物の犠牲において近年急速に増大していることを指摘、近代農業に適した質の高い農耕地が限られている点をあげ、その活性化に努力する必要があるとしている。

工業部門では、政府は自動車、繊維産業の育成を支持している。

② 運輸部門

産業立地の可能性がBogota, Medellin, Cali, Barranquillaなどの4大都市に集中するのを避けるため、東部と西部をアンデス山脈越えで連結する横断道路の建設を進める。

③ 住宅の拡充

現在、80万戸の住宅が不足しているとみられており、その拡充建設を行う。

④ エネルギー部門

石油、天然ガスの消費に依存している度合いが高いエネルギー部門を多様化するため水力、石炭分野の開発を促進する。その資金の相当部分を外国からの援助に依存する計画であるとしている。外国からの援助依存度が高くなれば政府が提唱している財政の均衡化に影響するのでプロジェクトのプライオリティの選定が重要であるとしている。

4.2 プロジェクト地域に関する一般的考察

地勢、河川、気候、人口、産業、交通、電力開発計画などについて、プロジェクト地域の一般的考察を以下に記述する。

4.2.1 一 般

El Siete No.1およびNo.2水力発電計画はコロンビア共和国の北西部に位置するChoco 県を流下しているAtrato川の最上流の急流部を利用して水力を開発するものである。

Choco 県は北側はパナマ共和国と国境を接し、西側は太平洋と、東側は西アンデス山脈の分水嶺でAntioquia 県と、南側はValle de cauca県に接する南北 470km、東西 100km、県面積46,530km²（日本では九州に相当する面積）におよぶ広大な県である。

県内は北部のAtrato川流域と南部のSan Juan川流域に二分されている。この両河

川はいずれも西アンデス山脈の西側斜面を源流として流下し、Atrato平野、San Juan平野で多くの支流を集め大河となり、Atrato川はカリブ海へ、San Juan川は太平洋に注いでいる。

Choco 県のほぼ中心に県都のQuibdo市がある。その人口は65,000人、市街はAtrato川本流の右岸に発展し、県の政治、経済の中心地である。

El Siete №1および№2計画地点は北緯5°40'、西緯76°15'Quibdo市の東方約60km、Antioquia 県のMedellin市の南西 130kmの距離に位置している。しかも西アンデス山脈の西側斜面の山岳地帯にある。

4.2.2 地 勢

Choco 県はDwg-01に示すごとく南北に長い長方形をしており、東部は 2,000mないし、3,000 m級の西アンデス山脈である。一方西部には太平洋沿岸に沿って南北に縦走しているBaudo 山脈およびDarienの山脈がある。その中間部は南北 500km、東西80kmにわたる広大な一面熱帯性樹林におおわれた平野である。Baudo 山脈の南端は標高 100m～ 150mの低い丘陵山脈が西アンデス山脈まで伸び分水嶺を形成し、Choco 県の平野を南北に分断し北部のAtrato平野と南部のSan Juan平野となっている。

Choco 県の西部を形成している西アンデス山脈は南米大陸の太平洋に沿って縦走しているアンデス山脈の最北端に相当する。一方、県東部の Baudo山脈は、アンデスの成因と同じ褶曲作用の影響で形成された山地であるが 300～ 500m級の丘陵状の連山である。この Baudo山脈がAtrato川をQuibdo市付近で北流させ、カリブ海に流出させる要因となっている。なお、Atrato川本流の源流は西アンデス山脈中のFarallones de Citara山塊の高峰 Concordia山 3,030mの南西斜面となっている。

4.2.3 河 川

Choco 県の主要河川はAtrato川とSan Juan川である。Atrato川本流は西アンデス山脈の Concordia山より西側斜面の谷間を南流し、標高 1,800mのCarmen de Atrato町を経由し、標高 1,550mのEl Siete部落付近で支流の Huabita川と合流して流域 226km²の河川に育つ。そのあと流路を西方に変え、アンデス山脈を横断し、Sanches川、およびToro川などの支流を合わせて流下し、本プロジェクトのEl Siete

No.1ダムサイトでは標高 1,410m、流域面積256 ㎢となる。Atrato川は更に西流し、Girardot川と合流したあと再び流路を南方向に変え、Piñon の部落を経由して、El Once 部落までの15km区間で小さな蛇行を繰り返しながら流下し、標高は 600mとなる。

この区間のうちEl Siete部落の下流Sanchez付近から、El Once 部落上流 Piñon 川合流点に至る18.4km区間がAtrato川上流部の急流であり、その標高差は 763m、河川勾配は平均1/24でダム－水路式水力開発に適した場所である。

El Once 部落ではAtrato川は同じく西アンデス山脈より流下して来たGrande川と合流し，流域は約 590㎢の中級河川に育つ、一方流路を西方に変じ、大きく蛇行して約8km流下し、標高 300mのDieciocho 部落付近でPlaya 川と合流し、約 750㎢の河川となり、アンデス山間部よりAtrato平野に入る。（Dwg-02参照）

Atrato川本流はAtrato平野に入ってから流路を南西に変え、大きく蛇行を繰り返し、標高45mの Lloro部落に至る。 Lloro部落ではAtrato川は同じく西アンデス山脈から流下して来たAndaqueda 川を合流し、川幅 200～ 300mの大河となり、県都Quibdo市を経由してAtrato平野を緩やかに流下してカリブ海に面した河口に至る。Atrato川はQuibdo市から河口までその河川延長は約 300kmで多くの支流を合流し、河口では平均流量 4,900m³/sの大河である。

この河口よりQuibdo市まで 150トンの船による航行が可能であり、またその支流でもカヌーによる航行が交通手段として利用され、点在する部落間の連絡、農産物の搬出を行っている。

4.2.4 気 候

Atrato川流域は世界有数の多雨、多湿、高温地帯で緯度は北緯5°～6°と赤道に近いため、気候は熱帯性である。Atrato川のQuibdo市付近の平野は標高30～50mと低く、部分的には湿地帯、湖沼群となっているが、大部分は熱帯性植物で覆われたジャングルである。

その雨量はQuibdo市および Tutunendo部落付近では10,000～12,000mm／年と世界有数の多雨地帯である。

El Siete No.1およびNo.2計画地点はQuibdo市より60km西方にあり，3,000 ～ 5,000 mm/ 年の多雨地帯である。

気温はAtrato平野のQuibdo市では年平均28℃～30℃と高温で年間を通して変化は小さい。計画地点は標高1,000 ～ 1,500mの西アンデス山脈の高地にあるため、気温は18℃～20℃となり、亜熱帯である。その植生はAtrato平地の熱帯性植物のジャングルとは異なり、亜熱帯、温帯の植物が混在している。

したがって、Atrato川上流部の気候は温暖で居住に適し、川沿いの山腹や丘陵状山地は放牧地として利用されている。

4.2.5 人 口

Choco県は面積46,530㎢でコロンビア国で第3番目の広さの県であるが、人口30万人、人口密度5人／㎢と人口希薄地域である。人口の50％は県都Quibdo市とその周辺部落に集中している。計画地点に最も近いCarmen de Atrato町は人口 5,400人である。

4.2.6 産 業

Choco県の主要産業は農業、牧畜、林業および鉱業である。農業は熱帯果実、バナナが主体であるが、消費地が近くにはない。バナナは1979年実績で 2,000トン生産され，そのうち1,300 トンが県外に出荷されている。穀類としては米が僅かに生産されているが消費量の約2割程度で残りは県外から購入されている。

牧畜業は牛豚が中心で1979年の統計資料によればそれぞれ121 千頭、86千頭が県内で飼育されている。そのうちCarmen de Atrato町付近の地域で牛約46千頭、豚10千頭飼育されている。

鉱業では砂金、プラチナの採掘が行われているが、小規模である。林業は熱帯林から木材の切出し、集積、パルプ材の生産が小規模に行われている。

このように生活基盤となる産業は規模が小さく、労働力の雇用が小さい。このことが都市への人口流出の原因となっている。

なお、 Choco県のＧＤＰはコロンビア国全体の中で占める割合は1970年0.26％、1975年0.23％と非常に小さい。

4.2.7 交 通

Choco県と他の地域を結ぶ交通機関としてはMedellin市と県都Quibdo市を結ぶ国道利用による陸路と国内航空路があるが県内の道路は充分整備されていない。

Medellin- Quibdo間の陸路は距離が 230kmと長く、バスで10時間を必要とする。この国道は Choco県の産物の搬出、Medellin市からの生活物資の搬入輸送に利用されている。この国道はMedellin市から、Caldas市、 Amaga市, Bolombolo, Bolivar de Antioquia, Carmen de Atrato, El Siete, Dieciocho, Tutunendoなどの町村を経由してQuibdo市に至るが, 県内ではCarmen de Atratoが比較的に大きな町である。El Siete No.1およびNo.2計画地点はこの国道沿いのEl Siete部落とDieciocho 部落との間に位置しており、建設時には建設資材運搬に利用される。

舟運による輸送手段としてはAtrato川を利用できる。Atrato川はカリブ海に面した河口よりQuibdo市まで 150トン程度の船の運行が可能である。この舟運はAtrato川に沿って散在している村落に対する物質の輸送が主で定期的運行は行っていない。

国内航空路はMedellin市－Quibdo市間にＡＳＥＳ社が就航している。しかし、３～４便／日で、30人乗りの小型機による旅客輸送である。

4.2.8 電 力

Choco県での最大の電力の消費地はQuibdo市でMedellin電力系統のBolombolo 変電所より分岐した 115kV、1-cct 送電線で受電している。現在、Quibdo市の最大電力需要は 3,000kWで、ＩＣＥＬの指導下にある Choco電化組合（Electrificador de Choco）が配電業務を行っている。

そのほかに県内では鉱山会社が出力 1,200kWの水力発電所を所有している。しかし設備の老巧化により現在では 600kWまで能力が低下し、Condoto 、 Turbo、Istima 部落に電力を供給している。

県内に散在している村落ではディーゼル発電で電燈用電力を供給しているが、無点燈部落が多い。現在、地方電化計画の一つとして、ＩＣＥＬが太平洋に面したBahia Solano地区でYopal-Aguazul 水力1,600kW （最終 4,800kW）の建設計画を有している。

4.2.9 Choco 県での他の開発計画

Choco県の開発は国と県が共同して設立した開発会社（CODECHOCO)が担当している。しかし現在のところ目立った開発計画は実施の段階に至っていない。以前からマンガン鉱山を中心とした地域総合開発、ニッケル鉱山、銅鉱山開発に期待が寄せられている。

数年前から、Atrato川中流部でオランダの技術協力で油ヤシのパイロット・プランテーションが実施され，将来への期待が大きい。

また、国際的プロジェクトとしてはいまだ計画的アイデアの域を出ないが、コロンビアのAtrato川とパナマ側の Tuira川を結ぶ、運河計画がある。この運河計画は現在のパナマ運河の交通量を軽減するため、小型船専用の新運河を建設するものである。

第5章　コロンビア国の電気事業の現状

第5章　コロンビア国の電気事業の現状

5.1　コロンビア電気事業のおいたちと企業形態 …… 5 - 1

5.1.1　コロンビア電力会社 …… 5 - 3

5.1.2　大西洋岸電力会社 …… 5 - 3

5.1.3　ボゴタ電力会社 …… 5 - 3

5.1.4　メデリン電力会社 …… 5 - 3

5.1.5　カウカ地域開発公団 …… 5 - 4

5.1.6　連系電力会社 …… 5 - 4

5.2　コロンビア国のエネルギー事情と電源開発計画 …… 5 - 4

5.2.1　石　炭 …… 5 - 5

5.2.2　天然ガス …… 5 - 5

5.2.3　石　油 …… 5 - 5

5.2.4　水　力 …… 5 - 6

5.3　1985年2月以降のICEL …… 5 - 6

FIGURE LIST

		Page
Fig. 5–1	Institutional Arrangement for Electric Power Supply in Colombia (as of 1984) ..	5–2

第5章　コロンビア国の電気事業の現状

5.1　コロンビア電気事業のおいたちと企業形態

コロンビアの電気事業は約100 年前の1883年にボゴタ市に民間企業が電気を供給し始めたのが最初である。その後各地に民間企業の小規模電気事業者が設立されたが、1950年代に公営電力会社が設立され古くからの民間電気事業者はこれら公営電気事業者に吸収合併された。

ICELの前身であるELECTROAGUASは1946年にコロンビア政府によって設立されたが、1968年にはICELとなった。ICELの業務は主要都市の電気事業者とは異なり、国家的な見地からの電源開発を促進することにある。具体的には発送配電プロジェクトの調査分析、経済企画庁(Departamento Nacional de Planeacion) が主宰する国家電化計画への参画、ICEL翼下の地方電化組合に対する技術協力あるいは資本参加をとおしてのプロジェクトの推進にある。

公営電力会社のうち、ボゴタ、メデリン、カリの三大都市地域を電気供給地域に持つボゴタ電力会社(EEEB)、メデリン電力会社(EPM) およびカウカ地域開発公団(CVC) は1950年代以降に大きく発展したが1971年まではそれぞれ孤立した電力系統として自社系統を運営して来た。一方1967年に上記3大電力会社とICELによって“連系電力会社”(Interconexion Electrica S.A.: ISA) が設立され、ISA によって1971年に230kV 送電線によるコロンビア国主要電力系統の連系が実現した。このISA は、連系送電線を建設するだけではなく、上記3電力会社およびICELに対しても各社の発電計画や送電計画に対し調整する機能が与えられており、又大規模電源開発や送電計画に関しては、その計画および実施に対し勧告することが出来ることになっている。

大西洋岸のBarranquillaやCartagena 等の主要都市に電力を供給しているCORELCA は1967年に設立され、1975年には大西洋岸地域の7公営電力会社の配電部門を除く業務をICELより引継いだが1976年にはISA の構成メンバーの一員となり、その結果1982年に自社電力系統とコロンビア国連系電力系統との連系が500kV 送電線(San Carlos からSabanalarga まで線路亘長524km)によって実現し、このことによってコロンビア国の全国連系電力系統の骨格はほぼ完成した。

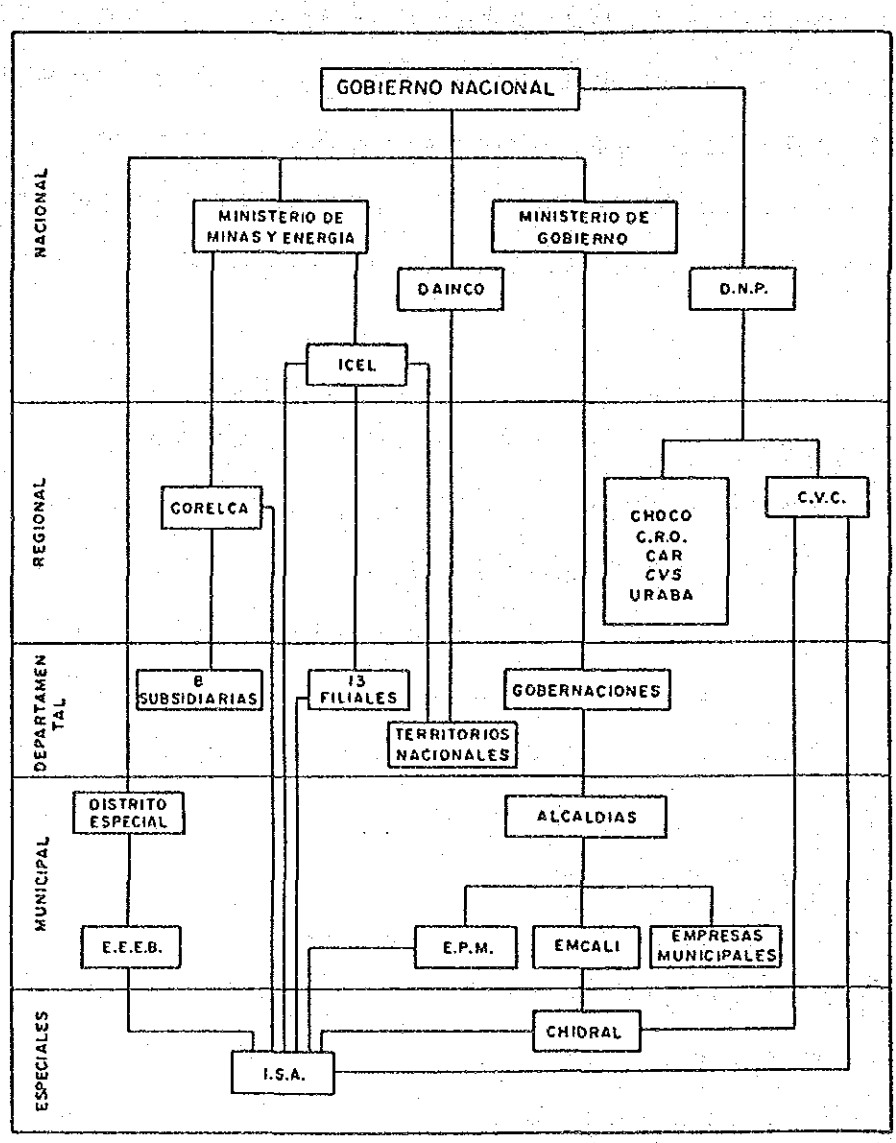
以上述べたようにコロンビアの電気事業は5大電力会社、1連系電力会社の体制となり現在に至っているが、ICELおよびCORELCA の翼下にはそれぞれ8社および13社の地方電化

組合があり、町村営の電気事業者を含めると電気事業者の数は50数社にのぼる。

これら電気事業者は鉱山動力省(Ministerio de Minas y Energia) の指導、監督下に置かれるが、同省は又同時に国の経済開発計画との調和を計るため企画庁との間で必要な調整業務を行っている。

Fig.5-1にコロンビア電力部門の制度的な位置関係を示す。

Fig. 5-1 Institutional Arrangement for Electric Power Supply in Colombia (as of 1984)



5大電力会社と連系電力会社の概要は次のとおりである。

5.1.1 コロンビア電力会社(Instituto Colombiano de Energia Electrica: ICEL)

ICELは国家機関で、ボゴタ電力、メデリン電力、カウカ地域開発公団の3大電力会社の供給地域以外に存在する地方の公営電力会社を資本参加によって翼下に入れ、経済的、技術的に援助を与え、また統轄監督し国家の電源開発計画を推進する電力会社である。1975年に大西洋岸地域の地方公営電気事業者7社を大西洋岸電力会社に割譲した結果、現在13の公営電力会社を翼下に持ち1984年末現在の発電設備は 685MWである。

5.1.2 大西洋岸電力会社(Corporacion Electrica de la Costa Atrantica: CORELCA)

ICELと同様の国家機関であるが、ICELから引き継いだ地方公営電気事業者7社に1社を加えた8社に対し資本参加を行っている。CORELCA はこれら8社に対し電気の卸売業務を行っており、一方各社は自社の責任で配電業務をおこなっている。このようにCORELCA の主要な業務はICELと異なりCORELCA 自身の責任により発電から送電連系までの発送変電設備の建設および運転保守の責任を地方の公営電気事業者に代わって有している。1984年末現在の発電設備は全て火力発電設備であり合計出力は934 MWである。

5.1.3 ボゴタ電力会社(Empresa de Energia Electrica de Bogota: EEEB)

コロンビア国内で最も重要な電力市場である首都ボゴタ市と、その周辺に電力の供給を行う市営の電力会社である。現在のボゴタ電力会社は発電から電力需要家迄の電力の供給に対し一貫して責任を有しており、1984年末現在の発電設備は 1,278MWで、内水力発電所1,148MWは全てBogota川の水を利用したものである。

5.1.4 メデリン電力会社(Empresas Publicas de Medellin: EPM)

EPM はコロンビア国内第2の都市で、工業地域でもあるメデリン市に電力供給を行っている市営の電力会社であるが、電力以外にも電話、上水道、下水道等の事業も行う市営の公共事業体である。EPM はメデリン市の各需要家に電力を供給するほかにメデリン市周辺の市町村や公営電力会社に対し電力の卸売りも行っており、1984年末現

在の発電設備出力は975 MWである。なお、BPM はAtrato水力計画が位置するChoco 県のQuibdoに本社を置く、ICEL翼下のQuibdo電化組合に115kV 送電線をとおして電気の卸売りを行っている。

5.1.5 カウカ地域開発公団(Corporacion Autonoma Regional del Cauca: CVC)

CVC はカウカ河中流域の総合開発を目的として設立された国営企業であり、電源開発のほかに洪水制御、かんがい、排水、農地改良などで広範囲な事業を行っている。CVC は配電事業は直接行わず、地域の最大の電力需要地であるCali市や、地方の市町村の公営電気事業者に卸売を行っており1984年末現在の発電設備出力は584 MWである。

5.1.6 連系電力会社(Interconexion Electrica S.A.: ISA)

コロンビア国内の主要電力系統は1971年までは孤立して運営されていたが、ボゴタ、メデリンおよびカウカ電力系統がISA によって連系されたことにより、全国連系電力系統を対象にした大規模電源開発が可能となった。ISA は世界銀行の示唆によって1967年に設立されたが、当初は、ボゴタ電力(EEEB)、メデリン電力(EPM) 、カウカ地域開発公団(CVC) およびコロンビア電力会社(ICEL)の4社がそれぞれ25%ずつ出資して出来た会社であるが、その後大西洋岸電力会社 (CORELCA)等が加入して現在に至っている。同社の定款によれば、連系電力系統内の大規模電源の建設と運営は同社によって行われることになっており、今後コロンビア国内におけるISA の占める比重は急速に大きくなるものと思われる。

同社は、自身が建設した発電所の電力を他社との間を連系するために建設した連系送電線をとおして卸売りするだけでなく、他の電力会社の発電設備を含めた電力設備の総合運用も行っており、ISA の役割は大きい。

1984年末現在のISA の発電設備出力は合計1,819 MWである。

5.2 コロンビア国のエネルギー事情と電源開発計画

コロンビアのエネルギー資源は、第一にまず豊富な水資源である。その技術的開発可能な水力発電量は93,000MWと言われているが、1984年末現在、僅かに4,723 MW、すなわち開発可能発電量の5%が開発されているに過ぎない。他に石炭、石油、天然ガスも豊富で特に石炭の埋蔵量は南米一であり、確認埋蔵量は165 億トンと言われている。又、最近、石

油埋蔵量も現在まで知られている量の２倍の量が確認されたと言われており、このようにエネルギー資源は豊富で将来ともコロンビア国はエネルギーの自給自足が可能である。

5.2.1　石　　炭

コロンビア国はラテンアメリカの確認埋蔵量の38％を保有し、将来世界の石炭市場で10％の市場を占めると言われている。石炭の輸出は1985年に始まり1989年までには15百万トンに達するものと予想されているが、この輸出数量はGugajira半島のCerrejon炭田からの産出量であり2000年まで継続させることが可能で輸出による外貨収入は、1990年には年間約10億ドルに達し、この額はコロンビア輸出総額の10％を占めるものと予想されている。なおコロンビア国の石炭確認埋蔵量は165 億トンであるがこのうち64％は一般炭で、６％が原料炭、残り30％は品位が低いと言われている。

現在コロンビア国は1984年末現在627MW の石炭火力発電量を有するが、将来の石炭火力計画は300MW にすぎない。

5.2.2　天 然 ガ ス

1973年に発見されたGuajira 半島の天然ガス埋蔵量はコロンビア国全体の埋蔵量４兆８千億立方フィートの87％を占める莫大な量である。現在の生産量は埋蔵量に比し小さく1984年１月から９月までの生産量は１日平均 508.2百万立方フィートでその大部分は火力発電所の発電用燃料として消費された。1985年の天然ガスの生産は４％増が見込まれている。なお天然ガスの埋蔵量は石油換算で 521百万バーレルに相当し、コロンビア国政府は将来この天然ガスを液体水素又はメタノールの形で輸出することを考慮している。

5.2.3　石　　油

石油開発のための投資額は1984年には132.5 百万USドルに達したが、この値は1983年の投資額に比し63％増である。1985年には400 百万USドルの投資が予想されているが、これは1984年にコロンビア国東部平原での大発見によるものであり、現在までの確認埋蔵量1,200 百万バーレルに対し２倍にも達するものである。

石油の生産は1984年には1983年に比し13.2％増加したが、1985年は６％、1986年には前年比38％増を予想している。これは1986年には90,000バーレル／日のパイプライ

ンが完成することによるものである。コロンビア政府は、今世紀末までには126 百万バーレル／年の生産が可能で石油輸出により1,800 百万USドルの外貨を獲得することが可能であるとしている。

5.2.4 水　　力

コロンビア国の水力発電量は今世紀末までには総発電設備出力(13,668MW)の86.4%を占めるものと予想されているが、この数値は1984年末の74.7%に比し、11.7%増加するものである。なおコロンビア国の1984年末の水力比率74.7%はブラジルの83%に次ぐ高い数値である。電力需要の伸び率は最近の経済不況を反映して、電力需要の伸びは2000年まで毎年平均6.5 %の伸び率が想定されており、1996年までの追加の水力発電設備は7,146 MWである。この結果、コロンビア国の技術的開発可能水力の7.7 %は今世紀末までには開発されることになる。

5.3 1985年2月以降の ICEL

コロンビア国政府は1985年２月にICELの業務内容を本質的に変更させる政令を公布したが、これは本質的にはISA とICELの電源開発の分野における主導権争いに決着をつけたものとうけとめられている。すなわちコロンビア国内の主要水・火力プロジェクトであるTermozipa 4号機および５号機（各ユニット出力66MW）、Chinu 水力(133MW) 、Chivor水力２期計画（500MW)、Jaguas水力(170MW) 、Canafisto 水力(1,500MW) 、Guavio水力(1,000MW) およびUrra水力(1,200MW) の７プロジェクトからICELの全面撤退である。

これらの７つのプロジェクトからICELが撤退することにより、ボゴタ電力は28.9百万USドル、メデリン電力は9.9 百万USドルおよびCORELCA は7.2 百万USドルのICEL出資の株式を肩替わりすることになったが、これら株式の取得に必要な資金はコロンビア国政府が世界銀行より50百万ドルの借款をうけ、国家電力基金(Financiera Electrica Nacional:FEN)をとおして各社に貸付けられることになっている。

一方、株式の売却によってICELが得た資金の一部はBetania 水力(500MW) でICELが負担すべきであった1983年、1984年および1985年の分担金、33百万USドルの支払いにあてられることになっている。

このようにICELの大規模プロジェックトからの撤退により、ICELは今後農村電化や小水力の開発の分野に力を入れていくことになったが、ICELの電源開発の分野における影響力

が全国連系電力系統の周辺の電化や、僻地の小水力開発に限定されたことにより、ICEL内部の動揺も大きく、人員の削減、組織の見直しもすでに始まっている。たとえばICEL内部での最高議決機関である理事会のメンバー構成は大幅に変わり、民間人の登用が減り、より政府の監督および議決権が高まる人員構成となっている。

このような意味で、本プロジェクトの将来の開発主体がICELであるのかどうかは、かなりの疑問があるが、本報告書は技術レポートであり、コロンビア国内の電源開発を決める上での重要な素材の１つであることに変わりは無い。

第６章　環境影響評価と社会開発効果

第6章　環境影響評価と社会開発効果

6．1　環境問題一般 …… 6－1

6．2　El Siete No.1 および No.2 水力開発計画地点の環境問題 …… 6－5

6．3　プロジェクト完成後の環境問題 …… 6－7

6．4　社会開発効果 …… 6－8

TABLE LIST

		Page
Table–6.1	Comparisons of Ecosystems of Dam Reservoirs, Lakes and Swamps and Natural Streams	6–3
Table–6.2	List of Cement Factory in Colombia	6–11
Table–6.3	Monetary Sums Concerning Stimulation of Domestic Economy	6–12

