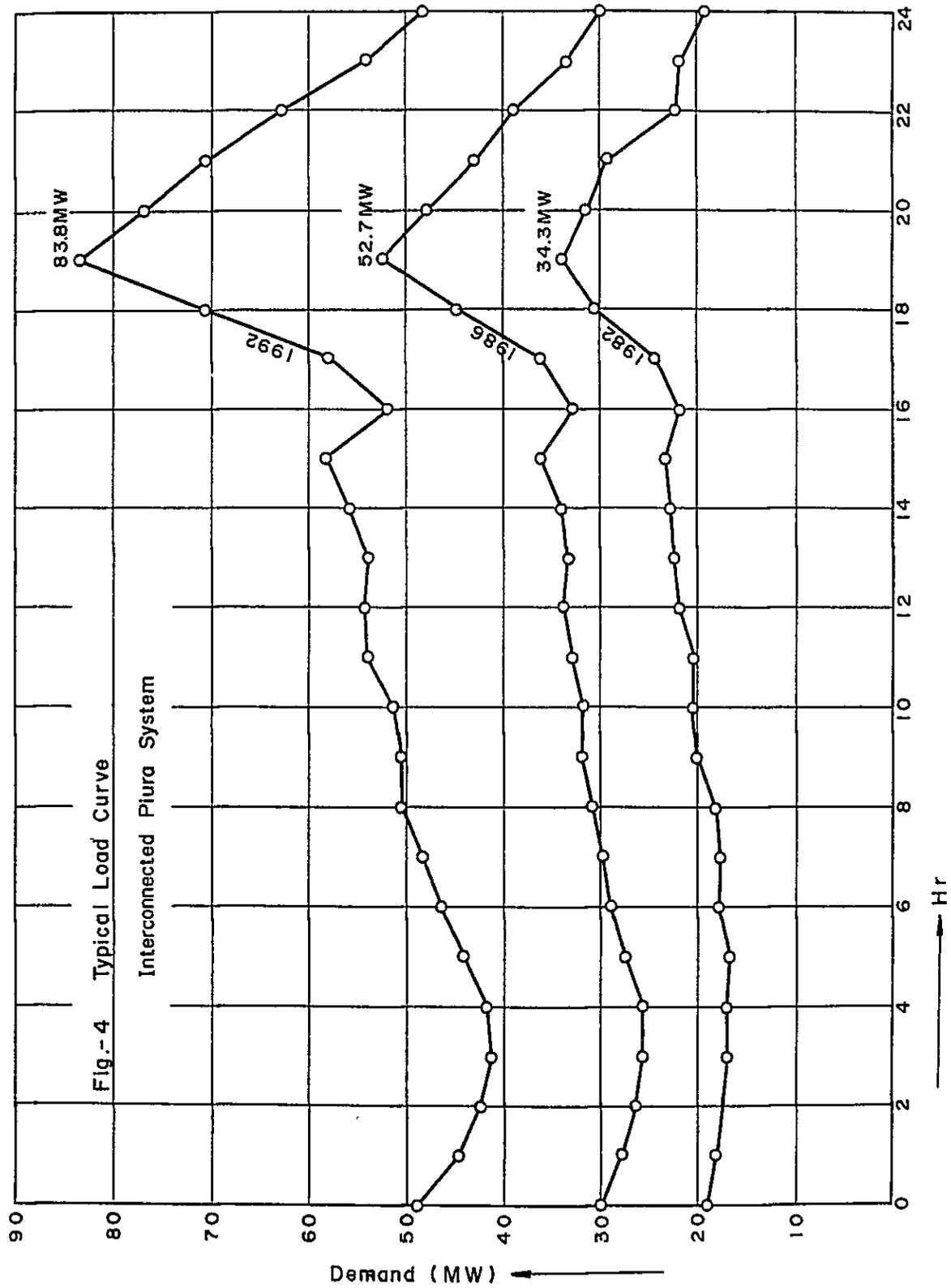


Fig.-4 Typical Load Curve  
Interconnected Piura System

