

## 結論と勧告



## 結論と勧告

本計画調査は、2001年3月から実施されているトロラ川水力発電計画のフィージビリティ調査であり、調査結果に基づく以下の理由によって技術面、経済・財務面および環境面から実施可能であると結論づけられる。以下に、結論の内容について述べる。

### 結 論

#### (1) 水力開発の必要性

本計画は、エルサルバドル国が指向する下記の水力開発の基本方針に沿うものである。

- 競争力のある持続可能な水力資源利用により、電力需要の伸びに応えること
- 水力発電により石油資源量抑制に寄与すること
- トロラ川の未利用水力発電資源を有効利用すること

新規の電源投入を行う場合、本計画のような水力の新規開発の他、民間会社による新規火力発電所の開発および他国からの輸入電力の増加が考えられるが、下記観点から水力開発を優先する必要があると思われる、

- 地球環境問題への対応、石油代替エネルギーの開発促進といった国のエネルギー政策に協力する必要がある。
- 周波数変化等、系統の変動に対して負荷調整可能な電源が必要であり、かつ運用に関してピーク負荷に対する即応性が求められる。

以上から、本水力計画の開発は、CO<sub>2</sub>による地球環境問題の高まりに対する脱石油電源の必要性、および電力の自由化、SIEPACによる電力融通の広がりの中で、信頼度を保持できる電源の確保と言う観点から貴重な電源の開発であると位置付けられる。

#### (2) 電力需要想定

エルサルバドル国における電力需要は着実に伸びており、過去10年間の電力量および最大電力の伸びは、それぞれ年平均約4.9%および4.7%である。電力需給バランスは電力の自由化に伴い、グアテマラ国およびホンジュラス国からの輸入電力量と独立発電事業者(IPP)からの受電を含めて運用されており、2002年における発電量の実績は、総発電量は自国分約3,981 GWh(約91.2%)、輸入電力量が約384 GWh(約8.8%)である。

これに対する現行の電源開発計画では、予備率が2008年にはkWhおよびkWとも10%を割り、2009年以降、さらに需給バランスが厳しくなっている。従って、2008年以降の新たな電源開発が不可欠になっている。

エルサルバドル国の日負荷曲線は、18時から22時の夜間(ピーク)帯を生じるが、

本発電所は河川維持放流を含む、ピーク対応の水力発電所として計画されており、既設水力発電所とともに、年間を通じて3～4時間のピーク時間帯（雨期にはベース部分に対する供給も併せて行われる）を対象に電力供給を行うことが可能である。

### (3) 調査経緯と開発スキーム

トロラ川の水力開発計画は1997年12月から1999年3月にかけて実施されたプレFS調査(Phase 1B)により、計7箇所の開発地点による種々の開発スキームに対する検討が行われた。

その結果、経済的および立地環境的面から至近年の開発の可能性がある地点として、トロラ川下流部のラオンダ地点およびエルチャパラル地点が選定された。2001年3月より開始されたFS調査の予備調査段階の検討では両地点の内、ラオンダ地点については経済性が確保されないことが判明したため、詳細調査についてはエルチャパラル地点のみに絞って調査が行われた。

詳細調査段階では、現地再委託調査（地形・地質・環境）が実施され、調査結果を基に、エルチャパラル地点単独開発による計画案がまとめられた。

### (4) 地勢および自然概況

トロラ川流域は比較的なだらかな山々で囲まれ、平地は少ない。河川勾配はそれほど急峻ではなく（約1/100～1/200）、また大きな屈曲部も少ないことから水路導水による落差の確保は有効ではなく、ダム式の発電方式に適する地形条件になっている。

トロラ川流域には、第三紀から第四紀の火山活動で形成された火山岩、火山破屑岩で構成されており、エルチャパラル計画地点における地質は凝灰角礫岩、玄武岩から構成されている。河床砂礫部分を含めて表層堆積物は全般に薄い、岩盤の透水性は一般に高く、地下水位は低い。

トロラ川流域はおよそ11月～4月の乾季と5月～10月の雨季に分けられ、最も降雨量の少ない12月～2月は殆ど降雨がなく、6月、9月においては300～500mmに達する。年間降雨量は流域内で1,200～2,900mmまで変化する。

### (5) 最適開発規模

発電計画規模検討においては、需給上求められる必要ピーク時間を3～4時間と仮定し、複数の満水位(HWL)に対する有効容量に対して、経済性の比較検討を行った。

この場合、ダムより河川維持流量(2 m<sup>3</sup>/s)を水圧管路終端部より分岐し、末端に設置された小水車を經由してダム直下に放流する計画とした。

上記に基づき、最大使用水量と満水位の組み合わせにより、複数の比較ケースを設定して発電規模の検討を行った。この結果、エルチャパラル地点においては、ダム地点の地形が比較的急峻であるため、ダム高を大きくすることによる総工事費の増加はあまり大きくならない。よって、貯水池有効容量の確保のためにも、ダム高を大きくすることが経済的であることが判明した。満水位が最も高いケース(HWL 212 m、

$Q_{max}=100 \text{ m}^3/\text{s}$ )が経済性が最も高くなっており最適規模とした。

#### (6) 開発計画の概要

本計画はトロラ川の下流域で、ホンジュラス国との国境部の直上流に位置するダム式の発電計画である。ダムは高さ 87.5 m、体積約 370,000  $\text{m}^3$  のコンクリート重力式ダムで、有効貯水容量  $106 \times 10^6 \text{ m}^3$  の貯水池により、平均年間流入量  $1,489 \times 10^6 \text{ m}^3$  を調整する。

発電用水はダムに付属する取水口にて最大使用水量  $100 \text{ m}^3/\text{s}$  が取水され、延長約 144.5 m の水圧管路を経て、ダム直下左岸に位置する発電所に導水される。最大出力 64.4 MW (1 ユニット) で年間発生電力量 220.6 GWh の電気を発生し、115 kV 送電線により既設キンセデセプティエンブレ変電所まで送電される。

なお、併設して設置される河川維持流量を使用する小水車 (1.3 MW) による電力量および貯水池運用による既設キンセデセプティエンブレ発電所における電力量の下流増を含めると総電力量は 233.2 GWh に達する。

#### (7) フィージビリティ設計

ダム軸は、トロラ川とホンジュラス国境の合流地点から約 300 m 上流の両岸が比較的狭い地点に位置に設置された。ダムサイトの地質は主に玄武岩から成り、大きな断層も確認されていない。右岸の厚い風化岩部を除いて一般に表層堆積物は薄く、河床部の基礎岩盤は 80~90 m 級のコンクリート重力ダムを構築するのに問題はない。ダムの基本形状は、ダムサイトで予想される設計地震動に対してダム安定計算を行って決定した。ダム高さは、基礎岩盤からダム天端まで最大 87.5 m、ダム堤体体積は、約 37 万  $\text{m}^3$  である。ダムコンクリート骨材は、ダム軸上流約 2 km 上流の河床砂礫を基本的に利用する。

ダム基礎岩盤部の透水性は全般に高く、ダム軸に沿って実施されたボーリング孔による透水試験でも 20Lu 前後を示す区間が有り、地下水位も非常に低くなっていることから、ダムの基礎処理計画は、基礎岩盤を通しての貯留水の浸透を抑制することを目的とするカーテングラウチングと、ダムの基礎岩盤を面的に改良するコンソリデーショングラウチングを計画した。

洪水吐の型式はゲートを有する中央越流型とし、洪水吐設計流量  $6,484 \text{ m}^3/\text{s}$  (PMF) を満水位で放流させることとした。

発電所はアクセスがし易く、比較的良好な地質が分布する左岸に設置し、放水口は発電所と一体とした。発電所型式は施工性、経済性を考慮し、地上式とし、主変圧器は発電所山側に隣接させて屋外に設置するレイアウトとした。開閉所は左岸部における発電所下流の緩傾斜部を造成して設置した。

#### (8) 工事費および工事工程

本計画の所要資金は、準備工事、土木工事、水門機器、電気機器、用地補償、環境

対策費等の直接工事費と、建設工事管理費および数量変動に対する予備費の間接費を含み。2003年ベースで総額約135.3百万US\$である。この内、送電線費用は、本発電所から既設キンセデセプティエンブレ変電所までの43kmの設置分を含む。

工事期間は、準備工事の着手から運転開始までの工事工程は、準備工事、土木工事および電気工事等の本体工事を含めて約3年4ヶ月である。建設工事着工までのスケジュールは以下の通りである。

Feasibility Study by JICA (Mar. 2001 to Mar. 2004)

Clearance of EIA / Loan Procedure (in 2004)

Additional Topographical & Geological Investigation (Dec. 2004 to May. 2005)

Detailed Design Work (Dec. 2004 to May. 2006)

Tendering (2006 to 2007)

Construction Period (Apr. 2007 to July. 2010)

Start of Operation (Aug. 2010)

#### (9) 環境影響

本計画の実施により約8.6km<sup>2</sup>程度の小さな貯水池が出現し、陸生生態系および水生生態系を水没させることになるが、環境面から計画の実現性を損なうような問題は見当たらない。環境にマイナスの影響を及ぼす事項については適切な補償、環境影響軽減策、建設中と運転開始後の監視・管理を実施することにより、これを緩和することができる。

逆に、計画の実施を通じてエルサルバドル国内で、最も開発が遅れている同地域に対する道路等、社会インフラが整備されることにより、公共サービスの提供、雇用機会の増大等による地域住民の社会経済水準の向上が期待される。

計画地域の自然植生は既に過剰開発されており、殆どの地域が牧草地または農地として利用されており、野生生物および魚類等、水生生物を含めて陸生・水生生態系は貧弱であるとともに。計画地域でみられる種の構成は、同時に流域全体における生息環境の多様性を反映しており、貯水池周辺だけに限定されるものになっていない。なお、考古学調査によると、貯水池により影響を受ける遺跡あるいは化石を含む地層は存在しない。

計画地域における社会環境調査に伴い実施した世帯調査結果では、貯水池の水没により79家屋が影響を受ける。その他の建物として、水没区域内に2つの小さな教会および1つの小学校がある。

特定された負の影響を緩和し補償するために、これら負の影響を避ける、緩和する、あるいは補償するために実施すべき措置を盛り込んだ環境管理プログラムを策定した。更に、この環境管理プログラムの実施をフォローアップするために、モニタリング計画を策定し、モニタリングする項目、モニタリングの目的、頻度、また、結果に対する所見、解釈の仕方、各種報告書の作成について定めた。

#### (10) 経済・財務評価

本計画の経済性評価は、代替火力（低速ディーゼル）費用および売電収入（過去5年間の平均売電収入単価 US\$ 67.65/MWh）を便益として評価を行った。この結果、経済的內部収益率（EIRR）はそれぞれ、11.3%および10.2%となり、両者とも資本の機会費用である10%を上回っており、経済的にフィージブルであると評価できる。

また、排出権取引を追加便益として取り入れた検討では、取引単価を US\$3、US\$5、US\$10 の3種類を仮定して計算を行なった。その結果、US\$10/CO<sub>2</sub>-ton を超える単価になる場合には、売電単価を便益にした場合でも、EIRR が11%近くになり、経済性に好影響を及ぼすことが判明した。

一方、CEL が作成した発電・収入予想（電力量 180.2 GWh、平均売電収入単価 US\$ 58.08/MWh）を財務便益とする財務評価は、総資本に対する財務的內部収益率（FIRR）が6.4%となり、本計画実施にはソフトな融資条件が必要であることが判った。

また、各種融資条件（民間資金8%、国際金融機関6%、ODA資金1.5%）による、売電価格および建設費の変動に対する感度分析を含めたキャッシュフロー分析を行ない、基準条件でキャッシュフローのIRRが2.9~3.4%となった。

従って、本計画を民間資本で開発することは非常に難しいと考えられ、出きるだけソフトな条件を持つ融資を調達することが必要である。

## 勸告

エルサルバドル国の電力事情は、2008年以降で予備率が10%を割ることが予想されることから、水力地点の次期候補地点として、ピーク対応が可能なエルチャパラル水力発電計画を推進すべきである。

本発電計画は技術的、経済・財務的、環境的にフィージブルであり、開発の遅れた地方開発の促進にも寄与できる発電計画として開発することができる。開発時期は、本フィージビリティ調査以降に実施される追加の地形・地質調査、詳細設計、資金調達および建設工事等に要する期間を考慮すれば、2010年頃には運転開始が可能であることから、本計画実施前に以下の事項を実施しておく必要がある。

- (1) 詳細設計は、本報告書第15章「今後の調査」に示すような項目に対する追加調査の結果を十分反映し、発電設備のレイアウト、構造に対する最適化を実施すると共に、工事費算定の精度向上を図り、建設工事発注図書の作成を行う必要がある。
- (2) 本計画の建設工事着工前には、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う必要がある。また、本工事着工前までに、ダムおよび発電所等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。
- (3) 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、問題になるものは存在しないが、貯水池による水没の影響を受ける家屋等については、移転等、適切な補償を行うとともに、公聴会等を通じて地域住民との相互理解を十分得ることが必要である。

## EL CHAPARRAL HYDROPOWER PROJECT

### River

Name of River	Torola River
Catchment Area	1,233 km <sup>2</sup>
Annual Inflow	1,489.1 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>

### Reservoir

High Water Level	212 m
Low Water Level	196 m
Drawdown Depth	16 m
Normal Water Level	207 m
Sedimentation Level	185 m
Gross Storage Capacity	189 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Effective Storage Capacity	106 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Reservoir Area	8.6 km <sup>2</sup>

### Dam

Type	Concrete Gravity Dam
Elevation of Dam Crest	214.5 m
Height of Dam	87.5 m
Length of Dam Crest	405 m
Volume of Dam	370 × 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

### Diversion Tunnel

Design Flood	728 m <sup>3</sup> /s
Type	Half Circle Half Rectangular, Pressure
Number	One (1) Line
Inner Height	8.0 m
Length	383.5 m

### Outlet Equipment

Type	Service      Jet Flow Gate
	Auxiliary    High Pressure Slide Gate

### Spillway

Design Flood	6,484 m <sup>3</sup> /s
Type	Shute with Gates
Elevation of Overflow Crest	198.5 m
Width of Overflow Crest	66 m (excluding pier width)
Energy Dissipator	Bucket Type
Type of Gate	Radial Gate

	Number of Gate	Five (5)
	Size of Gate	Width 13.2 m × Height 15.2 m
<b>Intake</b>		
	Type	Incorporated in dam
	Number	One (1)
	Elevation of Inlet Sill	185 m
	Size	Width 10.0 m × Height 10.0 m
	Type of Gate	Roller Gate
	Number of Gate	One (1)
	Size of Gate	Width 7.0 m × Height 7.0 m
<b>Penstock</b>		
	Type	Steel Embedded
	Number	One (1) Line
	Inner Diameter	4.2 m ~ 5.0 m
	Total length	144.5 m
<b>Powerhouse</b>		
	Type	Semi-Under Ground
	Size (Control Building)	Width 26.0m × Height 16.0 m × Length 36.0 m
<b>Development Plan</b>		
	Intake Water Level	207 m
	Tail Water Level	133 m
	Gross Head	74 m
	Effective Head	72.8 m
	Maximum Discharge	100 m <sup>3</sup> /s + 2 m <sup>3</sup> /s
	Number of Unit	Two (2)
	Installed Capacity	65.7 (64.4 <sup>*1</sup> + 1.3 <sup>*2</sup> ) MW
	Dependable Capacity	39.5 (38.4 <sup>*1</sup> + 1.1 <sup>*2</sup> ) MW
<b>Turbine</b>		
	Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
	Number	One (1)
	Max. Discharge	100 m <sup>3</sup> /s per unit
	Turbine Output	65,900 kW
	Revolving Speed	200 rpm
<b>Generator</b>		
	Type	Three phases Alternating Current Synchronous

	Number	One (1)
	Rated Output	71,600 kVA
	Revolving Speed	200 rpm
	Frequency	60 Hz
	Voltage	13.8 kV
	Power Factor	0.9 lag
<b>Sub Turbine</b>		
	Type	Horizontal Shaft, Francis Turbine
	Number	One (1)
	Max. Discharge	2.0 m <sup>3</sup> /s per unit
	Turbine Output	1,420 kW
	Revolving Speed	900 rpm
<b>Sub Generator</b>		
	Type	Three phases Alternating Current Synchronous
	Number	One (1)
	Rated Output	1,510 kVA
	Revolving Speed	900 rpm
	Frequency	60 Hz
	Voltage	480 V
	Power Factor	0.9 lag
<b>Main Transformer</b>		
	Type	Outdoor three phases, Forced-oil-forced-air Cooled type
	Number	One (1)
	Capacity	73,000 kVA
	Voltage	(Primary) 13.8 kV (Secondary) 115 kV
<b>Switchyard</b>		
	Bus System	One and Half Circuit Breaker Buses
	Bus Conductor Type	ACSR
	Number of Lines Connected	One (1) cct Transmission Line
	Voltage	115 kV
	Conductor Type	ACSR

**Transmission Line**

Length	43 km
Type of Transmission Tower	Steel lattice tower
Number of Circuit	One (1)
Voltage	115kV
Conductor Type	477 MCM ACSR (Flicker)

**Information Transmission System**

Transmission System	Microwave Multiplex Radio (and / or Power Line Carrier (PLC))
Length	Less than 43 km

**Annual Energy Production**

Average Energy	233.2 (220.6 <sup>*1</sup> + 10.6 <sup>*2</sup> + 2.0 <sup>*3</sup> ) GWh
----------------	---

**Construction Period**

3 years and 4 months

**Project Cost**

135.3 × 10<sup>6</sup> US\$

**Unit Construction Cost**

Per kW	2,060 US\$/kW (with sub turbine-generator)
--------	--

**Economic/Financial Evaluation**

Benefit	Power Sale	Alternative thermal
Benefit-Cost Ratio (Financial)	1.01	1.10
EIRR	10.2 %	11.3 %
FIRR	6.4 %	---

Note:

\*<sup>1</sup> : main turbine    \*<sup>2</sup> : sub turbine    \*<sup>3</sup> : incremental energy at 15 de Septiembre Power Station

# 1. 序 論



# 目次

1.	序論	1-1
1.1	調査経緯	1-1
1.2	業務内容	1-1
1.2.1	予備調査段階	1-2
1.2.2	詳細調査段階	1-2
1.2.3	フィージビリティ設計段階	1-3
1.3	現地再委託調査	1-4
1.3.1	地形測量	1-4
1.3.2	地質調査	1-4
1.3.3	環境調査	1-5
1.4	調査団派遣実績	1-5
1.5	CEL 関係者および調査団員	1-6



## 1. 序論

### 1.1 調査経緯

トロラ川水力発電計画調査はエルサルバドル国外務省 (Ministerio de Relaciones Exteriores) 並びにレンパ川水力発電実行委員会 (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, 以下「CEL」) と国際協力事業団 (以下「JICA」) との間で 2000 年 12 月に合意された実施細則 (S/W) 及び協議議事録 (M/M) に基づいて実施されているものである。

エルサルバドル国政府及び CEL は、1999 年 3 月にトロラ川の水力ポテンシャル開発に関するプレ FS 調査を完了し、引続き有力地点であるエルチャパラル及びラオンダ地点の水力発電開発計画のフィージビリティ調査 (FS 調査) を日本政府の技術援助によって実施することとし、2000 年 12 月両国政府は FS 調査実施に関する S/W を締結した。

日本政府の技術協力の実施機関である JICA は、FS 調査の実施を電源開発㈱ (以下「J-POWER」) に委託し、2001 年 3 月より調査を開始した。調査スケジュールを Fig.1.1 に示す。調査は予備調査段階を終了した段階でプログレスレポート 1 が作成され、発電計画の予備検討が行われた。この結果、上記 2 地点の内、ラオンダ地点については経済性が確保されないことが判明したため、詳細調査段階以降に対する調査をエルチャパラル地点のみに絞ってこれを行う事にした。

詳細調査段階では同地点に対する現地再委託調査 (地形・地質・環境) が 2001 年 10 月より開始されたが、同年 12 月一部地域住民からの調査工事用地への立ち入り許可が取得できなかったことから現地調査工事を中断し、2002 年 3 月に一旦、契約業務を打ち切り精算した。その後 2002 年 9 月になって、地域住民からの同意が得られたことから、新たに残りの調査工事に対して再委託契約を締結した。調査工事は 11 月より開始され、2003 年 3 月に現地再委託調査を終了した。

2003 年 4 月からはフィージビリティ設計段階に入り、現在までの調査結果に基づいてエルチャパラル地点に対する開発計画最適化作業等、発電計画検討を実施している。本報告書は、現在までに行われた調査結果並びに発電計画検討結果について取りまとめたものである。

### 1.2 業務内容

全体調査工程は、大きく 3 段階 (予備調査段階、詳細調査段階、フィージビリティ設計段階) に分割されている。下記に各調査段階での調査項目を記す。

### 1.2.1 予備調査段階

- (1) 国内準備作業(その1)
  - 1) 既存資料・情報・文献の収集、整理、レビュー及び分析
  - 2) インセプションレポートの作成
  
- (2) 国内準備作業(その2)
  - 1) 現地再委託調査(地形測量、地質調査、環境調査)、国内再委託調査(航空写真図化)に係る仕様の検討
  
- (3) 第1次現地調査
  - 1) インセプションレポートの説明・協議
  - 2) 地形測量(現地再委託)の実施
  - 3) 現地踏査
  - 4) 電力調査
  - 5) 積算資料の作成
  - 6) 初期環境調査(I.E.E)
  - 7) 現地再委託の仕様(案)策定と関連準備作業
  - 8) 調査用資機材の現地調達
  
