

2. GENERALIDADES DE EL SALVADOR

CONTENIDO

2.	Generalidades de El Salvador.....	2-1
2.1	Geografía.....	2-1
2.2	Clima.....	2-1
2.2.1	Temperatura.....	2-1
2.2.2	Precipitación.....	2-2
2.3	Población.....	2-3
2.4	Economía.....	2-3
2.5	Recursos Energéticos.....	2-4
2.6	Infraestructura Vial.....	2-4

2. Generalidades de El Salvador

2.1 Geografía

El Salvador se ubica entre los 13°24' y 14°24' de latitud norte y entre 87°39' y 90°8' de longitud oeste. Es un país centroamericano, que limita al noreste con Honduras, al noroeste con Guatemala y al sur con el Océano Pacífico. La superficie del territorio es aproximadamente de 21,000 km², casi igual que la extensión de la Isla de Shikoku del Japón, y es el país más pequeño de los países centroamericanos.

El territorio tiene una topografía muy variable con cordilleras de este a oeste a lo largo de la frontera con Honduras y también a lo largo de la costa en el Océano Pacífico, dentro de las cuales se encuentran varios volcanes, como el Volcán de Izalco (1,985 m), que estaba en actividad hasta hace poco y es muy conocido como lugar turístico. La mayoría de los volcanes tienen formas cónicas, tales como los volcanes de San Vicente (2,811 m), Santa Ana (2,365 m), Chaparrastique (2,130 m), y San Salvador (1,959 m). En la parte central de la costa, se extiende un valle plano, siendo una zona fértil de cultivo agrícola. Con respecto a la hidrografía, en todo el país existen más de 150 ríos grandes y pequeños, y la mayoría escurren de norte a sur y desembocan en el Océano Pacífico, siendo torrenciales y no navegables. El río Lempa es el río más largo de El Salvador, con 101 kilómetros de longitud, que escurre de norte a sur en la zona noroeste y central del país. Dentro de su cuenca, se pueden observar lagos conocidos con paisajes bonitos, tales como Laguna de Apastepeque, Lago de Güija y Lago de Suchitlán.

2.2 Clima

2.2.1 Temperatura

El Salvador se ubica en una latitud baja, pero la mayoría de su territorio tiene una elevación alta. Estas condiciones geográficas ofrecen un clima templado. El país se divide en tres zonas climáticas de acuerdo a sus elevaciones. El área de 0 a 600 metros de elevación se llama zona tropical y la temperatura media es de 23°C a 28°C. El área de 600 a 1,800 metros de elevación se llama zona templada con la temperatura media de 17°C a 20°C. El área de más de 1,800 metros se llama zona fría con la temperatura media de 10°C a 17 °C.

2.2.2 Precipitación

El promedio anual de precipitación en El Salvador es 1,850 mm. Los promedios anuales de la zona más lluviosa y la zona menos lluviosa son 2,292 mm y 1,419 mm. El promedio de la precipitación en la capital, San Salvador es 1,800 mm aproximadamente. El año se divide en dos estaciones de clima: estación lluviosa de mayo a octubre y estación seca de noviembre a abril. La estación seca tiene escasa precipitación y la estación lluviosa tiene chubascos de corta duración casi todos los días. A continuación, se indican las precipitaciones y el promedio de temperatura (el promedio entre 1961 y 1985) de tres ciudades, San Salvador, Santa Ana y San Miguel:

■ Lugar de observación: San Salvador (ITIC)

Latitud norte 13° 43.3', Longitud oeste 89°12.4', EL. 710 m

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total /Prom.
mm	5	4	12	63	161	292	347	328	334	214	32	9	1,801
°C	22.0	22.6	23.8	24.6	24.0	23.5	23.1	23.1	22.6	22.6	22.4	22.0	23.0

■ Lugar de observación: Santa Ana (El Palmar)

Latitud norte 13° 58.6', Longitud oeste 89° 34.2', EL. 725 m

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total /Prom
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

■ Lugar de observación: San Miguel

Latitud norte 13° 26.6', Longitud oeste 88° 7.4', EL. 140 m

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total /Prom
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

* Datos de estación Beneficio El Sitio.