Fig-5. Typical Load Curve - Piura - Sullana System

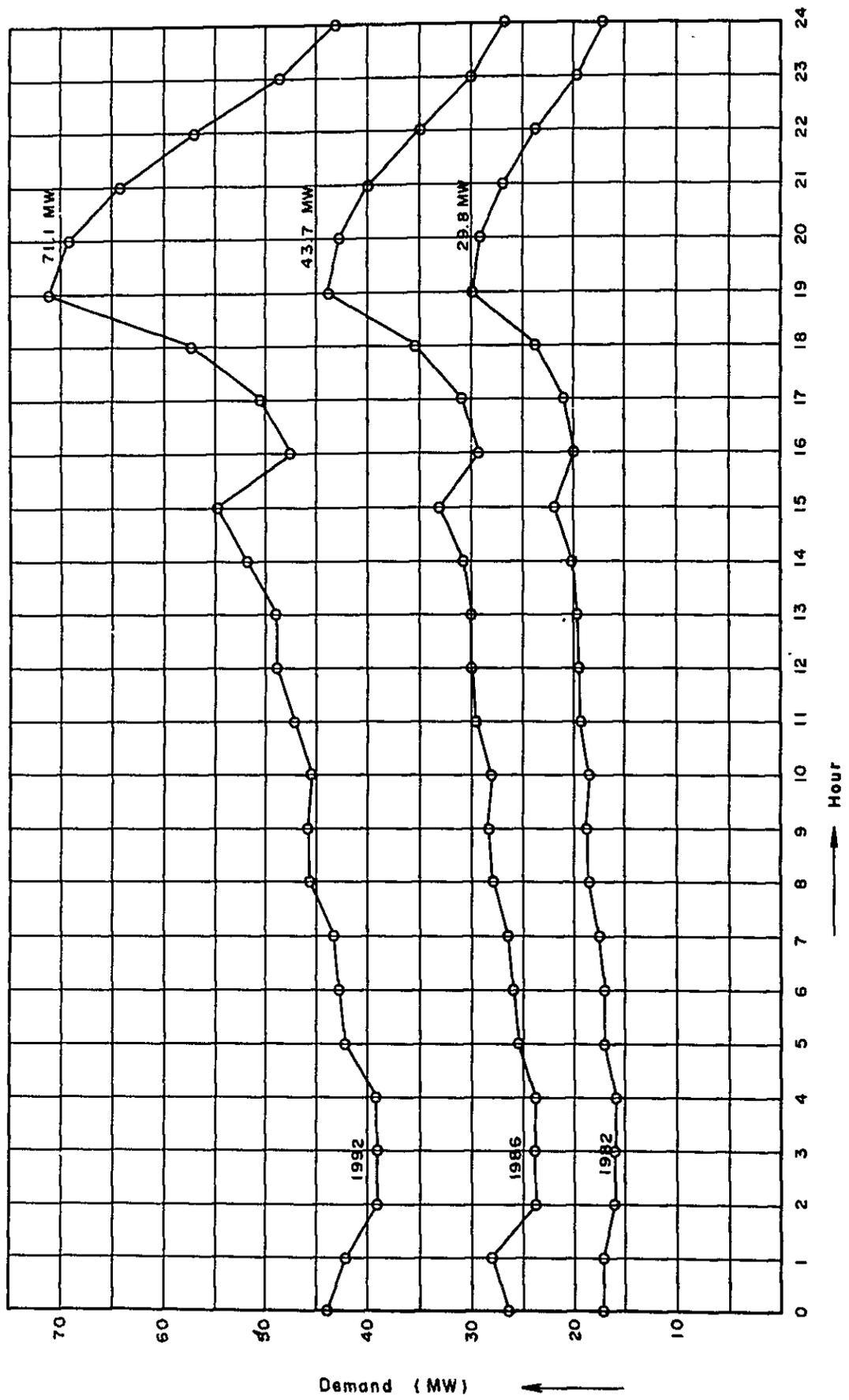