- (4) 第1次国内作業
  - 1) 第1次現地調査の取りまとめ
  - 2) 航空写真図化(国内再委託)
  - 3) 水文解析
  - 4) 洪水解析
  - 5) 開発計画案の検討
  - 6) 詳細調査段階の現地調査計画の策定
  - 7) プロGRESSレポート1の作成

### 1.2.2 詳細調査段階

- (5) 第2次現地調査
  - 1) プロGRESSレポート1の説明・協議
  - 2) 現地再委託調査(地形測量、地質調査、環境調査)契約手続き
  
- (6) 第2次国内作業
  - 1) プロGRESSレポート2の作成

(7) 第3次現地調査

- 1) 現地再委託調査の作業監理及び成果品の検収
- 2) プロGRESSレポート2の説明・協議

(8) 第3次国内作業

- 1) 現地再委託調査(残工事分)の契約書・仕様検討

(9) 第4次現地調査

- 1) 現地再委託調査(残工事分：地形測量、地質調査、環境調査)契約手続き

(10) 第4次国内作業

- 1) プロGRESSレポート3の作成
- 2) 第1回公聴会開催の準備

(11) 第5次現地調査

- 1) 現地再委託調査作業監理及び成果品検収(地形測量、地質調査、環境調査)
- 2) 概略設計に必要な関連資料・情報の収集
- 3) プロGRESSレポート3の説明・協議

### 1.2.3 フィージビリティ設計段階

(12) 第6次現地調査

- 1) 第1回公聴会参加

(13) 第5次国内作業

- 1) 収集資料、調査結果の解析及び分析
- 2) 開発計画の最適化及びレイアウト設計
- 3) 主要構造物の概略設計及び概算費用の算出
- 4) 電力需要予測及び需給バランスの検討
- 5) 環境影響評価(E.I.A.)
- 6) インテリムレポートの作成

(14) 第7次現地調査

- 1) インテリムレポートの説明・協議
- 2) 水文資料等情報収集及び取りまとめ
- 3) 資金計画(案)の最適化

(15) 第6次国内作業

- 1) 概略設計
- 2) 施工計画及び工事工程の検討
- 3) プロジェクトコストの積算
- 4) 環境影響評価書の作成
- 5) 経済・財務分析
- 6) 総合評価及び提言
- 7) ドラフトファイナルレポートの作成
- 8) 第2回公聴会開催の準備

(16) 第8次現地調査

- 1) ドラフトファイナルレポートの提出
- 2) 第2回公聴会参加

(17) ファイナルレポートの提出

- 1) ファイナルレポートの提出

### 1.3 現地再委託調査

現地再委託にて実施した調査業務の概要は以下の通りである。

#### 1.3.1 地形測量

詳細調査対象地点として選定されたエルチャパラル地点のダム及び発電所等の主要構造物付近にて地上測量を行い、縮尺 1/1,000 の地形図及び河川横断測量図等を作成した。再委託により実施した調査内容は以下の通りである。(Fig.1.2)

- 主要構造物付近の 1/1,000 地形図の作成
- ダム・発電所計画地点の河川横断測量
- ダム基準点の設置

#### 1.3.2 地質調査

エルチャパラル地点のダム・発電所等の主要構造物及びコンクリート骨材の採取予定地におけるボーリング等地質調査を行うと共に、採取した試料により室内試験を行った。再委託により実施した調査内容は以下の通りであり、現在までに予定した地質調査を全て終了した。(Fig 1.3, 1.4)

- ルジオン試験を含むボーリング
- 物理探査
- 材料室内試験（建設材料試験、岩石物理・力学試験）
- 地表地質踏査

### 1.3.3 環境調査

エルチャパラル地点の貯水池内とその周辺・上下流域に生息する動植物・水生生物の分布・活動状況を調査し、希少種の有無や生態系など自然環境に対するインパクトを調査した。また、ダム貯水池の建設により水没する地域の住民に対する移転問題や、文化財・史跡などの埋没・移設問題等に対するインパクトを調査すると共に、自然環境及び社会環境に対する負のインパクトの軽減・緩和対策と環境管理・モニタリング案を調査した。

再委託により実施した調査内容は以下の通りである。

- 生活実態調査
- 動植物の生態系調査
- 文化財等調査
- 水質調査

### 1.4 調査団派遣実績

JICA は 2001 年 3 月より S/W に基づいて業務を開始し、本プロジェクトのため下記の調査団を派遣した。

第 1 次現地調査	2001 年 5 月 27 日～2001 年 6 月 25 日
第 2 次現地調査	2001 年 9 月 9 日～2001 年 10 月 4 日
第 3 次現地調査	2002 年 1 月 18 日～2002 年 3 月 21 日
第 4 次現地調査	2002 年 10 月 27 日～2002 年 11 月 10 日
第 5 次現地調査	2003 年 2 月 13 日～2003 年 3 月 10 日
第 6 次現地調査	2003 年 5 月 26 日～2003 年 6 月 8 日
第 7 次現地調査	2003 年 9 月 4 日～2003 年 9 月 28 日
第 8 次現地調査	2003 年 12 月 1 日～2003 年 12 月 22 日

この間、調査団は下記の報告書を CEL に提出した。

インセプションレポート	2001 年 5 月
プロGRESSレポート 1	2001 年 9 月
プロGRESSレポート 2	2002 年 2 月
プロGRESSレポート 3	2003 年 2 月
インテリムレポート	2003 年 9 月
ドラフトファイナル	2003 年 12 月

## 1.5 CEL 関係者および調査団員

(CEL)

	Name	Title	
1	Mr. Guillermo A. Sol	Presidente	Head Office
2	Mr. José Oscar Medina	Director Ejecutivo	Head Office
3	Mr Gregorio Antonio Avila Castillo	Coordinador Técnico	Head Office
4	Mr. Salvador Novellino	Unidad de Gestión y Control de Proyectos	Head Office
5	Mrs. Gladis Artiga de Valencia	Jefe Unidad de Gestión y Control de Proyectos	Head Office
6	Mrs. Marlene de Estevez	Unidad de Gestión y Control de Proyectos	Head Office
7	Mr. Miguel Domínguez	Unidad de Gestión y Control de Proyectos	Head Office
8	Mr Manuel Rivera Castro	Gerente de Ingeniería	Head Office
9	Mr. Jaime Eduardo Contreras	Director del Proyecto Torola	Head Office
10	Mr. José Orlando Argueta	Jefe Unidad de Gestión Ambiental.	Head Office
11	Mr. Roberto Adolfo Cerón Pineda	Ingeniero Hidrólogo	Head Office
12	Mr. Jorge Luis García	Ingeniero Hidrólogo	Head Office
13	Mr. Ignacio Gavidia	Ingeniero Civil	Head Office
14	Mr. Oscar Guillén	Ingeniero Civil	Head Office
15	Mr. Saúl Enrique Lino	Ingeniero Electricista	Head Office
16	Mr. Omar Medrano	Ingeniero Electricista	Head Office
17	Mr. Mario Campos	Ingeniero Hidrólogo	Head Office
18	Mr. Nelson Villegas	Ingeniero Agrónomo	Head Office
19	Mr. César Morales	Ingeniero Civil	Head Office
20	Mr Jose Orlando Martínez Martir	Unidad de Proyectos Especiales	Head Office
21	Mr Manuel Atilio Escobar	Jefe Departamento de Evaluación Técnica	Head Office
22	Mr. Luis Fernando Arévalo	Ingeniero Asistente Subestaciones	Head Office
23	Mr. Angel Arturo Díaz	Departamento de Estudios	Head Office
24	Mr. Ludwing Macdonal Valdez Grande	Departamento de Estudios	Head Office

	Name	Title	
25	Mr. Luis Ardon	Jefe, Departamento Electrico	15 de Septiembre Hydro Power Station
26	Mr. Jorge Gutiérrez	Supervisor Operación	15 de Septiembre Hydro Power Station
27	Mr. Douglas González	Superintendente	5 de Noviembre Hydro Power Station
28	Mr. César Emilio Torres	Ingeniero Civil	5 de Noviembre Hydro Power Station
29	Mr. Jose Sánchez Orellana	Jefe de Operaciones	5 de Noviembre Hydro Power Station
30	Mr. Armando Preza Castro	Superintendente	Cerrón Grande Hydro Power Station
31	Mr. Elmer Ulises González	Jefe de Departamento Mecánico	Cerrón Grande Hydro Power Station

(JICA 調査団員)

	氏名	担当	所属
1	橋本 信雄	総括/水力計画	電源開発株式会社
2	加藤 禎昭	電力土木 A	電源開発株式会社
3	萩原 克	電力土木 A	電源開発株式会社
4	下越 仁	電力土木 B	電源開発株式会社
5	岡田 元太郎	電力機械	電源開発株式会社
6	小坂 洋隆	送 電	電源開発株式会社
7	今泉 高宏	送 電	電源開発株式会社
8	溝上 健	水 文	電源開発株式会社
9	星野 延夫	地 質 A	電源開発株式会社
10	Walter Hernandez	地 質 B	———
11	高木 儁	地形測量	株式会社 パスコ
12	William P Saunders, Jr.	環 境	Harza Engineering Company Int'l L.P.
13	Charles E. Russell	環 境	Harza Engineering Company Int'l L.P.
14	平原 哲也	経済財務評価	電源開発株式会社
15	菅野 喜巳	通 訳	株式会社翻訳センターパイオニア
16	山川 清利	通 訳	株式会社翻訳センターパイオニア
17	佐々 衛	業務調整	電源開発株式会社
18	田畑 宏司	業務調整	電源開発株式会社
19	石畑 徹	業務調整	電源開発株式会社
20	尾留 川剛	業務調整	電源開発株式会社





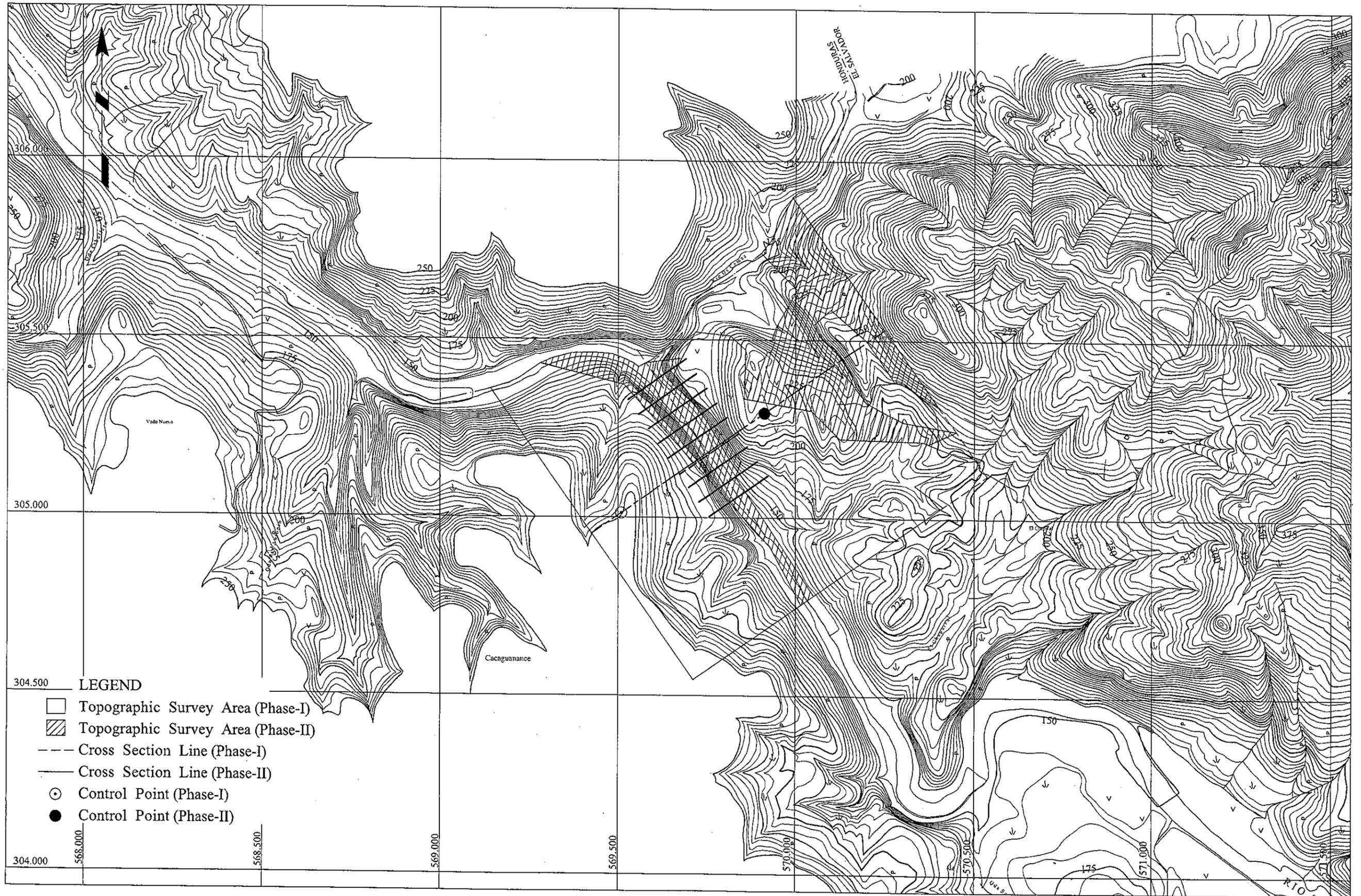


Fig.1.2 Location of Topographic Survey

0 500m

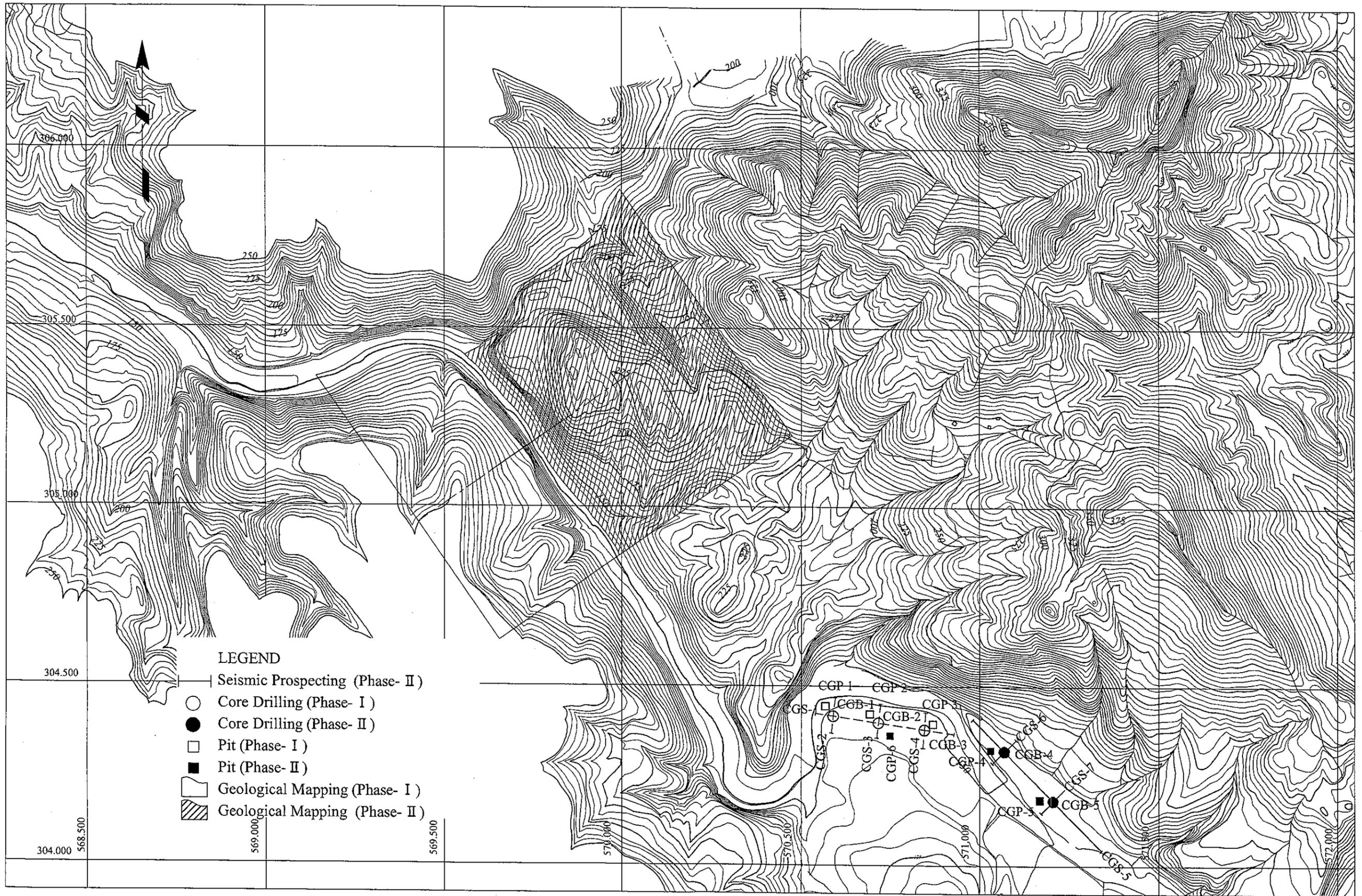
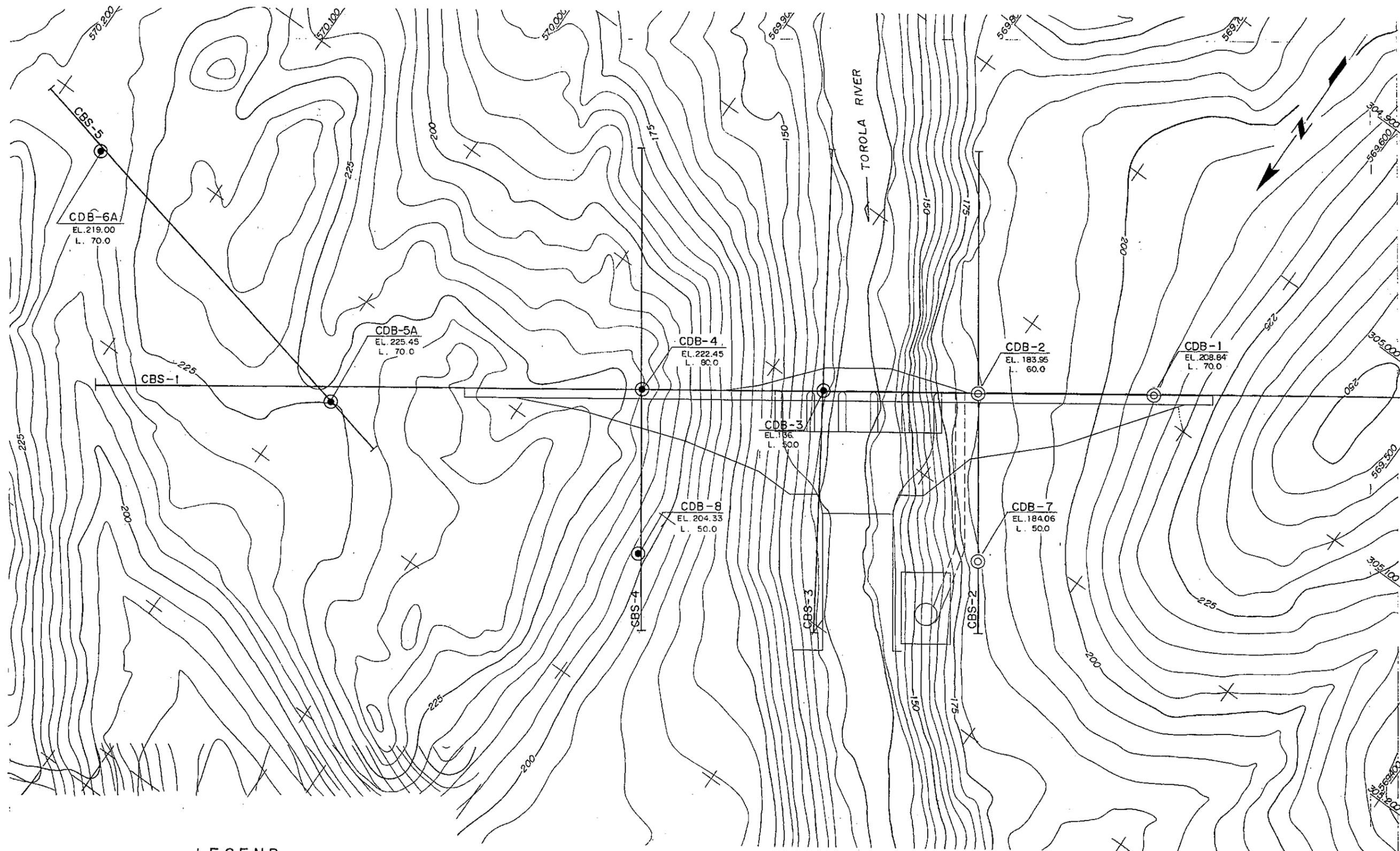


Fig. 1.3 Location of Geological Survey at Dam Site and Material Site



LEGEND

-  Seismic Prospecting Line (phase II)
-  Core Boring (phase I)
-  Core Boring (phase II)

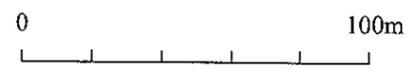


Fig. 1.4. Location of Geological Survey at El Chaparral Dam Site

## 2. エルサルバドル国の一般事情



# 目次

<b>2.</b>	<b>エルサルバドル国の一般事情 .....</b>	<b>2-1</b>
2.1	地理 .....	2-1
2.2	気候 .....	2-1
2.2.1	気温 .....	2-1
2.2.2	降雨 .....	2-1
2.3	人口 .....	2-2
2.4	経済 .....	2-2
2.5	エネルギー資源 .....	2-3
2.6	道路インフラ .....	2-3



