

項 目	単 位	内 容
回 轉 速 度	rpm	720
主 変 圧 器		
型 式	-	屋外形 3 相送油風冷式
台 数	台	2 (予備 1 台含む)
容 量	MVA	72
電 圧	kV	13.8 / 230
開 閉 所		
母 線 構 成	-	二 重 母 線
電 圧	kV	230
接 続 送 電 線 路 数	cct	2
連 絡 送 電 線		
区 間	-	発 電 所 ~ 開 閉 所
回 線 数	回線	2
電 圧	kV	230
送 電 線		
区 間	-	Pirris開閉所 ~ Escazu変電所
回 線 数	回線	2
電 圧	kV	230
発 生 電 力 量		
常 時 電 力 量	GWh	230.0
二 次 電 力 量	GWh	379.3
年 間 発 生 電 力 量 合 計	GWh	609.3
建 設 期 間	年	5

項 目	単 位	内 容
建 設 費		
ダムよりの発電設備	10 ⁶ US\$	204.2
送 電 線	10 ⁶ US\$	14.2
(計)		218.4
発電端建設単価		
kW 当り	US\$	1,595.1
kWh 当り	US\$	0.335
送電端建設単価		
kW 当り	US\$/kW	1,706.3
kWh 当り	US\$/kWh	0.358
経 済 評 価		
F I R R	%	12.02
E I R R	%	12.89
E D R	%	19.35
純現在価値額(B-C)	10 ⁶ US\$	64,714
便益費用比率(B/C)		1.48
外貨交換レート		1US\$ = 105 Colones
		(1991年1月現在)

結論と勧告

結 論 と 勧 告

本計画はCosta Rica共和国首都San Jose市の南約30kmの地点に位置し、Pirris川中流部に建設されるPirris水力発電開発計画である。

現在までの入手資料に基づく検討結果によれば、本計画は技術的および経済的観点からフィージブルであると結論づけられる。以下に結論の内容につき述べる。

— 結 論 —

- (1) 本計画はCosta Rica国内の資源の一つである水力資源を有効活用した水力発電所を建設し、電力需要に対し豊富な安定した電力を供給することを目的とする。
- (2) Costa Rica共和国における電力需要は毎年着実に伸びており、1980年から1990年までの発生電力量の平均年伸び率は5.1%を記録している。また1990年の発生電力量は3,544GWh（ピーク電力682MW）となっている。一方1990年現在の電力設備は約890MWである。Costa Rica政府は電力需要を賄うために、現在国内資源を活用した水力および地熱発電所の建設を進めている。

ICEが実施した1990年8月付け需要想定によれば、1995年に933MW（4,852GWh）、2000年に1,261MW（6,550GWh）、2005年に1,644MW（8,561GWh）、2010年に2,031MW（10,649GWh）に達するものと想定される。
- (3) 本計画が全国電力系統に投入される時期は、追加調査、詳細設計および建設に必要なとされる期間を考慮して、2001年頃運転を開始することが妥当であると判断される。
- (4) Pirrisダム地点からQ. Sonzapote付近までの総落差の開発について1段および2段開発（2案）とする3つの比較案を検討した結果、最も経済性で優れている1段開発が基本開発計画案とした選定された。

(5) 本計画におけるダム地点はPirris峡谷の入口地点（下流ダム地点）とこれより上流約500mの地点（上流ダム地点）の2ヶ地点が考えられた。

上流ダム地点の地形は緩いU字型地形をなしており、下流ダム地点はV字型地形をなしている。上流ダム地点の基盤の地質は主に砂岩と部分的にそれに挟在される頁岩、シルト岩および礫岩からなっている。また基盤岩を覆う未固結の表層堆積物として、河床堆積物、段丘堆積物および崖錐が存在している。

一方、下流ダム地点の基盤の地質は、右岸尾根頂部の極く一部にシルト岩が分布する以外は、全体にDolerite～Basaltからなっている。ダム基礎に分布するDolerite～Basaltは、岩質的には堅硬であるが部分的には亀裂ないしは節理が発達している。また左岸側より右岸側の方が岩盤表面の緩みの程度が大きいことと右岸山体は標高が高くなるにつれて山体全体が小さくやせてくる。従って中腹以上の岩盤の力学的特性を今後充分慎重に解明する必要がある。

(6) 上、下流ダム地点について地形、地質、洪水量、建設材料等を総合的に考慮して以下のダム型式を選定して検討した。上流ダム地点のダムはロックフィルダムを、下流ダム地点のダムはコンクリート重力ダム、コンクリートアーチ重力ダム、コンクリートアーチダムを選定して比較検討を実施した。

検討の結果によると、下流ダム地点でコンクリートアーチダムを建設した場合が見掛上最も経済的であり、コンクリートアーチ重力ダムがこれに次ぎ経済的である。しかし下流ダム地点の右岸の地形および地質は、当初の予想よりやせ尾根で亀裂やジョイントが多く悪いことが判明した。下流ダム地点でコンクリートアーチダムを採用するわずかな可能性は将来さらに今後の地質調査と地質評価の結果により判断する必要がある。

従ってフィージビリティスタディ段階では下流ダム地点でコンクリートアーチ重力ダムを採用しておくことが適当であると判断される。

(7) Pirris貯水池の開発規模は、貯水池内の地質、堆砂量、有効貯水量を考慮して、貯水池有効容量 $10 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、 $20 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、 $30 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、 $40 \times 10^6 \text{ m}^3$ および $50 \times 10^6 \text{ m}^3$ とした場合の5ケースについて比較検討した。

これら開発規模の検討は、(6)項で述べたダム地点とダム型式の検討の過程で貯水池規模を変化させて同時に実施した。検討結果によれば、下流ダム地点においてコンクリー

トアーチ重力ダムを採用した場合、見掛上、開発規模として貯水池有効容量 $30\sim 40\times 10^6\text{m}^3$ が経済的に適当と考えられる。しかし(5)および(6)項で述べた通り下流ダム地点右岸の地形および地質の状況から判断して、貯水池規模は有効容量約 $30\times 10^6\text{m}^3$ および満水位約1,195mが適当と判断される。このようにして選定されたダムの高さおよび体積はそれぞれ120mおよび $390,000\text{m}^3$ となる。洪水吐はダム堤体のほぼ中央に位置し、可能最大洪水量 $1,670\text{m}^3/\text{sec}$ を放流可能な幅11.50m、高さ11.00mのラジアルゲート2門を設置する。

(8) Pirris発電所の最適規模については、貯水池規模を有効容量 $30\times 10^6\text{m}^3$ とし、最大使用水量を $12\sim 24\text{m}^3/\text{sec}$ まで変化させた5ケース、またピーク継続時間を5.7および9時間の3ケースについて比較検討した。検討の結果、最大使用水量 $18\text{m}^3/\text{sec}$ 、設備出力128MWが最も有利である。

(9) 取水口はダムより約90m上流の左岸に設ける。型式は傾斜型(I)、(II)と塔型を比較検討した結果、傾斜型(I)を選定した。導水路トンネルは十分な土かぶりと作業横坑が取付け易いという条件を満たす範囲で取水口地点と調圧水槽地点を最短距離で結ぶように選定した。導水路の延長および内径はそれぞれ約8.7kmおよび2.8mである。調圧水槽は単働式と制水口式を比較検討した結果、制水口式を選定した。立坑内径および制水口径はそれぞれ5.0mおよび1.20mである。

水圧管路のルートは調圧水槽から発電所までの区間について明り案とトンネル案(I)と(II)について比較検討した。検討の結果、明り案を選定した。本水圧鉄管は延長約2.6kmで、末端部において2条に分岐する。水圧管の内径は、調圧水槽接続点で2.8m、最下段の分岐点で2.1m、分岐後水車で接続する地点で1.0mとした。

(10) 発電所の位置は水圧管路の延長上において、標高330m前後の平坦地に設置した。この平坦地は段丘堆積物で覆われていて、岩盤線が深いこと、また発電所建物、屋外開閉所などの屋外構造物の配置を考慮して最も山側に設置することとした。

発電所からPirris川までは放水路を設ける構造とした。発電所建物寸法は幅24.50m、長さ45.00m、高さ32.60mとした。電気主機台数は2台とし、水車型式および発電機はそれぞれ立軸6ノズル、ペルトン水車(65MW)および三相交流同期発電機

(71,000kVA)とした。開閉所は発電所の川側に幅86.00m、長さ100mの敷地を造成し、その外周に保守点検用道路を配置した。

Pirris発電所で発電する電力はPirris開閉所から230kV、2回線(延長約44km)送電線によりEscazu変電所まで送電される。

- (ii) 計画地点には、自然公園、保護森林等の指定地域はない。ダム建設により約1.10km²の貯水池がPirris川に出現するが、水没地域は畑、牧草地として利用されており、数軒の家屋を除いて移転の必要はない。また、水没面積が地域の畑、牧草地全体に占める割合はごく僅かであることから、地域の産業に与える影響はほとんどない。ダムから発電所までのPirris川は、深い溪谷を連続する滝となって流下しており、河川の利用は全く行われていない。従って、本計画は周辺地域の産業と拮抗することなく共存することが可能であり、その建設・運転を通じてCosta Rica国および地域の発展に大きく貢献するものと考えられる。

Costa Ricaでは、同国の主要産業であるコーヒーの加工工場から排出される有機物による河川汚濁が全国的な環境問題となっているが、Pirris川も例外ではない。水質調査および貯水池が水質に与える影響の予測結果によれば、有機物の排出規制を強化しない限り、貯水池の水質悪化は避けられないものと考えられる。従って上記の規制に加えて直接貯水池に排出しないような対策を検討する必要がある。

貯水池下流において利水が行われていないこと、近傍の村落まで数km離れていることなどを考慮すれば、水質悪化が直接社会問題となることは考えにくい。しかし、有害ガスによる発電施設の劣化、貯水池内の有害植物の異常発生などが起こる可能性があることから、貯水池の水質等のモニタリングを実施し環境の変化を把握して行く必要がある。

コーヒーの加工工場から排出される有機物を有効利用する研究が、日本政府の技術協力により進められている。廃棄物から付加価値の高い生分解性プラスチックを製造する技術が、実用化の段階に近づきつつある。法律による廃棄物投棄の規制は今後も効果を期待できないが、廃棄物に付加価値を付け利益を産業に還元することにより、結果的に環境対策の効果を上げることが可能となろう。コーヒーを生産する中米、南米およびアフリカ諸国は全て同様の水質汚濁問題を抱えており、この新技術は世界的な環境改善に寄与するものと予想される。

(12) Pirris計画の開発に要する初期総投資額は1991年1月時点でUS\$218,915,500であり、その内訳は以下の通りである。

ダム、水路、発電所および付属設備

内 貨	US\$ 81,670,500
外 貨	US\$ 123,006,700
計	US\$ 204,677,200

送電線設備

内 貨	US\$ 4,209,800
外 貨	US\$ 10,028,500
計	US\$ 14,238,300

合 計

内 貨	US\$ 85,880,300
外 貨	US\$ 133,035,200
計	US\$ 218,915,500

Pirris発電所のkWおよびkWh当りの建設費は以下の通りである。

	US\$/kW	US\$/kWh
発 電 端	1,599.0	0.336
送電端 (変電所入口)	1,710.3	0.359

またPirris発電所のエネルギー単価はEscazu変電所入口で0.0255\$/kWhと想定される。

なお本計画の建設期間は約5ヶ年と想定した。

(13) 本計画の代替発電設備としてガスタービンとディーゼル(スロースピードエンジン)のコンバイン発電所を想定し、本計画と比較した。その結果、本計画の純現在価値額(B-C)および便益・費用比率(B/C)はそれぞれUS\$ 64,216,000および1.47である。

(14) 本計画の評価として、まず市場価格に基づく財務的内部収益率(FIRR)と本計画で予想している借入利率との対比で財務的健全性を評価した。本計画の財務的内部収益率は12.02%であり、この値は予想借入利率8.5%に比べ有利である。次に財務的評価に用いた市場価格に対して価格修正により経済価格を算出し、この価格に基づいて本計画の経済的内部収益率(EIRR)を求めた。この経済的内部収益率とCosta Rica共和国における資本の機会費用との比較で経済性の評価を行った。本計画の経済的内部収益率は12.85%であり、この値はCosta Rica国の資本の機会費用12%を超えている。従って、本計画は財務的および経済的見地からもフィージブルな計画であると結論づけられる。

— 勸 告 —

Pirris水力発電開発計画は技術的および経済的にフィージブルであるので、実施するよう勸告する。本計画を遂行するためには、以下の事項を実施する必要がある。

- (1) 詳細設計および入札書類の作成等建設に必要な諸準備を実施する必要がある。
- (2) 詳細設計を行うためには本報告書第16章「今後の調査」に示すような項目について追加調査および試験を行い、その結果は詳細設計に十分反映されなければならない。
- (3) 本計画の発電所が2001年に運転開始するためには、工事資金の準備、工事の入札およびコントラクターの選定を行い、1996年初め本工事に着工する必要がある。また本工事着工までに、ダムおよび発電所に至る新設道路の建設および既設道路の改修工事を完了しておく必要がある。
- (4) 本計画の実施により影響を受ける地域内には植生、水・陸生動物、遺跡、文化財等、問題となるものは存在しない。しかし現在の自然状況から判断して大きい問題とは考えられないが、貯水池の築造による水質の変化等についてCosta Ricaの既存の貯水池の実態を参考資料として今後、検討する必要がある。
- (5) 本計画の実施により影響を受ける道路の付替、土地、家屋等の補償を行い、本計画の実施を円滑に進める必要がある。

第1章 序 論

第1章 序 論

	頁
1.1 経 緯	1 - 1
1.2 業務内容および現地調査	1 - 2
1.3 既存の調査と報告書	1 - 13
1.4 開発基本構想と調査工事計画	1 - 14
1.4.1 開発基本構想	1 - 14
1.4.2 調査工事計画	1 - 14
1.5 基礎資料	1 - 20

第1章 序 論

1.1 経 緯

Costa Ricaはエネルギーの約45%を、輸入エネルギーである石油に頼っている (El Sector de Energia : ICE 1990)。Costa Rica政府はエネルギー政策の重点を国産エネルギーの開発に置き、輸入エネルギーを代替することにより外国への過度の依存から脱却し、社会経済の均衡ある発展を維持することを、その政策目標としている。

この方針に基づき政府機関であるCosta Rica電力公社 (ICE : Instituto Costarricense de Electricidad) は、積極的に水力発電開発を進めている。その中でPirris水力発電開発計画 (以下「本計画」と呼ぶ) は、Costa Ricaの首都San Joseより南に30kmの太平洋寄り中央部高原地帯に位置し、電源開発地点としては立地条件に恵まれた地点と言える。また、本計画はPirris川の豊富な流量と地点特性に恵まれた大きな落差を利用した水力発電計画である。ICEはこの発電計画に着目し、1966年より調査、検討が開始され、1974年Pirris水力発電計画として具体的構想がまとめられた。その後、1977年に本格調査が開始され、1982年に「Pirris水力発電計画基礎報告書」 (Informe Preliminar del Proyecto Hidroelectrico Pirris 1982.12) と1988年に「Pirris水力発電計画概要」 (Descripcion del Proyecto Hidroelectrico Pirris 1988) を作成した。

ICEは本計画をCosta Rica国内水力発電計画の中での優良プロジェクトとして位置づけ、早期開発を意図している。このような状況下において、本計画を実現して行くため、Costa Rica政府は日本政府に対して1988年7月本計画のフェージビリティ調査に関する技術協力を要請して来た。日本政府はこの要請を受けて1989年1月に国際協力事業団 (JICA) に委託し、事前調査団をCosta Rica国に派遣し、Costa Rica政府と意見を交換するとともに現地の概括踏査を行った。その結果に基づいて、1989年2月、国際協力事業団とCosta Rica電力公社との間で“Scope of Work for the Feasibility Study on Pirris Hydroelectric Power Development Project in the Republic of Costa Rica” が締結された。

1.2 業務内容および現地調査

本調査の目的は、Pirrls水力発電開発計画に関し現地調査及び国内作業を実施し、技術的、経済的及び財務的に最適な開発計画を策定して、フィージビリティ調査報告書を作成することおよび本調査を通しCosta Rica国側カウンターパートに対し技術移転を図ることにある。

本調査は、予備調査、詳細調査およびフィージビリティ設計の3段階よりなる。

第一段階の予備調査は国内事前準備、現地調査および国内解析作業に分けられる。Costa Rica国では現地踏査、資料収集およびレビューを行う。国内では解析作業を行い本計画の開発基本構想を策定する。この開発基本構想に基づいて調査工事計画および技術仕様書の作成を行う。

第二段階の詳細調査は予備調査の結果に基づき、フィージビリティ設計を行うために実施されるもので、現地調査、国内解析作業および現地調査工事よりなる。現地調査工事はICEおよびJICAによって、それぞれの分担により実施されるもので、地質調査工事および諸試験よりなる。

第三段階は、予備調査および詳細調査の結果に基づきフィージビリティ設計、積算、経済および財務評価を行う。

1989年11月、JICAは前記“Scope of Work”に基づいて、その業務を開始した。続いてJICAは本計画の現地調査のため下記の調査団をCosta Rica国に派遣した。

1989年11月29日～1990年1月27日	:	第1次予備調査
1990年9月30日～1990年11月13日	:	第2次予備調査
1991年1月7日～1991年3月28日	:	第1次詳細調査
1991年4月4日～1991年5月9日	:	第2次詳細調査
1991年6月1日～1991年7月30日	:	第3次詳細調査
1991年12月1日～1991年12月15日	:	中間報告書協議
1992年6月15日～1991年6月29日	:	最終報告書(案)協議

この間、JICA調査団は、下記の報告書をICEに提出した。

- 1989年12月 : インセプション・レポート
- 1990年10月 : 第1回プログレス・レポート
詳細調査工事計画書および技術仕様書
- 1991年7月 : 第2回プログレス・レポート
- 1991年12月 : 中間報告書
- 1992年6月 : 最終報告書(案)

本調査団の団員および本調査に協力を得たCosta Rica政府関係者は次の通りである。

J I C A 調 査 団

<u>氏 名</u>	<u>担 当</u>	<u>期 間</u>
高 市 守	総 括	1989. 11. 29 ~ 1990. 1. 27
		1990. 9. 30 ~ 1990. 10. 29
		1991. 7. 1 ~ 1991. 7. 30
		1991. 12. 1 ~ 1991. 12. 15
		1992. 6. 15 ~ 1992. 6. 29
榎 並 敏 夫	土 木 (計 画)	1989. 11. 29 ~ 1990. 1. 27
橋 本 信 雄	土 木 (水 文 ・ 計 画)	1989. 11. 29 ~ 1989. 12. 28
		1991. 12. 1 ~ 1991. 12. 15
加 藤 光 正	土 木 (設 計 ・ 積 算)	1989. 11. 29 ~ 1989. 12. 28
		1990. 9. 30 ~ 1990. 10. 29
		1991. 7. 1 ~ 1991. 7. 30
		1991. 12. 1 ~ 1991. 12. 15
		1992. 6. 15 ~ 1992. 6. 29
有 働 忠 久	土 木 (設 計 ・ 試 験)	1991. 6. 1 ~ 1991. 7. 30
祖 父 江 要	地 質 (一 般)	1989. 11. 29 ~ 1990. 1. 27
		1990. 9. 30 ~ 1990. 11. 13
		1991. 1. 7 ~ 1991. 3. 28
		1991. 4. 4 ~ 1991. 5. 9
		1991. 6. 1 ~ 1991. 7. 9
		1991. 12. 1 ~ 1991. 12. 15