2.3 Población

Según la Dirección General de Estadísticas y Censos del Ministerio de Economía, la población de El Salvador para el año 2002 fue de 6,517 mil habitantes, experimentando un crecimiento anual de 1.9 %. El Salvador tiene una población grande con respecto a su extensión territorial, con una densidad demográfica de 310 personas por km².

El número de habitantes en las ciudades principales en 2001 es: 486 mil en San Salvador, 253 mil en Santa Ana y 245 mil en San Miguel.

La población está compuesta por 84 % de mestizos descendientes de padres blanco españoles e indígena, 10 % de blancos, 5.6 % de indígenas y 0.4 % de otras razas. Los mestizos, mayor parte de la población, ya no conservan las costumbres cotidianas y lenguas originales de los indígenas. Actualmente, los indígenas viven en las zonas de Panchimalco, Izalco, Nahuizalco, etc.

2.4 Economía

El PIB de El Salvador en 2002 fue de 14,284 millones de dólares estadounidenses y el PIB per cápita fue de 2,192 dólares estadounidenses.

En 2002, el porcentaje de ocupación en el total de PIB por sectores: industria manufacturera, comercio y servicios, y agricultura y pesca fueron 23.5 %, 19.2 % y 8.7 %, respectivamente, lo cual indica que El Salvador depende de la industria manufacturera y los servicios. En la Tabla 2.1 se indica el valor del PIB por cada sector. Los productos manufacturera de 3,351.8 millones de dólares estadounidenses y el comercio y los servicios de 2,727.8 millones de dólares estadounidenses.

Los productos principales de exportación son nada más que café y ropas y urge fomentar el desarrollo de otros sectores. El déficit en el comercio exterior se compensa con la remesa familiar de más de 1,900 millones de dólares estadounidenses. En este aspecto, se ve más necesidad de mejorar las estructuras sectoriales. La siguiente tabla indica el desarrollo anual de PIB.

Estadística Macroeconómica

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002
IPC-Inflación (%)	1.9	4.2	4.25	4.3	1.4	2.8
PIB Nominal (MUS\$)	11,192	12,008	12,465	13,134	13,803.7	14,283.9
Aumento PIB Actual (%)	4	3.7	3.4	2.2	1.7	2.5
Deflactor (base 2002) (%)	78.4	84.1	87.3	92	96.6	100.0

2.5 Recursos Energéticos

El Salvador no es un país productor de petróleo y está importando el cien por ciento del petróleo que utiliza el 44 % del consumo de la energía primaria en el 2002. En la Tabla 2.2 se indica el consumo de la energía primaria por categoría tarifaria. La generación eléctrica está consumiendo una porción considerable de la energía que corresponde a 0.16 millones de toneladas de petróleo. Por lo tanto, el aprovechamiento máximo de la energía doméstica y el ahorro y uso eficiente de la energía son los desafíos importantes que debe confrontar el país.

La energía hidráulica potencial del país se estimaba aproximadamente en 2,165 MW en 1998 y hasta la fecha (2002) se ha desarrollado el 19 por ciento (410.8 MW). En adelante, se espera un desarrollo de energías alternativas del petróleo, tales como energía geotérmica, eólica y solar, además de desarrollar la energía hidráulica todavía no aprovechada. Por otro lado, se está avanzando el plan de interconexión de la línea de transmisión eléctrica con otros países.

2.6 Infraestructura Vial

El medio de transporte principal de El Salvador es el de la red vial. Las principales carreteras nacionales tienen una longitud total aproximada de 1200 kilómetros. Dentro de dicha longitud, las carreteras longitudinales ocupan unos 700 kilómetros y las transversales unos 500 kilómetros

Dos carreteras longitudinales importantes atraviesan el país de oeste a este: una por la parte central del país (Carretera Panamericana) y otra paralela a la costa (litoral). Las dos carreteras conectan el puerto internacional de Acajutla con la Ciudad de San Miguel, pasando por la capital San Salvador. Las dos rutas están conectadas a medio camino entre San Salvador y Comalapa y entre San Vicente y Zacatecoluca, lo cual está sirviendo para mejorar la eficiencia de transporte. En estas carreteras troncales, están avanzando las obras de mejoramiento año por año, tales como ensanchamiento, reducción de curvas y pavimentación.