Fig.-6 Typical Load Curve : Bojo Piura

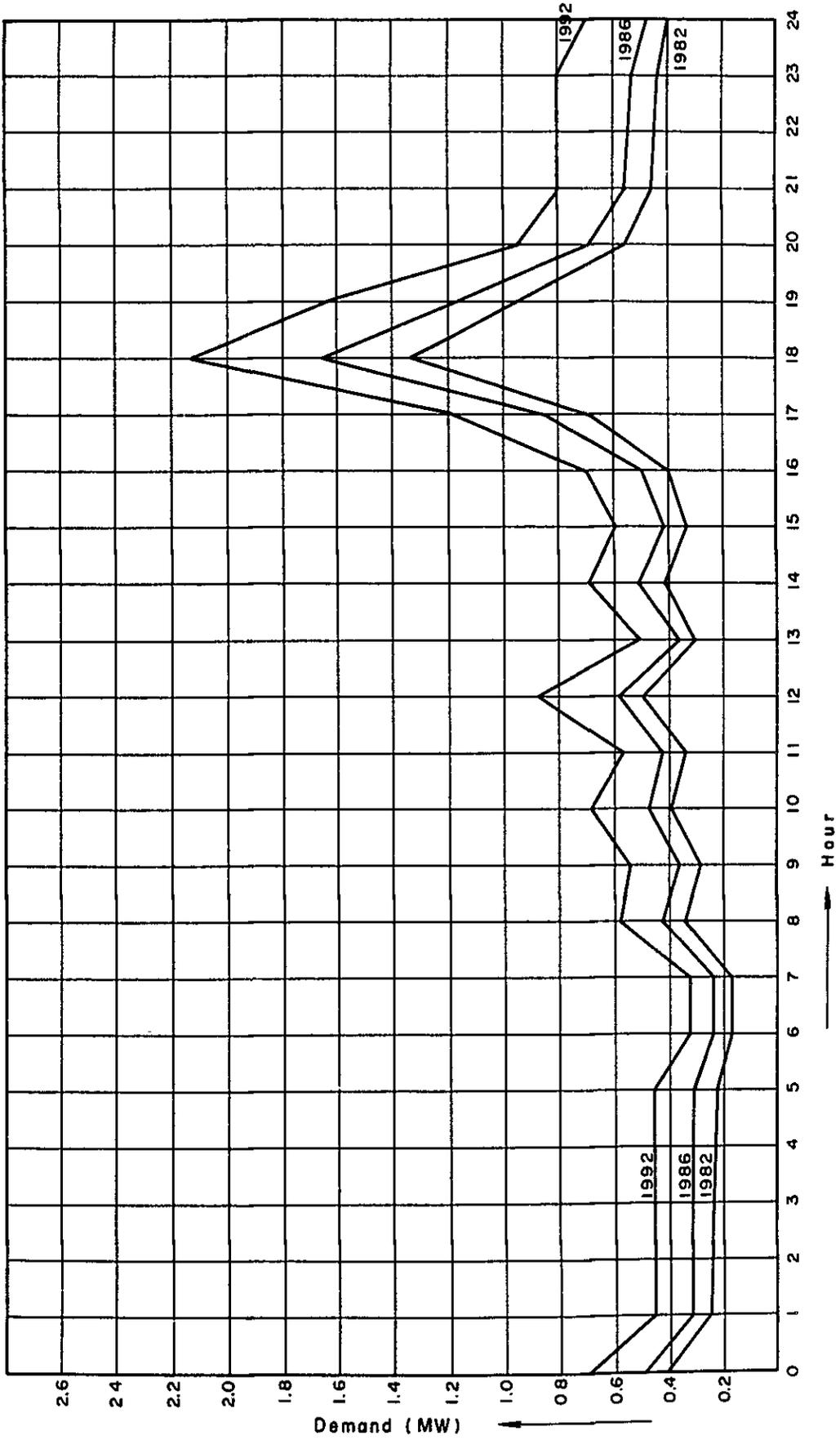