高智英二郎	地質（物探）	1991. 2. 21 ~ 1991. 3. 28 1991. 6. 1 ~ 1991. 6. 24
野田 稔	電気（電力設備）	1991. 2. 21 ~ 1991. 3. 22 1992. 6. 15 ~ 1992. 6. 29
藤内利正	電気（電力需要・系統）	1991. 2. 21 ~ 1991. 3. 22 1991. 12. 1 ~ 1991. 12. 15
藤巻 寛	環境・補償	1991. 2. 21 ~ 1991. 3. 22
平原哲也	経 済	1991. 7. 1 ~ 1991. 7. 30 1992. 6. 15 ~ 1992. 6. 29
Roger ESQUIVEL	地質（調査）	1990. 10. 1 ~ 1991. 3. 30 1991. 4. 4 ~ 1991. 5. 9 1991. 6. 1 ~ 1991. 7. 30

Government of Costa Rica (Nov. 29, 1989 ~ Jan. 27, 1990)

Ministerio de Energía y Recursos Naturales

Dr. Jorge Blanco Roldán

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): (As of Jan. 1990)

Ing. Teófilo de la Torre A.	Presidente Ejecutivo
Ing. Mario Hidalgo P.	Gerente General
Ing. Eugenio Odio G.	Sub Gerente Sistema Eléctrico
Ing. Jorge Figuls Quiros	Jefe Dirección Ingeniería de Energía
Ing. Agustín Rodríguez M.	Jefe Dirección Planificación Eléctrica
Ing. Enrique Evans R.	Sub Jefe Dirección Planificación Eléctrica
Ing. Fernando Montoya J.	Sub Jefe Dirección Planificación Eléctrica
Ing. Mario López Soto	Jefe Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Mario Alvarado M.	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Roberto Jiménez V.	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Alexis Rodríguez R.	Jefe Oficina Hidrología
Lic. Rafael E. Chacón M.	Oficina Hidrología
Lic. Porfirio Machado A.	Oficina Hidrología
Dr. Sergio Mora C.	Jefe Depto. Geología
Geol. Ricardo Granados V.	Jefe Oficina Geología Básica
Geol. Allan López M.	Jefe Oficina Geología Aplicada
Geol. Carlos Rodriguez	Oficina Geología
Geot. Germán Leandro C.	Jefe Oficina Geofísica
Geot. Luis Fdo. Saenz S.	Oficina Geofísica
Geot. Carlos Leandro M.	Oficina Geofísica
Geot. Rafael Barquero P.	Sección Sismología

Ing. José A. Rodríguez B.	Jefe Depto. Ingeniería Geotécnica
Ing. Miguel Bolaños S.	Jefe Oficina Mecánica de Suelos
Ing. Julio Delgado Sancho	Jefe Sección Experimentación Geotécnica
Ing. Jorge A. Monge A.	Jefe Sección Topografía
Ing. Héctor Vargas F.	Jefe Oficina Evaluación Económica
Ing. Jorge E. Valverde B.	Jefe Oficina Estudios Especiales
Geog. Rogelio Zeledón U.	Oficina Estudios Especiales

Government of Costa Rica (Sep. 30, 1990 ~ Nov. 13, 1990)

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Ing. Hernán Fournier Origgi	Presidente Ejecutivo
Ing. Teófilo de la Torre A.	Subgerente Desarrollo Energía
Ing. Agustín Rodríguez M.	Jefe Dirección Eléctrica
Ing. Luis Llach Cordero	Subdirector Planificación Eléctrica
Ing. Mario López Soto	Jefe Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Roberto Jiménez V.	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Mario Alvarado Mora	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Alexis Rodríguez R.	Jefe Oficina Hidrología
Ing. Rafael Chacón M.	Oficina Hidrología
Lic. Porfirio Machado A.	Oficina Hidrología
Ing. Pablo Alvarado González	Oficina Evaluación Económica
Ing. Inés Sojo A.	Oficina Evaluación Económica
Ing. Jorge E. Valverde B.	Jefe Oficina Estudios Especiales
Geog. Rogelio Zeledón U.	Oficina Estudios Especiales
Dr. Sergio Mora C.	Jefe Depto. Geología
Geol. Ricardo Granados V.	Jefe Oficina Geología Básica
Geot. Rafael Barquero P.	Sección Sismología
Geot. Germán Leandro C.	Jefe Oficina Geofísica
Geot. Carlos Leandro M.	Oficina Geofísica
Ing. José A. Rodríguez	Jefe Depto. Ingeniería Geotécnica
Ing. Miguel Bolaños S.	Jefe Oficina Mecánica de Suelos
Ing. Marco A. Valverde Mora	Oficina Mecánica de Suelos

Government of Costa Rica (Feb. 21, 1991 ~ March 28, 1991)

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Ing. Hernán Fournier Origgi	Presidente Ejecutivo
Ing. Teófilo de la Torre A.	Subgerente Desarrollo Energía
Ing. Agustín Rodríguez M.	Jefe Dirección Planificación Eléctrica
Ing. Jorge E. Valverde B.	Jefe Oficina Estudios Especiales
Ing. Enrique A. Morales G.	Oficina Estudios Especiales
Geog. Rogelio Zeledón U.	Oficina Estudios Especiales
Ing. Rafael Mora G.	Depto. Control de Energía
Ing. Galo Rodríguez R.	Depto. Control de Energía
Ing. Mario López Soto	Jefe Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Mario Alvarado Mora	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Robert Jiménez V.	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Miguel Hernández A.	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Alejandro Hidalgo Arias	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Claudio Soto Gamboa	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Héctor Vargas Fallas	Jefe Oficina Evaluación Económica
Ing. Pablo Alvarado González	Oficina Evaluación Económica
Ing. Carlos Llobet R.	Jefe Depto. Diseños Electromecánicos
Ing. Adalberto Sánchez Tercero	Depto. Diseños Electromecánicos
Ing. Francisco Catalán Q.	Depto. Programas de Transmisión
Ing. Juan Bta. Badilla	Jefe Subestación de Cañas
Dr. Sergio Mora C.	Jefe Depto. Geología
Geot. Germán Leandro C.	Jefe Oficina Geofísica
Geol. Ricardo Granados V.	Jefe Oficina Geología Básica
Geot. Luis Fdo. Saenz S.	Oficina Geofísica Aplicada
Geot. Carlos Leandro M.	Oficina Geofísica Aplicada

Puerto Caldera

Mr. Winfield Lawrence Tom I. Director de Operaciones

Cooperative de Electrificación Rural Los Santos R.L.

Mr. Micael Mange Alvarado Gerente

Mr. Fernando Rojas J. Jefe Depto. de Mantenimiento

Universidad Nacional

Dr. Manuel Moya Portuguez Departamento de Química

Prof. Dora Ingrid Rivera Escuela de Ciencias Biológicas
Biología Tropical

Coopetarrazú R.L.

Mr. Hermes Solis Barrantes Subgerente

Government of Costa Rica (June 1, 1991 - July 30, 1991)

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Ing. Hernán Fournier Origgi	Presidente Ejecutivo
Ing. Teófilo de la Torre A.	Subgerente Desarrollo Energía
Ing. Agustín Rodríguez M.	Jefe Dirección Planificación Eléctrica
Ing. Mario López Soto	Jefe Depto. Proyectos de Generación
Ing. Roberto Jiménez V.	Jefe Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Miguel Hernández Alfaro	Oficina Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Alexis Rodríguez R.	Jefe Oficina Estudios Hidrológicos
Ing. Rafael E. Chacón M.	Jefe Oficina Hidrología Operativa
Geog. Rogelio Zeledón U.	Depto. Ambiente y Energía Alternativa
Ing. Héctor Vargas F.	Jefe Oficina Evaluación Económica
Ing. Pablo Alvarado G.	Oficina Evaluación Económica
Ing. Gricelio E. Cubero B.	Jefe Oficina Programación Financiera
Ing. Luis Alberto Soto	Jefe Depto. Tarifas y Mercado
Ing. Sergio Mata Monte	Jefe Depto. Administración de Préstamos
Geol. Adolfo Estrada del Llano	Oficina Geología
Geot. Rafael Barquero P.	Sección Sismología
Geot. Germán Leandro C.	Jefe Oficina Geofísica
Ing. Miguel Bolaños S.	Jefe Oficina Mecánica de Suelos
Ing. Marco Valverde M.	Oficina Mecánica de Suelos
Ing. María Laporte P.	Depto. Ingeniería Geotécnica
Ing. Luis Gmo. Ureña M.	Jefe Depto Diseños Hidráulicos
Ing. Oscar Jiménez R.	Depto. Diseños Hidráulicos
Ing. Arturo Ordóñez R.	Oficina Diseño Preliminar Electromecánico

Government of Costa Rica (Dec. 1, 1991 - Dec. 15, 1991)

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Ing. Hernán Fournier Origgi	Presidente Ejecutivo
Ing. Mario Hidalgo P.	Gerente General
Ing. Teófilo de la Torre A.	Subgerente Desarrollo Energía
Ing. Agustín Rodríguez M.	Jefe Dirección Planificación Eléctrica
Ing. Mario López Soto	Jefe Depto. Proyectos Generación
Ing. Luis Guillermo Ureña	Jefe Depto. Hidráulica
Ing. Oscar Jiménez Ramírez	Depto. Hidráulica
Ing. Federico Aviles	Depto. Hidráulica
Ing. Gilberto de la Cruz Malavassi	Subjefe Dirección Administración Préstamos y Proyectos
Ing. Gravin Mayorga J.	Jefe Depto. Administración Proyectos
Ing. Javier Orozco C.	Depto. Administración Proyectos
Ing. Johnny Granados B.	Jefe Depto. Diseño Estructural
Ing. Juan Arias Formoso	Depto. Diseño Estructural
Ing. Orlando Castillo O.	Depto. Diseño Estructural
Ing. Roberto Jiménez V.	Jefe Ofna. Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Carlos A. Amador Q.	Ofna. Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Miguel Hernández A.	Ofna. Proyectos Hidroeléctricos
Ing. Guillermo Rivera S.	Jefe Dirección Ingeniería Civil
Ing. Luis Llach Cordero	Subjefe Dirección Ingeniería Civil
Ing. Erika Faith D.	Ofna. Estructuras Hidroeléctricas
Ing. Alfonso Hidalgo R.	Jefe Ofna. Laboratorio Hidráulico
Ing. Carlos M. Obregón Q.	Jefe Dirección Construcción
Ing. José Miguel Marín	Dirección Construcción Energía
Ing. Carlos Solano Soto	Dirección Construcción Energía

Ing. José Miguel Mena M.	Jefe Planeamiento Estrat. y Control
Geog. Rogelio Zeledón V.	Depto. Ambiente y Energía Alterna
Dr. Sergio Mora C.	Jefe Depto. Geología
Geol. Allan López M.	Ofna. Coordinación Geología
Geol. Carlos Leandro M.	Ofna. Geofísica
Geof. Germán Leandro C.	Jefe Ofna. Geofísica Aplicada
Ing. Miguel Bolaños S.	Jefe Ofna. Mecánica Suelos y Rocas
Ing. Marco A. Valverde M.	Ofna. Mecánica de Suelos y Rocas
Ing. Julio Delgado S.	Ofna. Laboratorios Geotécnicos
Geol. Ricardo Granados V.	Jefe Ofna. Geología de Proyectos
Geol. Adolfo Estrada D.	Ofna. Geología de Proyectos
Ing. Alejandro Hidalgo A.	Depto. Programas de Transmisión
Ing. Claudio Soto Gamboa	Depto. Programas de Transmisión
Ing. Carlos Llobet Rodríguez	Jefe Ofna. Diseño Preliminar
Ing. Arturo Ordóñez R.	Ofna. Diseño Preliminar
Ing. Orlando Quintana Morales	Ofna. Obras Electromecánicas y Edif.
Ing. Luis Alberto Soto R.	Jefe Dpto. Tarifas y Mercado
Ing. José Alegría Vázquez	Ofna. Subestaciones y Líneas
Ing. Rodolfo Brenes Gómez	Direcc. Ingeniería y Electromecánica
Ing. José A. Rodríguez B.	Jefe Depto. Ingeniería Geotécnica
Ing. María Laporte P.	Depto. Ingeniería Geotécnica
Licda. Ileana M. Boschini	Jefe Ofna. Sismología y Vulcanología
Ing. Rafael Barquero P.	Ofna. Sismología y Vulcanología
Ing. Héctor Vargas F.	Jefe Ofna. Evaluación Económica
Ing. Pablo Alvarado G.	Ofna. Evaluación Económica

1.3 既存の調査と報告書

I C Eは、1971年Pirris川開発のためにDota (No.2602) およびBijagual (No.2603) 測水所を設置した。また、1978年、Tabacales (No.2604) 測水所を設置した。

I C Eはこれら測水所で得られた流量資料の整備にあわせ、Pirris川中流域の地形図 (Pirris計画地域の1/5,000およびダム地点、発電所地点の1/2,000) の作成および地質踏査を実施した。これらの上述した資料を基にPirris水力発電計画の検討を実施し、報告書を作成した。資料および報告書名については、Appendixに記載してあるが、主な報告書を示すと下記の通りである。

- ① Informe Geotecnico Preliminar No.1, Sitio de Presa y Tuberia de Presion, Proyecto Hidroelectrico Pirris : 1980.
- ② Escogencia a Nivel de Esquematizacion del Desarrollo Hidroelectrico Optimo de la Cuenca del Rio Pirris entre las Cotas 1160 y 300 m. s. n. m. ; 1980.
- ③ Informe Preliminar del Proyecto Hidroelectrico Pirris ; 1982.
- ④ Estudio Geologico de Parte de la Cuenca Media del Rio Pirris ; Informe Final de la Fase de Reconocimiento Proyecto Hidroelectrico Pirris ; 1984
- ⑤ Actualizacion del Informe Hidrologico Preliminar, Proyecto Hidroelectrico Pirris ; 1984.
- ⑥ Analisis Geologico Geomortologico de la Cuenca del Rio Pirris ; 1985.
- ⑦ Descripcion del Proyecto Hidroelectrico Pirris ; 1988.

1.4 開発基本構想と調査工事計画

1.4.1 開発基本構想

Pirris水力発電開発計画は、太平洋に注ぐPirris川の中流部にダム（ダム地点における流域面積は約250km²、河床標高約1,080m）を築造して、下流部に発電所（発電所地点における河床標高約320～300m）の間の落差を開発しようとするものである。この落差を利用する開発方式は1段階開発と2～3の段階開発が考えられる。

ICEは、各種の2段階開発案を検討し、いずれの2段階開発案よりも1段階開発案が経済的であると結論している。一方、JICA調査団も独自の段階開発計画の概略の検討を実施した。その結果、1段階開発案が経済的であると結論を得た。検討に当たっては1/50,000地形図に基づき、河川の水路形状およびダム地点として地形的に適当な地点を考慮した。

ICEおよびJICA調査団の実施した概略検討の結果によれば、いずれの2段階開発計画案よりも1段階開発計画案が経済的に有利である。

従って現地調査工事計画は1段階開発計画案に基づいて、作成することが妥当であると判断された。上記についてICEと打ち合わせの結果、ICEとJICA調査団との間で以下のミニッツを作成した。

「詳細現地調査工事計画は1段階開発計画案に基づいて立案するものとする」

これらの検討の詳細については、9.1.2「段階開発計画と開発基本構想」に記述されている。いずれの開発方式を検討する場合にも、Pirris中流部に築造されるダムは、どの開発方式にも共通するものである。従って開発方式の検討には中流部のダムを同一とする前提とした。ただし中流部に築造されるダムは既存のダム地点（下流地点）とこれより上流約500mの位置に代替地点が考えられている。これらのダム地点の選定も含め、ダム型式、ダム高さを変化させた各種の比較案を検討する。

1.4.2 調査工事計画

この調査工事計画は、前述したPirris水力発電開発計画の開発基本構想に基づいて立案された。

調査工事はICEおよびJICAによって、それぞれの分担により実施されるもので、地質調査工事、諸試験、環境および補償物件よりなる。

(1) 地質調査工事

a) コアボーリングおよび透水試験

Site	Drill Hole No.	Location	Length	Direction and Dip	Permeability Test
Upper Dam	UB - 1	Left bank	50 m	Vertical	7
"	UB - 2	Right river side	50	S 1° E 60°	9
"	UB - 3	Right bank	50	Vertical	6
Lower Dam	LB - 1	Left bank	70	"	13
"	LB - 2	Right bank	70	"	13
"	LB - 3	"	100	"	10
"	LB - 4	"	50	S 20° E 60°	7
Penstock and	PB - 1	Left bank	35	Vertical	0
Power House	PB - 2	"	20	"	0
Total	9 Holes		495 m		65 Times

b) 試掘横坑

Site	Adit No.	Location	Elevation	Length	Direction
Upper Dam	UA - 1	Left bank	1.150 m	50 m	S 1° E
Lower Dam	LA - 1	"	1.150	50	N ⇔ S
"	LA - 2	Right bank	1.150	50	S ⇔ N
Total	3 Adits			150 m	

c) 試掘立坑

Site	Pit No	Location	Length	Remarks
Borrow Area	CP - 1	Right bank	5 m	
"	CP - 2	"	5	
"	CP - 3	"	5	
Total	3 Pits		15 m	

d) 現位置試験

平板載荷試験を下流ダムサイトの両岸の試掘横坑の中で実施する。

Test No	Location	Adit No
B - 1	Left bank	LA - 1
B - 2	"	LA - 1
B - 3	"	LA - 1
B - 4	Right bank	LA - 2
B - 5	"	LA - 2
B - 6	"	LA - 2
Total	6 Points	

e) 弾性波探査

① 地表での探査

Site	Line No	Length	Remarks
Upper Dam	PU - 1	220 m	
"	PU - 2	220	
"	PU - 3	220	
"	PU - 4	330	Quarry site
"	PU - 5	410	"
"	PU - 6	220	(1,620 m)
Lower Dam	PL - 1	350	Quarry site
"	PL - 2	350	"
"	PL - 3	230	"
"	PL - 4	340	"
"	PL - 5	410	"
"	PL - 6	120	(1,800 m)
Penstock and Power House	PS - A	1,210	
	PS - B	330	
"	PS - C	330	
"	PS - D	1,650	
"	PS - 1	440	
"	PS - 2	440	(4,400 m)
Total	18 Lines	7,820 m	

② 試掘横坑での探査

Site	Line No	Length	Remarks
Upper Dam	PA - 1	50 m	
Lower Dam	PA - 2	50	
"	PA - 3	50	
Total	3 Line	150 m	