## 2. エルサルバドル国の一般事情

### 2.1 地理

エルサルバドル国は中米に位置し(西経 87°39'~90°8', 北緯 13°24'~14°24')、北東部をホンジュラス国、北西部をグアテマラ国に接し、南は太平洋に面している。国土面積約 21 千 km<sup>2</sup> と日本の四国程度と中米諸国で最小である。

国土は、起伏に富み、ホンジュラス国境沿いと太平洋海岸地帯に山脈が東西に並び、特に近年まで活火山であったイサルコ火山(1,985 m)は、観光地として有名である。火山はコニーデ状のものが多く、サンビセンテ(2,181 m)、サンタアナ(2,365 m)、チャパラスティケ(2,130 m)、サンサルバドル(1,959 m)等がある。海岸部中央の盆地は平坦で肥沃な農業地帯である。全国を 150 余の大部分の河川が横断し太平洋に注いでいるが、いずれも流れが速く航行できない。レンパ川は、一部でホンジュラス国との国境を接しながら、国土の北西部~中部を南北に縦断しているエルサルバドル国最大の河川で全長 101 km である。流域には、美しい湖水も多く、アパステペケ湖、グイハ湖、スチトラン湖等が有名である。

### 2.2 気候

#### 2.2.1 気温

エルサルバドル国は、低緯度にあるが国土の大部分は標高が高く、気候は温暖である。気候帯は標高に応じて 3 段階に大別される。標高 0~600 m を熱帯と呼び平均気温は 23~28°C、600~1,800 m の高原地帯を温暖帯と呼び平均気温は 17~20°C、標高 1,800 m 以上の高地を冷涼帯と呼び平均気温は 10~17°C となっている。

#### 2.2.2 降雨

エルサルバドル国の年平均降雨量は 1,850 mm、最多雨地帯で 2,292 mm、最小降雨地帯で 1,419 mm である。首都サンサルバドルでは、1,800 mm 程度であるが、近年異常気象が続き変動が激しい。季節は、5~10 月の雨季と 11~4 月の乾季に分かれ、乾季の降雨量は極めて少なく、雨季には連日のように短時間のスコールがある。

下記に首都サンサルバドル、サンタアナ及びサンミゲルの降水量(mm)と平均気温(°C)を(1961~1985年平均)を示す。

**Observation Point: San Salvador (ITIC)**  
**(Longitude 89°12.4'W, Latitude 13°43.3'N, El.710 m)**

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ave /Total
mm	5	4	12	63	161	292	347	328	334	214	32	9	1,801
°C	22.2	22.6	23.8	24.6	24.0	23.5	23.1	23.1	22.6	22.6	22.4	22.0	23.0

**Observation Point: Santa Ana (El Palmar)**  
**(Longitude 89°34.2'W, Latitude 13°58.6'N, El.725 m)**

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ave /Total
mm	4	4	13	67	203	332	300	299	327	188	34	8	1,779
°C	21.6	22.2	23.6	24.4	23.9	23.0	23.1	23.0	22.6	23.0	22.2	21.6	22.8

**Observation Point: San Miguel**  
**(Longitude 88°7.4W, Latitude 13°26.6'N, El.140m)**

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ave /Total
mm	2	3	5	28	194	329	235	264	350	238	39	6	1,693
°C	26.3	27.0	28.3	29.0	28.2	26.9	26.8	26.7	25.9	25.8	25.8	25.8	26.9

### 2.3 人口

経済省統計調査局によれば 2002 年のエルサルバドルの人口は 651.7 万人で、年間人口増加率は、1.9%であった。

国土面積に比して人口が多く、人口密度(310 人/km<sup>2</sup>)の高い国である。主要都市の人口は、2001 年現在、サンサルバドル：48.6 万人、サンタアナ：25.3 万人、サンミゲル：24.5 万人である。

人種はスペイン系白人と原住民の混血が 84%、原住民が 5.6%、白人が 10%、その他 0.4% である。住民の大半を占めている混血(メステイソ)は、インディオの生活様式、言語が完全に捨てられてしまっている。一方、インディオは現在、パンチマルコ、イサルコ、ナウイサルコ等の地域に住んでいる。

### 2.4 経済

2002 年におけるエルサルバドル国の GDP は 142 億 8,400 万 US\$、一人当たり GDP は 2,192US\$となっている。

2002 年ベースの産業部門毎の国民総生産に占める割合は、製造業(23.5%)、流通及びサービス業(19.2%)、農業漁業(8.7%)といった割合であり、エルサルバドル国の産業が製造業及びサービス業に依存していることを示している。Table 2.1 産業別 GDP を示す。製造業

における生産額は 3,351.8 百万 US\$であり、流通及びサービス業の生産額は 2,727.8 百万 US\$となっている。

主要輸出品目はコーヒー、衣料程度であり、新たな産業の育成が急務となっている。また、年間 19 億 US\$以上に上る米国からの家族送金が貿易赤字を相殺している状況であり、この面でも産業構造改善が必要になっている。下記に GDP の経年変化を示す。

#### Macroeconomic Statistics

Year	1997	1998	1999	2000	2001	2002
CPI Inflation (%)	1.90	4.20	4.25	4.30	1.40	2.80
Nominal GDP (MUS\$)	11,192	12,008	12,465	13,134	13,803.7	14,283.9
Real GDP Growth (%)	4.0	3.7	3.4	2.2	1.7	2.5
Deflector (2000 base) (%)	78.4	84.1	87.3	92.0	96.6	100.0

### 2.5 エネルギー資源

エルサルバドル国は、非石油産出国であり、一次エネルギー消費の 44% (2002 年) を占める石油は全量を輸入に頼っている。Table 2.2 に料金区分に依る消費電力量を示す。この内、電力の消費は石油換算で 0.16 百万トンであり、大きなウエイトを占めていることが分かる。このため、同国にとって国内エネルギー資源の活用、エネルギーの節約と効率的使用が重要な政策課題となっている。

1998 年時点の水力包蔵量は約 2,165 MW と推定されており、2002 年までに約 19% (約 410.8 MW) が開発されている。今後、未開発水力の開発を進めると共に、地熱・風力・太陽エネルギー等、石油代替エネルギーの開発が期待される。又、送電線を国際連系する計画も進行中である。

### 2.6 道路インフラ

エルサルバドル国内の主な輸送手段は道路である。国道の総延長は 1,200 km である。この内、東南方向が約 700 km、南北方向が約 500 km とされている。

主要幹線は国土の中央部 (パンアメリカンハイウェイ) と海岸よりの 2 幹線ルートが国土を横断している。両幹線は国際港湾のアカフトラから、首都サンサルバドルを經由して地方都市サンミゲル間を結んでいる。また、途中 2 箇所 (San Salvador ~ Comalapa と San Vicente ~ Zacatecoluca) で連絡されており、輸送ルートの効率を高めている。

これらの幹線道路では拡幅、カーブ改良、舗装等の改良工事が年々進められている状況である。



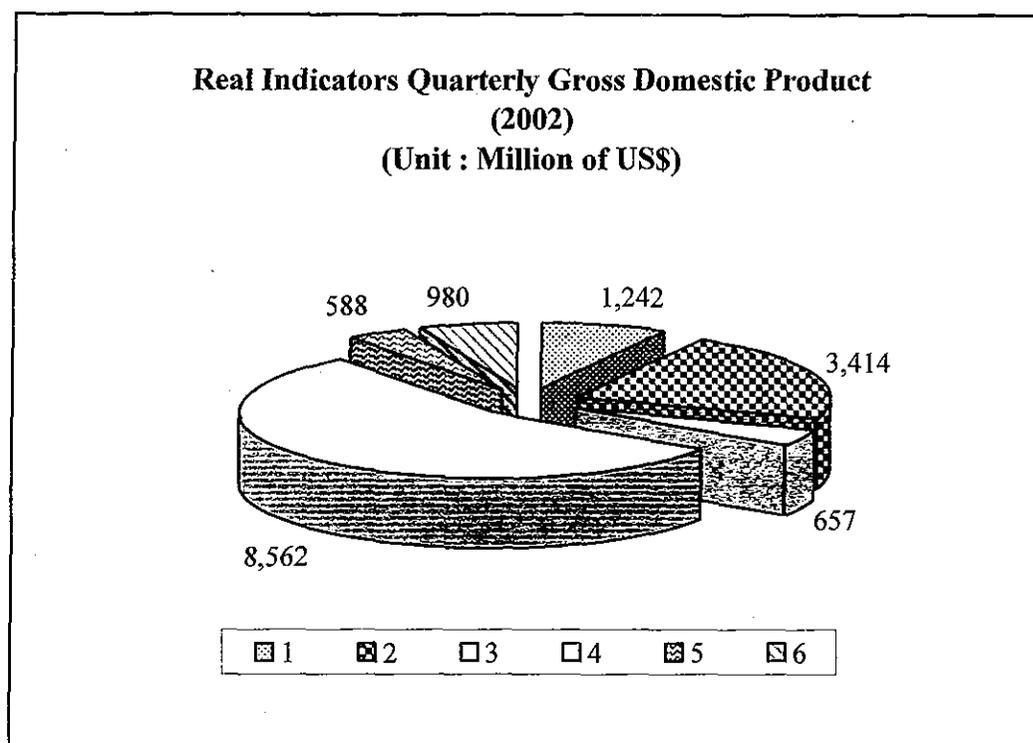
**Table 2.1 Real Indicators Quarterly Gross Domestic Product**

(Unit: Million of US\$)

No.	Main Divisions	2001 2/					2002 2/				
		Q1	Q2	Q3	Q4	Annual	Q1	Q2	Q3	Q4	Annual
1	Agriculture, Cattle, Forestry and Fishing	326	331	327	318	1,301	315	316	306	304	1,242
2	Manufacturing Industry and Mining	807	805	810	826	3,248	843	854	860	858	3,414
3	Construction	150	159	168	171	647	170	166	168	171	675
4	Total Service	2,030	2,053	2,063	2,085	8,231	2,118	2,147	2,153	2,144	8,562
4.1	Service excluding government services	1,785	1,807	1,817	1,839	7,248	1,873	1,903	1,911	1,906	7,594
4.2	Government Services	245	246	246	246	983	245	244	241	238	968
5	Less: Imputed banking services	145	145	144	144	577	147	148	147	146	588
6	Plus: Other GDP Items 1/	231	236	141	245	953	242	242	245	251	980
<b>Total Gross Domestic Product</b>		<b>3,399</b>	<b>3,439</b>	<b>3,365</b>	<b>3,501</b>	<b>13,804</b>	<b>3,541</b>	<b>3,577</b>	<b>3,584</b>	<b>3,581</b>	<b>14,284</b>

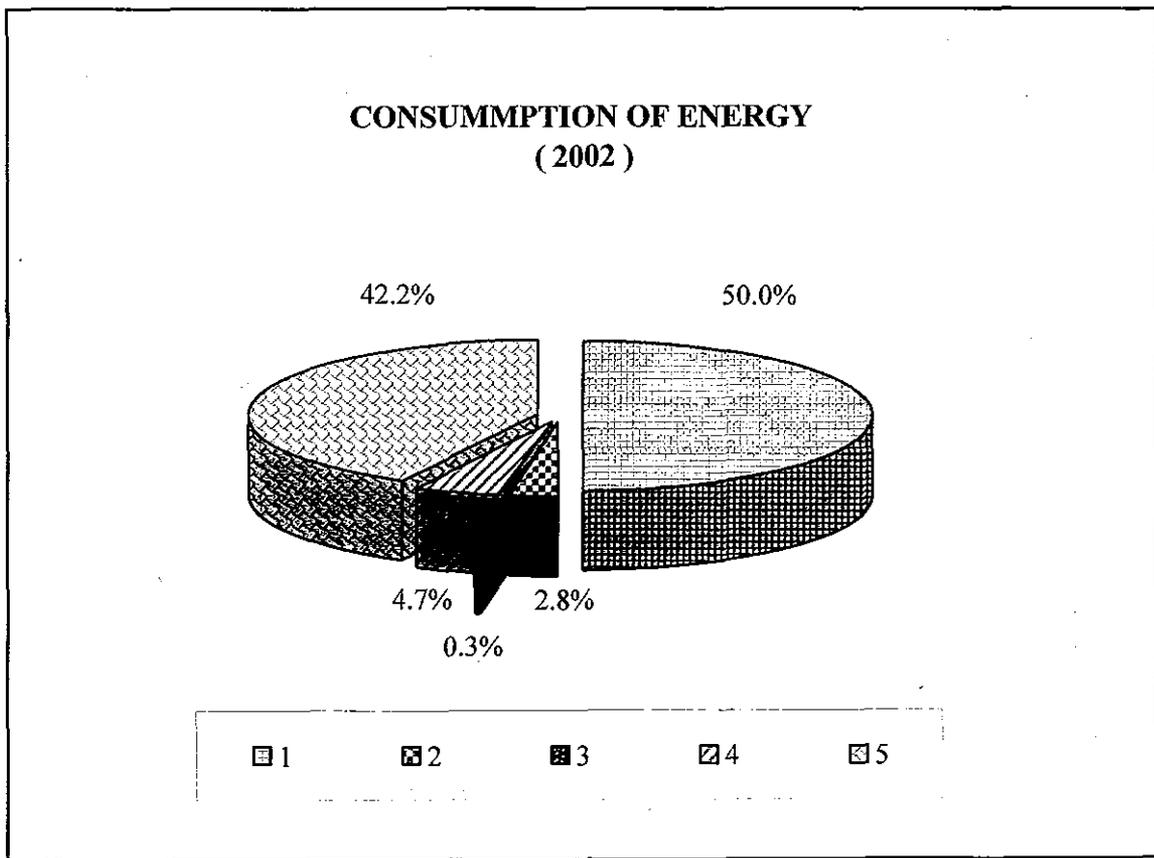
1/ Include Value Add Tax and Customs Duties

2/ Preliminary figures for 2001 and 2002



**Table 2.2 Consumption of Energy (2002)**

No.	CATEGORY		GWh	%
1	Low Voltage	SMALL DEMAND (0 < kW < 10)	1,776.4	50.0
2		MIDDLE DEMAND (10 < kW < 50)	100.7	2.8
3		LARGE DEMAND (> 50 kW)	8.1	0.3
4	High Voltage	SMALL DEMAND (10 < kW < 50)	167.9	4.7
5		LARGE DEMNS (> 50 kW)	1,499.2	42.2
Total			3,552.3	100.0



### **3. 計画地域および周辺的一般概況**



# 目次

<b>3.</b>	<b>計画地域および周辺の一般概況</b> .....	<b>3-1</b>
3.1	計画地域周辺の一般概況.....	3-1
	3.1.1 一般概況.....	3-1
	3.1.2 水力発電開発計画の概況.....	3-1
3.2	計画地域内の一般概況.....	3-3
	3.2.1 地勢および自然概況.....	3-3
	3.2.2 自然環境および社会環境概況.....	3-4



### 3. 計画地域および周辺的一般概況

#### 3.1 計画地域周辺的一般概況

##### 3.1.1 一般概況

本計画はレンパ川の支流のトロラ川に計画されており、その流域は北緯 13°50′～13°53′、西経 88°22′～88°16′に囲まれたエルサルバドル国北東部に位置している。トロラ川はエルサルバドル国と国境を接するホンジュラス国の山岳地帯に源を発し、10 数 km 南流してエルサルバドル国モラサン県で直角に向きを変え、モラサン県とサンミゲル県を西流した後、太平洋河口から約 100 km 上流でレンパ川に合流している。

トロラ川流域はモラサン県とサンミゲル県の 2 県にまたがっており、これら 2 県の面積および人口は下記の通りである。また、トロラ川の南約 40 km にはエルサルバドル国で第 3 の都市であるサンミゲル市（人口約 245,000 人）が位置する。

	面積 (km <sup>2</sup> )	人口 (人)	人口密度 (人/km <sup>2</sup> )
モラサン県	1,447	176,64	122
サンミゲル県	2,077	510,824	246

流域内の主な幹線道路はルータミリタール道路より北上する国道 7 号線であり、オシカラ付近でトロラ川を橋梁により横断後、ホンジュラス国国境まで延長されている。また同道路はサンミゲル市においてエルサルバドル国を東西に縦断するパンアメリカンハイウェイに交差しており、首都サンサルバドル市より 130 km 東に位置している。

また、サンミゲル市より東 50 km にはラウニオン港があり、日本の借款により港湾設備が整備される予定になっている。

##### 3.1.2 水力発電開発計画の概況

###### (1) 既設水力発電所

レンパ川は流域面積 18,240 km<sup>2</sup> の大河川であり、早くから水力発電所の開発が行われ、現在までに 4 ヶ所の水力発電所（合計出力 410.8 MW）が建設されてきているが、トロラ川では水力発電の開発は全く行われていない。

Table 3.1 にレンパ川における既設水力発電所の発電諸元を示すと共に、Fig.3.1 に位置図を示す。

**Table 3.1 Existing Hydro Power Projects on Lempa River Basin**

Name of Projects	HWL (EL. m)	Pmax (MW)	Annual Energy (GWh)	Maximum Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Maximum Head (m)	Effective Reservoir Storage (MCM)
Guajoyo	430	19.8	64.2	39	53	452
Cerron Grande	243	135	457	196	56	1,430
5 de Noviembre	180	99.4	457	196	56	87
15 de Septiembre	49	156.6	605	660	32	37

(2) 水力発電開発計画

レンパ川における主要な水力発電開発計画地点としては、上流からシマロンおよびエルティグレ計画地点がある。Table 3.2 にレンパ川における水力発電計画地点の発電諸元を示すと共に、Fig.3.2 に位置図を示す。

この内、シマロン計画については、プレ FS (中米経済統合銀行：CABEI) が既に終了し、現在は FS を実施するための計画段階にある。FS では、プロジェクトの実施が起因となる環境変化の検討や、プレ FS の見直しが実施される予定である。また、エルティグレ計画は貯水池範囲がホンジュラス国領にもまたがる 2 国間プロジェクトであり、ホンジュラス国側と協議を進めているが、現在のところ合意には至っていない。

トロラ川においては、1997 年 12 月から 1999 年 3 月にかけて、自己資金でプレ FS を実施した。プレ FS (Phase 1-B) では、トロラ川下流からエルチャパラル、カロリーナ、ラオンダ、ラスマリアス、ラスメサス、マロマおよびラスクルセスの 7ヶ所の発電計画代替案について経済性、社会・自然環境に与える影響に関する比較検討が実施され、開発に適する地点としてエルチャパラル、ラオンダ計画地点の 2 地点が選定された。Table 3.3 にプレ FS 段階におけるトロラ川水力発電計画地点の発電諸元を示す。

**Table 3.2 Plans of Hydro Power Project on Lempa River Basin**

Name of Projects	HWL (EL. m)	Pmax (MW)	Annual Energy (GWh)
Cimarron	700	243	863
El Tigre	137.5	704	1,815

**Table 3.3 Plans of Hydro Power Project on Torola River Basin (Pre FS: Phase 1-B)**

Name of Projects	HWL (EL. m)	Pmax (MW)	Annual Energy (GWh)
El Chaparral	202	58.8	205.6
Carolina	240	76.3	267.6
La Honda	285	59.6	207.8
Las Marias	285	19.7	55.2
Las Mesas	352	30.2	105
Maroma	456	42.7	148.4
Las Cruces	456	24.4	85.1

### 3.2 計画地域内の一般概況

#### 3.2.1 地勢および自然概況

##### (1) 地勢

トロラ川流域は比較的なだらかな山々で囲まれ、平地は少ない。流域面積（レンパ川合流点）は約 1,575 km<sup>2</sup> で、その内 557 km<sup>2</sup> (35.4%) がホンジュラス国側、残り 1,018 km<sup>2</sup> (64.6%) がエルサルバドル国側にある。流域の長さは約 77 km（内エルサルバドル国側 58 km）、流域の幅は平均して約 20 km、高低差は 327 m である。

河川勾配はそれほど急峻ではなく（約 1/100～1/200）、また大きな屈曲部も少ないことから水路導水による落差の確保に適しているとは云えない。

##### (2) 地質

トロラ川流域には、第三紀から第四紀の火山活動で形成された地層が分布している。第三紀、第四紀の地層とも火山岩、火山破屑岩で構成されており、エルチャパラル計画地点における地質は Morazan 層の凝灰角礫岩、玄武岩から構成されている。河床砂礫部分を含めて表層堆積物は全般に薄い、岩盤の透水性は一般に高く、地下水位は低いことが予想される。

##### (3) 気象

トロラ川流域はおよそ 11 月～4 月の乾季と 5 月～10 月の雨季に分けられ、最も降雨量の少ない 12 月～2 月は殆ど降雨がなく、6 月、9 月においては 300～500 mm 程度に達する。年間降雨量は流域内で 1,200～2,900 mm まで変化する。

気温は年間を通じて差が小さく、平野部（標高約 250 m）で日平均気温は 25～30°C、山間部（標高約 1,200 m）で 19～23°C 程度である。

### 3.2.2 自然環境および社会環境概況

#### (1) 自然環境

##### 1) 植生

エルチャパラル計画地域は平地が少なく、森林密度は比較的少ないが、全くの裸地や崩壊地は少ない。地域は森林が伐採され、主として作物栽培（トウモロコシ、豆等）および家畜飼育に利用されている。

環境調査によると、計画地域内の高木層では、32科60種が記録された。その中でも豆科植物の種が最も多く16種が記録され、全体の27.12%を占めた。その他の低木および草本層を形成する植生は、計画地区の植生を形成する代表的な植物であり61種が記録され、ひとつにまとめて扱っている。

