

第3章 開発計画

第3章 開発計画

3.1 計画地域の位置および概要	3-1
3.1.1 計画地域の位置	3-1
3.1.2 計画地域の概要	3-1
3.2 開発計画の概要	3-2
3.2.1 発電計画	3-2
3.2.2 送電, 変電および通信計画	3-3

FIGURE LIST

- Fig. 3 - 1 Power System Diagram in 1978
Fig. 3 - 2 Principal Power System in Colombia in 1978

TALBE LIST

- Table 3 - 1 Julumito Hydro-Electric Power Project

第3章 開発計画

3.1 計画地域の位置および概要

3.1.1 計画地域の位置

Julumito水力発電計画は、コロンビア共和国、Cauca県南部に源を発するRio Cauca上流部の本流および支流の流域約1,120 Km²の河水を利用して発電を行なうもので、ダム、貯水池、水路および発電所等主要構造物の位置は、Cauca県の県都Popayan市の北西約10 Km、北緯2°30′、西経76°60′および標高およそ1,700 mの地点に計画されるものである。

3.1.2 計画地域の概要

Rio Caucaは、Cauca県東部における中央山脈の南端Paramo de las Papasにその源を発し、標高4,000 mから2,000 mの急峻な山岳地帯を、VまたはU字型の峡谷をなして流下し、Popayan市付近においてその流れの方向を西に変え、標高1,700 m前後の火山性地質の丘陵地帯(Volcanic Plateau)を広い氾濫原を形成しつつ、ゆるく蛇行して流れる。そしてその兩岸には数段の河岸段丘が発達している。Popayan市郊外から下流においては、再び勾配が急となり、巾50 m～80 m、高さ100 m前後のU字型峡谷をなして流れ、Rio Sate、Rio Palace等の支流を合せつゝ北に流れを変えて、いわゆるCauca峡谷(Valle de Cauca)を形成し、Valle県の広い氾濫原にむかって流下する。河川勾配はPopayan市より上流の山岳部では1/30～1/60と非常に急流であり、Popayan市附近の丘陵地帯に至り1/100～1/200とややゆるやかな流れとなるが、これから下流のCauca峡谷では、再び1/100程度の急流となる。

Rio Caucaの流域は、寒冷前線や熱帯性低気圧の影響を受けない温和な気候帯に属する。流域内の降雨量は上流山岳部でかなり多く、Parace、Coconucoにおける観測資料によれば、年間2,000～2,500 mmに達する。また、Popayan市附近では年間1,800 mm程度である。一般に、この地方では3月～5月と10月～12月が雨期で、特に10月から12月の3ヶ月間は最も多く、年間降雨量のほぼ40%はこの季節に降る。

また、7月～9月は乾期であり、降雨量は少ない。この地方の降雨の特性は、非常に局地的で、いわゆるシャワー型の短時間継続の降雨現象を示している。

気温は年間を通じてほとんど変化なく、Popayan市附近の日中の気温はほぼ22℃前後である。

本計画地域の地質は中世紀の火山噴出物から構成されており、表面は全般的に厚い火山層(Volcanic ash)に覆われている。Popayan市周辺では、一般にこの層の厚さはほぼ30～

40 m である。

この火山層の下部には、基盤となる厚さ 100 m 以上の安山岩質の熔岩層 (Andesitic lava flow) が存在する。本計画における各種土木構造物は、この下部の 2 層を基礎として計画されるものである。

3.2 開発計画の概要

3.2.1 発電計画

Julumito 水力発電計画は Rio Cauca 本流の最上流部およびその支流の流域約 1,120 km² の河川の流量と、急峻な地形によって得られる落差を利用し、53,000 kW の発電を行なうものである。

すなわち、Rio Cauca の支流 Rio Sate に有効貯水容量 $50.4 \times 10^6 \text{ m}^3$ を有する Julumito 貯水池を設ける。これに Rio Cauca 本流の流域 857 km² の水を Popayan 市附近にて取水の上、最大通水容量 $40.0 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、延長 2,620 m の Cauca 集水路により導水する。また、Rio Cauca の支流である Rio Palace および Rio Blanco の流域計 236 km² の水をも取水の上、延長 770 m の Palace 集水路 (トンネル)、および延長 3,650 m の Blanco 集水路 (トンネル) により Julumito 貯水池に導水する。このように、Julumito 貯水池に集水された流水を同貯水池において、Julumito 貯水池運用基準により、調整を行なった後、最大使用水量 $50.0 \text{ m}^3/\text{sec}$ を貯水池から取水し、延長 1,775 m の圧力トンネルを通じ Rio Cauca 本流の右岸に設ける Julumito 発電所へ導水、基準有効落差 126 m を得て、最大出力 53,000 kW、年間発生電力量 307 百万 kWh の発電を行なうものである。発電後、この水は再び Rio Cauca 本流に還元することとなる。

Julumito ダム地点の選定に当たっては、支流 Rio Sate 中流部の数ヶ地点について、調査および比較検討を行なった結果、Rio Cauca 本流および Rio Sate の合流点から 6,300 m 上流の本ダム地点を選定した。Julumito ダムはその地点の地形、地質、また附近で採取可能なダム築造材料の特性等を考慮し、アーチ状の傾斜センター・コア型式のロックフィルダムを採用した。ダムの高さ 82 m、堤頂長 340 m、堤体積 $1.25 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。

また、上記主ダムの他、貯水池上流部の左岸鞍部 2ヶ所にダイクを設置する。ダイク No.1 は高さ 5 m、堤頂長 225 m、またダイク No.2 は高さ 7 m、堤頂長 604 m の築堤である。

取水ダム (Diversion Dam) は、Rio Cauca 本流およびその支流 Rio Palace および Rio Blanco に各 1ヶ所、計 3ヶ所築造する最も大きい Rio Cauca 取水ダムは Popayan 市街地の北方約 2.5 km の地点で Rio Cauca を横断して築造する自由越流型のコンクリート重力ダムで、越流部の高さ 7 m、堤頂長 75.5 m である。

Rio Palace、Rio Blanco の各取水ダムは、小規模なコンクリート重力式ダム構造である。

Cauca集水路は、その延長2,620mのほとんどを開渠とし、勾配1/600、最大通水容量40.0 m³/secの断面を有するコンクリート構造の水路とする。

Palace集水路は通水容量12.0 m³/sec、高さ2.8 m、巾2.8 m、延長770 m、またBlanco集水路は通水容量13.8 m³/sec、高さ3.0 m、巾3.0 m、延長3,650 mでいずれも上部半円下部方形型トンネルの設計である。

取水口は、Rio SateのJulumitoダム左岸直上流に設けた傾斜型取水口である。

圧力トンネルは内径4.2 m、延長1,775 mの鉄筋コンクリート巻立の構造とし、最大通水容量は50.0 m³/secである。トンネルルートは、経過地附近の地形および地質条件を考慮して定め、トンネル中心線の標高についても、火山灰層(Volcanic ash)下部の構造物基盤として使用可能な安山岩質、熔岩層部(Andesitic lava flow)に十分入るよう選定した。

調圧水槽は、圧力トンネルの終端部に設けるが、構造が簡単で経済的なことから内径8.0 m、高さ63.0 mの制水孔式調圧水槽とする。

水圧鉄管路は地表式とし、リングガード方式の鉄管1条を設置する。鉄管は下部において2条に分岐してケーシングに接続する。内径は4.2 m～2.0 m(分岐後の終端)、延長は、287.3 mである。

Julumito発電所地点は、Rio Cauca本流右岸に数ヶ地点の候補地点を選んで、調査・検討を行なった結果、利用可能落差、地形、地質等の諸条件を含め、最も経済性の高い本地点を選定した。この地点は、Rio CaucaとRio Sateの合流点の上流約2,400 mのRio Cauca右岸に位置し、Rio Caucaが大きく、U字型に蛇行している地点である。

発電所の型式は地上式とし、長さ31.4 m、巾20.4 mおよび高さは30.0 mの鉄筋コンクリート構造とする。

発電所には、ユニット容量29,500 kVAの発電機2台が設置される。

3.2.2 送電、変電および通信計画

1972年に作成されたJulumito水力発電計画のフィジビリティ調査報告書によれば、本計画は既設115 kV Popayan変電所に接続され、CEDELCAおよびCEDENAR電力系統を通して各電力需要家に供給されるよう立案された。

今回調査団が調査した結果、Julumito水力発電所の受電変電所としては既設115 kV Popayan変電所案と、現在ICELが計画中の230 kV送電線建設計画の一環として、Popayan市郊外に建設される230 kV新Popayan変電所に接続する案と2案が考えられる。

両変電所は、いずれもJulumito水力発電所からは10 Kmの距離に位置し、送電線の建設費は差異がない。

既設115 kV送電線は、Pance変電所より途中のSantander変電所、Popayan変電所、Rio Mayo水力発電所を経由し、Pasto変電所まで2回線で連系されている。この送電系統の保護

継電方式は距離継電器を主保護継電器として使用し、送電線雷撃事故等の場合、高速しゃ断するよう設備されている。しかし、搬送保護継電方式のような送電線 (Power Line Carrier Protection Relaying System) の自動再閉路装置は設備されておらず、したがって、電力系統の供給信頼度は必ずしも高くない。調査団の現地調査の間にも 115 kV 送電線への落雷が要因と思われる停電が生じた。

ICEL が現在計画中の 230 kV 送電線は、230 kV Yumbo 変電所より 2 回線で、230 kV 新 Popayan 変電所に接続され、将来 Pasto 市までさらに延長される予定である。

一般に送電線の電圧が高い程、事故件数は少ない傾向にあり、日本の場合、事故件数は 1 年間 100km 当り、187 kV 以上は 1.1 件、110 kV から 154 kV までの送電線で 2.4 件、44 kV から 77 kV までの送電線で 5.8 件となっている。187 kV 以上の送電線では事故の要因の大部分が雷で、110 kV から 154 kV の場合でも雷および氷雪、風、水害などの自然現象に起因する事故が全事故の 70% 以上を占めている。

以上述べたごとく、ICEL が現在計画中の 230 kV 送電線は、既設 115 kV 送電線よりは事故による停止確率は小さくなるものと想定されること、および電力線搬送保護継電方式の採用による自動再閉路装置の適用により、230 kV 送電線の供給信頼度は 115 kV 送電線のそれに比し格段と高いものと思われる。

従って、Julumito 水力発電所を 230 kV 新 Popayan 変電所に連系する方が、115 kV 既設 Popayan 変電所に連系するより、停止確率は小さくなる。このことは、既設 115 kV 送電線が停止しても、電力需要の中心地である Popayan 市および Pasto 市への電力供給は 230 kV 送電線を通じ、電力需要の一部を Julumito 水力発電所から供給することが可能であることを意味する。

以上のことから、Julumito 水力発電所の受電端変電所は 230 kV 新 Popayan 変電所の 115 kV 母線に接続するものとする。なお、8.2 項「電力系統解析」で述べたごとく、電力系統の運用の面からみて、上述の両変電所間を 115 kV 送電線 10 km を 1 回線で連系し、230 kV 送電線と 115 kV 送電線をループ運用することが、電力需要家への供給信頼度の向上となると共に、CEDELCA および CEDENAR の既設水力発電所からの供給信頼度を著しく向上させる。

Fig. 3-1 に関連電力系統および本計画の工事範囲を示す。

1972 年に作成された本計画のフィジビリティ調査報告書には、既設 Popayan 変電所に、30 MVA 変圧器と受電用 115 kV 開閉設備が計画の建設費想定範囲に含まれていたが、今回受電変電所を 230 kV 新 Popayan 変電所としたので考慮の対象から除くものとした。また、通信設備については、Julumito 水力発電所と 230 kV 新 Popayan 変電所間に電力線搬送通信設備を設けるものとし、これにより給電用電話回線および送電線保護用リレー回線が、それぞれ一回線づつ設けられる。

なお、既設 115 kV 送電線で、Popayan 変電所より Pance 変電所に向う送電線の一部が Julumito 貯水池予定地点に建設されており、約 10 基を移設する必要があるが、本移設工事は ICEL の責任のもとで実施されることになっている。

なお、Fig. 3 - 2 にコロンビア共和国全体の送電線のルートおよび主要変電所の位置を示す。

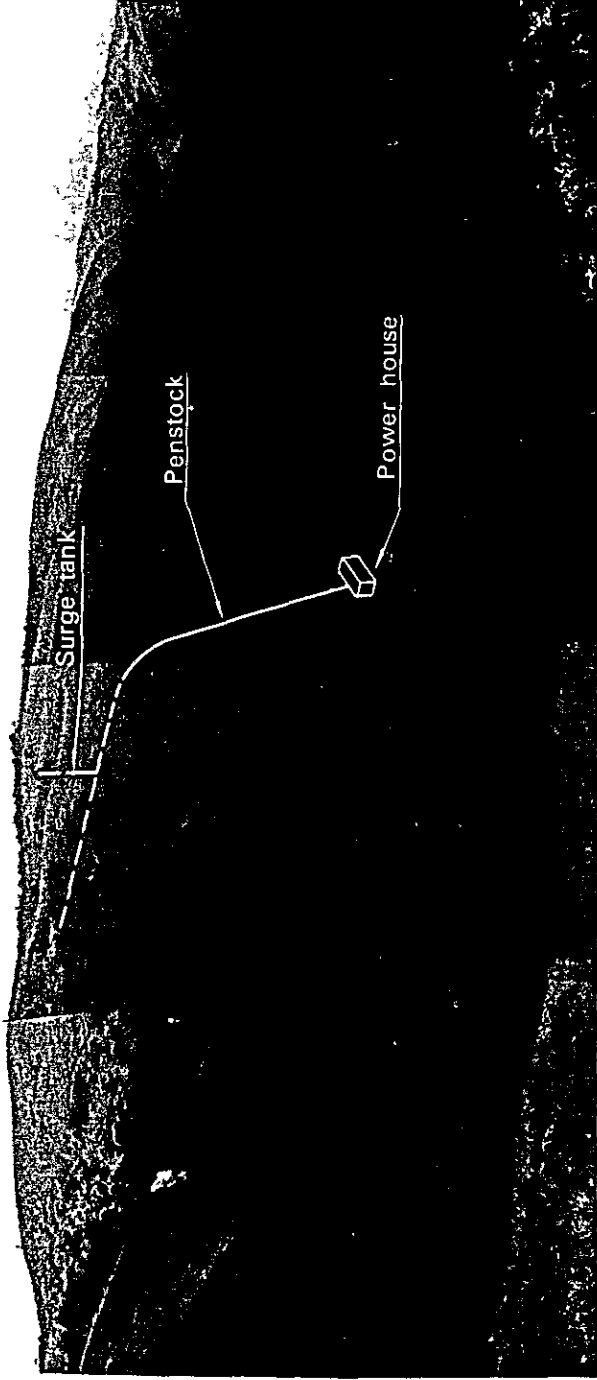
Site 1
09/16/04



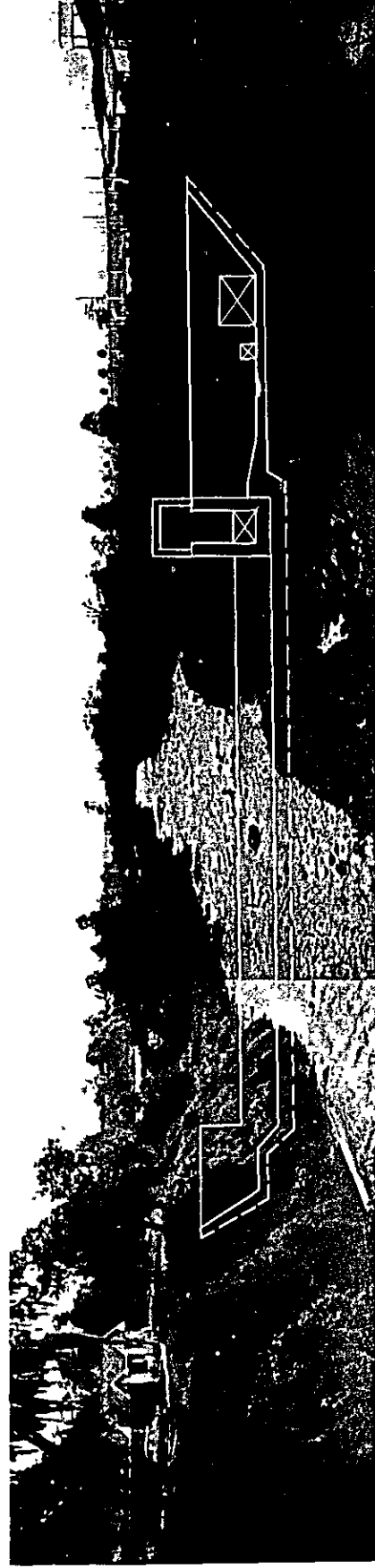
Whole View of Project Site



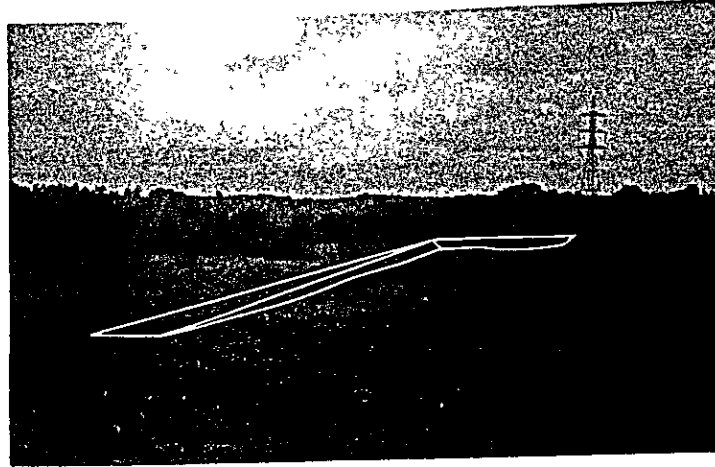
Julumito Dam Site Viewed from Downstream



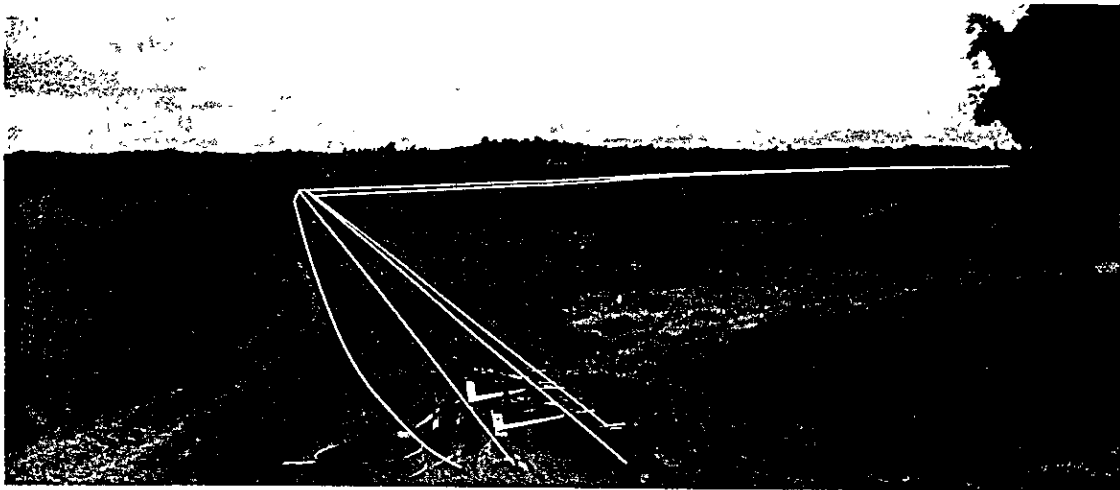
Julumito Powerhouse Site Viewed from the Right Bank of Rio Cauca



Cauca Diversion Dam Site Viewed from Down Stream (Rio Cauca)



Dike No. 1 Site



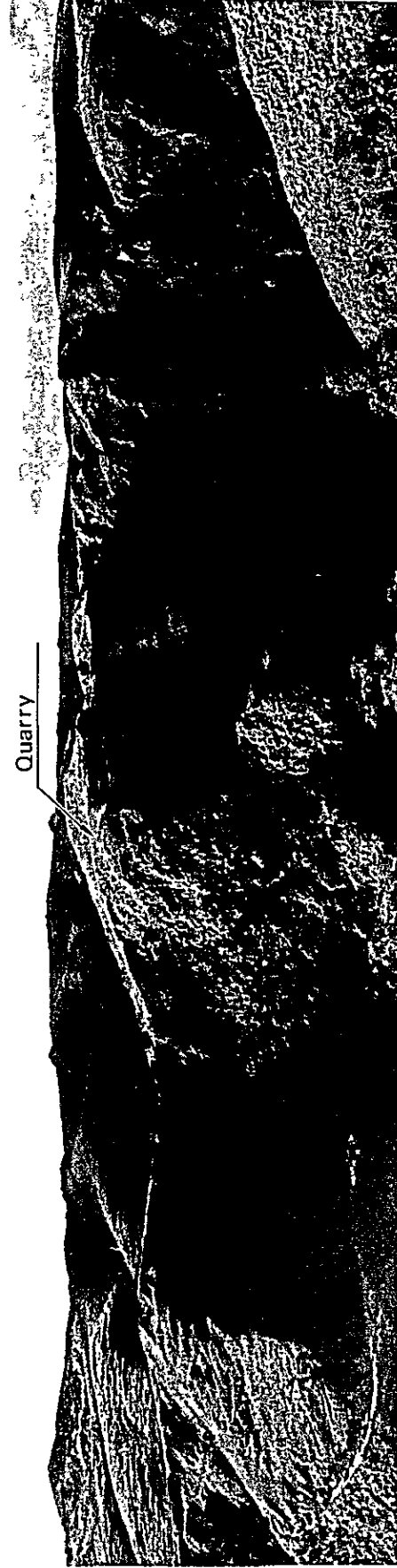
Dike No. 2 Site



Julumito Gauging Station (Rio Cauca)



Borrow Area for Julumito Dam Embankment (on the left bank of Rio Sate)



Quarry Site for Julumito Dam Embankment (on the right bank of Rio Cauca)

Table 3-1 Julumito Hydro-Electric Power Project

Item	Units	Description
Location		Cauca
Catchment Area		
Rio Cauca	Km ²	857
Rio Sate	Km ²	31
Rio Palace	Km ²	197
Rio Blanco	Km ²	39
Total	Km ²	1,124
Reservoir		
Location and Name		Julumito
High Water Surface	EL. m	1,715.0
Reservoir Area	Km ²	4.4
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	60.8
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	50.4
Available drawdown	m	15.0
Dam		
Type		Rockfill
Height	m	82
Length of Crest	m	340
Volume	10 ³ m ³	1,250
Spillway		
Type		Chute-type
Capacity	m ³ /sec.	95
Waterway		
Headrace Tunnel	m	Diameter 4.20
Cauca Diversion Waterway	m	Length 1,775 (Open Channel 2,400 Tunnel 220)
Palace Diversion Waterway	m	Length 770 (Tunnel)
Blanco Diversion Waterway	m	Length 3,650 (Tunnel)
Power Production		
Normal Intake Level	EL. m	
Tailwater Level	EL. m	1,710.0
Normal Effective Head	m	1,577.0
		126.0
Powerhouse Discharge		
Maximum	m ³ /sec.	
Firm	m ³ /sec.	50.0
		25.0
Output		
Installed Capacity	kW	
Firm Peak Output	kW	53,000
		47,200
Annual Energy Production		
Firm Energy	10 ⁶ kWh	(At generating end)
Secondary Energy	10 ⁶ kWh	259.4
Total Energy	10 ⁶ kWh	47.6
		307.0