(2) 室内試験

a) コンクリート骨材

原石山で掘削された材料と試掘横坑で採取した材料を対象に次の試験を実施する。

- 粒 度
- 比重および吸水率
- 砂の有機物含有量
- 単位体積重量
- 安 定 性
- すりへり減量
- 粗骨材の中の軟石量
- アルカリ骨材反応
- 破 碎

b) ボーリングコア

ダムサイトのボーリングコアを対象に、ダム基礎の岩石の物性を調べるため次の試験を実施する。

- 比重および吸水率
- 超音波速度
- 一軸圧縮
- 引 張

c) ロック材

- 比重および吸水率
- 一軸圧縮

d) コア材料

- 比 重
- 含 水 量
- 粒 度
- 液性限界、塑性限界
- 突き固め
- 透 水

• 三軸圧縮

(3) 環境調査

環境評価のための環境調査は、ICEによって実施される。

調査項目の概要を示すと以下のとおりである。

Survey method	Contents	Remarks
A. Acquirement of Materials and On-site Survey	protection of nature, natural scenery, water quality, local community, transportation, public facilities, land utilization, water system utilization, public sanitation, cultural assets, recreation	
B. On-site Survey and Analysis of Materials by Experts	vegetation, animals, aquatic animals, water quality	Experts on the spot will be asked for surveys (universities, etc)
C. Estimation and Evaluation	water quality, natural scenery (noise, vibration)	Early determination of neccessity
D. Review of ICE reports	compensation system in Costa Rica, outline of compensation at Pirris hydro-power project	Complying with S/W Joining on-site surveys
E. Outline of Other Chapters	topography, geology, meteorology, earthquakes, hydrology	Experts in charge of the environment will make surveys as required

(4) 補償物件調査

補償物件調査は、ICEによって実施される。

本計画の実施により影響を受ける補償物件は、家屋、道路、土地、耕作物等よりなる。これらの調査は既存の地図、航空写真、および現地踏査により実施される。

1.5 基礎資料

本計画の検討は主としてICEより入手した既存資料、現地調査ならびに調査工事結果から得られた資料に基づいて行われた。

地形図、水文資料、地質資料、工事費積算資料、電力需要資料、経済関連資料等これら資料の詳細はAppendixに記述されている通りである。

第 2 章 コスタ・リカ共和国の一般事情

第2章 コスタ・リカ共和国の一般事情

	頁
2.1 地 理	2 - 1
2.2 気 候	2 - 1
2.3 人 口	2 - 3
2.4 経 済	2 - 3
2.5 エネルギー資源	2 - 8
2.6 運 輸 ・ 通 信	2 - 9

List of Tables

Table 2-1	Climate in Main Cities
Table 2-2	GDP by Sector
Table 2-3	General Economic Index
Table 2-4	External Trade
Table 2-5	Energy Consumption by Source
Table 2-6	Energy Resources in Costa Rica

第2章 コスタ・リカ共和国の一般事情

2.1 地理

Costa Rica共和国は中央アメリカに位置し、緯度 $11^{\circ} 13'$ ~ $8^{\circ} 02'$ 、経緯 $82^{\circ} 33'$ ~ $85^{\circ} 57'$ に囲まれている。国土の周囲は、北側はニカラグア国境、北東側はカリブ海、東側はパナマ国境、南西側は太平洋に接している。行政面ではSan Jose, Alajuela, Cartago, Heredia, Guanacaste, Puntarenas, Limonの7県に分かれており、首都のあるSan Jose県は平均標高約1,000mの中央渓谷に位置している。

国土の面積は51,100km²で、その約30%は海拔1,000mを越す山岳地帯に相当する。特に北西から南東にかけては3,000m級の山を擁するGuanacaste, Central, Talamancaの3大山脈が縦走している。同国における最高峰はCerro Chirripo山(3,819m)である。

その他Irazu (3,432m), Turrialba(3,328m), Brava(2,906m), Poas(2,704 m), Miravalles(2,028m)等の火山が存在する。これも一因となり、同国は世界有数の地震国の1つと数えられている。

一方、代表的な河川はTerraba川(河川長 160km), Sixaola川(146km), Reventazon川(145km), San Carlos川(135km), Chirripo川(96km), Parrita(Pirris)川(52km)等で、南部を流れるTerraba川ではBoruca水力計画(1,520MW)のような大規模開発が計画されている。

湖は数えるほどしか存在せず、自然湖のCano Negro湖、人造湖のArenal湖(75km²)が代表的である。後者は水力発電用の貯水池、即ち、水力エネルギー源として大きな役割を果たしている。

植生群は、太平洋北部では杉、マホガニー等乾燥熱帯林が多い。それ以外の地域では標高に応じ、低地部では草原、1,500mまでは熱帯雨林、1,500mを超えるところでは高地混合林となっている。

2.2 気候

Costa Ricaの気候は一般的に低地や沿岸部では気温が高く、内陸部では標高の関係で温暖・涼冷となっている。平均気温は20~30℃で、雨期(5~11月)と乾期(12~4月)に分けられる。同国は気候および植生の特徴から、5つの地域に分類される。各地域の

気候の特徴は以下の通りである。

① 中央溪谷地域 (Valle Central)

年間を通じてあまり気温の変化がない。雨期と乾期がはっきりしており、年間降雨量は2,400mm、平均気温は22℃である。

② 太平洋北部地域 (Pacífico Norte)

Guanacaste山脈西側では涼冷で雨が多いが、草原地帯に移るにつれて気温が高くなり雨量も少なくなる。一般的に雨期が短く乾期が長い。年間降雨量は2,100mm、平均気温は27℃である。

③ 太平洋南部地域 (Pacífico Sur)

標高1,500m程度の山岳部では気候は温暖であるが、海岸部近くの低地では高温多湿で30℃を越す日が多い。年間降雨量は3,450mm、平均気温は27℃である。

④ 大西洋地域 (Atlántico)

低地では気温が高く、雨も多い。山岳部では標高が上がるに従って気温は低くなる。年間降雨量は4,000mm、平均気温は24℃である。

⑤ 北部地域 (Norte)

山脈の裾野では雨が多いものの気温はそれほど高くなく、すごしやすい。一方、草原地帯では気温が高く雨量も多い。年間降雨量は3,400mm、平均気温は25℃である。

Table 2-1に主要都市の気候を示す。

Table 2-1 Climate in Main Cities

City	Region	Elevation (m)	Temperature(°C)			Average Humidity (%)	Average Precipitation (mm)
			Average	Min	Max		
San Jose	Central	1,150	19.9	16.2	24.8	88	1,890
Alajuela	Central	952	22.3	17.6	28.0	77	1,963
Cartago	Central	1,435	19.3	13.6	24.9	83	1,396
Puntarenas	Pacífico Sur	4	28.0	22.8	33.1	80	1,588
Liberia	Pacífico Norte	144	27.5	22.0	33.0	77	1,581
Limon	Atlántico	3	25.4	21.5	30.3	86	3,493

Source : Instituto Meteorológico Nacional

2.3 人口

1990年央の人口は3,014,600人で、その約60%が首都San Jose (人口 294,100人)を中心とする中央渓谷 (Valle Central)に集中している。都市部と地方の比率は54:46である。また人口密度は153人/km²である。

県別の人口を以下に示す。

県	人口	分布
San Jose	1,110,700	37%
Alajuela	533,700	18%
Cartago	339,000	11%
Heredia	246,400	8%
Guanacaste	243,400	8%
Puntarenas	331,700	11%
Limon	209,700	7%
合計	3,014,600	100%

2.4 経済

Costa Rica国の経済活動の中心となっているのは農牧業およびその関連産業である。主要産品はコーヒー豆、バナナ、米、トウモロコシ、大豆、サトウキビ、ジャガイモ、トマト、柑橘類等である。

工業は軽工業を中心として発達しており、主要なものとして衣料、製糖、セメント、タイヤ、肥料、食用油、靴、マッチ等があげられる。

最近の経済活動状況を知るためにセクター別GDPを Table 2-2 に、消費者物価指数 (対前年増加率)、失業者率、為替レート (Colones/US\$) を Table 2-3 に示す。為替レートについては、小刻みな切下げを何度も行なっている。

最近の貿易状況は Table 2-4 に示す通りである。

輸出についてはバナナやコーヒー豆のような伝統産品が輸出の大半を占めていたが近年、非伝統産品の輸出額増加に加えコーヒー豆の価格下落も手伝い、1989年以降は非伝統産品の輸出が伝統産品のそれを上廻っている。

主要輸出産品としては以下のものがあげられる。

伝統産品 : コーヒー豆、バナナ、食肉、砂糖、カカオ等

非伝統産品 : 鮮魚、エビ、パイナップル、衣料品、家具、タイヤ等

一方輸入は原材料、消費財、資本財となっている。

主な貿易相手国は次の通りである。

輸出 : 米国、ドイツ、イタリア、カナダ、グアテマラ、プエルトリコ

輸入 : 米国、日本、ベネズエラ、ドイツ、メキシコ、台湾

輸出入共に南北アメリカ大陸でその60%以上を占めている。貿易収支は常に赤字であり、Costa Rica国としては輸出フリーゾーンの育成に力を入れることにより収支改善を図る一助としている。

また、貿易外収支を改善するため、国土の25%が国立公園等の自然保護地域に指定されていることを生かし、Costa Rica政府は観光客の誘致に力を入れている。

最近の観光収入は次の通りである。

	単位 10 ⁹ US\$				
年	1986	1987	1988	1989	1990
収入	1,259,073	1,307,021	1,425,025	1,662,538	1,669,051

Table 2-2 GDP by Sector

Unit : Million Colones

	1986	1987	1988	1989	1990
Agriculture	1,971	2,053	2,148	2,305	2,395
Industry	2,299	2,425	2,478	2,573	2,647
Electricity and Water Supply	308	332	340	357	379
Construction	453	458	458	515	410
Commercial	1,768	1,839	1,863	1,962	2,048
Transportation and Communications	770	838	909	990	1,055
Finance	619	670	728	793	859
Real Estate	725	744	766	787	806
General Government	979	1,003	1,023	1,044	1,059
Other Personal Services	435	456	477	502	527
Total	10,326	10,818	11,190	11,827	12,275

Note : Values are expressed at constant price of 1966.

Values in 1989 and 1990 are estimation.

Source : Banco Central de Costa Rica

Table 2-3 General Economic Index

	Consumer Price Index * (Yearly growth rate %)	Unemployment (%)	Exchange Rate ** (colon/US\$)
1981	65.09	—	36.01
1982	81.75	—	40.50
1983	10.70	—	43.65
1984	17.35	—	48.00
1985	10.93	—	53.95
1986	15.43	6.2	59.25
1987	16.43	5.6	69.75
1988	25.34	5.5	80.00
1989	9.95	3.8	84.85
1990	27.25	4.6	104.55

Source : Indicadores Financieros-Economicos(ICE) and information provided by ICB.

Note :* Growth rate refers to the growth from December to December.

** Exchange rate refers to the year end rate.

Table 2-4 External Trade

unit : Million US dollars

	1987	1988	1989*	1990*
Exports (FOB)	1,158.3	1,245.7	1,414.6	1,457.8
Traditional Product	643.9	607.4	639.5	643.6
Coffee	334.5	316.4	286.2	245.4
Banana	228.6	221.1	284.4	318.4
Others	80.9	70.0	68.9	79.8
Non Traditional Product	514.4	638.3	775.1	814.2
Textile	34.3	39.8	42.8	36.8
Plant/Flower	31.7	37.7	43.3	58.3
Marine Products	32.3	47.2	56.6	52.3
Pinapple	21.5	31.2	39.7	38.4
Medicine	24.2	21.9	24.8	26.7
Others	370.3	460.6	569.6	601.6
Imports (CIF)	1,380.2	1,409.8	1,737.3	2,026.1
Raw materials	649.4	689.9	838.2	842.2
Industrial	585.5	618.4	761.6	756.1
Agricultural	63.9	71.5	76.6	86.1
Consumption Material	279.1	310.2	383.4	469.1
Non durable	189.6	220.7	275.0	306.0
Durable	89.5	89.5	108.4	163.1
Capital Material	341.3	288.3	360.0	484.0
Industrial	227.7	204.4	254.3	345.1
Agricultural	9.1	8.5	9.2	10.7
Transportation	104.5	75.4	96.5	128.2
Construction Material	35.5	42.4	52.4	64.6
Fuel oil/grease	55.2	64.6	87.9	146.1
Others	19.7	14.6	15.4	20.1
Balance	(221.8)	(164.2)	(322.7)	(568.3)

Source : (1) BANCO CENTRAL DE COSTA RICA

(2) C. E. N. P. R. O.

* Note : Values for 1989 and 1990 are provisional.

2.5 エネルギー資源

Costa Rica国がとりまとめた「国家エネルギー計画書」(El Plan Nacional de Energia 1990-2010)ではエネルギー・セクターの目標を、「Costa Rica社会の統合、発展に必要なエネルギー供給を確保すること」と設定し、特に国内資源の活用、エネルギーの節約と効率的な使用、輸入エネルギーの選別、セクターの機構強化を目的としている。

同国におけるエネルギー消費の推移をTable 2-5 に示す。本表から、電気および石油製品の消費が着実に伸びていることがわかる。

Table 2-5 Energy Consumption by Source

	unit:thousand TOE					
	1984	1985	1986	1987	1988	1990
Firewood	541	589	495	501	573	588
Vegetable residual	161	147	143	142	148	135
Electricity	207	220	238	255	261	274
Petroleum products	621	666	714	784	792	809
Others	8	10	9	9	9	9
Total	1.538	1.632	1.599	1.691	1.783	1.815

Source: "Sector Energetico de Costa Rica" ICE

1991年1月現在の電力供給設備は997.6MWで、水力発電設備(747.3MW)と火力発電設備(250.3MW)の比率は75:25である。1990年末時点の電化率は90%となっている。

Costa Rica国で経済的に開発可能な包蔵水力は約9,000MWと見積られており、1991年7月現在までにその8%が開発されたに過ぎず、今後開発が期待される資源である。

その他の国産エネルギー資源は石炭(亜瀝炭、リグナイト)、地熱、薪等がある。これ以外にICEでは太陽エネルギー、風力エネルギー、ミニ水力等の実用化に向けての研究開発を行なっている。

国産エネルギー資源の確認埋蔵量をTable 2-6 に示す。

Table 2-6 Energy Resources in Costa Rica

<u>Resource</u>	<u>Identified Potential</u> (thousand TOE/year)	<u>Developed</u> (%)
Hydroelectricity	3,167	9.7
Firewood	2,619	13.6
Vegetable Residuals	44	n/d
Bagasse	17	81.8
Biogas	238	n/d
Geothermal	60	—
Mineral Carbon	12,411	—
Alcohol	159	—

* Corresponds to total potential

Source : " Sector Energetico de Costa Rica " (ICE)

2.6 運輸・通信

Costa Rica国内の輸送手段は、道路、鉄道、海運、航空である。輸送システムの中で最も重要な役割を果たしているのは道路である。国道の総延長は7,341kmで、そのうち46%がアスファルト舗装されている。車輛登録台数は308,807台で、乗用車51%、軽トラック27%、オートバイ11%となっている。

鉄道は大西洋線 (San Jose~Limon間)、太平洋線 (San Jose~Puntarenas間)、南部線 (Cortes~Golfito間) の3路線があり、総延長は支線を含み670kmである。

湾岸は太平洋岸ではPuntarenas港、大西洋岸ではLimon港が古くから貿易港としての役割を担ってきたが、近年では貯蔵施設等港湾設備の整ったCaldera港 (太平洋側) およびMoin港 (大西洋側) が国際港湾としての重要性を増している。

空港はSan Jose (Juan Santamaria) 国際空港をはじめ、Tobias Bolaños (San Jose)、Limon, Liberia (Tomas Guardia)、Golfito等の空港がある。

国内での通信手段は郵便、電話、電信である。郵便局は全国に313局ある。特定地域を除いて郵便配達制度がないため、郵便物受取りのため、私書箱が多用されている (設置数 44,346)。電話回線数は308,887回線で、普及率は88% (公衆 55.8%、プライベート 32.2%) となっている。

放送局はテレビ局10局、ラジオ局78局ある。ラジオ局は中波、短波、FMで放送を行っており、その多くが商業局である。中継局を各地に設置し、全国放送を行う局も数局ある。

第 3 章 計画地域の一般概況

	頁
3.1 計画地域の一般概況	3-1
3.1.1 自然概況	3-1
3.1.2 社会環境	3-3
3.2 水資源開発計画	3-4

3. 最適開発計画の概要

3.1 計画概要

Pirris計画の概要を述べると以下の通りである。

本計画は首都San Joseより南に約30kmの中央部高原地帯に位置する。Parrita川（Pirris川）の支流Grande de Candelaria川とPirris川の合流点より上流約30kmの地点に高さ120m、体積390,000m³のコンクリートアーチ重力式ダムを築造し、総貯水容量37.5×10⁶m³、有効容量30.6×10⁶m³を得る。この貯水池により平均年間流入量351.6×10⁶m³を調整する。ダム直上流の左岸に設ける取水口により、最大使用水量18m³/secを取水し、延長約8.7kmの導水路トンネルおよび延長約2.6kmの水圧鉄管を経て、左岸に設ける発電所に導水し、最大出力128MWおよび年間発生電力量609.3×10⁶kWhを得る。Pirris発電所により発電される電力は230kV送電線によりEscazu変電所まで送電される。

3.2 工事費および経済評価

本計画の総建設費はUS\$218,915,500であり、建設に必要な期間は約5年である。発電端におけるkWおよびkWh当りの建設費はそれぞれUS\$1,599.0およびUS\$0.336である。

また、送電端（Escazu変電所入口）におけるkWおよびkWh当りの建設費はそれぞれUS\$1,710.3およびUS\$0.359である。

本計画の発電原価はEscazu変電所入口で0.0255US\$/kWhである。

火力を代替発電設備とした場合の本計画の純現在価値（B-C）および便益・費用比率（B/C）はそれぞれUS\$64,216,000および1.47である。また本計画の財務的内部収益率（FIRR）および経済的内部収益率（EIRR）はそれぞれ12.02%および12.85%である。

(2) 地震

Costa Rica国の太平洋側地域は、CocosプレートがCaribbeanプレートの下に沈み込むプレート境界となっており、このプレート境界では過去に数多くの地震が発生している。Pirris川流域をカバーするPirris計画地点から半径200km以内で、マグニチュード5.5以上の地震が1904年以後において約50回も発生している。

これらの地震の最大のマグニチュードは8.3である。

(3) 気象

Pirris川流域は、①温暖多雨気候 (Clima templado lluvioso)、②熱帯雨緑林気候 (Clima tropical lluvioso y seco) と③熱帯雨林気候 (Clima tropical lluvioso) に分けられる。本計画地域は①および③の地域にある。

本計画の中心であるダム計画地点は、①の地域にあって流域面積約250km²、平均年降雨量2,800mm、年間平均気温は約18℃である。

(4) 自然環境

Pirris川流域の約50%が森林に覆われており、残りが耕作地、牧草地、牧場、雑草地となっている。

本計画地域の中心となるダム計画地点は、Pirris川流域の中流部に位置しており、ダム地点および貯水池周辺は森林は少なく、コーヒー畑、バナナ畑、サトウキビ畑等に開発利用されている。ダム計画地点から発電所計画地点までは、コーヒー類の耕作地は少なく、雑木林と草本類である。発電所計画地点は牧草地と川岸に育成するわずかの樹木と草本類がある。従って、計画地域内には景勝の地といわれる景観の地は見当たらない。

Pirris川流域には動物相も豊富であるといわれている。しかし、本計画地域は耕作地の開発および森林等植物相が貧弱であるため、動物相も極めて貧弱なものとなっている。一方、Pirris川の水質は上流域からし尿、生活排水、コーヒー精製工場からの廃水により季節によって汚濁している。

