

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

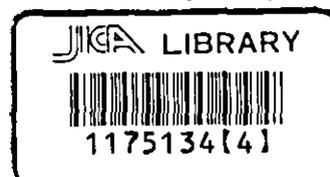
レンパ川水力発電実行委員会 (CEL)

エルサルバドル国
トロラ川水力発電計画調査
(エルチャパラル計画)

最終報告書

要約版

2004年3月



電源開発株式会社

紙調査

JR

04-054

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

レンパ川水力発電実行委員会 (CEL)

エルサルバドル国
トロラ川水力発電計画調査
(エルチャパラル計画)

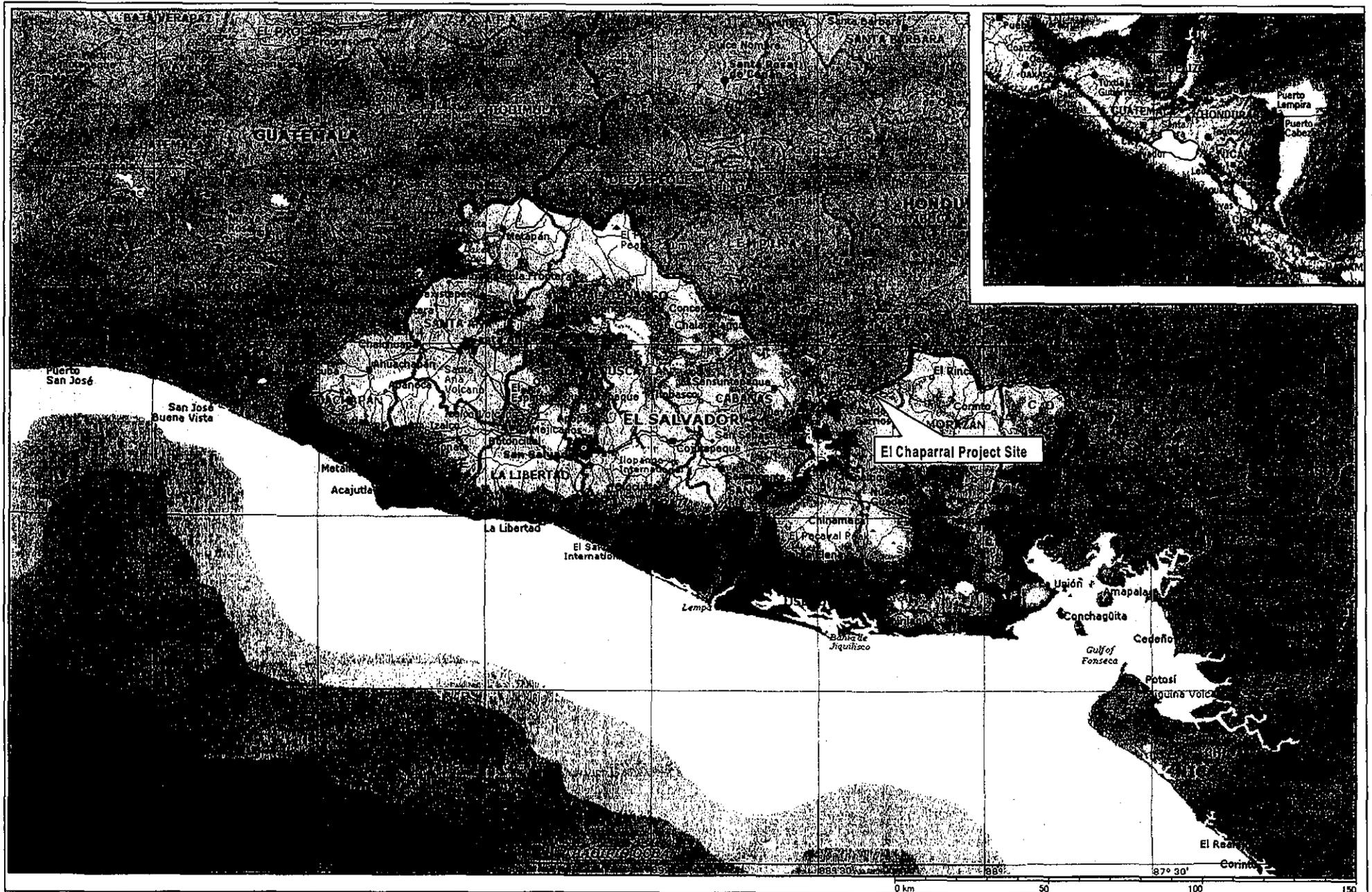
最終報告書
要約版

2004年3月

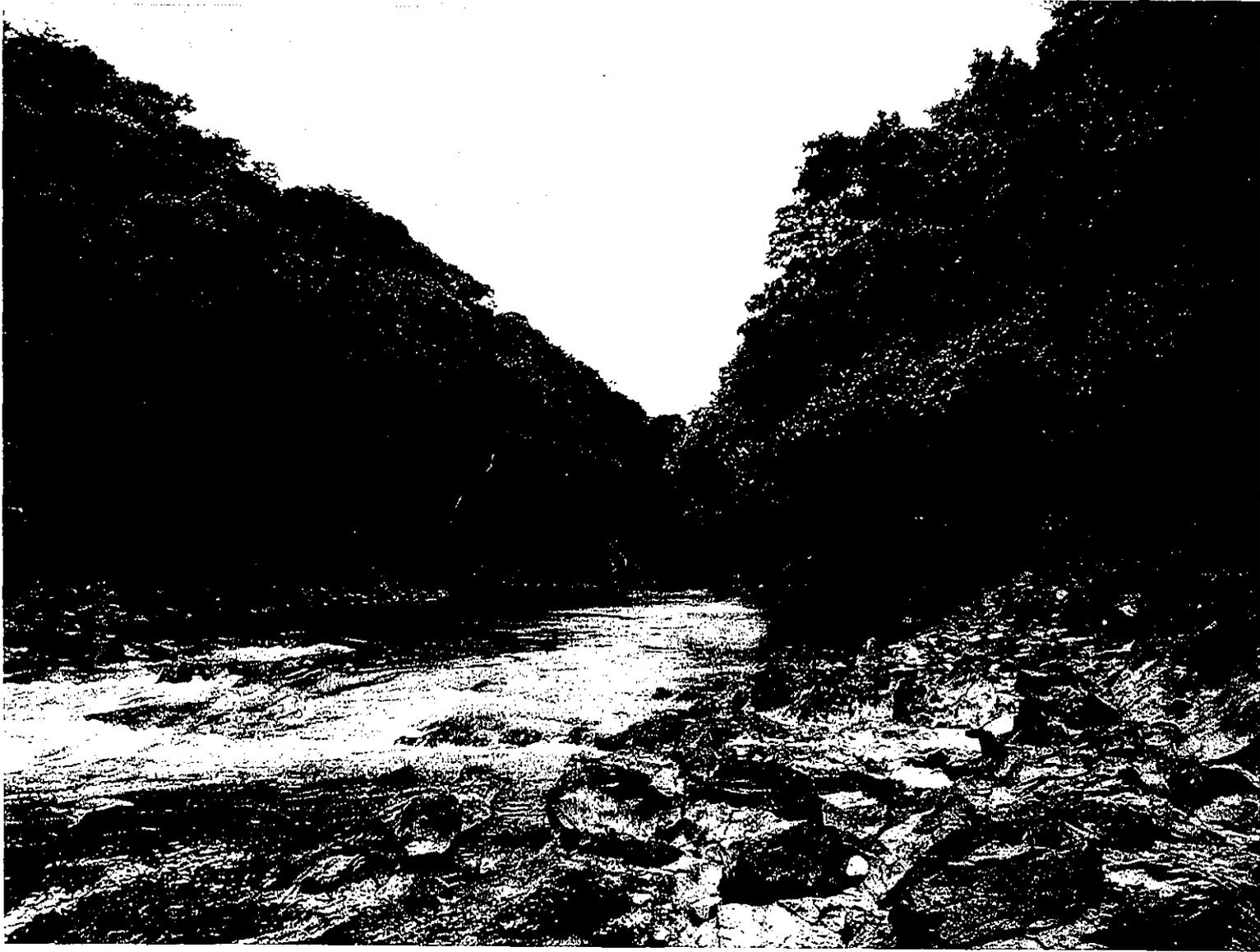
電源開発株式会社



1175134【4】



El Salvador Location Map



El Chaparral Dam Site (View from Downstream)



Upstream View from El Chaparral Dam Site



Downstream View from El Chaparral Dam Site



Environmental Investigation



1st Public Hearing (June, 2003)