Item	Units	Description
Transmission Line		
Length	m	Powerhouse-New Popayan Substation 10 Km
Voltage	kV	115
Construction Cost		
	10 ³ U. S. \$	75,900 (as of 1979)
		103,000 (including cost escalation until 1984)
Economics		
Cost of Energy	US¢	3.65
Benefit-Cost Ratio		1.57
Economic Internal Rate of Return	%	20.7

Fig. 3-1 Power System Diagram in 1978

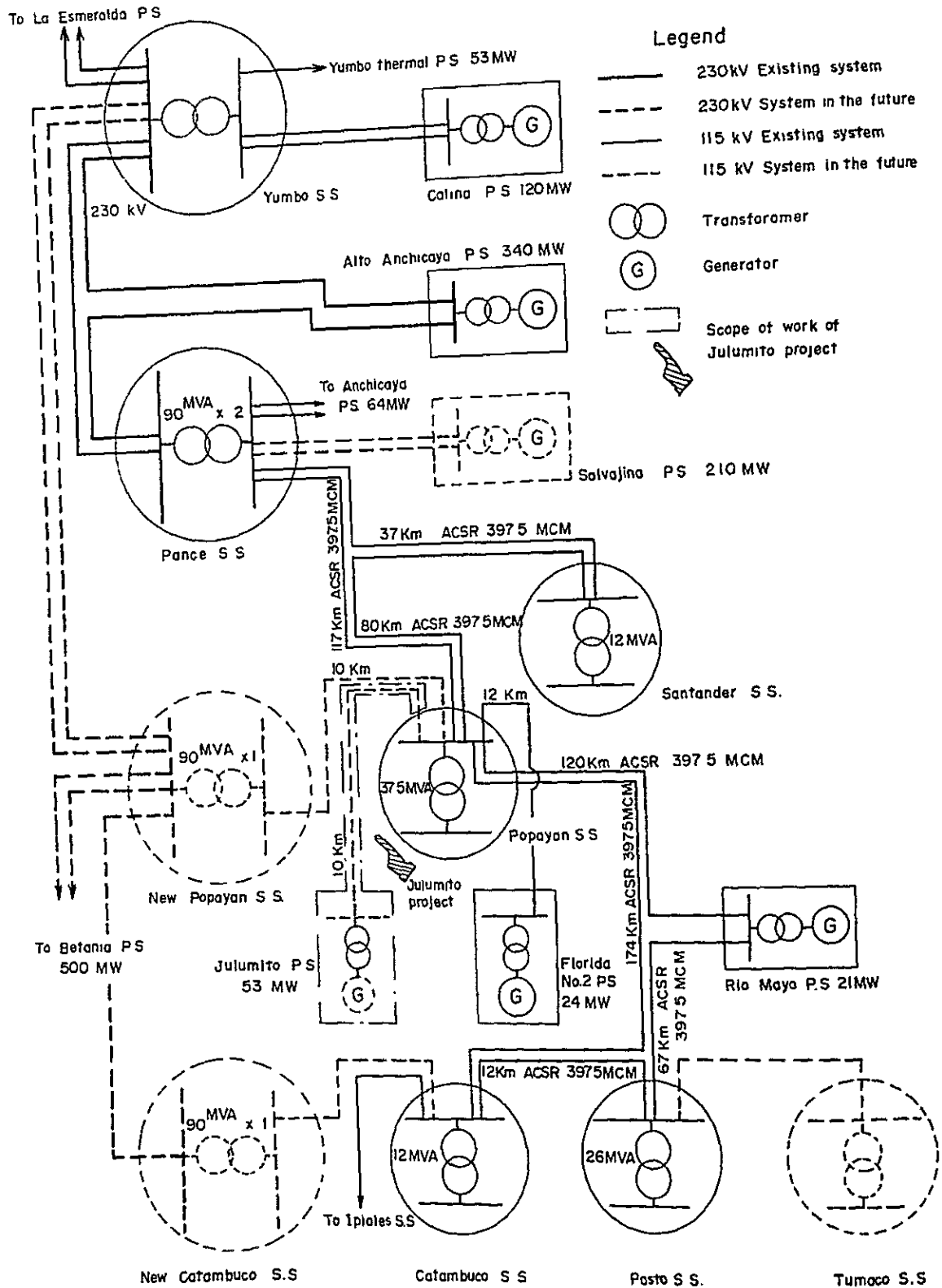
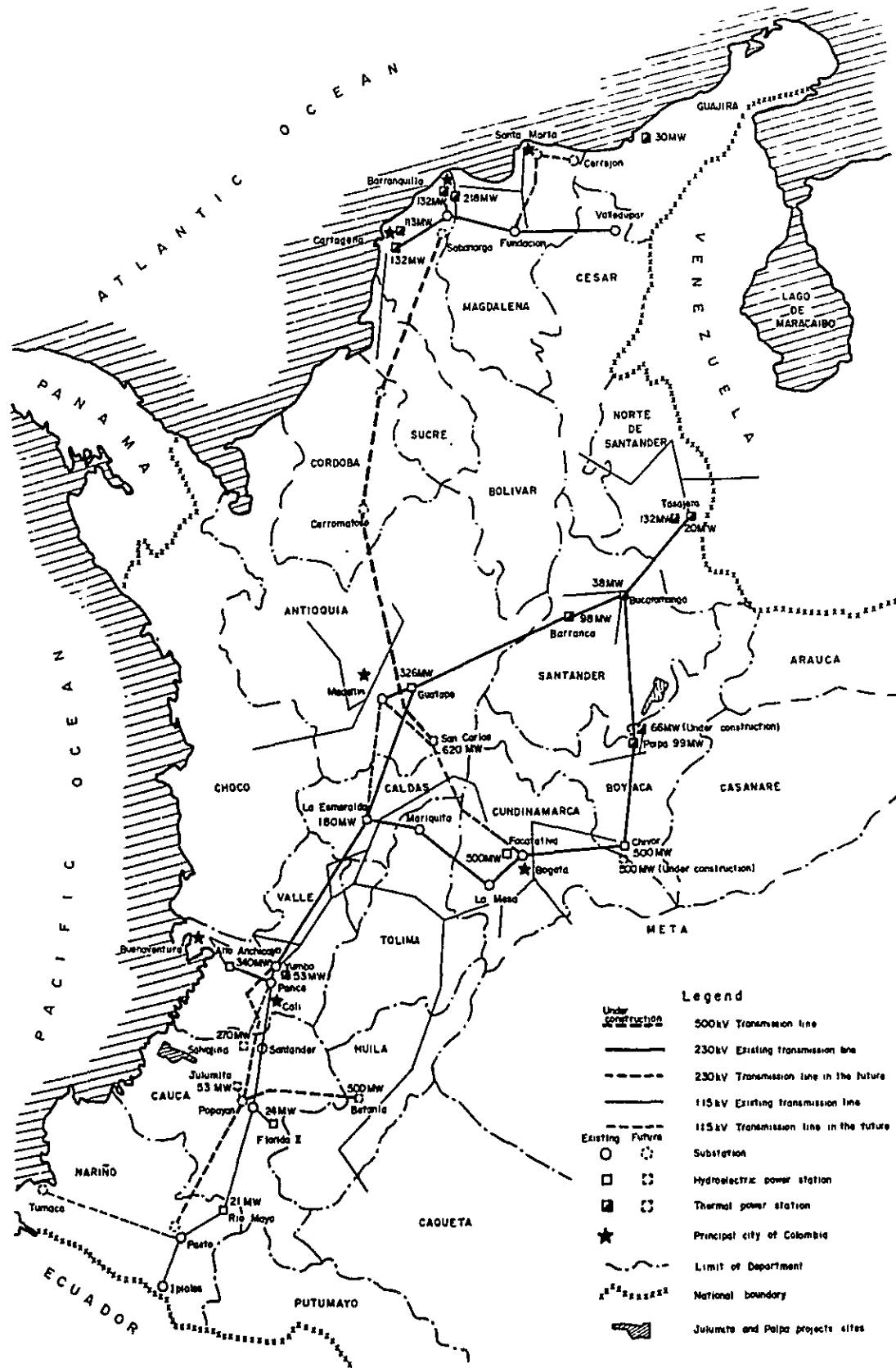
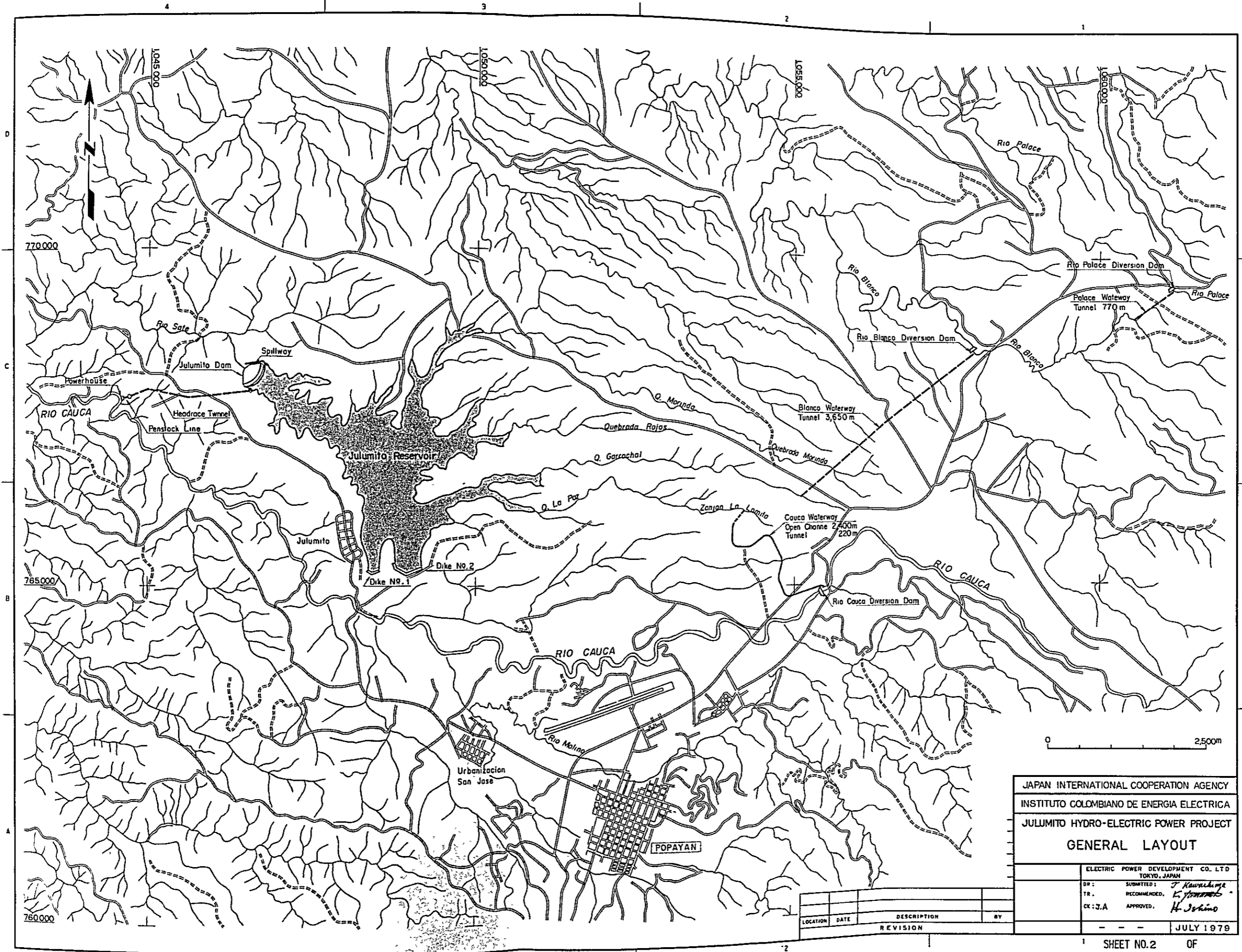


Fig. 3-2 Principal Power System in Colombia in 1978





JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
 JULUMITO HYDRO-ELECTRIC POWER PROJECT
 GENERAL LAYOUT

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD
 TOKYO, JAPAN

DR: SUBMITTED: *T. Kawakami*
 TR: RECOMMENDED: *E. Jimenez*
 CK: J.A. APPROVED: *H. Ichino*

--- JULY 1979

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

第4章 電力需要想定

第4章 電力需要想定

4.1	コロンビア共和国の電気事業の現状	4-1
4.1.1	エネルギー資源	4-1
4.1.2	コロンビア共和国の電気事業	4-8
4.2	Julumito水力発電開発計画の対象地域	4-12
4.2.1	Cauca県	4-12
4.2.2	Nariño県	4-13
4.3	電力需要想定	4-14
4.3.1	方針	4-14
4.3.2	資料および情報	4-15
4.3.3	積上方式による電力需要想定	4-16
4.3.4	マクロ方式による電力需要想定	4-26
4.3.5	結論	4-33
4.4	電力需給バランス	4-33
4.4.1	電力需給バランス	4-34
4.4.2	Julumito水力発電開発計画の対象地域の電力需給バランス	4-48

FIGURE LIST

Fig. 4 - 1	Theoretical Hydro Potential by River Basin
Fig. 4 - 2	Projection of Production and Demand of Petroleum
Fig. 4 - 3	Petroleum Pipe Line Route
Fig. 4 - 4	Natural Gas Pipe Line Route
Fig. 4 - 5	Correlation Between Per Capita GNP and its Growth Rate
Fig. 4 - 6	Correlation Between Per Capita GNP and Per Capita Electricity Production
Fig. 4 - 7	Estimated Maximum Demand and Installed Capacity of Entire Power System
Fig. 4 - 8	Typical Daily Load Curve of CEDELCA and DEDENAR Systems
Fig. 4 - 9	Max. Demand and Installed Capacity (CEDELCA and CEDENAR)

TABLE LIST

Table 4 - 1	Theoretical Hydro Potential by River Basin
Table 4 - 2	Technical and Economical Hydro Potential by River Basin
Table 4 - 3	Demand and Production of Petroleum
Table 4 - 4	Coal Demand in Colombia
Table 4 - 5	Coal Demand in Coal Fired Thermal Power Plant
Table 4 - 6	Percentage Distributed by Generating
Table 4 - 7	Energy Demand per Service Type in 1977
Table 4 - 8	Average Tariff Rate in 1977
Table 4 - 9	Tariff Rate by Service Type in June 1978
Table 4 - 10	Figures Used for Load Forecast in CEDELCA System
Table 4 - 11	Load Forecast for CEDELCA Power System
Table 4 - 12	Figure Used for Load Forecast in CEDENAR System
Table 4 - 13	Load Forecast for CEDENAR Power System
Table 4 - 14	Load Forecast for CEDELCA and CEDENAR System
Table 4 - 15	Energy Demand Forecast by Macroscopic Method
Table 4 - 16	Power Demand Forecast by Macroscopic Method
Table 4 - 17	Existing Installed Capacity
Table 4 - 18	Reservoir Capacity of Existing Principal Dams
Table 4 - 19	Construction Schedule of Generating Facilities in Colombia
Table 4 - 20	Installed Capacity of CEDELCA and CEDENAR
Table 4 - 21	Supply Capacity of CEDELCA and CEDENAR
Table 4 - 22	kW and kWh Balance of CEDELCA and CEDENAR Power System

第 4 章 電力需要想定

4.1 コロンビア共和国の電気事業の現状

4.1.1 エネルギー資源

(1) 包蔵水力 (Hydro Potential in Colombia)

コロンビア共和国は、地形および気象条件 (Geographical and Climatic Configuration) から水力エネルギー資源に恵まれ、その理論包蔵水力 (Theoretical Hydro Potential) は世界第 4 位、ラテンアメリカ第 1 位と云われている。この理論包蔵水力の地域的な分布は、Fig. 4-1 に示すとおりであるが、コロンビア共和国を南北に走る Andes 山脈にその源を発する Rio Magdalena および Julumito 水力発電開発計画が位置する Rio Cauca 流域の理論包蔵水力が最も大きい。

1976 年の終りより開始され、1978 年末に終了したコロンビア共和国全土の技術的、経済的に開発可能な出力は 92 百万 kW、開発計画の数は 308 ケ地点に達する。なお、これらの計画の一部はプレリミナリィ・レベルの調査結果であり、また、その設備出力は 100 MW 以上の水力発電計画が対象となっている。

Table. 4-1 に理論包蔵出力を、Table. 4-2 に技術的・経済的に開発可能出力を示す。

Table 4-1 Theoretical Hydro Potential by River Basin

River basin	No. of rivers	Areas (km ²)	Hydro potential (MW)	Potential per area (MW/km ²)
1 - Magdalena - Cauca	171	149.6	44,080	295
2 - Orinoco - Catatumbo				
Zona Alta	45	172.8	21,160	122
Zona Baja	17	191.7	6,405	33
3 - Sierra Nevada				
Guajira	24	42.9	2,000	47
4 - Atrato - Sinu	14	61.5	9,070	115
5 - Pacifico	28	76.3	17,070	224
6 - Amazonia				
Zona Alta	25	80.5	9,790	122
Zona Baja	27	260.8	10,550	40
Total	351	1,136.1	118,125	104

Note : 理論包蔵出力は、河川における水の総流量を電力エネルギーに換算したものであり、平均出力 (MW) で表わす。

Fig. 4-1 Theoretical Hydro Potential by River Basin

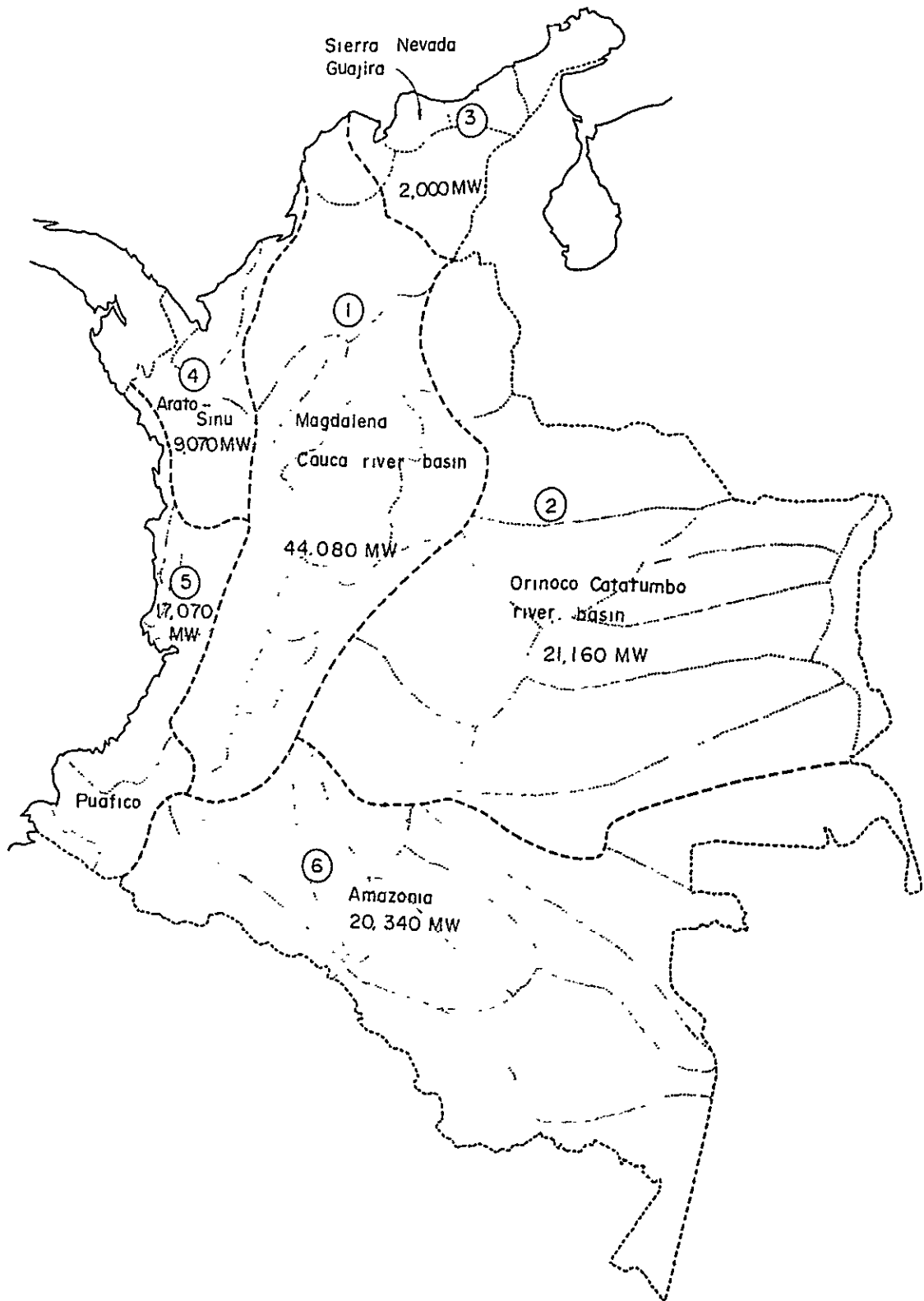


Table 4-2 Technical and Economical Hydro Potential by River Basin

River basin	No. of projects	Installed capacity (MW)	Average capacity (MW)	Basin studied (%)
1 - Magdalena - Cauca	122	33,400	274	100
2 - Orinoco - Catatumbo				
Zona Alta	60	15,200	253	100
Zona Baja	19	10,700	263	100
3 - Sierra Nevada - Guajira	10	600	60	100
4 - Atrato - Sinu	12	6,900	575	100
5 - Pacifico	50	12,900	258	100
6 - Amazonia				
Zona Alta				
Zona Baja	35	12,300	351	100
Total	308	92,000	299	100

Note. 技術的・経済的に開発可能出力とは、発電所設備利用率を 50% とし、発電所設備出力 (MW) で表わしたものである。

1977 年末の設備出力は 2,966 MW、現在建設中の水力発電所は 3,737 MW、合計 6,703 MW であるので、開発可能水力の 7.3% が開発されたに過ぎず、今後 21 世紀の中頃まで水力開発計画は続くものと思われる。

(2) 石油資源

コロンビア共和国は石油の産出国であり、1979 年の推定埋蔵量は 650 百万バレルである。既存の油田は枯渇する傾向にあるが、一方、国内の石油需要は急速に伸びており、1972 年後半より、ベネズエラ国より原油の輸入を余儀なくされている。

コロンビア共和国の石油開発は、国营石油会社 (ECOPETROL) によって、探査・開発・精製および国内販売まで一貫して行なわれている。石油埋蔵量の地理的分布は、従来から主たる埋蔵地帯である Rio Magdalena 中流域に近い Catatumbo 地域が最も大きく、また、確定された埋蔵量以外にも有望な油層があるものとみられている。コロンビア政府は、現在新規油田の発見につとめており、1990 年には 730 の油井により年間 160 百万バレルの産出を目標としている。Fig. 4-2 にコロンビア共和国内の将来の石油需要と生産予想額を、Fig. 4-3 に既設パイプラインおよび将来建設のパイプライン予定ルートを、さらに、Table. 4-3 に 1973 年より 1977 年までの石油需要と生産量を示す。