この様な汚濁は季節によって異なるが、雨期直前が最も悪く、降雨の増加とともに改善される。この様な水質汚濁はPirris川の水生生物に影響を与え、魚類および水生昆虫の種類は少ない。

3.1.2 社会環境

(1) 行政区と人口

Pirris川流域は流域の大部分がSan Jose県に位置しており、Tarrazu, Aserri, Acosta, Dota, Leon Cortesの5郡に分かれている。流域の下流域の小部分がPuntarenas県Parrita郡に位置している。

1984年の国勢調査によれば、San Jose県5郡の人口は25,322人であり、Puntarenas県Parrita郡の人口は9,774人であり、流域の総人口は35,096人である。このうち主な町の人口は4,652人であり、他は農村に分散している。主な地区の人口構成は以下の通りである。

<u>地区</u>	<u>合計</u>	<u>町</u>	<u>農村</u>
San Marcos	5,381 人	980 人	4,401 人
Santa Maria	3,324	862	2,462
San Pablo	2,532	845	1,687
Parrita	9,774	1,965	7,809

(2) 文化公共施設

Pirris川流域内の主な町は、San Marcos, Santa Maria, San Pablo, Parrita である。これらの町には、学校、病院、教会、警察署、公園、その他通信、郵便、役場、等の公共施設がある他、マーケット、商店、ホテル等もある。

(3) 交通・通信

Pirris川流域の北東部の分水界を国道2号（パン・アメリカン・ハイウェイ）が通っている。また、流域内の主な町へは国道および主要地方道が通っている。本計画の中心であるダム計画地点付近のSan Rafaelまでは上記の国道を分岐して地方道が通っている。San JoseからSan Rafaelまではいろんな交通ルートがあるが、国道4号、主要地方道222号を利用し、Monterrey を経由するか、国道2号と12号を利用し、San Pabloを経由するルートがあり、いずれも車で約2時間程度である。

発電所計画地点には、San RafaelからPirris川右岸の村道を利用するルートで、車で約1時間30分である。また、発電所計画地点はParrita経由の公道によるルートがある。しかしこのルートは雨期には交通不能となる。

Pirris川流域内の主要な町および部落には、電話・通信設備が完備している。また、すべての町および村落まで電化しており、無点燈家屋は極めて少ない。

(4) 産 業

Pirris川流域内の産業は、主として農業と牧畜である。本計画地域の主要な産業は、牧畜とコーヒー栽培である。

(5) 商業と観光

Pirris川流域内のSan Marcos, Parrita 等、主要な町には商店、レストラン、マーケット、運輸、建設等の商業活動がある。

本計画の中心であるダム計画地点付近のSan Rafaelは小さい村落であるが、簡単なレストランとスーパーマーケットがある。

本計画地域内には重要な観光用の史跡や施設はない。また保護すべき重要な文化財は現在見当たらない。

3.2 水資源開発計画

Pirris川およびCandelaria川を含むParrita川流域には、既設の水資源開発の施設はなく、全く未開発の状態である。一方、計画としてはPirris川上流域にあるSanta Maria市の上流においてCosta Rica上下水道公社（I C A A）が実施した上水道取水計画がある。しかし、上記の計画報告書によれば、計画実施の可能性は非常に少ないと評価されている。

Parrita川流域の水力発電開発計画としては、Pirris計画、Parrita計画、La Ceiba計画、El Rey計画、Bijagual計画が立案されているが、これらはPirris水力発電開発計画以外は初期の計画段階である。

第 4 章 電気事業の現状

第 4 章 電気事業の現状

	頁
4.1 電力の現状	4-1
4.2 電気事業者	4-6
4.3 電力供給設備の現状	4-9
4.4 電力需要供給の現状	4-11

List of Figures

- Fig. 4-1 Key and Location Map
- Fig. 4-2 Service Area Map
- Fig. 4-3 Daily Load Curve

List of Tables

- Table 4-1 Installed Generating Capacity
- Table 4-2 Interchange of Electric Power 1982 ~ 1990
- Table 4-3 Construction Schedule of Power Plant in Costa Rica
- Table 4-4 Major Power Plants in Operation
- Table 4-5 Major Transmission Lines in Operation
- Table 4-6 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated
- Table 4-7 Transitions of Domestic Electric Energy Consumption and Maximum Power
- Table 4-8 ICE's Energy Balance

第4章 電気事業の現状

4.1 電力の現状

Costa Ricaはエネルギーの約45%を、輸入エネルギーである石油に頼っている。

Costa Rica政府はエネルギー政策の重点を国産エネルギーの開発に置き、輸入エネルギーを代替することにより外国への過度の依存から脱却し、社会経済の均衡ある発展を維持することを、その政策の目標としている。

この方針に基づき、政府機関であるCosta Rica電力公社（ICE：Instituto Costarricense de Electricidad）は、積極的に水力の開発を進めている。

1990年に於けるCosta Ricaの全設備出力は、約889MWであり、この内ICEの所有する設備は約828MWである。このICEの設備の内、827MWはICEの電力系統に連系されており、残りは独立した単独系統で電力を供給している。Table 4-1 に発電所設備出力一覧を示す。

ICEの連系された系統の発電設備構成は水力747MW（84.0%）、火力142MW（16.0%）となっている。Fig. 4-1 に電力設備の配置を示す。

1990年における消費電力量のセクター別比率は鉱工業用27.9%、商業用および一般家庭用が69.3%、街灯用他2.8%となっており、過去10年間における電化率の変化は下記のとおりでほぼ90%に達している。

(%)

年	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
電化率	72.90	74.29	74.55	82.16	83.48	84.80	86.00	87.20	88.41	89.97

1990年国民一人当りの発電電力量は1,221kWhであり、先進国の5,000~7,000kWhに比べれば低水準にあるが、総発生電力量の伸び率は大きくなっている。今後暫くは5%以上の伸び率になるものと想定されている。

Costa Ricaの送電系統については、全国的に整備されている。特にCorobicí水力発電所の完成と共に230kVの送電線は、隣国Nicaragua, Honduras, Panamaの電力系統とも連系され、相互の電力融通が可能となっている。これ等三国との電力融通実績はTable 4-2 の通りである。

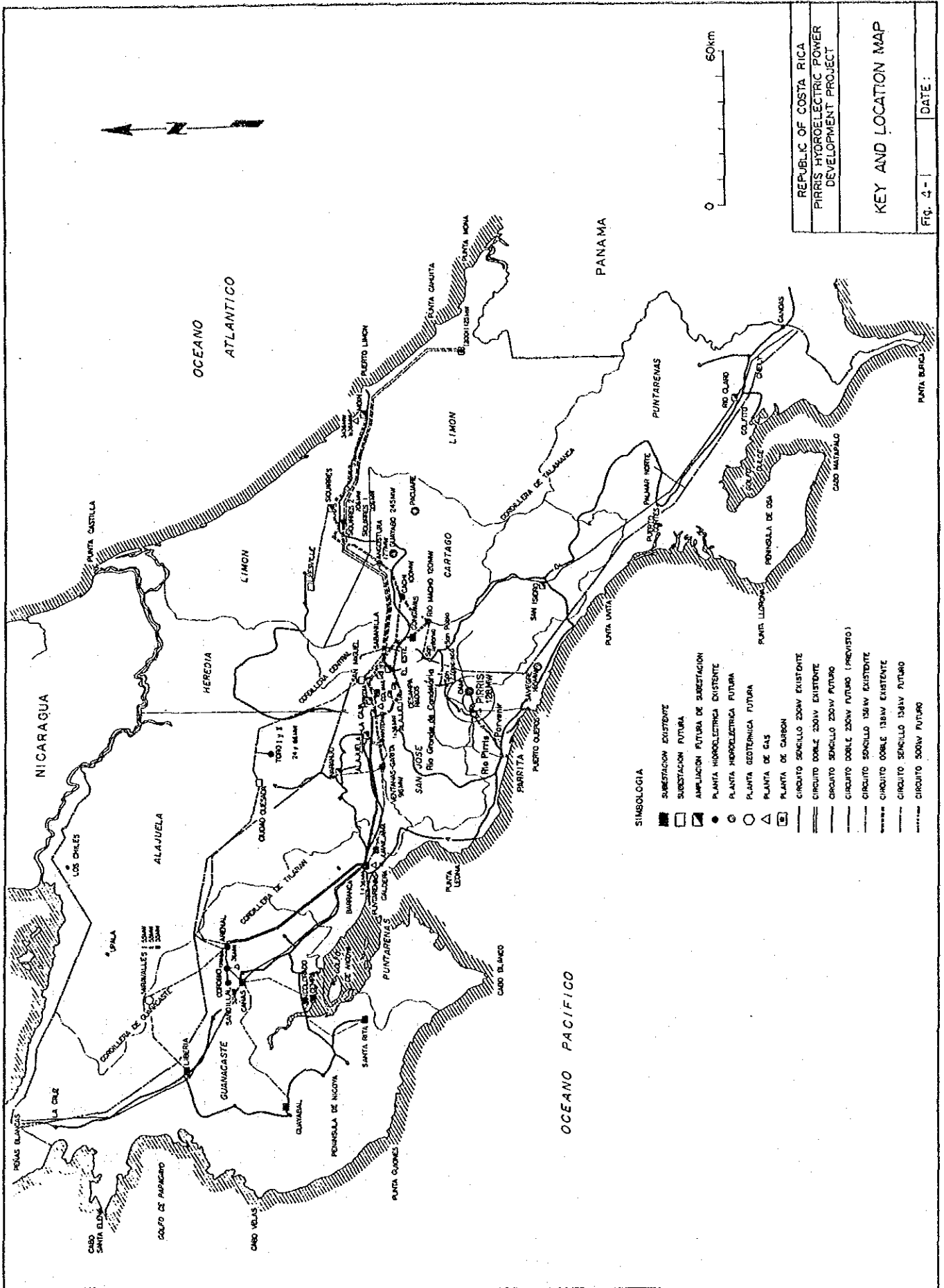
Table 4-1 Installed Generating Capacity

As of 1990

	Company	Type	Plant Name	No Units	Capacity (kW)
I. N. S.	I. C. E.	Hydro	LA GARITA 1 and 2	2	30,000
			LA GARITA-VENT	2	97,380
			RIO MACHO	5	120,000
			CACHI	3	100,800
			CACAO	2	672
			PTO ESCONDIDO	1	184
			AVANCE	1	240
			LOSLOTES	1	375
			ECHANDI	1	4,696
			ARENAL	3	157,398
			COROBICI	3	174,012
		Sub Total	24	685,757	
		Thermal	COLIMA (PISTON)	6	19,540
			SN ANTONIO (VAPOR)	2	10,000
	SN ANTONIO (GAS)		2	38,100	
	BARRANCA (GAS)		2	41,600	
	MOIN (PISTON)		4	32,000	
		Sub Total	16	141,240	
	OTHERS CNFL COGENERAC	Hydro	MATAMOR, JASEC, ESPH	16	28,322
		"	CNFL	19	28,872
		H + T	COGENERACION	4	4,397
		Sub Total	39	61,591	
ISO LATED	I. C. E.	Thermal	PUERTO JIMENEZ	4	1,000
			Total Hydro	63	747,340
			Total Thermal	20	142,240
			Total	83	889,588

I. N. S ; Inter Connected Net Work System

H + T ; Hydro * Thermal



REPUBLIC OF COSTA RICA
 PARRIS HYDROELECTRIC POWER
 DEVELOPMENT PROJECT

KEY AND LOCATION MAP

Fig. 4-1 DATE:

Table 4-2 Interchange of Electric Power 1982~1990

Year	Unit:GWh							
	Nicaragua		Honduras		Panamá		Total	
	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export
1982	-	108	-	-	-	-	-	108
1983	-	336	-	142	-	-	-	478
1984	-	264	-	168	-	-	-	432
1985	-	54	-	6	-	-	-	60
1986	-	-	72	-	-	73	72	73
1987	-	-	164	-	-	3	164	3
1988	-	-	159	-	28	-	187	-
1989	23	-	129	-	-	4	152	4
1990	-	5	260	-	29	121	289	126

特に電力需要の密度の高い首都San Joséを中心とする中央山岳地については138kVの送電系統が環状を形成し、供給信頼度の向上に寄与している。

計画によれば、Angostura水力(177MW)、Guayabo水力(245MW)、Siquirres I水力(206MW)およびSiquirres II水力(206MW)が1998年から2007年頃にかけて順次建設され、ICEの系統に投入される予定となっている。

Table 4-3 に1991年から2010年の開発計画を示す。

1990年12月、現在のCosta Ricaにおける電気料金は次のとおり、電力公社ICEを中心にして各々の国営電力電灯公社CNFL、市営の配電公社ESPH、JASECおよび地方電力共同組合COPEGUANACASTE、COPELESCA、COOPESANTOS、とCOPE-ALFAROに区別して制定されている。

ICEが運用している電気料金は適用範囲を家庭用Tarifa 1 (T-1)、一般用(家庭用および工業用以外) Tarifa 2 (T-2)、産業用 Tarifa 3 (T-3)、Tarifa 6 (T-6)、社会的特惠料金 Tarifa (T-4)、商業用 Tarifa 5 (T-5)、臨時部門 Tarifa 7 (T-7)、特別契約 Tarifa 8 (T-8)、公共飲料水汲み上げ Tarifa 9 (T-9)、季節的料金 Tarifa 10 (T-10) およびその他 Tarifa (T-11 & T-12) に区分されている。

Table 4-3 Construction Schedule of Power Plant in Costa Rica

Year	Plant Name	Year	Month
1991	Ampliac, varias hidro. (see note)	1991	1
	P.T. Gas (3×36MW)		1
1992	—	1992	
1993	P.H. Sandillal (32MW)	1993	7
	P.T. Gas (1×36MW)		1
1994	P.H. Toro I (24MW)	1994	9
	P.G. Miravalles I (55MW)		7
1995	P.H. Toro II (66MW)	1995	1
	P.G. Miravalles II (55MW)		1
1996	P.T. Motor Baja Vel. (2×32MW)	1996	1
1997	P.T. Motor Baja Vel. (1×32MW)	1997	1
1998	P.H. Angostura (177MW)	1998	1
1999	—	1999	
2000	P.T. Motor Baja Vel. (2×32MW)	2000	1
2001	P.H. Pirris (128MW)	2001	1
2002	P.G. Miravalles III (55MW)	2002	1
2003	P.H. Guayabo (245MW)	2003	1
2004	—	2004	
2005	P.H. Siquirres I (206MW)	2005	1
2006	—	2006	
2007	P.H. Siquirres II (206MW)	2007	1
2008	—	2008	
2009	P.T. Motor Baja Vel. (2×32MW)	2009	1
2010	P.T. Motor Baja Vel. (2×32MW)	2010	1

Date : July 26 - 1991

Ampliac are following. : P.H. Belén (5.6MW), P.H. Electriona (2.8MW)
and P.H. Birris (16MW)

P.H. : Hydraulic

P.T. : Thermal

P.G. : Geothermal

また関連会社である国営電力電灯公社 (CNFL) Tarifa (T-13), 市営の配電公社 (ESPH & JASEC) Tarifa 14 (T-14), 地方電力共同組合 Tarifa 15 (T-15) およびオプショナル Tarifa 16 (T-16) についても ICE とほぼ同様の区分について電力 (kW) と電力量 (kWh) 当りの料金を制定している。

1990年における ICE 単独、ICE 及び配電会社の平均電気料金は次の通りとなっている。

	ICE 単独	ICE 及び配電会社平均
家庭用	4.00 ¢ /kWh	3.93 ¢ /kWh
一般	7.75	7.48
工業 (小)	6.59	6.31
(大)	4.78	4.78
公共	2.16	4.01
平均	5.25	5.28

なお、1991年の電気料金の値上げについては平均値で月当り1.8%、年間で23.87% 迄のアップが公認されている。

4.2 電気事業者

Costa Ricaの電力供給は、政府機関である ICE が発電から配電までの業務を一貫して運営している。

ICE のほか、電力を ICE から買電し、配電業務を行っている国営電力電灯公社 Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) および市営の配電公社 Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) と、Junta Administrativa de Servicios Electricos de Cartago (JASEC) ならびに Coopeguanacaste, Coopelesca, Coopesantos, Coope-Alfaro という4つの地方電力共同組合があり、各社が ICE を中心にして Fig. 4-2 に示す様に担当地域を分担している。

主な水力発電所と火力発電所は ICE の管理下にあるが、小規模な水力発電所は CNFL, ESPH, JASEC, その他によって管理、運用されている。

各電力会社の担当地域は Fig. 4-2 に示すとおりである。

Instituto Costarricense de Electricidad

**AREAS SERVIDAS POR CADA
EMPRESA DE
SERVICIOS ELECTRICOS**

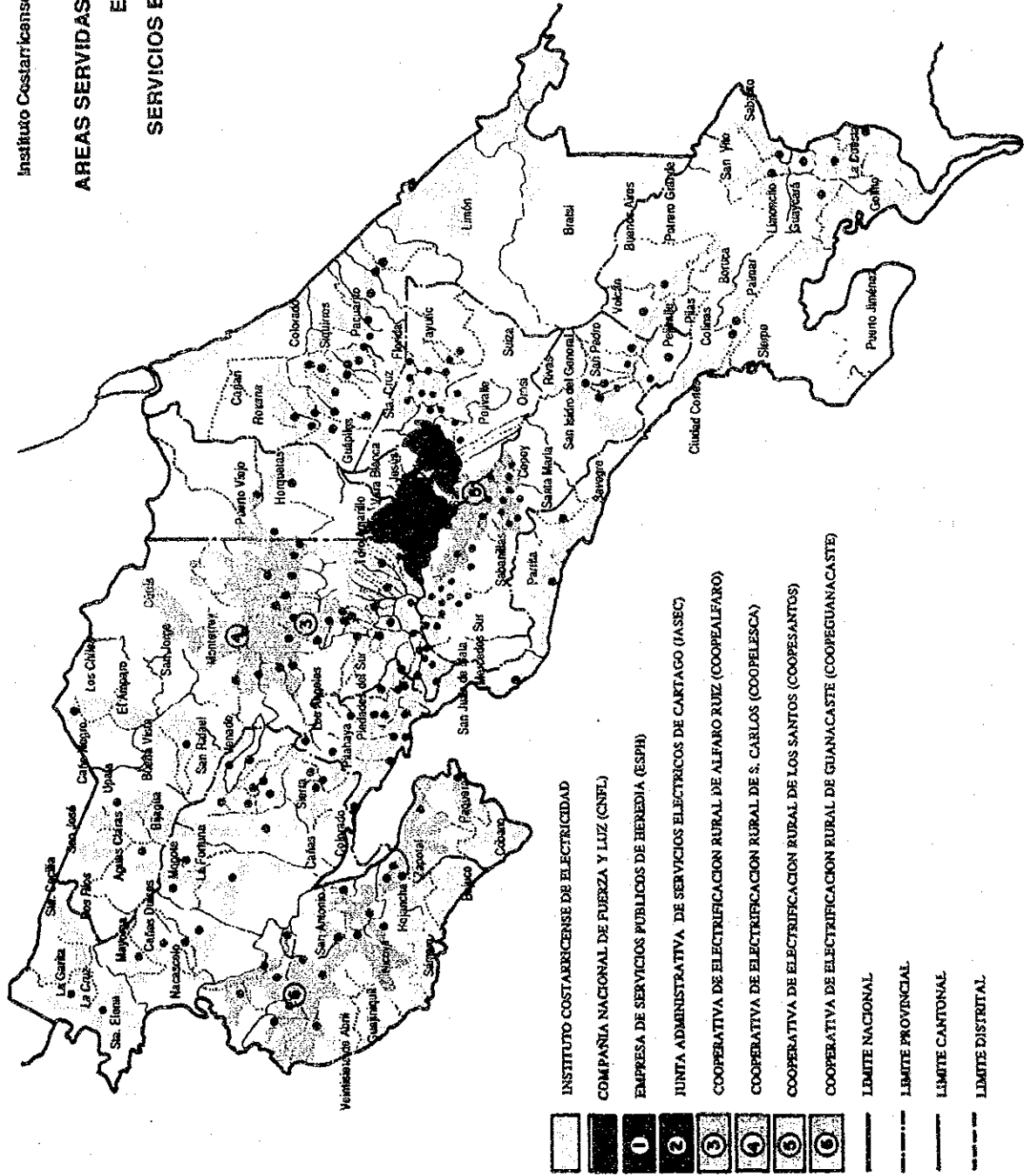


Fig. 4-2 Service Area Map

4.3 電力供給設備の現状

Table 4-4 に主な発電所の概要を示す。

Table 4-4 Major Power Plants in Operation

Plant name	Type	No. of Machine	Installed Cap. (MW)	Commission year	Company
Corobicí	H	3	174.0	1982	ICE
Arenal	H	3	157.4	1979	"
Rio Macho	H	5	120.0	1963	"
Cachi	H	3	100.8	1966	"
La Garita	H	2	30.0	1958	"
Ventanas Garita	H	2	97.4	1987	"
Colima	D	6	19.5	1956	"
San Antonio	V·G	4	48.1	1954	"
Barranca	G	2	41.6	1974	"
Moin	D	4	32.0	1977	"
Puerto Jiménez	D	4	1.0	—	"
Plantas Menores	H	6	6.1	—	"
Others Plants	H	19	28.9	—	CNFL
Others	H·D	20	32.7	—	Others
Total			889.5		