第6章　環境影響評価と社会開発効果

6.1　環境問題一般

ある水力プロジェクトがトップ・プライオリテイとして持っているとしても、プロジェクト立案者はプロジェクトの建設にともなう、環境問題に留意し、自然環境に対する影響を最少限にすべきである。すなわち、その開発がコロンビア国に最大の経済的メリットを与えることができるプロジェクトであっても、環境問題が解明されての対策が解決済みのものでなければ最適のプロジェクトであるとは言えない。もし、そのために投資効果が多少減少する結果をもたらすものであっても、環境対策は十分考慮されるべきである。

環境問題と資源・エネルギー開発問題とは表裏一体の関係にあり、プロジェクトの経済性からみるとマイナスに作用する場合も多いが、この問題を避けて通るわけにはいかない。この事は国際金融機関でも十分関心がもたれ、重視されているからである。

水力発電開発の場合、環境問題として生じる主な事項は以下の通りである。

(1)　ダム開発が環境に与える影響

ダム開発に伴って生じる環境への影響は水域環境の生態系への影響である。その影響は自然環境および社会環境にまたがるものである。

生態系とはある拡がりをもった地域の中に住んでいる動物がそこに存在している植物、微生物、空気や水、土といったあらゆるものと有機的な関係をもって存在している状態の体系である。一般に生態系は生物的要素と非生物的要素に大別される。生物的要素とは植物、動物、微生物といったもので、生態系では生産者、消費者、分解者と定義され、分類されている。一方非生物的要素とは無機的環境の意味で、生物の容れ物としての部分で、一般に環境と言われている。具体的には熱エネルギー、酸素、栄養塩類などの基質、大気、水分、土壌などの媒体より構成されている。

どの地域でも上記の生物と環境は相互作用のもとにあり、その地域に棲息している生物は環境を構成するどの要素も無用なものはなく、その地域で何らかの作

用による環境の変化があれば程度の差はあっても、その時点での生態系の環境に影響をもたらすものである。

しかし、自然界での現象は一つの周期があり、年によって降雨量、気温と言った環境要因にも変化があるので、環境変化の適応性もある巾をもっているものである。

特に流水をもっている地域、すなわち河川のある地域での生態系の特徴は水が動いていることである。したがって河川で生息している生物は水の流れに適合した生活生態をもつものである。また、生物群の生活の基盤岩石となる餌の生産者は河床部では付着している藻類や裏側に生息している水生昆虫類である。また、今一つの流域地域の生態系の特徴は流水の内部の状態（清水か、濁水か、あるいは化学的無機質を含んでいるか、上流の住居区が汚染物質を流下させているか、など）あるいは流水をとりまく周囲の陸域の状態の影響を強くうけていることである。

ダムの建設は河川をせき止め貯水池を設けることになるので、生態学的にみると流水状態を自然の湖沼に近い静水状態に環境を変化させることである。また、自然の湖沼と異なるのは人為的操作により貯水池水位の変動が激しいことであり、貯水池形状が細長い本流が作る幹とそれに流入する支流の枝で構成される。また、ダムサイト付近では深い水深を持ち、上流に行くにつれて浅くなる。したがって流水の流れは横方向が主体で上下の垂直方向の流れはにぶくなり、表面と深部との水の交換が悪くなり、底部の環境が悪くなり易すい特徴をもっている。一方、貯水池内に水没した土壌からは一次的ではあるが、栄養塩類が溶出し易く、利用水深部の水位変動は貯水池周辺から浸蝕土の流入および貯水池上流流域からの流入土砂の堆積層の形成など貯水池内の富栄養化による淡水赤潮の発生や水の臭味の原因となる心配がある。

ダム造成後の生態系の変化についてはこれまでに造られたダムの実例からも、その環境問題点をあげることは可能であるが、最も大きな変化は流水系から止水系への変化であり、予想される変化としては以下の事項が考えられる。

① 貯水池内での富栄養化現象による水質の変化

② 魚類の遡上阻止による魚類の変化

③ 流水生態系から止水生態系への変更

④　貯水池周辺での地滑り誘発による生態系の不安定化

⑤　貯水池周辺での地下水位の変化

⑥　水域の出現及び拡大による陸上生態系の生物相の変化

などである。

Table-6.1 はダム湖と湖沼、自然河川の生態系について比較し、その特性を示しものである。

Table-6.1　Comparisons of Ecosystems of Dam Reservoirs, Lakes and Swamps and Natural Streams

比較項目		湖沼	自然河川	ダム湖
①植物	水草の大群落	◎	不可	不可
	植物プランクトン	◎	ナシ	◎
	付着藻類	○	◎	○
②動物	付着性微生物	×	◎	×
	動物プランクトン	◎	×	◎
	水生昆虫	○	×	×
	底生生物	◎	◎	◎
	魚類流水性	◎	◎	×
	魚類の静水性	◎	×	○
③細菌	浮遊性バクテリア	◎	×	◎
	付着性バクテリア	×	○	◎
	水生	×	×	◎
④生態系の安定度		大	中	小
⑤流域からの影響度		緩衝作用大	流域生態系の緩衝作用大	直接的
⑥回復力・復元力		小	大	非安定

注）　◎　極めて安定、優れる
　　○　中安定、普通
　　×　非安定、悪い

(2) ダム建設中に生じる環境問題

ダム建設段階で環境問題の発生要因は以下の通りである。

① 水文関係 ; 河川の水収支の変化、流入水の水質変化、ダム湖の水質変化、地下水位の変動、地表浸食、流入土砂の堆積、など

② 陸生生物 ; 林地、草地、農地などの植生の変化、農作物の与える影響、鳥類、陸棲生物の生活条件の変化

③ 水生生物 ; 水生の微生物、植物性プランクトン、動物プランクトン、水生昆虫、魚類などの生活安定度の変化および、盛衰

④ 住民の生活活動 ; 農業、漁業、牧畜など居住民の生活基盤の変化

⑤ 生活・文化 ; 健康、安全、利便、快適、生活様式、レクリエーション、景観などに与える影響

⑥ 工事 ; 工事のため発生する土砂掘削、資材運搬、ダムの盛立て、交通量の増加、外来者の侵入、労務者居住地、水没移転に伴う新居住地の形成など

これらの環境問題、発生原因を十分調査し、対策を考慮する必要がある。

(3) ダム及び貯水池完成後の環境問題

一般にダム完成後の環境問題の発生原因は以下の通りである。

① ダム堤体及び貯水池の存在 ; 水量の変化、湖面水位の変動、水質の変化

② 水力発電所の存在 ; ダムから導水路トンネルによる発電所への導水、および流域変更のため、ダム下流域で発生する水量減少

③ 交通量の変化 ; 交通量の増加

④ 生物相の変化 ; 徐々に変化する生物相の変化

⑤ 農地の減少 ; 水没農耕地の減少の回復

これらの事項について検討し、対策を講ずる必要がある。

6.2 EL Siete No.1およびNo.2水力開発計画地点の環境問題

両プロジェクトが環境に与える事項を列記すれば以下の通りである。

(1) El Siete No.1 ダムおよび調整池規模

El Siete No.1 ダムは重力式コンクリートダムで高さ55m、堤頂長207m、ダム体積 143,000m³と中規模のダムである。その調整池は日間調整を行うことを目的としているので必要調整容量は 540,000m³、総貯水量は 926,000m³と小さく、6.1 項で記述した問題が発生する可能性は極めて小さい。

(2) El Siete No.1 調整池内に流入する堆積土砂

第8章、8.5 項水文解析で記述した通り、同調整池内に流入する年間平均流入土砂量は $1,556\times10^3$ m³と推定される。調整池内で堆積した土砂は土砂吐ゲートより排出することにより調整池内の堆積土砂層による腐化、富栄養化を防止することができる。

(3) El Siete No.1 ダム湛水に伴う家屋移転および農耕地の減少

水没農耕地はなく、一部牧草地を 0.66ha 水没させるが、地域農業に影響を与えることはない。また水没のため転居を余儀なくされる民家戸数は8戸で家屋移転は困難ではなく、生活条件を悪化させることはない。

(4) El Siete No.1 調整池が気象に与える影響

El Siete No.1 調整池の貯水面積は 7.6ha(0.076Km²)で、本プロジェクトの流域面積約 300km²に比して、極めて小さく、湛水による調整池地域の蒸発量の変化、あるいは水没による山林の減による気象に与える影響は全くないと言える。

(5) El Siete No.1 ダム工事に起因する問題

El Siete No.1 ダム工事では第15章の工事数量で示されているように、El Siete No.1 ダムの明り掘削量は土砂・岩を含めて、約 560,000m³に達する。

Atrato川は年間を通じて濁水状態の河川であり、ダム建設に伴ない土砂流れを増加させる可能性が大きい。しかし、下流域には居民は少なく、本流の水利用、水道用水、灌漑用水、飲料水など全く利用されていないので、現時点では濁水処理を実施する必要はないと考えられる。

工事のためEl Siete No.1 ダム右岸でMedellin～Quibdo間国道を付替える必要がある。第14章 14.2 項でも記述した通り、その付替延長は 1.6kmである。しかし、そのルートは現在の国道をEl Siete No.1 調整池の満水位1,450mの上に付替え

るだけでルートの変更はなく、地域生活条件、経済条件に変化をもたらすものではない。また、付替道路工事による国道交通を一時的にせよ交通止めを行う必要はない。更にそのルートはその付近で行われている放牧に支障を与えることがないように選定できる。但し、ダム工事に入る前に準備工事として付替道路を完成しておく必要がある。

ダム工事による騒音、粉塵による公害を与える問題は付近に村落がないので問題となることはない。

(6) El Siete No.1 補助ダムでの問題

El Siete No.1 補助ダムはEl Siete No.1ダム土砂吐時の発電取水用ダムであり、環境に及ぼす影響は特にない。

(7) El Siete No.1 発電所及びEl Siete No.2 取水ダムでの環境問題

El Siete No.1 発電所及びEl Siete No.2 取水ダムの工事では明り掘削工事が合わせて約 227,000m³に及ぶので雨水による表土浸食による濁水増加を招くが、この掘削による濁水はEl Siete No.1 ダムと同様、下流地域の環境を破壊するほどのものではない。またEl Siete No.1 水圧管路は放牧地を横断して設けられるので牛・馬の通行を可能にするための歩道橋を設けることで対処できる。

また、付近には全く民家はなく工事に当たって騒音、粉塵による公害は全て問題はない。

(8) El Siete No.2 発電所での環境問題

El Siete No.2 発電所地点は現在の山林部に設けられている。しかし、植生に影響を与える広い用地を利用するわけではない。但し、No.2 水圧管路を横断する国道をトンネルで付替えた後は国道の交通に支障を与えることはなく工事を遂行できる。掘削土砂による濁水の発生は前記の問題と同様である。付近には 3-4戸の民家が存在するが、工事とは影響ない距離にあるので問題はない。

(9) 鉱山遺跡等両プロジェクトの工事に関連し、永久に構造物として使用する用地には有望鉱山、歴史的遺跡、文化的遺産等の存在については特に報告されていない。

(10) 両プロジェクト地点では、工事期間を通じて約 5,000人の技師および労務者がプロジェクト付近の仮設キャンプで家族を含めて生活することになる。このため、生活用水、有機、無機の汚染物質をAtrato川本流に流下させることとなる。当然のことながら汚染物質の処理が義務づけられているが、汚染物質の流下が厳重な管理下

で発生する心配がある。しかし、El Once 地域まで達すると流域の大きいGrande川が、El Dieciocho ではPlayas川が合流して大流量の河川に発達するのでこれら流下汚染物質は濃度が低下し、下流にあるEl Lloro部落、Quibdo市に影響を与えることはない。但し、伝染病などの発生原因となる物質はキャンプ内で完全に焼却処理されるよう厳重に管理されるべきである。また、キャンプは工事終了後、完全に撤去復旧され、処理される。

6.3 プロジェクト完成後の環境問題

El Siete No.1 および El Siete No.2 両発電所が完成した後、発生することが予想される環境問題は以下の通りである。

(1) El Siete No.1 調整池内での問題

運用に入ったEl Siete No.1 調整池は日間調整で一日のうちに10mの水位変動があり、発電所運転中は河流方向の流れを持ち、調整池内は常時上、下、横方向の流動変化をもっているため、植物性プランクトン、動物性プランクトン、付着性藻類は発生しにくい。また、年に90日は堆積土砂の排砂作業のため自然河川同様の流れをもたせるのでEl Siete No.1 調整池では一般的に他の多くの貯水池がもっている環境問題は比較的少ない。

(2) El Siete No.1 ダム及びEl Siete No.2 取水ダムの下流域における減水問題

El Siete No.1 およびEl Siete No.2 両計画ともダム－水路方式の開発であり、水路トンネル沿いの流路で、減水が発生する。したがって、通常河川維持水をダムから放流して環境破壊問題の対策を講じるのが通例である。しかし、地域住民は生活用水としてAtrato川に流入する支流水を直接利用しており、河川維持水をダムから放流する必要はない。

(3) El Siete No.1 ダム調整池外で起こる問題

El Siete No.1 調整池は発電負荷に応じて日間調整を行う。そのため調整池水位は1日に10mの水位変動を起こす。そのため調整池周辺を構成する地山地層内の地下水位は調整池水位の変動に応じて、その相互作用で変動することが予想される。貯水池周辺を構成する地山の地質については第10章10.3項で記述する通り比較的安定した地山である。しかし、ダム軸の上流約 200m右岸の地山（ダム軸とToro川との間、約 100m区間）は段丘状の山相を呈し、堆積土砂で構成されているため、

調整池水位の変動はその地山の高水位に影響し、相互的変動を起こす心配がある。その対策は地山中の地下水位変動が地辷りを発生させない限度に調整池満水位を制限するなどの方法を講ずることにした。

El Siete No.1 ダムでは第11章11.2(3)項で記述した通り、プロジェクトとしての経済的ダム高さは55m、満水位 1,450m、サーチャージ水位1,451 mで上記の地辷り危険地区につき検討した結果、地山の安定に心配ないとの判断することができた。(第10章地質を参照)

El Siete No.1 ダムとその調整地の建設により、景観を損なうことはない。なお、調整池規模が9.6ha と小さいこと、レクリエーション施設を設ける平坦地が湖岸を形成しない点を考えると観光、保養の効果は期待できない。

また、野性生物などの生活条件の悪化、移動に支障を与えるかの問題であるが、調整池延長が約1kmと小さく、野性生物の生活条件に影響を与えるほどのものではないと考えられる。

6.4 社会開発効果

El Siete No.1 及びEl Siete No.2 水力開発プロジェクトの完成はコロンビア共和国の社会・経済開発、民生の安定に大きく寄与するものである。両プロジェクトは水力発電であり、再生可能エネルギーであり、しかも公害を最小限におさえることができるクリーン・エネルギーでもある。

その社会経済開発効果は、定量的に示めすことができるものと定性的にしか表現できないものとがあるが、その多くは定性的にしか説明できない。

両プロジェクトが社会・経済開発に及ぼす効果は以下の要素が考えられる。

① コロンビア経済への貢献

② 電力の安定供給と地方電化の促進

③ 地域開発の活性化

④ 地域住民の福祉向上と民生の安定

以上の諸点について、両プロジェクト建設中と発電運転中に分けてその効果を記述するものとする。

(1) 建設中の効果

一両プロジェクトを同時に開発した場合、第14章14.6項で記述したように、工事期

間は準備工事も含めて5年間である。その建設期間を通じて、建設資材のコロンビア国内での調達、機器、機材の輸入、国内での内陸輸送、労働の雇用が行われる。その調達数量と概算金額は表6.3に示す通りである。

- 両プロジェクトで使用されるセメント量はTable-6.2 に示す通り総量148,000ton／年で、これをMedellin市内にあるCompania de Cemento Argossa あるいはCementos El Cairo S.A で購入調達することになる。この両社による年生産能力は910,000ton／年であり、同プロジェクトが年間に使用するセメント量は 5.5%に相当する。一方全国的視野でみると全国のセメント総生産量6,415,000tonに対して 0.8%の消費量にあたる。
- また、鉄筋については8,110ton必要であり、3年平均すると国産鉄筋生産量 30,000ton／年の9%の消費にあたる。
- 輸入機器の国内輸送費用はTable-6.3 に示すように 3,334千USドルであり、輸送業の活性化につながる。コロンビアの輸送通信業は同国のＧＤＰの9.8 %を占めるもので経済活動構成の重要な柱である点を考慮すると経済効果が大であると言える。
- また、輸入品の港での取扱い高は1983年では 300万ton ／年金額換算で 4,888百万USドルであるのに対して、両プロジェクトに関連する輸入品の取扱い高は約ＣＩＦ価格で約47,145千USドルと算定されたが、これら輸入にともなう関税額は 9,334千USドルに達する額であり、同国政府にトランスファーされる。
- 労働雇用に対する効果は大で Table-6.3に示すように最大 5,000人である。建設業に従事している労働人口は全人口の2.9%とすると24.6万人であるのに対し、失業率は11.4%、失業人口は 2.8万人推定され、両プロジェクト実施による失業減少政策に対する効果は大である。特にChoco 県は他県に比して失業率が高い状態にあり、同県内での建設工事による雇用拡大効果は特に大きく都市への人口流出を防止、県内での民生安定に効果がある。
- Choco 県に電力を供給しているElectrificadora de Choco (Quibdo市に本社) にとっては設立以来の最大の建設プロジェクトであり、現在の配電を主体とする経営から建設部門の拡充による巾広い運用に転換し、同県内に電源となる水力発電所を所有し、運用することは同社の経営の改善効率化を計ることができる。

また、工事のために仮設される通信設備、および両発電所に施設される通信設

備が同社でも使用できる状態になるので同社での業務の効率化に極めて効果がある。

- 建設工事に関連する従業員、その家族の生活物資調達は主にMedellin, Quibdo両市となる。したがって両市での商業活動活性化の一助となる。
- 建設工事期間を通じて、工事基地となるCarmen de Atrato町では急激な人口流入で被害をうける面もあるが、商業等の三次産業の拡大と医療機関の充実が見込まれる。
- 建設工事期間を通じてMedellin～Quibdo間の国道では、建設資材の運搬、労務者の移動による交通量の増加が見込まれ、国道沿線での商業の活性化が期待できるとともに、道路の改良、補修が両プロジェクトの企業体によって実施され、道路条件の改善が期待できる。
- 両プロジェクトの完成により、Atrato川沿いの下流にあるEl DieciochoNo.1,No.2水力計画の開発条件がより整備される結果、その開発時期が早まり、Choco 県における地域開発がより西方に向けて進展する。また、両プロジェクトの工事は同県民の国道通行時にその全貌を展望できる。この事は県民にChoco 県での開発進展への期待と近代技術に対する理解を高揚させ、社会開発意識を高め、教育効果も大きい。

Table-6.2 List of Cement Factory in Colombia

会社名	場所	日生産量 ton	年生産量 ton
Compania de Cemento Argos S.A	Medellin, Antioquia	1,800	460,000
Cemento El Cairo S.A	Montevello Antioquia		450,000
Cemento Blanco de Colombia S.A	Puerto Nare Antioquia		75,000
Cemento del Nare S.A	Puerto Nare		220,000
Cementos Rio Claro	Puerto Triunto (1986 年完成)	1,500	
全国合計生産高			6,415,000
			(1984年)
Cementos de Caldas S.A	Neira, Manisales		330,000
cementos del Valle S.A	Puerto Isaacs Cali, V.Cauca		900,000

Table-6.3 Monetary Sums Concerning Stimulation of Domestic Economy

項目	数量	概算調達金額 US$	調達する場所
A. 資材			
セメント	148,000トン	@US$72/トン 10,656,000	Medellin市、および その郊外
鉄鋼	8,100トン	12,496,000	
鋼材	2,400トン	8,410,000	
小計		31,562,000	
B. 輸入機器			
発電設備			輸入品
水門・鉄管		12,405,000	
発電機器		24,880,000	
通信機器		1,020,000	CIF価格
送電用資材		8,840,000	
小計		47,145,000	
C. 運搬・輸送費		3,334,000	
D. 労働雇用	最大 5,000人	11,120,000	
合計		93,161,000	

注） 数量、金額については第15章 概算工事費参照のこと。

(2) 建設後の効果

－両プロジェクトは水力であり、クリーンでしかも再生可能なエネルギーである。コロンビア国における電力設備は長期計画に基ずくと1993年には8,072MW に達すると予想され、両プロジェクトの最大出力 160MWは全供給力の２％を占めるに過ぎない。しかし、有限エネルギーである石炭、石油の消費に換算して考えてみると、その耐用年数50年間について算定すれば、両プロジェクトの生産エネルギーは、石炭換算2,300万トン、石油換算8,780万バレルに相当する。これらの有限資源を消費しないですむことは世界のエネルギー問題の解決に多少とも寄与できるとともに、輸出に振り向けた場合を考えると年間16百万USドルの外貨収入に相当する。

この事はコロンビアの経済基盤を安定させ、強固にするものである。

－Choco 県ではその県内における電力供給は長期に亘り、安定し、安価な価格で継続できる。この事は、地域開発の誘導的役割と民生の安定をもたらすことができる。また、Atrato原野の豊富な森林資源を利用する産業の開発にも寄与できる。更に産業開発に伴い雇用創出効果も期待でき、併せて労働生産性、所得水準の向上が期待される。

－Choco 県では両発電所による電力収入からの税収による分配が期待でき、県財政が安定し、社会開発の投資が拡大できる。Choco 県の地域開発の基礎は道路交通網の拡充が第一歩であり、林業、農業、太平洋岸での漁業、鉱山物などの資源開発は、本計画に伴う道路整備、拡充によりその端緒を開くことができる。

－両発電所が運転に入ると、運転、保守用員の新規雇用が必要となる。その雇用は長期に安定した雇用であり、少くとも、就業条件の改善である。通常の場合、両発電所および送電線の運転・保守のため雇用される人員は約60人であり、その大半は地元から採用される。

第７章　電力需要想定と需給バランスの検討

第７章　電力需要想定と需給バランスの検討

7.1　電力需要想定の方針 …… 7 - 1

7.2　電力需要の現状 …… 7 - 1

7.2.1　南米各国とコロンビア国１人当りの電力量の比較 …… 7 - 1

7.2.2　電力需要の区分とその特徴 …… 7 - 3

7.2.3　系統別電力需要 …… 7 - 4

7.3　電力需要想定 …… 7 - 4

7.3.1　電力需要想定のための前提条件 …… 7 - 4

7.3.2　電力需要想定の方法 …… 7 - 9

7.3.3　電力需要想定の結果 …… 7 - 12

7.3.4　電力需給バランス …… 7 - 14

7.3.5　El Siete　No.１およびNo.２発電所の運転開始の時期 …… 7 - 14

FIGURE LIST

		Page
Fig. 7–1	Correlation between GNP per Capita and Generated Energy per Capita	7–2
Fig. 7–2	Increase of GDP/Capita (Constant Price in 1980)	7–11
Fig. 7–3	Energy Path per Capita	7–11
Fig. 7–4	Supply Reliability	7–15
Fig. 7–5	Power Development Plan	7–17

TABLE LIST

Table–7.1	Per Capita Energy Production and GDP of Latin American Countries as of 1982	7–2
Table–7.2	Energy Consumption by Category	7–3
Table–7.3	Economic Growth Rate vs. Electricity Generation	7–5
Table–7.4	Power Demand Estimated by JICA	7–12
Table–7.5	Power Demand Forecast for National Power System	7–13
Table–7.6	Actual Supply Capability of National Power System	7–16
Table–7.7	Actual Energy Supply of Existing Hydro Power Plants	7–18
Table–7.8 (1)	Energy Balance of National Power System	7–19
Table–7.8 (2)	Energy Balance of National Power System	7–20
Table–7.9 (1)	Power Balance of National Power System	7–21
Table–7.9 (2)	Power Balance of National Power System	7–22

第７章　電力需要想定と需給バランスの検討

7.1　電力需要想定の方針

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

本プロジェクトの電力供給先は1982年にＩＳＡによって建設された500kV、524km１回線でCORELCA 電力系統と連系されることによって完成した全国連系電力系統が対象となる。しかし本プロジェクトの発電規模からみれば発生電力の大部分はコロンビアの工業地帯であり、首都に次ぐ人口約 200万人のMedellin市を中心に消費されるものと思われる。

コロンビア国の経済の現状および今後の経済社会開発政策との関連において、さらに又世界銀行からの示唆もあって1984年10月に1985年以降2000年までの電源開発計画※の見直しが行われた。

注※ Sistema Interconectado Colombiano, Actualizacion Plan Expansion, Medellin, Octubre, 1984, ISA.