Fig. 4-2 Projection of Production and Demand of Petroleum

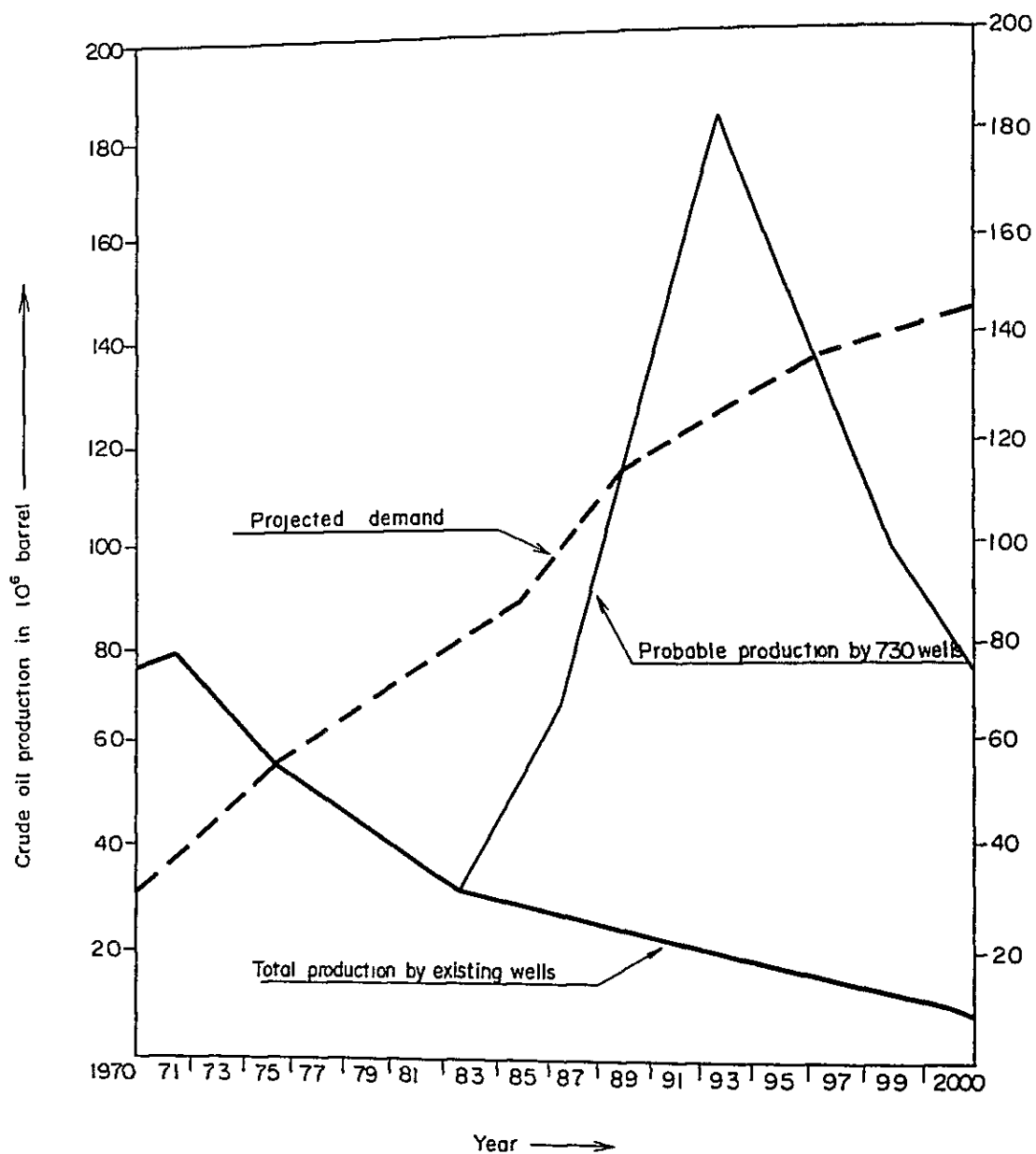


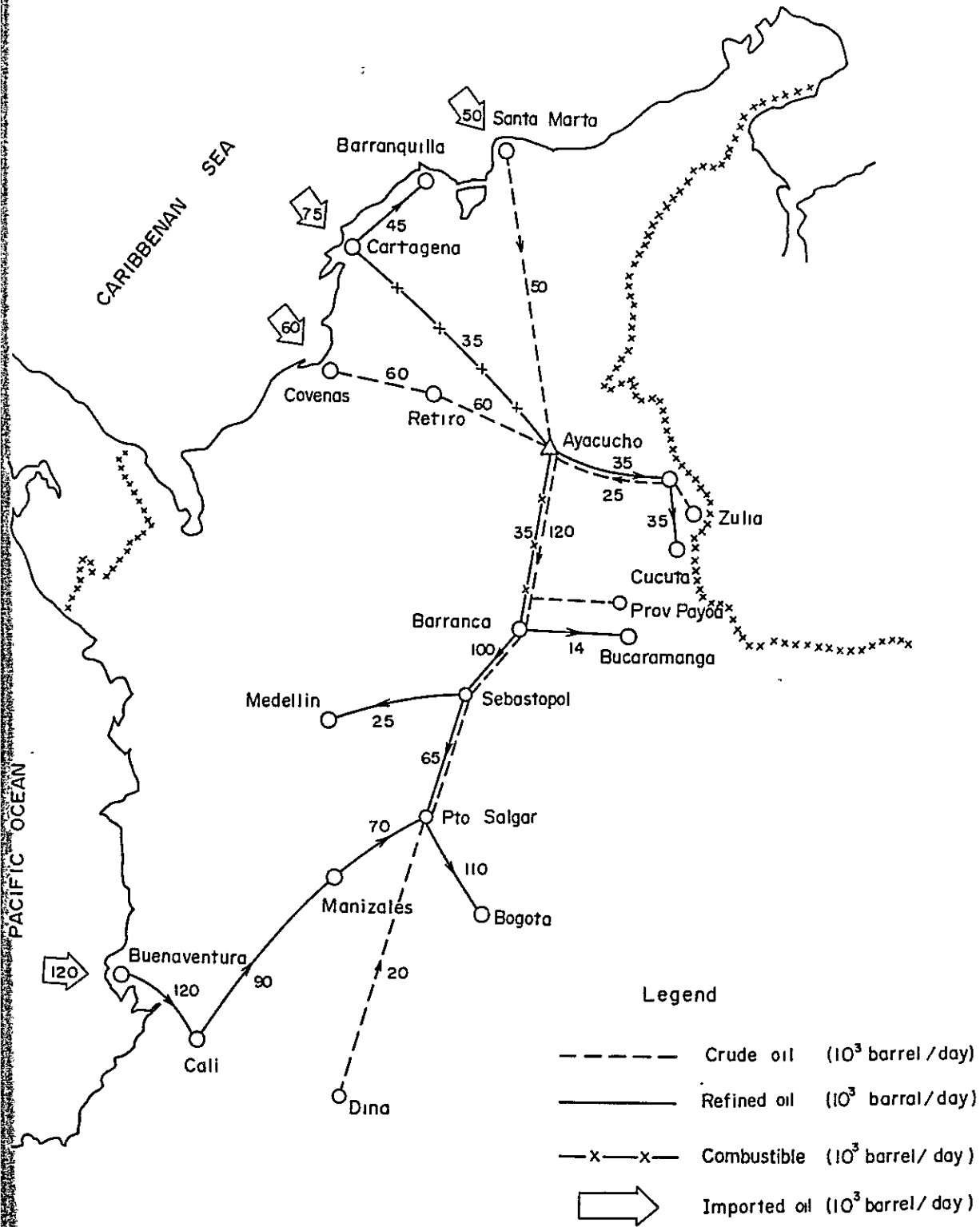
Table 4-3 Demand and Production of Petroleum

Unit: 10⁶ Barrel

	Production	Internal demand	Exportation
1973	66.8	48.5	18.1
1974	60.9	53.1	7.5
1975	57.7	57.7	8.7 (2.0)
1976	52.8	59.6	8.9 (6.7)
1977	50.4	61.6	9.0 (11.2)

Note: Figures in parenthesis indicate the value of petroleum imported.

Fig. 4-3 Petroleum Pipe Line Route



(3) 天然ガス資源

コロンビア国においては、1977年迄はエネルギー源としてのガスの重要性についてはあまり留意が払われていなかった。しかし現在では、工業あるいは家庭用燃料としての重要性が認識されると同時に、最近発見された天然ガスの埋蔵量（550百万立方フィート/日、20年間生産可能）からみて、石油に代る重要な輸出産業になるものと期待されている。

1977年までのガスの生産は、Rio Magdalena中流域の石油生産に伴うガス（associated gas）であったが、Guajira半島で発見された天然ガスはフリーガス（free gas）であり、Guajira Area Aと名付けられた地域のガス埋蔵量は、実に450百万立方フィート/日、20年間（石油換算で75,000バレル/日－20年間に相当する）に達する埋蔵量が確認されている。

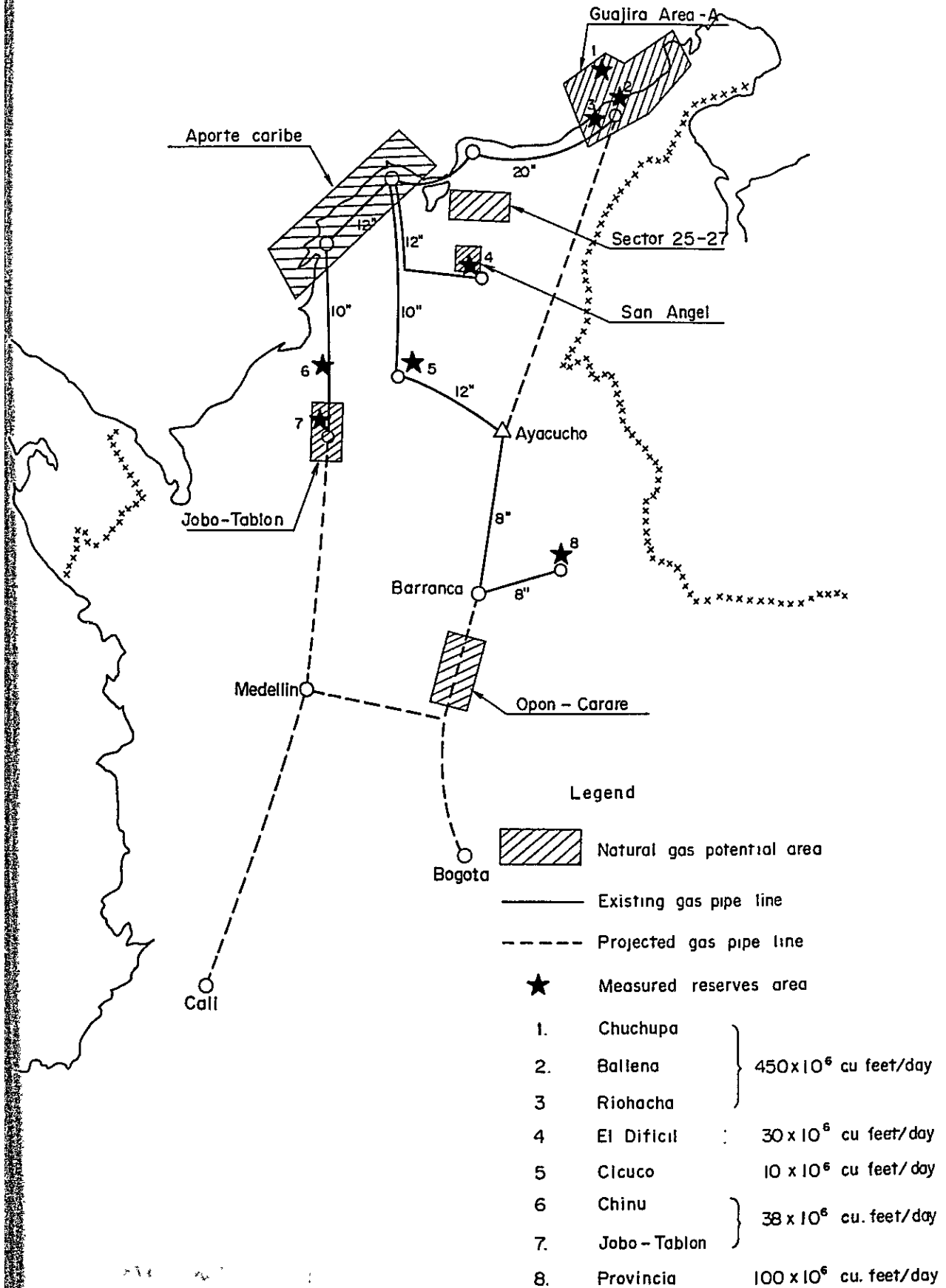
コロンビア政府はガスの品質（メタンCH₄の割合が大きい）からみて、当面、石油化学の発展に期待すると同時に、カリブ海に面する北部のエネルギーの供給源および液化天然ガスの輸出に大きな期待を寄せている。

Guajira県は、コロンビア国の天然ガス埋蔵量の90%を占めているが、現在、天然ガス輸送用のパイプライン（直径12インチから20インチ）は380kmにわたってすでに布設され、生産地であるGuajira Area Aと消費地であるBarranquilla市およびCartagena市間が結ばれている。

さらに将来は主要都市である、Cali市Medellin市およびBogota市間もガスパイプラインで結ばれる予定になっている。Fig.4-4にコロンビア国の主要な天然ガス埋蔵地域とガス・パイプラインルートを示す。

生産される天然ガスの一部は、Guajira県の一般需要家に電力を供給するための燃料として利用することもすでに決められ、その価格は0.50USドル/1,000立方フィートとなっている。なお、1977年末現在、火力発電設備（ガスタービンを含む）のうち45%は天然ガスを燃料として使用している。

Fig. 4-4 Natural Gas Pipe Line Route



(4) 石炭資源

コロンビア国の石炭埋蔵量は、500億トンないし600億トンといわれている。1950年代から石油危機の発生した1973年までは、毎年約2.5百万トン程度の採掘がなされていたが、その後徐々に生産が増加し、1976年にはその採掘量は4百万トンに達した。コロンビア国の石炭埋蔵地域はAntioquia県、Boyaca県、Cundinamarca県およびValle県であるが、いずれも小規模な鉱山であり、その生産性は米国に比し、5分の1から10分の1程度といわれている。

500を超える鉱山から産出された石炭の30%はコロンビア国内の製鉄所で消費され、発電事業用には1977年の実績で625千トン（全消費料の15%）が消費された。その他の石炭の需要先はセメント工業、パルプ工業、窯業、その他である。Table. 4-4にコロンビア国における過去の石炭採取量と将来の需要予測を示す。

Table 4-4 Coal Demand in Colombia
Unit: 10³ ton

1973	3,360	} Actual record
1976	4,000	
1979	5,500	
1982	8,000	} Projected demand
1985	10,940	

Note : 採掘された石炭の一部は輸出されたが、その数量は僅かである。1974年に輸出された10万トンが最大である。

コロンビア政府は将来、年間10百万トンを超える石炭の採掘を計画しているが、次のごとく4百万トン程度は石炭火力発電所での消費を考慮している。

Table 4-5 Coal Demand in Coal-Fired Thermal Power Plant

Year	Installed capacity (MW)	Coal quantity required per year (10 ³ ton)
1980	412	1,236
1985	992	2,863
1990	1,492	4,138

4.1.2 コロンビア共和国の電気事業

(1) 電気事業者

コロンビア国の電気事業者は市町村営を含めると50数社にのぼるが、1974年4月10

日の法令 (Decreto Ley 636) により、全ての電気事業は動力鉱山省 (Ministerio de Minas y Energia) の指導監督のもとに行なわれることになった。動力鉱山省は電気事業者から提出される計画を国の経済開発計画との調和を計るため、企画庁 (Departamento Nacional de Planeación) の全般的な合意を得て、新規計画の開発順位を決定するという電源開発の政策決定を行なっている。この動力鉱山省の直接の下部機構として、コロンビア電力公社 (ICEL - Instituto Colombiano de Energia Eléctrica) および太西洋岸電力公社 (CORELCA - Corporación Autónoma de la Costa Atlántica) がある。

この両組織は、それぞれ Bogota 市、Medellin 市および Cali 市の 3 大都市を除く地方の県毎に電気事業を営む 16 社および 7 社の電気事業者をその下部組織として有し、これらの電気事業者を統轄、監督する立場にある。

上述のコロンビア電力公社および太西洋岸電力公社の外に主要な電気事業者としては、Bogota 電力会社 (EEEB - Empresas de Energía Eléctrica de Bogotá)、Medellin 電力会社 (EPM - Empresas Públicas de Medellín)、Cauca 地域開発公団 (CVC - Corporación Autónoma Regional de Cauca) および連系電力会社 (ISA - Interconexión Eléctrica S.A) がある。

- EEEB は、コロンビア国内で最も重要な電力市場である首都 Bogota 市とその周辺に電力供給を行なう市営電力会社である。
- EPM は、Medellin 市に電力を供給するだけでなく、電話、上・下水道の事業も行なう市営の公共事業体である。
- CVC は、Rio Cauca 流域の総合開発を目途として設立された国営事業体であり、電源開発のほか洪水調節、かんがい、排水処理、農地改良など広範囲の業務活動を行なっている。
- ISA は、1967 年 9 月に設立された会社で、当初は EEEB、EPM、CVC および ICEL が 25 % ずつ出資し設立した会社であるが、その後、CHIDRAL (Central Hidroeléctrica del Rio Anchicaya)、CHEC (Central Hidroeléctrica de Caldas) および CORELCA が加入し、現在に至っている。

この会社の目的は加入会社の電力系統を連系し、電力融通を円滑に行なわしめるとともに、大規模電源開発を可能にするとともに予備力の節減・供給・信頼度向上を達成させようとするものである。同社の定款によれば、連系電力系統内の新規電源の建設と運営は同社によって行なわれることになっている。

Julumito 水力発電計画と直接関連する ICEL および本計画の電力供給対象地域内で電気事業を営んでいる Cauca 電力会社 (CEDELCA - Centrales Eléctricas del Cauca S.A) および Nariño 電力会社 (CEDENAR - Centrales Eléctricas del Nariño S.A) について以下に述べる。

- ICELは、1968年までは水利電力公社 (Electroaguas) と呼ばれていたが、政府の電源開発の推進計画により同年12月の法令 (Decreto Ley 3175) によって設立された国家機関である。同時に電気事業遂行の一環として16の電気事業社を資本参加によって、その翼下に入れた。このように国の電源開発を推進するにあたって、ICELはその機能として、その翼下の地方電力会社の地域内における発電、送電、配電の建設を実施、国家電源開発計画への参画、技術およびファイナンスをこれら地域電力会社に提供すること、コロンビア国の電気事業統計の整備等の業務が課せられている。
- CEDELCAは、Cauca県の県都Popayan市に本社を置き、1955年3月に設立された電力会社である。電力の供給範囲はPopayan市および県内の市町村であり、ICELの子会社16社のうちの1つである。なお、ICELの資本参加比率は83.2%である。
- CEDENARは、Nariño県の県都Pasto市に本社を置き、1955年8月に設立された電力会社である。電力の供給範囲はPasto市および県内の市町村であり、ICELの子会社16社のうちの1つである。なお、ICELの資本参加比率は93.5%である。

(2) 電力需要の現状と電源開発計画

1977年末のコロンビア国全体の総設備出力は3,984MW、発電端における電力需要の伸びは1967年から1977年までの10年間に於いて毎年平均9.1%であり、コロンビア国他の分野における経済活動のいずれよりも高い伸び率を示している。

1977年における自家用を除く電気事業者の機種別の発電実績を、Table. 4-6に示す。

Facility Type	Percentage
Hydraulic	72.2 %
Diesel	1.8 %
Steam	
Fuel-oil	7.8 %
Gas	2.2 %
Coal	8.8 %
Gas turbine	7.2 %
Total	100.0 %

上表にみられるように水力と火力の比率は7:3となっており、コロンビア政府は自国の石油、天然ガスおよび石炭資源の賦存状況を勘案し、さらに水力の季節変動による可能供給力の変動からみて、最も経済的な開発計画は、水・火力の比率を現状と同じ7:3を維持することにあると判断しており、今後もこの比率を維持しながら電源開発が進められていくものと思われる。

水力の電源開発に当っては、100MWを超える大規模水力は原則としてISAが行ない、100MW以下3,000kW程度までは電気事業の地方分権の意味で、地方の電力会社が開発に当ることになっている。なお、3,000kW以下については、ICELがマイクロ水力発

電所を建設し、地方電化を推進しようとするものである。なお、これらマイクロ水力発電所の建設計画は、コロンビア国全体で 55 ケ地点にのぼっている。

1977 年における自家用発電設備を除く需要家別の電力需要と、日本における電力需要の比率を示す。

Table 4-7 Energy Demand per Service Type in 1977

	Colombia	Japan
Residential	44.0 %	31.3 %
Commercial	13.9 %	14.2 %
Industrial	32.7 %	} 51.8 %
Official	5.4 %	
Street lighting	2.5 %	-
Others	1.5 %	2.7 %
Total	100.0 %	100.0 %

(3) コロンビア国の電気料金

1977年のコロンビア国の平均電気料金は 0.60 コロンビアペソ/kWhであった。この料金を ISA が調査した他のラテンアメリカ諸国の電気料金と比較すれば、Table. 4-8 のごとくになる。なお参考のため、1977年の日本の平均単価も示す。

Table 4-8 Average Tariff Rate in 1977

Country	Average tariff rate (Col\$/kWh)	Remarks
Brazil	2.56	
Honduras	1.98	
Argentin	1.48	
Costa Rica	0.94	1 US\$ = Col\$ 41.0
Peru	0.90	1 US\$ = Yen 215.0
Colombia	0.60	
Japan	2.77	(14.51 Yen/kWh)

コロンビア政府は、現行の低い電気料金を毎年平均 20 % 程度値上げすることにより、電気事業の健全な発展を意図しており、各電気事業者の現行電気料金は需要家に急激な負担増とならないよう、1.5 ~ 2.0 % / 月毎に料金値上げをする方式がとられている。

Julumito水力発電計画対象地域内の電力会社、CEDELCA、CEDENAR および主要都市の 1978年6月の電気料金表より、需要家種別毎の 1kW当りの電気料金を Table. 4-

9に示す。なお、コロンビア国の電気料金制は家庭用、工業用は使用電力量が増えると料金単価も上る、いわゆる逓増料金制である。

Table 4-9 Tariff Rate by Service Type in June 1978

Service type	Energy consumption (kWh/month)	CEDELCA (Col\$/kWh)	CEDENAR (Col\$/kWh)	Bogota (Col\$/kWh)	Medellin (Col\$/kWh)	Cali (Col\$/kWh)
Residential	200	0.650	0.629	0.382	0.497	0.609
Commercial	400	1.140	1.111	1.535	1.024	1.574
Industrial	2,000 ¹⁾	0.900	1.291	0.952	1.510	0.903
Public	1,000	0.720	0.916	0.806	0.391	0.960
Street lighting	15,000	0.720	0.916	0.806	0.391	0.960

Note 1) Maximum demand 20 kW is estimated for demand charge.