H : Hydraulic , V : Vapor , G : Gas Turbine , D : Diesel

Costa Ricaの主要送電線の電圧は230kV, 138kVが採用されている。送電線長は230kVが667km、138kVが670km、計1,337kmである。Table 4-5 に主要送電線の概要を示す。

Table 4-5 Major Transmission Lines in Operation

Location (From-To)	Normal Volt. (kV)	Length (km)	Conductor	
			MCM (wire)	Name
Liberia / Cañas	"	42	795	Drake
Liberia / Miravalles	"	33	795	Drake
Arenal / Corobici	"	11	795	Drake
Corobici / Cañas	"	7	795	Drake
Corobici / Sandillal	"	3	795	Drake
Arenal IC / Barranca	"	68	795	Drake
Arenal / Miravalles	"	36	795	Drake
Barranca / Cañas	"	70	636	Grosb
Barranca 1L / La Caja	"	62	795	Drake
Barranca 2L / La Caja	"	62	795	Drake
San Miguel / La Caja	"	14	954	Cadinal
Rio Macho / San Isidro	"	65	795	Drake
San Isidro / Rio Claro	"	110	795	Drake
Rio Claro / Progreso	"	42	795	Drake
San Miguel / El Este	"	18	795	Drake
Frontera / Liberia	"	77	795	Drake
Arenal / San Miguel	"	150	636	Bundle
Arenal / Barranca	"	68	795	Drake
Barranca / La Caja	"	62	636	Bundle
Toro I / Toro II	"	3.7	795	Drake
Arenal / C. Quesada	"	77	636	Bundle
C. Quesada / Camp. C. Ques	"	-	636	Bundle
Camp. C. Ques / Toro	"	24	636	Bundle
Toro / Camp toro	"	22.5	636	Bundle
Campo Toro / Camp San Mi	"	-	636	Bundle
Camp. San Mi / San Miguel	"	22.5	636	Bundle
Liberia / Frontera	"	72	636	Bundle
Rio Claro / Frontera	"	30	755	Drake

4.4 電力需要供給の現状

Costa Ricaの発生電力量は1990年現在で3,544GWhを記録し、10年前の量に対し1980年の約1.7倍に増加し、平均の伸び率は5.1%となっている。総発生電力量の過去の推移をTable 4-6に示す。

総発生電力量の内、水力発電の占める割合の推移はTable 4-6に示すとおりで、概ね98%前後を推移しており、1990年現在では98.7%となっている。

Table 4-6 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated

Unit:GWh

Year	Hydraulic		Thermal		Total
		%		%	
1981	2,262	98.7	29	1.3	2,291
1982	2,366	98.6	34	1.4	2,400
1983	2,821	98.6	39	1.4	2,860
1984	2,999	98.6	12	0.4	3,011
1985	2,758	98.6	10	0.4	2,768
1986	2,885	99.8	6	0.2	2,891
1987	2,994	97.4	81	2.6	3,075
1988	3,039	97.0	95	3.0	3,134
1989	3,318	99.0	32	1.0	3,350
1990	3,497	98.7	47	1.3	3,544

Costa Ricaにおける過去1981年から1990年までの10年間に記録された国内消費電力量及び送電端最大電力の推移をTable 4-7に示す。

1990年の電力需要をみると、全国の消費電力量3,304.4GWhのうち家庭用、商業用（公共機関用を含む）が合わせて全体の69.3%，工業用が27.9%，街灯その他が2.8%を占めている。需要構成の特徴として、家庭用および商業用の割合が大きく、その割には工業用が小さい。工業用としては首都San José市近郊に、アルミニウム、セメント工場等の大工場と呼ばれるものが11ヶ所あるのみで、その他は小さな町工場である。

1981～1990年間の需要の伸び率は年平均約6%であるのに対し工業用需要はそれより小さい5%となっている。

各年における最大負荷は通常11月又は12月に発生している。実際の日負荷曲線をFig. 4-3に示す。需要の最大ピークは夕方18時、19時に現れ、第2のピークは午前11時～12時となっている。Costa Ricaは近年工業用、民生用の需要が順調に伸びており、今後も継続して伸び続けて行くものと期待される。需要全体に占める割合は大きな工業計画もないため、当面は現状のままで推移するものと思われ、需要のピークはやはり夕方の点灯時に現れるものと考えられる。

Table 4-7 に1981年から1990年の総消費電力量をエネルギー別に分類したものを示す。電力系統の需要と供給バランスの各年度推移をTable 4-8に示す。

需要と供給バランスシートは供給電力のうち、外国からの輸入電力の占める割合は1990年は4.4%で、販売先はNicaragua, Honduras, 及びPanamáと、購入はHondurasとPanamáとなっている。量についてはTable 4-2に示す。

ICEの配電を含めた送電ロスは約11%となっている。

Table 4-7 Transitions of Domestic Electric Energy Consumption and Maximum Power

Year	Energy Consumption (GWh)					Maximum Power (MW)
	Residential	Commercial	Industrial	Street Lighting	Total	
1981	901	437	629	80	2,047	423
1982	946	508	549	76	2,079	446
1983	977	512	587	74	2,150	460
1984	1,046	532	673	86	2,337	483
1985	1,123	576	674	98	2,471	513
1986	1,242	609	738	108	2,697	566
1987	1,359	656	793	97	2,905	613
1988	1,406	677	789	97	2,969	613
1989	1,458	704	870	93	3,125	658
1990	1,560	730	921	94	3,305	682

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

DEMANDA MAXIMA MENSUAL

MW

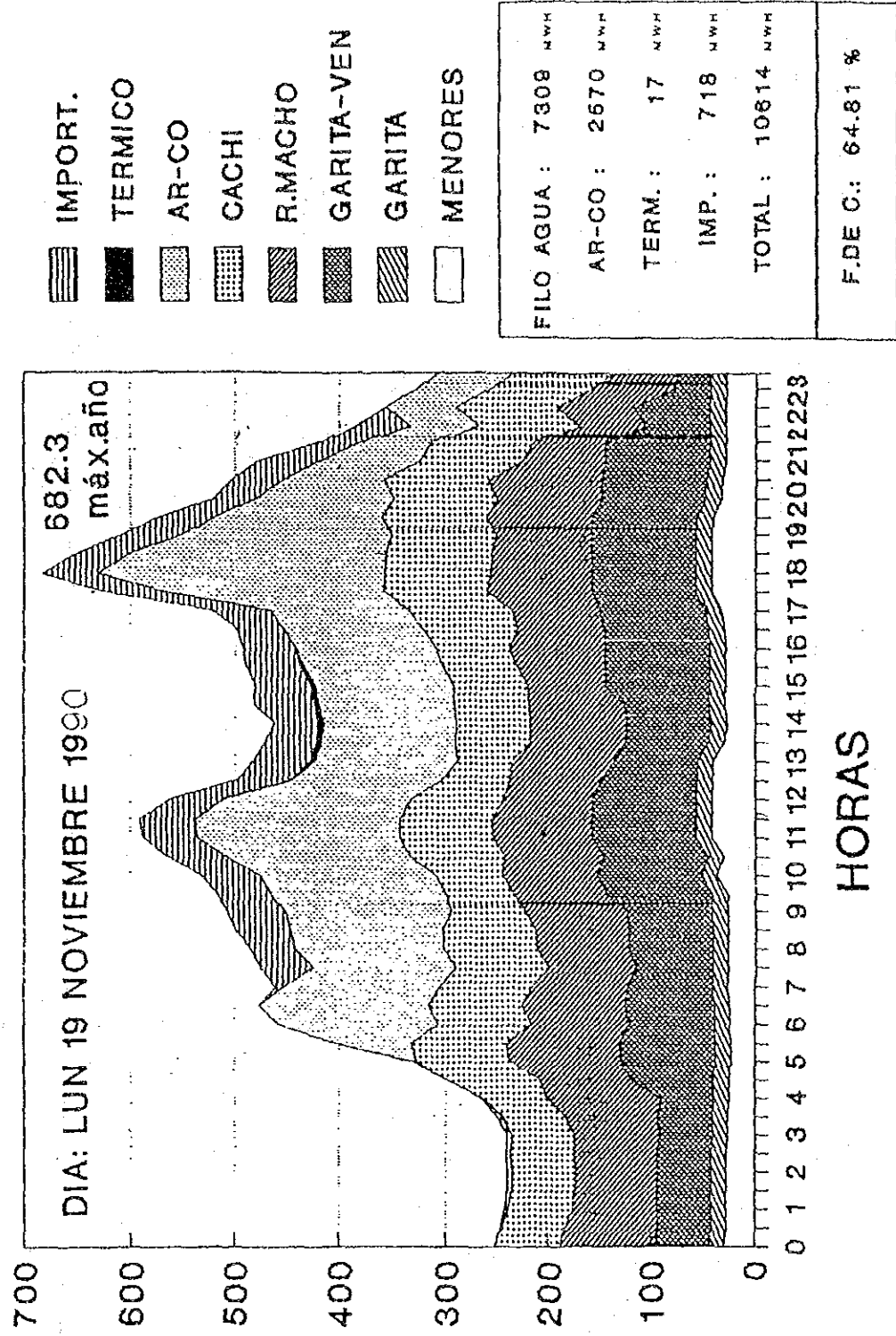


Fig. 4-3 Daily Load Curve

Table 4-8 ICE's Energy Balance

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
① Gross Generation (GWh)	2,291	2,292	2,372	2,568	2,708	2,968	3,245	3,324	3,493	3,707
② Net Generation (GWh)	2,291	2,400	2,860	3,011	2,768	2,891	3,075	3,134	3,350	3,544
③ Energy Purchased (GWh)	-	- 108	- 488	- 443	- 60	77	170	190	143	163
④ ③/① (%)	(-)	(-4.7)	(-20.6)	(-17.3)	(-2.2)	(2.6)	(5.2)	(5.7)	(4.1)	(4.4)
⑤ Energy Supplied to the Network (GWh)	2,291	2,292	2,372	2,568	2,708	2,968	3,245	3,324	3,493	3,707
⑥ Energy Sold (GWh)	2,047	2,079	2,150	2,337	2,471	2,697	2,905	2,969	3,125	3,305
⑦ Network Loss (GWh)	244	213	222	231	237	271	340	355	368	402
⑦/⑤ (%)	(10.7)	(9.3)	(9.4)	(9.0)	(8.8)	(9.1)	(10.5)	(10.7)	(10.5)	(10.8)

第 5 章 電力需要想定および供給計画

第5章 電力需要想定および供給計画

	頁
5.1 電力需要想定	5-1
5.1.1 電力需要と経済成長の足どり	5-1
5.1.2 ICEが実施した電力需要想定	5-1
5.1.3 マクロ手法による電力需要想定	5-2
5.1.4 将来の負荷パターンの予測	5-9
5.2 需要供給計画	5-9
5.2.1 電源開発計画	5-9
5.2.2 需要供給バランス	5-10
5.2.3 ICEの供給計画	5-11
5.3 最適電力開発計画	5-12

List of Figures

- Fig. 5-1 Demand Pass Chart
- Fig. 5-2 GDP/Capita and its Growth Rate
- Fig. 5-3 Demand Forecast of Costa Rica 1991-2010
- Fig. 5-4 Peak Power Forecast 1991-2010
- Fig. 5-5 Daily Load Curve (Peak Day in 1990)
- Fig. 5-6 Daily Load Curve (Peak Day in 2001)
- Fig. 5-7 Load Duration Curve (Peak Day in 2001)
- Fig. 5-8 Power (kW) Balance of Demand and Supply (1/2)
- Fig. 5-9 Power (kW) Balance of Demand and Supply (2/2)
- Fig. 5-10 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply
- Fig. 5-11 Electric Power Development Schedule by Demand Supply Program

List of Tables

- Table 5-1 Basic Data for Demand Forecast
- Table 5-2 Energy Demand Forecast by ICE
- Table 5-3 Demand Forecast by Macro Method
- Table 5-4 Construction Schedule of Power Plant in Costa Rica
- Table 5-5 Power (kW) Balance of Demand and Supply (1/2)
- Table 5-6 Power (kW) Balance of Demand and Supply (2/2)
- Table 5-7 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply
- Table 5-8 Electric Power Development Schedule

第5章 電力需要想定および供給計画

5.1 電力需要想定

5.1.1 電力需要と経済成長の足どり

電力需要と経済成長との関係を調べてみると、電力需要は一般的にGDPの伸びに添った推移を示している。

Table 5-1 に1970年から1990年までのCosta RicaにおけるGDPと電力需要及び人口の伸びの実績値を載せる。

1981年、82年は一般的にマイナス成長となっているが、それ以後プラスに転じ4.5～5%台での経済成長を継続してきている。

一方、人口増加率は1980年までは平均3%台であったが、1980年代に入ってから少しずつ減少の傾向があり、1990年には2.5%まで下がっている。ICEの資料によると、人口は将来この2.5%から2010年には1.5%程度に下がった増加率で継続して行くものと考えられている。

5.1.2 ICEが実施した電力需要想定

ICEはカテゴリー別（住居、工業、商業、街灯等）に過去の電力需要の実績、電化率、人口の伸び等を考慮して、それぞれのカテゴリー別に積上げ手法に基づいて電力の需要想定を2010年まで作成している。

ICEが作成した長期需要想定 (Mercado Electrico Agosto 1990)を Table 5-2 に示す。ICEは、需要想定作成にあたり想定増加率を高、中、低の3つのシナリオについて検討している。その結果、ICEの公式の需要想定としてはシナリオの「中」の増加率を採用している。

Table 5-2 からわかる様に、1990～1995年までは人口増加率と電化率の向上に民生用電力の伸びを期待して1990年までと同様にほぼ同じ率で増加するものとし、平均5.63%で考え、1995～2000年については更にこの傾向が続くものとし、その他小工業の伸びを期待して平均6.19%で推移するものと予想している。

2000年～2010年にかけては人口増加率が低下するとし、また電化率も95%程度となって頭打となり、民生用電力の伸びは低下するものとして取らえ、全体で5～5.5%と見込んでいる。

年負荷率については、今後もほぼ現在と同様に推移するものとしてほぼ60%と、想定している。

5.1.3 マクロ手法による電力需要想定

(1) マクロ手法の概要

ここで採用するマクロ手法は1人当りの消費電力と経済成長率との相関性に着目して、マクロ的に電力需要を行う方法で“Method of Long Range Demand Forecast of Energy for Developing Countries from World-wide Standpoint” EPDC Sep. 1985に依った。

この方法は全世界の平均的な電力の需要経路図 Fig. 5-1 及び1人当りのGNPとその伸び率の図 Fig. 5-2 を基に当該国のこれまでの実績を図中にプロットして行く。

通常、途上国の場合、低い方から序々に世界の平均的成長曲線へ近づく。次にこれらの実績値を延長して平均曲線と交わる点(年)を基準に、それ以後はこの平均的成長曲線上に添って成長して行くのが長期的、かつ世界的視野から見た場合望ましい成長のあり方であるという考え方である。

国によってはこの世界の平均的伸びよりも大きめの成長(High case)をするケースが考えられるが、長期的にみた場合、この平均線に近づくものとして考えた。

Costa Ricaの場合、過去のデータからこの平均的成長曲線へ到着するのは1991～1992年頃と予想される。

(2) 算定条件

(a) 想定期間；20年間(1991～2010年)

Pirris発電所の運開はICEの長期電源開発計画では2001年に予定されているが、余裕をみて1991～2010年までの20年間とした。

(b) 基準年；1991年

過去21年間(1970～1990年)の実績から考えて Fig. 5-1 の世界平均の成長曲線へ到着すると見込まれる1991年を長期予測の基準年とした。なお、現時点では1991年の電力需要とGDPの実績値は出ていないので、過去の実績より最小二乗法によりこれを算出した。

(c) 1人当りのGDP ; 1926 US\$/cap.