この報告書によれば、将来の電力需要の伸びは年率 6.5%と想定されており、調査団は上述のＩＳＡの電力需要想定は、妥当なものと判断したが、想定値をクロス・チェックする意味で電力需要想定の基本の一つである人口と電力需要の相関に着目し、ＩＳＡの想定方法とは異なった方法で想定を行うものとした。なお本プロジェクトは発電計画であり、計画の評価との関連で想定期間が2005年までの想定を行うこととした。すなわち本プロジェクトの運転開始が予想される1993年より12年の期間がカバーされている。

7.2　電力需要の現状

7.2.1　南米各国とコロンビア国１人当りの電力量の比較

一般に１人当りの電力需要と国民所得（ＧＤＰ）との間には非常に高い相関関係が

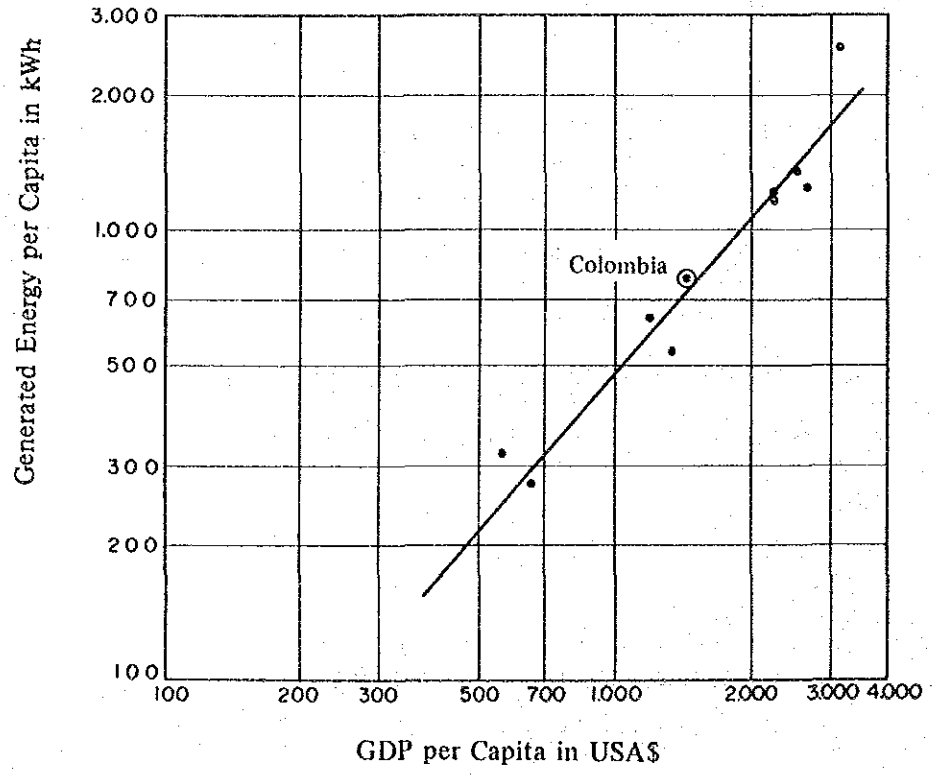
ある。南米各国における1982年の1人当りの発電々力量と国民所得との関係をTable7.1および Fig7-1 に示す。

Table-7.1 Per Capita Energy Production and GDP of Latin American Countries as of 1982

Country	Energy (kWh)	GDP (US$)
Argentina	1,369	2,530
Bolivia	316	570
Brasil	1,209	2,240
Colombia	794	1,460
Chile	1,028	2,210
Ecuador	537	1,350
Honduras	275	660
Peru	648	1,200
Uruguay	1,234	2,650
Venezuela	2,557	3,080
Haiti	70	300

Source: Boletin de La CIER, Septiember de 1983

Fig. 7-1 Correlation between GNP per Capita and Generated Energy per Capita



コロンビアの１人当りの電力需要は Fig7-1 に示す如くラテンアメリカ諸国の実績の線上にあり国民１人当りのＧＤＰが現状の 1,460ＵＳ$（1982年）より約２倍の3,000 ＵＳドルに達するならば１人当りの電力需要も、おおまかに言えば２倍には達する可能性があることを示している。

7.2.2 電力需要の区分とその特徴

電力消費の過去10年間のコロンビア国全体の平均伸び率は Table7.2 に示す如く 7.8％と比較的に堅調な推移を示して来た。この中で一般家庭用の電力需要の伸び率は 9.6％／年と他のカテゴリーの需要家のそれと比較し大きい。1983年末の一般家庭の需要家数は2,973千世帯で１需要家当りの消費電力量を算定すると 2,650kWhとなり、日本の電灯需要家の1980年の原単位と同じである。これは地方によって冷房のための電力需要ががなりの比重を占めた結果によるものと思われる。なお電気の恩恵を受けている国民は60％程度と想定される。

コロンビア国の電力需要家は一般家庭用（ Residential）、商業用（Commercial）、工業用 (Industrial) 、その他 (Public building and Street lighting)に区分されているが、その他の占める割合が全体の消費電力量の18.6％と大きい。

Table-7.2 Energy Consumption by Category

Unit: 10^6 kWh

Year	Residential	Commercial	Industrial	Others	Total
1973	3,119	1,011	2,864	1,373	8,367
1974	3,488	1,137	3,071	1,505	9,201
1975	3,888	1,233	3,203	1,648	9,972
1976	4,286	1,354	3,648	1,819	11,107
1977	4,457	1,465	3,663	1,924	11,509
1978	5,170	1,621	4,060	2,186	13,037
1979	5,758	1,668	4,321	2,433	14,180
1980	6,284	1,777	4,389	2,856	15,306
1981	6,397	1,725	4,439	2,890	15,451
1982	7,273	1,862	4,476	3,097	16,708
1983	7,790	1,950	4,693	3,308	17,741
Average Increase (%)	9.6	6.8	5.1	9.2	7.8

Source: Colombia Estadistica '85, DANE

7.2.3　系統別電力需要

コロンビア国の電力系統は1982年に San Carlos 水力発電所より Sabanalarga 変電所まで 524kmの 500kV送電線が完成（現在は 230kV運用中）したことにより主要な電力需要他は全て全国連系電力系統でカバーされたことになる。この全国連系電力系統はボコタ電力会社（ＥＥＥＢ）、メデリン電力会社（ＥＰＭ）、カウカ地域開発公社（ＣＶＣ）、大西洋岸電力公社（ＣＯＲＥＬＣＡ）およびコロンビア電力公社（ＩＣＥＬ）の５電力系統に加えてさらに全国連系電力会社（ＩＳＡ）の６社によって構成されている。しかしＩＳＡは直接的な電力需要家はなく、５社を連系するための連系送電線の建設と、建設した水・火力発電所の電力を５社に卸売りを行うことを業務としており、従って系統別の電力需要は以下に示す如くＩＳＡの電力系統には無い。1983年の電力系統別の最大電力需要は次のとおりである。

1983年の電力系統別最大電力需要

ＥＥＥＢ	1,158 MW
ＥＰＭ	963 MW
ＣＶＣ	593 MW
ＩＣＥＬ	906 MW
ＣＯＲＥＬＣＡ	727 MW
連系損失	73 MW
全国連系最大負荷	4,238 MW

上記の電力需要は、発電端の電力需要であり、水火力発電所の所内電力、さらに電力需要家までの送配変電損失も含んでいる。

7.3　電力需要想定

7.3.1　電力需要想定のための前提条件

電力需要想定にあたっては、いくつかの前提が必要となる。第１にコロンビア国の経済が安定しており、コロンビア政府が政策目標に掲げている毎年 5.0%程度の経済成長率を長期に亘って確保することが必要である。過去の経済成長率は Table7.3 に

示すように1970年代はおおむね6％台の成長率を示したが、1980年代に入ってその成長率は世界経済の停滞の影響で1％台に低下している。しかし、コロンビアの経済は、石油、天然ガス、石炭等の輸出可能なエネルギー資源も豊富であり、長期的にみて5.0％程度の経済成長率を維持していくことは困難ではないと思われる。

Table-7.3 Economic Growth Rate vs. Electricity Generation

Year	Electricity Generation (GWh)	Annual Growth (%)	GDP in 1975 Price (106 pesos)	(%)	ELasticity GWh/GDP
1975	12,137	8.4	405,108	2.3	3.65
1976	13,484	11.1	424,263	4.7	2.36
1977	14,129	4.8	441,906	4.2	1.14
1978	16,132	14.2	479,335	8.5	1.67
1979	17,796	10.3	505,119	5.4	1.19
1980	19,428	9.2	525,765	4.1	2.00
1981	19,631	1.0	535,736	2.3	0.43
1982	21,487	9.4	542,573	0.9	10.44
1983	22,825	6.2	546,914	0.8	7.75
Average (%) Growth Rate		8.2	-	3.8	-

Source: Colombia Estadistica 85, DANE.

コロンビア国の経済企画庁（ＤＮＰ）が作成した1983～1986年までの４ケ年社会経済開発計画（Plan National de Desarrollo)に示された政策は次のとおりである。

(1) 農業および牧畜

－ 食糧の増産およびこれら増産をとおしての外貨の獲得、４年間の生産額は毎年４％増を目途とする。輸出農産物（主としてコーヒー）は毎年10％以上の伸びを目指す。このための必要な投資は毎年15％の割合で伸ばす。

－ 既存の灌漑地域は 188千ヘクタールの改善および新規に99千ヘクタールの灌漑地の造成

(2) 工業

－ 1980年代に入って工業のダイナミックな発展が失われたが、短期戦略としては国内需要の回復と就業機会の増加を目指す。

－ 国内市場の回復、輸入代替産業の進展、輸出産業の振興を図る。

－ 国内産品を保護する目的で、確固とした密輸産品の取締りを行う。

－ 短期的には、建設関連資材（セメント、鉄筋、木材、ガラス、プラスチック等）の生産を増やす。

－ 企業の金利等の負担を軽減させるための融資を行う。

(3) 住宅

－ ４ケ年計画中に都市部において 442千戸の住宅、農村部において42千戸の住宅を建設する。

－ 低価格住宅の供給と必要資金の融資枠の拡大を行う。

－ 建設資材を低価で供給するための供給センターを設立する。

(4) 石油

－ コロンビア政府が直接石油開発を可能にする融資機関を設立する。

－ 共同開発の場合における石油開発公社（ＥＣＯＰＥＴＲＯＬ）の発言権の増大を図る。

－ 国産原油の増産のために現行石油価格体系を維持する。

－ 石油井戸の掘削を積極的に進める。

－ 石油精製設備の稼働のためには1983年において65.8百万バーレル、1986年において76.5百万バーレルの原油の輸入が必要である。

(5) 天然ガス

- 大西洋岸においては、天然ガスに代って石炭の利用を増加させるものとする。
- 余剰天然ガス利用のためのアンモニアおよび尿素プラントの建設の可能性調査を行う。

(6) 石炭

- Cundinamarca, Antioquia, Norte de Santander, Valle, Cesar, Cordoba, Bolivar, Sucre および Guajira県における石炭開発を積極的に進める。
- 石炭の大量輸出の可能性を探るとともに、コロンビア国内の発電所や工業需要家で使用されている水素炭化物燃料（石油および天然ガス）を石炭に転換するための刺激を与える。
- 全ての石炭開発計画においては、コロンビア国内の技術および工業が参画する。

(7) 電力

- 電力の分野では 4,500億コロンビアペソ（70.9億USドル）が投資されるものとする。又電気事業の組織は再編成され、必要な資金問題の解決は国家レベルで検討されるものとする。
- 電気料金は真の意味で企業の内部留保が可能となるような政策料金を確立するものとする。
- 1983年から1995年までの間に運転に入る予定の発電プロジェクトの建設工事を行うものとする。

(8) 道路

- 消費地域と生産地域を結ぶ 1,500kmの道路の改修と、2級国道 1,500kmの舗装工事および新規に 2,400kmの道路の建設を行う。
- 国境地帯における道路網の整備を行う。
- Bogota－Villavicencio, Medellin－Valle del Oriente および Bogota－Buenaventura間の新規道路の工事を開始するものとする。

(9) 通信

- ローカル電話回線は 981マイル回線を増加させる。
- 電信回線（ 2,250回線）を2倍に増加させると共にテレックス回線（12,230回線）も2倍に増やす。
- 220の市町村に電話局を新設する。

－　コロンビア国の農村人口の18％をカバーする通信計画を進展させる。

－　16県 227市町村の電話回線の改善を進める。

(10)　観光

－　外国人観光客の誘致による外資の獲得に努力すると共に、国内の観光客を1985年時点の受入レベルで人口の20％を目標とする。

－　観光情報システムの整備と市場の調査を行う。又国内および外国における観光情報のプロパゲーションと、活動組織の確立を図る。

－　国内の観光資源としての Suroccidente, Amazonia, Llanos, Orientales, Nororiente および Caribe の開発を行う。

コロンビア政府は1960年から1970年までのＧＤＰ成長率 5.2％／年、1970年から1980年までのＧＤＰ成長率 6.1％／年の実績をふまえ、経済の再活性化を図るための上述の政策を４ケ年計画の中で明確にしたが、この目標は長期的には５％／年の経済成長率が可能で人口の増加が小さい場合には現在の１人当りのＧＤＰが25年で倍増することは可能であるとしている。

7.3.2 電力需要想定の方法

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

(1) ＩＣＥＬにおいて1971年から1983年までの13ケ年間に亘るコロンビア国全体の発電端および需要家端における電力需要の調査を行い、現状の電力需要の実態把握に努めた。すなわち発電端電力需要については各電力会社別の発電実績を調査すると共に需要家端については、コロンビア国において分類されているカテゴリー別の電力需要の調査を行った。

(2) アトラート水力発電計画はコロンビア国の西北部に位置するので、その発生電力は主として Medellin 市を中心に消費されるが、マクロ的には全国連系電力系統を対象とするため、コロンビア国の首都ボゴタ市、Medellin市、Barranquilla市、Cartagena 市 および Cali市を訪問し、各都市の電力会社を訪問し電力需要の現状、農村電化計画について聴取した。

(3) Medellin市に本社を置く連系電力会社（ＩＳＡ）を訪問し、コロンビア国の電源開発計画の現状および将来の電力需要について聴取した。特にＩＳＡはコロンビア国の大規模水・火力電源の開発および 500kV送電線の建設等をとおして、コロンビア電気事業の中で大きなウエイトを占めており、将来その比重は益々高くなるものと思われる。この意味において、ＩＳＡの電源開発計画および電力需要想定結果は重要であるので、資料の入手に万全を期し充分な成果をあげることが出来た。

(4) 全国連系電力系統を構成するBarranquilla火力発電所（314MW)およびSalvajina水力発電所（ 210MW）および Ancon Sur変電所を訪問し電力供給実績、負荷曲線、発電設備の定期点検および事故停止の実態調査を行った。

上記のような実態調査をベースに次の方法により電力需要想定を行った。電力消費量はその国の経済的なポテンシャルと密接な相関関係にあることは良く知られた事実である。一国の経済活動はＧＤＰという指標で最も包括的に表わされる。電力は生産と消費という国民の経済活動のほとんどあらゆる分野で使用されるため、長期的にみるとＧＤＰときわめて良い相関関係をもつものと考えられる。

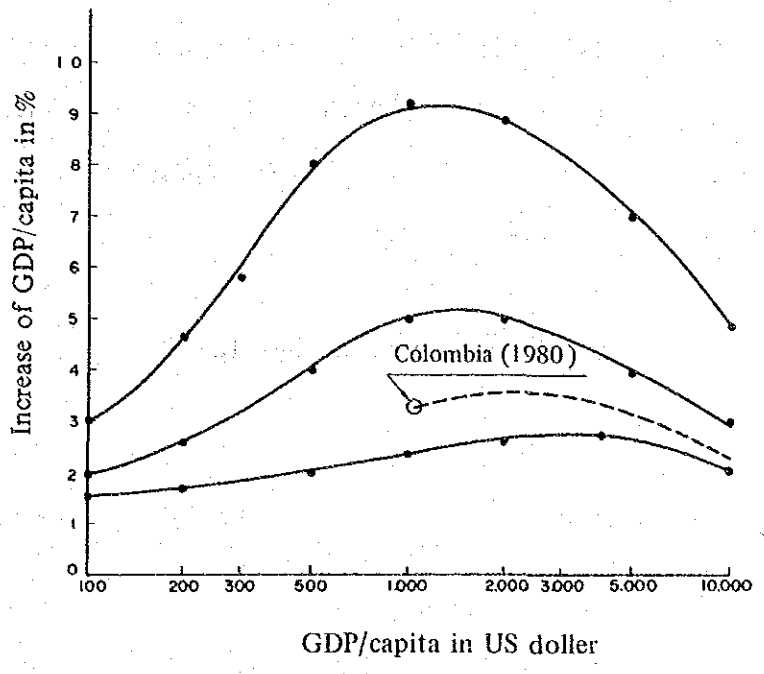
電力需要の巨視的予測とは上述のように１人当りのＧＤＰ即ちＧＤＰ／Capitaと１

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

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

コロンビア国の1982年の１人当りのＧＤＰは、 1,460USドルである。Fig8-2に示す如く1980年価格で、1980年時点の１人当りＧＤＰは 1,040USドルであるのでコロンビア国の長期に亘る１人当りのＧＤＰの伸び率は点線で示される伸び率をたどり、25年後の2005年には１人当りのＧＤＰは 2,440USドルに達するものと想定される。一方１人当りの電力需要の需要経路は Fig7-3 に示す如く、推移するものと思われる。すなわち1980年の１人当りの電力需要 717kWh は、25年後の2005年には 1,760kWh に達するものと思われる。

Fig. 7-2 Increase of GDP/Capita (Constant Price in 1980)



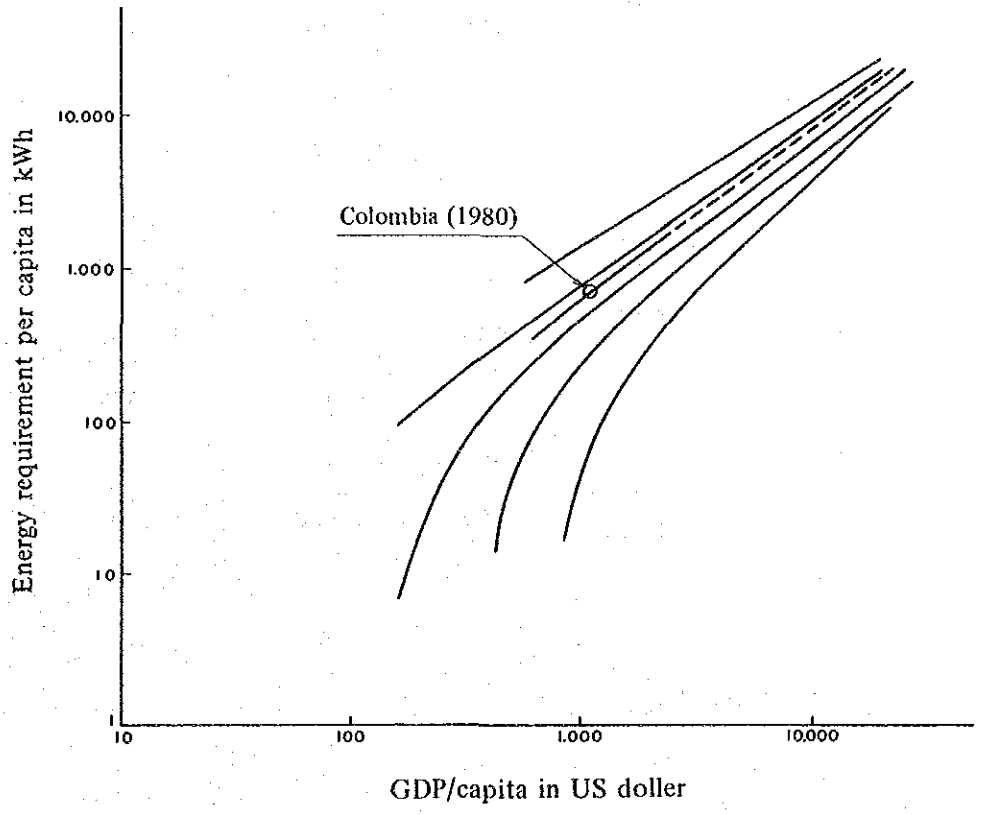
Year	GDP/capita (US$)	Increase (%)
1980	1,040	
		3.3
1985	1,223	
		3.4
1990	1,444	
		3.5
1995	1,715	
		3.6
2000	2,045	
		3.6
2005	2,440	

Note a) GDP/capita in 1982: 1,460 US$

b) GDP/capita in 1980: (constant price)

$$1{,}460 \times \frac{47.05}{63.51} = 1{,}082\text{US\$}$$

Fig. 7-3 Energy Path per Capita



7.3.3 電力需要想定の結果

調査団が行った電力需要想定結果は Table-7.4 に示す如くＩＳＡの想定値と非常に近似しており2005年においての調査団の想定値に対し、ＩＳＡの想定値は２％高い値に過ぎない。電力需要の伸び率ではＩＳＡの2000年までの年平均伸び率 6.5％に対し、ＪＩＣＡ調査団の伸び率は 6.2％とやや低くなっている。結論として調査団はＩＳＡの電力需要想定値は妥当なものであると判断した。

Table-7.4 Power Demand Estimated by JICA

Year	Estimated by JICA				by ISA	Ratio
	Population (10^3 persons)	Increase (%)	Generated Energy per Capita (kWh)	Generated Energy Total (A) (GWh)	(B) (GWh)	(B)/(A)
1960	15,420		201	3,105	-	-
		3.2				
1965	18,040		279	5,034	-	-
		2.6				
1970	20,530		361	7,406	-	-
		2.9				
1975	23,640		513	12,137	-	-
		2.8				
1980	27,090		717	19,428	-	-
		2.7				
1985	30,940		860	26,608	26,446	0.99
		2.6				
1990	35,144		1,030	36,198	37,039	1.02
		2.4				
1975	39,540		1,229	48,594	50,479	1.04
		2.2				
2000	44,080		1,467	64,665	67,300	1.04
		2.0				
2005	48,670		1,760	85,660	87,958	1.02

Table-7.5 に電力系統別の電力需要を示す。

Table-7.5 Power Demand Forecast for National Power System

Year	EEEB		EPM		CVC		I C E L								CORELCA		Interconnected Line Loss		National Power System		
							CQR		NORDESTE		Electrificadoras		Sub-total								
	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(%)
1983	(1,158)	(5,857)	(963)	(5,042)	(593)	(2,986)				(1,642)			(906)	(4,308)	(727)	(4,258)	(73)	(366)	(4,238)	(22,824)	(61.5)
84	1,222	6,310	1,011	5,312	622	3,161	295	1,420	347	1,761	293	1,412	935	4,593	811	4,816	98	490	4,501	24,682	62.6
85	1,305	6,738	1,072	5,647	659	3,361	316	1,523	371	1,890	315	1,523	1,002	4,936	881	5,254	100	500	4,807	26,446	62.8
86	1,393	7,199	1,134	5,989	699	3,557	337	1,634	400	2,032	337	1,631	1,074	5,297	956	5,680	120	600	5,148	28,322	62.8
87	1,485	7,659	1,202	6,361	741	3,772	359	1,738	429	2,173	364	1,758	1,152	5,669	1,040	6,179	132	660	5,508	30,300	62.8
88	1,583	8,175	1,282	6,780	789	4,033	387	1,878	464	2,337	389	1,899	1,240	6,114	1,135	6,658	144	720	5,913	32,480	62.7
89	1,681	8,706	1,362	7,191	840	4,290	414	2,018	496	2,512	423	2,052	1,333	6,582	1,227	7,176	156	780	6,322	34,725	62.7
1990	1,777	9,297	1,438	7,635	886	4,529	442	2,151	531	2,683	453	2,199	1,426	7,033	1,313	7,715	166	830	6,711	37,039	63.0
91	1,882	9,857	1,524	8,085	940	4,810	474	2,320	567	2,875	487	2,360	1,528	7,555	1,405	8,245	211	1,055	7,177	39,607	63.0
92	2,002	10,504	1,614	8,582	993	5,058	507	2,477	605	3,082	522	2,547	1,634	8,106	1,499	8,762	224	1,120	7,634	42,132	63.0
93	2,109	11,156	1,699	9,078	1,044	5,336	541	2,653	644	3,293	555	2,722	1,740	8,668	1,600	9,353	234	1,170	8,072	44,761	63.3
94	2,225	11,814	1,795	9,579	1,098	5,611	578	2,817	685	3,525	589	2,926	1,852	9,268	1,712	10,021	250	1,250	8,560	47,543	63.4
95	2,346	12,464	1,897	10,134	1,157	5,932	616	3,011	728	3,751	633	3,144	1,977	9,906	1,821	10,683	272	1,360	9,075	50,479	63.5
96	2,480	13,145	1,998	10,679	1,218	6,253	656	3,208	777	4,013	683	3,385	2,116	10,606	1,936	11,389	312	1,560	9,642	53,632	63.5
97	2,608	13,856	2,100	11,248	1,280	6,589	694	3,424	824	4,251	731	3,627	2,249	11,302	2,053	12,159	344	1,720	10,192	56,874	63.7
98	2,734	14,615	2,195	11,835	1,342	6,917	737	3,641	869	4,500	779	3,881	2,385	12,022	2,177	12,977	377	1,880	10,746	60,246	64.0
99	2,867	15,660	2,304	12,732	1,405	7,452	784	3,783	921	4,712	833	3,949	2,538	12,444	2,322	13,422	399	1,990	11,344	64,700	64.1
2000	3,016	16,458	2,421	13,372	1,473	7,830	830	4,017	974	5,024	888	4,238	2,692	13,279	2,492	14,261	421	2,100	11,967	67,300	64.2
01	3,182	17,281	2,547	14,105	1,548	8,222	882	4,258	1,034	5,330	941	4,514	2,857	14,102	2,666	15,159	440	2,200	12,578	71,069	64.5
02	3,357	18,145	2,679	14,850	1,627	8,633	938	4,514	1,099	5,656	998	4,807	3,035	14,977	2,853	16,114	464	2,330	13,262	75,049	64.6
03	3,542	19,052	2,819	15,576	1,710	9,064	997	4,784	1,167	6,001	1,058	5,120	3,222	15,905	3,053	17,130	489	2,450	13,970	79,177	64.7
04	3,736	20,005	2,965	16,241	1,797	9,517	1,060	5,071	1,239	6,367	1,121	5,453	3,420	16,891	3,267	18,209	515	2,590	14,701	83,453	64.8
05	3,942	21,005	3,119	16,935	1,889	9,993	1,127	5,376	1,316	6,755	1,188	5,808	3,631	17,939	3,505	19,356	541	2,730	15,471	87,958	64.9
Increase (%) 1984-2000	5.8	6.2	5.6	5.9	5.5	5.8	6.7	6.7	6.6	6.8	7.2	7.1	6.8	6.9	7.3	7.0	-	-	6.3	6.5	-
2000-2005	5.5	5.0	5.2	4.8	5.1	5.0	6.3	6.0	6.2	6.1	6.0	6.5	6.2	6.2	7.0	6.3	-	-	5.2	5.5	-

Source: Sistema Interconectado Colombiano, Actualizacion Plan Expansion by ISA, Medellin Octubre, 1984.

Note : Figures in parenthesis indicate the actual value of power demand Agrregated peak demands are calculated with the diversity factor of 1,043.

CQR : Caldas, Quindio and Risaralda)
NORDESTE : Boyaca, Santander and Norte de Santander
Electificadoras: Cauca, Narino, Talima, Huila and Caqueta

7.3.4 電力需給バランス

コロンビアの電力系統は1984年現在の水・火力の比率76%と24%が2000年時点では87%と13%になるものと予想される。このことはコロンビア国の雨期、乾期による水力供給力の相違と電力需要との関係を相互にチェックした電力需給バランスの検討が不可欠であることを意味する。

1980年から1983年までの4年間に亘る全国連系電力系統の設備出力に対応する可能供給力を示したのが Table-7.6である。これによれば過去4年間において設備出力に対し80%以下の供給力しかなかった月は1981年および1982年の11月の2ケ月だけである。現在運転中の水力発電所および今後建設される予定の水力発電所も、 Cauca川および Magdalena川の本支流に予定されており、過去4年間の傾向とは大きく相違しないものと判断される。したがって電力(kW)バランスにおいては設備出力より20%差引いた出力でもって、電力需要と比較し、供給力が大であれば、電力需給バランスは原則的には保てるものとした。Fig.7-5 参照。

一方電力量 (kWh)バランスについては Table-7.7に示す如く、各電力会社別に1981年から1983年までの3ケ年間の月別の発電々力量を調査すると共にAppendix-Iに示す各発電所別の可能発生電力量と比較対比し、その妥当性を確認した上、Table-7.8に示す年度別の可能発電々力量を算定した。その結果は Table-7.8に示すごとく電力量 (kWh)需要に対し供給力の方が上廻っている。ただし Atrato 水力計画が運転開始する1993年の供給力は、需要電力量 (kWh)に対し、 3.5%上廻るだけである。

以上の計算結果については Table7.8 および Table7.9 を参照されたい。

7.3.5 EL Siete No.1およびNo.2発電所の運転開始の時期

1993年および1995年時点で有効設備出力の80%である可能供給力と最大電力需要との差である予備力は次の如くなる。

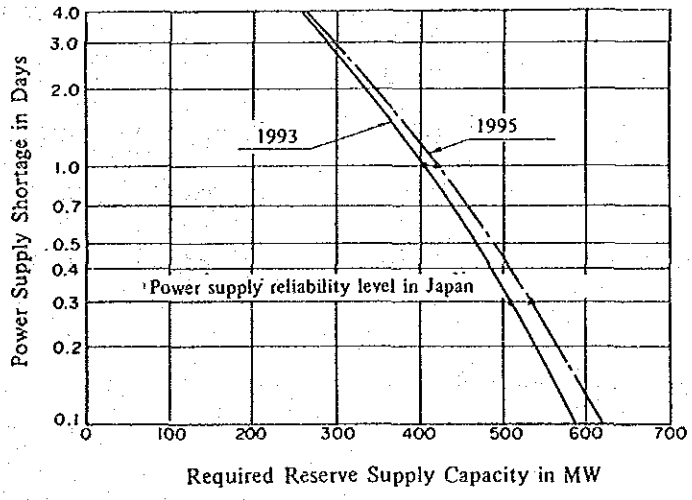
Year	Effective Installed Cap (MW)	Supply Capability (MW)	Maximum Power Demand (MW)	Reserved Capacity (MW)
1993	10,233	8,186	8,072	114
1995	11,817	9,454	9,075	379

調査団は全国連系電力系統に連系される発電機の機種別の停止率※（事故停止および不測の作業停止を含む）を設定し、供給力の不足確率（年間をとおして供給力の不足する日数）の計算を行った。その結果は次のとおりである。

注：※ Appendix －Ⅰを参照のこと。

	必要予備力	
供給信頼度（不足日数）	1993年 (MW)	1995年 (MW)
1.0	402.9	417.8
0.3	509.6	531.7
0.1	589.9	617.1

Fig. 7-4 Supply Reliability



電力系統内に並列されうる発電機の事故停止確率より1993年時点で必要な予備力は約 500MW（日本における供給信頼度レベルでの評価）であるが、保有予備力は 114MW であり約 400MWの予備力が不足する。いいかえれば1993年には年間 365日のうち5日程度は供給予備力の不足により 0.5Hz程度の周波数低下を来たす可能性が高いことを示している。

コロンビア国の電源開発計画は、1992年までは供給信頼度の観点からもほぼ妥当なものと考えられるが、1993年はAtrato川水力開発計画による El Siete No.1（75.0MW）および El Siete No.2（85.0MW）を投入してもなお供給予備力が不足しておりCalima No.3（270MW）および Miel No.1（384MW）発電所の運転開始を1年程度早める努力が必要と思われる。

Table-7.6 Actual Supply Capability of National Power System

Unit: P.U.