目次

結論と勧告

第1章 総論	1-1
1.1 調査経緯.....	1-1
1.2 計画概要.....	1-2
1.3 エルサルバドル国の一般概要.....	1-2
1.3.1 地理・気候.....	1-2
1.3.2 経済状況.....	1-3
1.4 計画地域周辺の一般概況.....	1-3
1.4.1 地勢.....	1-4
1.4.2 地質.....	1-4
1.4.3 気象.....	1-4
1.4.4 自然環境.....	1-4
1.4.5 社会環境.....	1-5
1.4.6 流域内の水力発電.....	1-5
1.5 電力セクターの現状.....	1-5
1.5.1 概要.....	1-5
1.5.2 電力事業者.....	1-6
1.5.3 電力供給設備・電力売買システム.....	1-6
1.5.4 電力需給の現状.....	1-7
第2章 技術的検討	2-1
2.1 気象および水文.....	2-1
2.1.1 概要.....	2-1
2.1.2 計画地点の流量.....	2-1
2.1.3 計画地点の洪水量.....	2-2
2.1.4 確率洪水量.....	2-3
2.1.5 堆砂.....	2-3
2.2 地質.....	2-4
2.2.1 地質概要.....	2-4
2.2.2 調査工事.....	2-4
2.2.3 エルチャパラル計画地域の地質.....	2-5
2.3 地震.....	2-6
2.3.1 概要.....	2-6