又、該当地区において社会経済的重要性を有し広範囲に見られる植物で、作物として認められるものが10種類ある。一部に希少種が確認されているがプロジェクトの実施により生存が脅かされる、地域に限定される貴重な植物は存在しない。

##### 2) 動物

環境調査によれば、計画地域内の動物全体で100種が記録され、そのうちの19種は哺乳類、54種は鳥類、20種は爬虫類、7種は両性類であると確認されているが、計画地域は人的介入度が高く、動物の大半は標準的な動物である。

##### 3) 水質

トロラ川の水質は、流域での多様な水利用や活動により影響を受けている。衣類の洗濯、入浴、農牧業における農薬の使用、漁での毒物使用、廃液の間接的排水、カロリーナ市の場合はエルラストロ川へ排水しており、最終的にはトロラ川に入る。環境調査によれば計画地域内の河川は汚染されている、分析で得られた結果を、1996年に国家科学技術審議会（CONACYT）が承認した、29のパラメーターの基準を定めた飲料水規格と比較してみると、分析したなかで10のパラメーターが設定基準を超えていたことがわかった。それらは、pH、濁度、全窒素、鉄、マンガン、全リン、水銀、糞便性大腸菌、NMP/100（100 ml中の可能数）で表わされる全大腸菌および油脂であった。

水生生物が生長するために必要な水質に関し、参考に使用した16のパラメーター（EPA）のうち、5つが基準値を超えていた。それらのパラメーターは、pH、色、マンガン、水銀およびセレンウムであった。

農業用ということで11のパラメーターの調査をした結果、pHおよび全大腸菌群数が設定基準（FAO）を超えていた。

#### (2) 社会環境

##### 1) 人口

計画地域に属する自治体は、下記の様にサンルイスデラレイナ、サンアントニオデルモスコおよびカロリーナの各自治体であり、全てサンミゲル県に位置している。3市における人口動態は変動的なものであったが、特に過去30年間の変動は大きく、

国内でおきた社会的紛争の影響が原因となっている。すなわち、死因によるもの、多くの住民が国内外の他の地域へ移動したことにより、人口増加率は低く抑えられてきた。

計画地域に属する自治体の人口(2000年)

市	都市人口	農村人口	合計	人口密度
サンルイデラレイナ	1,131 人	6,181 人	7,312 人	44 人/km <sup>2</sup>
カロリナ	2,196 人	6,926 人	9,122 人	175 人/km <sup>2</sup>
サンアントニオデルモスコ	802 人	6,855 人	7,657 人	453 人/km <sup>2</sup>
合計	4,192 人	19,962 人	24,091 人	

2) 水没家屋および公共施設

2003年の12月までは、貯水池ができることで直接影響を受ける79世帯が住んでいた。さらに、カロリーナ市ソレダーテレーロ区内のエルテレーロ村には学校が一校存在する。また、カロリーナ市のソレダーテレーロ区内のエルホコーテ村および同市のロサスナカスピーロ区内のサンタクララ村にはそれぞれ教会があり、計2ヶ所の教会がある。

3) 歴史文化遺産および古生物学資源

カロリーナ地点では、紀元前6,000年から2000年の古代の遺物が存在する可能性を示す兆候が見つかっている。見つかったものは、人間の作業に使用されたと思われる黒曜石の小片および石の破片であり、プロジェクト影響地区外でも常に見つかるものである。また、建物がなく、保存すべき遺物も存在しておらず、プロジェクトを実施する上で支障となるものはない。

バードアンチョでは、石灰岩、珪藻土および沈泥から構成された化石の露頭が見られた。その中には、化石となった大量の無脊椎動物が含まれている。なかには、20 cm<sup>2</sup>内に30もの個体数がある飽和状態も見られた。

4) その他

ダム地点の上下流には既存のかんがい施設は存在せず、河川からの取水は行われていない。



# Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Lempa

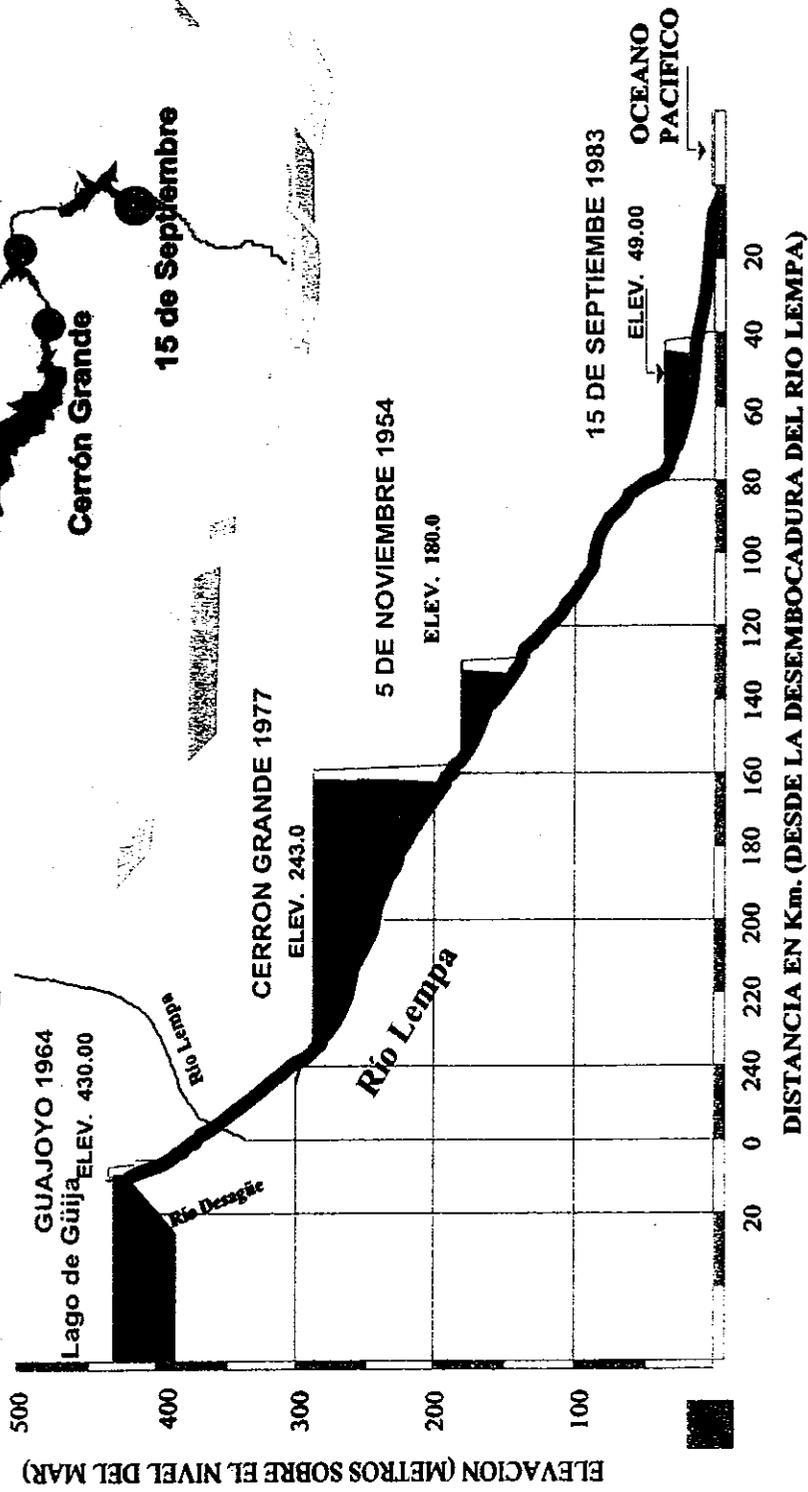


Fig. 3.1 Existing Hydro Power Projects on Lempa River Basin

# Posibles Proyectos Sobre el Río Lempa y Torola

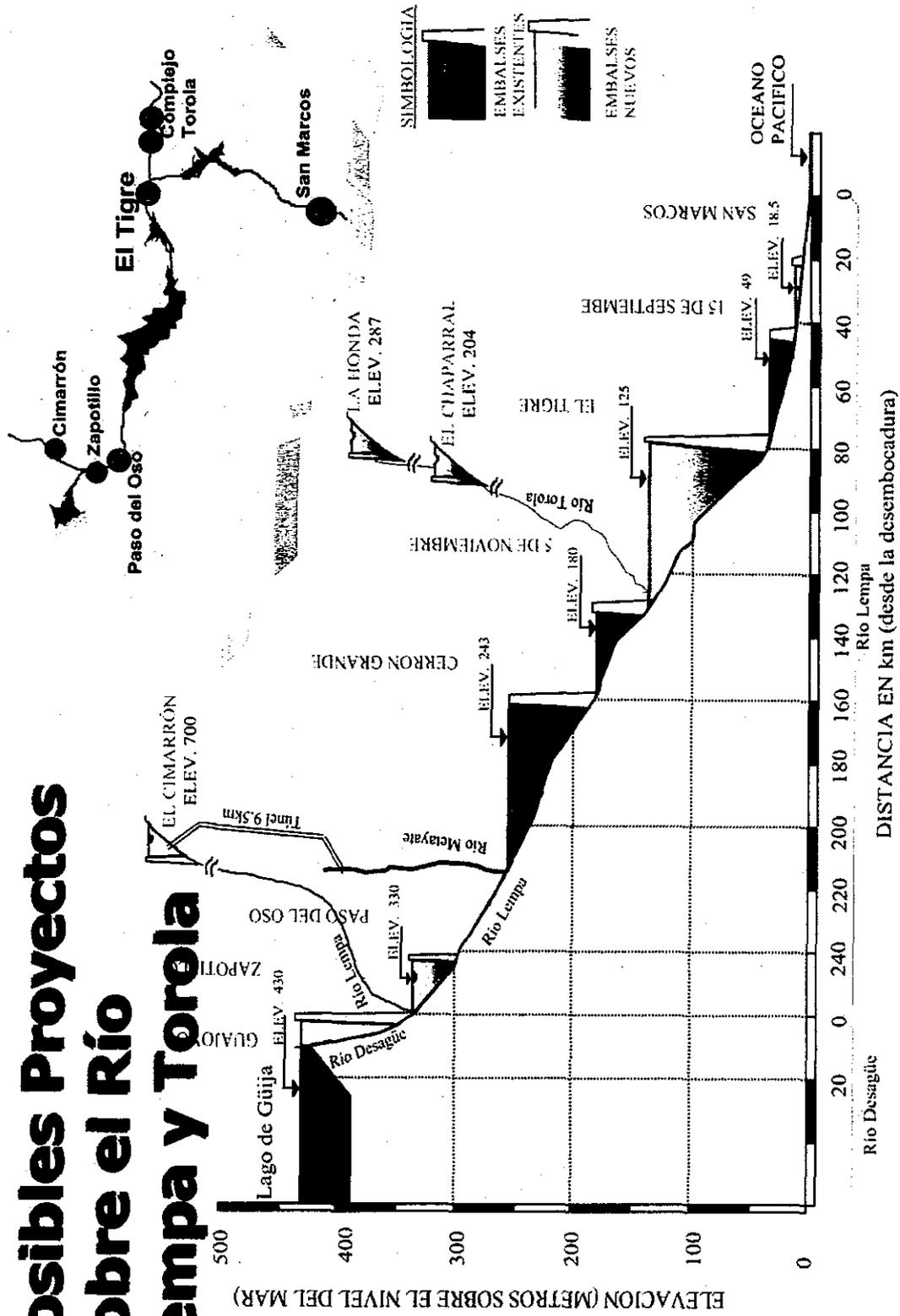


Fig. 3.2 Plants of Hydro Power Projects on Lempa River Basin

## 4. 電力セクターの現状



# 目次

4.	電力セクターの現状.....	4-1
4.1	概要.....	4-1
4.2	電力事業者.....	4-1
4.3	電力供給設備.....	4-2
4.4	エルサルバドル国における電力売買システム.....	4-3
4.5	電力需給の現状.....	4-5



## 4. 電力セクターの現状

### 4.1 概要

エルサルバドル国では、全エネルギーの46.6%以上を石油の輸入で賄っている。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依存から脱却することを政策の目標とし、70年代のオイルショック以降、脱石油の観点から水力発電の拡充や地熱発電の開発に力を注いでいる。

最大電力および発電量は着実に伸びており、1993年から2002年の伸びはそれぞれ平均4.7%、5.5%である。これに対する同国の全設備出力は約1,070.2MW(2002年末)であり、発電設備構成は水力410.8MW、火力633.4MW、その他小規模電源26.0MWとなっている。電力系統は、系統電圧115kVの幹線(約1,022km)が国内を横断しており、首都サンサルバドルおよび地方の都市サンタアナ、サンミゲル、アカフトラ等に向けて、山間部の水力発電所、地熱発電所および郊外の火力発電所(主に内燃機関発電所)等から送電されている。

なお、グアテマラ国との間には現在、系統電圧230kV、送電容量120MWの国際連系線があり、ホンジュラス国との間には、系統電圧230kV、送電容量100MWの国際連系線が有る。また、中米6ヵ国(グアテマラ、エルサルバドル、ホンジュラス、ニカラグア、コスタリカ、パナマ)を相互接続する中央アメリカ諸国電力連系システム(Sistema de Interconexion Electrica de los Paises de America Central(SIEPAC)、送電容量:300MW)の計画があり、現在、建設準備を進めているところである。

### 4.2 電力事業者

エルサルバドル国では、同国の電力セクターを担当するレンパ川水力発電実行委員会(Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa:CEL)が1948年に設立された。CELは1996年に独立会社から形成される発電、送電、配電会社に分割され、1999年には火力発電部門が民営化された。現在、CELはエルサルバドル国内の、4大水力発電所の運転を担当している。CELの組織図をFig.4.1に示す。

エルサルバドル国は、一般原則として1996年に発布された電力法の中で、電力設備の効率的な運用を目指し、発電および流通における競争の促進を図り、電力価格の決定は電力卸売市場にゆだねている。また、送電網および配電網の使用料金は調整機関の電力・通信総合監督庁(Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones:SIGET)により承認され、相互接続された全ての電力系統施設は調整事業者(Unidad de Transacciones:UT)により管理されている。その目的は、送電施設の運営、施設の安全確保、供給義務における電力確保および電力市場の運営に当ることである。

電力セクターの各事業者の活動・業務は、下記の様に分類されている。

- － 発電事業者： 発電(水力、地熱および火力)、および送電網を通じた電力輸入。
- － 送電事業者： 発電所より消費地までの電力の輸送。

- －調整事業者： 電力卸売市場の運営。系統の安全監視。
- －配電業者： 消費者への配電線の運営。
- －流通業者： 消費者への電力の購入・販売。

電力市場への参入事業者及び市場占有率を下記に示す。

- －発電事業者： CEL (29.3%), Nejapa Power (20.5%), GESAL (24.1%), DUKE Energy (23.6%), CESSA (2%),
- －送電事業者： ETESAL (100%)
- －調整事業者： UT (100%)
- －配電業者： CAESS (40.5%), CLESA (14.8%), EEO (11.1%), DEUSEM (1%), DELSUR (23%)
- －流通業者： 取引全体の 2.9%を占める。Excelergy, Conexión Energética Centroamericana El Salvador, Cartotécnica Centroamericana, Comercializadora de Electricidad Centroamericana

#### 4.3 電力供給設備

エルサルバドル国の発電設備容量は、Table 4.1 に示すように 2002 年末で約 1,070.2 MW あり、水力、火力、その他小規模発電設備の割合は、それぞれ 38.4%、59.2%、2.4%である。この内、大規模水力発電所は、この 20 年間新規開発設備の建設が無く、リノベーションにより過去 3 年間で約 2%の増加のみがあるに過ぎない。火力発電所は、民営化後増設されており、2002 年で既設発電設備の約 60.6%のシェアを占めるようになってきている。Table 4.2 に過去 12 年間の発電設備別据付容量の変遷を示す。

既設水力発電所は、大規模設備が 4 箇所あり、貯水池式或いは調整池式である。それぞれの設備容量と運転開始年は、前記 Table 4.1 に示すように、グアホジョ発電所が 15MW (2000 年、リノベーションにより 19.8 MW に増強) 1963 年に、セロングランデ発電所が 135 MW で 1977 年に、シンコデノビエンブレ発電所が 84.5 MW で 1957 年から 1966 年 (リノベーションで 99.4 MW に 2000 年から 2002 年) に、キンセデセプティエンブレ発電所が、156.6 MW で 1983 年にそれぞれ完成している。その合計容量は 2002 年末約 410.8 MW である。又、各水力発電所の設備概要および運用実績を Appendix 4.1 および 4.2 に示す。

水力発電所の運用はベース負荷対応の形であり、火力発電所の燃料経費削減のために、水力発電所が優先運転になっている。また、夜間の 18:00 から 22:00 のピーク負荷にも水力発電所が対応に入っており、各水力発電所の 10 年間 (1991~2000) の年平均運転時間は、グアホジョ発電所が約 4,370 時間、セロングランデ発電所が約 4,750 時間、シンコデノビエンブレ発電所が約 6,890 時間、キンセデセプティエンブレ発電所が約 4,540 時間と非常に多い。これは、1 日平均 12~19 時間の運転に相当する。また、過去 12 年間の、各発電所の年間設備利用率は、約 32%から 62%である。その発生電力量の実績を、Table 4.3 に示す。

エルサルバドル国の電力系統は、230 kV の国際連系線約 107 km を除けば、115 kV の国内主幹系統が約 1,022 km あり、その内、縦断線はサンミゲル変電所、キンセデセプティエンブレ発電所、サンサルバドル郊外のサンマルティン変電所、ネハパ変電所、サンタアナ変電所、アカフトラ変電所、アウアチャパン変電所等の 1 次変電所を連系している。都市部・村落をカバーしている配電線は、電圧 46、34.5、23、13.2 および 4.16 kV で、各地域の配電会社 5 社が所有しており約 16,135 km (2002 年末) ある。また、消費者向けの低圧配電線は 440、220 および 110 V 電圧であり、約 17,366 km (2002 年末) ある。系統電圧別送配電線の亘長を、Table 4.4 に示す。

中央アメリカ諸国電力連系システム (SIEPAC) は、1986 年から検討されており、その連系線は、パナマ国のペラデーロ変電所からホンジュラス国のエルカホン変電所に至る合計 15 箇所の変電所を連系するものである。各国間の保証送電容量は、最大 300 MW である。総延長は、約 1,802 km で、内エルサルバドル国内分は約 260 km (14.4%) で 3 箇所の変電所 (Ahuachapan, Nejapa, 15 de Septiembre) で連系される予定である。Fig.4.2 に SIEPAC の送電ルート図を示す。関係ルートの地形調査は、2003 年 12 月末までに完了予定であり、2004 年 6 月末を目途に詳細設計の調査を終了する予定である。その後、2004 年末までに業者を決定し、各国は、全ての設備を 2007 年中頃までに完成する予定である。

既設変電所は、230 kV の国際連系線があるアウアチャパンとキンセデセプティエンブレ変電所 313 MVA を筆頭に 23 ヶ所の 115 kV の 1 次変電所があり、その総変電設備容量は、Table 4.5 に示す様に約 1,640 MVA (2002 年末) である。

#### 4.4 エルサルバドル国における電力売買システム

エルサルバドル国における売買電力量の状況は、Table 5.5 に示すように、2002 年末の総発電電力量で約 4,100 GWh であり、その内、所内電力消費量約 12 GWh を除いた発電端電力量約 4,088 GWh (90.3%) と、非公益事業からの電力購入量約 2 GWh (0.1%)、他国からの輸入電力量約 435 GWh (9.6%) の合計約 4,525 GWh が供給可能電力量である。

一方、消費電力は、国内販売電力量約 4,379 GWh (96.8%) で、残りの電力消費は他国への輸出電力量約 51 GWh (1.1%) と送電系統の送電ロスの約 95 GWh (2.1%) である。

エルサルバドル国の電力売買システムは、UT により監理される電力卸売市場で、送電系統に直接連系された事業者間の取引により電力の売買が行われている。即ち、UT の監理の基で契約市場 (又は定額市場) およびスポット市場 (又は系統調整市場) の 2 本立ての売買システムにより運用が行われている。

契約市場 (MC) : 卸売市場 (MM) の参入者間で自由に合意内容の取り決めを行なう市場である。

スポット市場 (MRS) : 電力の不足分及び余剰分と同様に、現状と取り決め内容との差を清算する市場である。

契約市場は、参入者間の2者間で設定されるものであり、機密保持の性格を有する。当事者はUTに対して契約の一般的内容及び両者間の取引内容（供給及び需要、そして売電点）のみを報告することになる。UTは、それらの取引の有効性を確認し、技術的に可能でない場合はそれらの受付けを拒否する。承認された需要と供給は、当事者に連絡され、両者間の取引内容の一部となり、給電指令の初期条件として定められる。

系統調整市場（MRS）は、給電計画で定められた電力量の増減に対応した単一価格が基礎となって電力取引所として機能している。これらのオファーには、UTに登録した全ての発電事業者が参入している。そこには、契約を所有しているものも、所有していない業者もいる。単一価格には、定められた期間に対して決定した時間毎の電力量及び電力の価格が含まれる。また、MRSにおける定められた時間帯の価格は、UTが需要を満たすために操作すべきマージナル・ユニット（最終価格）により決定される。

その価格は、系統調整市場（MRS）に、各時間に電力を投入（供給）した全ての参入者に対して支払われ、また、MRSから受電する（流通）業者に対しては徴収される。発電所の運用は、異業者間の2者間契約、及びMRSに対するオファー価格（各発電事業者が前日に申告した価格）を考慮して行なわれる。同様に、当事者により取り決められる価格には、電力の輸出入も含まれる。