Months	Interconnected Power System			
	1980	1981	1982	1983
January	0.93	0.870	0.898	0.892
February	0.88	0.892	0.882	0.894
March	0.85	0.884	0.889	0.889
April	0.87	0.899	0.888	0.885
May	0.87	0.883	0.871	0.890
June	0.87	0.888	0.800	0.889
July	0.88	0.856	0.876	0.864
August	0.88	0.845	0.840	0.862
September	0.90	0.850	0.816	0.857
October	0.87	0.802	0.804	0.827
November	0.88	0.786	0.796	0.845
December	0.90	0.899	0.824	0.845

Source: Annual Reports of ISA

Fig. 7-5 Power Development Plan

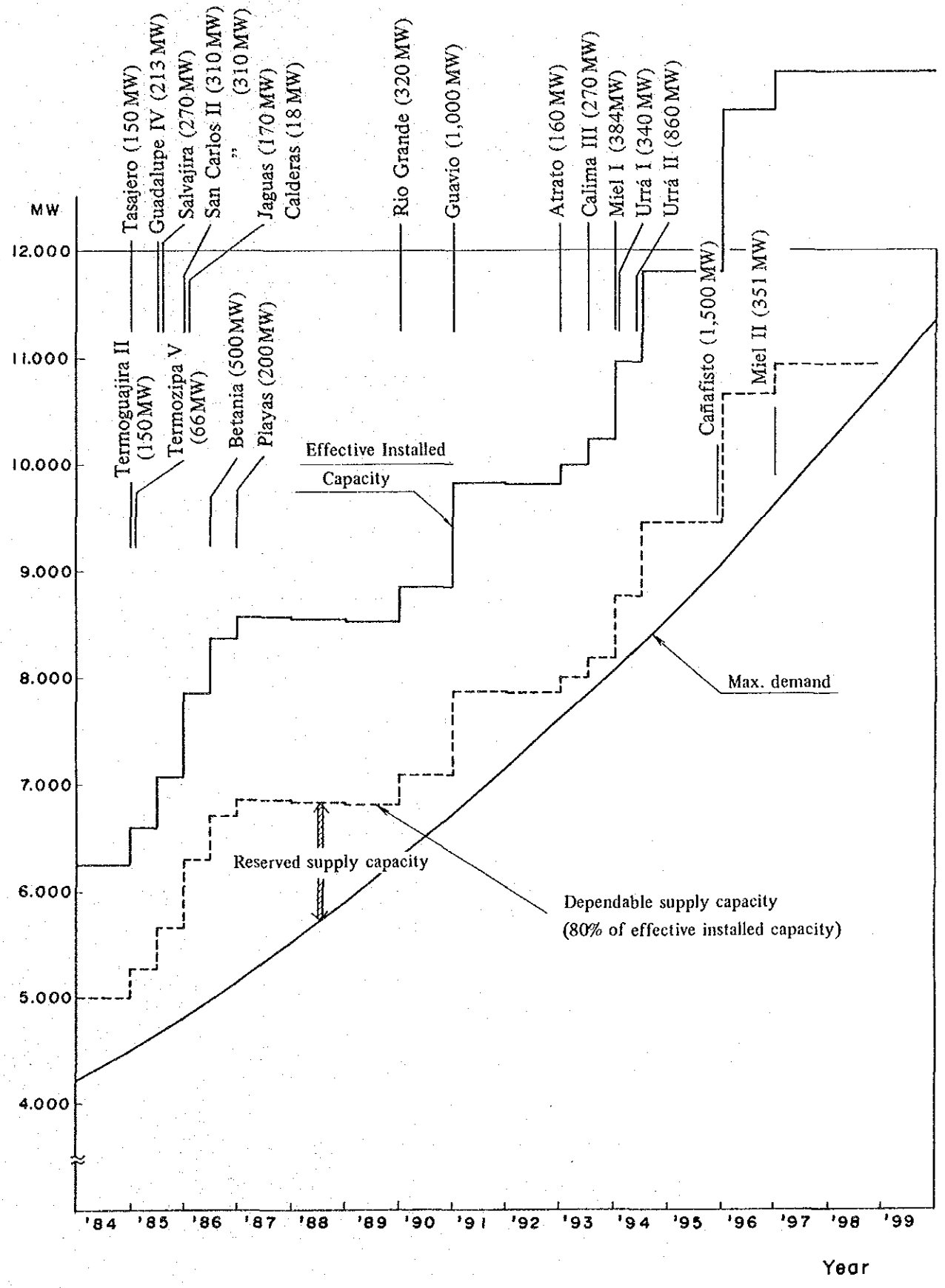


Table-7.7 Actual Energy Supply of Existing Hydro Power Plants

	Unit	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
EEEB (547.5 MW)														
Energy generated in 1981	GWh	193.1	178.9	194.4	236.1	298.2	273.5	237.7	251.3	233.3	244.7	239.8	180.3	2,761.3
" " 1982	GWh	212.1	156.4	215.6	276.4	272.1	256.9	281.0	247.9	239.9	286.8	236.5	217.0	2,898.6
" " 1983	GWh	224.5	232.6	312.4	323.8	311.9	287.8	306.5	256.3	273.5	280.9	249.9	257.5	3,317.6
Average generation	GWh	209.9	189.1	240.8	278.8	294.1	272.7	275.1	251.8	248.9	270.8	242.1	218.3	2,992.4
Plant factor	%	51.3	51.4	59.1	70.7	72.2	69.2	67.5	61.8	63.1	66.5	61.4	53.6	62.4
EPM (995.5 MW)														
Energy generated in 1981	GWh	364.8	341.4	377.9	379.6	339.5	346.8	394.1	379.3	382.5	403.1	364.9	466.5	4,540.4
" " 1982	GWh	364.7	424.9	456.8	428.0	420.1	426.8	472.4	429.4	469.2	477.1	473.0	488.3	5,330.7
" " 1983	GWh	467.0	477.9	470.3	400.4	413.6	385.1	411.8	405.1	423.4	473.7	409.4	353.2	5,090.9
Average generation	GWh	398.8	414.7	435.0	402.7	391.1	386.2	426.1	404.6	425.0	451.3	415.7	436.0	4,987.2
Plant factor	%	53.8	62.0	58.7	56.2	52.8	53.8	57.5	54.6	59.3	60.9	58.0	58.9	57.2
CVC (539.0 MW)														
Energy generated in 1981	GWh	157.7	162.2	161.3	210.1	228.2	185.1	174.3	144.0	152.8	106.3	187.0	178.4	2,047.2
" " 1982	GWh	193.6	177.5	173.7	239.2	234.5	164.2	104.6	100.2	114.7	182.1	183.8	133.0	2,001.1
" " 1983	GWh	105.4	98.2	114.8	163.1	161.8	139.8	74.4	70.4	75.1	119.0	134.7	192.5	1,446.2
Average generation	GWh	152.2	146.0	149.9	204.1	208.2	163.0	117.8	104.9	114.2	135.8	168.5	168.0	1,832.6
Plant factor	%	38.0	40.3	37.4	52.6	51.9	42.0	29.3	26.2	29.4	33.9	43.4	41.9	38.8
ICEL (331.0 MW)														
Energy generated in 1981	GWh	95.7	87.1	107.1	105.8	122.2	130.9	116.5	100.6	94.4	98.5	101.9	111.9	1,272.7
" " 1982	GWh	124.9	112.3	123.5	132.3	127.9	121.4	104.5	90.3	79.1	97.4	111.3	114.9	1,339.8
" " 1983	GWh	112.4	90.1	99.4	106.1	123.7	112.3	99.0	86.3	73.2	83.7	86.8	101.8	1,174.8
Average generation	GWh	111.0	96.5	110.0	114.7	124.6	121.5	106.7	92.4	82.2	93.2	100.0	109.5	1,262.4
Plant factor	%	45.1	43.4	44.7	48.1	50.6	51.0	43.3	37.5	34.5	37.8	42.0	44.5	43.5
ISA (1,000.0 MW)														
Energy generated in 1981	GWh	299.6	281.6	299.7	169.7	166.4	244.9	317.6	368.6	343.0	315.7	302.1	247.3	3,356.2
" " 1982	GWh	194.9	223.9	221.8	180.6	230.7	275.8	362.9	412.8	319.7	234.5	251.5	287.2	3,196.3
" " 1983	GWh	303.6	251.5	268.1	238.9	280.0	311.9	366.6	470.4	415.5	342.7	324.5	314.3	3,888.0
Average generation	GWh	266.0	252.3	263.2	196.4	225.7	277.5	349.0	417.3	359.4	297.6	292.7	282.9	3,480.0
Plant factor	%	35.8	37.5	35.4	27.3	30.3	38.5	46.9	56.1	49.9	40.0	40.7	38.0	39.7
System Total (3,413 MW)														
Average generation	GWh	1,137.9	1,098.6	1,198.9	1,196.7	1,243.7	1,220.9	1,274.7	1,271.0	1,229.7	1,248.7	1,219.0	1,214.7	14,554.5
Plant factor	%	44.8	47.9	47.2	48.7	49.0	49.7	50.2	50.1	50.0	49.2	49.6	47.8	48.7

Source: Annual Reports of ISA

Table-7.8 (1) Energy Balance of National Power System

Unit: GWh

Power System	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
EEEB															
Existing P.P	4,202	4,202	4,202	4,202	4,202	4,202	4,202	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587
EPM															
Existing P.P	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740	4,740
Guadalupe IV	-	1,120/2	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120	1,120
Playas	-	-	-	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
La Tasajera	-	-	-	-	-	-	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289
Niquia	-	-	-	-	-	-	156	156	156	156	156	156	156	156	156
Sub-total	4,740	5,300	5,860	7,260	7,260	7,260	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705
CVC-CHIDRAL															
Existing P.P	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167
Salvajina	-	925/2	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925
Calima III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,118/2	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118
Sub-total	2,167	2,629	3,092	3,092	3,092	3,092	3,092	3,092	3,092	3,651	4,210	4,210	4,210	4,210	4,210
ICEL															
Existing P.P	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380	2,380
* Tasajero	-	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920
Atrato I & II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,063	1,063	1,063	1,063	1,063	1,063
Miel I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,535	1,535	1,535	1,535	1,535
Miel II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,895/2	1,895
Sub-total	2,380	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	4,363	5,898	5,898	5,898	6,845	7,793
CORELCA															
Existing P.P	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979	3,979
Termoguajira II	-	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920
Sub-total	3,979	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899

Table-7.8 (2) Energy Balance of National Power System

Unit: GWh

Power System	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ISA															
Existing	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705	4,705
San Carlos I & II	3,900	3,900	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890	5,890
Termozipa V	-	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
Calderas	-	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Jaguas	-	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780
Betania	-	-	2,250/2	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250
Guavio	-	-	-	-	-	-	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Urra I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,575	1,575	1,575	1,575	1,575
Urra II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,475/2	2,475	2,475	2,475	2,475
Canafisto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,700	6,700	6,700
Sub-total	8,605	9,869	12,984	14,109	14,109	14,109	14,109	19,109	19,109	19,109	21,921	23,159	29,859	29,859	29,859
National Power System															
EEEB	4,202	4,202	4,202	4,202	4,202	4,202	4,202	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587	5,587
EPM	4,740	5,300	5,860	7,260	7,260	7,260	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705	8,705
* CVC-CHIDRAL	2,167	2,629	3,092	3,092	3,092	3,092	3,092	3,092	3,092	3,651	4,210	4,210	4,210	4,210	4,210
ICEL	2,380	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	4,363	5,898	5,898	5,898	6,845	7,793
CORELCA	3,979	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899	4,899
ISA	8,605	9,869	12,984	14,109	14,109	14,109	14,109	19,109	19,109	19,109	21,921	23,159	29,859	29,859	29,859
A Total	26,073	30,199	34,337	36,862	36,862	36,862	38,307	44,692	44,692	46,314	51,220	52,458	59,158	60,105	61,053
B Energy Demand	24,682	26,446	28,322	30,300	32,480	34,725	37,039	39,607	42,132	44,761	47,543	50,479	53,632	56,874	60,246
C Difference (A-B)	1,391	3,753	6,015	6,562	4,382	2,137	1,268	5,085	2,560	1,553	3,677	1,979	5,526	3,231	807
A-B/A (%)	5.3	12.4	17.5	17.8	11.9	5.8	3.3	11.4	5.7	3.5	7.3	3.9	10.6	5.5	1.4

Table-7.9 (1) Power Balance of National Power System

Unit: MW

Power System	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
EEEB															
Existing P.P	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278
EPM															
Existing P.P	975	975	975	975	975	975	975	975	975	975	975	975	975	975	975
Guadalupe IV	-	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Playas	-	-	-	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
La Tasajera	-	-	-	-	-	-	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Niquia	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Sub-total	975	1,188	1,188	1,388	1,388	1,388	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708
CVC-CHIDRAL															
Existing P.P	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584
Salvajina	-	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Calima III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240	240	240	240	240	240
Sub-total	584	854	854	854	854	854	854	854	854	1,094	1,094	1,094	1,094	1,094	1,094
ICEL															
Existing P.P	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658
* Tasajero	-	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Atrato I & II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160	160	160	160	160	160
Miel I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	384	384	384	384	384
Miel II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	351	351
Sub-total	658	808	808	808	808	808	808	808	808	968	1,352	1,352	1,352	1,703	1,703
CORELCA															
Existing P.P	934	916	896	896	888	875	864	848	842	842	842	842	842	842	842
Termoguajira II	-	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Sub-total	934	1,066	1,046	1,046	1,038	1,025	1,014	998	992	992	992	992	992	992	992

Table-7.9 (2) Power Balance of National Power System

Unit: MW

Power System	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ISA															
Existing	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199	1,199
San Carlos I & II	620	620	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
Termozipa V	-	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Calderas	-	-	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Jaguas	-	-	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Betania	-	-	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Guavio	-	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Urra I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340	340	340	340	340
Urra II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	860	860	860	860	860
Canafisto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,500	1,500	1,500
Sub-total	1,819	1,885	3,193	3,193	3,193	3,193	3,193	4,193	4,193	4,193	5,393	5,393	6,893	6,893	6,893
National Power System															
EEEB	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278
EPM	975	1,188	1,188	1,388	1,388	1,388	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708	1,708
* CVC-CHIDRAL	584	854	854	854	854	854	854	854	854	1,094	1,094	1,094	1,094	1,094	1,094
ICEL	658	808	808	808	808	808	808	808	808	968	1,352	1,352	1,352	1,703	1,703
CORELCA	934	1,066	1,046	1,046	1,038	1,025	1,014	998	992	992	992	992	922	992	992
ISA	1,819	1,885	3,193	3,193	3,193	3,193	3,193	4,193	4,193	4,193	5,393	5,393	6,893	6,893	6,893
A Total	6,248	7,079	8,367	8,567	8,559	8,546	8,855	9,839	9,833	10,233	11,817	11,817	13,317	13,668	13,668
B Power Demand	4,501	4,807	5,148	5,508	5,913	6,322	6,711	7,177	7,634	8,072	8,560	9,075	9,642	10,192	10,746
C Difference (A-B)	1,747	2,272	3,219	3,059	2,646	2,224	2,144	2,662	2,199	2,161	3,257	2,742	3,675	3,476	2,922
A-B/A (%)	28.0	32.1	38.5	35.7	30.9	26.0	24.2	27.1	22.4	21.1	27.6	23.2	27.6	25.5	21.4

第8章　水文解析

第8章　水　文　解　析

8.1　プロジェクト地域の一般気象条件 …… 8 - 1
8.1.1　Choco 県の一般気象 …… 8 - 1
8.1.2　プロジェクト地域（アトラート川上流）の一般気象 …… 8 - 1
8.2　既設水文・気象観測所とそのデータ …… 8 - 5
8.3　低水流出解析 …… 8 - 6
8.3.1　水位～流量関係 …… 8 - 6
8.3.2　日平均流量 …… 8 - 13
8.3.3　タンクモデルによる流出解析 …… 8 - 13
8.3.4　計画地点流入量の算定 …… 8 - 15
8.4　洪水流出解析 …… 8 - 37
8.4.1　確率降雨 …… 8 - 37
8.4.2　可能最大降雨ＰＭＰ …… 8 - 37
8.4.3　流域平均雨量 …… 8 - 47
8.4.4　ピーク流量の推定 …… 8 - 49
8.5　流出土砂量解析 …… 8 - 55
8.5.1　浮遊砂量の推定 …… 8 - 55
8.5.2　掃流砂量の推定 …… 8 - 56
8.5.3　年間総流入土砂量 …… 8 - 56

FIGURE LIST

		Page
Fig. 8–1 (1)	Mean Annual Precipitation (Year: 1974)	8–3
Fig. 8–1 (2)	Mean Annual Precipitation (Year: 1984)	8–4
Fig. 8–2	Registered Data of Meteorology and Hydrology	8–6
Fig. 8–3	Catchment Area for Atrato Project	8–8
Fig. 8–4	Rating Curve	8–9
Fig. 8–5	Tank Model and Adopted Parameters	8–14
Fig. 8–6	Details of Uppermost Tank	8–14
Fig. 8–7	Results of Run-off Analysis	8–17
Fig. 8–8	Relation of Specific Discharge	8–33
Fig. 8–9	Flow-Duration Curve at Pte. Las Sanchez G.S.	8–36
Fig. 8–10 (1)	Stochastic Point Rainfall (La Mansa)	8–40
Fig. 8–10 (2)	Stochastic Point Rainfall (Carmen de Atrato)	8–41
Fig. 8–10 (3)	Stochastic Point Rainfall (El Piñon)	8–42
Fig. 8–11	Maximum Moisture Inflow Index	8–43
Fig. 8–12	Peak Runoff Coefficient vs. Daily Precipitation	8–51
Fig. 8–13	Design Flood for Atrato Project	8–52
Fig. 8–14	Concentration vs. Turbidity	8–57
Fig. 8–15	Water Discharge vs. Concentration of Suspended Sediment	8–58

TABLE LIST

		Page
Table–8.1	Flow Duration at Project Site	8–16
Table–8.2	PMP Estimated by Stochastic Method	8–39
Table–8.3	(1) Storms used in Deriving Probable Maximum Precipitation (La Mansa)	8–44
Table–8.3	(2) Storms used in Deriving Probable Maximum Precipitation (Carmen de Atrato)	8–45
Table–8.3	(3) Storms used in Deriving Probable Maximum Precipitation (El Piñon)	8–46
Table–8.4	Specially Averaged Probable Rainfall	8–48
Table–8.5	Estimation of Flood Discharge	8–53
Table–8.6	Design Flood Discharge at Each Project Site	8–54
Table–8.7	Annual Inflow of Sedimentation	8–62

第8章　水　文　解　析

8.1　プロジェクト地域の一般気象条件

8.1.1　Choco県の一般気象

アトラート川は西アンデス山脈にその源を発し、西アンデス山脈の西側斜面を南西に流下し Choco原野に至った後は流れを北方に転じ、北流してカリブ海に注ぐ河川であり、その流域は大半が Choco県に属している。

Choco県はコロンビア国の北西部に位置し、北緯4°00′～北緯8°40′に在ってほぼ赤道付近に位置しているため、一般に低地部は熱帯性気候であり、世界有数の高温、多湿、多雨地域となっている。気温は低地部にある県都のQuibdoで日最高28～30℃、日最低22℃程度であり、日間に6～8℃変動するが、この状態は年間を通じて殆ど変化しない。しかしながらアトラート川をさらに上流に溯るに従い標高が高くなるため気候も漸次熱帯性から亜熱帯、温帯性気候に遷移してゆき、アトラート流域最高部にあるLa Mansa（標高 2,100m）では日最高20℃、日最低13℃程度の気温となるが、低地部同様年間を通じて変動は極めて少ないのが特徴である。

雨量は、図8－1(1)、(2)に示すようにQuibdo, Tutunendo 付近が Choco県のうち最多雨地帯であり、多い年で12,000mm／年を越えることもあるが、これより下流、上流に向かうにつれ、ともに雨量は減少し、アトラート川最下流部で 2,000mm／年程度、最上流のLa Mansaで 3,000mm／年程度となる。また、一般に低地部では年間を通じて雨期、乾期の区別は明確でなく、年間を通じて平均して降雨が見られる。

8.1.2　プロジェクト地域（アトラート川上流）の一般気象

プロジェクト地域は標高が 700m以高にあるため亜熱帯～温帯性気候を呈している。

雨量は、最低地部（標高 715m）にあるEl Piñon観測所で 6,000～ 8,000mm／年と多いが、標高が高くなるに従って減少し、高地のLa Mansa観測所では 3,000mm／年程度である。これらの降雨は年間を通じて季節的変動が少なく、Piñon観測地点では雨期、乾期の区分は明確でないが、さらに標高の高いCarmen de Atrato, La Mansaでは若干の季節的変動が見られ、1月～3月の3ヶ月間が比較的雨量が少

なく乾期であり、その他が雨期であるということができる。

気温は、La Mansa観測所で日最高20℃、日最低13℃、その差７℃程度であるが、一般に標高が下がるにつれて気温は上昇するので、プロジェクト地域（標高1,000～1,500ｍ）では日最高24～27℃、日最低16～18℃程度になるものと想定される。この地域の気温の季節的変動はQuibdo, La Mansaの気温と同様少ないであろう。

湿度は非常に高く、相対湿度が80％を越えており、かつ年間を通じて殆ど変動しない。また、蒸発量はLa Mansa観測所で 1,200mm／年程度であり、その季節的変動も少ない。

Fig. 8-1 (1) Mean Annual Precipitation (Year: 1974)

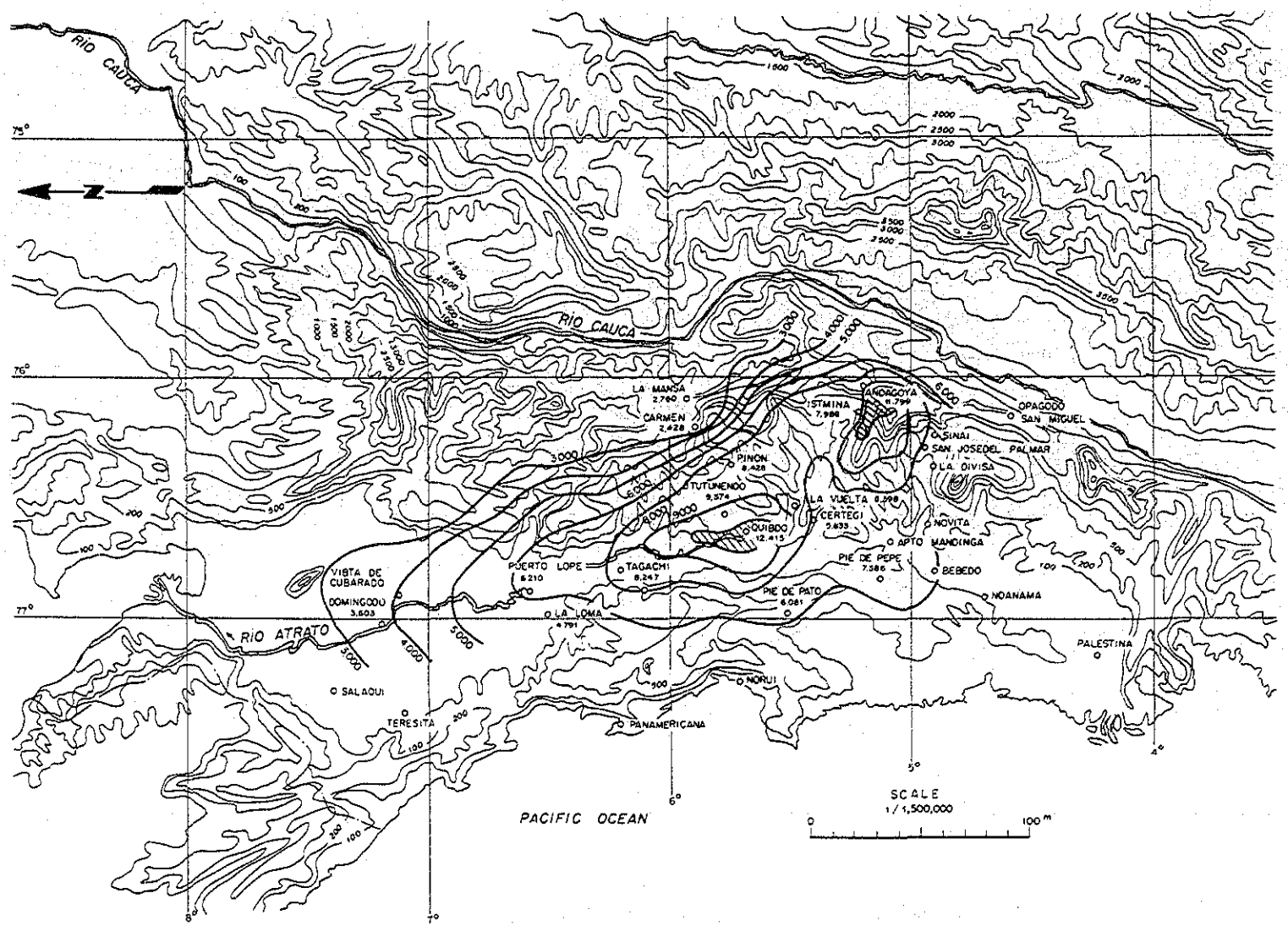
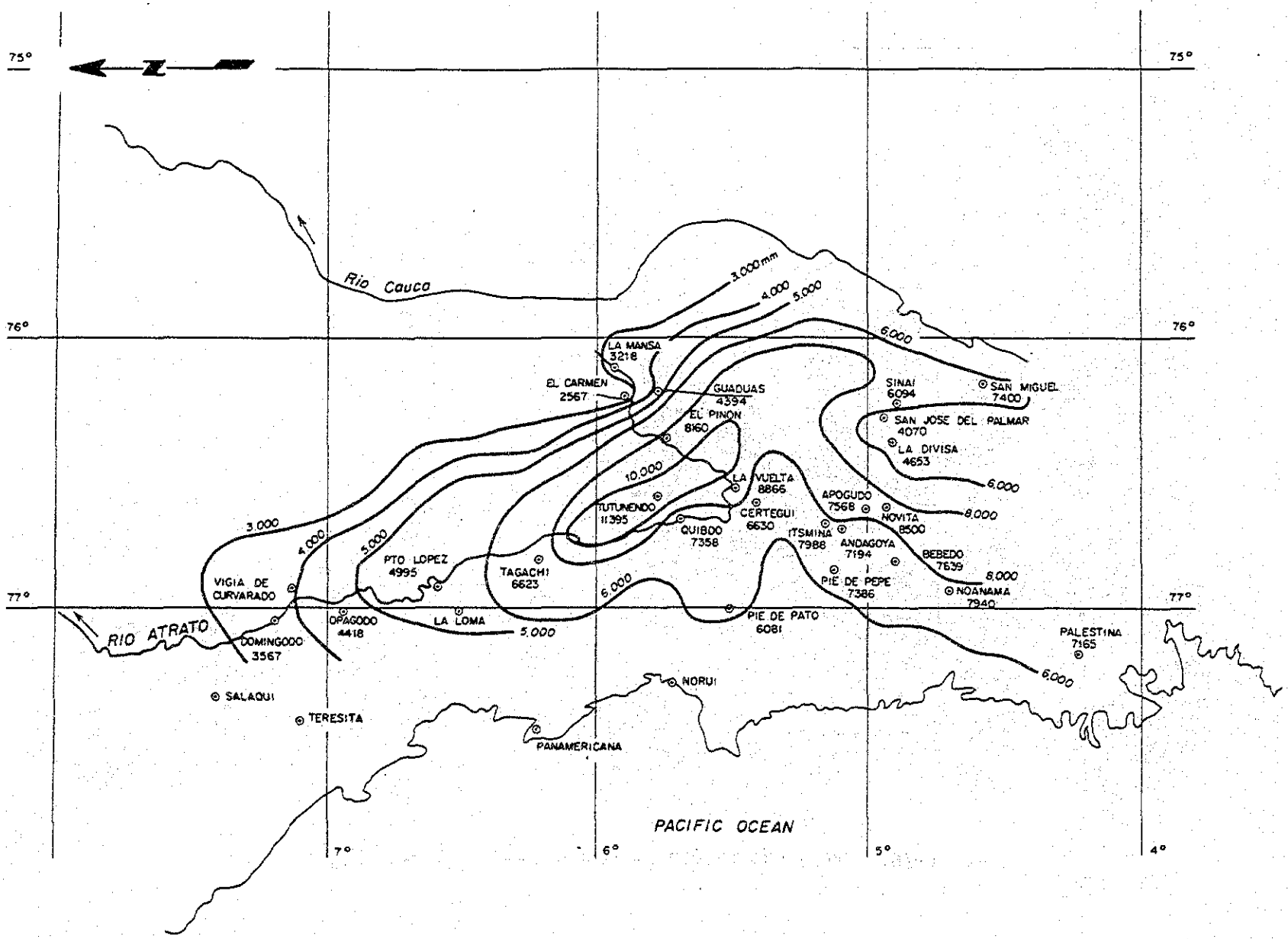