Fig -7 Typical Load Curve : Alto Piura

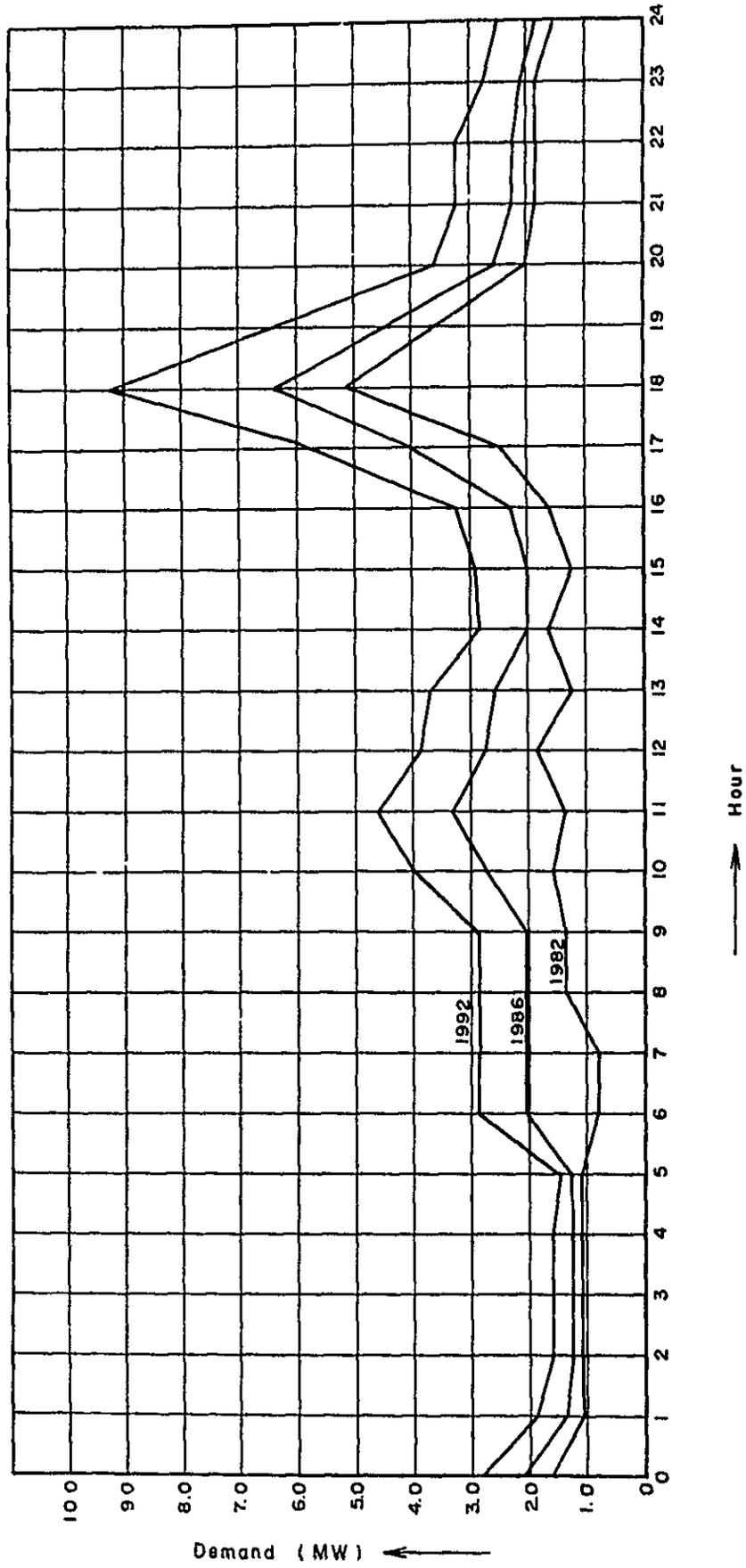


Fig.-8. Typical Load Curve : San Lorenzo