発電の増減オファーや需要、MCの2者間取引、需要予測を考慮して、日々、UTは翌日のための給電指令を行なっている。そして、各時間帯に対するMRS価格（\$MRS ex ante）を入手している。リアルタイムにおける運転中は、UTは、送電容量制限や系統の質と安全性を維持するために必要な電圧、電力調整など補助的サービスを考慮して従来の負荷に対する給電を行なう。そして、運転記録を取っている。卸売市場の流通プロセスをFig.4.3に示す。

系統調整市場（MRS）における各時間帯の電力量価格（\$MRS ex post）は、実際の発電可能量及び需要記録を考慮して、UTの指令に対する不履行分を除外して、実際の運用の一日後に計算される。この価格は短期マージン価格に相当し、増減するオファーを基礎にして計算したものである。送電渋滞がある場合は、市場が分離される為、各MRSの価格がそれぞれ決められる。発電量と実際の消費量との差、及び契約上の約束事項は、MRSに対してUTが決算させる。

他方、UTの指令に対する不履行及び補助的サービスを含めた実際の運用における超過費用は、補助的サービスや発電義務（系統条件による）に対する費用 / 支払いにより清算される。毎月末、UTは、MRSにおける発電義務、送電渋滞の負担、及び補助的サービスを含め、電力取引をまとめて卸売市場への各参入者に対する収支決算を行っている。UTのサービス業務に対する費用も加算される。送電損失に関しては、その計算方法をUTが決定する。各発電事業者は、投入量に応じてその費用を支払う責任を負う。

1998年から2002年のUTの月別市場価格の加重価格を、Table 4.6示す。これから分るように、この間の平均単価は、約67.3 \$/MWhである。

エルサルバドル国の需要家に対する基本的な電力料金体系は、1999年に火力発電所の民営化と CEL の送電設備分割化などの組織変更時に見直されているが、2002年に、更に詳細に改定されている。現在のその電力料金要約表を、Table 4.7 に示す。

需要家数の約 93%が小規模需要家で、消費電力量も 53%を占める。工業関係需要家の消費電力量は、約 42%になる。Table 4.8 および Table 4.9 に、過去 7年間の種類別需要家数とその消費電力量を示す。

エルサルバドル国の電化率は全国レベルで 2002年に約 72%に達している。

#### 4.5 電力需給の現状

##### (1) 最大電力・発電量

エルサルバドル国の電力の需給バランスは、自国の発電設備で賄うことを基本とするが、電力の自由化に伴い、グアテマラ国及びホンジュラス国からの輸入電力量と独立発電事業 (IPP)からの受電を含めて、運用されている。

2002年における発電量の実績は、Table 4.10 に示すように、総発電量は自国分約 3,981 GWh(約 91.2%)、輸入電力量が約 384 GWh(約 8.8%)である。過去 12年間の年平均では、自国分のシェアが約 96%で、輸入分のシェアが 4%である。2000年から 2002年の売電電力量の伸びは、年平均約 3%である。Table 4.9 と Fig.4.4 に産業別電力消費量実績を示す。

最大電力の伸びは、Fig.4.5 に示すように、12年間の平均で約 4.7%であるが、近年の 2000年から 2002年では、年平均約 2%である。

##### (2) 負荷曲線

エルサルバドル国の日間負荷曲線は、3段階に分類される。即ち、7時から 18時の昼間帯、18時から 22時の夜間（ピーク）帯、22時から 7時までの夜間（深夜）帯である。これらは、UT 発行の日間負荷曲線、Table 4.11、Fig.4.6 で明らかであるが、既設水力発電所の日間負荷曲線、Fig.4.7 からも確認される。

本プロジェクトは、エルサルバドル国は、同国の電力セクターを担当するレンパ川水力発電実行委員会（Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa: CEL）が 1948年に設立された。CEL は 1996年に独立会社から形成される発電、送電、配電会社に分割された。1999年には火力発電部門が民営化された。現在、CEL はエルサルバドル国内の、4大水力発電所の運転を担当している。CEL の組織図を Fig 4.1 に示す。ピーク対応の水力発電所として計画されており、既設水力発電所とともに、年間を通じて 3～4時間のピーク時間帯（雨期にはベース部分に対する供給も併せて行われる）を対象に電力供給を行うことになる。

### (3) 損失率

1996年以前の電力系統の送配電線総合電力ロスは、約15～16%である。2000年における、それは約13%である。今後、総合ロス率を10%以下に低減するためには、下記の対策が必要であると考えられる。

#### 1) 所内ロス

水力発電所設備は火力発電に比較して、所内使用電力量が少ない。従って、水力発電所の開発促進により所内ロス率の低減を図る。

#### 2) 送電線ロス

高圧送電線はロスを減らす上で有効である。従って、230 kV や 115 kV 送電線の拡張はロスの改善に役立つ。

#### 3) 配電線ロス

負荷の中心となる地区に、出来るだけ2次変電所を設置する。

エルサルバドル国の電力系統における送配電ロスの推移を下表に示す。

#### Energy Losses in the Power System

<u>Year</u>	<u>Losses GWh &amp; (%)</u>		
	<u>Transmission</u>	<u>Distribution</u>	<u>Total</u>
1996	153 (4.6)	308 (9.6)	461 (14.2)
1997	98 (2.7)	383 (10.8)	481 (13.5)
1998	89 (2.4)	335 (9.0)	424 (11.4)
1999	116 (3.0)	393 (10.3)	509 (13.3)
2000	142 (3.5)		

又、以下に1998年の情報によるアジア地域の、電力系統における総合ロスを示す。

タイ	8%	フィリピン	16%
マレーシア	10%	日本	4%
インドネシア	12%	インド	18%

(Source: World Bank, 1998)

**Table 4.1 Existing Power Plant List (As of 2002)**

Name of Power Station (units × MW)	Installed Capacity (MW)	Year of Commissioning
<b>I. Hydro Power Station</b>	<b>( 410.8 )</b>	
1. Guajoyo (1 × 19.8)	19.8	1963 (renovation in 2000)
2. Cerrón Grande (2 × 67.5)	135.0	1977
3. 5 de Noviembre (4 × 19.5) + (1 × 21.4)	99.4	1957, 1961, 1966 (renovation in 2000, 2001 and 2002)
4. 15 de Septiembre (2 × 78.3)	156.6	1983
<b>II. Thermal Power Station</b>	<b>( 633.4 )</b>	
1. Ahuachapán (2 × 30) + (1 × 35) (Geothermal)	95.0	1975, 1976, 1980
2. Berlin (2 × 5.0) + (2 × 28.1) (Geothermal)	66.2	1992, 1999
3. Acajutla vapor (1 × 30) + (1 × 33)	63.0	1966, 1969
4. Acajutla gas (1 × 82.1)	82.1	1996
5. Acajutla motor (6 × 16.5)+(3 × 17)	150.0	2000
6. Nejapa Power motor (27 × 5.35)	144.5	1995
7. CESSA motor (3 × 6.4) + (2 × 6.7)	32.6	1999, 2000
<b>III. Others (Mini/Micro/etc.)</b>	<b>( 26 )</b>	
1. CECSA (7.3) 7 small hydroelectric power	7.3	---
2. Sensunapán (1 × 3) 1 small hydroelectric power	3.0	---
3. De Matheu y Cía (1 × 0.7) 1 small hydroelectric power	0.7	---
4. Cogeneradores (15) 5 small thermal power	15.0	---
<b>Total</b>	<b>1,070.2</b>	

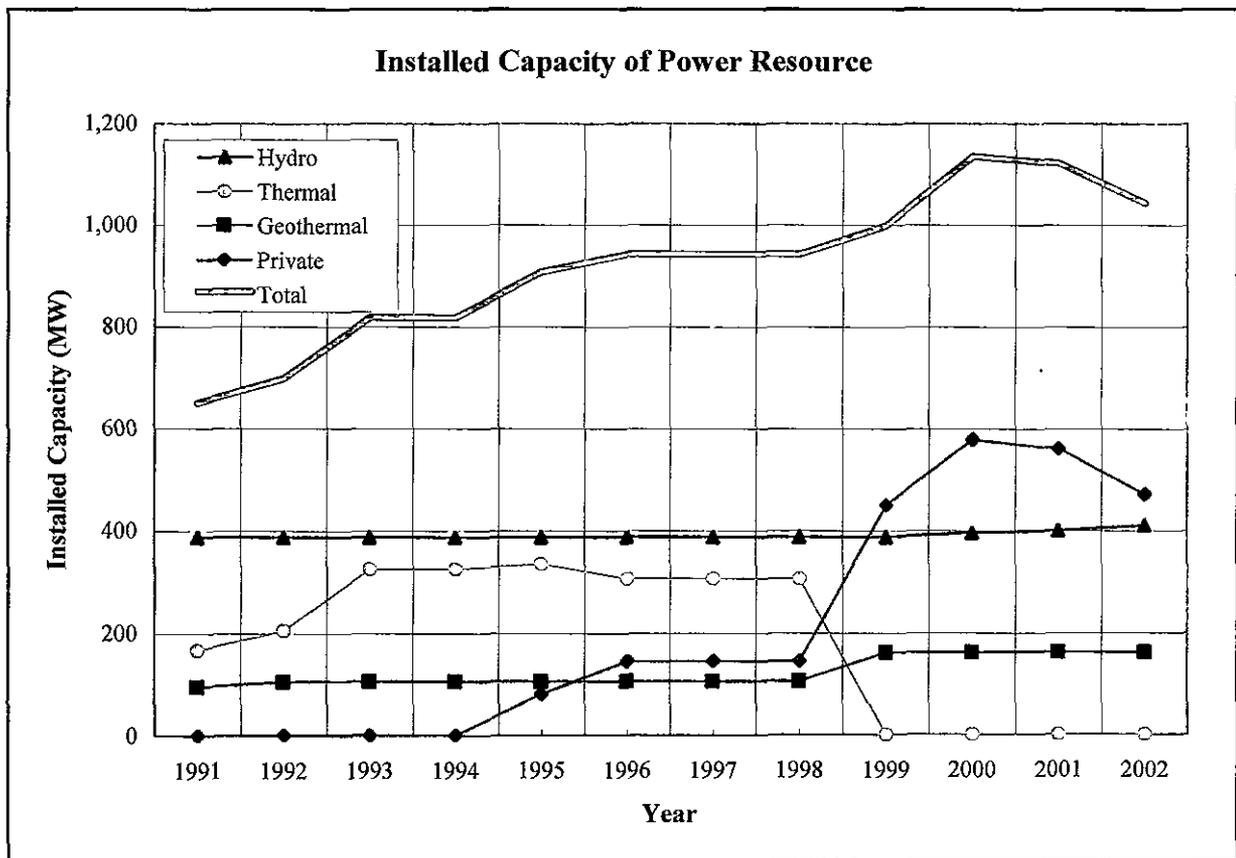
Note : 1) The firm capacity of the both Ahuachapan and Berlin geothermal power plants (GPP) are decreased because the Ahuachapan GPP is not enough steam and the Berlin GPP is impossible for operation of 2-units of 5.7 MW as follows;  
a. Ahuachapan Geothermal Power Plant : 95 MW to 65 MW (Max.)  
b. Berlin Geothermal Power Plant : 66.4 MW to 55 MW (Max.)

**Table 4.2 Trend of Installed Capacity of Power Resources**

(without small capacity plant.)

(Unit : MW)

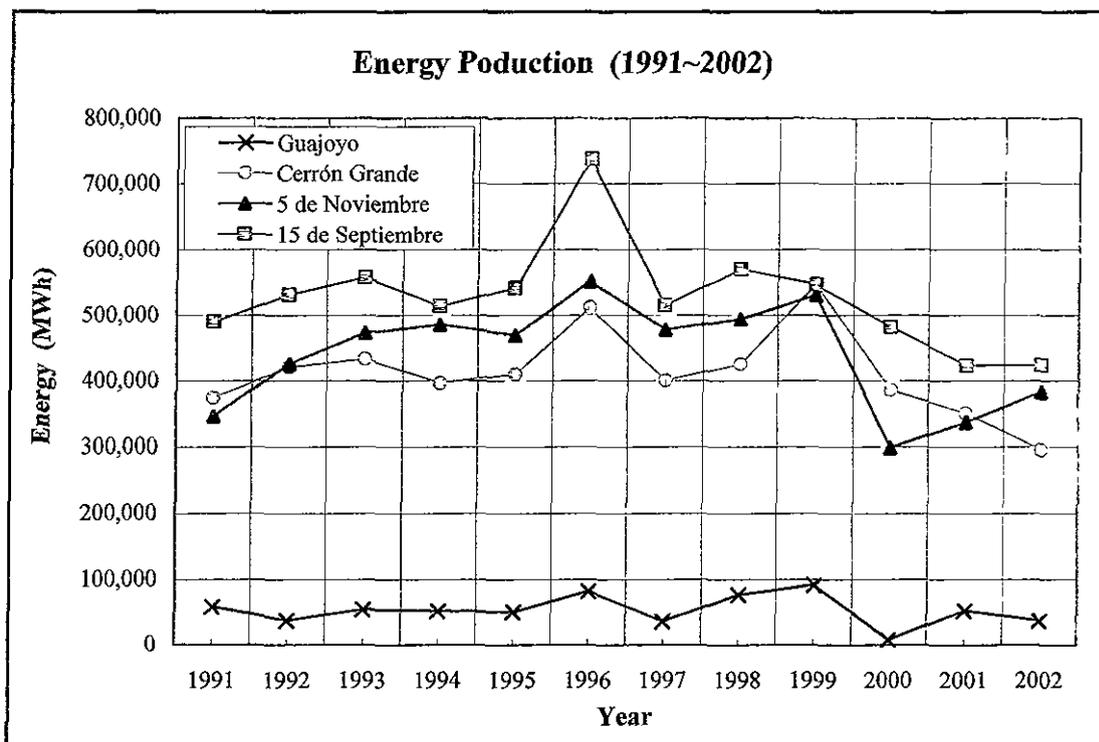
Year	Hydro	Share (%)	Thermal	Share (%)	Geo-thermal	Share (%)	Private	Share (%)	Total	Growth (%)
1991	388	59.7	167	25.7	95	14.6	0	0.0	650	---
1992	388	55.6	205	29.4	105	15.0	0	0.0	698	7.4
1993	388	47.5	325	39.7	105	12.8	0	0.0	818	17.2
1994	388	47.5	325	39.7	105	12.8	0	0.0	818	0.0
1995	388	42.7	335	36.9	105	11.6	80	8.8	908	11.0
1996	388	41.1	306	32.4	105	11.1	145	15.4	944	4.0
1997	388	41.1	306	32.4	105	11.1	145	15.4	944	0.0
1998	388	41.1	306	32.4	105	11.1	145	15.4	944	0.0
1999	388	39.3	0	0.0	161	15.2	450	45.5	999	5.8
2000	396	34.8	0	0.0	161	14.2	579	51.0	1,136	13.7
2001	400	35.7	0	0.0	161	14.3	561	50.0	1,122	-1.2
2002	411	39.4	0	0.0	161	15.4	472	45.2	1,044	-7.0
Average	392	43.78	189	22.38	123	13.27	215	20.56	919	4.63



**Table 4.3 Trend of Energy Produced (1991~2002)**

(Unit : MWh)

Year	Guajoyo	Cerrón Grande	5 de Noviembre	15 de Septiembre	Total
1991	58,115	374,123	346,231	490,021	1,268,489
1992	37,616	421,025	426,103	530,999	1,415,744
1993	54,305	433,428	473,055	557,303	1,518,090
1994	52,144	396,745	485,574	513,109	1,447,572
1995	50,693	410,162	469,235	541,188	1,471,278
1996	82,183	511,448	551,092	737,903	1,882,626
1997	36,102	400,262	478,077	514,460	1,428,902
1998	76,993	425,406	493,842	569,559	1,565,799
1999	91,988	546,615	530,086	545,623	1,714,312
2000	8,611	386,273	298,584	481,720	1,175,188
2001	52,543	350,831	336,859	423,565	1,163,798
2002	37,274	295,424	382,879	423,498	1,139,075
Avarage	53,214	412,645	439,301	527,412	1,432,573



**Table 4.4 Transmission and Distribution Lines**

(Unit : km)

Year	230 kV	115 kV	Middle Voltage	Low Voltage	Total
1991	15	804			819
1992	15	804			819
1993	15	804			819
1994	15	727			819
1995	15	736			819
1996	15	736			819
1997	15	743			819
1998	15	743			819
1999	15	749	12,102	11,110	23,976
2000	15	881	11,226	13,117	25,107
2001	15	941	14,379	13,653	28,988
2002	107	1,022	16,135	17,366	34,630

Note : 1) Middle Voltage is 46, 34.5, 23, 13.2 and 4.16 kV

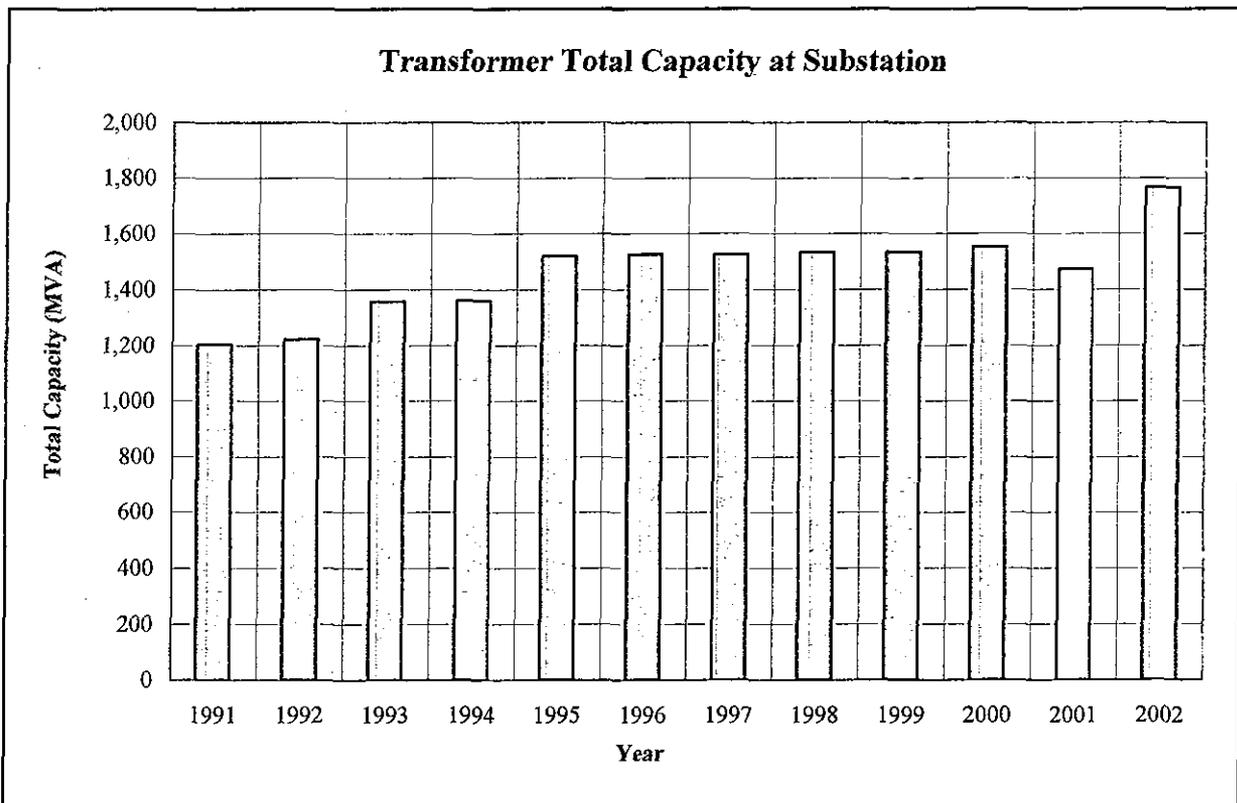
2) Low Voltage is 440, 220 and 110V

3) Data of Middle and Lower Voltage Lines before 1998 is not available from related Company.