ICEから収集したCosta Rica中央銀行のGDP資料及びOECD Annual Report 1990年をクロスチェックし推定した。

但し、価格は1980年のCosta Rica通貨コロンと米ドル換算レート及びエスカレーションを考慮して算出した。

この結果、1人当りのGDPを 1926 US\$/cap (1991年)とした。

人口1人当りのGDPの伸び率は、1985~1990年間は約2%となっている。この伸び率は世界的平均値約5%に対し低い値となっている。しかし、将来は現状より上向くものと考えられるので実績と世界的平均値の間とし基準年の伸び率を3.45%と仮定した。

(d) 人口 ; 3087千人 (1991年)

ICE資料 (Grado de Electrificación a enero de 1990) による1991年推定実績3,087千人を採用した。

1991~2010年間についてもICEのTable 5-2に示す資料を採用した。

(e) 1人あたりの電力量 ; 1259 kWh (1991年)

最小二乗法から求めた基準年1991年の電力需要予想量である3886GWhをその年の人口3,087千人で除した値1259kWhとした。

(f) 年負荷率

1980~1990年の負荷率の実績を見てみると58.67~61.9%の間にあり、60%を基準に上下している。このため、将来エアコン等のピーク負荷が増えて尖頭化しても現状より下がることはなく将来も同様に推移するものと考え、年負荷率を60%とした。

(3) 想定結果

本手法によるマクロの需要想定結果をTable 5-3とFig. 5-3, Fig 5-4に示す。

ICE作成の想定値(middle)に比べて全体的に大差のない値となっている。

Pirris発電所運開予定の2001年近辺に於いても、ほとんど差がなく両想定は比較的一致していると言える。このため、需給バランス計画に於いてはICEの需要想定結果を採用することとする。

Table 5-1 Basic Data for Demand Forecast
(at the price levels and exchange rates of 1980)

Year	GDP US\$		Energy (Generation)		Population		GDP/Capita		Energy/Capita	
	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	(Thousand)	Rate (%)	US\$	Rate (%)	(KWh)	Rate (%)
1970	2,586.7		942		1,703		1,519		553	
1971	2,768.5	7.03	1,069	13.48	1,761	3.45	1,572	3.49	607	9.76
1972	2,993.9	8.14	1,184	10.76	1,822	3.46	1,643	4.52	650	7.08
1973	3,215.7	7.41	1,267	7.01	1,886	3.48	1,705	3.77	672	3.38
1974	3,397.4	5.65	1,386	9.39	1,942	2.95	1,749	2.58	714	6.25
1975	3,470.8	2.16	1,457	5.12	1,991	2.56	1,743	-0.34	732	2.52
1976	3,652.3	5.52	1,570	7.76	2,045	2.72	1,791	2.75	768	4.92
1977	3,991.1	8.98	1,677	6.82	2,103	2.82	1,898	5.97	797	3.78
1978	4,238.3	6.19	1,839	9.66	2,164	2.90	1,959	3.21	850	6.65
1979	4,445.2	4.88	1,910	3.86	2,228	2.97	1,995	1.84	857	0.82
1980	4,481.2	0.81	2,144	12.25	2,296	3.02	1,952	-2.16	934	8.98
1981	4,379.9	-2.26	2,291	6.86	2,365	3.04	1,852	-5.12	969	3.75
1982	4,060.2	-7.30	2,292	0.04	2,437	3.04	1,666	-10.04	941	-2.89
1983	4,177.6	2.84	2,372	3.49	2,511	3.02	1,664	-0.12	945	0.43
1984	4,512.0	8.00	2,568	8.26	2,578	2.68	1,750	5.17	996	5.40
1985	4,544.9	0.73	2,708	5.45	2,646	2.61	1,718	-1.83	1,023	2.71
1986	4,796.2	5.53	2,968	9.60	2,713	2.53	1,768	2.91	1,094	6.94
1987	5,030.7	4.89	3,246	9.37	2,781	2.53	1,809	2.32	1,167	6.67
1988	5,296.4	5.28	3,324	2.40	2,851	2.53	1,858	2.71	1,166	-0.08
1989	5,464.2	3.17	3,493	5.08	2,941	3.13	1,858	0.00	1,188	1.89
1990	5,701.9	4.35	3,707	6.13	3,015	2.51	1,891	1.78	1,221	2.78

Table 5-2 Energy Demand Forecast by ICE

Mercado Electrico
Agosto 1990

Year	High Case			Middle Case			Low Case			Population	
	Energy (GWh)	Power (MW)	L.f (%)	Energy (GWh)	Power (MW)	L.f (%)	Energy (GWh)	Power (MW)	L.f (%)	(Thousand)	Rate (%)
1991	3,940	757	59.4	3,678	744	59.5	3,837	736	59.5	3,087	2.36
1992	4,199	807	59.4	4,072	781	59.5	3,989	764	59.6	3,160	2.28
1993	4,472	861	59.3	4,304	826	59.4	4,182	801	59.6	3,233	2.21
1994	4,762	919	59.2	4,566	877	59.4	4,406	844	59.6	3,304	2.13
1995	5,086	982	59.1	4,852	933	59.4	4,658	893	59.5	3,443	1.97
1996	5,415	1,047	59.0	5,155	991	59.3	5,209	999	59.5	3,511	1.91
1997	5,766	1,116	59.0	5,479	1,054	59.3	5,505	1,056	59.5	3,578	1.86
1998	6,131	1,187	59.0	5,813	1,119	59.3	5,825	1,118	59.5	3,644	1.83
1999	6,529	1,264	59.0	6,172	1,188	59.3	6,159	1,182	59.5	3,711	1.79
2000	6,946	1,345	59.0	6,550	1,261	59.3	6,501	1,247	59.5	3,777	1.75
2001	7,356	1,424	59.0	6,941	1,336	59.3	6,853	1,314	59.6	3,843	1.72
2002	7,781	1,505	59.1	7,342	1,413	59.4	7,212	1,383	59.6	3,909	1.68
2003	8,220	1,589	59.2	7,751	1,491	59.4	7,577	1,451	59.7	4,041	1.65
2004	8,668	1,674	59.3	8,167	1,570	59.5	8,261	1,579	59.7	4,106	1.62
2005	9,096	1,754	59.3	8,561	1,644	59.6	8,619	1,645	59.8	4,172	1.60
2006	9,540	1,838	59.4	8,941	1,715	59.7	8,993	1,715	59.9	4,237	1.57
2007	10,008	1,925	59.4	9,339	1,789	59.8	9,384	1,787	59.9	4,302	1.53
2008	10,499	2,017	59.5	9,756	1,866	59.8	9,792	1,862	60.0	4,365	1.50
2009	11,015	2,114	59.6	10,192	1,947	59.8					
2010	11,557	2,215	59.6	10,649	2,031	59.8					

Table 5-3 Demand Forecast by Macro Method

Year	GDP / Capita		Energy / Capita		Population		GDP (US\$)		Energy Demand		Power (MW)
	(US\$)	Rate (%)	(kWh)	Rate (%)	(Thousand)	Rate (%)	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	
1991	1,926	3.45	1,259		3,087		5,946		3,887		740
1992	1,992	3.43	1,312	4.21	3,160	2.36	6,295	5.87	4,146	6.66	789
1993	2,060	3.41	1,366	4.12	3,233	2.28	6,660	5.80	4,416	6.51	840
1994	2,130	3.38	1,421	4.03	3,304	2.21	7,038	5.68	4,695	6.32	893
1995	2,202	3.35	1,479	4.08	3,374	2.13	7,430	5.57	4,990	6.28	949
1996	2,276	3.32	1,538	3.98	3,443	2.04	7,836	5.46	5,295	6.11	1,007
1997	2,352	3.29	1,598	3.90	3,511	1.97	8,258	5.39	5,611	5.97	1,068
1998	2,429	3.25	1,660	3.88	3,578	1.91	8,691	5.24	5,939	5.85	1,130
1999	2,508	3.22	1,723	3.80	3,644	1.86	9,139	5.15	6,279	5.72	1,183
2000	2,589	3.18	1,787	3.71	3,711	1.83	9,608	5.13	6,632	5.62	1,262
2001	2,671	3.14	1,852	3.64	3,777	1.79	10,088	5.00	6,995	5.47	1,331
2002	2,755	3.10	1,919	3.62	3,843	1.75	10,587	4.95	7,375	5.43	1,403
2003	2,840	3.05	1,987	3.54	3,909	1.72	11,102	4.86	7,767	5.32	1,478
2004	2,927	3.01	2,056	3.47	3,975	1.68	11,635	4.80	8,173	5.23	1,555
2005	3,015	2.96	2,126	3.40	4,041	1.65	12,184	4.72	8,591	5.11	1,635
2006	3,104	2.92	2,196	3.29	4,106	1.62	12,745	4.60	9,017	4.96	1,716
2007	3,195	2.87	2,268	3.28	4,172	1.60	13,330	4.59	9,462	4.94	1,800
2008	3,287	2.82	2,341	3.22	4,237	1.57	13,927	4.48	9,919	4.83	1,887
2009	3,380	2.77	2,414	3.12	4,302	1.53	14,541	4.41	10,385	4.70	1,976
2010	3,474	2.72	2,488	3.07	4,366	1.50	15,167	4.31	10,863	4.60	2,067

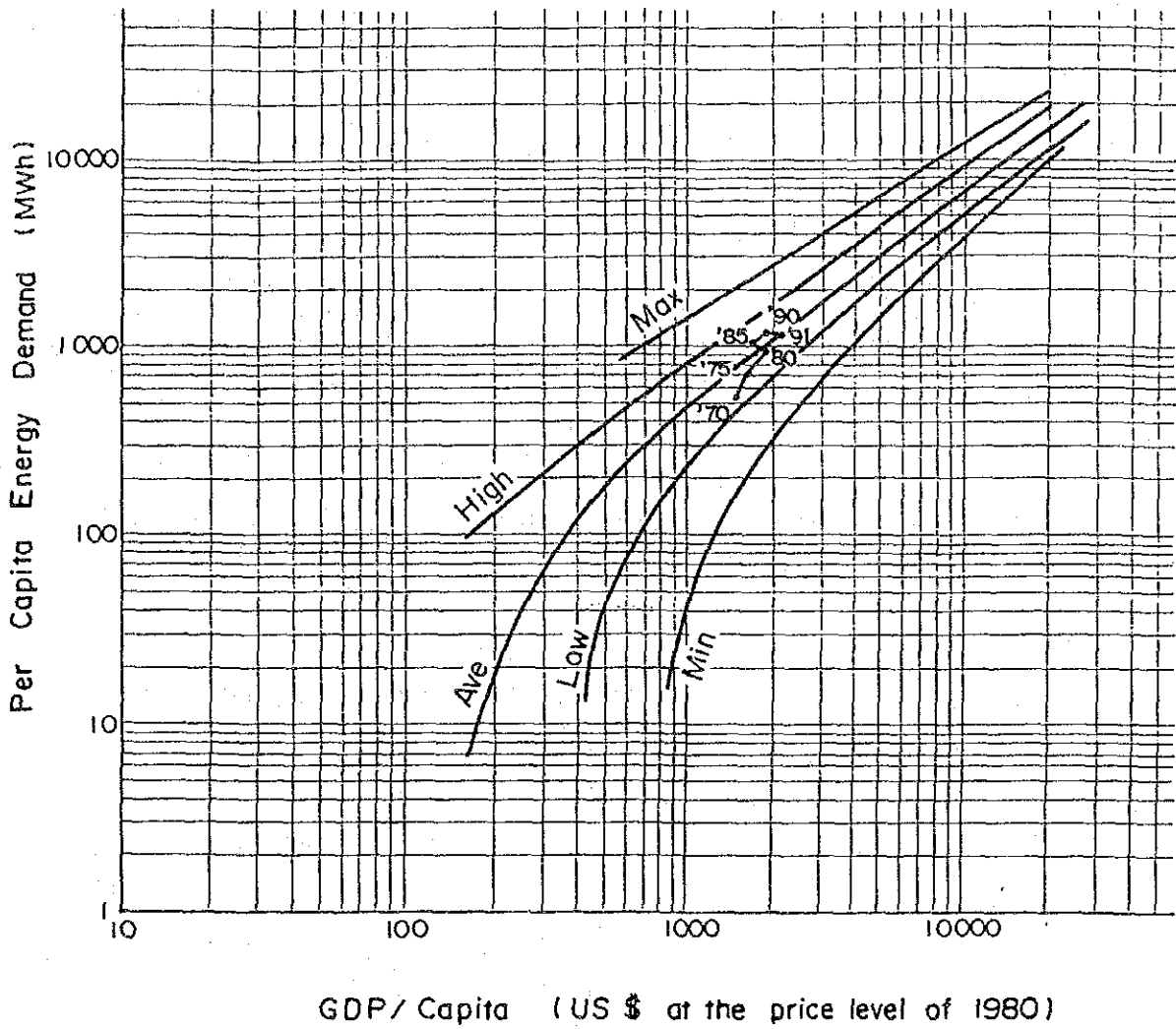


Fig. 5-1 Demand Pass Chart

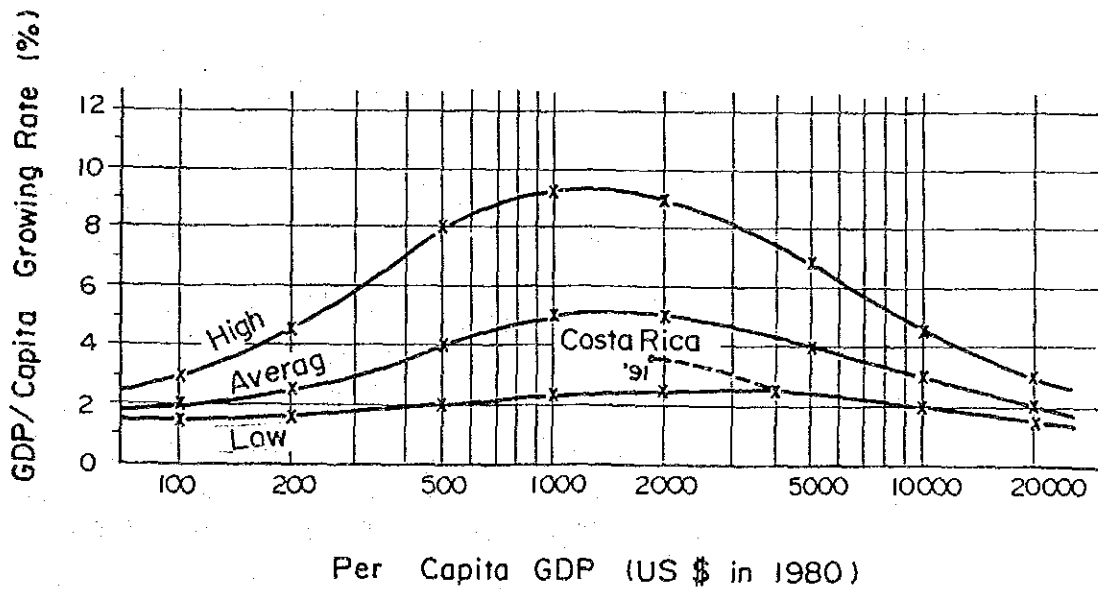


Fig. 5-2 GDP/Capita and its Growth Rate

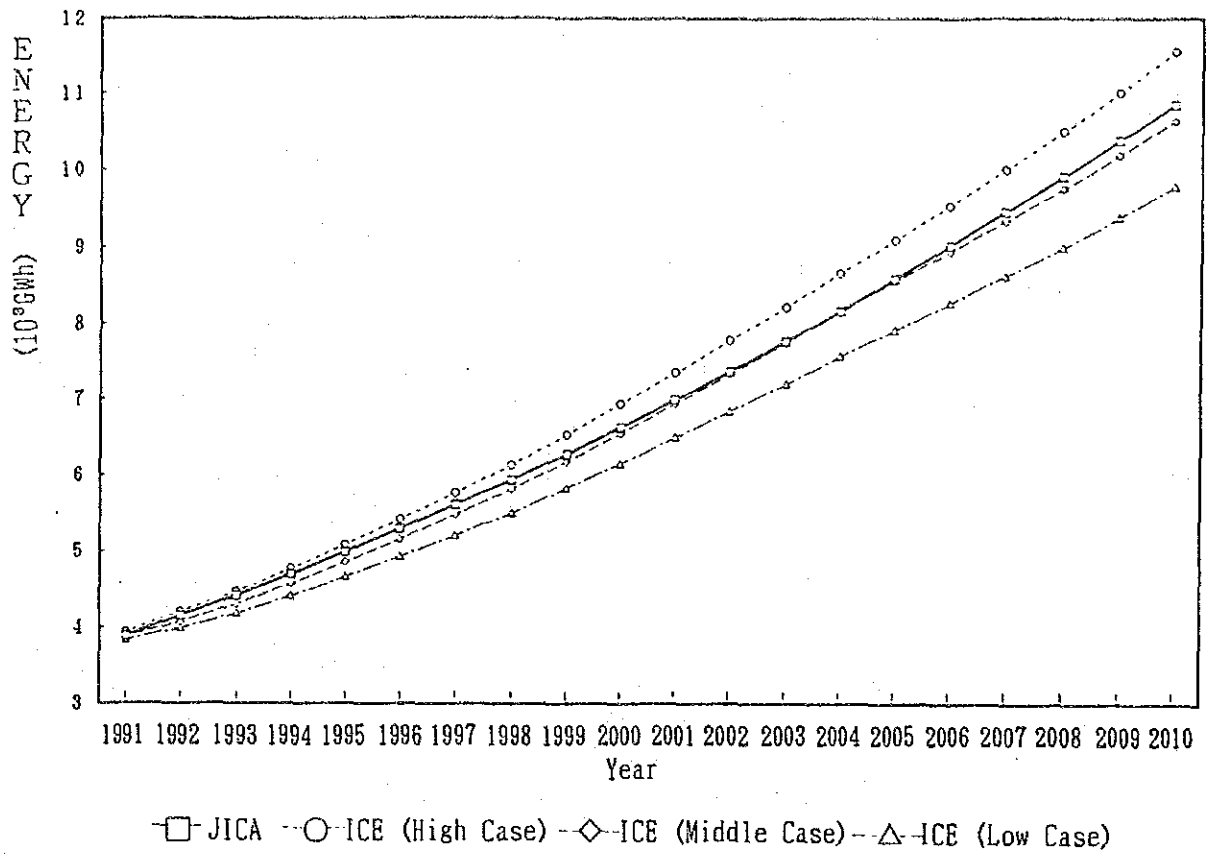


Fig. 5-3 Demand Forecast of Costa Rica 1991-2010
(10⁸GWh)

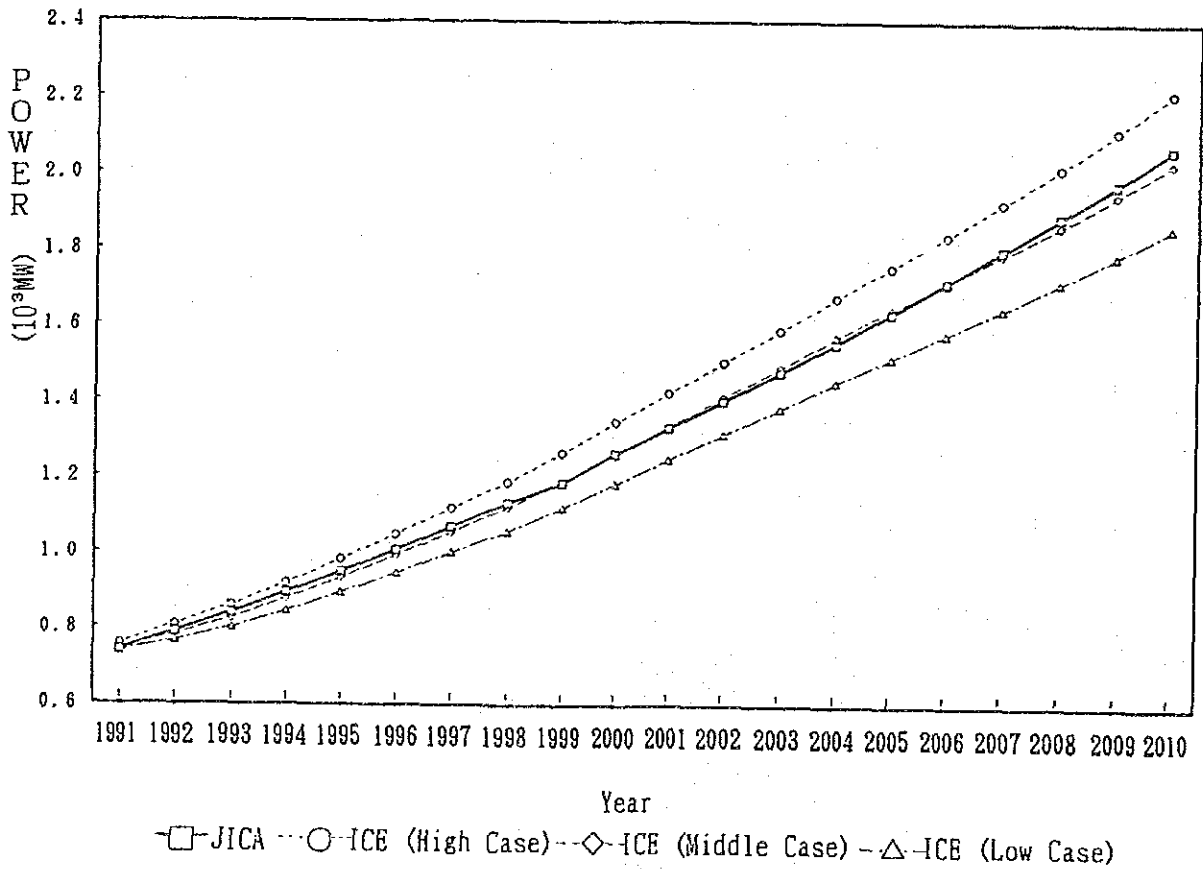


Fig. 5-4 Peak Power Forecast 1991-2010
(10³MW)