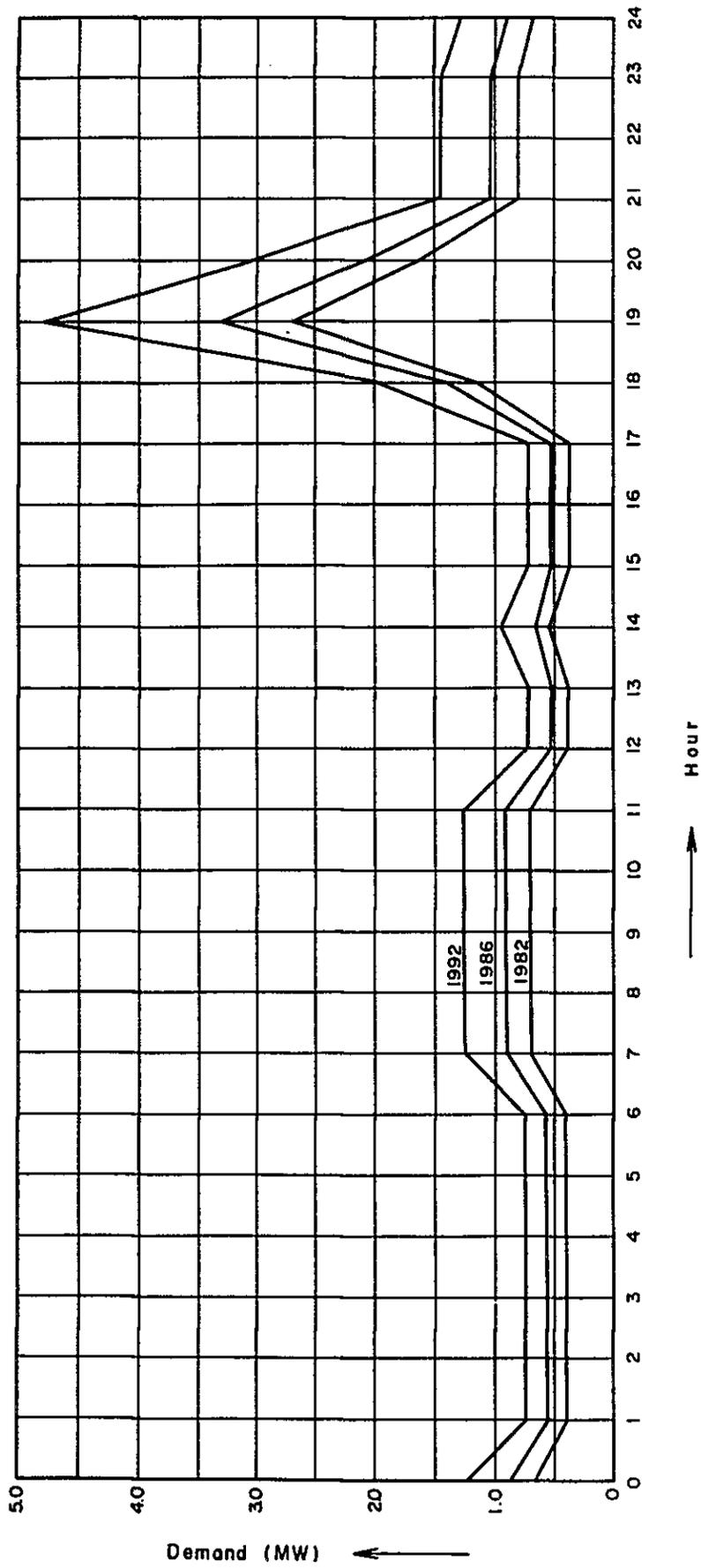
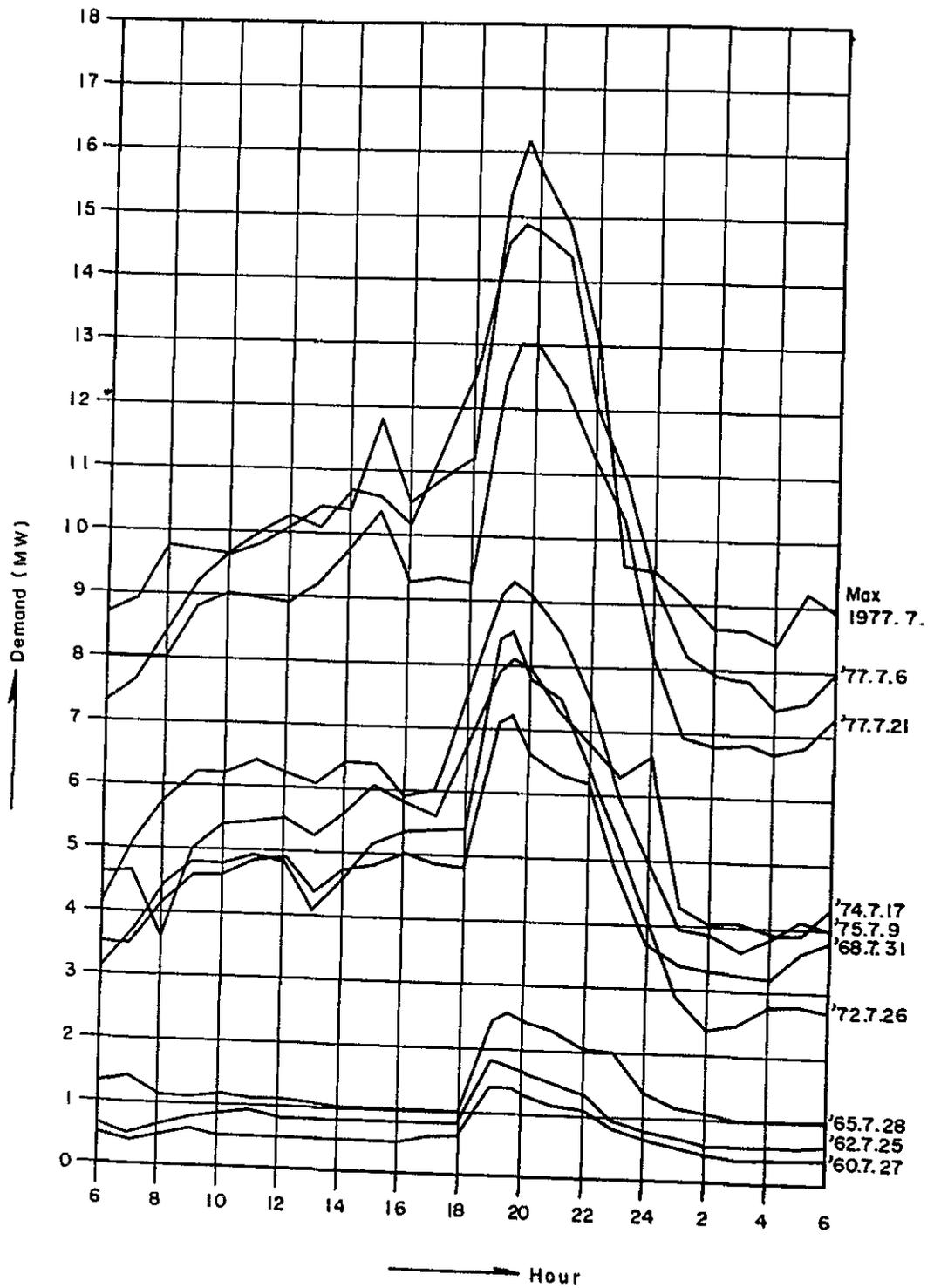