**Table 4.5 Transformer Capacity at Substation**

(Unit : MVA)

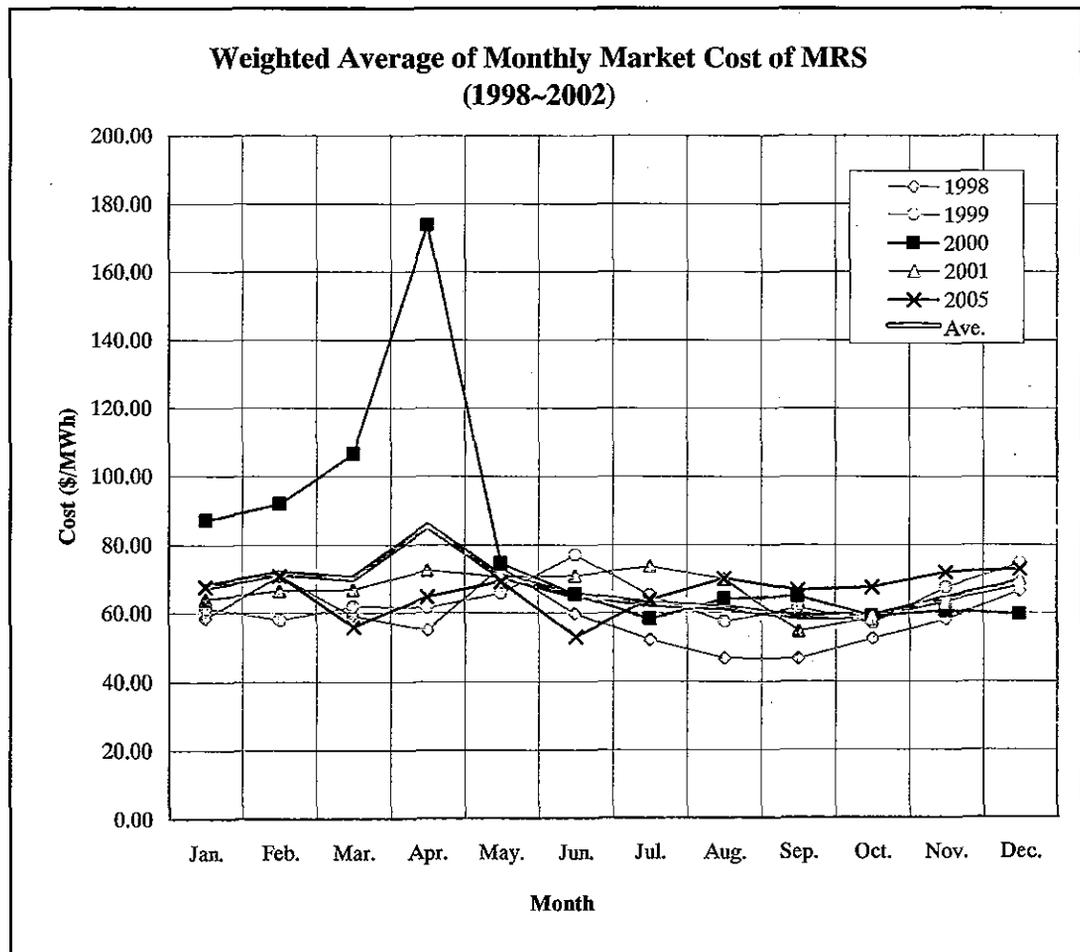
Year (End of March)	230 / 115/46-23 kV	110 / 46 kV	110 / 34.5 kV	115 / 23 kV	43.8 / 13.2 kV	46 / 34.5 kV	44 / 22 kV	34.5 / 13.2 kV	Total
1991	313	360	77	300	150	6			1,206
1992	313	360	77	300	168	6			1,223
1993	313	405	70	350	188	6		26.125	1,358
1994	313	405	70	350	190	6		27.125	1,360
1995	313	355	70	500	250	6	24	1	1,519
1996	313	355	70	500	256	6	24	1	1,525
1997	313	355	70	500	257	6	24	1	1,525
1998	313	650	70	500					1,533
1999	313	650	70	500					1,533
2000	313	670	70	500					1,553
2001	313	640	70	450					1,473
2002	626	620	70	450					1,766



**Table 4.6 Weight Average of Monthly Market Cost of MRS (1998~2002)**

(Unit : \$/MWh)

Year Month	1998	1999	2000	2001	2002	Ave.
Jan.	58.45	61.33	86.99	64.08	67.69	67.71
Feb.	70.61	57.87	91.84	66.35	70.75	71.48
Mar.	59.20	61.94	106.66	66.84	56.06	70.14
Apr.	54.92	61.46	173.71	72.51	64.85	85.49
May.	73.21	65.75	74.39	70.49	69.12	70.59
Jun.	59.76	76.81	65.34	70.77	53.05	65.15
Jul.	52.04	64.94	58.12	73.61	63.91	62.52
Aug.	46.67	57.21	63.97	69.88	70.01	61.55
Sep.	46.55	61.39	64.84	54.53	66.57	58.78
Oct.	52.30	56.92	58.87	58.32	67.43	58.77
Nov.	58.00	67.34	60.50	63.14	71.98	64.19
Dec.	66.45	74.42	59.58	69.83	72.79	68.61
Ave.	58.18	63.95	80.40	66.70	66.18	67.08



**Table 4.7 Electricity Tariff by Level of Voltage and Demand in El Salvador**

**in 2001**

(Unit : US\$/kWh)

Low Voltage			Interim Voltage	
Small Demand			Medium Demand	Large Demand
0<kW<10			10<kW<50	>50kW
Total Residential	General Use	Public Streetlight		
0.1338	0.1322	0.1251	0.1438	0.1261
				0.11431
				0.11459

Fuente : Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

**in 2002**

(Unit : US\$/kWh)

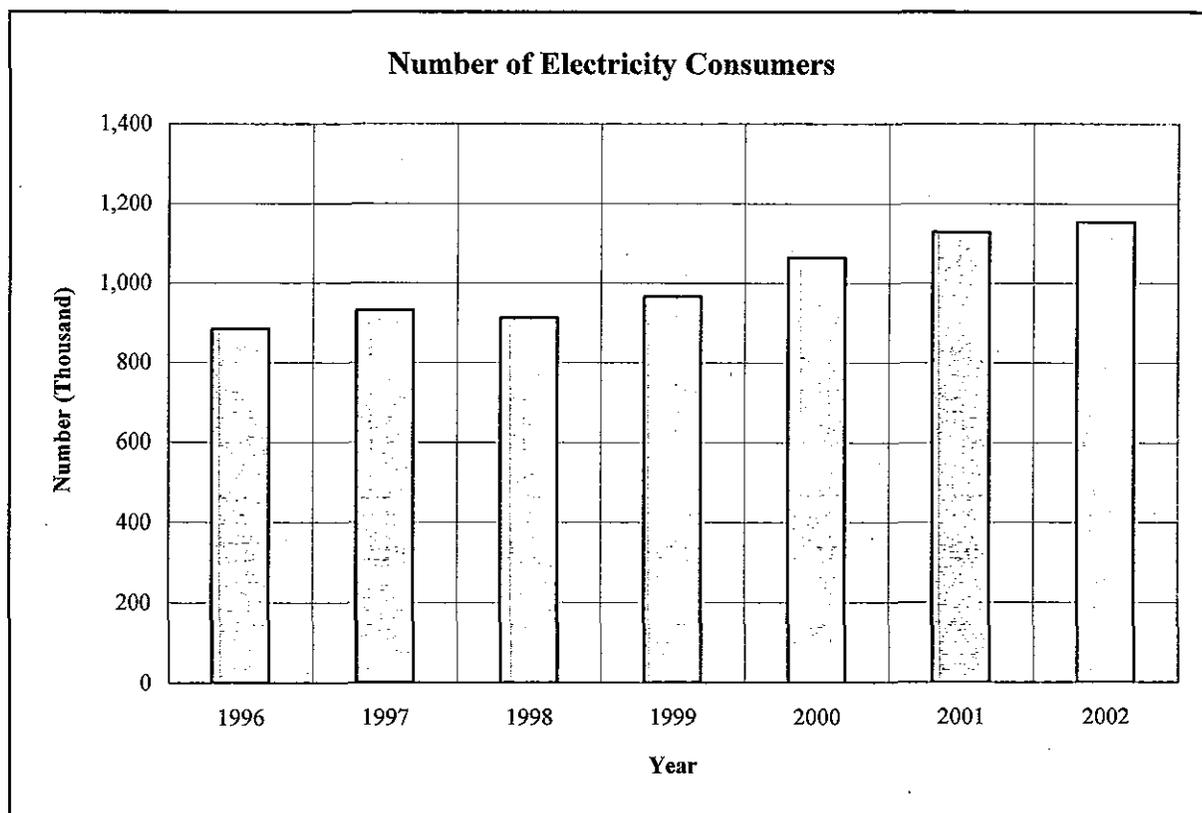
Low Voltage			Interim Voltage	
Small Demand			Medium Demand	Large Demand
0<kW<10			10<kW<50	>50kW
Total Residential	General Use	Public Streetlight		
0.1332	0.1182	0.1207	0.1425	0.1473
				0.10587
				0.08972

Fuente : Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

**Table 4.8 Number of Electricity Consumers**

(Unit : Thousand)

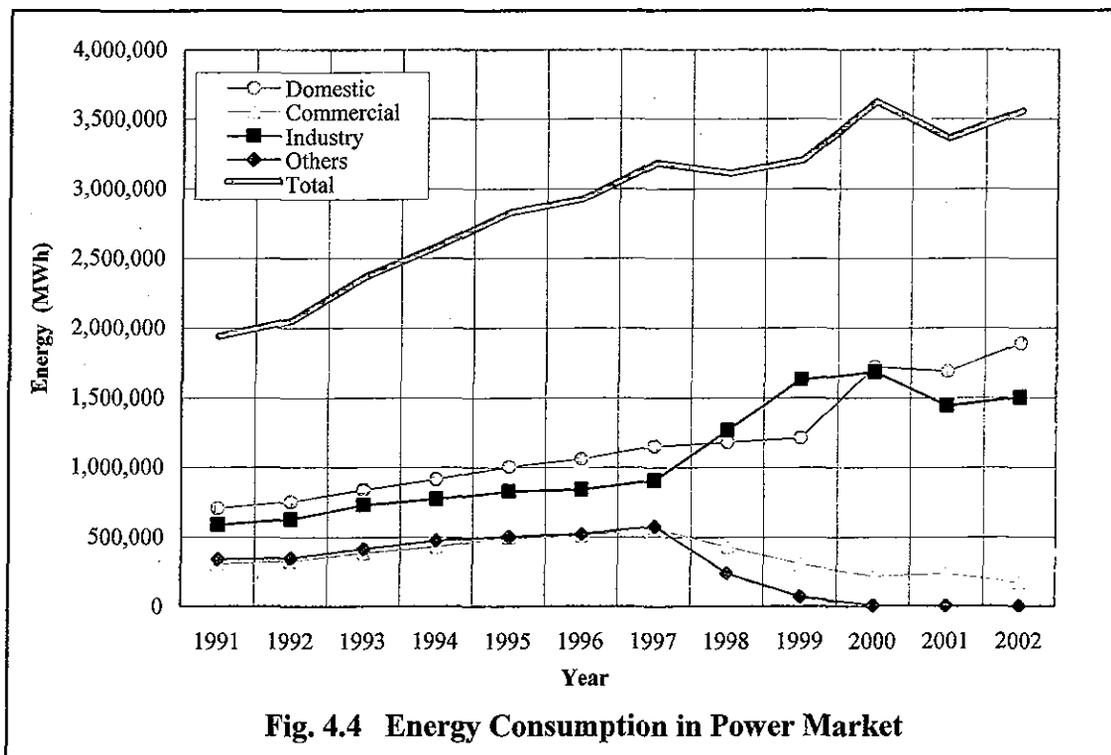
Consumer	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Share of 2002 (%)
Domestic	809	852	836	889	988	1,051	1,078	93.3
Commercial	65	67	---	---	---	---	---	---
Industry HT	6	6	---	---	---	---	---	---
Medium Demand (10<kW<50)	---	---	3	4	4	4	3	0.3
Large Demand (>50kW)	---	---	2	2	2	2	2	0.2
General Use	---	---	70	70	70	70	70	6.1
Others	5	6	1	1	1	1	1	0.1
Total	885	931	912	966	1,065	1,128	1,154	100.0



**Table 4.9 Trend of Energy Consumption in Power Market**

(Unit : MWh)

Year	Domestic	Commercial	Industry	Others	Total
1991	706,939	303,659	588,045	339,204	1,937,847
1992	749,765	325,087	628,239	346,617	2,049,708
1993	839,107	383,182	730,516	413,060	2,365,865
1994	912,285	428,538	773,959	471,940	2,586,722
1995	1,001,853	495,069	829,975	502,784	2,829,681
1996	1,057,965	505,422	842,129	520,679	2,926,195
1997	1,149,240	556,246	905,020	573,963	3,184,469
1998	1,179,565	428,949	1,265,936	238,314	3,112,764
1999	1,209,890	301,652	1,626,852	67,833	3,206,227
2000	1,717,864	217,734	1,683,235	6,795	3,625,628
2001	1,684,792	234,689	1,443,455	2,888	3,365,824
2002	1,885,099	167,884	1,502,206	600	3,555,789
Share 2002 (%)	53.01	4.72	42.25	0.02	100.00

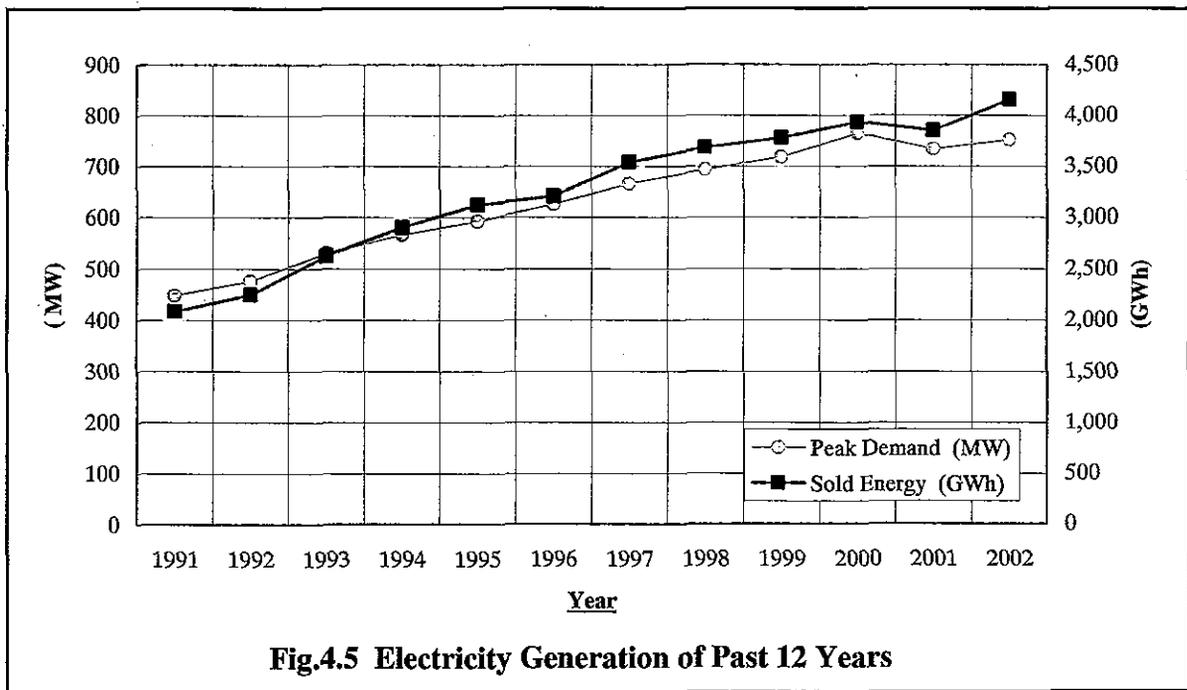


**Fig. 4.4 Energy Consumption in Power Market**

**Table 4.10 Electricity Generation of Past 12 Years**

(Unit : GWh)

Year	Domestic Generation	Share (%)	Imported Energy	Share (%)	Sold Energy	Growth (%)	Peak Demand (MW)	Growth (%)
1991	2,297	99.8	5	0.2	2,086	---	448	---
1992	2,382	87.8	53	2.2	2,248	7.8	476	6.3
1993	2,783	97.2	79	2.8	2,627	16.9	530	11.3
1994	3,146	100.4	-11	-0.4	2,905	10.6	566	6.8
1995	3,338	101.1	-35	-1.1	3,123	7.5	592	4.6
1996	3,391	99.4	21	0.6	3,208	2.7	626	5.7
1997	3,614	97.6	88	2.4	3,538	10.3	666	6.4
1998	3,806	99.0	38	1.0	3,686	4.2	694	4.2
1999	3,702	93.7	250	6.3	3,780	2.6	718	3.5
2000	3,382	82.9	696	17.1	3,934	4.1	765	6.5
2001	3,762	92.4	309	7.6	3,849	-2.2	734	-4.1
2002	3,981	91.2	384	8.8	4,155	8.0	752	2.5
Average	3,299	95.5	156	4.5	3,262	6.6	631	4.7



**Fig.4.5 Electricity Generation of Past 12 Years**

Table 4.11 Actual Operating (Load) Pattern of Unidad de Transacciones (UT)

**L. INYECCIONES**

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Inyecciones	99	98	94	96	102	106	107	112	137	156	164	170	156	156	161	159	160	164	261	260	192	106	89	87
HIDRO	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	62	62	62	61	61	62	62	62	62	62	62	62	63
GEO	90	85	86	87	97	143	184	184	214	218	218	223	213	221	223	221	221	216	222	239	239	213	132	90
TERM	58	58	59	59	58	60	68	103	112	125	124	128	130	125	129	125	118	98	90	89	90	95	96	83
GUAT-ES	310	305	302	305	321	372	423	462	526	561	569	583	561	563	574	566	559	540	635	650	583	477	379	323
Total	310	305	302	305	321	372	423	462	526	561	569	583	561	563	574	566	559	540	635	650	583	477	379	323

(Unit : MWh)

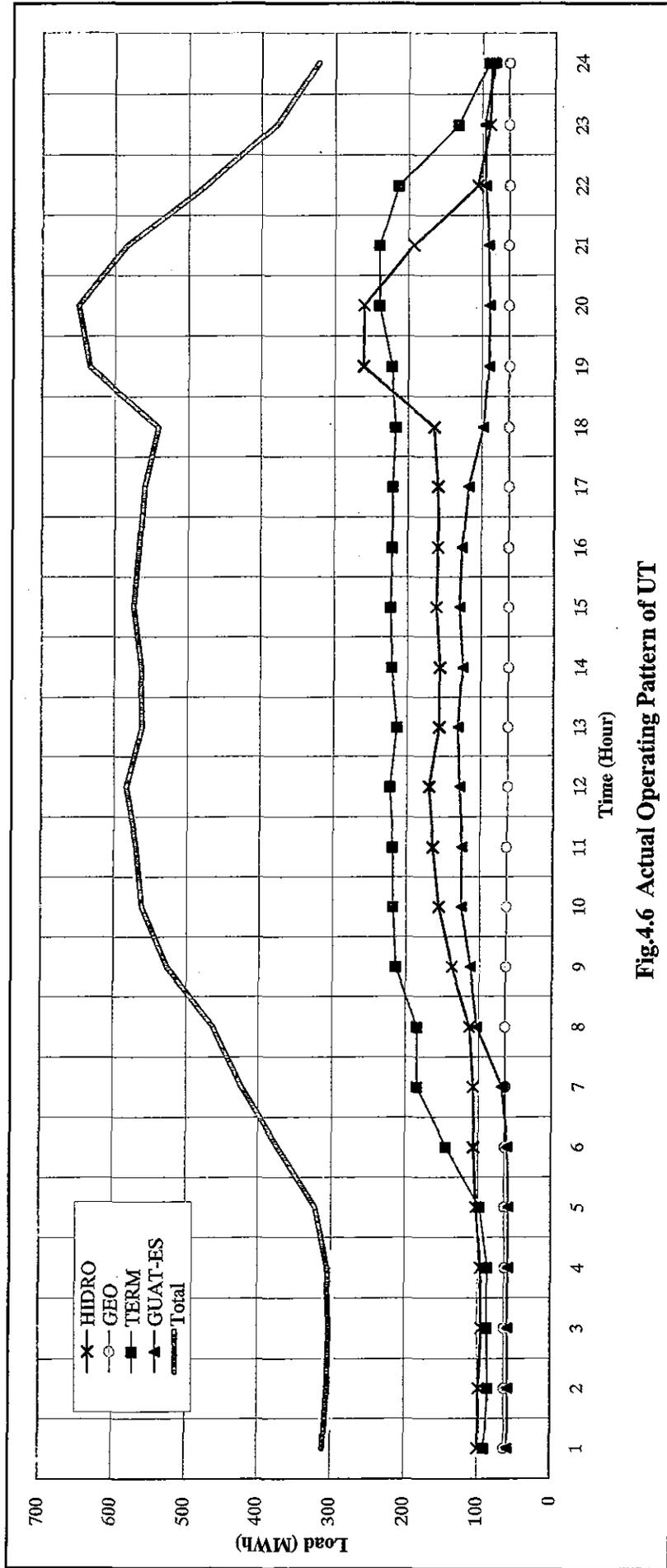
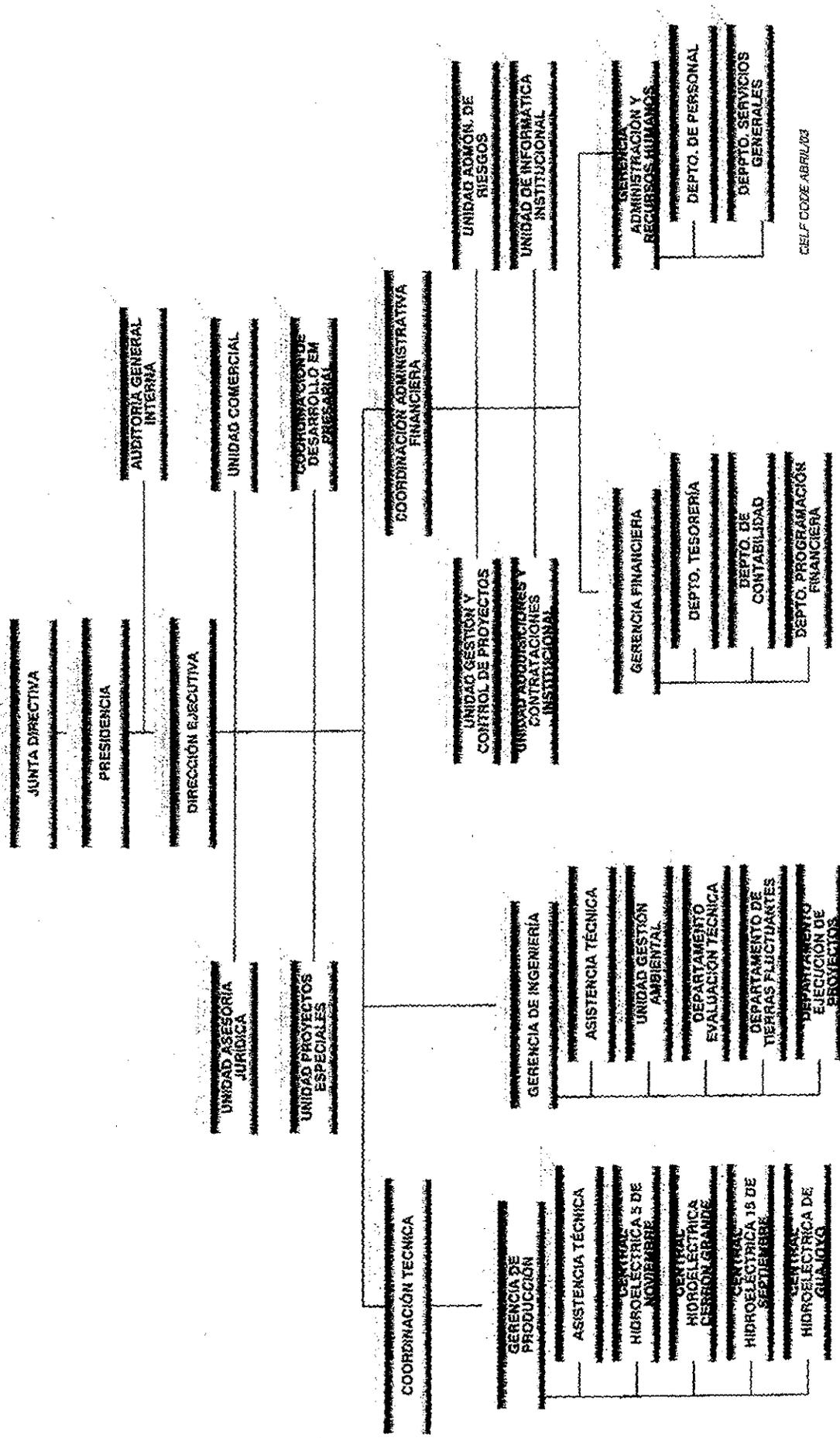


Fig.4.6 Actual Operating Pattern of UT



# COMISION EJECUTIVA HIDROELECTICA DEL RIO LEMPA-CEL



CEL CODE ABRIL/03

Fig. 4.1 Organization Chart of CEL.