上表には、火力発電設備が主体である CORELCA の電気料金が含まれていないが、1977年の ICEL グループの平均売電単価 0.564 コロンビアペソ/kWh に比し、0.961 コロンビアペソ/kWh と約 70% 高い。

4.2 Julumito 水力発電開発計画の対象地域

本計画が対象とする電力供給地域は、Rio Cauca 最上流に位置する Cauca 県（人口 814 千人…… 1978 年想定値）とさらにその南に位置し、エクアドル国と国境を接している Nariño 県（人口 1,019 千人…… 1978 年想定値）である。この地域は Andes 山脈の溪谷部から太平洋岸までの標高差のある地域、最高標高は Huila 山の 5,750 m であり、Cauca 県の県都 Popayan 市は標高 1,760 m、Nariño 県の県都 Pasto 市は標高 2,504 m に位置する。なお、太平洋岸は Nariño 県の Tumaco 市（人口 98 千人…… 1978 年想定値）を除いては、大きな町はない。

人々の住んでいる地域は、主としてパン・アメリカンハイウェイ沿いの巾 70 km 以内、標高 1,500 m から 2,500 m の範囲である。両県とも農業が主たる産業で、将来も農業が経済基盤となって発展するものと思われる。なお、Nariño 県の南部から Tumaco 市にかけて大規模亜熱帯農業の開発が計画されている。

4.2.1 Cauca 県

Cauca 県は 36 の市町村からなり、1978 年の人口は 814 千人に達したと思われる。1964 年および 1973 年に実施された国勢調査の結果および 1978 年の想定値を示す。

Area of Departamento de Cauca	30,495 km ²	(2.7% of entire country)
Population (1964)	607,197	July 15, 1964 census
Population (1973)	734,550	Oct. 24, 1973 census
Population (1978)	813,937	
Growth Rate	2.1%	
Population Density (1978)	26.7 habitants/km ²	
Population Popayan,		
Capital, (1978)	105,944	

Cauca 県の主たる農産物は、コーヒー、砂糖きび、トウモロコシ、米、ジャガイモ等である。これら農産物の 1976 年の作付面積および生産高を次に示す。

	Cultivated Area (ha)	Production (ton)
Coffee (cafe)	39,540	18,979
Sugar cane (cana)	34,970	2,447,900
Corn (maiz)	35,325	54,754
Potato (papa)	3,663	43,956
Rice (arroz)	3,100	9,610
Sisal (fique)	4,800	12,000

Cauca 県の租税収入（直接税および間接税）、アルコール専売および起債による資金調達を含めた総収入は、1977 年において 303 百万コロンビアペソであったが、主として住宅、教育、地域開発および農業、牧畜振興に支出された。Popayan 市郊外には精酒工場、硫黄工場がみられ、また、Cali 市に近い Santander には精糖工場がみられるが、その他は小規模なサッシュ工場、ヒューム管工場、その他が有る程度で、大きな工場はこの地域には無い。

4.2.2 Nariño 県

Nariño 県は 55 の市町村からなり、1978 年の人口は 1,019 千人に達したと思われる。1964 年および 1973 年に実施された国勢調査の結果および 1978 年の想定値を示す。

Area of Departamento de Nariño	31,045 km ² (2.7% of entire country)
Population (1964)	705,611 July 15, 1964 census
Population (1973)	895,900 October 24, 1973 census
Population (1978)	1,018,900
Growth Rate	2.5%
Population Density (1978)	32.0 habitants/km ²
Population Pasto, Capital, (1978)	169,050

Nariño 県の農業は Cauca 県のそれとやや異なり、標高の関係で気温が低いため、主たる農産物は大麦、小麦、ジャガイモ、トウモロコシ、さらにカカオである。これら農産物の1976年の作付面積および生産高を次に示す。

	Cultivated Area (ha)	Production (ton)
Barley (cobada)	11,670	16,940
Wheat (trigo)	11,600	13,990
Potato (papa)	23,000	282,000
Corn (maiz)	25,279	27,862
Cacao (cacao)	10,344	396
Crude sugar (cana panela)	18,250	73,000
Sisal (fique)	2,088	1,909

Nariño 県の租税収入（直接税および間接税）、アルコール専売および起債による資金調達を含めた総収入は1977年において249百万コロンビアペソであったが、主として住宅、教育、地域開発および農業、牧畜振興に支出された。

Nariño 県の面積の約40%は、太平洋岸に広がる森林地帯で製材業も一部みられる。また、県の中央部において金および銀が産出されており、さらに調査中の鉱山もある。

Pasto 市には清涼飲料水工場、ビール工場、および精酒（アグアルディエンテ）工場、織物工場（毛布の生産は有名）もあるが、その他は殆んどが家内工業的な小さなものである。なお、エクアドル国と国境を接する Pasto 市は、交易の窓口都市として経済的に活発な街である。

4.3 電力需要想定

4.3.1 方針

電力需要はその地域の経済活動と密接な関係があり、したがって、Julumito水力発電計画対象地域の将来の経済活動を予測することが必要となるが、これを長期にわたって予測することはかなり難しい問題である。調査団が Cauca 県および Nariño 県の企画局 (Planeación Departamental) で入手した資料、および将来の展望について聴取した結果では、両県の経済基盤が大きく変動する要因はなく、今後も農業を主体として発展していくものと結論して良いと思われる。

このように、過去と将来との間に大きな社会的、経済的な変動がないことを前提に、次の方法で電力需要想定を行なう。

- (a) 過去の電力需要の内容を分析 (需要家種別毎に需要家数の伸び電力需要原単位およびその伸び等) し、需要予測も過去の実績のうえにおき、さらに調査団が実施した両県の主要都市および農村地域を観察した結果による電化の実情より、需要予測を行なう。
- (b) 上述による電力需要想定結果をチェックする意味で、電力需要の巨視的予測を行なうものとする。この巨視的予測とは、一国の電力消費量はその国の経済活動、すなわち、GNP との間に密接な関係があることを利用し、長期にわたる国全体の電力需要を想定する手法であり、この電力需要想定結果より、Julumito水力発電計画対象地域の電力需要を想定するものである。

電力需要想定の対象期間は、Julumito水力発電計画の投入時期を考慮し、1978年より1990年までの13年間とする。

Julumito水力発電計画の対象地域については、本計画の規模が53.0 MWと現在の Cauca 県および Nariño 県の電力需要68.9 MW (1978年) とほぼ同程度であるが、投入が予定される1985年初めの両県の電力需要は116.7 MWと想定され、既設発電設備の総設備出力71.5 MWとJulumito水力発電計画の53 MWと合わせると124.5 MWとなる。

すなわち、1985年の電力需要と両電力系統の設備出力とがほぼ同じであり、他の電力系統への供給余力はない。さらに本計画は、その規模からみて4.1.2(2)項で述べたごとく、地域的な電源開発の性格を有するものであることから、両県に限定して良い。

4.3.2 資料および情報

電力需要想定を行なうにあたっては出来るだけ資料を収集し、それらの比較検討を行ない、その妥当性を確かめて使用する必要がある。調査団は ICEL, ISA, CEDELCA, CED-ENAR, その他機関より資料の収集を行なうと同時に、需要地域に位置する既設発電所を訪問し、直接資料を入手することも行なった。

このようにして得られた資料を比較検討した結果最も妥当な基礎資料は、需要家種別毎の需要家数、需要実績であるとの結論を得た。なお、観察による主要地域の比較調査を行ない、対象地域の電化の実態調査も行なったことは、既に述べたとおりである。

4.3.3 積上方式による電力需要想定

積上方式による電力需要想定とは、需要家種別毎に電力需要想定を行ない、それらの結果を合計し、さらに送配変電損失を考慮し、発電端電力需要を想定するものである。

電力需要想定を行なうにあたって、対象地域である Cauca 県および Nariño 県に位置し、独占的に電力供給を行なっている、CEDELCA および CEDENAR の過去の統計実績に基づき、これを各需要家種別毎に解析して将来の需要を想定し、想定結果を積上げて全体の需要を算出する方法をとった。

(1) CEDELCA 系統

CEDELCA の過去7年間の実績をもとに、需要家別の需要家数の伸びおよび需要家当りの消費電力量を解析した結果、Table. 4-10 に示すごとき数値を得た。1973年末の石油危機の影響は電力需要に顕著に現われてはいない。これは、或る意味で Cauca 県が農業を経済基盤とした地域であることを示しているものと思われる。工業需要家の数は1970年から1973年までの平均は2.0%の伸びであるが、1973年以降に急速に増え1970年から1977年までの平均は7.0%の伸びである。しかし、新規工業需要家の電力需要規模は小さく、一需要家当りの消費電力量は減少している。街路灯の照明需要は、その普及に伴い需要家数が大巾に伸び、また、一需要家当りの消費電力量も大巾な増加を示した。今後共、街路灯の需要家数は配電網の拡大に伴ない増加するものと思われるが、一需要家当りの原単位（消費電力量）は微増にとどまるものと思われる。街路灯の照明需要については、需要家数の伸びおよび原単位の伸びとも高めの数値を採った。

Table. 4-11 に、CEDELCA 電力系統の1978年より1990年までの想定結果を示す。この結果によれば、CEDELCA 電力系統の電力需要は電力量において毎年8.6%、最大電力において9.1%の伸びが期待でき、Julumito 水力発電計画が投入される1985年の電力需要は50.6 MW である。

Table 4-10 Figures Used for Load Forecast in CEDELCA System

	1977	Past trend		Rate of growth			
		Rate of growth		Probable		Maximum	
		'70-'73 (%)	'70-'77 (%)	'78-'85 (%)	'86-'90 (%)	'78-'85 (%)	'86-'90 (%)
(1) No. of customers							
Residential	29,309	5.5	6.5	<u>6.5</u>	<u>6.0</u>	7.0	6.5
Commercial	1,528	10.2	3.0	<u>5.0</u>	<u>4.0</u>	5.5	5.0
Industrial	164	2.0	7.5	<u>5.0</u>	<u>4.0</u>	5.5	4.5
Public	703	9.0	7.1	<u>5.0</u>	<u>4.0</u>	6.0	5.0
Street lighting	34	16.3	13.5	<u>8.5</u>	8.0	<u>9.5</u>	<u>9.0</u>
Others	84	-	-	-	-	-	-
(2) Consumption per customer							
	(kWh)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Residential	2,055	5.1	4.4	<u>4.5</u>	<u>4.0</u>	5.0	4.5
Commercial	4,593	0.8	4.4	<u>4.5</u>	<u>4.0</u>	5.0	4.5
Industrial	23,866	-7.4	-3.6	<u>-2.0</u>	<u>0</u>	-1.0	0
Public	11,860	-7.2	0.2	<u>1.0</u>	<u>1.0</u>	1.5	1.5
Street lighting	199,147	27.4	14.4	2.0	1.5	<u>2.5</u>	<u>2.0</u>
Others	2,857	-	-	-	-	-	-

Source: La electrificación en Colombia (informe 1977-1978)
prepared by ICCEL.

Underlined figures were used for load forecast of
each sector of customers.

Table 4-11 Load Forecast for CEDELCA Power System

	Unit	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Growth rate per annum (%)
(1) No. of customers															
Residential	Customers	31,200	33,240	35,400	37,710	40,160	42,770	45,540	48,510	51,420	54,500	57,770	61,240	64,910	6.3
Commercial	"	1,600	1,690	1,770	1,860	1,950	2,050	2,150	2,260	2,350	2,440	2,540	2,640	2,750	4.6
Industrial	"	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	4.6
Public	"	740	780	810	850	900	940	990	1,040	1,080	1,120	1,170	1,220	1,260	4.6
Street lighting	"	35	35	40	40	45	45	45	50	50	50	50	55	55	4.6
Others	"	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	-
Sub-total	"	33,830	36,010	38,295	40,745	43,350	46,110	49,040	52,185	55,235	58,455	61,885	65,525	69,355	6.1
(2) Consumption per customer															
Residential	(MWh)	2.1	2.2	2.3	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3	3.4	3.5	4.3
Commercial	"	4.8	5.0	5.2	5.5	5.7	6.0	6.3	6.5	6.8	7.1	7.4	7.6	8.0	4.3
Industrial	"	23.4	22.9	22.5	22.0	21.6	21.1	20.7	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	-
Public	"	12.0	12.1	12.2	12.3	12.5	12.6	12.7	12.8	13.0	13.1	13.2	13.4	13.5	1.0
Street lighting	"	203.1	207.2	211.3	215.6	219.9	224.3	228.8	233.3	236.8	240.4	244.0	247.6	251.3	1.8
Others	"	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	-
(Average)	"	(2.8)	(2.9)	(3.0)	(3.1)	(3.2)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.9)	(4.0)	(4.1)	(3.2)
(3) Annual consumption															
Residential	(GWh)	65.5	73.1	81.4	94.3	104.4	115.5	127.5	140.7	154.3	169.0	190.6	208.2	227.2	10.9
Commercial	"	7.7	8.5	9.2	10.2	11.1	12.3	13.5	14.7	16.0	17.3	18.8	20.1	22.0	9.1
Industrial	"	4.0	4.1	4.3	4.4	4.5	4.6	4.8	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	3.3
Public	"	8.9	9.4	9.9	10.5	11.3	11.8	12.6	13.3	14.0	14.7	15.4	16.3	17.0	5.5
Street lighting	"	7.1	7.3	8.4	8.6	9.9	10.1	10.3	11.7	11.8	12.0	12.2	13.6	13.8	5.7
Others	"	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-
Sub-total	"	93.4	102.6	113.4	128.2	141.4	154.5	168.9	185.5	201.4	218.5	242.7	264.1	286.1	9.8
(4) Transmission energy loss	(%)	27.0	27.0	26.0	25.0	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	20.0	19.0	19.0	18.0	-
(5) Energy production	(GWh)	127.9	140.5	153.2	170.9	186.1	200.6	216.5	234.8	251.8	273.1	299.6	326.0	348.9	8.6
(6) Annual load factor	(%)	55.0	55.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	-
(7) Maximum power demand	(MW)	26.5	29.2	32.4	36.1	39.3	42.4	45.8	50.6	54.2	58.8	64.5	70.2	75.1	9.1

(2) CEDENAR 系統

CEDENAR 電力系統の 1977 年の電力需要は需要家端で CEDELCA のそれと比較して 50% 高い。これはほぼ人口比に近い差である。

CEDENAR の過去 7 年間の実績をもとに、需要家別の需要家数の伸びおよび需要家当りの消費電力量を解析した結果、Table. 4-12 に示ごとき数値を得た。CEDENAR 電力系統においても CEDELCA 電力系統と同様、1973 年末の石油危機の影響は電力需要に現われていない。工業需要家数の 1970 年から 1977 年までの伸び率は CEDELCA 電力系統のそれと比較して小さく、年平均 3.1% である。街路灯の照明需要は CEDELCA 電力系統のそれと同じく大巾に伸びており、今後も需要家数の伸びが期待されるが、原単位の伸びは微増にとどまるものと思われる。

Table 4-12 Figure Used for Load Forecast in CEDENAR System

	1977	Past trend		Rate of growth			
		Rate of growth		Probable		Maximum	
		'70-'73	'70-'77	'78-'85	'86-'90	'78-'85	'86-'90
		(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
(1) No. of customers							
Residential	48,438	6.5	8.9	<u>7.0</u>	<u>6.5</u>	7.5	7.0
Commercial	2,869	1.7	0.8	<u>2.0</u>	<u>1.5</u>	2.5	2.0
Industrial	524	8.9	3.1	<u>4.0</u>	<u>3.5</u>	4.5	4.0
Public	515	10.9	5.8	<u>5.0</u>	<u>4.0</u>	6.0	5.0
Street lighting	54	6.3	11.6	10.0	9.5	<u>11.0</u>	<u>10.0</u>
Others	-	-	-	-	-	-	-
(2) Consumption per customer							
	(kWh)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Residential	1,906	6.9	2.3	<u>4.0</u>	<u>3.5</u>	4.5	4.0
Commercial	3,869	4.6	1.7	<u>4.0</u>	<u>4.0</u>	4.5	4.5
Industrial	16,962	-5.0	-3.3	<u>-2.0</u>	<u>0</u>	-1.0	0
Public	12,814	-9.2	-4.4	<u>-2.0</u>	<u>0</u>	0	0
Street lighting	116,463	1.9	0.2	1.0	0.5	<u>1.5</u>	<u>1.0</u>
Others	-	-	-	-	-	-	-

Source: La electrificación en Colombia (informe 1977-1978) prepared by ICEL.

Underlined figures were used for load forecast of each sector of customers.

Table 4-13 Load Forecast for CECENAR Power System

	Unit	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Growth rate per annum (%)
(1) No. of customers															
Residential	Customers	51,830	55,460	59,340	63,490	67,940	72,690	77,780	83,230	88,640	94,400	100,540	107,080	114,030	6.8
Commercial	"	2,930	2,980	3,040	3,110	3,170	3,230	3,300	3,360	3,410	3,460	3,520	3,570	3,620	1.8
Industrial	"	540	570	590	610	640	660	690	720	750	780	810	840	870	4.1
Public	"	540	570	600	630	660	690	720	760	790	820	860	890	930	4.6
Street lighting	"	60	65	75	80	90	100	110	120	135	150	165	180	200	10.6
Others	"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub-total	"	55,900	59,645	63,645	67,920	72,500	77,370	82,600	88,190	93,725	99,610	105,895	112,560	119,650	6.5
(2) Consumption per customer															
Residential	(MWh)	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.8
Commercial	"	4.0	4.2	4.4	4.5	4.7	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.4	4.0
Industrial	"	16.6	16.3	16.0	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	-1.2
Public	"	12.6	12.3	12.1	11.8	11.6	11.4	11.1	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	-1.2
Street lighting	"	118.2	120.0	121.8	123.6	125.5	127.3	129.3	131.2	132.5	133.8	135.2	136.5	137.9	1.3
Others	"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Average)	"	(2.5)	(2.6)	(2.6)	(2.7)	(2.8)	(2.9)	(2.9)	(3.0)	(3.2)	(3.3)	(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.1)
(3) Annual consumption															
Residential	(GWh)	103.7	116.5	124.6	139.7	156.3	174.5	194.5	216.4	239.3	264.3	291.6	321.2	353.5	10.8
Commercial	"	11.7	12.5	13.4	14.0	14.9	15.8	16.8	17.8	18.8	19.7	21.1	22.1	23.2	2.5
Industrial	"	9.0	9.3	9.4	9.5	9.8	9.9	10.1	10.4	10.8	11.2	11.7	12.1	12.5	2.8
Public	"	6.8	7.0	7.3	7.4	7.7	7.9	8.0	8.3	8.6	8.9	9.4	9.7	10.1	3.4
Street lighting	"	7.1	7.8	9.1	9.9	11.3	12.7	14.2	15.7	17.9	20.1	22.3	24.6	27.6	12.0
Others	"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub-total	"	138.3	153.1	163.8	180.5	200.0	220.8	243.6	268.6	295.4	324.2	356.1	389.7	426.9	9.8
(4) Transmission energy loss															
	(%)	31.0	31.0	30.0	29.0	28.0	27.0	26.0	25.0	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	-
(5) Energy production															
	(GWh)	200.4	221.9	234.0	254.2	277.8	302.5	329.2	368.1	399.2	421.0	456.5	493.3	533.6	8.5
(6) Annual load factor															
	(%)	54.0	54.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	-
(7) Maximum power demand															
	(MW)	42.4	46.9	50.4	54.8	59.8	65.2	70.9	80.8	87.6	92.4	100.2	108.3	117.1	8.8

Table. 4-13 に、CEDENAR 電力系統の 1978 年より 1990 年までの想定結果を示す。この結果によれば、CEDENAR 電力系統の電力需要は電力量において毎年 8.5%，最大電力において 8.8% の伸びが期待でき、本計画が投入される 1985 年の電力需要は 80.8 MW と想定される。

Table. 4-14 に、CEDELCA および CEDENAR 両系統合計の想定結果を示す。

Table 4-14 Load Forecast for CEDELCA and CEDENAR System

Year	CEDELCA		CEDENAR		Total	
	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)
1977	(25.8)	(120.6)	(47.8)	(182.7)	(73.6)	(303.3)
1978	26.5	127.9	42.4	200.4	68.9	328.3
1979	29.2	140.5	46.9	221.9	76.1	362.4
1980	32.4	153.2	50.4	234.0	82.8	387.2
1981	36.1	170.9	54.8	254.2	90.9	425.1
1982	39.3	186.1	59.8	277.8	99.1	463.9
1983	42.4	200.6	65.2	302.5	107.6	503.1
1984	45.8	216.5	70.9	329.2	116.7	545.7
1985	50.6	234.8	80.8	368.1	131.4	602.9
1986	54.2	251.8	87.6	399.2	141.8	651.0
1987	58.8	273.1	92.4	421.0	151.2	694.1
1988	64.5	299.6	100.2	456.5	164.7	756.1
1989	70.2	326.0	108.3	493.3	178.5	819.3
1990	75.1	348.9	117.1	533.6	192.2	882.5
Annual increase (%)	9.1	8.6	8.8	8.5	8.9	8.6

なお、1966年より1977年までの CEDELCA および CEDENAR 電力系統の統計数値すなわち最大電力、年間発生電力量、年負荷率、送電線損失、需要家別電力量を APPENDIX - II に示す。なお、電力需要家数については1970年より1977年までの数値を示す。

4.3.4 マクロ方式による電力需要想定

電力消費量は、その国の経済的ポテンシャルと非常によい相関関係にあることは良く知られた事実である。一国の経済活動は GNP という指標で最も包括的に表わされる。電力は生産と消費という国民経済活動のほとんど、すべての分野で使用されているため、長期的にみると GNP ときわめて良い相関関係をもつものと考えられる。

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

- (a) 過去の実績から推定される国民経済の現段階における GNP/Capita の平均的な成長率
- (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 kWh/Capita の変化の度合い

以上のパラメーターを求めるに当り、用いられた基礎データは国際連合統計局が出版している“世界統計年鑑 1977年”によった。この統計資料を基として得られるコロンビア国の GNP/Capita および kWh/Capita の平均成長率および1975年のこれらの数値は、次のとおりである。

- GNP/Capita の平均成長率 : 4.55%
- kWh/Capita の平均成長率 : 7.61%
- 1975年の GNP/Capita : 380 USドル/Capita (1968年価格)
- 1975年の kWh/Capita : 608 kWh/Capita

(I) GNP/Capita と成長率との相関関係

前述の統計的調査によれば Fig. 4-5 に示すように、GNP/Capita の規模とそれに対応する成長率との間には大まかな相関関係があり、GNP/Capita が 500 ~ 1,000 USドルに達するまでは成長率のテンポは漸次高まるが、その後は漸次低下することが示されて