Fig. 8-1 (2) Mean Annual Precipitation (Year: 1984)



8.2 既設水文・気象観測所とそのデータ

Choco県内にある既設水文・気象観測所の全リストをAppendix－Ⅱに示す。このうちプロジェクト地域の水文解析に関連したものは Fig.8 － 3に示す通りであり、La Mansa気象観測所、Carmen de Atrato, Girardot, El Pinon各雨量観測所、El Siete, Pte. las Sanchez, Giraldot, El Pinon 各測水所がある。このうち、Girardot雨量観測所、測水所はＪＩＣＡの勧告に基づいてＩＣＥＬが1984年に設置したもので、他はすべてＨＩＭＡＴ（Instituto Colombiano De Hidrologia, Meteorologia Y Adecuacion De Tierras ）が管理、観測を行っているものである。

これらの水文・気象観測所の観測期間をFig. 8 － 2に示すが、同図より明らかな様に、測水所はいずれも観測期間が短く、かつ水位観測を行っているだけである。一方雨量データは比較的長期間にわたって観測が行われているが、欠測部が多い。また、La Mansaにおける気象観測データについても十分なものが入手できなかった。

以上の様に、得られた水文・気象データに種々の制約があるため、その点を考慮して以下の方針で水文解析を行うこととした。

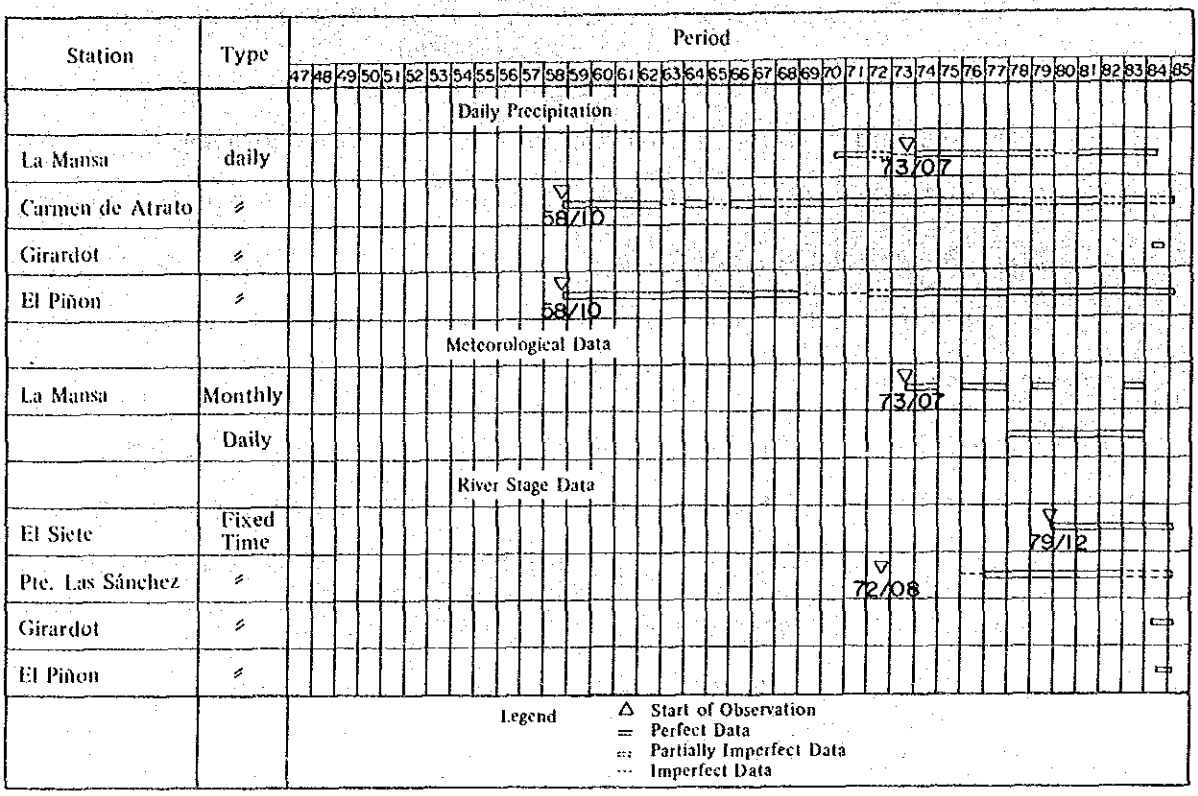
(1) 発電計画の基礎となる計画地点流入量の算定は、測水所の水位記録をもとに、ＩＣＥＬが1984年に実施した各測水所の水位、流量同時実測データより定めた水位～流量関係から流量を求める。

(2) ただし、水位記録は観測期間が短く、かつ欠測も多いので、さらに雨量データをもとに低水流出解析を行い、測水データの補足、補完を行う。

(3) 洪水量は観測期間の比較的長い雨量データをもとに、流出解析を行って求めるが、雨量データに欠測部が多いため、雨量の推定（確率降雨、Probable Maximum Precipitation ）は２～３の異なる方法で行い、大きい方の値を採用することとする。

(4) 流入土砂量の推定は、使用可能データとしてＩＣＥＬが1984年に実施した浮遊土砂濃度の実測値の他にないため、これを用いて算出する。

Fig. 8-2 Registered Data of Meteorology and Hydrology



8.3 低水流出解析

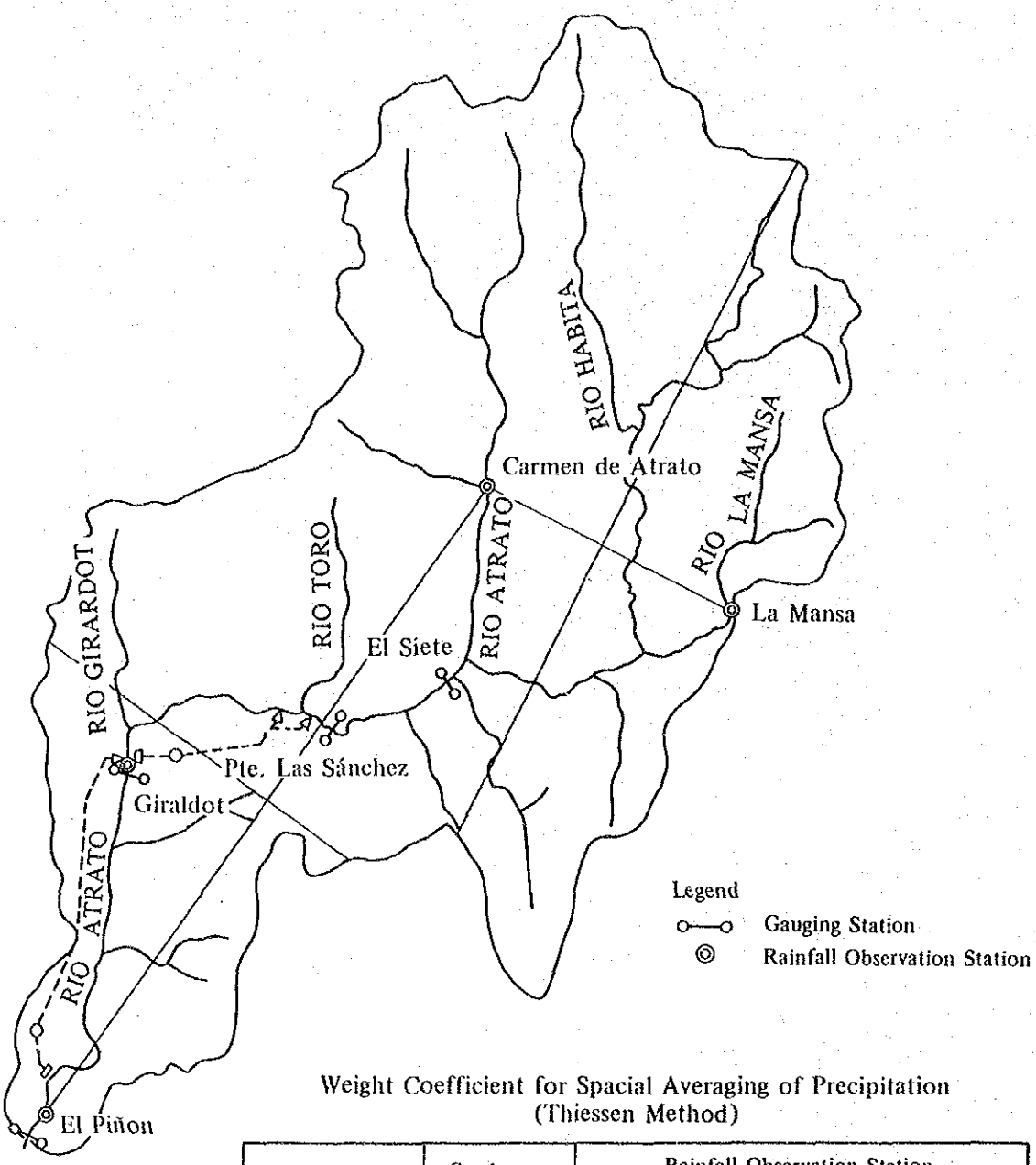
低水流出解析にはEl Siete, Pte. las Sanchez, Girardot, El Piñon測水所の水位データをもとに、各測水所の水位～流量関係から流量を算出した。また雨量データをもとにタンクモデルにより流出解析を行い、測水記録を補足するとともに欠測データの補完等を行った。

8.3.1 水位～流量関係

El Siete, Pte. las Sanchez, Girardot, El Pinon各測水所における水位、流量の同時実測データをもとに最小自乗法により水位～流量関係を求めた結果をFig. 8－4(1)～(4)に示す。図中破線はＩＣＥＬにより得られた水位～流量関係であり[1]、今回求めた関係より高水位部で流量が大きくなる傾向にある。以下の解析では今回求めた関係（Fig.の実線）を用いるが、一般に高水位部でのデータが不足していること、及びこれらのデータのばらつき具合から見て、さらに調査を継続して実施し、より精度の高い水位～流量関係を得ることが将来必要となろう。なおPte. las Sanchez 測水所の水位～流量関係は1985年２月に実施したＪＩＣＡの現地にお

ける実測結果が水位1.22mで流量10m³／sであったため、最小自乗法より求めた関係をこの値になるよう下方修正を行った。

Fig. 8-3 Catchment Area for Atrato Project



Weight Coefficient for Spacial Averaging of Precipitation
(Thiessen Method)

Gauging Station	Catchment Area (km^2)	Rainfall Observation Station		
		La Mansa	Carmen de Atrato	El Piñon
El Siete	216.6	0.367	0.633	—
Pte. Las Sánchez	226.9	0.350	0.650	—
Girardot	297.9	0.263	0.737	—
El Piñon	347.4	0.226	0.607	0.167

Fig. 8-4(1) Rating Curve (El Siete Gauging Station)

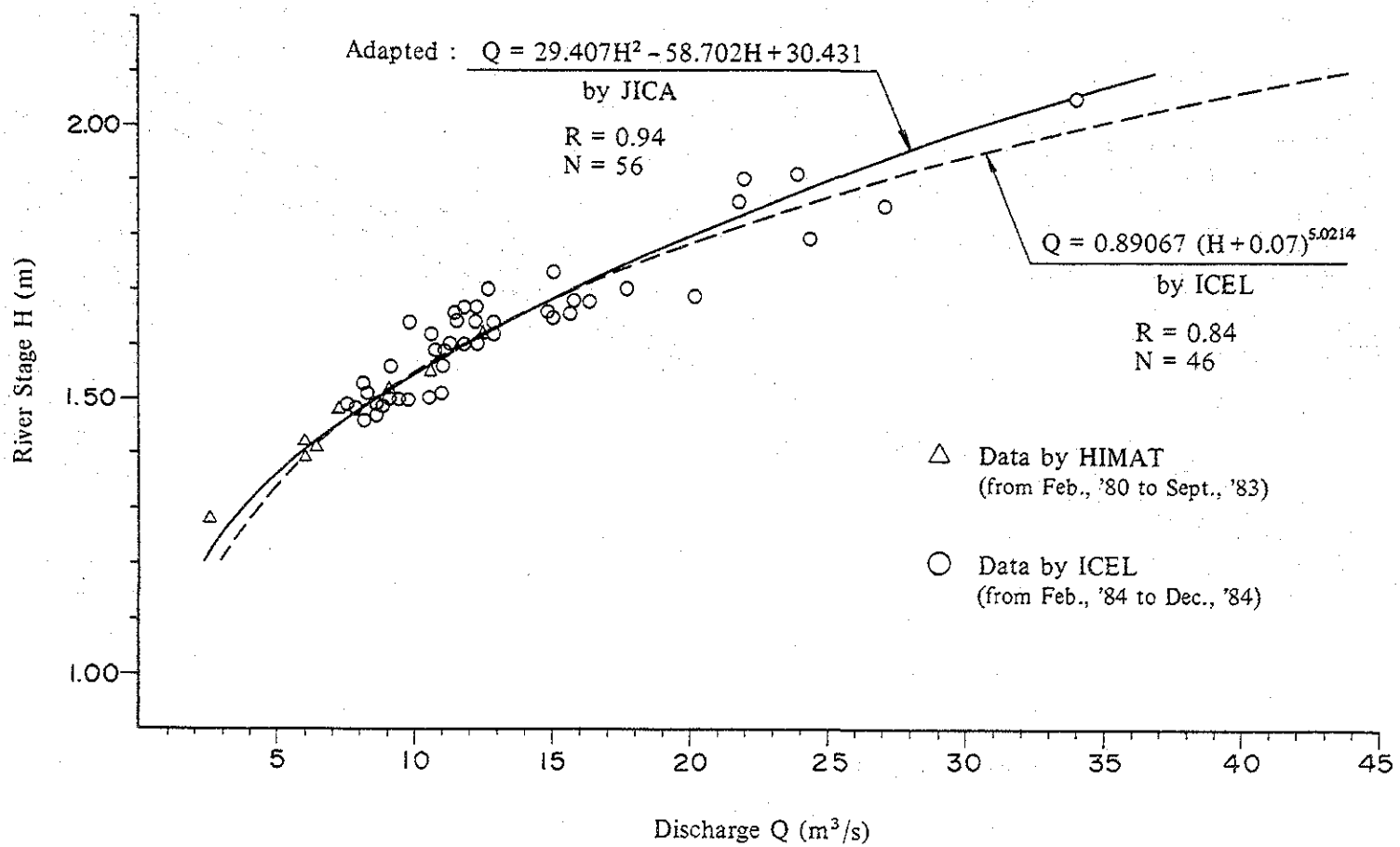


Fig. 8-4(2) Rating Curve (Pte. Las Sánchez Gauging Station)

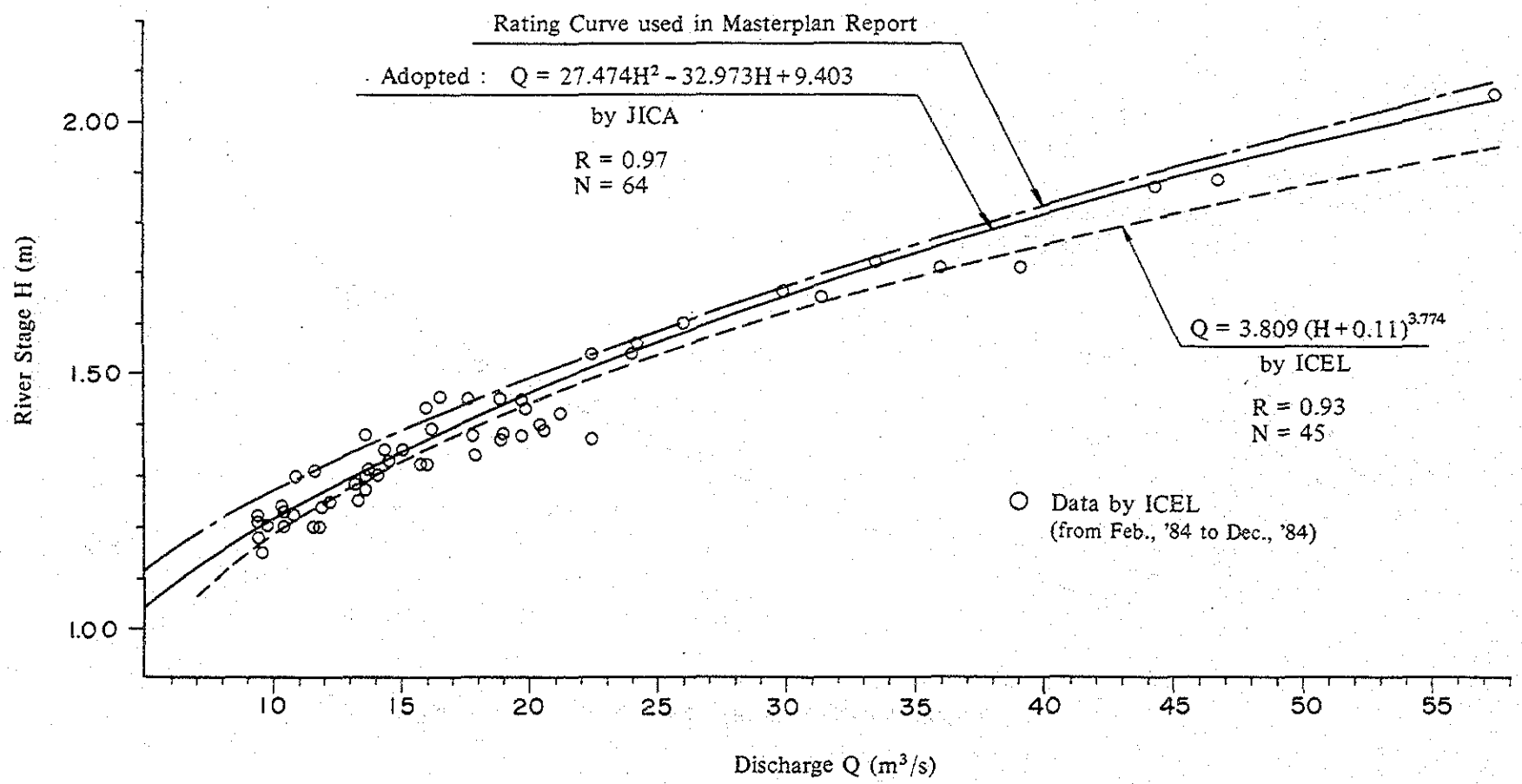


Fig Fig. 8-4(3) Rating Curve (Girardot Gauging Station)

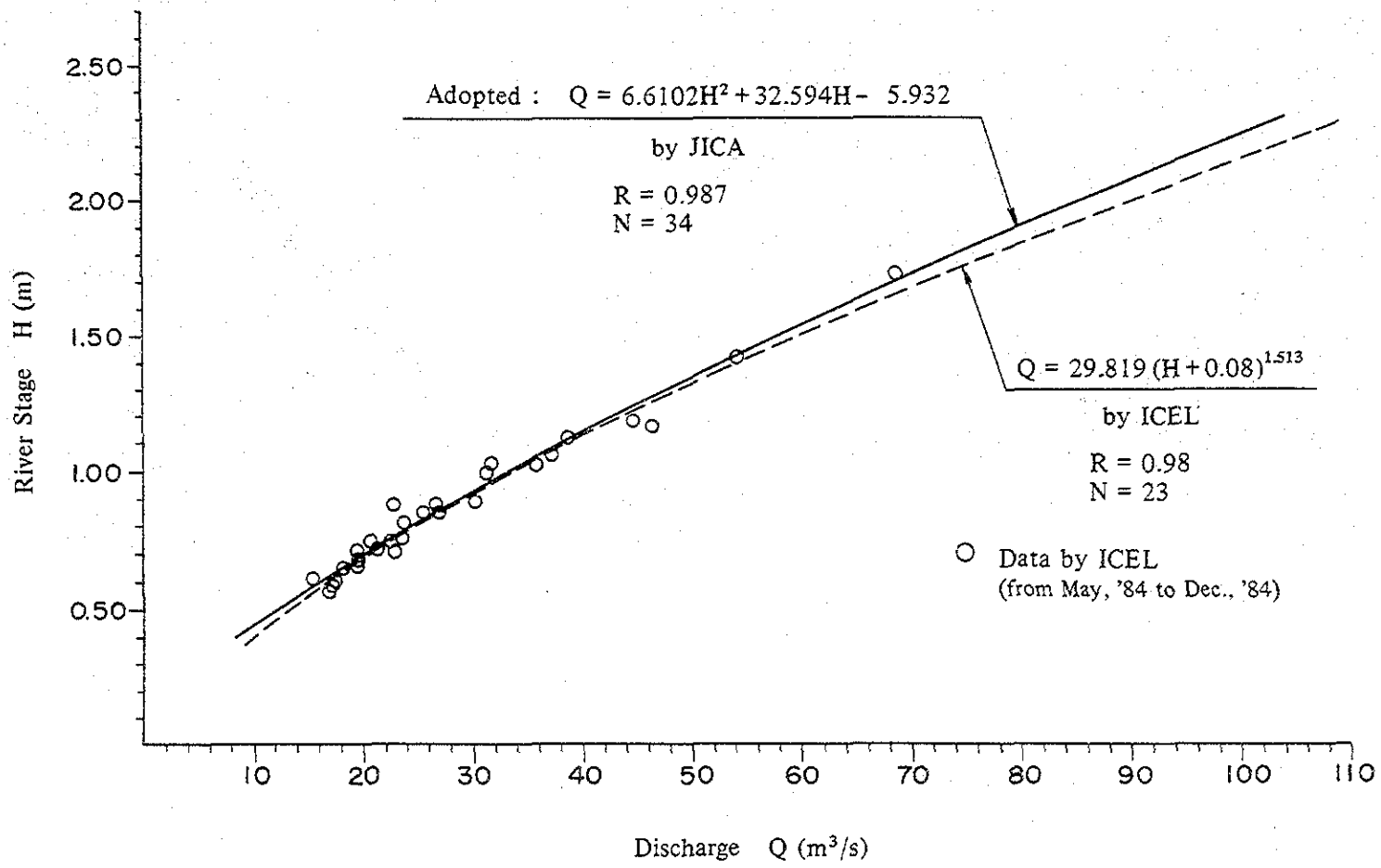
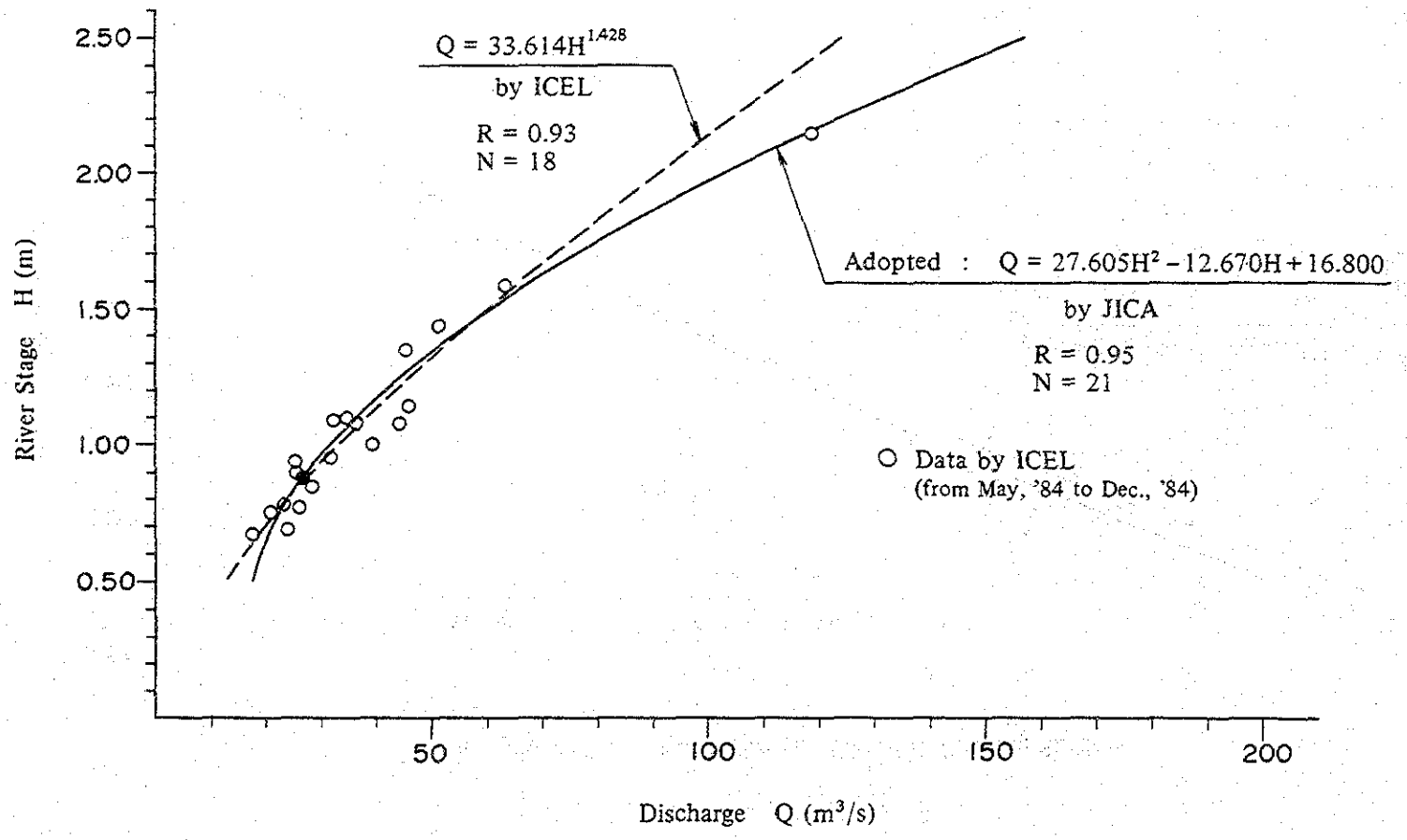