Fig-9 Daily Load Curve (1960~1977)  
(EEPSA System)



## 第II部

### 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-2-1
2.1.1	計画地域の位置	Ⅱ-2-1
2.1.1	計画地域の概要	Ⅱ-2-1
2.2	Chira-Piura かんがい計画の概要	Ⅱ-2-2
2.3	開発計画の概要	Ⅱ-2-2
2.3.1	Poechos 水力発電計画	Ⅱ-2-2
(i)	計画概要	Ⅱ-2-2
(ii)	計画諸元	Ⅱ-2-3
2.3.2	Curumuy 水力発電計画	Ⅱ-2-5
(i)	計画概要	Ⅱ-2-5
(ii)	計画諸元	Ⅱ-2-6



## 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

Poechos, Curumuy 水力発電計画地点は、Peru 共和国の北端に近い Piura 県にあり、Poechos ダムは、同県 Sullana 市の北東約 30 km に位置し、Poechos 発電所は同ダム直下に、Curumuy 発電所は同ダムの南約 40 km、Piura 市の北約 20 km に位置する。

#### 2.1.2 計画地域の概要

Piura 県は、Peru の首都である Lima 市より北へ約 900 km の南緯 5 度、西経 80 度の海岸地帯に位置し、北部は Ecuador と接している。

同県は主に砂漠であり、南西の風によって運ばれた砂丘より成り、その砂丘は海岸より 80 km ほど内陸へ入っている。そして、北の方を流れる Chira 川と、南の方を流れる Piura 川によってくぎられている。

Chira 川は、その源を Andes 山脈より発する Catamayo 川と Matara 川の合流点から始まり、国境沿いにわずかの間流下し、支流 Quiroz 川、Chipillico 川その他と合流した後、Sullana 市近郊の農耕地を経て太平洋に注ぐ。

Piura 川は、Chira 川同様、その源を Andes 山脈より発する Chigna 川と Huarmoco 川の合流点から始まり、北流しながら支流 Bigote, Carral del Medio, La Gallega, Charanal, Yaptera 川等と合流し、Tambo Grande 付近から流れは西に変わる。その後、Curumuy 地点より流路を南に変え、Piura 市近郊の農耕地を経て、Sechura に至り太平洋に注ぐ。

Chira 川および Piura 川共に、下流域において降雨はほとんどない。しかし、上流域では年間で 200～1,000 mm の降雨がある。年間を通じて降雨は 1 月から 4 月に集中し、この期間がいわゆる雨期、5 月から 12 月が乾期となっている。

Piura 地区の気候は暑く、乾燥しており、代表的な北部海岸地帯の気候である。Poechos 地点は標高約 70 m であり、主要構造物の基礎の地質は新第三紀の頁岩である。Curumuy 地点は標高約 30 m から 70 m の間にあり、その地質は第四紀洪積世の未固結ではあるがしめ固まった厚い砂層である。

計画地域の道路状況は、パンアメリカン道路が Lima 市から Piura, Sullana 市を経て Talara 市 (Talara 港) を通過している。また、Paita 港と Piura 市間も舗装された道路が通じている。

一方、Poechos および Curumuy 地点へは、Piura 市および Sullana 市より、Chira-Piura かんがい用分水路建設時、築造された道路が連絡されており、アスファルトで舗装され幅員も十分ある。これら道路により、建設資材の輸送は十分であり、特に問題はない。

## 2.2 Chira-Piura かんがい計画の概要

この計画は農業省によって立案され、現在実施中のものである。

計画の目的は毎年1月～4月にかけて流出する豊富な Chira 川の流量を貯水し、Chira 川下流域のかんがい需要量に応じて供給すると共に、渇水期にしばしば枯渇する Piura 川へ分水し、Piura 川下流域のかんがい用水を確保するものである。

対象となるかんがい面積は両地域を合せ、135,000ha である。

このため貯水池を Chira 川に1ヶ所、その支流の Chipillico 川に1ヶ所計2ヶ所設ける。それと共に Chira 川の貯水池より、放流または分水された水を下流のかんがい施設が容易にとり入れることが出来るよう Sullana 地点と Piura 地点に水位調節用のダムを造るものである。

Chira 川に計画された貯水池、すなわち Poechos 貯水池および Piura 川への分水路は1978年に完成し、稼動中である。Poechos 貯水池は13,220km<sup>2</sup>の集水面積を有し1000×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>の水を貯めることが出来る。このうちかんがいに使用出来る水量は830×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>で日平均26.3m<sup>3</sup>/sを供給出来る。