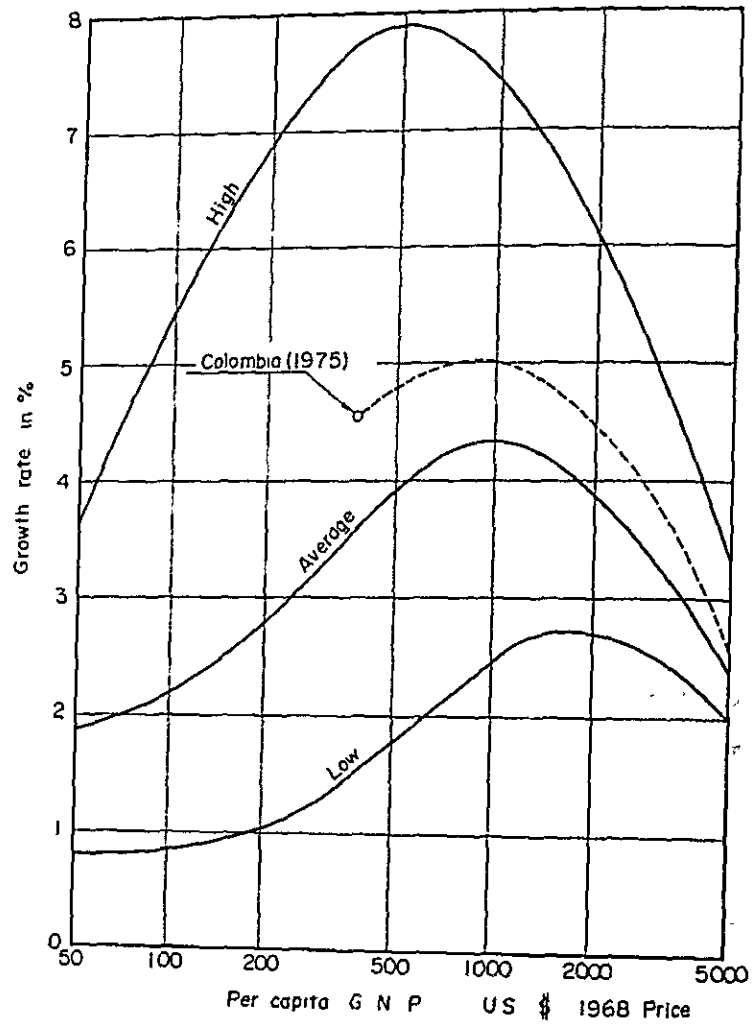
いる。このような相関関係は、世界各国に共通なものではなく、同一規模の GNP/Capita に対し、各国の成長率はまちまちである。しかしながら、これらを成長率の高いグループ、低いグループおよび中間グループに分類し、それぞれの傾向線をとると Fig. 4-5 に示すとおりとなる。コロンビア国における 1975 年の GNP/Capita である ~~574 USドル/Capita~~ を、1968 年価格に換算すると 380 USドル/Capita (1968 年価格に換算する意味は、前述の統計資料がすべて 1968 年の世銀資料を基に処理されていることによる) となるが、これを基準に 500 USドル、600 USドル、700 USドル……と漸次増大させて、それぞれに対応する GNP/Capita の成長率を拾うと Table. 4-15 に示すとおりとなる。

(2) GNP/Capita と kWh/Capita との相関関係

同じく統計的調査の結果では、GNP/Capita と kWh/Capita の間にも、大まかな相関関係が存在する。この相関関係は、前項(1)の GNP/Capita と成長率の関係と同様に、世界各国に共通なものではないが、Fig. 4-6 に示すように、相関関係をほぼ等しくする幾つかのグループに分類することができる。コロンビア国の 1975 年の GNP/Capita と kWh/Capita をこの図上にプロットして、傾向線を引くと世界の平均線をやや上廻っていることが確認される。

以上の結果から、Table. 4-15 に示すごとく、年度別の GNP/Capita に対応する 1 人当りの消費電力量が求まり、これにコロンビア国の人口を乗ずることにより、コロンビア国全体の電力需要が求まる。このようにして得られたコロンビア国全体の電力需要を、CEDELCA および CEDENAR の 1971 年より 1977 年までのコロンビア国全対に対する電力需要比率で分配した結果を Table. 4-16 に示す。なお、1985 年以降の全国需要に対する比率を 1.9% としたが、CEDELCA および CEDENAR 電力系統の人口の伸びが、全国の平均伸び率より小さいため、この影響を考慮に入れたものである。

Fig. 4-5 Correlation between Per Capita GNP and its Growth Rate



GNP _{/capita} (US \$)	Growth rate (%)	Average growth rate (%)
380	4.56	
500	4.76	4.66
600	4.80	4.78
700	4.96	4.88
800	5.00	4.98
900	5.02	5.01
1000	5.00	5.01
1500	4.75	4.88
2000	4.45	4.60

Fig. 4-6 Correlation between Per Capita GNP and Per Capita Electricity Production

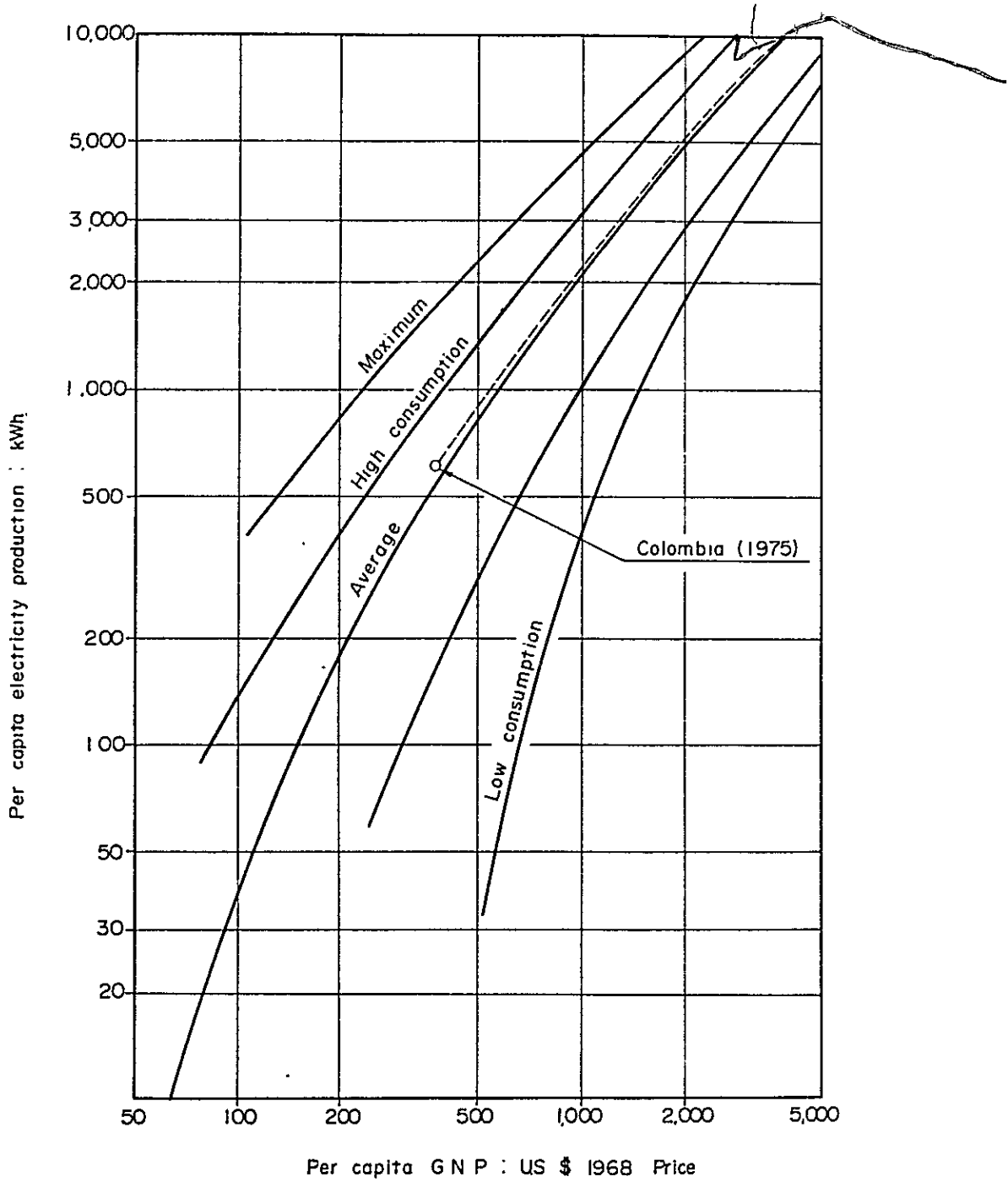


Table 4-15 Energy Demand Forecast by Macroscopic Method

Year	Growth rate in GNP/capita (%)	GNP/capita price in 1968 (US\$)	Energy consumption per capita (kWh/capita)	Predicted population (1,000)	Energy consumption in entire country (GWh)	Annual increase in energy consumption (%)
1975	4.66	380	608	23,824	14,485	9.4 %
1976	4.66	398		24,486	15,292	
1977	4.66	416		25,168	16,880	
1978	4.66	435		25,868	18,630	
1979	4.66	456		26,587	20,560	
1980	4.66	477	830	27,327	22,680	9.5 %
1981	4.66	499		28,087	24,840	
1982	4.78	523		28,788	27,200	
1983	4.78	548		29,508	29,780	
1984	4.78	575		30,246	32,610	
1985	4.78	602	1,150	31,002	35,650	9.3 %
1986	4.88	631		31,777	38,970	
1987	4.88	662		32,509	42,590	
1988	4.88	694		33,256	46,550	
1989	4.98	729		34,020	50,880	
1990	4.98	765	1,600	34,803	55,690	

Macroscopic Method

CEDELCA and CEDENAR			
(I) Proportion (%)	(J) Maximum demand (MW)	(K) Generated energy	(L) Load factor (%)
1.6			
1.5			
1.5			
1.9			
2.0			
2.1			
1.8			
2.0			
2.1			
2.2			
2.0	73.6	303.3	47.0
2.0	69.9	337.0	55.0
2.0	77.6	374.0	55.0
2.0	87.7	414.8	54.0
2.0	96.4	456.2	54.0
2.0	106.0	501.6	54.0
2.0	116.5	551.0	54.0
1.9	121.7	575.9	54.0
1.9	136.2	632.3	53.0
1.9	149.5	694.1	53.0
1.9	164.0	761.5	53.0
1.9	179.9	835.2	53.0
1.9	197.3	916.2	53.0
1.9	216.7	1,006.1	53.0
-	-	-	-
-	9.9	9.5	-

Note:

(I): Distributed percentage

$$\frac{(B)}{(E)} \times 100$$

(H): Load factor

$$\frac{(E) \times 100}{(D) \times 8,760}$$

(G): Estimated by macroscopic method

(D): Figures in parenthesis are estimated by ISA.

* Power systems in CEDELCA and CEDENAR were unstable due to lacking of supply capacity.

Table 4-16 Power Demand Forecast by Macroscopic Method

Year	CEDELCA and CEDENAR			Power companies		Self-producers (F) Generated energy (GWh)	Entire country (G) Generated energy (GWh)	Power companies (H) Load factor (%)	CEDELCA and CEDENAR			
	(A) Maximum demand (MW)	(B) Generated energy (GWh)	(C) Load factor (%)	(D) Maximum demand (MW)	(E) Generated energy (GWh)				(I) Proportion (%)	(J) Maximum demand (MW)	(K) Generated energy	(L) Load factor (%)
1967	17.7	92.1	59.4		5,936	1,119	7,055					
1968	18.3	95.1	59.3		6,530	667	7,197		1.6			
1969	31.4	105.9	38.5		7,110	1,047	8,157		1.5			
1970	29.2	147.5	57.7		7,838	912	8,750		1.5			
1971	32.5	170.3	59.8		8,607	893	9,500		1.9			
1972	40.7	203.4	57.0		9,719	1,280	10,999		2.0			
1973	42.7	199.9	53.4		10,841	1,755	12,596		2.1			
1974	46.1	227.4	56.3		11,623	1,580	13,203		1.8			
1975	53.9	264.7	56.1		12,785	1,700	14,485		2.0			
1976	65.9	293.8	50.9		13,592	1,700	15,292		2.1			
1977	73.6	303.3	47.0	(3,031)	15,180	1,700	16,880	57.2	2.2			
1978				(3,357)	16,850	1,780	18,630	57.3	2.0	73.6	303.3	47.0
1979				(3,713)	18,700	1,860	20,560	57.5	2.0	69.9	337.0	55.0
1980				(4,143)	20,740	1,940	22,680	57.1	2.0	77.6	374.0	55.0
1981				(4,618)	22,810	2,030	24,840	56.4	2.0	87.7	414.8	54.0
1982				(5,099)	25,080	2,120	27,200	56.1	2.0	96.4	456.2	54.0
1983				(5,638)	27,550	2,230	29,780	55.8	2.0	106.0	501.6	54.0
1984				(6,147)	30,310	2,300	32,610	56.3	2.0	116.5	551.0	54.0
1985				(6,765)	33,280	2,370	35,650	56.2	1.9	121.7	575.9	54.0
1986				7,450	36,530	2,440	38,970	56.0	1.9	136.2	632.3	53.0
1987				8,170	40,080	2,510	42,590	56.0	1.9	149.5	694.1	53.0
1988				8,960	43,960	2,590	46,550	56.0	1.9	164.0	761.5	53.0
1989				9,830	48,220	2,660	50,880	56.0	1.9	179.9	835.2	53.0
1990				10,793	52,950	2,740	55,690	56.0	1.9	197.3	916.2	53.0
Annual increase (%)												
'67-'77	15.3	12.7	-	-	9.8	4.3	9.1	-	-	-	-	-
'78-'90	-	-	-	10.2	10.0	3.7	9.6	-	-	9.9	9.5	-

Note:

(I): Distributed percentage

$$\frac{(B)}{(E)} \times 100$$

(H): Load factor

$$\frac{(E) \times 100}{(D) \times 8,760}$$

(G): Estimated by macroscopic method

(D): Figures in parenthesis are estimated by ISA.

* Power systems in CEDELCA and CEDENAR were unstable due to lack of supply capacity.

4.3.5 結 論

マクロ手法による想定は、積上方式によって想定された電力需要をクロスチェックする意味で行なわれたものであり、すなわち、積上方式によって想定された将来需要とマクロ手法による想定結果が接近していれば、積上方式による想定はほぼ妥当なものと結論づけられるであろう。Table. 4-14および4-16より、積上方式およびマクロ手法による想定結果を1977年、1980年、1985年および1990年について示せば、次のごとくなる。

	Actual		Forecast	
	1977	1980	1985	1990
A) Analytical method				
Max. peak demand (MW)	73.6	82.8	131.4	192.2
Energy generation (GWh)	303.3	387.2	602.9	882.5
B) Macroscopic method				
Max. peak demand (MW)	73.6	87.7	136.2	216.7
Energy generation (GWh)	303.3	414.8	632.3	1,006.1
A/B				
Max. peak demand (%)	100.0	94.4	96.5	88.7
Energy generation (%)	100.0	93.3	95.3	87.7

すなわち、積上方式による想定結果はマクロ手法による想定結果と良く近似しており、コロンビア国の経済が順調な発展を示せば、1990年頃まで CEDELCA および CEDENAR 電力系統は、8.6%程度の電力需要の伸びが期待される。なお、コロンビア国全体の電力需要の伸びは、マクロ手法によれば9.6%と想定される。

マクロ手法はコロンビア国のGNPをベースにしており、したがってコロンビア国経済の概要が把握されねばならないが、経済活動の概要および産業構造等については APPENDIX Ⅲに記述されている。

4.4 電力需給バランス

Julumito水力発電開発計画の電力供給対象系統である CEDELCA および CEDENAR系統は、現在115kV送電線2回線によって中央電力系統と連系されており、将来はさらに230kV送電線によってさらに強固に連系される。したがって、電力需給バランス上は Julumito水力発電計画が連系された電力系統全体の電力需給バランスが将来どのようなものか、また、直接関連する CEDELCA および CEDENAR電力系統の電力需給バランスはどうなるのか、2つの側面を検討する必要がある。

一方、電力需給バランスを検討するにあたっては、短期供給計画と長期供給計画とに分けて

考慮する必要がある。一般に短期計画においては、電力量を重点に2～3年間にわたる供給計画が検討される。一方、5年ないし10年以上にわたる長期計画の場合にはkWに重点を置いた検討がなされるのが普通である。

Julumito水力発電計画は、1985年初めに電力系統に投入される計画であり、1985年初めの連系電力系統の総設備容量は8.3百万kWと想定され、連系電力系統全体の中での本計画が占める比率は非常に小さい。

以上のことから、コロンビア国全体の連系電力系統の電力需給バランスの検討にあたっては、kWバランスの検討を行ない、Julumito水力発電計画の直接の対象電力系統であるCEDELCAおよびCEDENAR系統については、kWおよびkWhバランスについて検討を行なうものとする。

4.4.1 コロンビア共和国全体の電力需給バランス

自家用発電設備を除く1977年末のコロンビア国全体の事業用発電設備の総設備出力は、3,984 MWである。主要発電設備の設備出力および電力会社名を、Table. 4-17に示す。

コロンビア国の主要水力発電所の多くは大貯水池を有し、Table. 4-18に示すように、既設水力発電所の貯留電力量は7,281 GWhに達し、1977年の総発電電力量の48%に相当する電力量を貯水池に貯留することが可能である。現在、建設中の水・火力発電所の総設備出力はTable. 4-19に示すごとく、3,737 MWで現有設備に等しい発電所の建設が進められている。これら水・火力発電所は1983年末までに運転開始が予定されている。

なお、Fig. 4-7に示すように、コロンビア国の電力需給バランスは、1980年および1981年には供給力不足の心配があり、現在、建設中の火力発電設備が予定通り運開することが期待される。

Table 4-17 Existing Installed Capacity (As of the end of 1977)

Name of Power Plants	Hydro or Thermal	Installed Capacity (MW)	No. of Unit	Name of Companies	Year of Operation
Central Interconnected System					
Chivor	H	500	4	ISA	July 1977
Canoas	H	50	1	EEEE	
Colegio	H	300	6	EEEE	
Laguneta	H	76	4	EEEE	
Salto I-II	H	125	7	EEEE	
Zipaquira	H	136	3	EEEE	
Guadalupe I-II-III	H	302	12	EPM	
Troneras	H	36	2	EPM	
Riogrande	H	75	3	EPM	
Piedras Blancas	H	6	1	EPM	
Guatepe I	H	280	4	EPM	April 1972
Alto Anchicaya	H	339	3	CVC	November 1974
Bajo Anchicaya	H	64	4	CVC	
Calima	H	120	4	CVC	
Yumbo	T	50	3	CVC	
Esmeralda	H	30	2	CHEC	
Insula	H	20	2	CHEC	
San Francisco	H	135	3	CHEC	
Prado	H	51	4	Electrolima	
Rio Mayo	H	21	3	CEDENAR	
Florida II	H	24	2	CEDELCA	November 1975
Paipa I-II	T	99	2	E. Boyaca	
Tibu	T	16	3	CENS	
Zulia	T	23	2	CENS	
Palenque	T	32	4	ESSA	
Barranca I-II	T	32	2	ESSA	
Palmas	H	14	4	ESSA	
Rionegro	H	10	2	E. C/marca	
Sub-total	-	2,966	-	-	
Atrantic Coast System					
Termobarranquilla	T	132	2	CORELCA	* Total installed capacity of small power plants is excluded from the figures of total installed capacity.
Termocartagena	T	132	2	CORELCA	
Turbogas Barranquilla	T	42	2	CORELCA	
El rio	T	62	8	E. Atlantico	
La Union	T	62	4	E. Atlantico	
Rio Mar	T	10	1	E. Atlantico	
Cospique	T	48	5	E. Bolivar	
Manga	T	12	5	E. Bolivar	
Rio Cordoba	T	5	2	E. Magdalena	
El rio	T	39	2	CORELCA	
Cospique	T	19	1	CORELCA	
Velledupar	T	15	8	E. Magdalena	
Chinu	T	29	3	E. Cordoba	
Ballenas	T	30	2	E. Guajira	
Sub-total	-	637	-	-	
Total	-	3,603	-	-	

Table 4-18 Reservoir Capacity of Existing Principal Dams

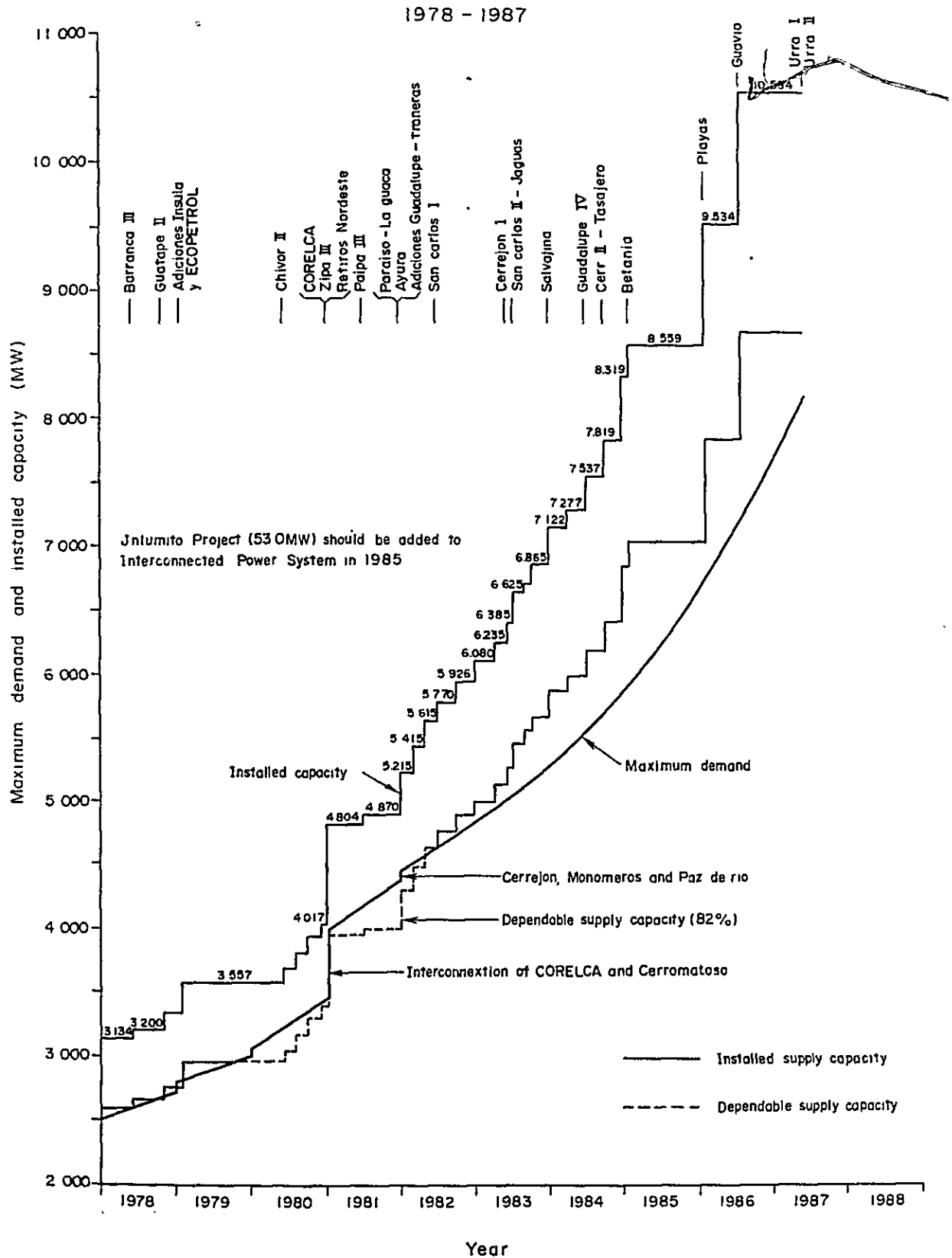
Name of Reservoir	Available Capacity		Name of Companies
	(10 ⁶ m ³)	(GWh)	
Esmeralda	635	1,116	ISA
Tomine	690	2,510	EEEB
Sisga	62	225	CAR
Neusa	102	371	CAR
Muna	41	150	EEEB
Miraflores	140	199	EPM
Troneras	28	40	EPM
Peñol	26	49	EPM
Alto Anchicaya	30	30	CVC
Calima	436	206	CVC
San Francisco	4	1	CHEC
Prado	428	53	ICEL
Santa Rita	1,185	2,331	EPM
Total	3,807	7,281	-