2.3.2	最大加速度	2-6
2.3.3	設計水平震度	2-7
2.4	電力需要想定および供給計画	2-7
2.4.1	電力需要想定	2-7
2.4.2	供給計画	2-8
2.4.3	需給バランス	2-8
2.4.4	エルチャパラル計画の投入時期について	2-8
2.5	フィージビリティ設計	2-8
2.5.1	ダムおよび付属構造物	2-9
2.5.2	水路および発電所	2-9
2.5.3	電気機器	2-10
2.6	送電計画	2-10
2.6.1	送電システムの概要	2-10
2.6.2	送電計画	2-11
2.6.3	電力系統解析	2-11
2.6.4	推奨する送電方法	2-12
2.7	環境	2-12
2.7.1	自然環境の特徴	2-12
2.7.2	環境に与える影響の特定	2-14
2.7.3	緩和措置	2-15
2.7.4	リスク管理	2-15
2.8	工事計画および工事費	2-16
2.8.1	工事計画	2-16
2.8.2	工事工程	2-17
2.8.3	工事費	2-17
第3章	経済および財務評価	3-1
3.1	経済評価	3-1
3.1.1	評価手法	3-1
3.1.2	本計画の経済費用	3-1
3.1.3	本計画の経済便益	3-1
3.1.4	経済評価	3-1
3.2	財務評価	3-2
3.2.1	評価手法	3-2
3.2.2	本計画の財務費用および便益	3-2
3.2.3	財務評価	3-2

List of Tables

Table 2.1	El Chaparral Project Construction Schedule
Table 2.2	El Chaparral Project Summary of Project Cost (Price in Jan. 2003)

List of Figures

Fig. 2.1	Dam Plan
Fig. 2.2	Dam Elevation and Typical section
Fig. 2.3	Diversion Tunnel Plan and Section
Fig. 2.4	Dam Grouting Plan
Fig. 2.5	Intake Profile and Section
Fig. 2.6	Penstock Typical Section
Fig. 2.7	Power House Typical Section
Fig. 2.8	Power House Plan
Fig. 2.9	Temporary Facility Plan
Fig. 2.10	Road Construction Plan around Reservoir

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、CO₂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観点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 m³/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経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る。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 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 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8.6km²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/CO₂-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 ²
Annual Inflow	1,489.1 × 10 ⁶ m ³

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 ⁶ m ³
Effective Storage Capacity	106 × 10 ⁶ m ³
Reservoir Area	8.6 km ²

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 ³ m ³

Diversion Tunnel

Design Flood	728 m ³ /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 ³ /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
Intake		
	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
Penstock		
	Type	Steel Embedded
	Number	One (1) Line
	Inner Diameter	4.2 m ~ 5.0 m
	Total length	144.5 m
Powerhouse		
	Type	Semi-Under Ground
	Size (Control Building)	Width 26.0m × Height 16.0 m × Length 36.0 m
Development Plan		
	Intake Water Level	207 m
	Tail Water Level	133 m
	Gross Head	74 m
	Effective Head	72.8 m
	Maximum Discharge	100 m ³ /s + 2 m ³ /s
	Number of Unit	Two (2)
	Installed Capacity	65.7 (64.4 ^{*1} + 1.3 ^{*2}) MW
	Dependable Capacity	39.5 (38.4 ^{*1} + 1.1 ^{*2}) MW
Turbine		
	Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
	Number	One (1)
	Max. Discharge	100 m ³ /s per unit
	Turbine Output	65,900 kW
	Revolving Speed	200 rpm
Generator		
	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
Sub Turbine		
	Type	Horizontal Shaft, Francis Turbine
	Number	One (1)
	Max. Discharge	2.0 m ³ /s per unit
	Turbine Output	1,420 kW
	Revolving Speed	900 rpm
Sub Generator		
	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
Main Transformer		
	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
Switchyard		
	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 ^{*1} + 10.6 ^{*2} + 2.0 ^{*3}) GWh
----------------	---

Construction Period

3 years and 4 months

Project Cost135.3 × 10⁶ 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:

*¹ : main turbine *² : sub turbine *³ : incremental energy at 15 de Septiembre Power Station

第1章 総論

第1章 総論

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たものである。

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フィージビリティスタディ(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スタディ(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㈱に委託し、2001年3月より調査を開始した。

調査は予備調査段階を終了した段階で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至近年において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とした。