5.1.4 将来の負荷パターンの予測

将来のkWピークバランスの検討にあたっては、電力需要の季節的及び時間的特徴を把握しておく必要がある。以下に、これまでのCosta Ricaの電力需要実績を分析して、将来の負荷パターンを想定した。

(1) ピーク発生月

Costa Rica全体の電力需要は夏期の冷房負荷よりも冬場の電灯負荷の方が支配的であり、電力需要のピークは11～12月が最大ピーク発生月となっている。

最大電力消費地であるSan José市は約1,000mの高地にあり、夏期の冷房負荷が急に延びることはないと考えられ、この傾向は暫くは変わらないものと思われる。

「5.2 需要供給計画」では11月を年間最大ピーク発生月として考えた。

(2) 日負荷曲線

日負荷のパターンは季節、曜日によっても異なるが、1990年においては11月19日に最大ピークが発生しており、ここでは11月の年間最大ピークの負荷パターンについて述べる。

この日の最大ピークは点灯時の18時頃に現れている。日負荷率は約65%である。

将来のkWピークバランスの検討にあたって想定した代表的な日負荷曲線を Fig. 5-5 (「第4章電気事業の現状」で使用したDaily Load Curveを使用する。)、2001年における想定日負荷曲線を Fig. 5-6、日負荷持続曲線を Fig. 5-7 に示す。

過去の実績より日負荷率は65%、深夜率は30%程度とした。

5.2 需要供給計画

5.2.1 電源開発計画

1991年から2010年までJCE作成の電源開発計画をTable 5-4 に示す。

この開発計画は LOGOS (Logiciel du Gestion Optimal du System Electrique) という、最適電源開発プログラムを用いている。

ここで採用された信頼度目標は年間の電力不足見込日数は2日と想定されている。この開発計画が予定通り進められた場合、Pirrisの運開予定2001年には1990年現在の1.97倍となり1755MWに達する。今後2010年までの開発予定電源1705MWのうち水力は

1108MWであり、水力の占める割合は65%となり、高いウェートを継続して占めている。
水力は国内エネルギー資源として、電力需給に大きく貢献している。

5.2.2 需要供給バランス

前述の様にICEにおける供給計画は2010年まで運開年、月まできめ細かに計画計算されている。今回の供給計画は基本的にICEの電源開発計画を参考に検討した。前記の供給計画に追加して2000年代後半の需要供給計画には Savegreおよび Pacuare 水力発電計画を供給力として考慮した。

需要供給バランスはkWとKWhとについて、電力需要想定で得られた結果に対し各々検討を実施した。

kWバランスについては、ピーク発生月で、かつ比較的渇水期であると想定される11月の最大ピーク発生日について検討を行った。一方、kWh バランスについては年間総電力需要に対して検討した。

(1) 検討条件

(a) 火力発電所

- 出力減少及び廃止 ; 1990年現在の火力の全設備出力の5%が今後2010年まで均等に減少して行くものとする。
- 事故 ; kWバランス検討において、最大ピーク発生日に最大ユニット1台が事故で停止すると仮定する。但し、事故はすぐ復旧するものとし、年間の発電エネルギー計画へは影響しないものとする。
- 年間利用率 ; ガスタービン30%、ディーゼル80%、地熱90%とする。
- 補修計画 ; ピーク月に補修は行わない。

(b) 水力発電所

- 廃止・事故 ; 考慮しない。

i) 年間kWhバランス

平均出水年相当の電力量 (Average Energy) と最低保証電力量 (Firm Energy) の両方を考慮した。

ii) ピーク日のkWバランス

検討にあたっては、日負荷持続曲線に添ってピーク負荷からミドル、ベース負荷へ優先的に水力の供給力を配合し、ベースの不足分は火力機で賄うという考えを基本とした。水力のピーク供給力としては常時尖頭出力 (Dependable Peak Capacity) を考慮した。

(c) 電力輸入

kWピーク、バランスの検討においては、電力輸入は考慮しないが、kWhエネルギーバランスでは考慮する。

検討結果を Table 5-5, 5-6, 5-7 及び Fig. 5-8, 5-9, 5-10 に示す。

これよりPirris水力発電所は需要供給バランス上必要不可欠であり、その実現が強く望まれる。

5.2.3 ICEの供給計画

(1) 電源開発計画

1991年現在、ICEの2010年までの電源開発計画はTable 5-4のとおりとなっている。

(2) Pirris水力計画開発の意義

物理的な開発スケジュールから考えて、Pirris水力発電所の運開は早くて2001年又はそれ以降と思われる。

需要が予想通り伸びるものと仮定するならば、Pirris水力発電所の開発が2001年以降にずれ込んだ場合、kW及びkWhバランス上非常にきびしくなる。この場合には適当な代替の発電設備が必要となる。よって、Pirris計画の開発は需給上、不可欠であると言える。

5.3 最適電力開発計画

5.2 「需要供給計画」に追加して1991年から2010年までの電力需要に対する最適電力開発計画について国際原子力機関(IAEA)で開発されたWASP(Wien Automatic System Planning Package)というソフトを用いて検討を行った。

(1) 検討条件

- i) Pirris以外の開発計画予定発電所の諸元、運開可能予定年及び工事費はICE作成資料による。
- ii) 信頼度目標は年間の電力不足見込日数 (LoLP: Loss of Load Probability)を2日未満とした。(ICE採用値)

(2) 検討結果

WASPでの検討結果においてもPirrisは2001年に運開すべきとの結果を得た。(Table 5-8) この結果はICEがLOGDS を使用して検討した結果と一致した。また、2010年までの長期電力開発計画においても、発電設備の運開年度に1~2年の差はあるが、ほぼ一致している。この若干の相違は相互のプログラムで採用しているデータ処理および計算手法の差によるものと思われる。WASPによる電力開発計画の結果を Table 5-8 に示す。「5.2.2 需要供給バランス」の検討にはICEの開発計画の運開年を若干変更し、更にSavegreおよびPacuareの新規水力を追加した。この検討結果によれば1991年から2003年まではICEの開発計画と同じ結果である。2004年から2010年までは若干の相違がある。

Table 5-4 Construction Schedule of Power Plant in Costa Rica

Year	Plant Name	Year	Month
1991	Ampliación varias hydro. (see note) P.T. Gas (3x36MW)	1991	January January
1992	---	1992	
1993	P.H. Sandillal (32MW) P.T. Gas (1x36MW)	1993	July January
1994	P.H. Toro I (24MW) P.G. Miravalles I (55MW)	1994	September July
1995	P.H. Toro II (66MW) P.G. Miravalles II (55MW)	1995	January January
1996	P.T. Motor Baja Vel. (2x32MW)	1996	January
1997	P.T. Motor Baja Vel. (1x32MW)	1997	January
1998	P.H. Angostura (177MW)	1998	January
1999	---	1999	
2000	P.T. Motor Baja Vel. (2x32MW)	2000	January
2001	P.H. Pirris (128MW)	2001	January
2002	P.G. Miravalles III (55MW)	2002	January
2003	P.H. Guayabo (245MW)	2003	January
2004	---	2004	
2005	P.H. Siquirres I (206MW)	2005	January
2006	---	2006	
2007	P.H. Siquirres II (206MW)	2007	January
2008	---	2008	January
2009	P.T. Motor Baja Vel. (2x32MW)	2009	January
2010	P.T. Motor Baja Vel. (2x32MW)	2010	January

Date: July 26 - 1991

"Ampliación" are following: P.H. Belén (5.6MW), P.H. Electriona (2.8MW) and P.H. Birris (16MW)

P.H.: Hydraulic
P.T.: Thermal
P.G.: Geothermal

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

DEMANDA MAXIMA MENSUAL

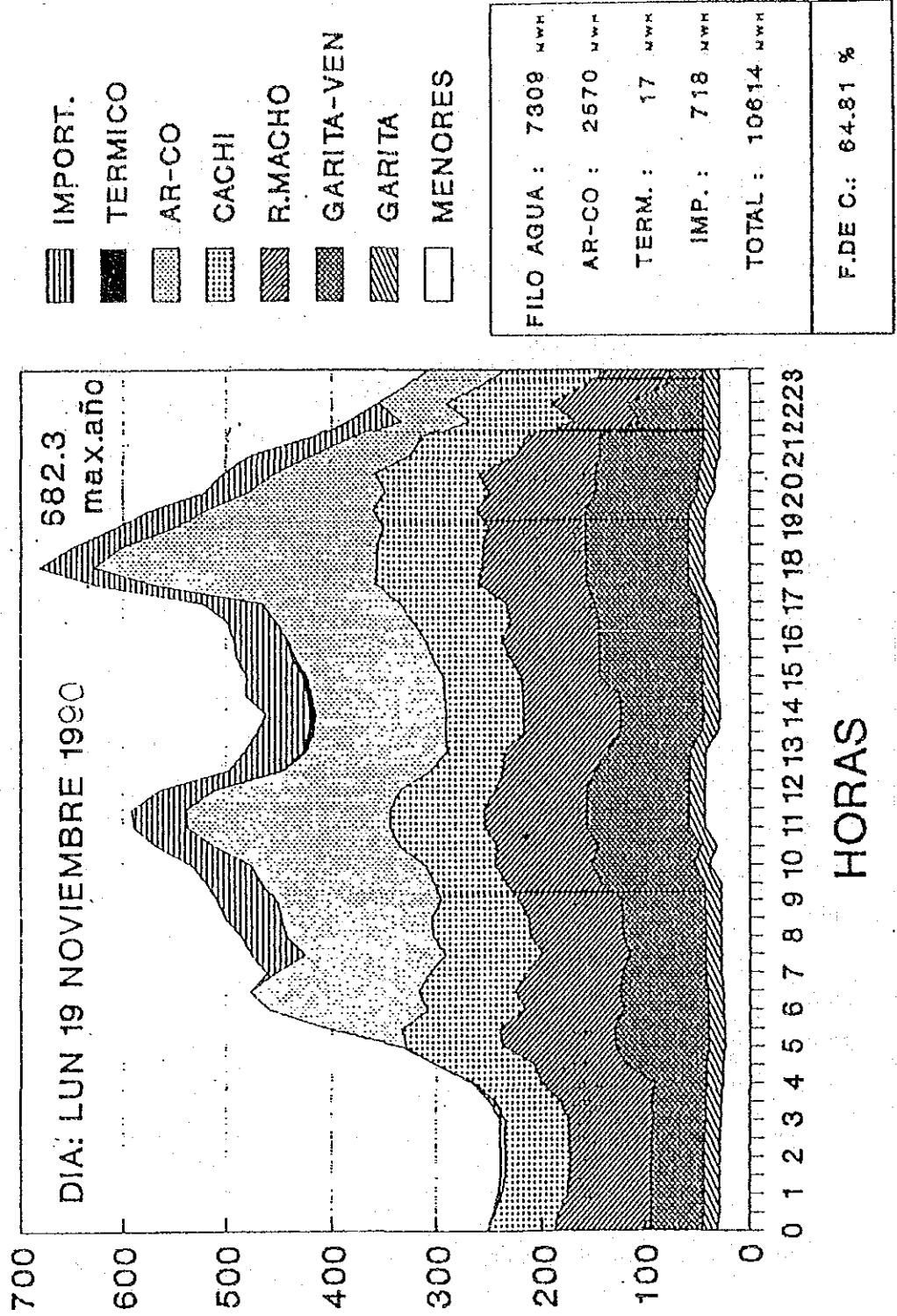


Fig. 5-5 Daily Load Curve (Peak Day in 1990)

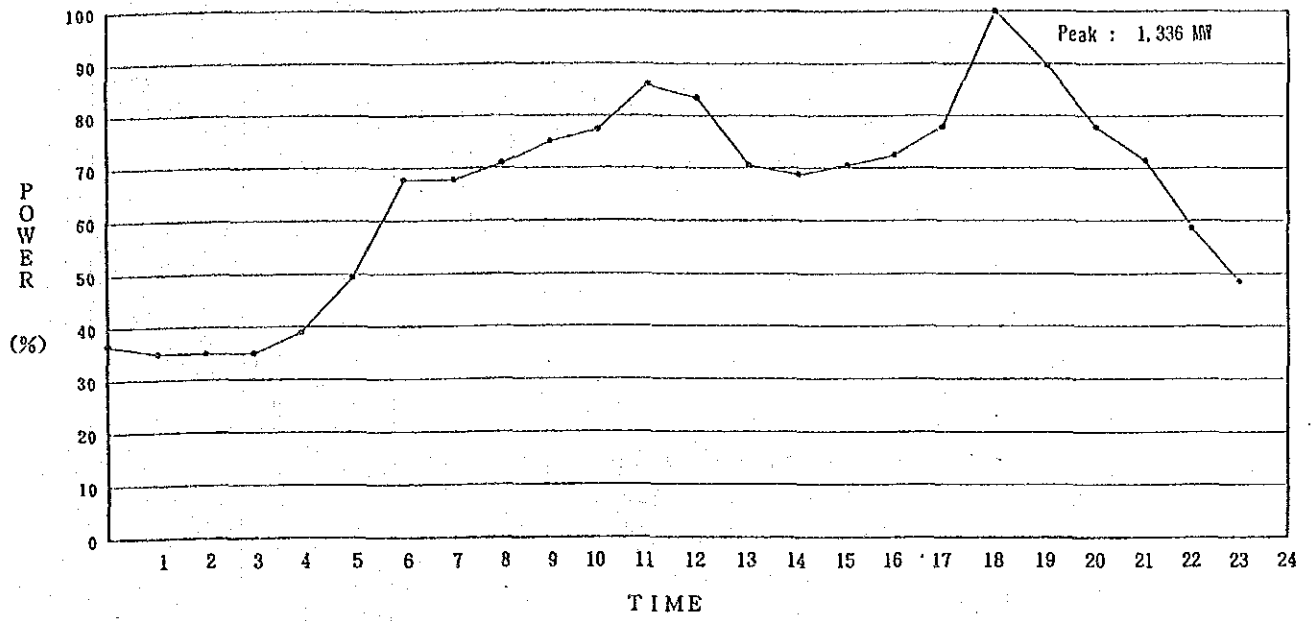


Fig. 5-6 Daily Load Curve (Peak Day in 2001)

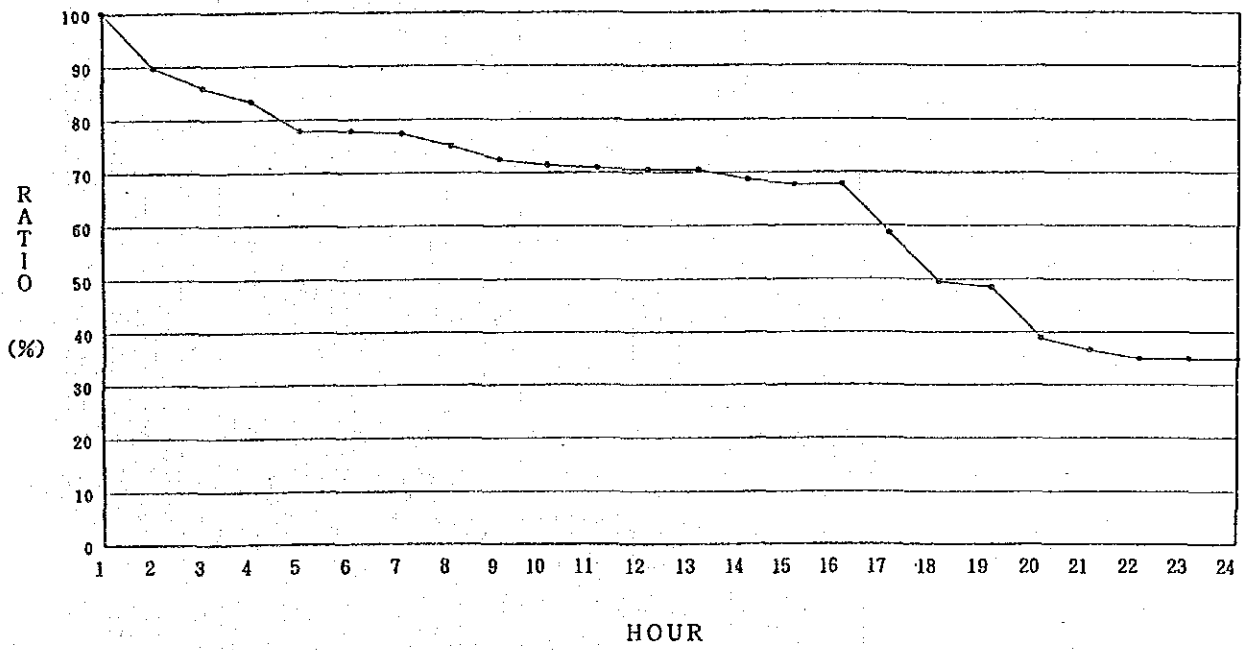


Fig. 5-7 Load Duration Curve (Peak Day in 2001)

Table 5-5 Power (KW) Balance of Demand and Supply 1/2
(Without consideration of Daily Load Curve)