Table 4-19 Construction Schedule of Generating Facilities in Colombia

Name of Power Plants	Hydro or Thermal	Installed Capacity (MW)	Name of Companies	Year of operation
Barranca III	T	66	ESSA	1978
Guatape II	H	284	EPM	1978
Exopetrol (extension)	T	60	ECOPETROL	1979
Insula (extension)	H	12	CHEC	1979
Chivol II	H	500	ISA	1980
Thermal corelca (extension)	T	198	CORELCA	1980
Paipa	T	66	ICEL	1981
Zipaquira	T	66	ISA-EEEB	1981
Ayura	H	19	EPM	1982
Troneras (extension)	H	26	EPM	1982
El Paraiso - La Guaca	H	600	EEEB	1982
San Carlos I	H	620	ISA	1982
Slvajina	H	180	CVC	1982
Guadalupe I (extension)	H	100	EPM	1983
Cerrejon I	T	150	CORELCA	1983
San Carlos II	H	620	ISA	1983
Jaguas	H	170	ISA	1983
Total	-	3,737		-

Note: Most of them are under construction

Fig. 4-7 Estimated Maximum Demand and Installed Capacity of Entire Power System



4.4.2 Julumito 水力発電開発計画対象地域の電力需給バランス

Julumito水力発電計画の直接の供給対象地域の電力需給状況は、現状においては中央電力系統より Fig.4-8 に示すごとく、30 MW～40 MWの電力を昼間および点灯時に受電している。このような中央電力系統よりの受電は、CEDELCAおよびCEDENAR系統に新規電源の開発がなされない限り、電力需要の伸びに応じて増加する。

(1) CEDELCAおよびCEDENAR電力系統の供給力

CEDELCA電力会社の所有する総発電設備出力は33.8 MW（水力32.8 MW，ディーゼル1.0 MW）であり，CEDENAR電力会社のそれは37.7 MW（水力30.0 MW，ディーゼル7.7 MW），両系統合計で71.5 MWである。設備出力1,000 kW以上の発電設備について，Table.4-20 に示す。

Table 4-20 Installed Capacity of CEDELCA and CEDENAR

Name of Power Plants		Installed Capacity (kW)
CEDELCA		
Florida II	Hydro	24,000
Florida I	"	2,200
Rio Palo	"	1,440
Small Plants	"	5,620
Small diesel	Thermal	530
Sub-total		33,790
CEDENAR		
Rio Mayo	Hydro	21,000
Rio Bobo	"	4,370
Rio Sapuyes	"	1,860
Julio Bravo	"	2,000
Small Plants	"	790
Small diesel	Thermal	7,680
Sub-total		37,700
Total		71,490

上表に示すごとく，両電力系統には Elorida II 24.0 MWおよび Rio Mayo 21.0 MW 水力発電所があり，いずれも日調整池を有する主要発電所である。両発電所以外はいずれも小規模水力発電所である。ディーゼル発電所は主として予備力であるが，太平洋岸の Tumaco 市に設置されているディーゼル発電プラントは，1980年に Pasto 変電所と 115 kV 送電線で連系されるまでは電力供給のために使用される。

既に述べたごとく，CEDELCAおよびCEDENAR電力系統は 115 kV 送電線 2 回線で中央電力系統と連系されており，両電力系統における不足電力は中央電力系統より受電し，また，余剰電力が生じる場合は中央電力系統に売電を行なっている。したがって，電

力需給バランスの検討にあたっては、水力の平水年の可能供給電力量と電力需要より kWh バランスを求め、kW バランスについては 12 月の水力可能供給力と 12 月最大需要電力より求めるものとする。Table.4-21 に水力の可能供給力を示す。

Table 4-21 Supply Capacity of CEDELCA and CEDENAR

	Available power (MW)	Available energy (GWh)
CEDELCA		
Florida II	24.0	113.5
Florida I	1.5	42.5
Rio Palo	0.7	
Small Hydro	1.2	
Sub-total	27.4	155.5
CEDENAR		
Rio Mayo	21.0	102.0
Rio Bobo	4.2	64.0
Rio Sapuyes	1.3	
Small Hydro	2.0	
Sub-total	28.5	166.0
Total	55.9	321.5

Source: Feasibility Report on Julumito Hydro Power Project prepared by JICA in 1972.

Fig. 4-8 Typical Daily Load Curve of CEDELCA and CEDENAR Systems

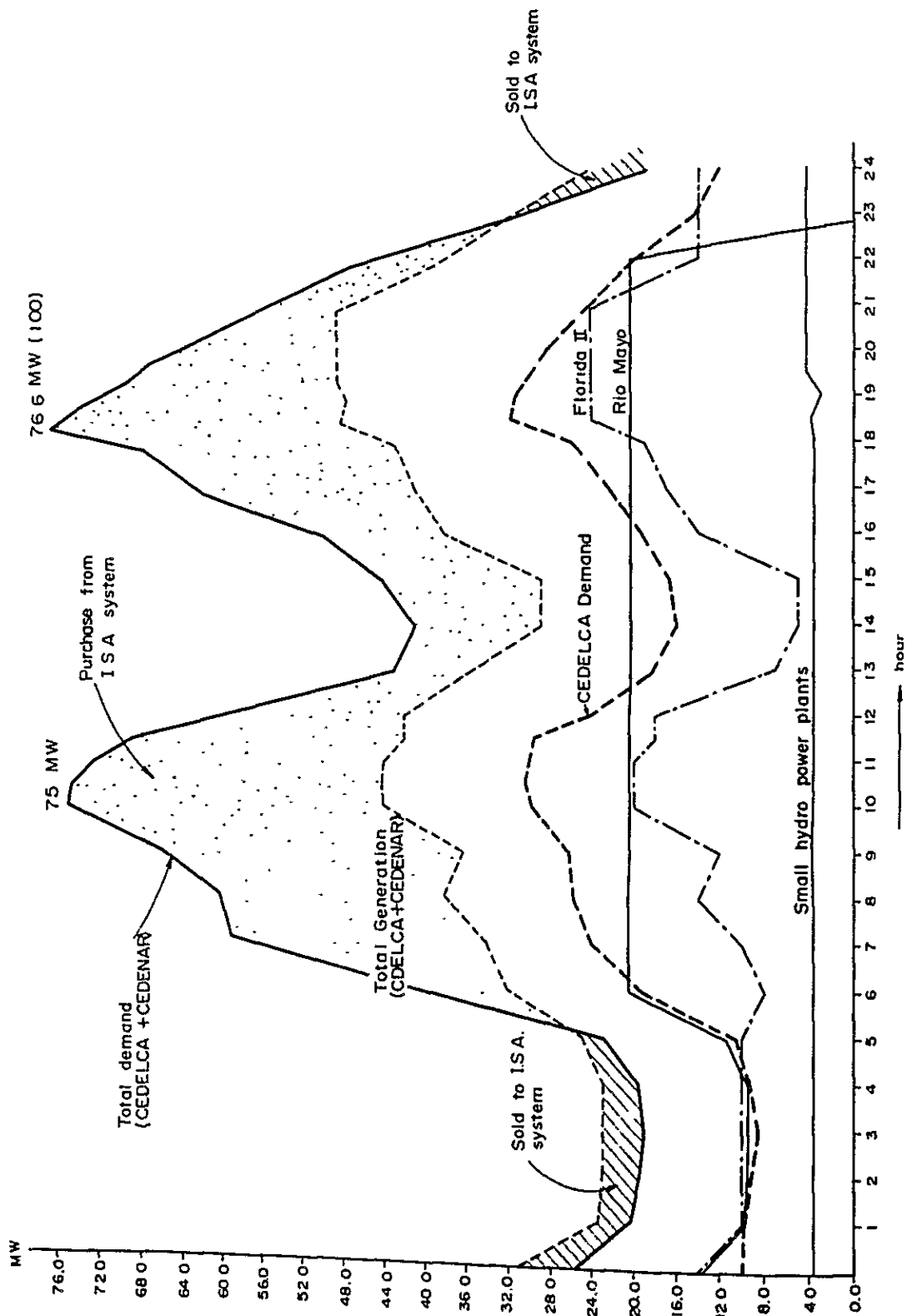


Fig. 4-9 Max. Demand and Installed Capacity (CEDELCA and CEDENAR)

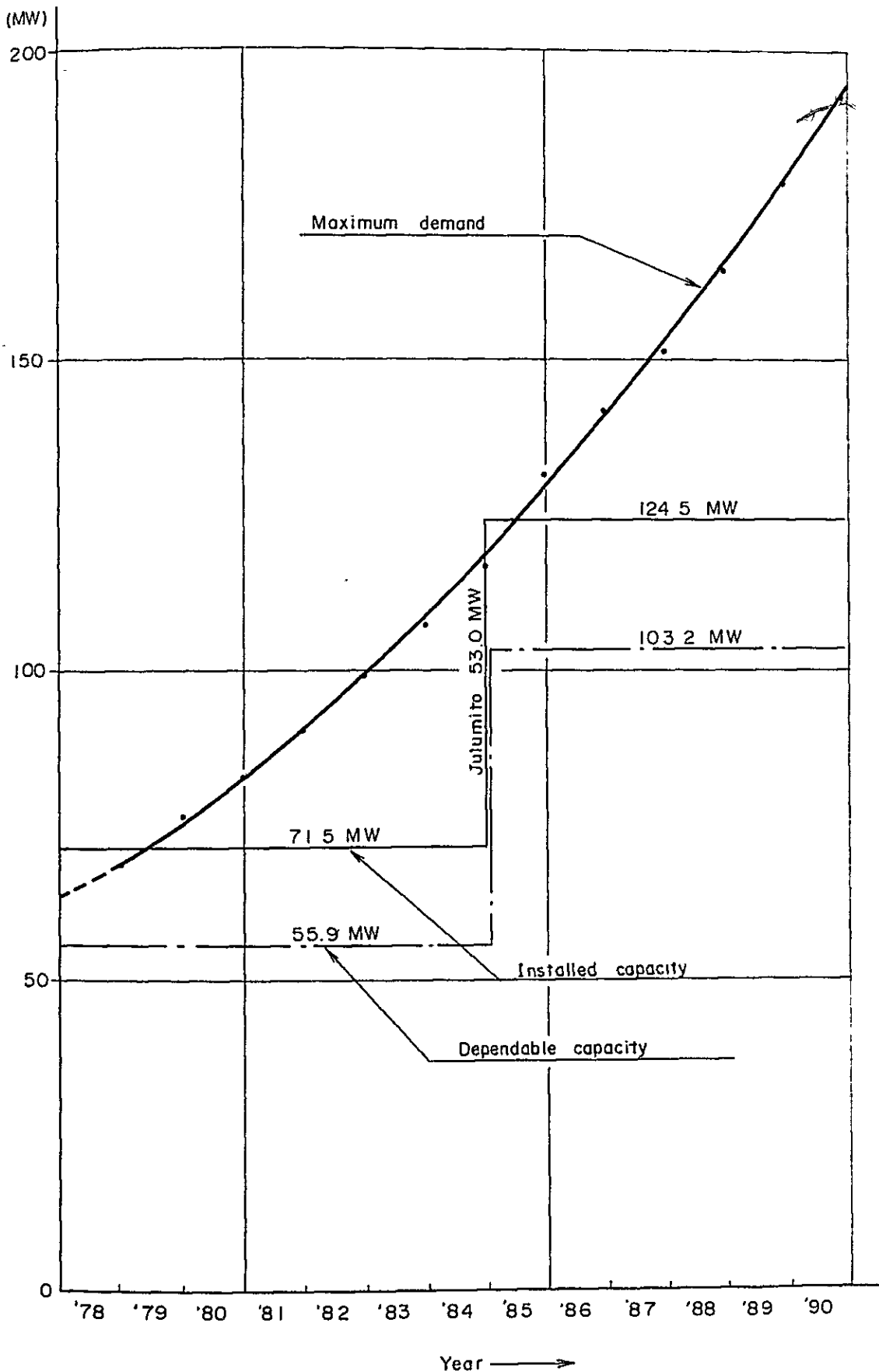


Table. 4-22に, CEDELCA および CEDENAR 系統の kW および kWh バランスを示す。

Table 4-22 kW and kWh Balance of CEDELCA and CEDENAR Power Systems

Year	Demand		*Supply capability		Difference	
	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)	Power (MW)	Energy (GWh)
1978	68.9	328.3	55.9	321.5	13.0	6.8
1979	76.1	362.4	55.9	321.5	20.2	40.9
1980	82.8	387.2	55.9	321.5	26.9	65.7
1981	90.9	425.1	55.9	321.5	35.0	103.6
1982	99.1	463.9	55.9	321.5	43.2	142.4
1983	107.6	503.1	55.9	321.5	51.7	181.6
1984	116.7	545.7	55.9	321.5	60.8	224.2
1985	131.4	602.9	103.2	628.5	28.2	-25.6
1986	141.8	651.0	103.2	628.5	38.6	22.5
1987	151.2	694.1	103.2	628.5	48.0	65.6
1988	164.7	756.1	103.2	628.5	61.5	127.6
1989	178.5	819.3	103.2	628.5	75.3	190.8
1990	192.2	882.5	103.2	628.5	89.0	254.0

* Note: Average water year supply capability

上表にみられるごとく, CEDELCA および CEDENAR 電力系統は, Julumito 水力発電計画が投入される 1985 年までは中央電力系統よりの受電により賄われるが, 1985 年以降も Julumito 水力発電開発計画以外の水力開発が両電力系統の中で行なわれない場合には, その受電電力量は増大し, 1990 年においては最大受電電力 89 MW, 年間受電電力量は 254 GWh に達するものと思われる。

Fig. 4-9 に, CEDELCA および CEDENAR 電力系統の最大電力需要および両電力系統の水力の設備出力およびその保証出力を示す。

第5章 水 文

第5章 水 文

5.1	測水所および気象観測所	5-1
5.2	計画地点の流域面積	5-1
5.3	降雨量	5-1
5.4	河川流量	5-8
5.5	計画地点の流量の算定	5-14
5.5.1	基準測水所	5-14
5.5.2	基準測水所流量の算定期間	5-14
5.5.3	基準測水所流量資料の補足方法	5-14
5.5.4	各取水ダム地点の流量の算定	5-27
5.6	設計洪水量	5-41
5.6.1	確率日雨量	5-41
5.6.2	設計洪水量	5-43
5.6.3	仮排水路トンネル通水容量	5-44
5.7	堆砂量	5-44

FIGURE LIST

Fig. 5 - 1	Location Map of Run-off and Meteorological Gauging Station
Fig. 5 - 2	Catchment Area
Fig. 5 - 3	Annual Precipitation
Fig. 5 - 4	Monthly Precipitation
Fig. 5 - 5	Isohyetal Map of Project Area
Fig. 5 - 6	Run-off Duration Curve of Julumito Gauging Station
Fig. 5 - 7	Correlation between Run-off at Julumito and Salvajina Gauging Station
Fig. 5 - 8	Correlation between Run-off at Julumito and Malvasa Gauging Station
Fig. 5 - 9	Correlation between Run-off at Julumito and Precipitation at Coconuco
Fig. 5 - 10	Correlation between Specific Run-off and Catchment Area
Fig. 5 - 11	Hydrograph at Gauging Station in Project Area
Fig. 5 - 12	Relation between Sedimentation, Geology, Topography and Precipitation

TABLE LIST

Table 5 - 1	Existing Precipitation Data
Table 5 - 2	Existing Run-off Data
Table 5 - 3	Existing Temperature and Humidity Data
Table 5 - 4	Monthly Average Run-off at Gauging Stations
Table 5 - 5	Monthly Run-off at Julumito, Malvasa and Pte. Carretera Gauging Station
Table 5 - 6	Run-off Duration at Julumito, Gauging Station
Table 5 - 7	Gauging Station Applied
Table 5 - 8	Coefficient of Correlation between Each Gauging Station
Table 5 - 9	Run-off Data existing at Julumito, Malvasa and Pte. Carretera Gauging Station
Table 5 - 10	Comparison between Actual and Estimated Run-off (Julumito G. S)
Table 5 - 11	Specific Run-off at Malvasa and Palace Gauging Station
Table 5 - 12	Ratio of Specific Run-off in Rio Palace
Table 5 - 13	(1) Run-off at Rio Cauca Diversion Dam Site (2) Run-off at Julumito Dam Site (Rio Sate) (3) Run-off at Rio Palace Diversion Dam Site (4) Run-off Rio Blanco Diversion Dam Site
Table 5 - 14	Maximum Daily Precipitation in each Year
Table 5 - 15	Maximum Daily Precipitation in each Year
Table 5 - 16	Design Flood Discharge
Table 5 - 17	Sedimentation at Julumito Reservoir

第 5 章 水 文

5.1 測水所および気象観測所

Julumito水力発電開発計画の流域内および、その周辺区域に設置されている河川流量の測水所および気象観測所の位置を Fig. 5 - 1 に示す。

また、各測水所および気象観測所の観測期間を Table. 5 - 1, Table. 5 - 2 および Table. 5 - 3 に示す。

5.2 計画地点の流域面積

本計画における Rio Cauca, 他の各取水計画地点の流域面積は下記の通りである (Fig. 5 - 2, Catchment Area 参照)。

Rio Sate	(Julumito ダム地点)	31 Km ²
Rio Cauca	(取水ダム地点)	857 Km ²
Rio Palace	(取水ダム地点)	197 Km ²
Rio Blanco	(取水ダム地点)	39 Km ²
計		1,124 Km ²

(注) 上記流域面積は「コロンビア共和国 Departamento Administrativo Nacional de Estadística」作成による 1/65,000 ~ 1/80,000 地形図より、面積を測定したものである。

5.3 降 雨 量

Julumito水力発電開発計画地域内および周辺地域には、Fig. 5 - 1 に示すごとく比較的多くの気象観測所があり、かつ、長期に亘る観測が行なわれており、その記録がある。

各観測所における月間および日降雨量の資料は APPENDIX - V に集録する。計画地域内における 1962 年より 1976 年までの 15 ヶ年間の年間降雨量の傾向は Fig. 5 - 3 に示すごとく、本計画流域のほぼ中心部に位置する Coconuco 地点、また、上流部の山岳地点の Purace 地点での降雨量は 2,500 mm 前後に達する。

さらに、降雨量の傾向を経年的に見ると Fig. 5 - 3 に見るように、各年により著しい変動がある。

また、月降雨量の変動について見ると、Fig. 5 - 4 に示されるごとく、乾期と呼ばれる 1 月から 2 月までの 2 ヶ月間および 6 月から 9 月までの 4 ヶ月間は降雨量は少ない。特に 6 月から 9 月までの乾期は最も少ない。また、3 月から 5 月までの 3 ヶ月間および 10 月から 12 月までの 3 ヶ月間は、いわゆる雨期であり、降雨量はかなり多い。特に 10 月から 12 月までの雨期は

多く、この3ヶ月の降雨総量は年間の降雨総量の40%に達する。

この地方の降雨特性は、非常に局地的でいわゆるシャワー型の短時間集中の降雨パターンである。

Fig. 5-5に計画地点流域およびその周辺地域の等雨量線図 (Isohyetal Map) を示す。

Fig. 5-1 Location Map of Run-off and Meteorological Gauging Station

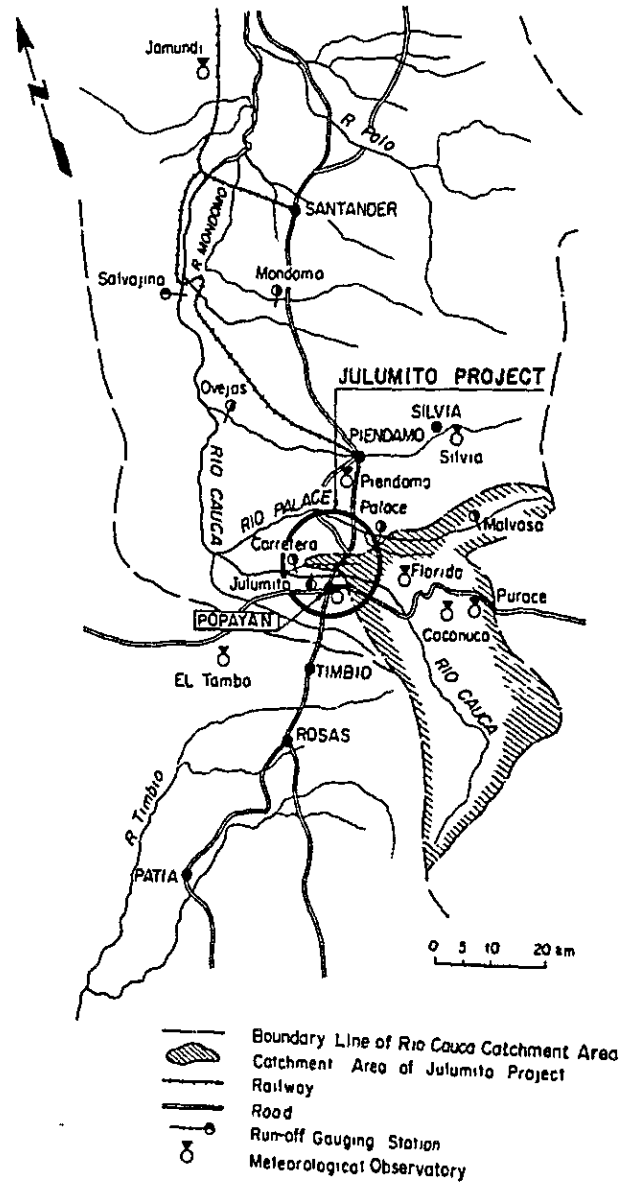


Table 5-1 Existing Precipitation Data

Station	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	Data obtained	
Popayan (Universidad)																				Monthly	
Popayan (Electraquas)																					Daily
Popayan (Machangara)																					,
Florida																					Monthly and Daily
Coconuco																					Daily
Purace																					,
Piendamo																					Monthly and Daily
Silvia																					,
El Tambo																					,
Loma Redonde																					Daily

Table 5-2 Existing Run-Off Data

Station	River	Catchment Area (K.m ²)	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	Data obtained
Julumito	Rio Cauca	939																				Daily
Malvasa	Rio Palace	35																				.
Pte. Carretera	Rio Sate	38																				.
Bocatoma	Rio Cauca																					.
Florida	Rio Cauca																					.
Mondomo	Rio Mondomo	185																				.
Ovejas	Rio Ovejas	640																				Monthly
Jamundi	Rio Jamundi	98																				.
Salvajina	Rio Cauca	3830																				.
Palace	Rio Cauca	204																				Daily

Table 5-3 Existing Temperature and Humidity Data

Station	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	Data obtained	
Popayan																					Daily