Fig. 8-4(4) Rating Curve (El Piñon Gauging Station)



8.3.2 日平均流量

El Siete, Pte. las Sanchez, Girardot, El Piñon各測水所における6時と18時の水位記録を算術平均して日平均水位とし、上述の水位～流量関係から各測水所地点の日平均流量を算定した。結果をAppendix－Ⅱに示す。図中雨量データはLa Mansa、Carmen de Atratoの雨量データよりティーセン法を用いて求めたPte. las Sanchez測水所地点に対する流域平均雨量（日雨量）である。この結果より

① El Siete測水所（流域面積 216.6㎢）流量がPte. las Sanchez測水所（流域面積 226.9㎢）流量に比して小さすぎる。

② 降雨データとの比較から、1975年、1982年、1983年のPte. las Sanchez測水所流量の値は不自然である。

③ 降雨データから見て測水期間は渇水年である可能性が高いため、計画地点流入量を算定するにはさらに長期間のデータを必要とする。

と考えられたため、次に述べる流出解析（タンクモデル法）を行った。

8.3.3 タンクモデルによる流出解析

(1) 計算方法の概要

タンクモデル法とは、河川の流域を側面に流出孔を持つ容器（タンク）で置き換え、流域に降った雨をタンクに入力して貯留し、流出量を貯留量の関数として算出するものである。[2)]

低水流出解析に用いられる標準的なモデルはFig. 8－5に示す直列4段型のタンクモデルであり、雨はまず最上段のタンクに注入され、貯留される。貯留高が側面の流出孔の高さに達すると外部への水の流出が始まるわけであるが、流出が始まるまでの貯留で初期貯留効果を表現できる。またこの間、流出孔以下にある貯留水は底面の浸透孔を通して下段のタンクへ注入される。2段目以降のタンクでも同様であり、この様に水が下段のタンクに移動していく間に自動的に時間遅れが与えられる。

計算手順を最上段タンクを例にとり示すとつぎの通りである。Fig. 8－6に示すように流出孔の大きさをα_1、α_2、浸透孔の大きさをβ、流出孔の高さをHA_1、HA_2とする。時刻nステップでの雨量Rn、貯留高Xn、流出高Yn、浸透高Znとすれば

$$Xn = X_{n-1} + Rn$$

$$Yn = \begin{cases} 0 & (0 \leqq Xn \leqq HA_1 \text{のとき}) \\ \alpha_1 (Xn - HA_1) & (HA_1 < Xn \leqq HA_2 \text{のとき}) \\ \alpha_1 (Xn - HA_1) + \alpha_2 (Xn - HA_2) & (HA_2 < Xn \text{のとき}) \end{cases}$$

Fig. 8-5 Tank Model and Adopted Parameters

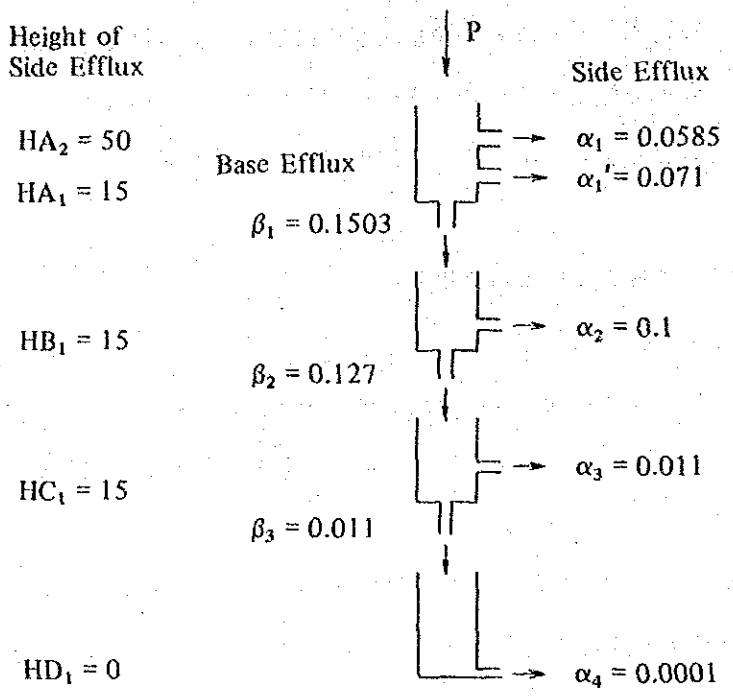
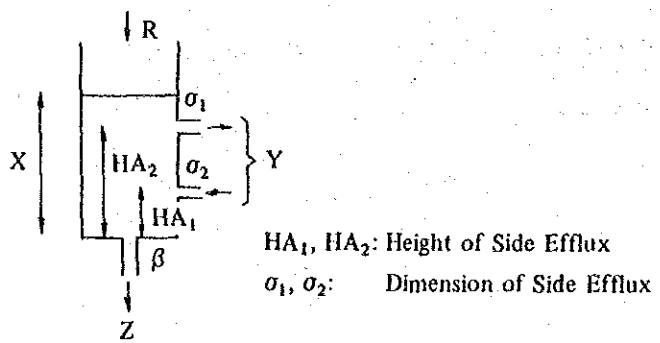


Fig. 8-6 Details of Uppermost Tank



$$Zn = \beta Xn$$

の関係が成立し、貯留残高Xn'は

$$Xn' = Xn - Yn - Zn$$

となる。さらに時刻n＋1ステップにおける残留高X_{n+1}は

$$X_{n+1} = Xn' + R_{n+1}$$

と表されるので、これらの計算を時刻が進む毎に繰り返せば良い。各段の流出孔から出た流出量の合計がその時刻の河川流量となる。

(2) 流出解析結果

Pte. las Sanchez測水所地点について、1976～1981年の6年間の日雨量、日平均流量データを用いてタンクモデルのパラメータ（流出孔の大きさ、浸透孔の大きさ、流出孔高さ）を決定すればFig. 8－5に示す値が得られる。つぎにこの値を用いて1969～1984年の16年分の雨量データから日平均流量を算出した結果をFig. 8－7(1)～(16)に示す。同図中、Fig. 8－7(7)～(16)には流量実測値を実線、算出値を点線で併記しているが、これより本流出解析の妥当性が確認できる。なお1971年の流出量が極めて大きいが、これは降雨量が大きいためであり、他年度の降雨データに比して不自然であるため信頼性に欠ける。また、1975年、1982年、1983年は計算値と実測値の差が大きいが、これは水位実測値がおかしい為であろう。

8.3.4 計画地点流入量の算定

(1) 流量実測データの補完

以上の検討より、Pte. las Sanchez測水所地点について1969～1975年（但し1971年は不採用）の6年間分は、降雨記録よりタンクモデル法で推定した流量を、1976～1984年の9年間は欠測日をタンクモデル法で推定した値で補完（但し、1982年、1983年については実測値がおかしいので、すべてタンクモデルによる推定値で置換えた）し、計画地点流入量算定の基礎資料とした。結果をAppendix－Ⅳに示す。

(2) 各計画地点における流入量

実測流量資料をもとにBL Siete, Pte. las Sanchez, Girardot, El Piñon測水所の比流量を月平均流量、月最大日平均流量に対して比較したのがFig. 8－8(1)

～(3)である。これよりEl Siete測水所比流量が他測水所に較べて小さめである他は、すべて同一の比流量であると見做して良いと判断される。したがって各計画地点における流入量は上述のPte. las Sanchez測水所流量（1969～1984年）を流域比換算して求めた。Pte. las Sanchez測水所の平均流況図をFig. 8 - 9に、また各計画地点の流況をTable-8.1 に示す。

Table-8.1 Flow Duration at Project Site

(Unit: m^3/s)

Duration \ Project Site	Pte Las Sanchez Gauging Station A = 226.9 km^2	No.1 Auxiliary Intake Dam A = 235.7 km^2	El Siete No.1 Dam A = 256.3 km^2	El Siete No.2 Intake Dam A = 297.9 km^2
Maximum	48.1	50.0	54.3	63.2
35 Days	30.2	31.4	34.1	39.6
95 Days	24.0	24.9	27.1	31.5
185 Days	19.2	19.9	21.7	25.2
275 Days	15.3	15.9	17.3	20.1
355 Days	10.3	10.7	11.6	13.5
Minimum	9.2	9.6	10.4	12.1
Average	20.4	21.2	23.0	26.8