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
プログレスレポート1	2001年9月
プログレスレポート2	2002年2月
プログレスレポート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

また、第6次現地調査時の2003年5月30日にエルサルバドル政府関係者の参加の下、テクニカルセミナーをサンサルバドル市内で、6月2日には地元関係者の参加の下、第1回公聴会をサンミゲル市内で実施した。更に、第8次現地調査時の2003年12月10日に第2回公聴会を同じくサンミゲル市内で実施し、地元民を含めた計画関係者の理解を深めた。

1.2 計画概要

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87.5m、体積約370,000m³のコンクリート重力式ダムで、有効貯水容量106×10⁶m³の貯水池により、平均年間流入量1,489×10⁶m³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100m³/sが取水され、延長約144m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64.4MWで年間発生電力量220.6GWhの電気を発生させ、115kV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する。なお、総電力量は、併設して設置される河川維持流量を使用する小水車(1.3MW)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233.2GWhに達する。

本計画の概略総工事費はUS\$135.3×10⁶である。

1.3 エルサルバドル国の一般概要

1.3.1 地理・気候

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。国土面積は21千km²で日本の四国程度であり、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海岸地帯に山脈が東西に連なる。火山はコニーデ状のものが多く、サンピセンテ(2,181m)、サンタアナ(2,365m)、チャパラスティケ(2,130m)、サンサルバドル(1,959m)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余の大小河川が北から南に横断し太平洋に注いでいるが、いずれも流れが速く航行には適さない。

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0~600mを熱帯と呼び平均気温は23~28°C、600~1,800mの高原地帯を温暖帯と呼び平均気温は17~20°C、標高1,800m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。

エルサルバドル国の年平均降雨量は1,850mm、最多雨地帯で2,292mm、最小降雨地帯で1,419mmである。首都サンサルバドルでは、1,800mm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。

1.3.2 経済状況

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/km²)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。

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。GDPの経年変化を以下に示す。

マクロ経済統計

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

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。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2,165MWと推定されており、現在(2002年)までに約19%(約410.8MW)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。

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1,200kmである。この内、東西方向が約700km、南北方向が約500km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経由して地方都市サンミゲル間を結んでいる。

1.4 計画地域周辺の一般概況

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、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が位置する。

1.4.1 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 km²で、その内 557 km²(35.4%)がホンジュラス国側、残り 1,018 km²(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。

1.4.2 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。

1.4.3 気象

トロラ川流域の気候はおよそ 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。

1.4.4 自然環境

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。動物の大半は、計画地の人的介入度が高いため、農耕地に順応することができる標準的な動物である。環境調査によると、地域に限定される貴重な動植物はいない。

トロラ川の水質は、例えば衣類の洗濯や洗面などといった様々な用途に川が直接使用されていることによって悪影響を受けている。また、漁のために毒物が使用され、水質悪化の一因となっている。水生生物が生育するために必要な水質基準に関しては、16の検査項目について分析が行われ、カロリーナサイトではpH、マンガン、水銀、セレンの項目できわめて僅かながらも許容値を超えていた。

1.4.5 社会環境

計画地域に属する自治体は、サンルイスデラレイナ（人口7,312人）、サンアントニオデスモスコ（人口7,657人）およびカロリーナ（人口9,122人）の各自治体であり、全てサンミゲル県に位置している。

貯水池により影響（HWL=215 m、植林帯を含む）を受ける家屋は79戸であり、その他、公共施設としては1つの小学校および2つの教会が上げられる。計画地域には、貴重な歴史文化財および遺跡は存在しない。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。

1.4.6 流域内の水力発電

レンパ川は流域面積18,240 km²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。

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調査を実施した。プレFS調査では、トロラ川下流からエルチャパラル、カロリーナ、ラオンダ、ラスマリラス、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た。

1.5 電力セクターの現状

1.5.1 概要

エルサルバドル国では、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1,070.2 MW(2002年末)であり、発電設備構成は水力410.8 MW、火力633.4 MW、その他小電源26.0 MWとなっている。電力系統は、系統電圧115 kVの幹線(約1,022 km)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。

1.5.2 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 CEL が 1948 年に設立された。CEL は 1996 年、法律により地熱発電所を運営させる企業と送電系統を担当する企業を分割して独立させ、1999 年に火力発電所を民営化させている。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。

電力セクターの各事業者の活動・業務は、下記のように分類されている。

- － 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。

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。

1.5.3 電力供給設備・電力売買システム

エルサルバドル国の発電設備容量は、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。

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している。

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 17,366km (2002 年末)ある。

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、パナマ国のベ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。

エルサルバドル国における 2002 年の売買電力量の状況は、2002 年末の総発電電力量で約 4,100GWh であり、その内、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。

1.5.4 電力需給の現状

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者 (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、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。

最大電力の伸びは、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。