Fig. 5-2 Catchment Area

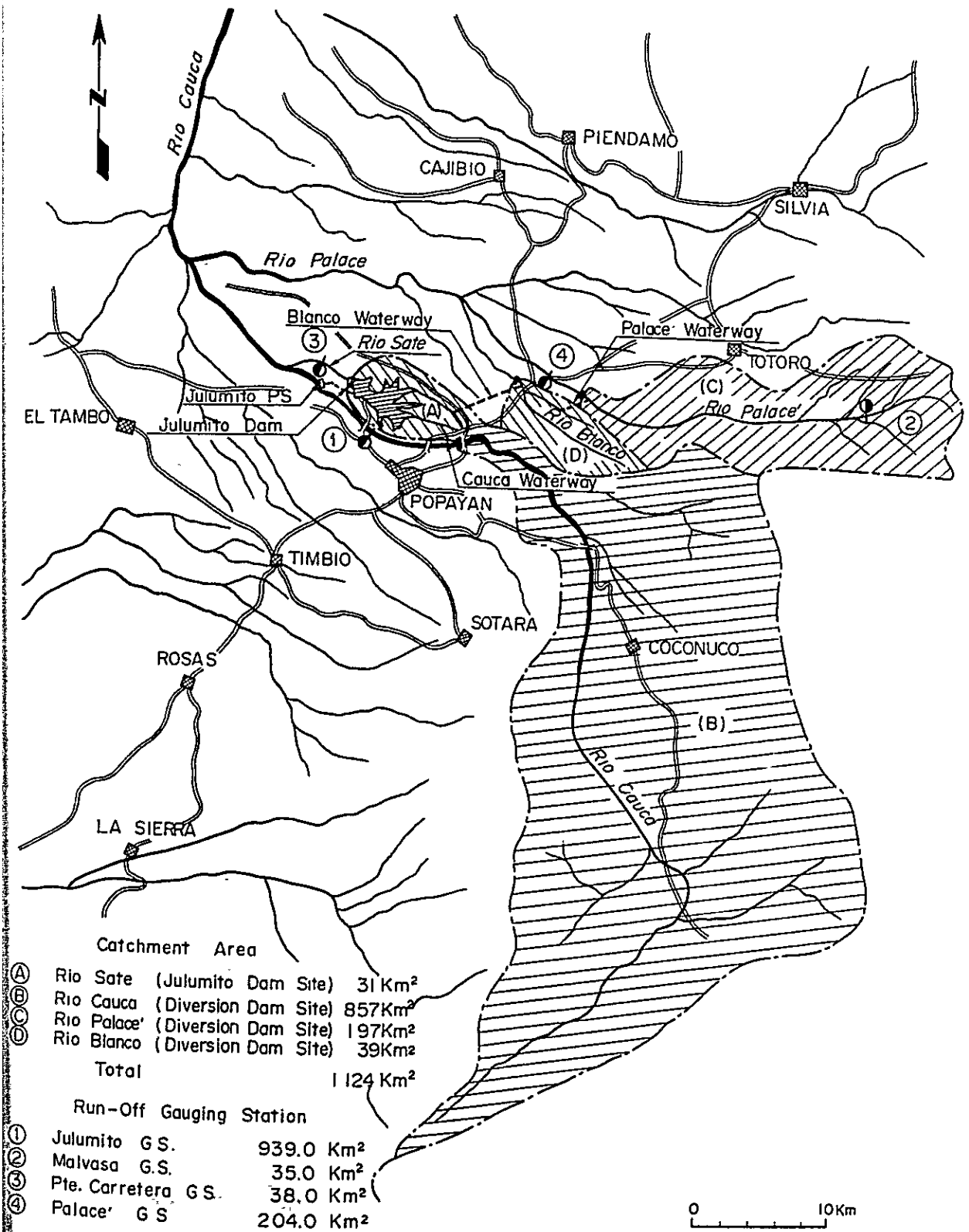


Fig. 5-3 Annual Precipitation

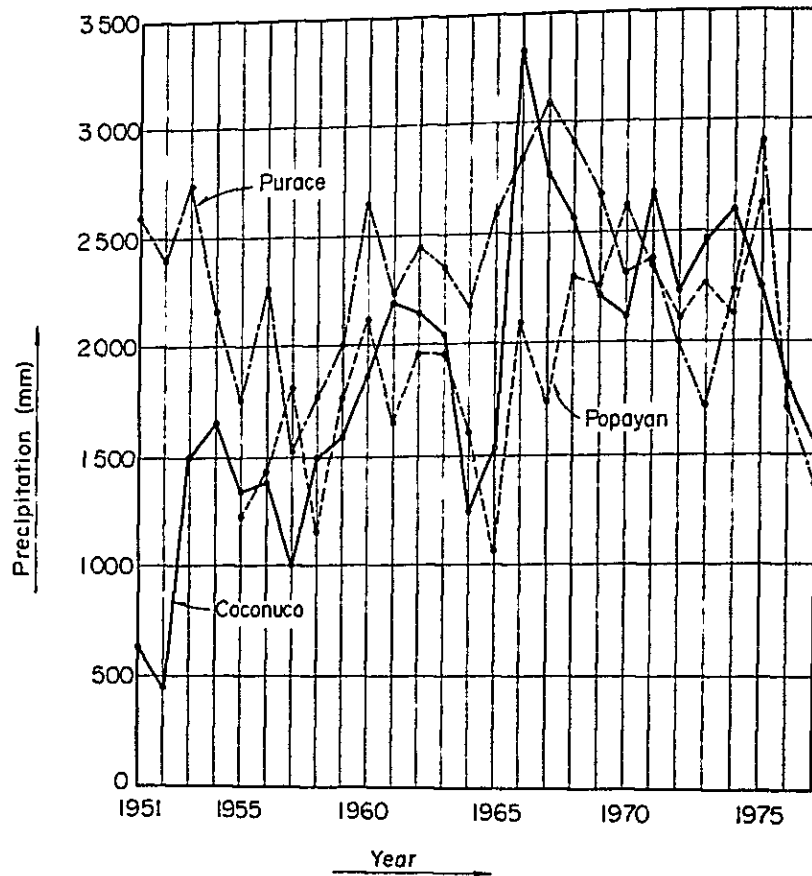


Fig. 5-4 Monthly Precipitation

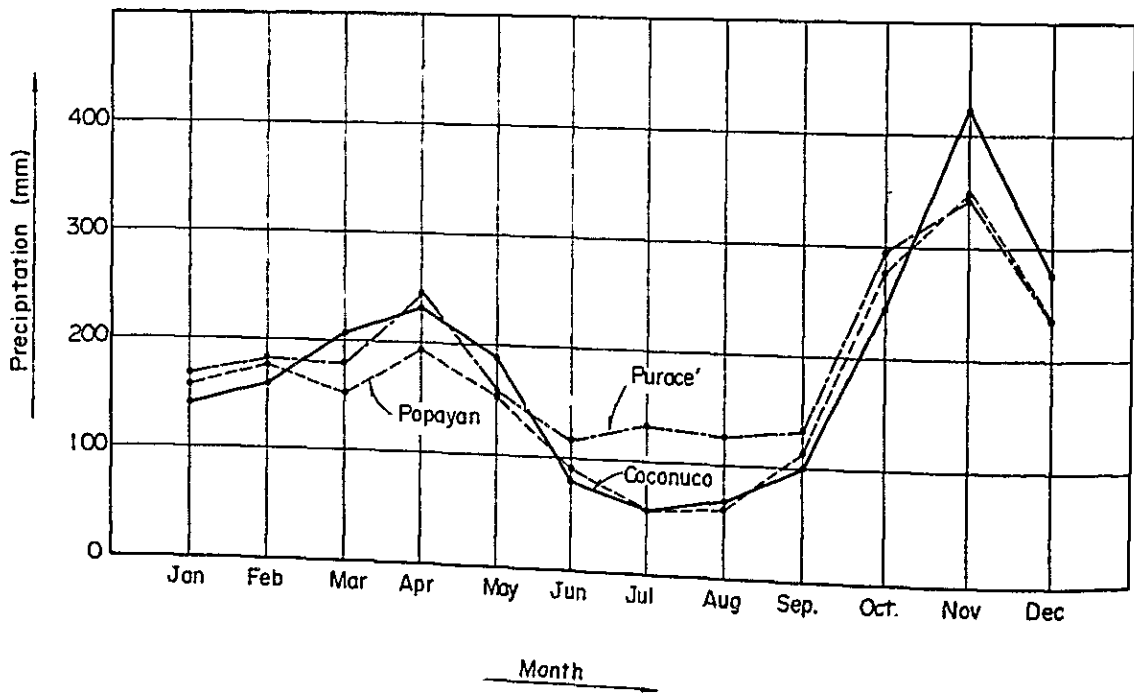
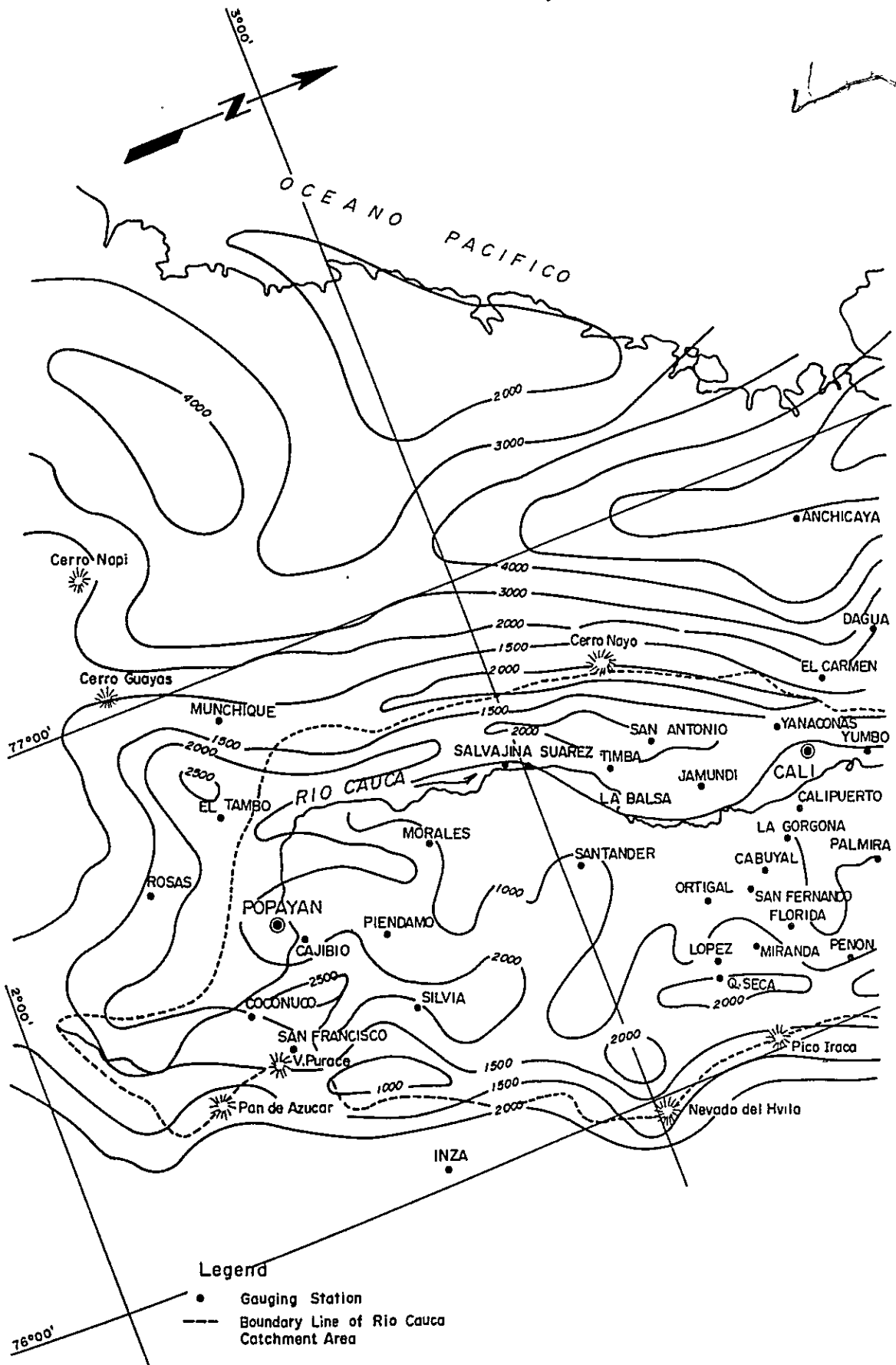


Fig. 5-5 Isohyetal Map of Project Area



5.4 河川流量

Julumito水力発電開発計画の流域およびその周辺には、Fig. 5-1に示すようにRio Cauca本流のJulumito, Salvajinaの各測水所をはじめとし、本・支流にかなりの流量測水所が存在し、河川流量の観測が行なわれている。

本計画の取水流域に直接関係する河川流量の観測所は、Rio CaucaのJulumito測水所、Rio SateのPte. Carretera測水所およびRio PalaceのMalvasa測水所の3ヶ所である。これらの各測水所の位置と観測期間等は下記の通りである。

(1) Julumito測水所

Julumito測水所は、本計画の全取水流域の76%を占めるRio Cauca本流にあり、Julumito部落東南端のJulumito橋の地点に設置されている。1964年4月19日より、毎日定時の流量観測が行なわれており、1976年末までの約12ヶ年分の流量観測記録が存在する。

(2) Malvasa測水所

Malvasa測水所は、本計画の全取水流域の18%に相当するRio Palace (Rio Caucaの支流)の上流部にあり、1961年5月9日より、毎日定時の流量観測が行なわれており、1976年までの約16ヶ年分の流量観測記録が得られている。

また、本計画のRio Palace取水ダム地点下流にはPalace測水所が設定され、1974年より観測が行われている。このPalace測水所は設定されてから間がないため観測記録が少ない。

(3) Pte. Carretera測水所

本計画の取水流域の3%に相当するRio Sate (Rio Cauca支流)については、Julumitoダム計画地点下流にPte Carretera測水所が設けられており、1970年5月12日より1976年末までの約7ヶ年分の毎日定時流量観測記録が得られている。

本計画に直接関連する上記3測水所のほか、Rio Cauca本流にはSalvajina測水所、支流にはJamundiをはじめ、いくつかの流量測水所が設置されており、比較的長期間にわたり、河川流量の観測が継続されている。

本計画に直接関連する上記3ヶ所の河川流量測水所における、1962年から1976年までの15ヶ年間の月別平均流量、最大および最小流量をみるとTable. 5-5のごとくである。

また、上記3測水所の他、本・支流の6測水所について、観測記録が共に存在する1974年および1975年の2ヶ年間について月別平均流量の比較を行なうと、Table. 5-4に示すごとくとなる。

本計画の主体をなし、全取水流域面積の76%を占めるRio Cauca, Julumito測水所の流量についてその流況を見ると、Table. 5-6およびFig. 5-6に示すごとくである。

1962年~'76年の15ヶ年間の流量をみると、低水量(275日はこれを下まわらない流量)18.4 m³/sec, 豊水量(95日はこれを下まわらない流量)31.0 m³/sec, および年間平均流量は27.0 m³/secであり、非常に安定した流況を示している。

Table 5-4 Monthly Average Run-off at Gauging Stations

Station (Rio)	Catchment area (Km ²)	(Unit: m ³ /sec.)												Aver- age
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	
Malvasa (Rio Palace)	35	1.97	2.81	2.44	2.29	3.96	5.34	5.26	5.04	3.22	4.63	4.23	4.10	3.77
Pte. Carretera (Rio Sate)	38	1.12	1.33	1.10	0.72	0.85	0.52	0.50	0.31	0.31	0.58	1.40	1.98	0.89
Jamundi (Rio Jamundi)	98	4.35	9.70	8.45	4.60	8.80	4.60	4.05	2.10	3.90	7.30	13.55	9.65	6.75
Palace (Rio Palace)	204	6.51	9.19	9.13	7.08	10.02	8.54	8.12	9.36	6.90	8.57	10.78	12.40	8.88
Julumito (Rio Cauca)	939	26.40	35.60	36.25	22.85	27.05	29.60	34.95	27.95	21.75	24.60	41.20	46.40	31.22
Salvajina (Rio Cauca)	3,830	189.00	236.00	216.50	138.50	166.00	127.00	127.50	91.50	92.50	157.50	297.50	304.50	178.70

Note: Average of 1974 and 1975

Table 5-5 Monthly Run-off at Julumito, Malvasa and Pte. Carretera Gauging Station

Station	(Unit: m ³ /sec.)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Max.	108.0	94.0	129.0	160.5	111.2	142.8	212.5	108.0	56.8	182.5	117.3	178.0	Max. 212.5
Mean	25.6	27.4	26.0	27.1	25.8	27.8	33.8	26.8	19.4	22.1	31.8	31.1	27.1
Min.	10.6	8.0	8.0	11.4	10.4	11.0	12.8	10.4	10.0	8.8	8.0	8.0	Min. 8.0
Max.	10.0	8.1	9.3	12.4	18.8	28.6	34.8	28.1	13.9	16.4	28.3	36.2	Max. 34.8
Mean	2.0	1.9	1.9	2.6	3.7	5.8	7.2	5.5	3.1	3.3	4.3	3.8	3.7
Min.	0.4	0.4	0.5	0.8	0.6	0.9	1.4	0.7	0.8	0.8	0.9	0.6	Min. 0.4
Max.	6.7	3.2	5.5	4.9	3.9	3.5	3.5	2.2	4.4	3.3	5.9	9.0	Max. 9.0
Mean	1.4	1.3	1.2	1.2	1.2	1.0	0.7	0.6	0.5	0.9	1.7	2.0	1.1
Min.	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.3	0.6	Min. 0.1

Table 5-6 Run-off Duration at Julumito, Gauging Station.

(Catchment Area 939.0 km²)

Year	Max.	35 day	95 day	185 day	275 day	355 day	(Unit: m ³ /sec.)	
							Min.	Mean
1962	63.80	34.10	28.10	22.90	19.70	14.20	12.80	24.60
1963	66.20	39.20	31.80	25.40	21.10	10.50	8.80	26.80
1964	75.30	40.20	27.90	20.50	17.30	13.60	12.00	24.40
1965	76.80	45.90	31.20	21.30	16.80	12.60	11.40	26.10
1966	63.90	42.70	24.50	19.20	16.50	13.60	12.40	23.50
1967	70.10	40.50	31.30	26.70	21.30	12.90	10.40	27.60
1968	81.30	44.40	25.60	18.60	14.80	11.90	10.40	23.10
1969	148.20	41.80	32.90	24.20	18.30	10.70	9.40	26.80
1970	182.50	56.90	37.80	25.80	19.80	13.00	11.20	31.80
1971	136.50	43.90	31.20	23.50	18.70	13.20	11.00	28.10
1972	178.00	47.00	34.10	24.60	20.10	11.30	9.60	29.40
1973	81.30	36.30	25.50	20.10	16.50	10.00	8.00	22.50
1974	129.80	47.00	33.40	25.00	20.70	16.20	14.10	29.80
1975	178.00	59.50	36.50	25.50	20.70	15.90	13.50	32.60
1976	212.50	57.50	33.50	22.00	14.30	9.10	8.00	28.60
Average	-	45.10	31.00	28.80	18.40	12.60	-	27.00

Fig. 5-6 (1) Run-Off Duration Curve of Julumito Gauging Station (Catchment Area 939 Km²)
1962 ----- 1966

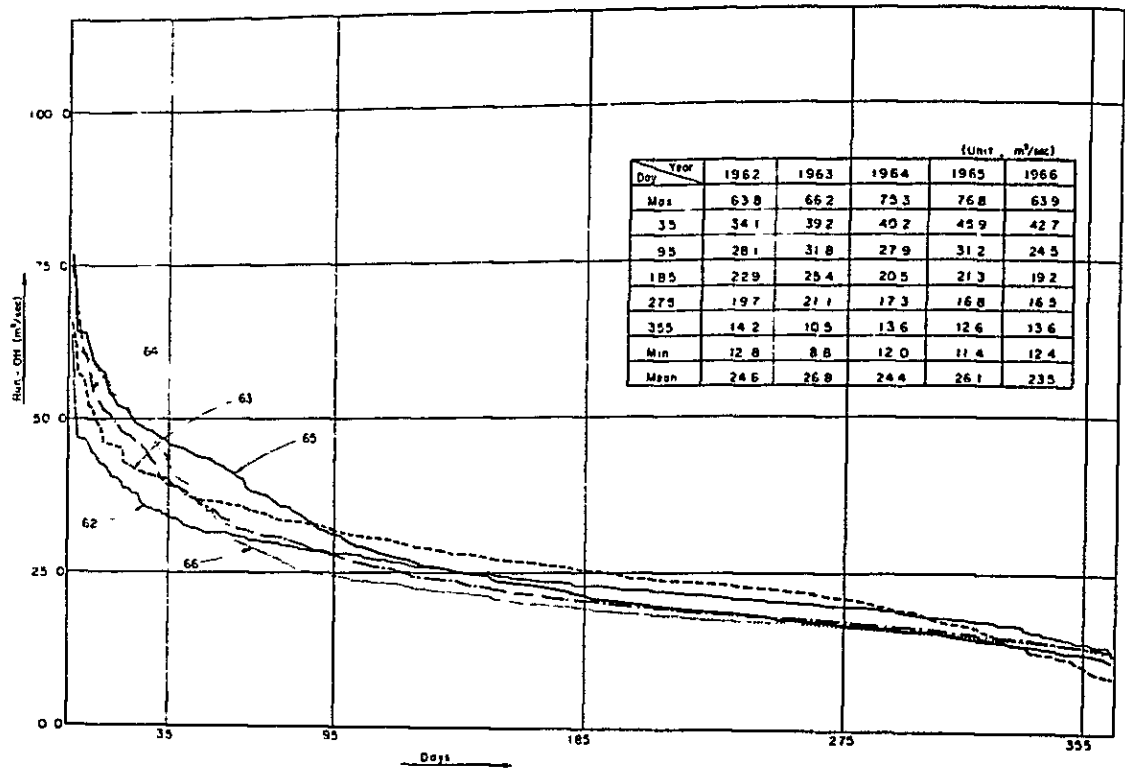


Fig. 5-6 (2) Run-Off Duration Curve of Julumito Gauging Station (Catchment Area 939 Km²)
1967 ----- 1971