Year	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	Peak Demand (MW)	Hydro Installed Capacity (MW)	Hydro Dependable Peak Capacity (MW)	Thermal Available Capacity (MW)	Maximum Thermal unit Capacity (MW)	Total Installed Capacity (2)+(4) (MW)	Total Available Capacity (3)+(4)-(5) (MW)	$\frac{\{(6)-(1)\}}{(1)} \times 100$ (%)	$\frac{\{(7)-(1)\}}{(1)} \times 100$ (%)
1990	682.0	747.3	639.0	142.3	21.0	839.6	760.3	30.4	11.5
1991	744.0	771.7	651.2	243.2	36.0	1,014.9	858.4	36.4	15.4
1992	781.0	771.7	651.2	236.1	36.0	1,007.8	851.3	29.0	9.0
1993	826.0	803.7	683.2	265.0	36.0	1,088.7	912.2	29.4	10.4
1994	877.0	827.7	687.2	312.9	55.0	1,140.6	945.1	30.1	7.8
1995	933.0	893.7	727.2	360.8	55.0	1,254.5	1,033.0	34.5	10.7
1996	991.0	893.7	727.2	417.7	55.0	1,311.4	1,089.9	32.3	10.0
1997	1,054.0	893.7	727.2	442.6	55.0	1,336.3	1,114.8	26.8	5.8
1998	1,119.0	1,070.7	851.1	435.5	55.0	1,506.2	1,231.6	34.6	10.1
1999	1,188.0	1,070.7	851.1	428.4	55.0	1,499.1	1,224.5	26.2	3.1
2000	1,261.0	1,070.7	851.1	485.3	55.0	1,556.0	1,281.4	23.4	1.6
2001	1,336.0	1,198.7	977.1	478.2	55.0	1,676.9	1,400.3	25.5	4.8
2002	1,413.0	1,198.7	977.1	526.1	55.0	1,724.8	1,448.2	22.1	2.5
2003	1,491.0	1,443.7	1,057.1	519.0	55.0	1,962.7	1,521.1	31.6	2.0
2004	1,570.0	1,649.7	1,211.6	511.9	55.0	2,161.6	1,668.5	37.7	6.3
2005	1,644.0	1,855.7	1,366.1	504.8	55.0	2,360.5	1,815.9	43.6	10.5
2006	1,715.0	1,855.7	1,366.1	533.7	55.0	2,389.4	1,844.8	39.3	7.6
2007	1,789.0	2,020.7	1,448.6	526.6	55.0	2,547.3	1,920.2	42.4	7.3
2008	1,866.0	2,020.7	1,448.6	551.5	55.0	2,572.2	1,945.1	37.8	4.2
2009	1,947.0	2,245.7	1,561.1	608.4	55.0	2,854.1	2,114.5	46.6	8.6
2010	2,031.0	2,245.7	1,561.1	633.0	55.0	2,878.7	2,139.1	41.7	5.3

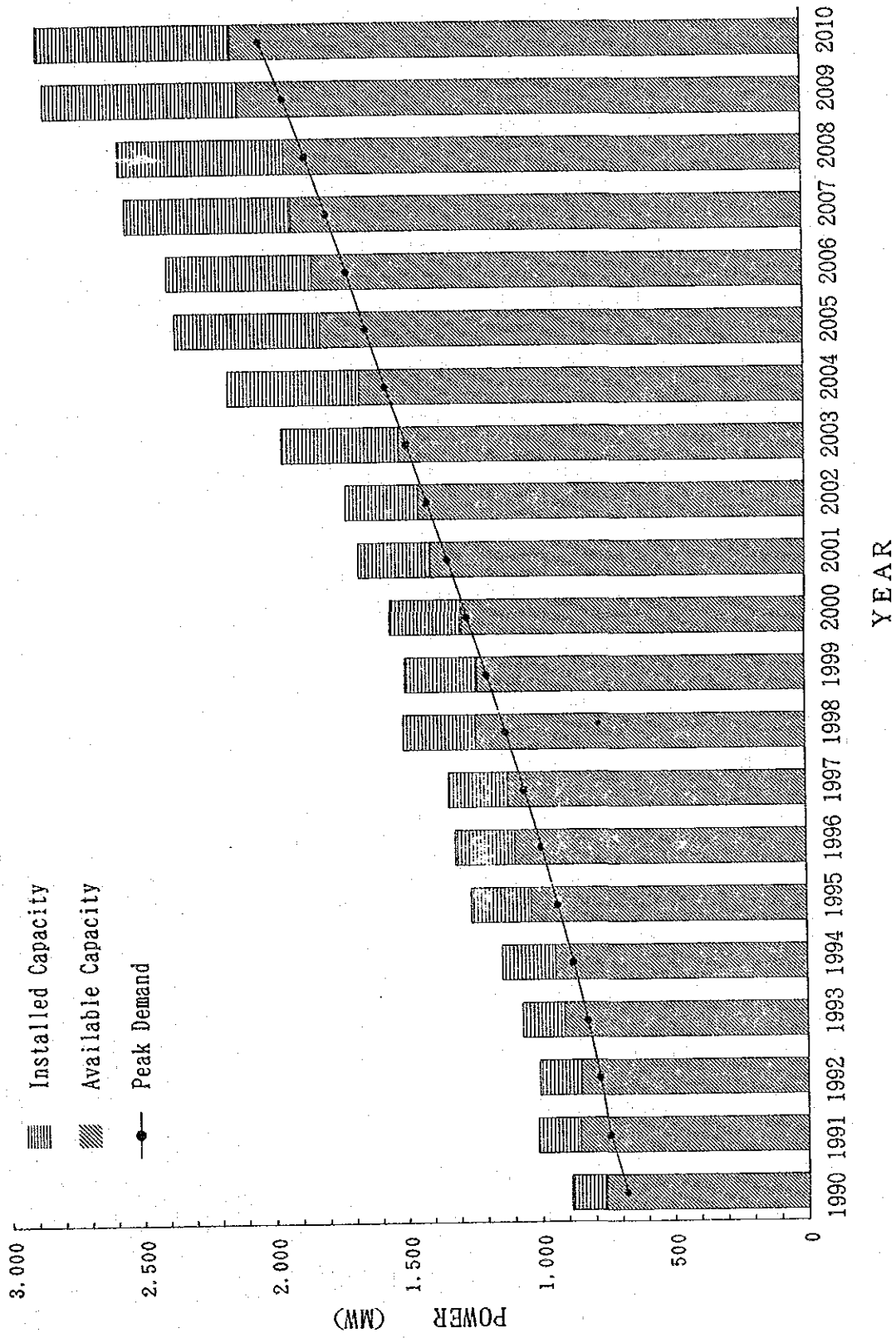


Fig. 5-8 Power (kW) Balance of Demand and Supply (1/2)
(without consideration of Daily Load Curve)

Table 5-6 Power (KW) Balance of Demand and Supply 2/2
(With consideration of Daily Load Curve)

Year	(1) Peak Demand (MW)	(2) Hydro Installed Capacity (MW)	(3) Hydro Dependable Peak Capacity (MW)	(4) Thermal Available Capacity (MW)	(5) Maximum Thermal unit Capacity (MW)	(6) Total Installed Capacity (2)+(4) (MW)	(7) Total Available Capacity (MW)	(8) {(6)-(1)} / (1) × 100 (%)	(9) {(7)-(1)} / (1) × 100 (%)
1990	682.0	747.3	639.0	142.3	21.0	889.6	684.8	30.4	0.4
1991	744.0	771.7	651.2	243.2	36.0	1,014.9	804.6	36.4	8.1
1992	781.0	771.7	651.2	286.1	36.0	1,007.8	810.5	29.0	3.8
1993	826.0	808.7	688.2	265.0	36.0	1,068.7	871.2	29.4	5.5
1994	877.0	827.7	687.2	312.9	55.0	1,140.6	921.9	30.1	5.1
1995	933.0	893.7	727.2	360.8	55.0	1,254.5	1,007.8	34.5	8.0
1996	991.0	893.7	727.2	417.7	55.0	1,311.4	1,085.0	32.3	9.5
1997	1,054.0	893.7	727.2	442.6	55.0	1,336.3	1,114.8	26.8	5.8
1998	1,119.0	1,070.7	851.1	435.5	55.0	1,506.2	1,200.0	34.6	7.2
1999	1,188.0	1,070.7	851.1	428.4	55.0	1,499.1	1,217.1	26.2	2.4
2000	1,261.0	1,070.7	851.1	485.3	55.0	1,556.0	1,281.4	23.4	1.6
2001	1,336.0	1,198.7	977.1	478.2	55.0	1,676.9	1,344.9	25.5	0.7
2002	1,413.0	1,198.7	977.1	526.1	55.0	1,724.8	1,419.8	22.1	0.5
2003	1,491.0	1,443.7	1,057.1	519.0	55.0	1,962.7	1,516.7	31.6	1.7
2004	1,570.0	1,649.7	1,211.6	511.9	55.0	2,161.6	1,568.1	37.7	-0.1
2005	1,644.0	1,855.7	1,366.1	504.8	55.0	2,360.5	1,692.5	43.6	3.0
2006	1,715.0	1,855.7	1,366.1	533.7	55.0	2,389.4	1,746.3	39.3	1.8
2007	1,789.0	2,020.7	1,448.6	526.6	55.0	2,547.3	1,818.0	42.4	1.6
2008	1,866.0	2,020.7	1,448.6	551.5	55.0	2,572.2	1,869.9	37.8	0.2
2009	1,947.0	2,245.7	1,561.1	608.4	55.0	2,854.1	2,005.9	46.6	3.0
2010	2,031.0	2,245.7	1,561.1	633.0	55.0	2,878.7	2,059.9	41.7	1.4

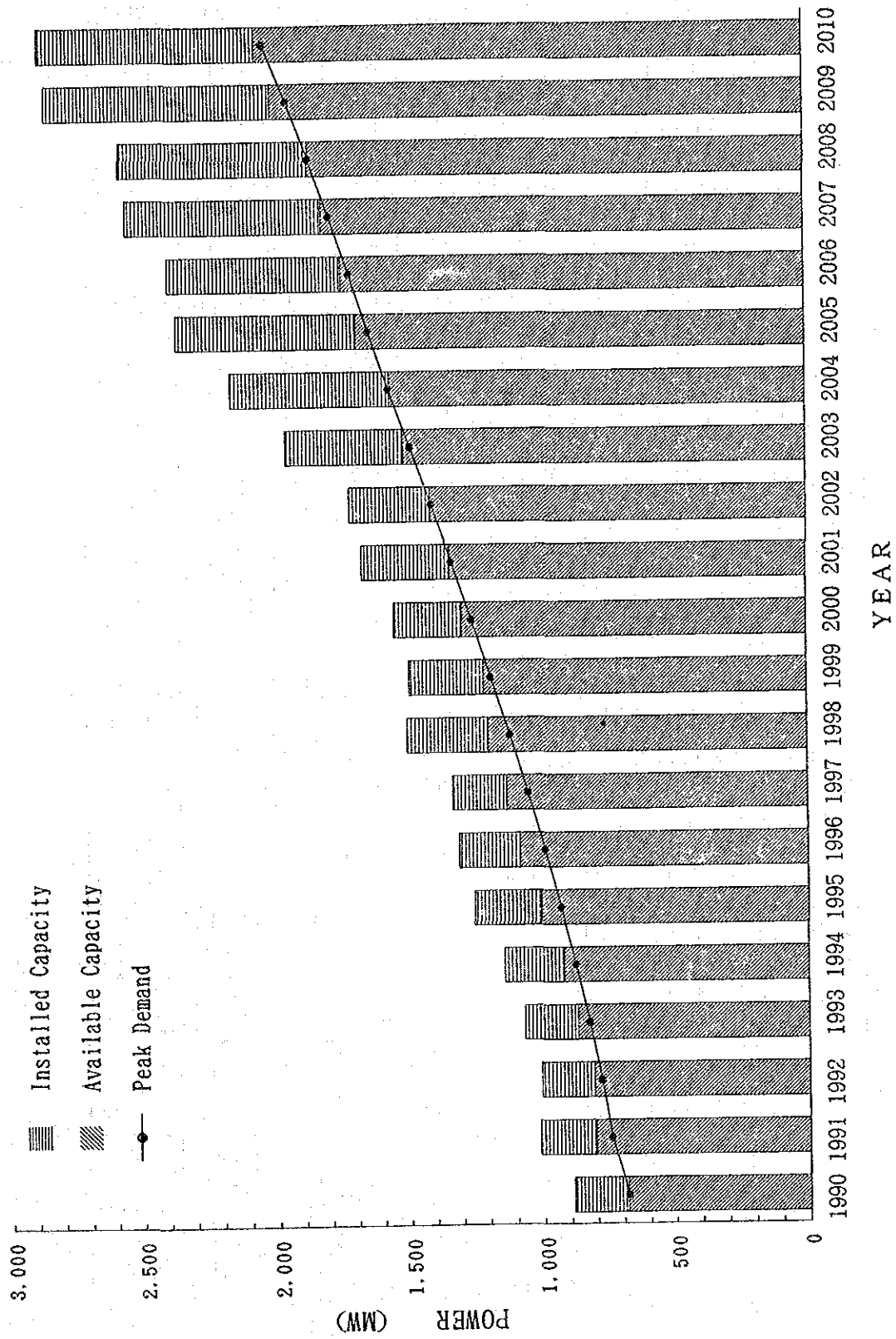


Fig. 5-9 Power (kW) Balance of Demand and Supply (2/2)
(with consideration of Daily Load Curve)

Table 5-7 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply

Year	(1) Energy Demand (GWh)	(2) Hydro Average (GWh)	(3) Hydro Firm (GWh)	(4) Thermal Available (GWh)	(5) Import (GWh)	(6) Average (2)+(4) (GWh)	(7) Firm Total (3)+(4)+(5) (GWh)	(8) {(6)-(1)} /(1) × 100 (%)	(9) {(7)-(1)} /(1) × 100 (%)
1990	3,707.0	3,749.8	2,845.6	647.5	289.0	4,397.3	3,782.1	18.6	2.0
1991	3,878.0	3,856.7	2,952.5	898.9	50.0	4,755.6	3,901.4	22.6	0.6
1992	4,072.0	3,856.7	2,952.5	866.5	255.0	4,723.2	4,074.0	16.0	0.0
1993	4,304.0	3,996.7	3,092.5	928.7	290.0	4,925.4	4,311.2	14.4	0.2
1994	4,566.0	4,115.7	3,127.5	1,329.9	150.0	5,445.6	4,507.4	19.3	0.9
1995	4,852.0	4,430.7	3,288.8	1,731.1	0.0	6,161.8	5,019.9	27.0	3.5
1996	5,155.0	4,430.7	3,288.8	2,147.2	0.0	6,577.9	5,436.0	27.6	5.5
1997	5,479.0	4,430.7	3,288.8	2,339.1	0.0	6,769.8	5,627.9	23.6	2.7
1998	5,813.0	5,426.7	3,748.2	2,306.7	0.0	7,733.4	6,054.9	33.0	4.2
1999	6,172.0	5,426.7	3,748.2	2,274.3	150.0	7,701.0	6,172.5	24.8	0.0
2000	6,550.0	5,426.7	3,748.2	2,690.4	150.0	8,117.1	6,588.6	23.9	0.6
2001	6,941.0	6,036.0	3,978.2	2,658.0	305.0	8,694.0	6,941.2	25.3	0.0
2002	7,342.0	6,036.0	3,978.2	3,059.2	305.0	9,095.2	7,342.4	23.9	0.0
2003	7,751.0	7,472.0	4,650.3	3,026.8	100.0	10,498.8	7,777.1	35.5	0.3
2004	8,167.0	8,231.0	4,920.4	2,994.4	250.0	11,225.4	8,164.8	37.4	0.0
2005	8,561.0	9,573.0	5,845.8	2,962.0	0.0	12,535.0	8,807.8	46.4	2.9
2006	8,941.0	9,573.0	5,845.8	3,024.2	100.0	12,597.2	8,970.0	40.9	0.3
2007	9,339.0	10,490.0	6,309.8	2,991.8	50.0	13,481.8	9,351.6	44.4	0.1
2008	9,756.0	10,490.0	6,309.8	3,183.7	280.0	13,673.7	9,773.5	40.2	0.2
2009	10,192.0	11,379.0	6,754.3	3,599.8	0.0	14,978.8	10,334.1	47.0	1.6
2010	10,649.0	11,379.0	6,754.3	3,792.2	120.0	15,171.2	10,666.5	42.5	0.2

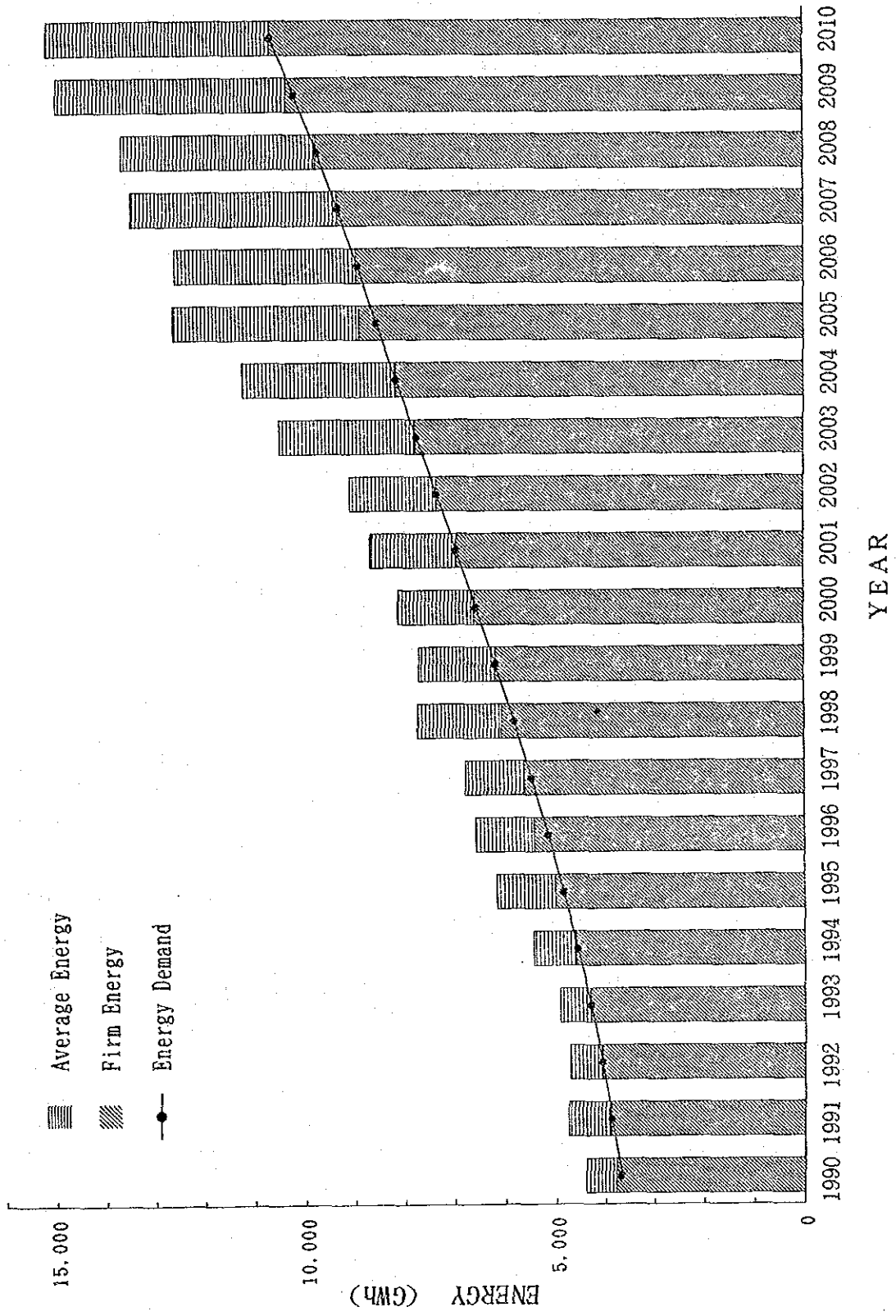


Fig. 5-10 Energy (kWh) Balance of Demand and Supply