Fig. 8-7 (1) Results of Run-off Analysis

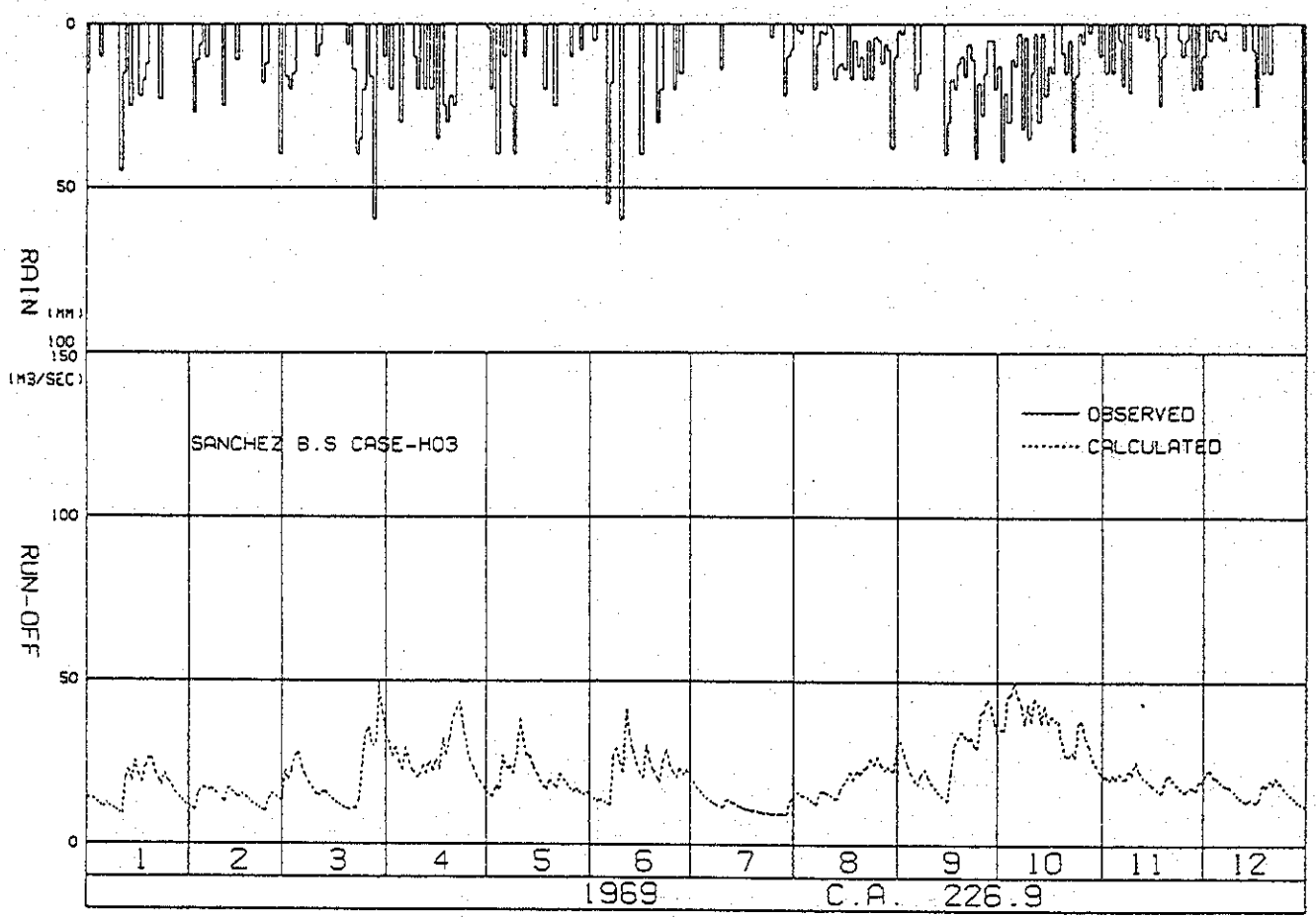


Fig. 8-7 (2) Results of Run-off Analysis

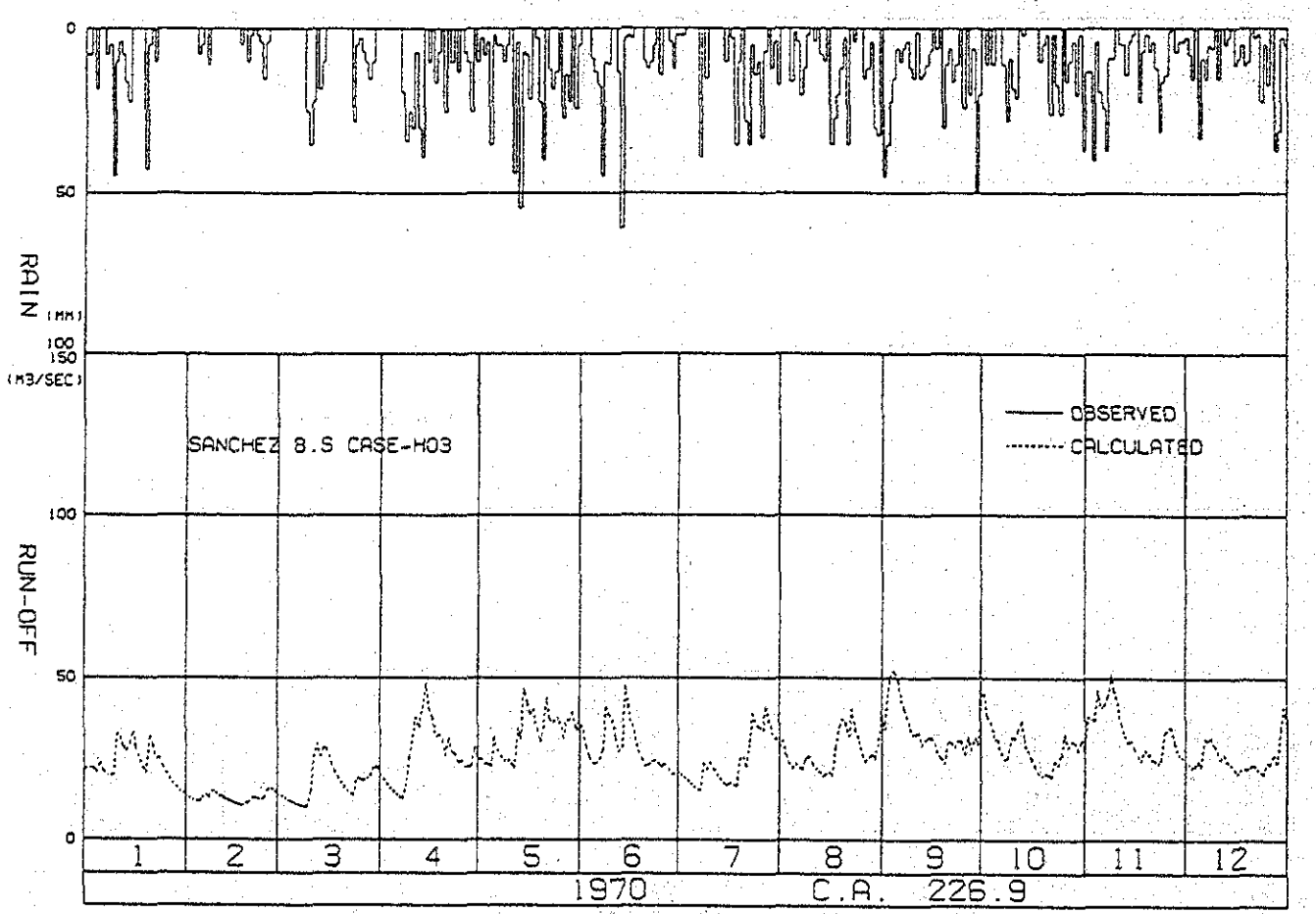


Fig. 8-7 (3) Results of Run-off Analysis

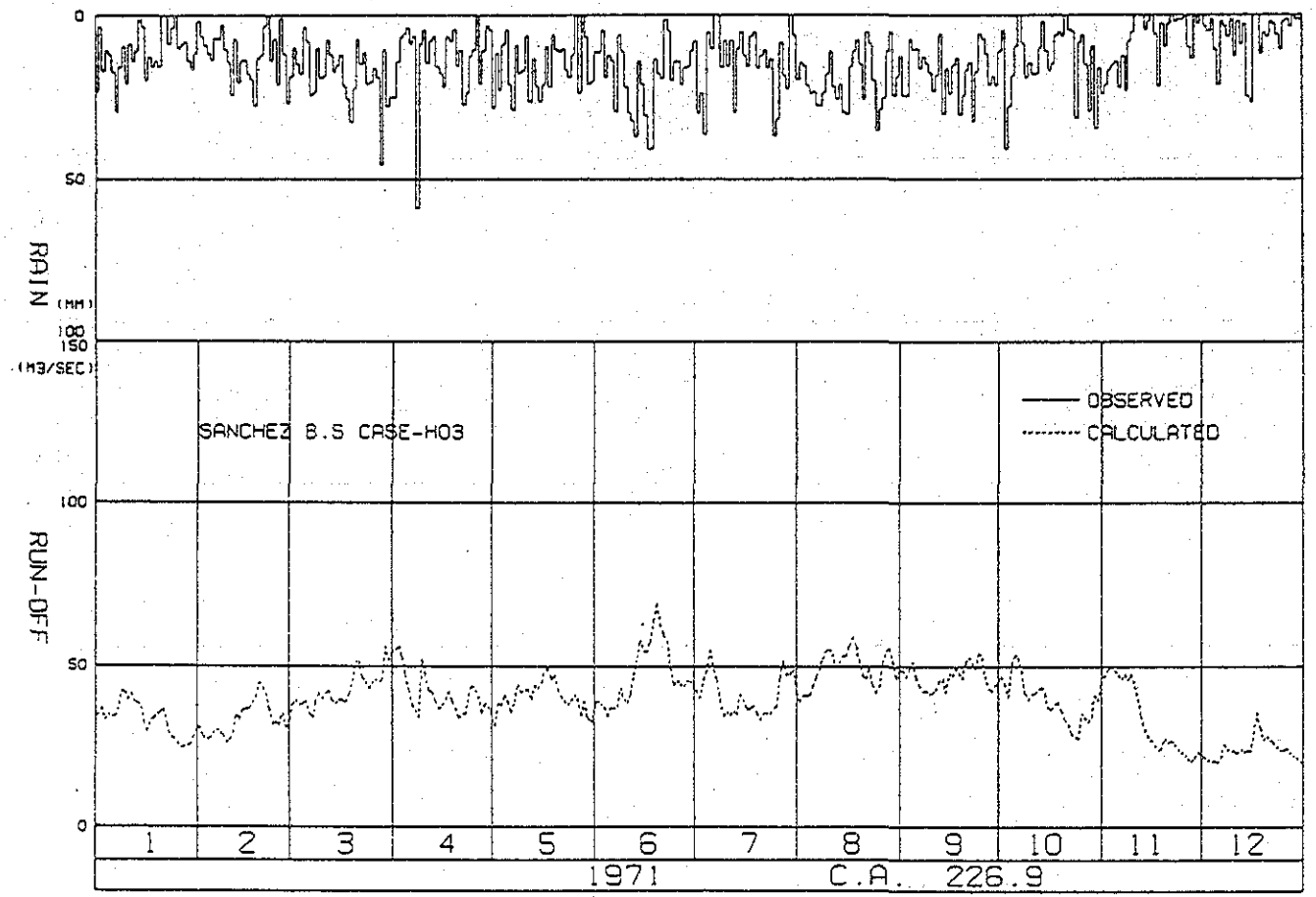


Fig. 8-7 (4) Results of Run-off Analysis

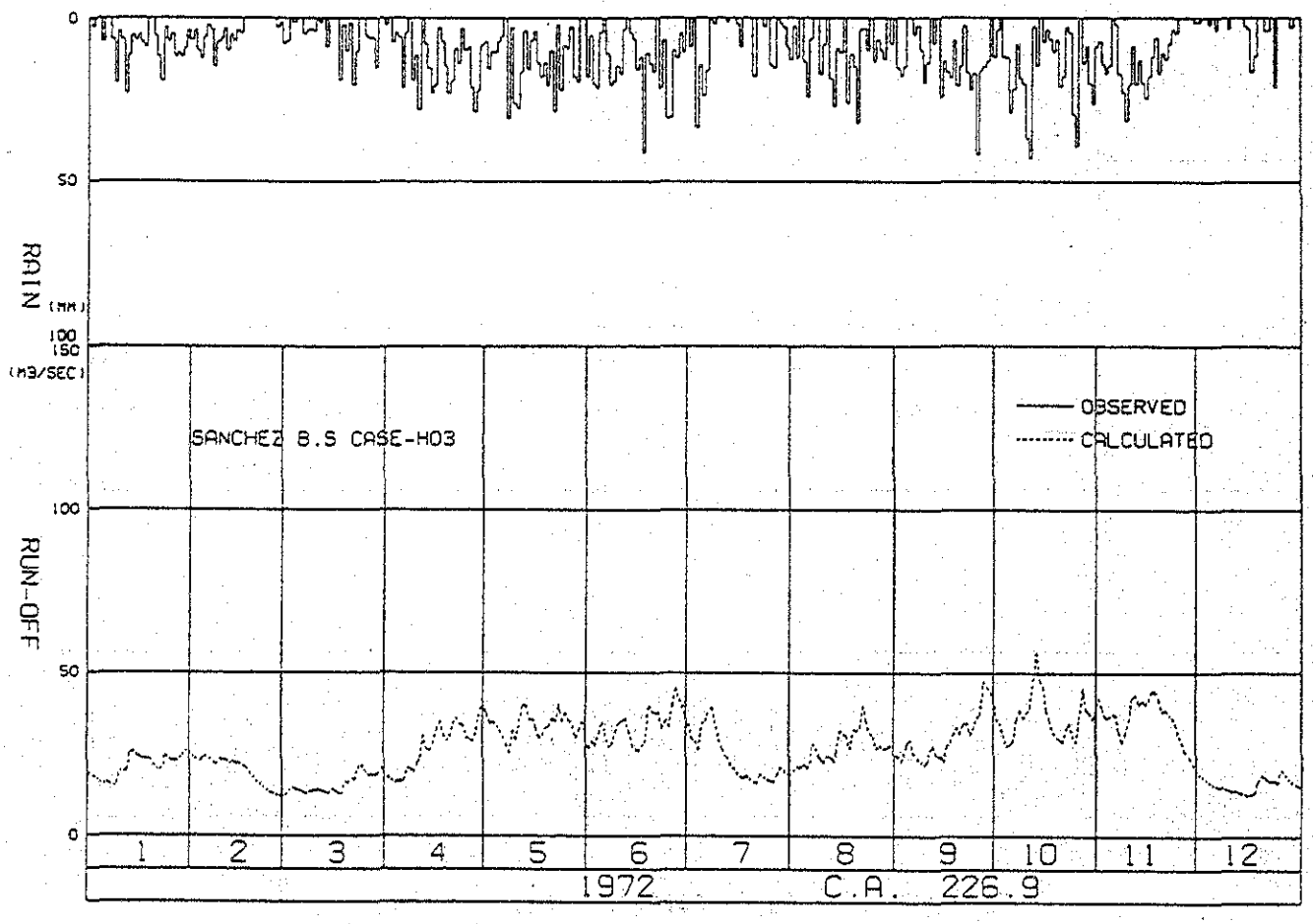


Fig. 8-7 (5) Results of Run-off Analysis

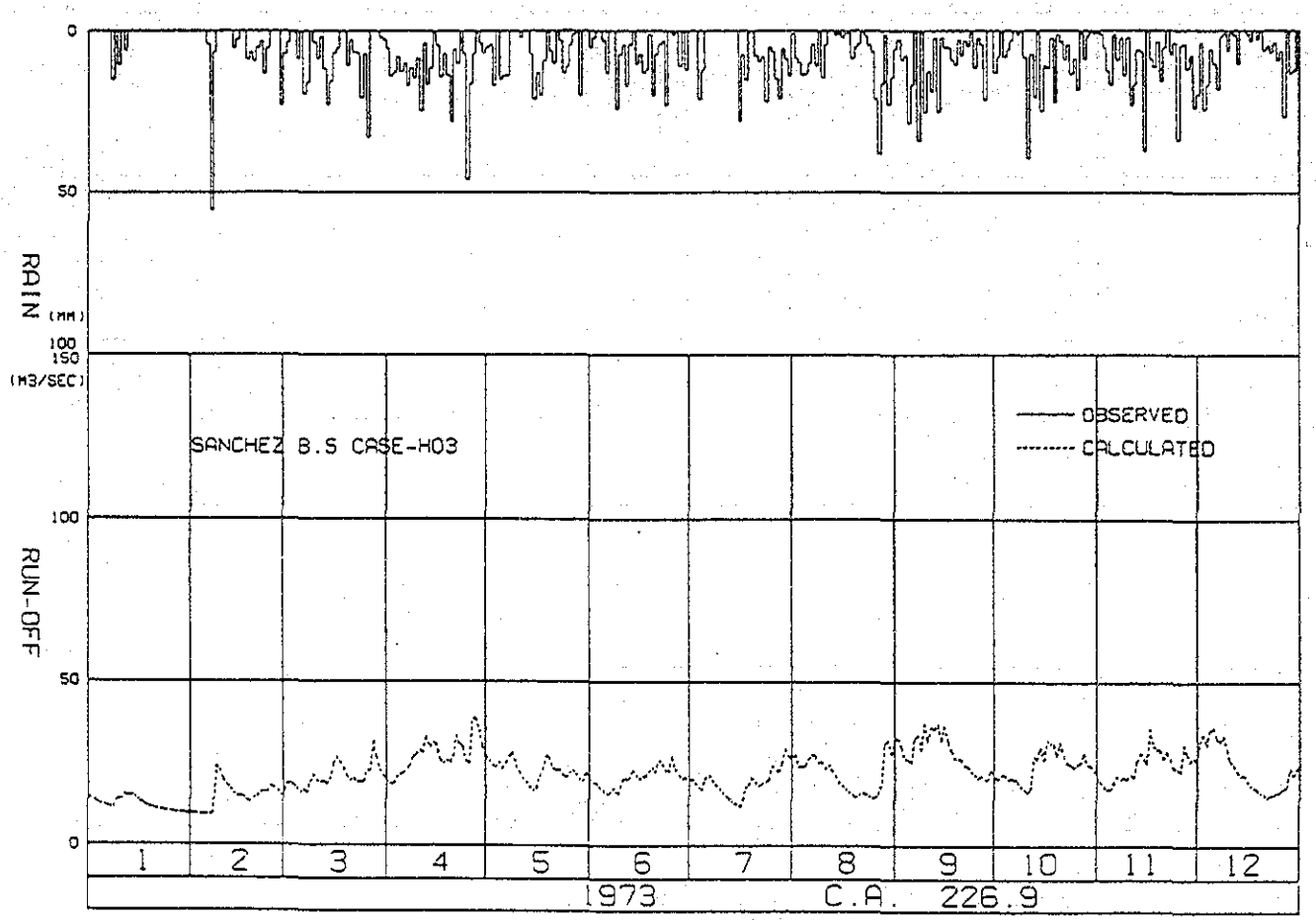


Fig. 8-7 (6) Results of Run-off Analysis

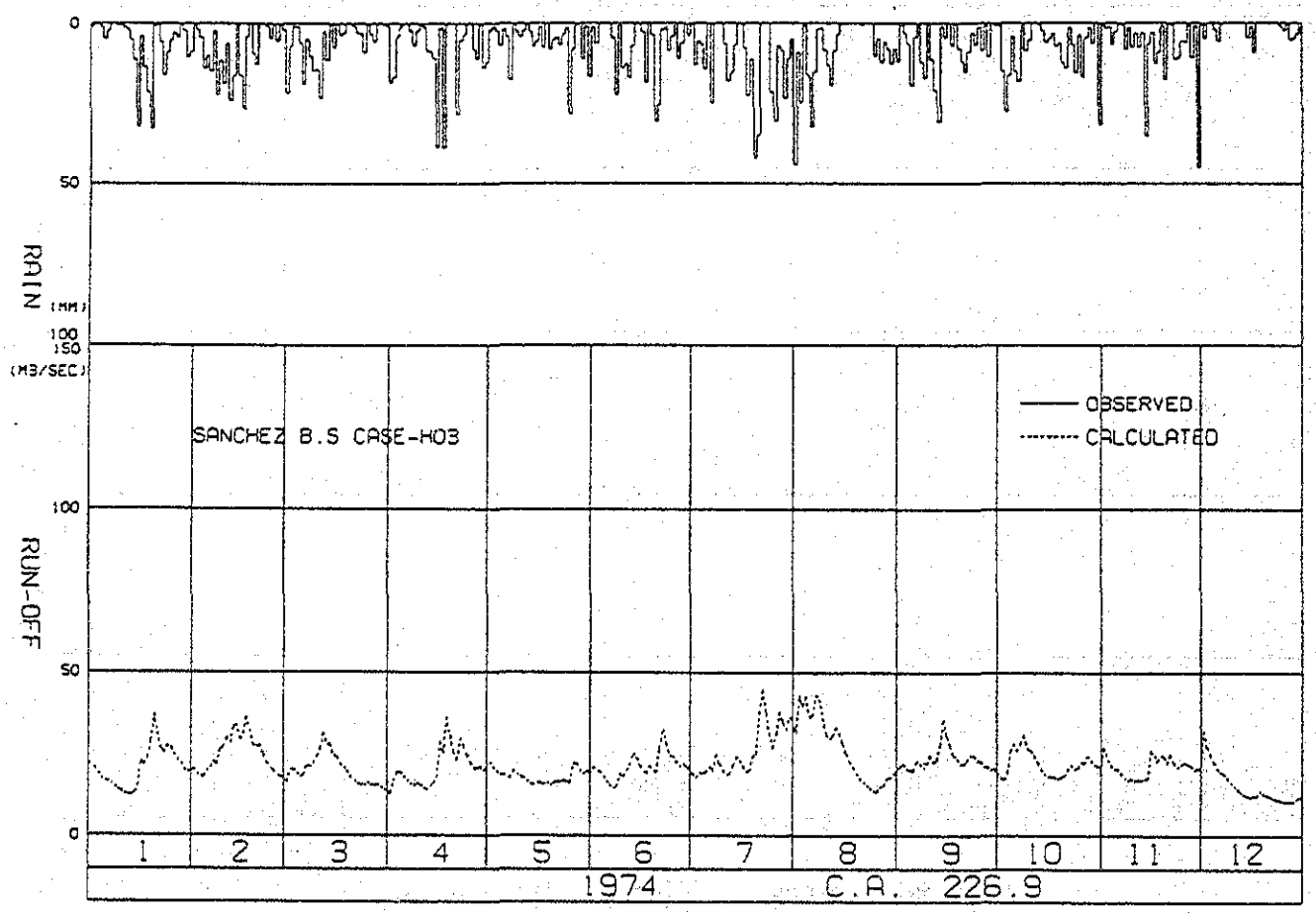


Fig. 8-7 (7) Results of Run-off Analysis

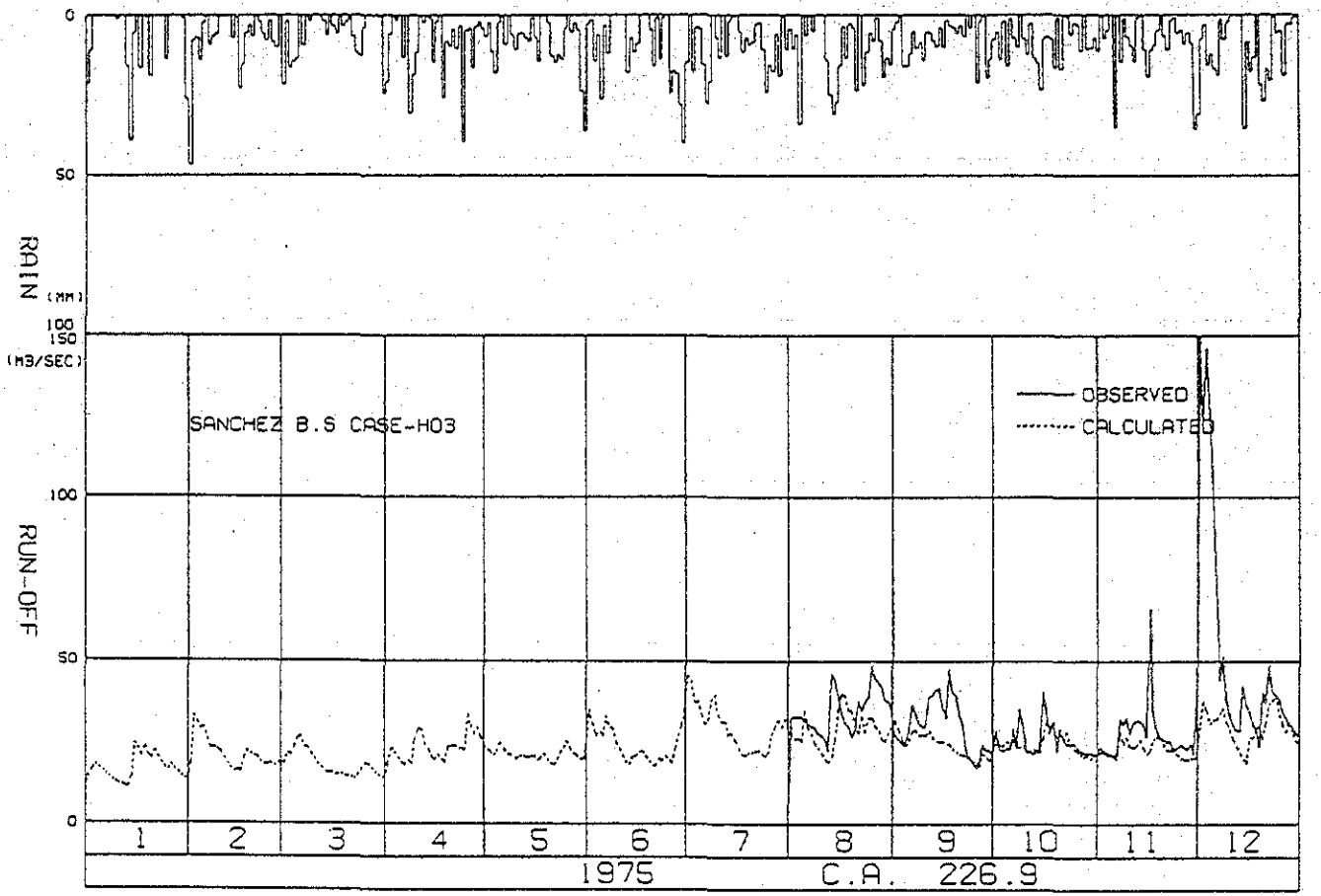


Fig. 8-7 (8) Results of Run-off Analysis

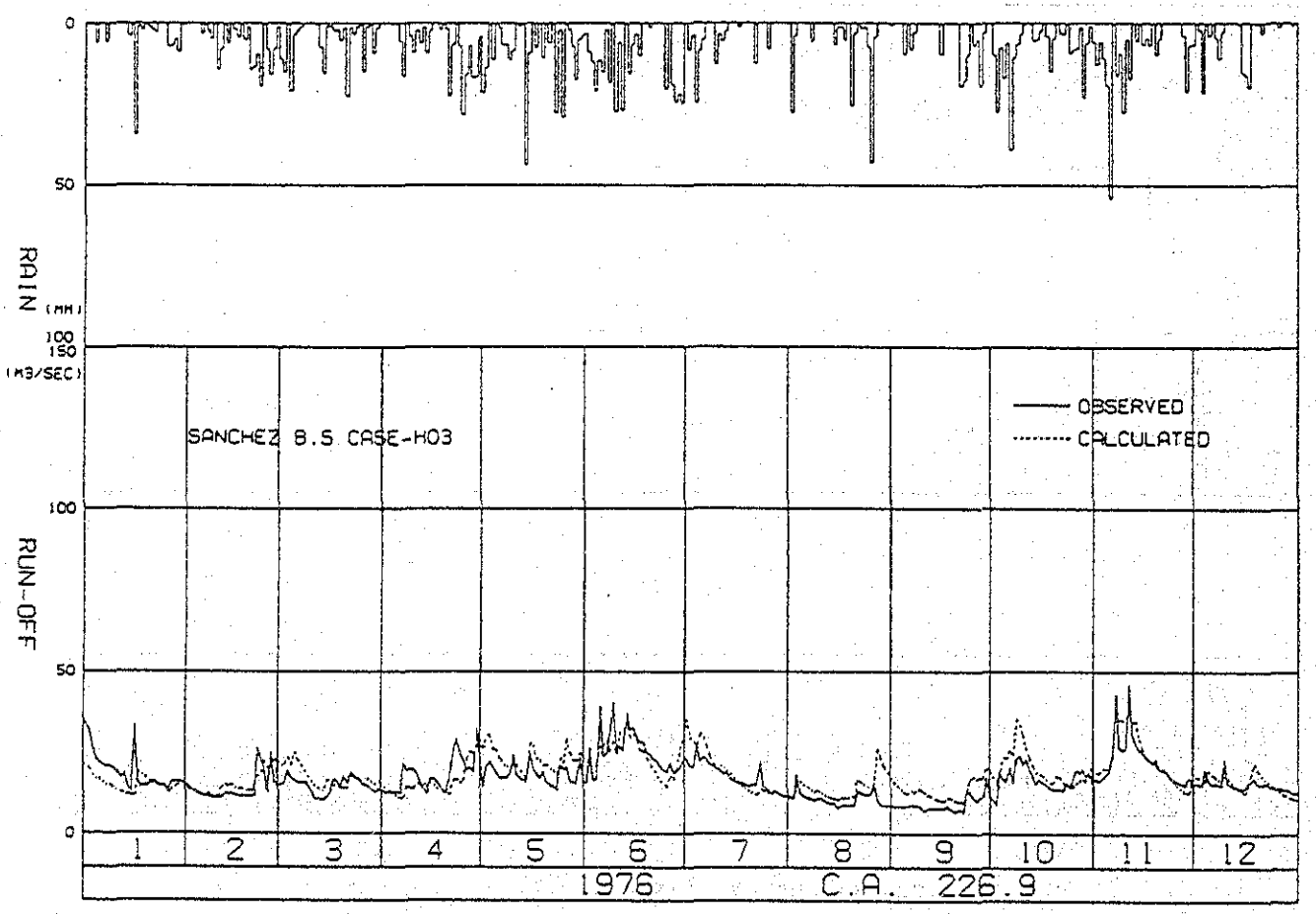


Fig. 8-7 (9) Results of Run-off Analysis

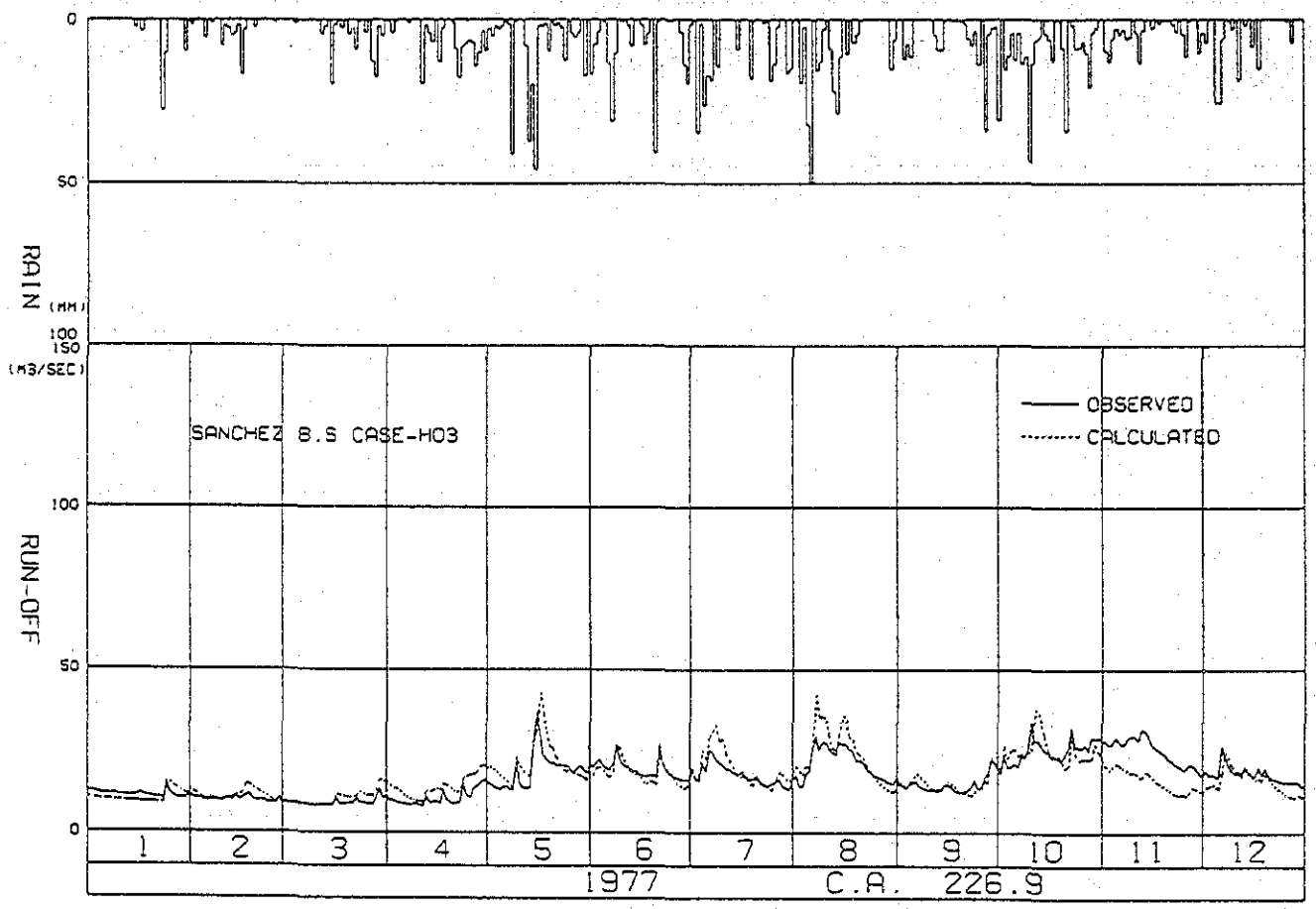


Fig. 8-7 (10) Results of Run-off Analysis

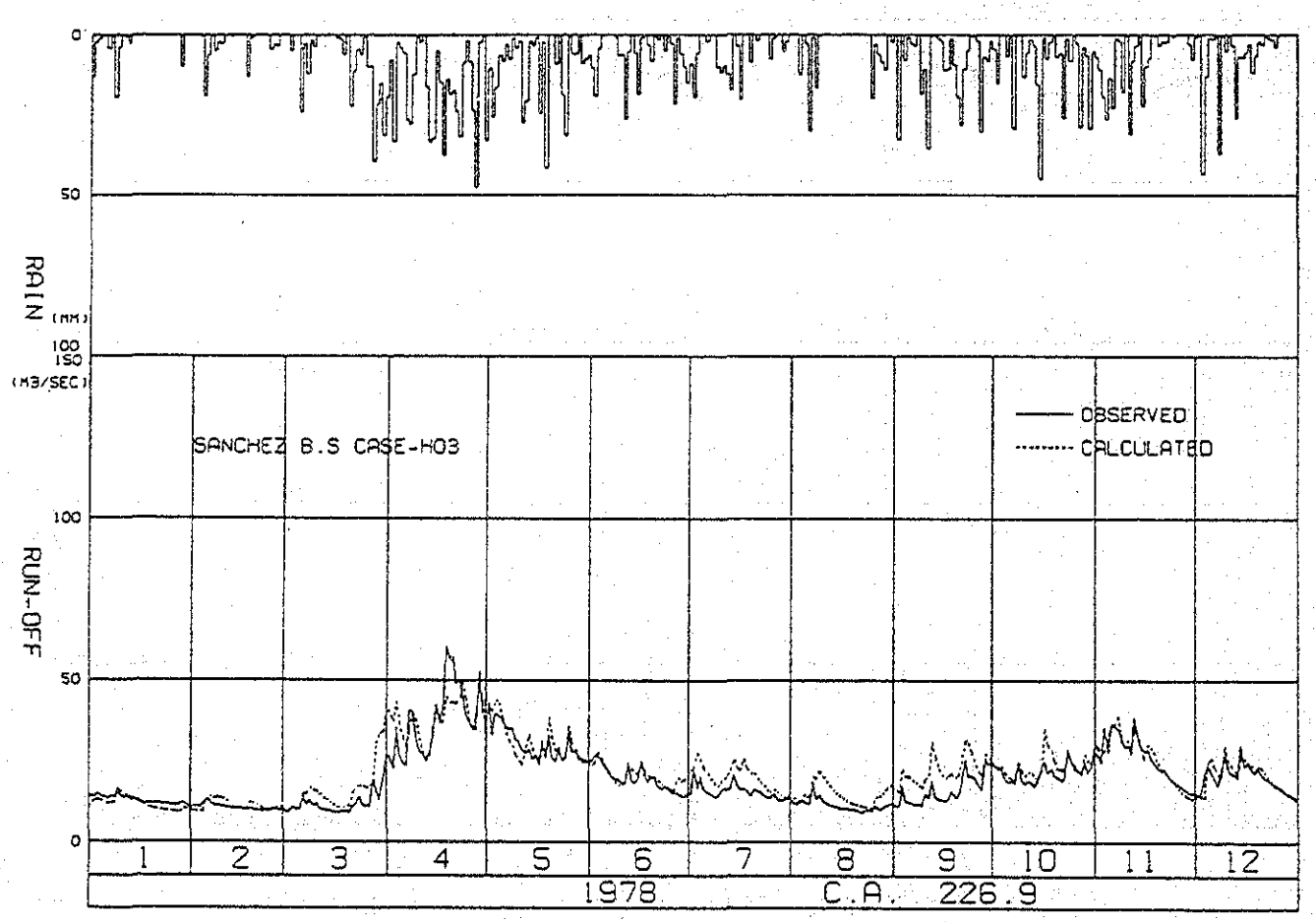


Fig. 8-7 (11) Results of Run-off Analysis