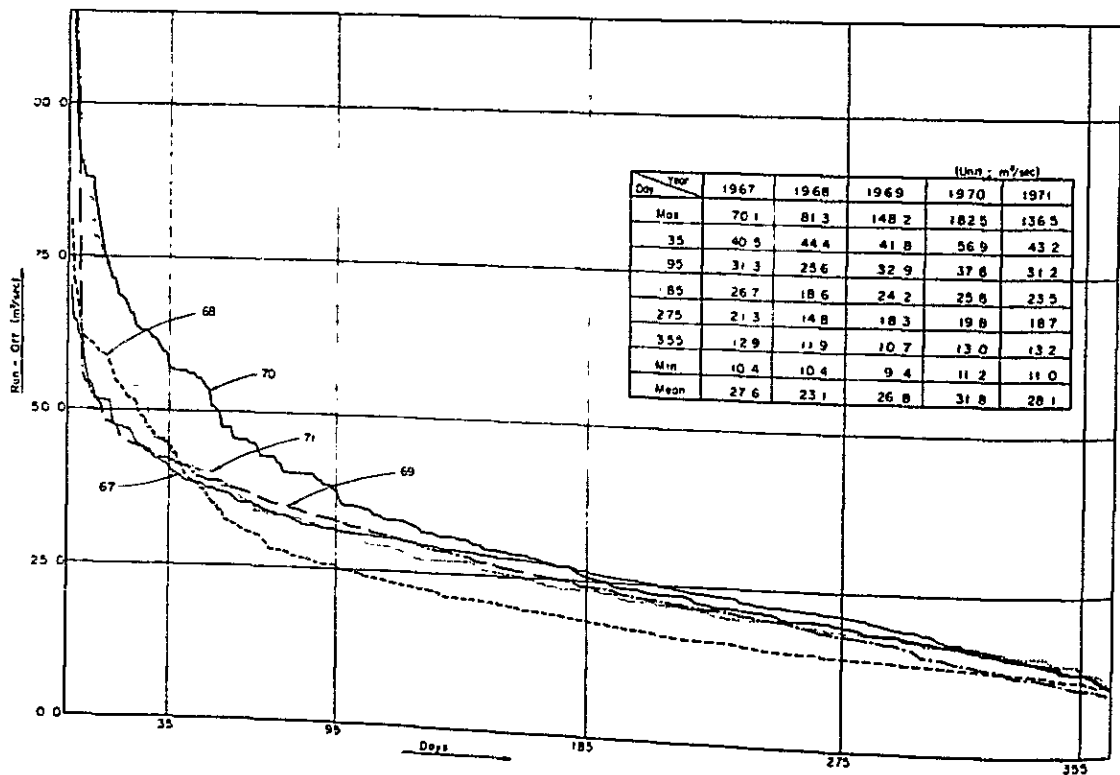
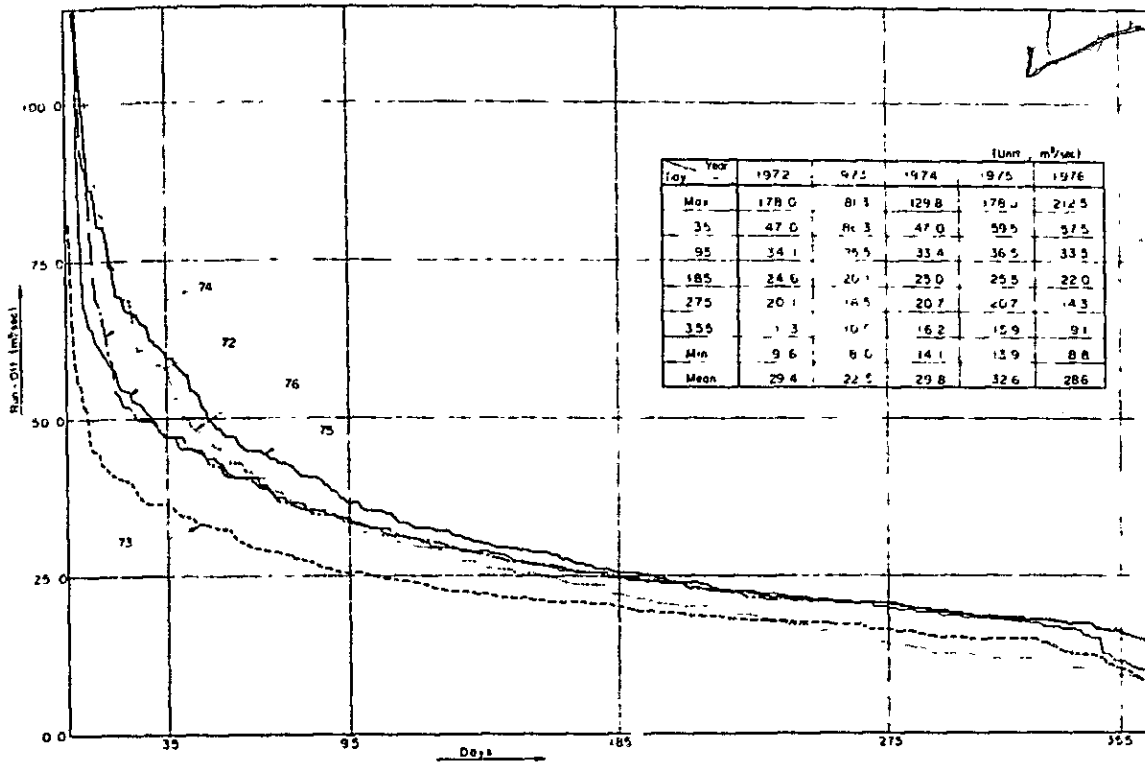


Fig. 5-6 (3) Run-Off Duration Curve of Julumito Gauging Station (Catchment Area 939 Km²)

1972 ----- 1976



5.5 計画地点の流量の算定

5.5.1 基準測水所

本計画の各取水計画地点の流量算定にあたっては、各取水河川ごとに基準となる測水所を次のごとく定めた。

取水河川名	基準測水所	測水所流域面積
Rio Cauca	Julumito 測水所	939 Km ²
Rio Palace	Malvasa 測水所	35 Km ²
Rio Sate	Pte Carretera 測水所	38 Km ²
Rio Blanco	Julumito 測水所	939 Km ²

上記基準測水所は、第1に、各取水ダムを設置する河川の流域内にある測水所であること、第2に、長期に毎日流量観測記録があること等の諸点を考慮して選定した。

5.5.2 基準測水所流量の算定期間

Julumito水力発電開発計画の計画規模決定についての諸検討および可能発生電力量の算定は、1962年1月より1976年までの15ヶ年間について行なう。よって、基準測水所についての上記15ヶ年間の毎日流量を整備する。

5.5.3 基準測水所流量資料の補足方法

(1) 補完方法

上記15ヶ年間の計算を行なうため、基準測水所の流量記録の欠測および不足分については補完を行ない、15ヶ年間の毎日流量を整備する必要がある。Table. 5-9に基準測水所の毎日の観測記録の存在する期間と補完すべき期間を示す。

基準測水所の流量の補完については、次の2つの方法で行なうこととする。

① 二つの測水所の流量の相互の相関による方法

欠測流量記録の補完は、両測水所においてともに観測資料の存在する年について、流量相互間の相関を求めて行なう。

② タンクモデル法^(註)による方法

欠測流量の補完には、流域内の測水所の既存流量記録と雨量観測所の雨量観測記録を用い、タンクモデル法によって流量雨量の解析を行ない、欠測流量を補完する。

(註) タンクモデル法 : Dr. Masami Sugawara により開発された流出量の計算方式であり、雨量と流出量の関係を等価換算した底面積を有する数個のタンクに置換えて表わして、流量を計算するものである。

なお、本検討では、③のタンクモデル法による検討は Julumito 測水所のケースのみについて行ない、①の方法での検討結果の検証に使用することとする。

タンクモデル法による検討については、APPENDIX - VI に記載する。

(2) 各測水所間の相関関係

①の測水所流量相互間の相関により、流量の補完を行なうために、基準測水所と他の測水所の相関係数を調べてみると、Table. 5 - 8 に示すごとくとなる。Julumito 測水所の流量は Palace 測水所流量と比較的高い相関にあるが、流域面積比が大きすぎることに、Palace 測水所の観測期間が 2 ケ年しかないことから、2 番目に相関係数が高く、観測期間の長い Salvajina 測水所の流量との相関によることとする。

Malvasa 測水所の流量は、Julumito 測水所流量と相関が高く、また、Pte. Carretera 測水所の流量は Salvajina 測水所の流量と相関が高い。

以上の結果より、基準測水所流量の補完には、Table. 5 - 7 に示す各測水所相互の流量の相関をスタディして行なうこととする。

Table 5-7 Gauging Station Applied

River	Diversion Dam Site	Catchment Area (Km ²)	Gauging station applied	Correlative Gauging Station for Adjustment
Rio Cauca	Rio Cauca Diversion Dam	857.0	Julumito	Salvajina
Rio Sate	Julumito Dam	31.0	Pte. Carretera	Salvajina
Rio Blanco	Rio Blanco Diversion Dam	39.0	Julumito	Salvajina
Rio Palace	Rio Palace Diversion Dam	197.0	Malvasa	Julumito

Table 5-8 Coefficient of Correlation between Each Gauging Stations

Gauging Station	Coefficient of Correlation	Period of Calculation
Salvajina	Julumito	0.602
	Malvasa	0.223
	Pte. Carretera	0.832
	Palace	0.299
Julumito	Malvasa	0.489
	Pte. Carretera	0.199
	Palace	0.871
Malvasa	Pte. Carretera	-0.213
	Palace	0.637
Pte. Carretera	Palace	-0.118

(Note) Coefficient of correlation is determined by the equation below.




$$r = \frac{\epsilon x y - \bar{x} \epsilon y}{\sqrt{(\epsilon \cdot x^2 - \bar{x} \cdot \epsilon \cdot x) (\epsilon \cdot y^2 - \bar{y} \cdot \epsilon \cdot y)}}$$

r : coefficient of correlation

x,y : simultaneous run-offs at subject 2 gauging stations

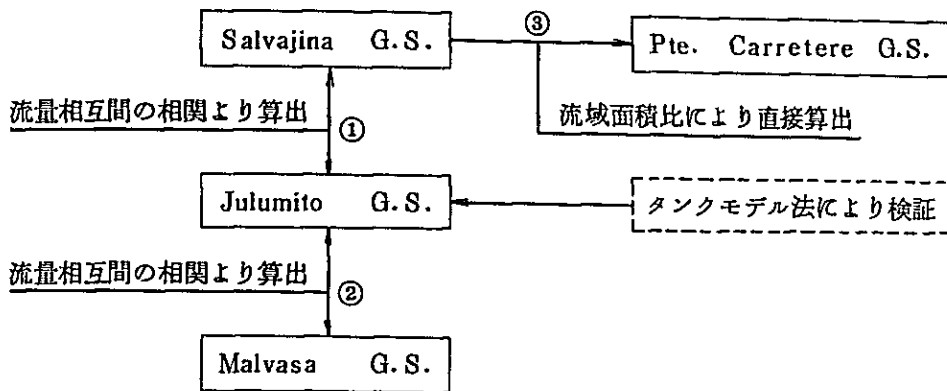
Table 5-9 Run-off Data existing at Julumito, Malvasa and Pte. Carretera Gauging Station

Station	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Julumito				4/18		12/1	4/25 7/1	12/31	9/1	9/25							1/1
Malvasa	5/8						8/16	10/5									
Pte. Carretera										5/11							

Note :  Period daily records exist
 Period deficiency of daily observation frequently exist
 Period no daily records exist

(3) 補完計算

各基準測水所の流量の補完および計算順序を示せば、次の通りである。



① Julumito 測水所の流量補完

Julumito 測水所の流量の補完については 5.5.3 で述べたごとく、流量の相関が高い Rio Cauca 本流の Salvajina 測水所の流量を用いて行なう。

すなわち、両測水所とも完全に毎日流量記録の存在する 1964 年 5 月から 1976 年 12 月までの 12 ヶ年間（1967 年を除く）について、両測水所の月平均流量の相関を求めると Fig. 5-7 のごとくとなる。これによると、季節的な相関が強く 1 月～4 月、5、6 月、7 月～9 月および 10 月～12 月の 4 季節に大別した相関が得られる。

② Malvasa 測水所の流量補完

Malvasa 測水所の流量補完については、Rio Cauca の Julumito 測水所の流量との相関で行なう。

両測水所とも、完全に毎日流量記録の存在する 1964 年 5 月から 1976 年 12 月までの 12 年間（1967 年は除く）について、相関を求めると Fig 5-8 のごとくとなる。即ち、この場合も季節的な相関があり、1 月～4 月、5 月～7 月、8 月～10 月および 11 月～12 月の 4 季節に大別して相関が得られる。この関係は、一次式および二次式で示すことが出来る。

③ Pte. Carretera 測水所の流量の補完

Rio Sate にある Pte. Carretera 測水所の流量補完は、Rio Cauca 本流の Salvajina 測水所の流量との相関係数が 0.83 と高い関係が得られるので、Salvajina 測水所の流量をそのまま流域面積換算して行なう。

以上の方法により、3つの基準測水所の流量について、1962年から1967年までの15年間の毎日流量を整備する。

以上により、補完整備を行なった1962年より1976年までの15ヶ年間のRio Cauca本

流の Julumito 測水所地点流量の各年累加曲線と、本計画流域の中心部に位置する Coconuco 地点の年間累加雨量との関係を求めてみると Fig. 5-9 に示すごとく、実測値の範囲内であることを示している。

(4) タンクモデル方式による補完計算の検証

Julumito 測水所の流量の補完計算を㊦のタンクモデル法で検討した結果と、㊤の二つの測水所流量の相関により行なった場合の、1962年と1963年について比較すると、Table. 5-10のごとくとなる。

㊦のタンクモデル法による計算流量は、一般に実測流量より少なく出る傾向にあり、1964年～'76年の検証計算での結果で証明されている。1962、1963年および1967年の補完計算結果から得られた流量は、実流量より小さいであろうと推定される。逆に㊤の相関関係により求めた流量は平均値に近い値を示しており、実態に近いものと考えられる。

Table 5-10 (1) Comparison between Actual and Estimated Run-off (Julumito G.S)

(Julumito G.S.)	(A) Actual Run-off (1962-'76)	Estimated Run-off		Ratio	
		(B)	(C)	(B)/(A)	(C)/(A)
		(Unit: m ³ /sec-day)			
Jan.	795.2	701.6	427.2	0.88	0.54
Feb.	769.8	675.1	328.7	0.88	0.43
Mar.	806.8	810.9	482.7	1.01	0.60
Apr.	812.2	639.9	314.3	0.79	0.39
May	799.8	820.5	470.3	1.03	0.59
Jun.	833.0	871.7	534.9	1.05	0.64
Jul.	1,048.5	879.3	450.2	0.84	0.43
Aug.	832.0	744.2	514.7	0.90	0.62
Sep.	581.0	516.2	390.1	0.89	0.67
Oct.	684.0	580.1	429.5	0.85	0.63
Nov.	955.0	741.2	499.6	0.78	0.52
Dec.	962.8	1,008.7	737.6	1.05	0.77
Total	9,878.2	8,989.4	5,579.8	0.91	0.57

Table 5-10 (2) Comparison between Actual and Estimated Run-off (Julumito G.S.)
(1963)
(Julumito G.S.) (Unit: m³/sec.-day)

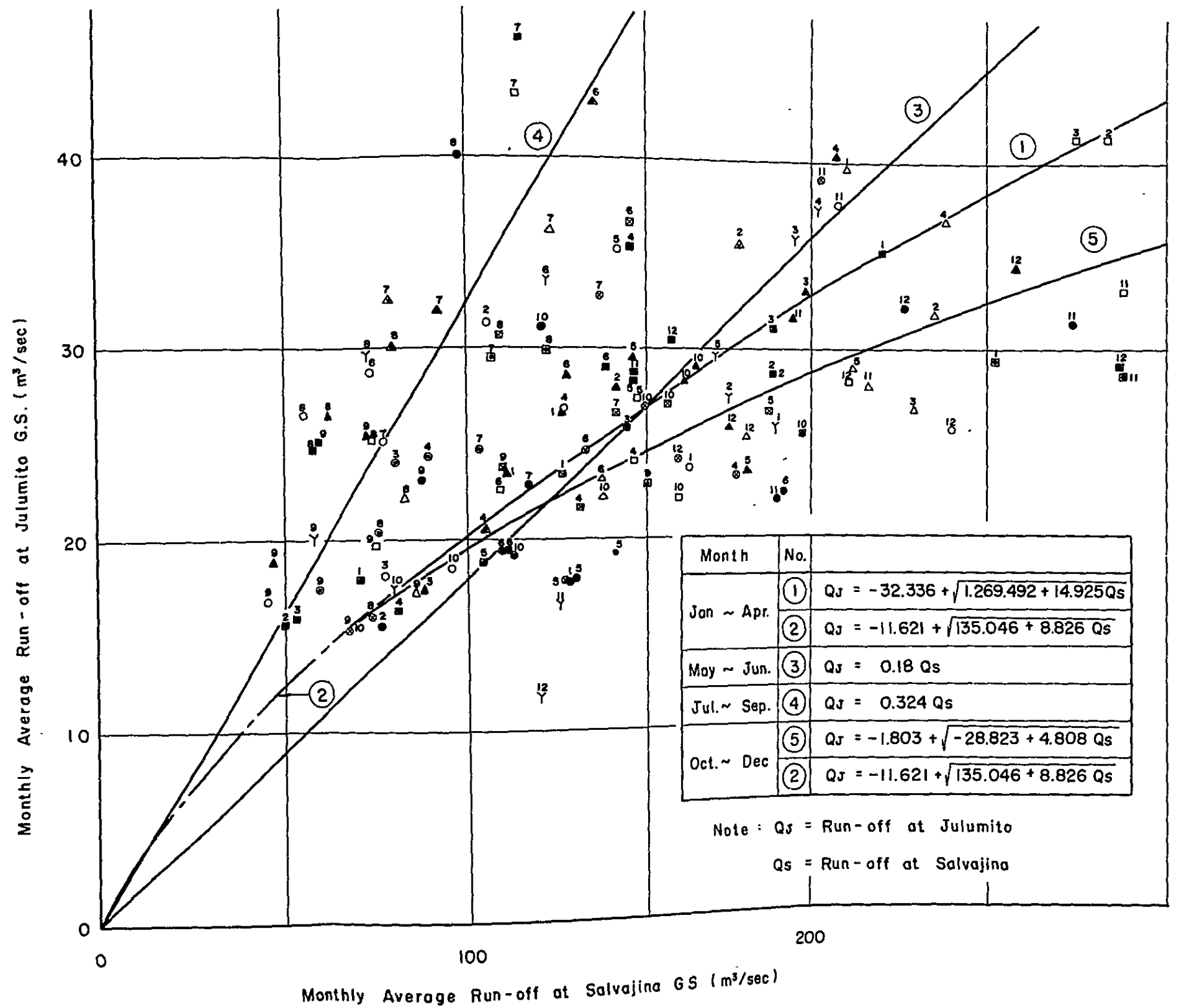
	(A) Actual Run-off (1962-'76)	Estimated Run-off		Ratio	
		(B)	(C)	(B)/(A)	(C)/(A)
Jan.	795.2	716.6	672.0	0.90	0.85
Feb.	769.8	972.3	594.2	1.26	0.77
Mar.	806.8	840.0	736.5	1.04	0.91
Apr.	812.2	1,074.5	605.9	1.32	0.75
May	799.8	1,167.9	595.5	1.46	0.75
Jun.	833.0	713.5	533.3	0.86	0.64
Jul.	1,048.5	943.1	543.4	0.90	0.52
Aug.	832.0	825.2	513.3	0.99	0.62
Sep.	581.0	479.6	406.2	0.83	0.70
Oct.	684.0	413.3	457.9	0.60	0.67
Nov.	955.0	881.1	509.3	0.92	0.53
Dec.	962.8	763.9	379.9	0.79	0.40
Total	9,878.2	9,791.0	6,547.4	0.99	0.66

Note: (B): Run-off estimated by coefficient of correlation
(C): Run-off estimated by Tank model method

上記により整備した Julumito, Malvasa および Pte Carretera 各基準測水所の 15 年間の
毎日流量を APPENDIX - V に示し, 3 基準測水所の月別流量および Popayan, Coconuco
および Purace の 3 雨量観測所の月別降雨量との関係は, Fig. 5 - 11 に示す。

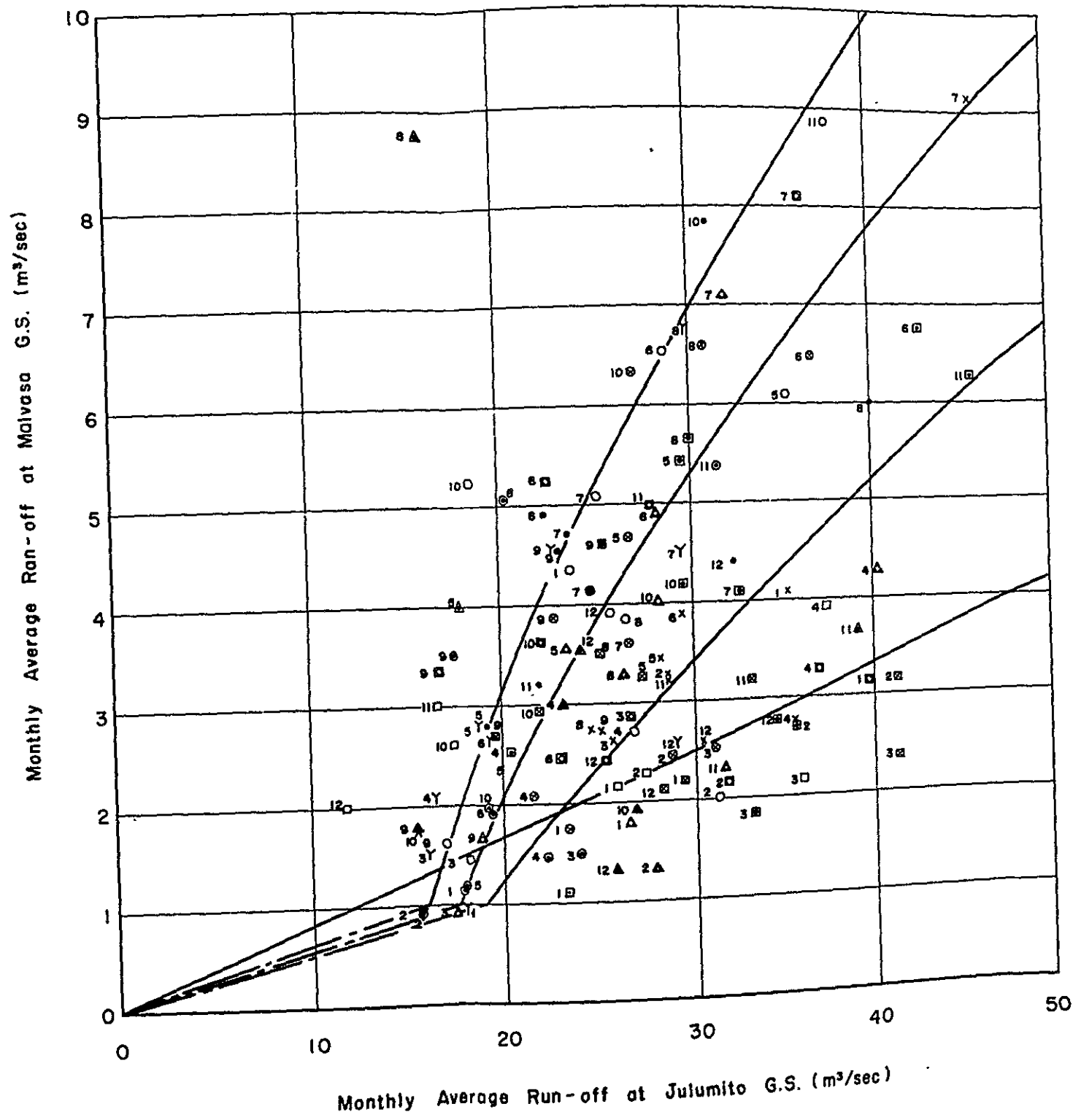
また, 上記 3 測水所流量の他, 直接および間接に本計画のスタディのために使用した,
Salvajina, Palace 各測水所の毎日流量についても, APPENDIX - V に示す。

Fig. 5-7 Correlation between Run-off at Julumito and Salvajina Gauging Station



- Remark
- 1964
 - 1965
 - 1966
 - ⊗ 1968
 - ▲ 1969
 - △ 1970
 - ▲ 1971
 - 1972
 - ⊠ 1973
 - 1974
 - ⊞ 1975
 - Y 1976

Fig. 5-8 Correlation between Run-off at Julumito and Malvasa Gauging Station.



- 1964 Y 1973
- 1965 ■ 1974
- 1966 ⊗ 1975
- ▲ 1968 □ 1976
- ▲ 1969
- 1970
- 1971
- x 1972

Month	No.	
Jan. ~ Apr.	①	$Q_M = 0.0833 Q_J$
	②	$Q_M = -5.077 + \sqrt{-62.508 + 5.682 Q_J}$
May ~ Jul.	③	$Q_M = 0.0571 Q_J$
	④	$Q_M = -6.646 + \sqrt{-81.369 + 8.850 Q_J}$
Aug. ~ Oct.	⑤	$Q_M = 0.0633 Q_J$
	⑥	$Q_M = -7.823 + \sqrt{-5.120 + 4.367 Q_J}$
Nov. ~ Dec.	⑦	$Q_M = 0.0526 Q_J$

Note : Q_M = Run-off at Malvasa
 Q_J = Run-off at Julumito

Fig. 5-9 Correlation between Run-off at Julumito and Precipitation at Coconuco