この貯水池から Chira 川下流への放流は右岸側のダム底部に設けられた径4.5m長さ415mの放流管によって行なわれる。一方、Piura 川への分水は、Poechos ダム左岸部に設けられた分水取水施設および延長54km、最大通水量70m<sup>3</sup>/sの容量を持つ分水路によって行なわれる。Chipillico 川に計画された San Sorenzo ダムと Quiroz 川からの分水路 (Quiroz Diversion) は既に稼動中で、現在の200×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>の容量を300×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>とする計画も進みつつある。Sullana ダムおよび Catacaos 地点に造る予定の Catacaos ダムについては調査中である。

## 2.3 開発計画の概要

### 2.3.1 Poechos 水力発電計画

#### (i) 計画概要

この計画は現在 Poechos 貯水池より Chira 川の下流地域へかんがい用として放流されている流量とその放流設備が有している落差を利用して最大7,600kWの水力発電を行

うものである。

発電方式は既設の堤底放流管 ( Salida de Fondo ) の途中に、新しく鉄管を連結し、放流管末端の減勢池の左側に位置する発電所へ導水し、発電を行うもので、発電後の水は放水路によって一部は Miguel Checa かんがい水路へ分水され、残りは、Chira 川へ放流される。Poechos 貯水池は、満水位 EL103m、最低水位 EL84 m の間で操作され、この水位間の貯水量は  $830 \times 10^6 \text{ m}^3$  である。

堤底放流管を通してかんがい用に放流される月平均流量は、最大で  $28 \text{ m}^3/\text{s}$ 、最小で  $12 \text{ m}^3/\text{s}$  である。したがって Poechos 発電所は高落差を有する期間は、かんがい放流量で、 $7,600 \text{ kW}$  のベース運転が可能である。しかし貯水池水位が最低に近づくにつれ、放水量のみでは、最大出力は出せず、この場合は放流量を調整し、短時間のみ最大出力による発電を行うか、最低保証水量を使ってのベース運転となる。

前者のピーク運転の場合、下流域のかんがいのため、流量の調節をする必要がある。この流量調整は農業省で1982年完成を予定している Sullana ダムにて行われる。本計画による発生電力は、需要地の Sullana および Piura 市へ送るため Poechos 発電所より既設 Sullana 変電所までの間  $33 \text{ km}$  に送電線を新設する。

### (iii) 計画諸元

#### 発電計画

位 置	: Piura 県 Sullana 市の Chira 川上流 $30 \text{ km}$
運転方式	: Poechos 貯水池のかんがい放流水を使用してベースおよびピークベース運転を行なう。
容 量	: $7600 \text{ kW}$ ( $3800 \text{ kW} \times 2 \text{ units}$ )
集水面積	: Poechos 貯水池 ( 既設 : 農業省管理 ) $13,220 \text{ km}^2$
自然流量	: 年流入量 ( 1937~1970年の平均 ) $2,280 \times 10^6 \text{ m}^3$ 平均日流入量 $723 \text{ m}^3/\text{s}$ 最小年流入量 ( 1968年 ) $850 \times 10^6 \text{ m}^3$ 最小年平均流入量 $27.0 \text{ m}^3/\text{s}$
貯水容量	: Poechos 貯水池 総貯水量 $1,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ 有効貯水量 $830 \times 10^6 \text{ m}^3$
導水路	: ( 既設 : 農業省管理 )
堤底放流管	Poechos ダム建設時の仮排水トンネルをダム竣功後、放流路に転用したものでダム軸下流はトンネル内に鉄管を埋設した。

	(上流側)	(下流側)
型式	: コンクリートがいきよ	コンクリートで補強した鉄管
内径	: 8.00 m	4.50 m
延長	: 149.236 m	281.440 m
		(計 430.676 m)

	(上流側)	(下流側)
通水容量	: 314 m <sup>3</sup> /s	
流量調整	: Wheel gate 5.5m×9.0m×1	butterfly Valve 4.5 m dia. Radial gate 3.5×4.5m×1

#### 水圧鉄管

型式	: 埋設鉄管路	
条数	: 1条、末端で2条に分岐	
長さ	: 1条部 49 m	
	: 2条部 22 m	(11m×2)
	計 71 m	
内径	: 3.20m×2.50 m	
重量	: 114 ton	

#### 発電所

型式	: 地上式
建屋の寸法	: 29m×16.4m
水車中心標高	: 58.30 m
発電機室標高	: 60.80 m

#### 水車

型式	: 立軸カプラン
出力	: 4,000 kW
有効落差	: 最大 41.30 m 最小 20.90 m
回転速度	: 400 r·p·m
使用水量	: 最大 22.00 m <sup>3</sup> /s/unit
台数	: 2 台