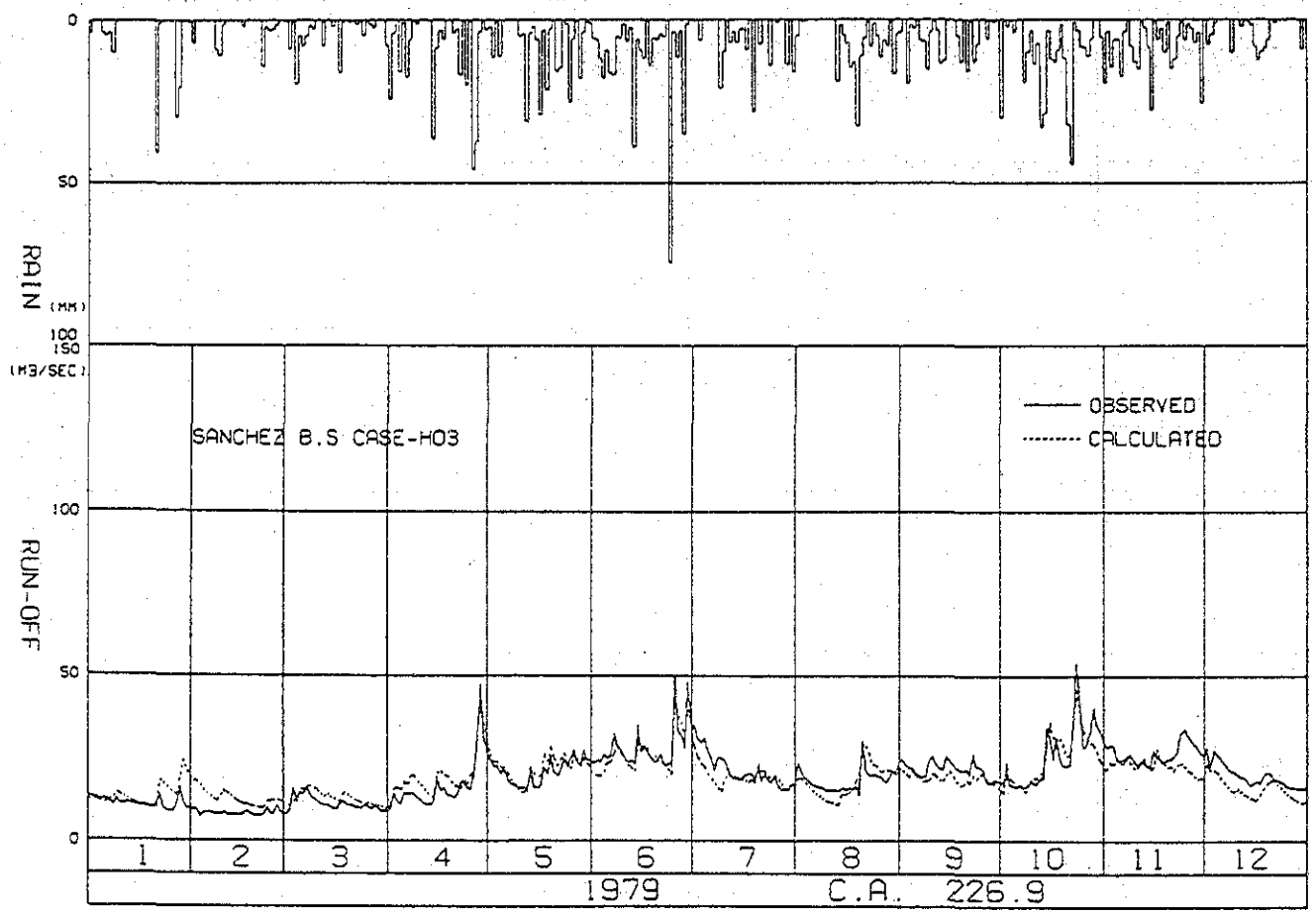


Fig. 8-7 (12) Results of Run-off Analysis

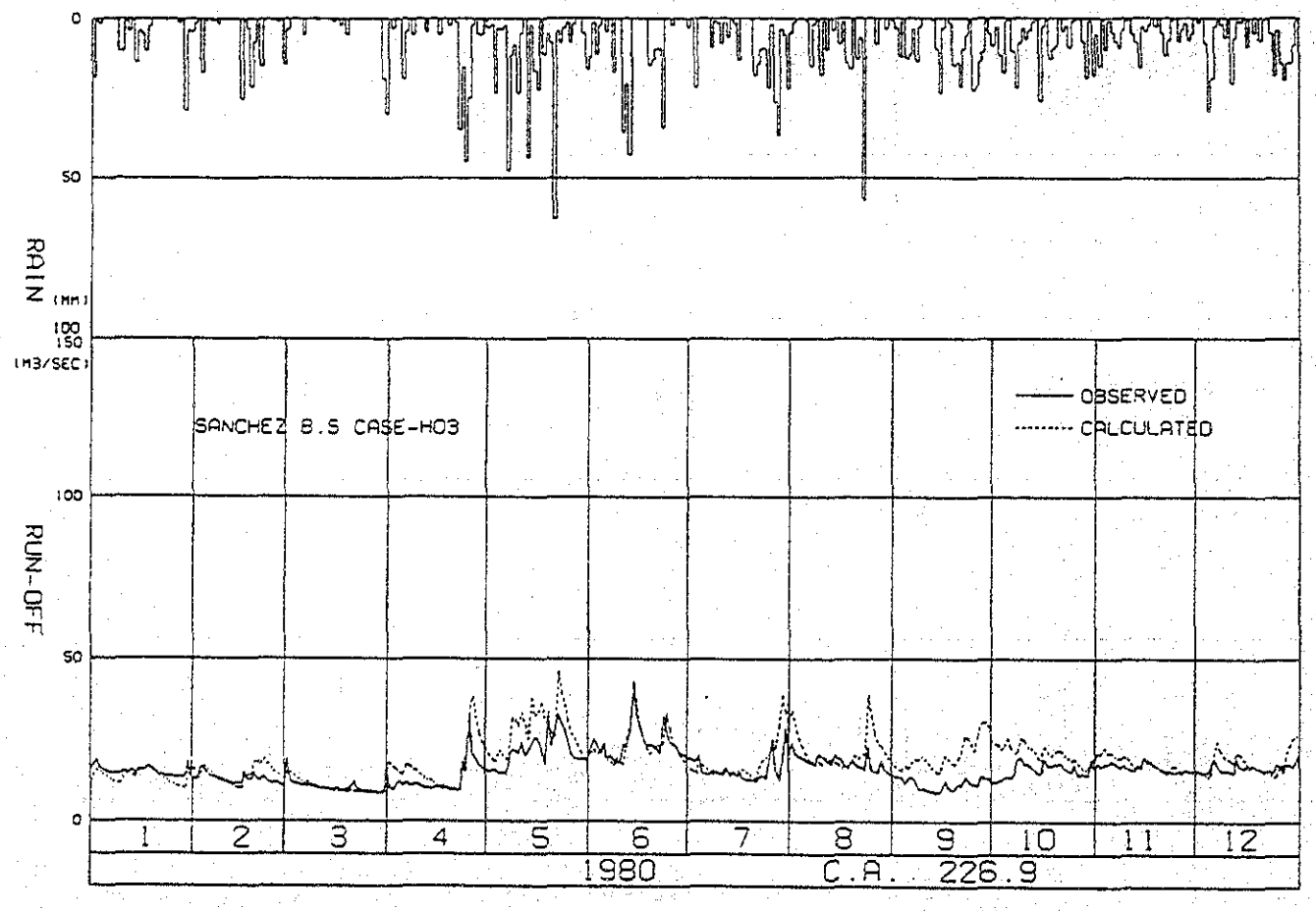


Fig. 8-7 (13) Results of Run-off Analysis

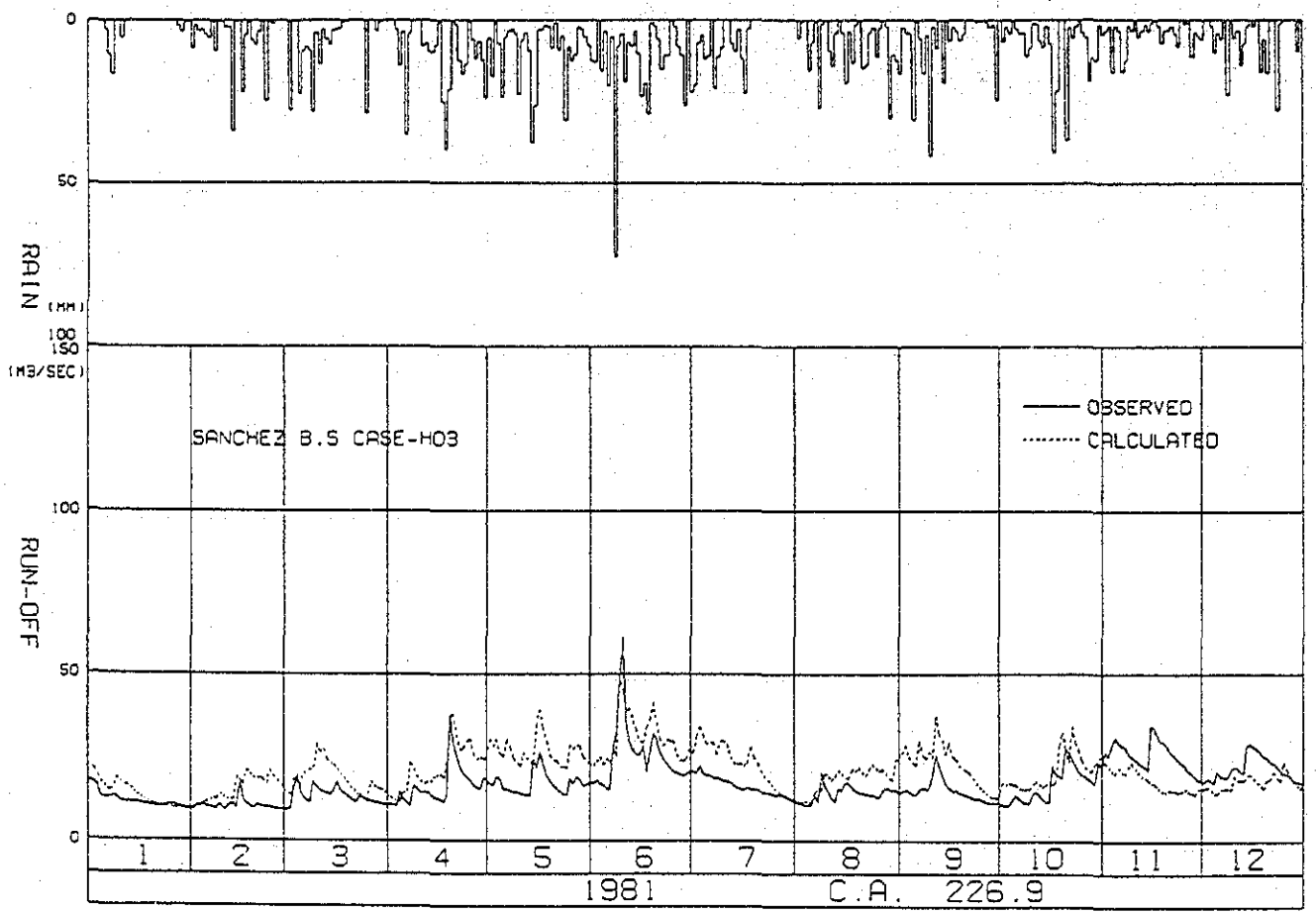


Fig. 8-7 (14) Results of Run-off Analysis

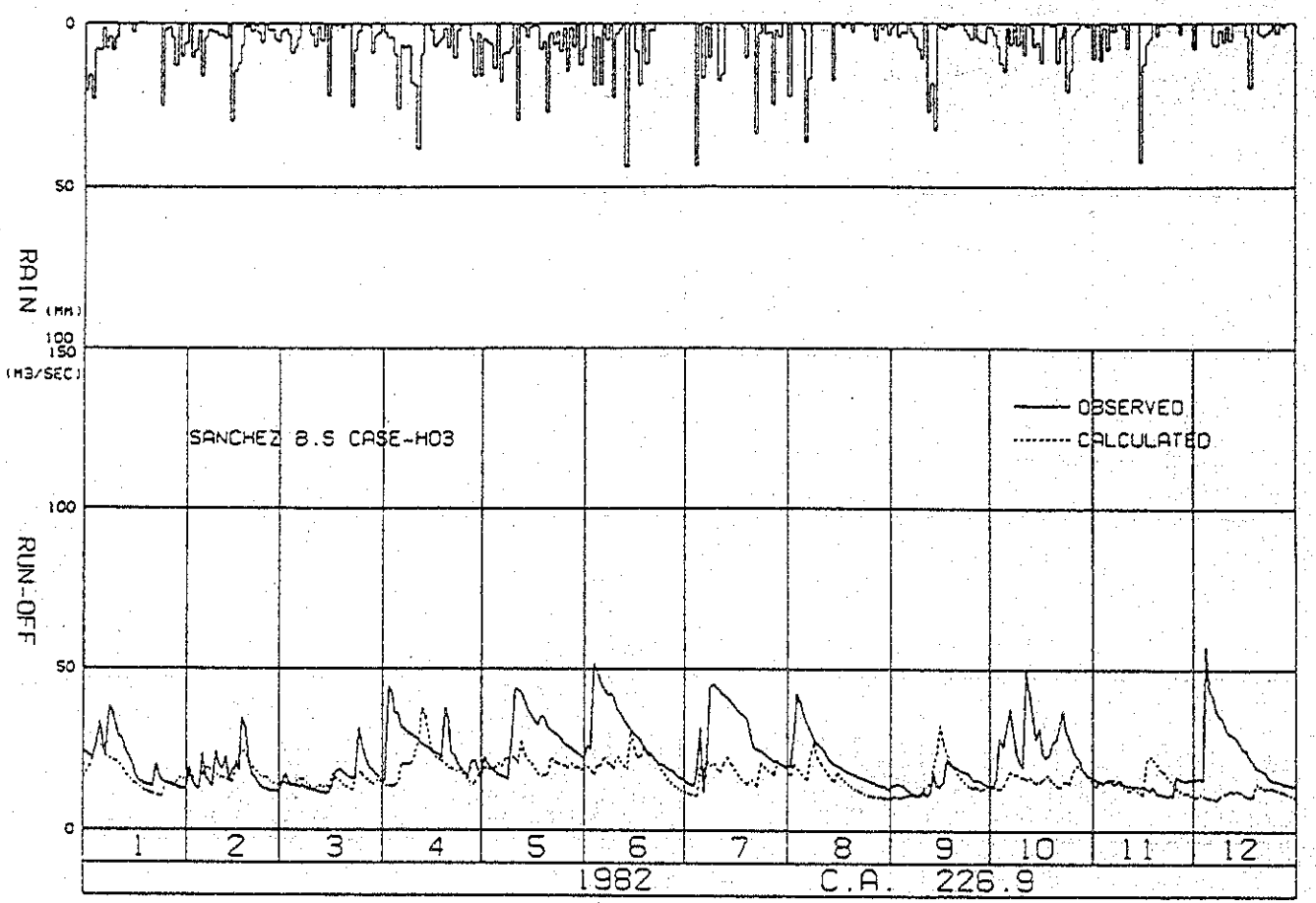


Fig. 8-7 (15) Results of Run-off Analysis

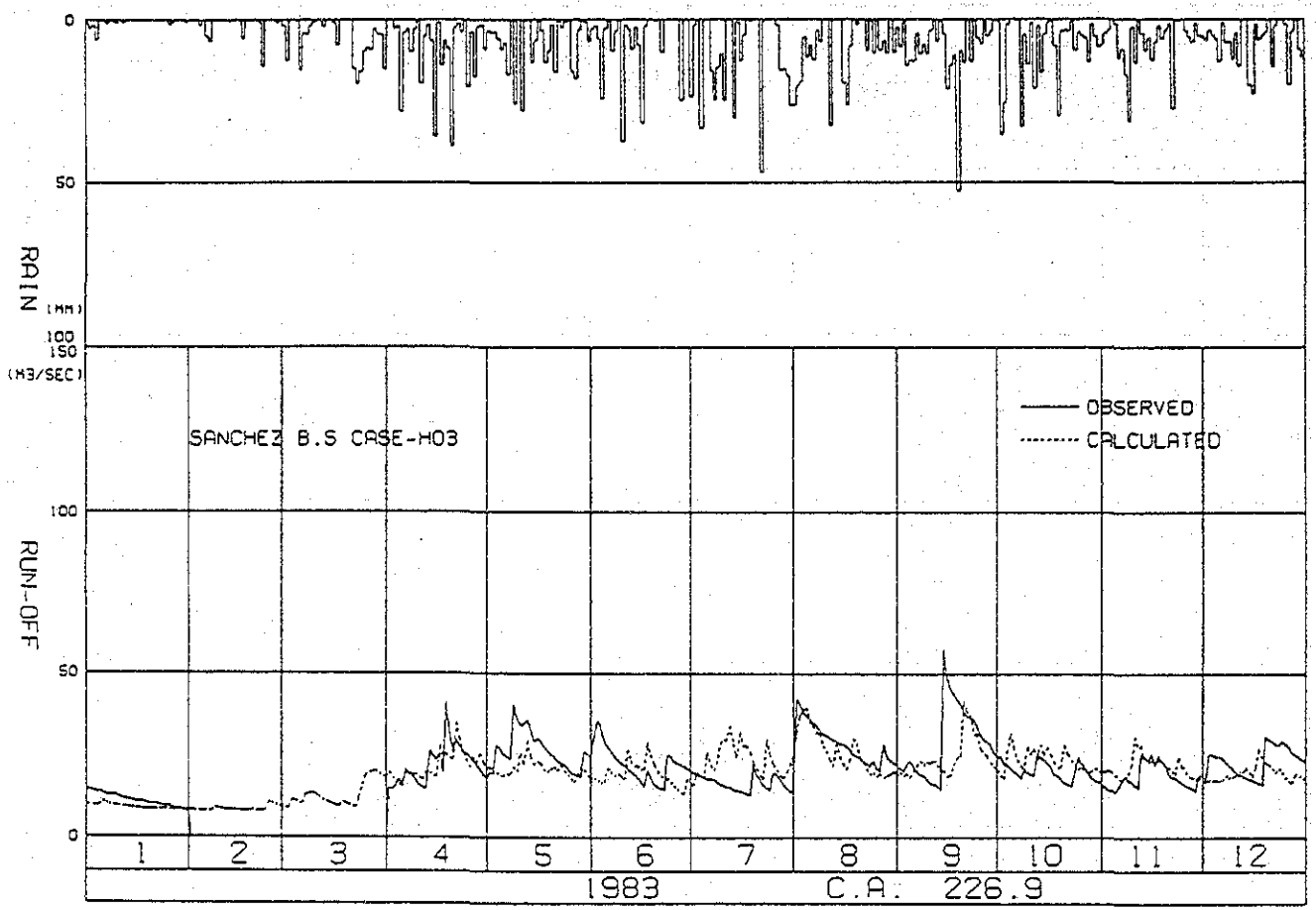


Fig. 8-7 (16) Results of Run-off Analysis

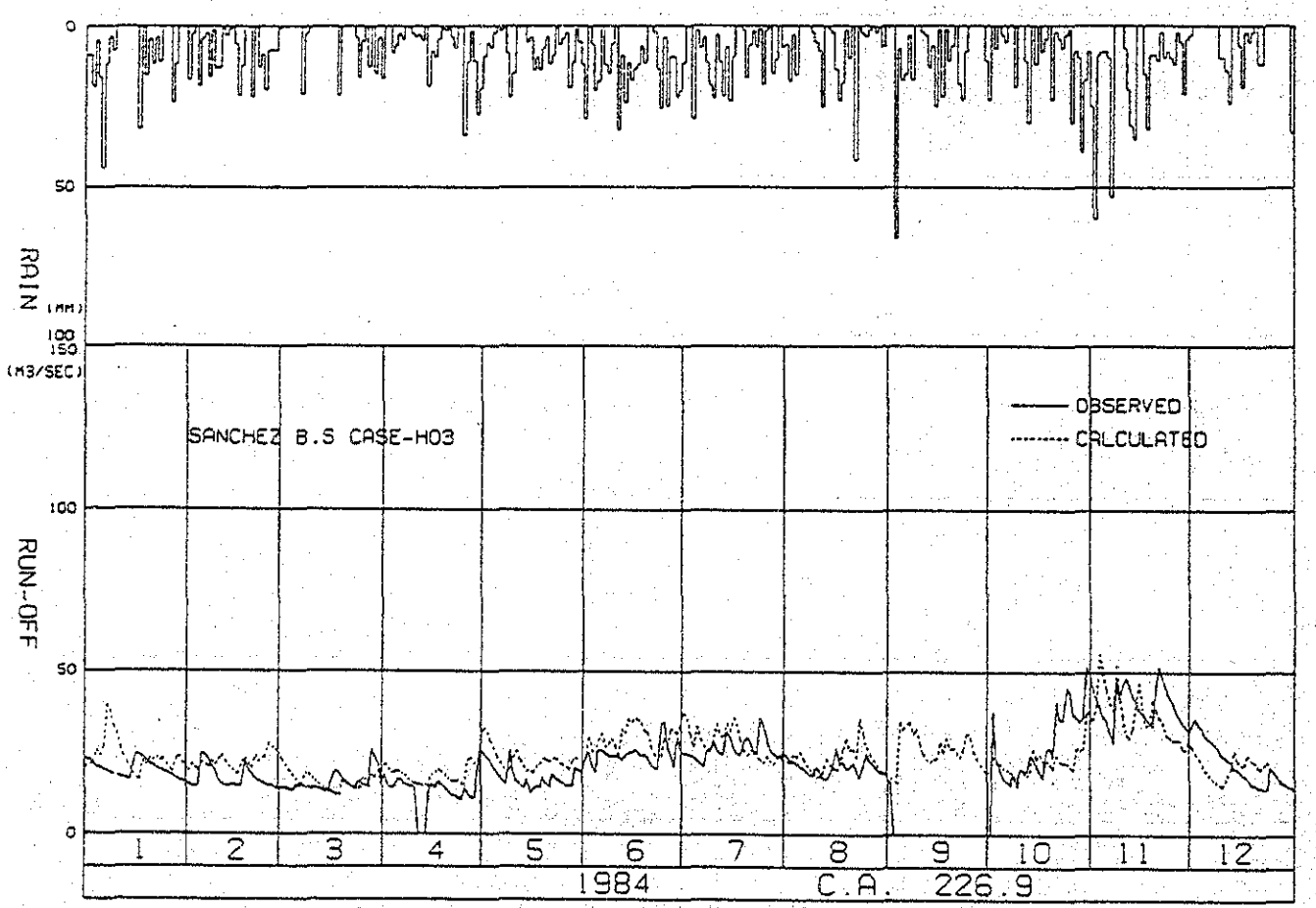


Fig. 8-8(1) Relation of Specific Discharge (El Siete vs Pte. Las Sánchez G.S)

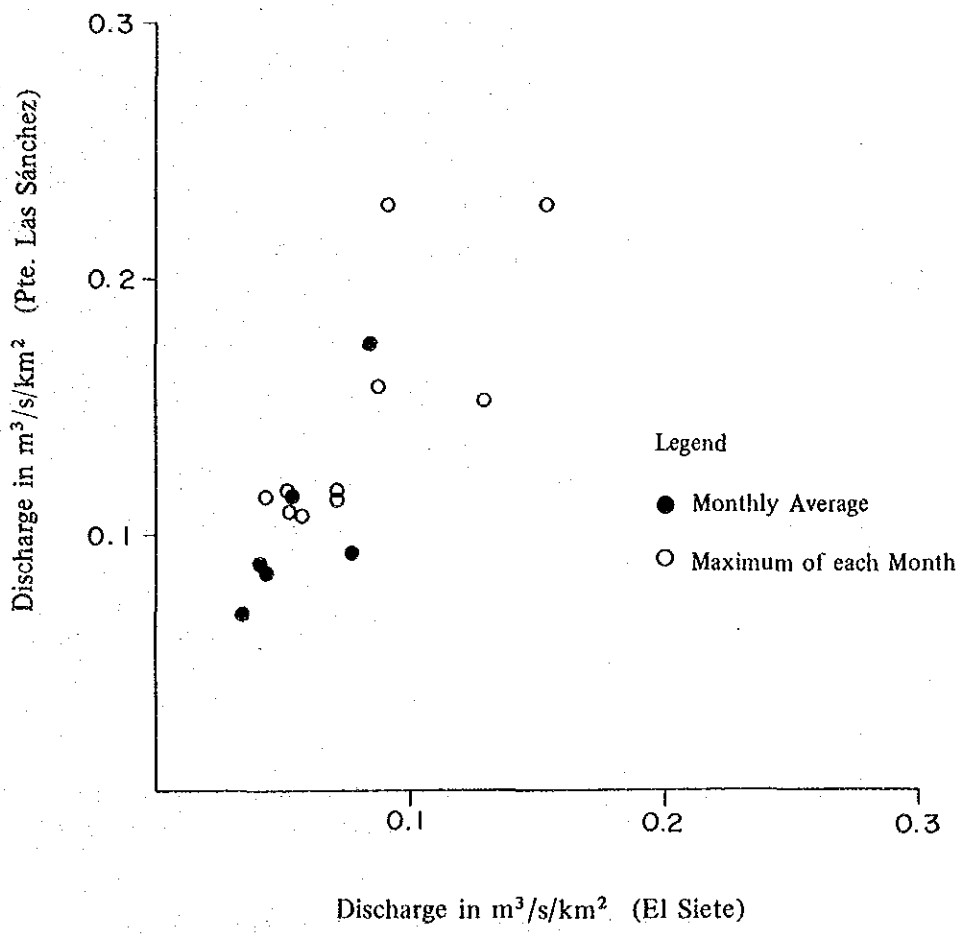


Fig. 8-8(2) Relation of Specific Discharge (Pte. Las Sánchez vs Girardot G.S)

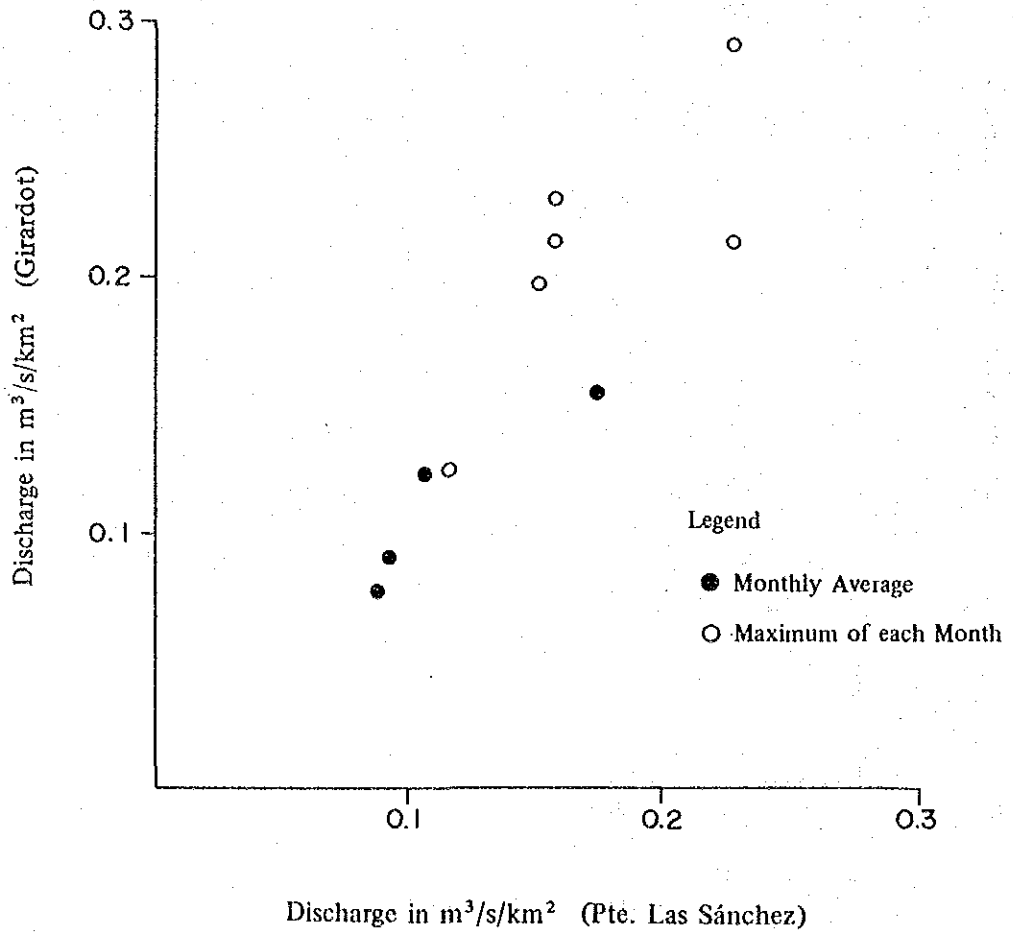


Fig. 8-8(3) Relation of Specific Discharge (Girardot vs El Piñon G.S)

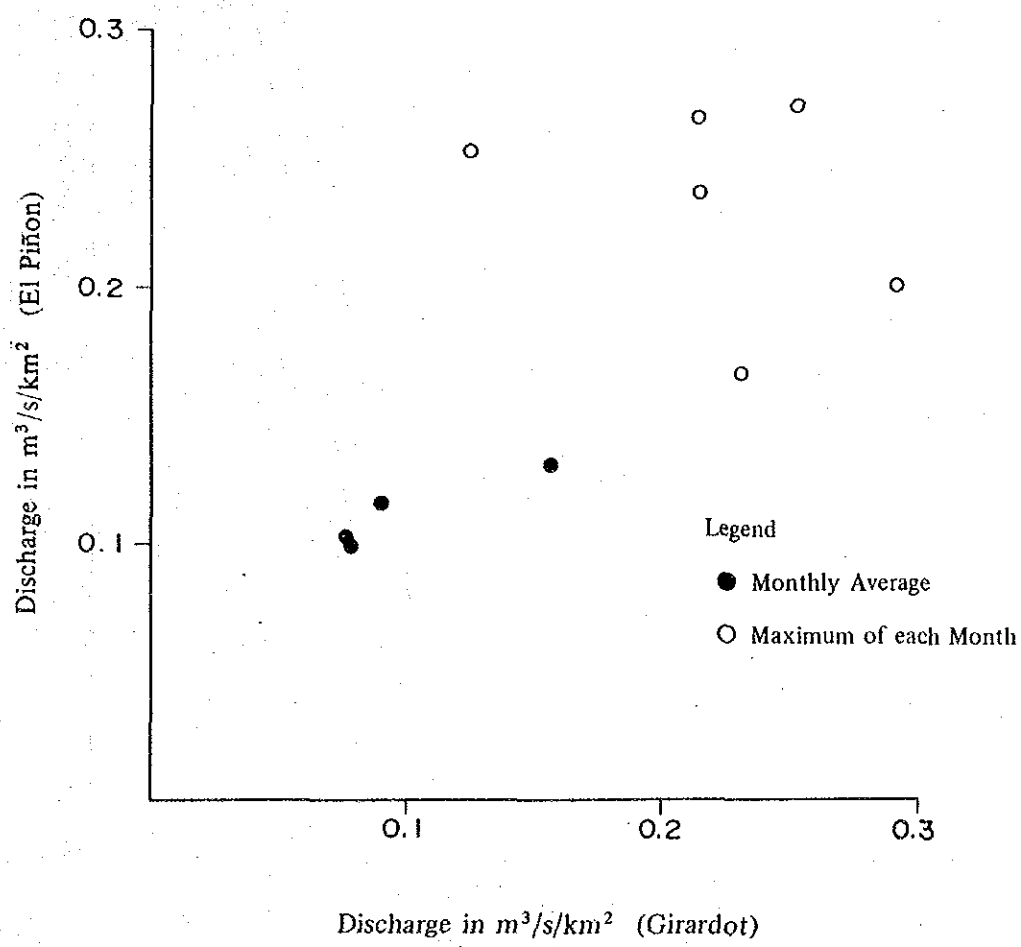
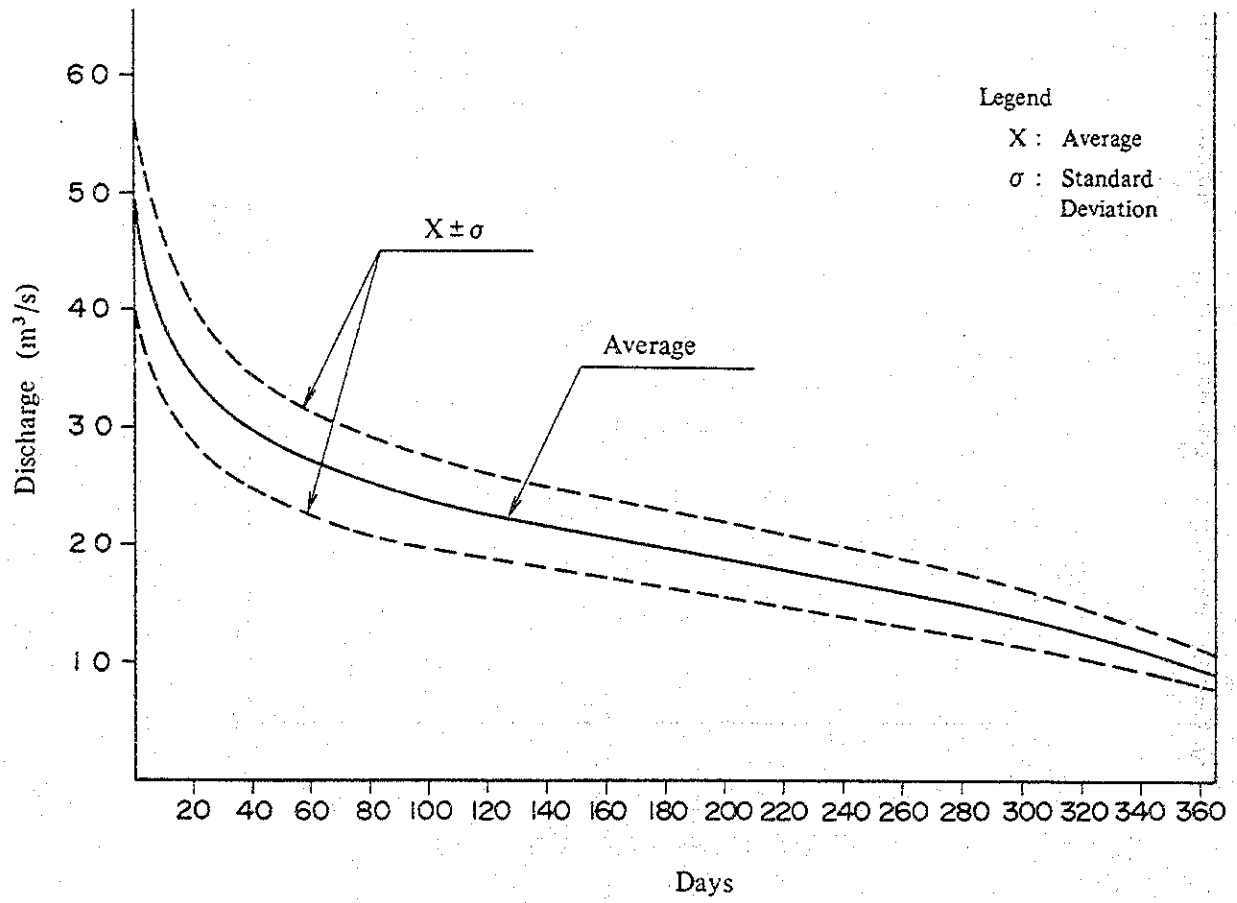



Fig. 8-9 Flow-Duration Curve at Pte. Las Sanchez G.S.