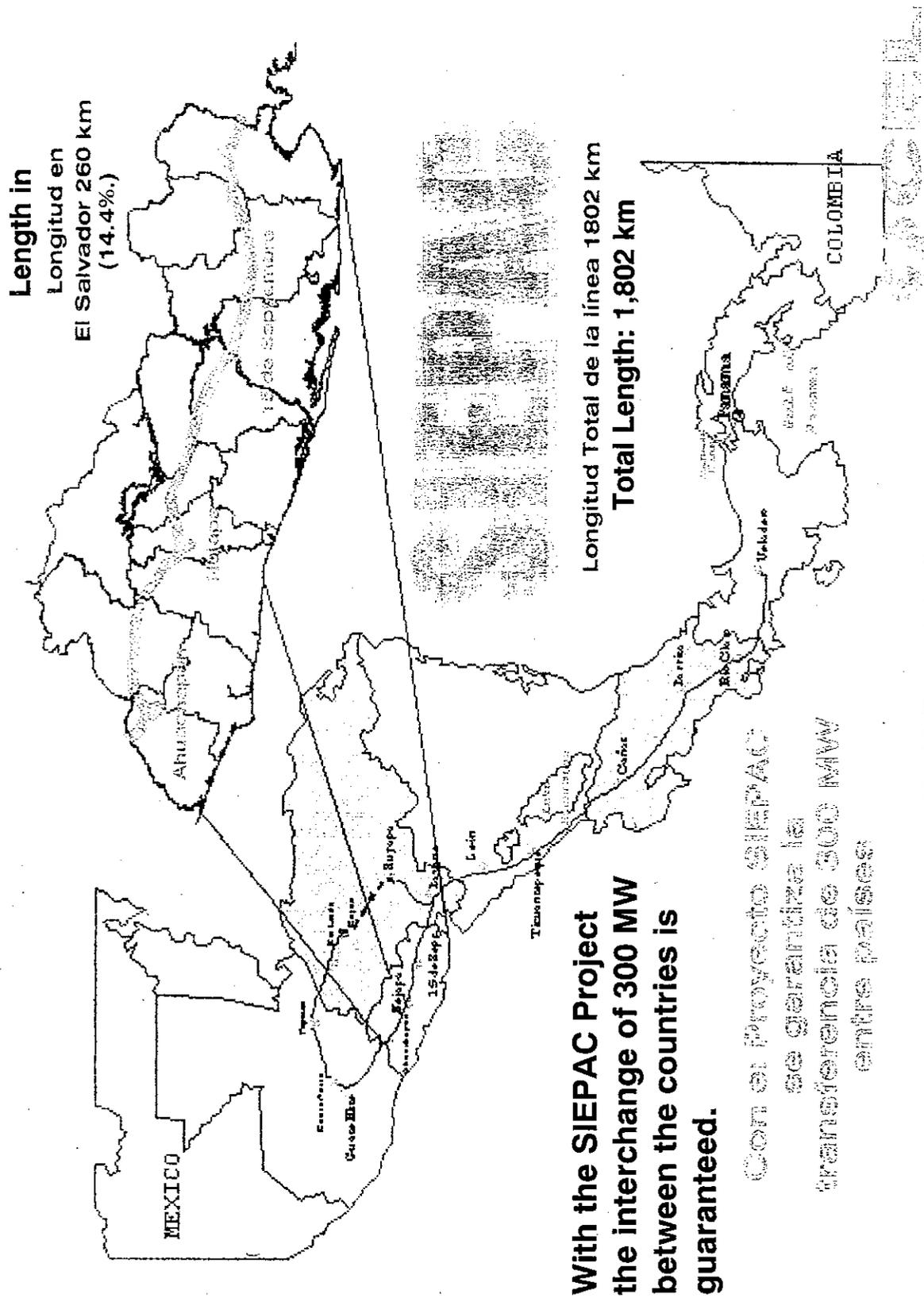


Fig. 4.2 Transmission Route

**GENERAL SUPERINTENDENCE FOR ELECTRICITY AND TELECOMMUNICATIONS (SIGET)**  
 Regulating Organization of the Electrical Sector

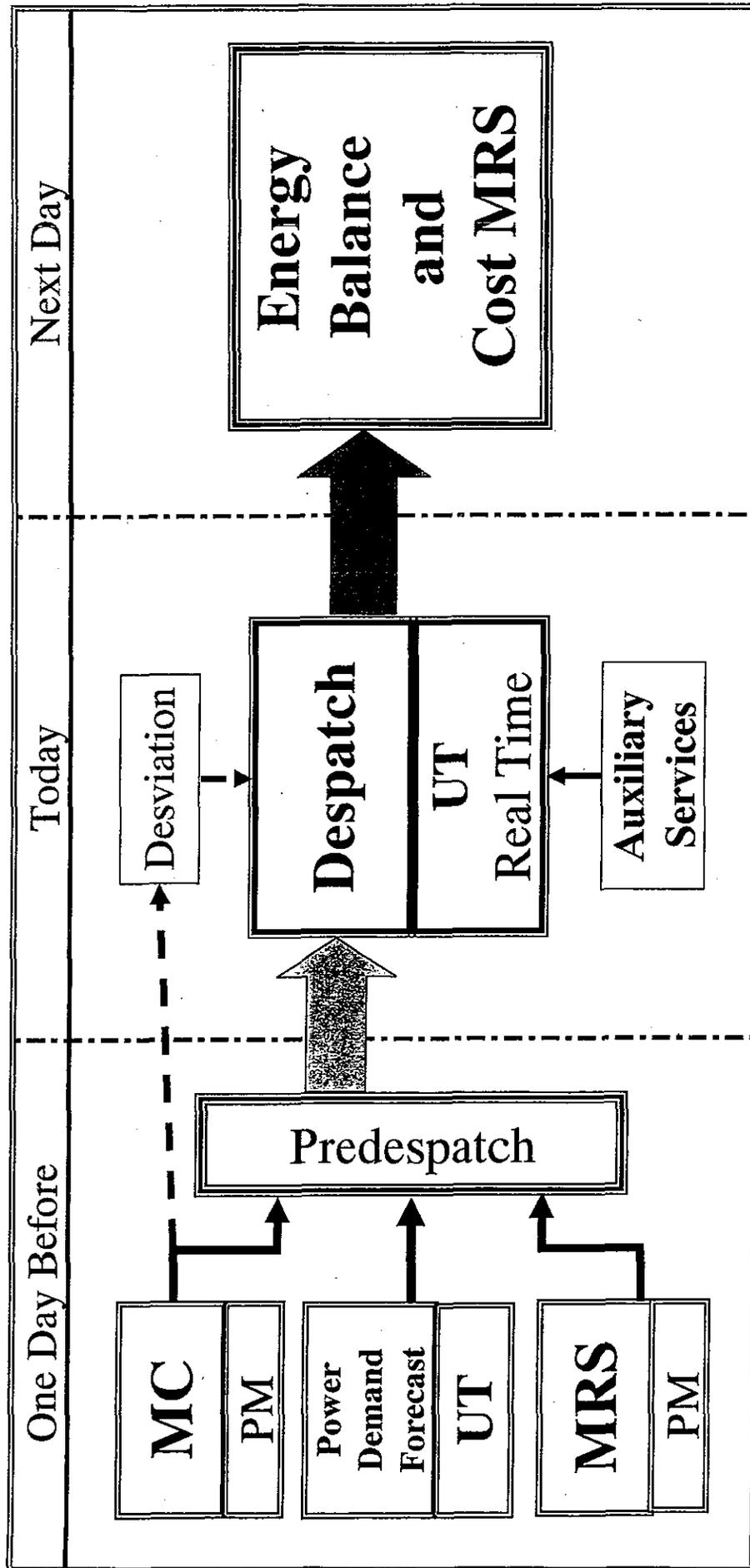
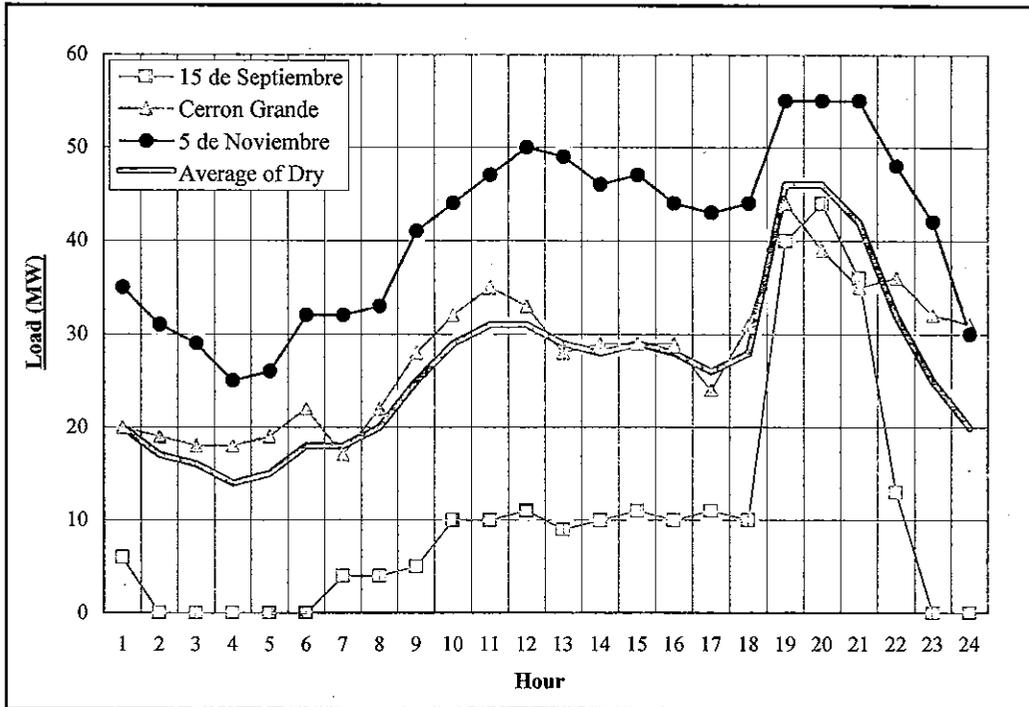


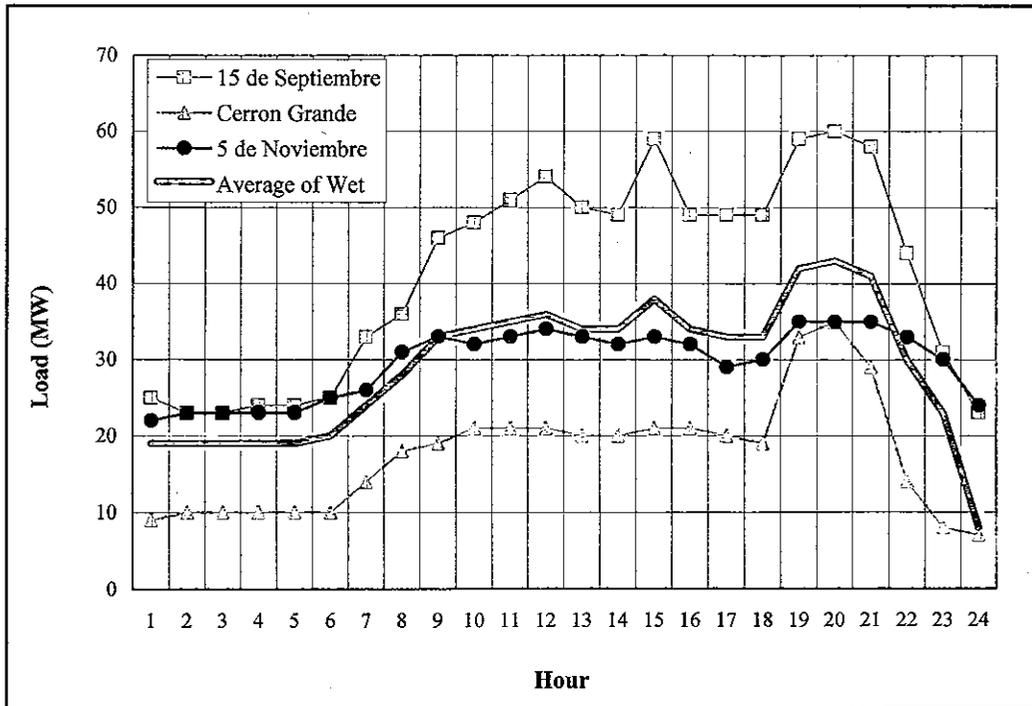
Fig. 4.3 Electric System of El Salvador (SIGET)

**Dry Season : Nov.~Apr., 2000**



Note : Guajoyo Hydro Power Station did not operated during 2000 because of renovation of Turbine-Generator.

**Wet Season : May~Oct., 2000**



**Fig. 4.7 Daily Load Curve in Hydro Power Station**

## 5. 電力需要想定および供給計画



# 目次

5.	電力需要想定および供給計画 .....	5-1
5.1	電力需要想定 .....	5-1
5.1.1	CELによる需要想定 .....	5-1
5.1.2	マクロ経済手法による需要想定 .....	5-1
5.1.3	需要想定結果 .....	5-3
5.2	供給計画 .....	5-4
5.3	需給バランス .....	5-6
5.4	エルチャパラル計画の投入時期について .....	5-7



## 5. 電力需要想定および供給計画

### 5.1 電力需要想定

#### 5.1.1 CELによる需要想定

CELは1991～2002年の電力需要実績をベースに、2003～2011年の需要想定をしている。過去12年間の電力量と最大電力の実績は、Fig.4.5に示す様に、年平均電力量で約5.3%、最大電力で約4.7%の伸びである。

CELの需要想定によると、今後10年間の電力量および最大電力の伸びは、Fig.5.1及び5.2に示す様に、それぞれ年平均約4.9%および4.7%である。これに対する現行の電源開発計画では、予備率が2008年にはkWhおよびkWとも10%を割り、2009年以降、さらに需給バランスが厳しく、新たな電源開発が不可欠になっている。

#### 5.1.2 マクロ経済手法による需要想定

##### (1) 需要想定の方法および予測条件

###### 1) 予測方法

電力需要の想定には全国需要を包括的に予測するマクロ経済的手法を用いた。この方法は、過去の実績トレンドの中に一定の傾向線を見出し、これに適した長期の全国電力需要を予測するものである。これは、一般に、GDPで表される需要家の所得水準と電力需要の伸びとの間に強い相関関係が見られることに着目して電力需要予測を行うものである。当該国の電力需要と経済活動の相関性を見出す有効的な方法として、以下の3通りの近似式を用いる方法がある。

- (a) GDPと電力需要との間に直線的な関係が認められた場合に用いる1次回帰予測方法。
- (b) GDPと電力需要との間に曲線的な関係が認められた場合に用いる2次回帰予測方法。
- (c) 独立変数として、GDPのほかに人口（または需要家数）を用いる重回帰予測方法。

これらの内で、最も当該国の電力需要パターンに適した1次回帰式を用いた。

###### 2) 予測条件

###### (a) GDP実績および予測

GDPに関するCEL資料を使用した。

1995～2000：実績値（平均約3.5%）

2001～2005：予測値（平均約4.2%）

### Macroeconomic Statistics

Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CPI Inflation (%)	11.40	7.40	1.90	4.20	4.25	4.30
Nominal GDP (US\$m)	9,500	10,358	11,192	11,989	12,467	13,217
Real GDP Growth (%)	6.40	1.80	4.00	3.50	3.40	2.00
Deflector (2000base) (%)	84.3	89.0	92.1	95.8	96.2	100.0

### Forecast

Year	2001		2002	2003	2004	2005
GDP Growth (%)	3.00	4.00	3.80	4.30	4.80	5.10
Inflation (%)	3.00	4.00	3.00	3.00	3.00	3.00

(b) 電力需要実績および予測

電力需要に関する CEL 資料を使用した。

1991～2002：実績値（平均約 5%）

2003～2011：予測値（平均約 5%）

(c) 最大電力

想定した需要電力量をもとに負荷率を 63～64%として最大電力を算定した。

(d) GDP の成長率予測

エルサルバドル国政府の長期開発見通し(1999～2000 年)では、GDP の成長率を下記の目標値にしている。

8th-5year Plan(2001～2005)：4.2%

9th-5year Plan(2006～2011)：5.0%

(2) GDP との相関を用いた 1 次回帰予測

これらの予測成長率を基準値（中間シナリオ）とし、基準値±1.0%の範囲でそれぞれ高シナリオ、低シナリオの感度分析を行なった。その結果は、Fig.5.3 に示す。

尚、GDP との相関を用いた 1 次回帰予測の検討内容は、Appendix 5.1 の通りである。

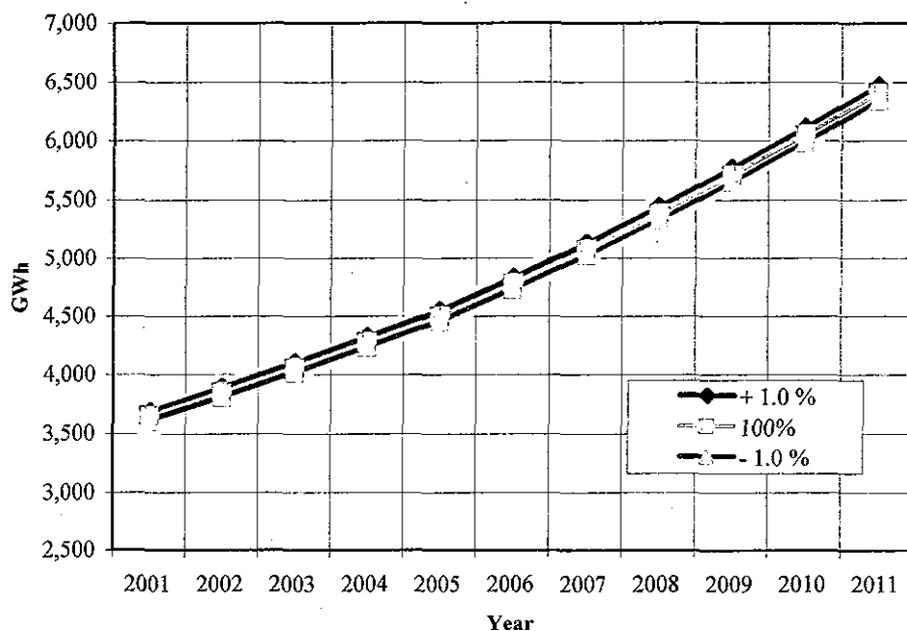


Fig.5.3 Sensitive Analysis of Power Demand Forecast

### 5.1.3 需要想定結果

CEL による電力需要想定の結果では、2001～2011 年間で年間需要電力量は 4,088 GWh から 6,629 GWh、最大電力は 739 MW から 1,181 MW にそれぞれ増加する。この間の年平均伸び率はそれぞれ約 4.9%および 4.7%である。一方、GDP との相関関係を用いたマクロ経済手法による 1 次回帰予測の結果は Fig.5.4 および 5.5 に示すように、中間シナリオの場合、同期間で電力量は 3,652 GWh から 6,407 GWh、最大電力は 737 MW から 1,294 MW にそれぞれ増加し、年平均伸び率は夫々約 5.8%の伸びである。これにより、マクロ経済手法による需要想定結果は電力量が CEL の想定値よりわずかに下方に、最大電力が上方に想定された。しかしながら、傾向的には比較的良く一致しており、CEL の想定値は妥当なものだと判断される。このため、需給バランス計画においては CEL の需要想定結果を採用することとした。