## 発電機

型式 : 普通形  
出力 : 4,250 kVA  
回転数 : 400 r. p. m  
効率 : 0.956  
電圧 : 6.6 kV  
周波数 : 60Hz  
台数 : 2台

## 主要変圧器

型式 : 三相油入風冷  
容量 : 8,500 kVA  
電圧 : 6.3/6.6 kV  
台数 : 1台

## 放水路

型式 : 無圧、コンクリート開き  
断面 : 台形  
延長 : 102 m  
通水容量 : 44.2 m<sup>3</sup>/s

## 送電線

電圧 : 6.6 kV  
回線数 : 1 c c t  
延長 : 3.3 km

### 2.3.2 Curumuy 水力発電計画

#### (i) 計画概要

この計画は、Poechos 貯水池より Chira-Piura 分水路を通して Piura 川へ供給されている流量とこの分水路の末端部の落差工において有する落差を利用して最大 9,000 kW の発電を行うものである。

発電方式は、分水路射流部直上流の矩形断面区間の左側に取水設備を設け、分水路より取水し分水路に並行して造られる水槽へ導入し、発電所までは水圧鉄管により、

導かれる。

発電所は、分水路の右岸側、Curumuy 落差工 (Rapida de Curumuy) に接近して設けられる。その他非かんがい期には、分水路の流量が少なくなり、需要に応じた発電が不可能となるため取水口に接して貯水容量 102000 m<sup>3</sup> の調整池を設け、分水路の流量を貯水し、発電に必要な水量を調整する。

Chira-Piura 分水路へのかんがい計画による放流量の 95% 濁水量は 10 m<sup>3</sup>/s である。また、13 年間に 3 ヶ月間のかんがい計画では放流量が 0 m<sup>3</sup>/s となっているが、その間も発電用の最少必要流量は確保される予定である。

Curumuy 発電所は、電力系統負荷のピーク部およびベース部を、その時のかんがい用の放流量に合わせてカバーする。

### (iii) 計画諸元

#### 発電計画

位 置 : Piura 県 Sullana 市  
運転方式 : Chira-Piura 分水路の流量を使用してピークおよびベース運転を行う。  
容 量 : 9,000 kW (4,500 kW × 2 units)  
集水面積 : Poechos 貯水池 13,220 km<sup>2</sup>  
自然流量 : Poechos 発電所と同じに付、省略

#### 導水路 (既設: 農業省管理)

	(ダム部分)	(水路部分)
型 式 :	コンクリートがいきよ	コンクリート開きよ
内 径 :	φ 2.4 m × 2 本	梯形底幅 5.00 m 高さ 3.58 ~ 3.88 m
延 長 :	170.5 m	54,000 m
通水容量 :	53 m <sup>3</sup> /s	80 m <sup>3</sup> /s

#### 取水口 (Chira-Piura 分水路よりの取水設備)

型 式 : 鉄筋コンクリート造り  
取水容量 : 最大 31.5 m<sup>3</sup>/s

#### 調整池

型 式 : アスファルトフェーシング

高水位 : EL 64.50 m  
低水位 : EL 60.50 m  
利用水深 : 4.00 m  
容 量 : 102,000 m<sup>3</sup>

#### 水 槽

型 式 : 鉄筋コンクリート造り  
寸 法 : 長さ 105 m  
容 量 : 2,300 m<sup>3</sup>

#### 水圧鉄管

型 式 : 露出鉄管路  
条 数 : 2 条  
長 さ : 160 m  
内 径 : 24 m  
重 量 : 235 ton

#### 発 電 所

型 式 : 地上式  
建屋の寸法 : 26.8m×9.4m  
水車中心標高 : 18.80 m  
発電機室標高 : 24.40 m

#### 水 車

型 式 : 立軸カプラン  
出 力 : 4,750 kW  
有効落差 : 最大39.70 m , 最小35.70 m  
回転速度 : 514.3 r. p. m  
使用水量 : 最大15.8 m<sup>3</sup>/s/unit  
台 数 : 2 台

#### 発 電 機

型 式 : 普通形  
出 力 : 5,050 kVA

回 轉 數 : 514.3 r. p. m  
効 率 : 0.956  
電 壓 : 6.6kV  
周 波 數 : 60Hz  
台 數 : 2 台

主要變壓器

型 式 : 三相油入風冷  
容 量 : 10,100kVA  
電 壓 : 6.3/6.6kV  
台 數 : 1 台

放 水 路

型 式 : 開 渠  
延 長 : 24 m

送 電 線

電 壓 : 6.6kV  
回 線 數 : 1cct ("π" Connection)  
延 長 : 4km