## 5.2 供給計画

### (1) 発電設備開発計画

2002 年末の小規模発電設備(約 26MW)を除く発電設備容量は、Table 4.1 に示す通り 1,044.2MW である。CEL により計画されている発電設備開発計画は、Table 5.3 に示すように、2013 年に合計 1,629.1 MW になる。これには、2010 年完成の本計画も含まれている。2001 年以降の主な開発計画は、下記の通りである。

1) Acajutla 火力一部廃止計画

既設火力発電機器の一部の廃止による 74 MW(37 MW × 2 台)出力減。2001 年完了

2) 5 de Noviembre 水力改修計画

既設水力発電機器の改修による 5 MW(1 台)出力増。2001 年運転開始 (改修後)。

3) Warsila 火力新設計画

アカフトラ地点に 96MW(内燃機関 16 MW × 6 台)を新設。2001 年運転開始。

4) 5 de Noviembre 水力改修計画

既設水力発電機器の改修による 10 MW(5 MW × 2 台)出力増。2002 年運転開始 (改修後)。

5) Soyapango 火力一部廃止計画

既設ガスタービンの一部廃止による 53.9 MW(16.7 MW × 2 台 + 20.5 MW × 1 台)出力減。2002 年完了。

6) San Miguel 火力一部廃止計画

既設ガスタービンの一部廃止による 25.3 MW(1 台)出力減。2002 年完了。

7) Soyapango 火力新設計画

既設中速度ディーゼルエンジン発電機設置による 18 MW(6 MW × 3 台)出力増。2003 年完了。

8) Cerron Grande 水力改修計画

既設水力発電機器の改修による 37 MW(18.5 MW × 2 台)出力増。2003 および 2004 年運転開始。

9) Ateos 火力新設計画

アテオス地点にディーゼルエンジン発電機設置による 54 MW(18 MW × 3 台)を新設。2004 年運転開始。

10) Berlin 地熱増設計画

既設地熱発電所増設による 27.5 MW(1 台)出力増。2005 年運転開始予定。

11) 15 de Septiembre 水力改修計画

既設水力発電機器の改修による 11.7 MW(1 台)出力増。2005 年運転開始

12) 15 de Septiembre 水力改修計画

既設水力発電機器の改修による 11.7 MW(1 台)出力増。2006 年運転開始

13) El Chaparral 水力新設計画

本計画地点（エルチャパラル地点）に 64.4 MW(主水車 1 台)および 1.3 MW(小水車 1 台)を新設。2010 年運転開始予定。

14) El Cimarron 水力新設計画

シマロン地点に 243 MW(81 MW×3 台)を新設。2010 年運転開始予定。

15) San Vicente 地熱新設計画

サンビセンテ地点に 55 MW(27.5 MW×2 台)を新設。2013 年運転開始予定。

(2) 送電線・変電所増強計画

CEL の電源開発計画では、2009 年に、エルチャパラル計画関連の送変電開発計画が予定されており、これは、SIEPAC 計画の中南米 6 カ国連系線計画と合わせて、エルサルバドル国の電力長期計画の柱になっている。また、2001 年から 2010 年にかけて、Table 5.4 に示す送電線・変電所増強計画がある。

**Table 5.4 Expansion Plan for Transmission Lines and Substations**

No.	Increasing Plan	Commissioning Date	Length (km)
1.	Honduras Interconnection LT: 15 de Septiembre - Pavana, 230 kV, 2 CF/1C ST: 15 de Septiembre, 230 kV, 2 banks × 156MVA	Jul. 2002 Jul. 2002	93
2.	SIEPAC Plan LT: Guate - Este - Ahuachapn, 230 kV, 1 CF/1C LT: Ahuachapn - Nejapa, 230 kV, 1 CF/1C LT: Nejapa - 15 de Septiembre, 230 kV, 1 CF/1C LT: 15 de Septiembre - Pavana, 230 kV, 1 CF/1C ST: Nejapa, 230/115kV, 2 Banks × 125 MVA	Feb. 2007 Feb. 2007 Feb. 2007 Feb. 2007 Feb. 2007	11 78 85 93
3.	Reinforcement of Transmission Lines LT: Ahuachapn - Nejapa, 230 kV, 1 CF/1C LT: Nejapa - 15 de Septiembre, 230 kV, 1 CF/1C	Feb. 2007 Feb. 2007	93 95
4.	El Chaparral Plan LT: El Chaparral - 15 de Septiembre, 115 kV, 1 CF/1C ST: El Chaparral, 115 kV ST: 15 de Septiembre, 115 kV	Dec. 2009 Dec. 2009 Dec. 2009	43
5.	Voltage Compensate Condenser ST: Nejapa, 115/46 kV, 1Bank × 10.8 MVAR ST: Ateos, 115/46 kV, 2Banks × 10.8 MVAR ST: Ozatlan, 115/46 kV, 3Banks × 10.8 MVAR	Sep. 2006 Sep. 2006 Sep. 2006	

Note: LT/ ST: Transmission / Substation  
1CF/2CF: Single Line / Phase / Double Line / Phase  
1C: 1 Circuit

### 5.3 需給バランス

Table 5.5 は、1998 年から 2002 年間のエルサルバドル国の電力需給バランスである。これによると、既設水力・火力（地熱含む）による電力供給に加えて、他国からの輸入電力により電力需要が満たされており、過去 5 年間における予備率は平均 15%を確保して電力運用がされている。この内、他国からの輸入電力は 1999 年以降、グアテマラ国からの輸入電力量と個人発電設備 (IPP) から配電線を経ての受電が増加していることが分かる。

Table 5.1 および Fig.5.1, 5.2 は、2001 年以降の CEL による需給バランス予測を示している。これによると、2008 年に kW および kWh とともに予備率が 10%を下回り、2009 年以降、需給バランスがさらに厳しい状況になっている。従って、2008 年以降の本計画の投入を含めた新規の電源開発が不可欠である。

新規の電源投入を行う場合、本計画のような CEL による水力発電所の新規開発の他、民間会社による新規火力発電所の開発および他国からの輸入電力の増加が考えられる。しかしながら、民間による火力開発については、下記観点から適切でない点があると思われる、

- 地球環境問題への対応、石油代替エネルギーの開発促進といった国のエネルギー政策に協力する必要がある。
- 周波数変化等、系統の変動に対して負荷調整可能な電源が必要であり、かつ運用に関して即応性が求められる。

また、輸入電力については今後進められる SIEPAC 計画の実施に伴って、グアテマラ国以外の国からの電力流通が行われることが予想されるが、下記条件がクリアにならない限り、国内水力の開発に優る電力供給ソースにはなり得ないと思われる。

- まず、輸入電力は国内より単価が安いことが必要である、この場合、輸入電力はベース部に投入され、国内水力はピーク負荷対応となり供給信頼度を高めることができる。
- また、逆に単価が高い場合には輸入電力がピーク負荷対応になることから、高い供給信頼度を保持することが必要である。

以上、需給バランスにおける考察から、本水力計画の開発は CO<sub>2</sub>による地球環境問題の高まりに対する脱石油電源の必要性、および電力の自由化、SIEPAC による電力融通の広がりの中で、信頼度を保持できる電源の確保という観点から貴重な電源の開発であると位置付けられる。

**Table 5.5 Balance & Power Demand and Supply (1998~2002)**

ITEM	ENERGY (GWh)				
	1998	1999	2000	2001	2002
1). Power generated					
a). Hydro power stations	1,565.79	1,766.59	1,175.19	1,163.80	1,139.07
b). Thermal power stations	2,240.16	1,884.02	2,206.67	2,713.74	2,961.28
Sub-total	3,805.95	3,650.61	3,381.86	3,877.54	4,100.35
2). Power consumed in station auxiliary. (%)	- 68.76 (-1.8%)	- 5.05 <sup>*3</sup> (-0.2%)	- 4.77 <sup>*3</sup> (-0.1%)	- 12.08 <sup>*3</sup> (-0.31%)	- 12.11 <sup>*3</sup> (-0.29%)
3). Power sent out (1 - 2)	3,737.19	3,645.56	3,377.09	3,865.46	4,088.24
4). Power received from distribution generators	--	--	52.10	5.60	2.10
5). Power received from other country	60.68	458.20	807.70	352.80	434.60
6). Power handled by the system (3 + 4 + 5)	3,797.87	4,103.76	4,236.89	4,223.86	4,524.94
7). Power exported to other country	- 22.72	- 207.79	- 111.70	- 43.80	- 50.70
8). Power loss in the system (%)	- 88.79 (-2.4%) <sup>*1</sup>	- 116.37 (-2.8%) <sup>*1</sup>	- 141.86 (-3.4%) <sup>*1</sup>	- 106.80 (-2.7%) <sup>*1</sup>	- 94.70 (-2.2%) <sup>*1</sup>
Total sales (6 - 7 - 8)	3,686.36 <sup>*2</sup>	3,779.60 <sup>*2</sup>	3,983.33 <sup>*2</sup>	4,073.26 <sup>*2</sup>	4,379.54 <sup>*2</sup>

Note: \*1: Loss of transmission only  
\*2: Selling energy at demand terminal  
\*3: Power consumed in stations of CEL only

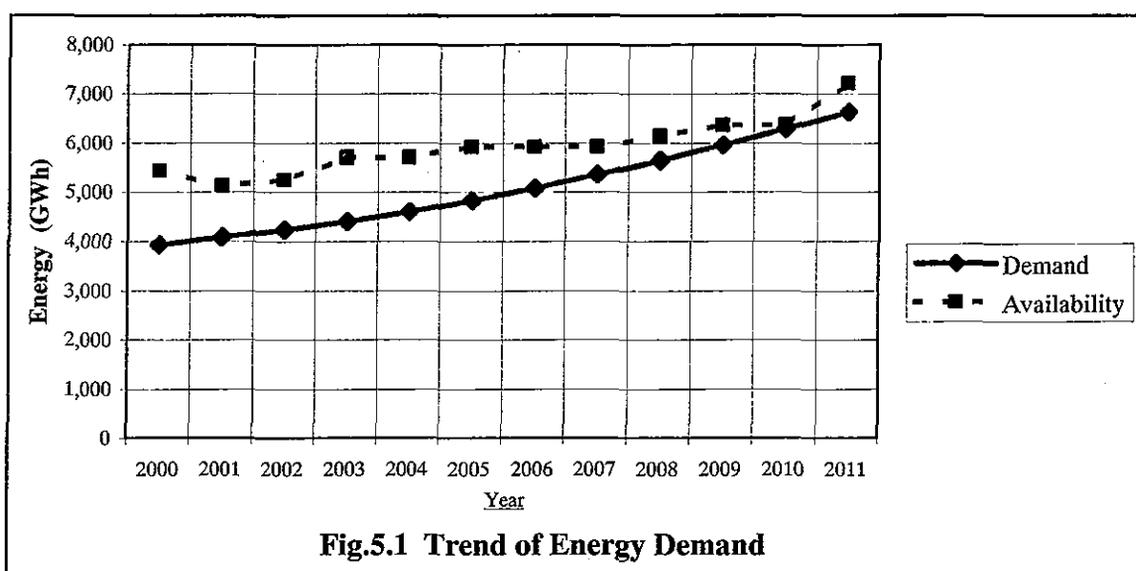
#### 5.4 エルチャパラル計画の投入時期について

本計画の投入時期について、電力需給バランス上の観点からは、今後 10 年間の電力需要想定および供給計画の検討結果より、適切な電力予備率の下で、安定した供給電力を確保する必要がある。よって、本エルチャパラル計画の投入時期は、2010 年以降には投入することが不可欠であり、その実現が強く望まれる。

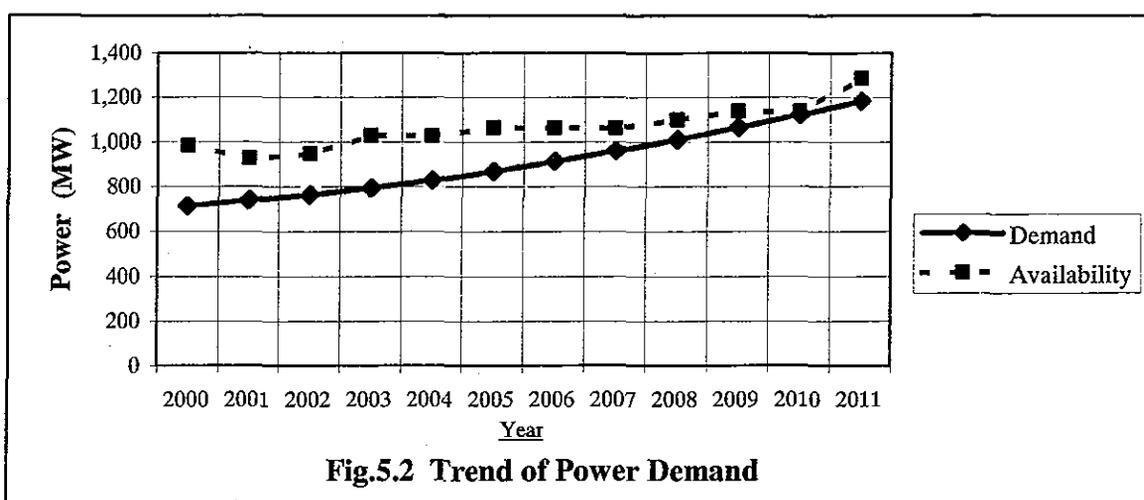


**Table 5.1 Trend of Energy & Power Demand**

Year	Energy Demand (GWh)	Peak Demand (MW)	Energy Availability (GWh)	Peak Availability (MW)	Surplus (GWh)	Surplus (MW)
2000	3,931	712	5,434	984	1503 (38%)	272 (38%)
2001	4,088	739	5,123	926	1035 (25%)	187 (25%)
2002	4,229	763	5,252	948	1023 (24%)	185 (24%)
2003	4,397	793	5,705	1,028	1308 (30%)	236 (30%)
2004	4,597	827	5,705	1,027	1108 (24%)	199 (24%)
2005	4,823	867	5,919	1,064	1096 (23%)	197 (23%)
2006	5,083	912	5,919	1,062	836 (16%)	150 (16%)
2007	5,358	960	5,919	1,061	561 (10%)	101 (11%)
2008	5,650	1,011	6,140	1,098	490 (9%)	88 (9%)
2009	5,959	1,064	6,363	1,137	404 (7%)	72 (7%)
2010	6,285	1,121	6,363	1,135	78 (1%)	14 (1%)
2011	6,629	1,181	7,223	1,287	594 (9%)	106 (9%)
Average	5,086	913	5,922	1,063	836 (16%)	151 (16%)



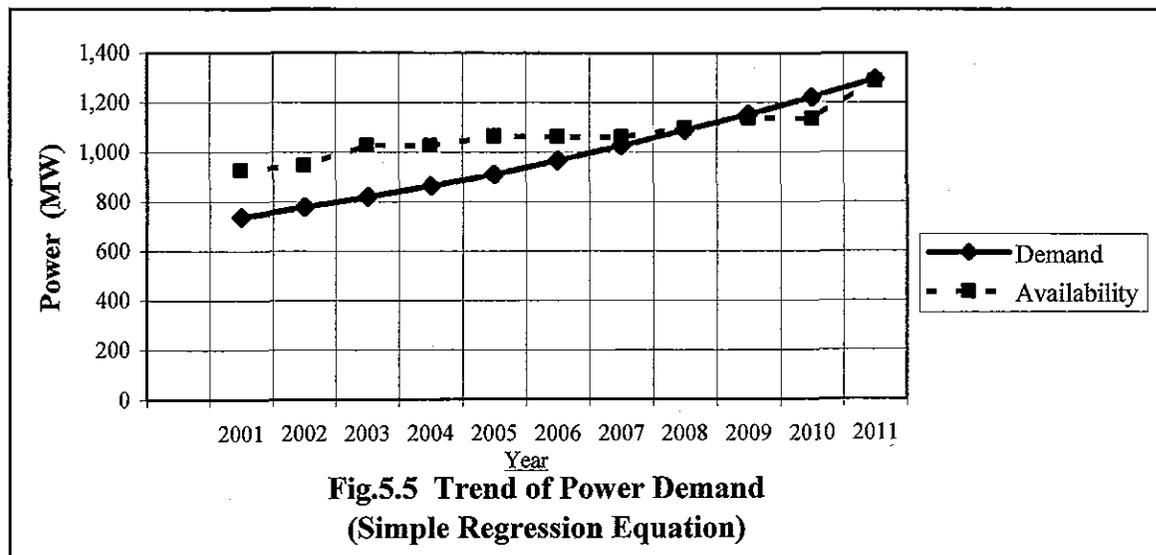
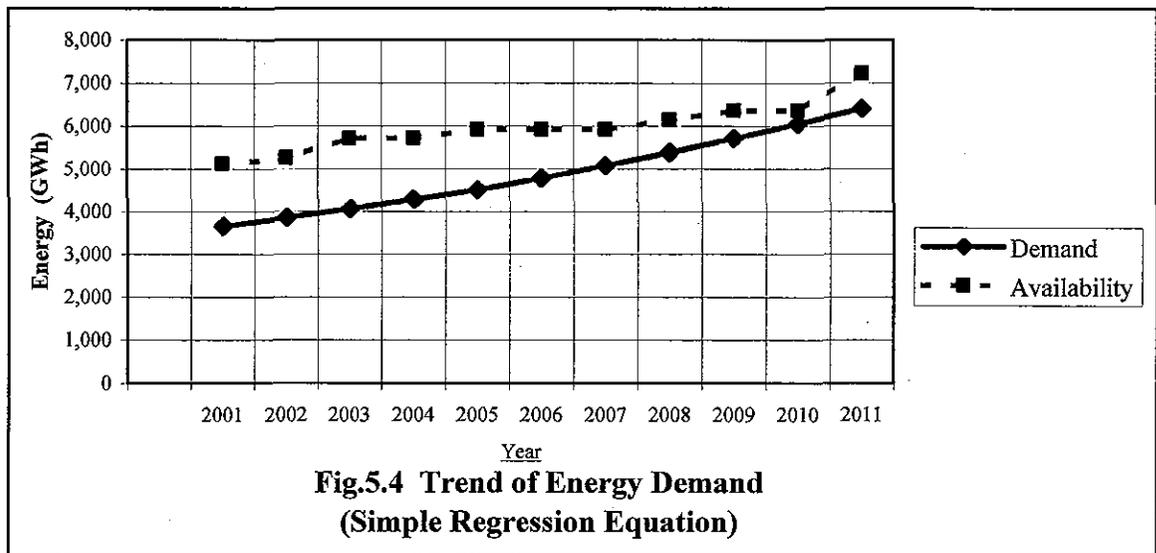
**Fig.5.1 Trend of Energy Demand**



**Fig.5.2 Trend of Power Demand**

**Table 5.2 Trend of Energy & Power Demand (Simple Regression Equation)**

Year	Energy Demand (GWh)	Peak Demand (MW)	Energy Availability (GWh)	Peak Availability (MW)	Surplus (GWh) (%)	Surplus (MW) (%)
2001	3,652	737	5,123	926	40	26
2002	3,851	778	5,252	948	36	22
2003	4,059	819	5,705	1,028	41	25
2004	4,276	863	5,705	1,027	33	19
2005	4,502	909	5,919	1,064	31	17
2006	4,782	965	5,919	1,062	24	10
2007	5,076	1,025	5,919	1,061	17	4
2008	5,385	1,087	6,140	1,098	14	1
2009	5,709	1,153	6,363	1,137	11	-1
2010	6,050	1,221	6,363	1,135	5	-7
2011	6,407	1,294	7,223	1,287	13	-1
Average	4,886	986	5,966	1,070	24	10



**Table 5.3 Power Development Plan**

Year of Commercial Operation	Name of Projects	Unit (No.) x (MW)	Total Installed Capacity (MW)
2000	Installed Capacity	Total	1,147.7
2001	Removal of unit 3 and 4 of Acajutla Thermal Power Plants Installation of 3 units Warsila DG16 MW in Acajutla. Renovation in 5 MW 5 de Noviembre Hydroelectric P/S	- 2 x 37 6 x 16 1 x 5	- 74 96 5
2002	Renovation in 10 MW for 5 de Noviembre Hydroelectric P/S Removal of unit 1, 2 and 3 of Soyapango	2 x 5 - 2 x 16.7 and - 1 x 20.5 - 1 x 25.3	10 -53.9 - 25.3
2003	Removal of unit 1 of San Miguel Thermal Power Plant Renovation in 18.5 MW Cerrón Grande Hydroelectric P/S Installation of 3 units Warsila DG6 MW in Soyapango	1 x 18.5 3 x 6	18.5 18
2004	Renovation in 18.5 MW Cerrón Grande Hydroelectric P/S Installation of 54 MW Ateos Thermal P/S Diesel Engines)	1 x 18.5 3 x 18	18.5 54
2005	Installation of 1 unit 27.5 MW in Berlin Geothermal Power Plant Renovation in 11.7 MW for 15 de Septiembre Hydroelectric P/S	1 x 27.5 1 x 11.7	27.5 11.7
2006	Renovation in 11.7 MW for 15 de Septiembre Hydroelectric P/S	1 x 11.7	11.7
2007			
2008			
2009			
2010	El Chaparral Hydroelectric Power Station El Cimarron Hydroelectric Power Station	1 x 64.4 + 1 x 1.3 3 x 81	65.7 243
2011			
2012			
2013	San Vicente Geothermal Power Plant	2 x 27.5	55
	Total		1,629.1

Source : Prepared by CEL except El Chaparral hydro electric power station  
 Note : 1) Honduras – El Salvador interconnection line was operated since July, 2002  
 2) SIEPAC interconnection line will be to operate in May, 2007.  
 3) Escenario de demanda media (2000 – 2004: 3.83 %, 2005 – 2009: 5.78 %, 2010 – 2014: 5.32 % )