Tabla 2.1 Indicadores Reales - Product Interno Bruto Trimestral

(Unidad: MUS\$)

No.	Principales Divisiones	2001 2/					2002 2/				
		T1	T2	T3	T4	Anual	T1	T2	T3	T4	Anual
1	Agricultura, Caza, Silvicultura y Pesca	326	331	327	318	1,301	315	316	306	304	1,242
2	Industria Manufacturera y Minas	807	805	810	826	3,248	843	854	860	858	3,414
3	Construcción	150	159	168	171	647	170	166	168	171	675
4	Servicios Totales	2,030	2,053	2,063	2,085	8,231	2,118	2,147	2,153	2,144	8,562
4.1	Sevicios, excluye servicios del gobierno	1,785	1,807	1,817	1,839	7,248	1,873	1,903	1,911	1,906	7,594
4.2	Servicios del gobierno	245	246	246	246	983	245	244	241	238	968
5	Menos: Servicios bancarios imputados	145	145	144	144	577	147	148	147	146	588
6	Más: Otros elementos del PIB 1/	231	236	141	245	953	242	242	245	251	980
Producto Interno Bruto Total		3,399	3,439	3,365	3,501	13,804	3,541	3,577	3,584	3,581	14,284

1/ Incluye los Derechos Arancelarios y el Impuesto al Valor Agregado (IVA)

2/ Cifras preliminares para 2001 y 2002

Fuente: Banco Central de Reserva de El Salvador

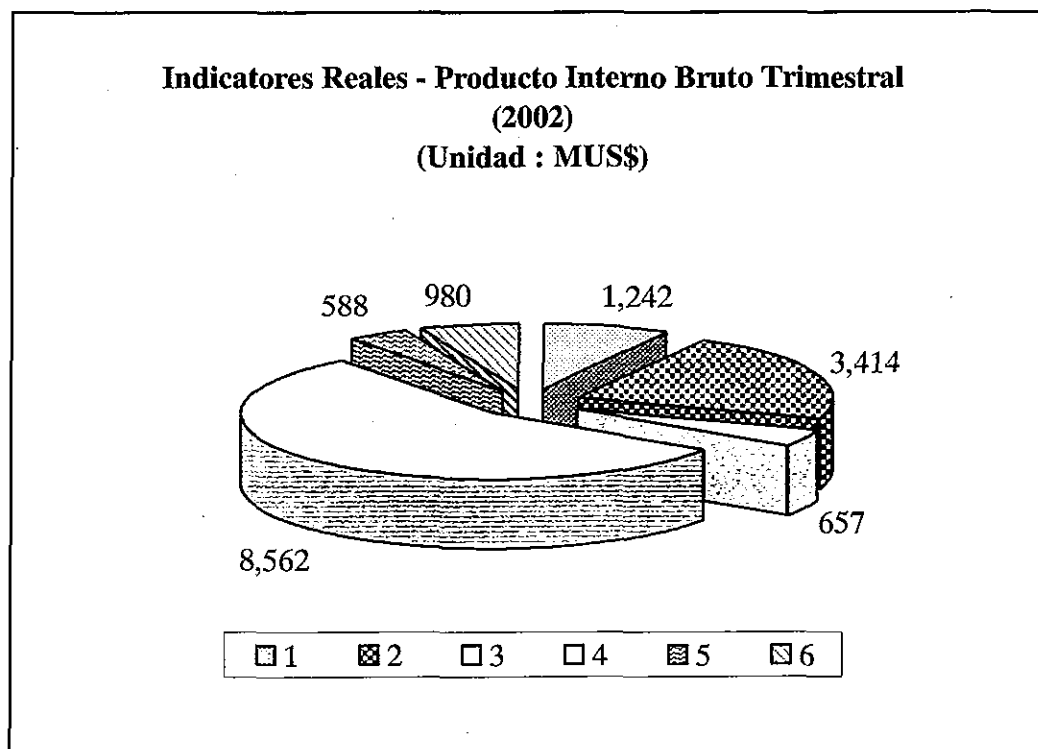
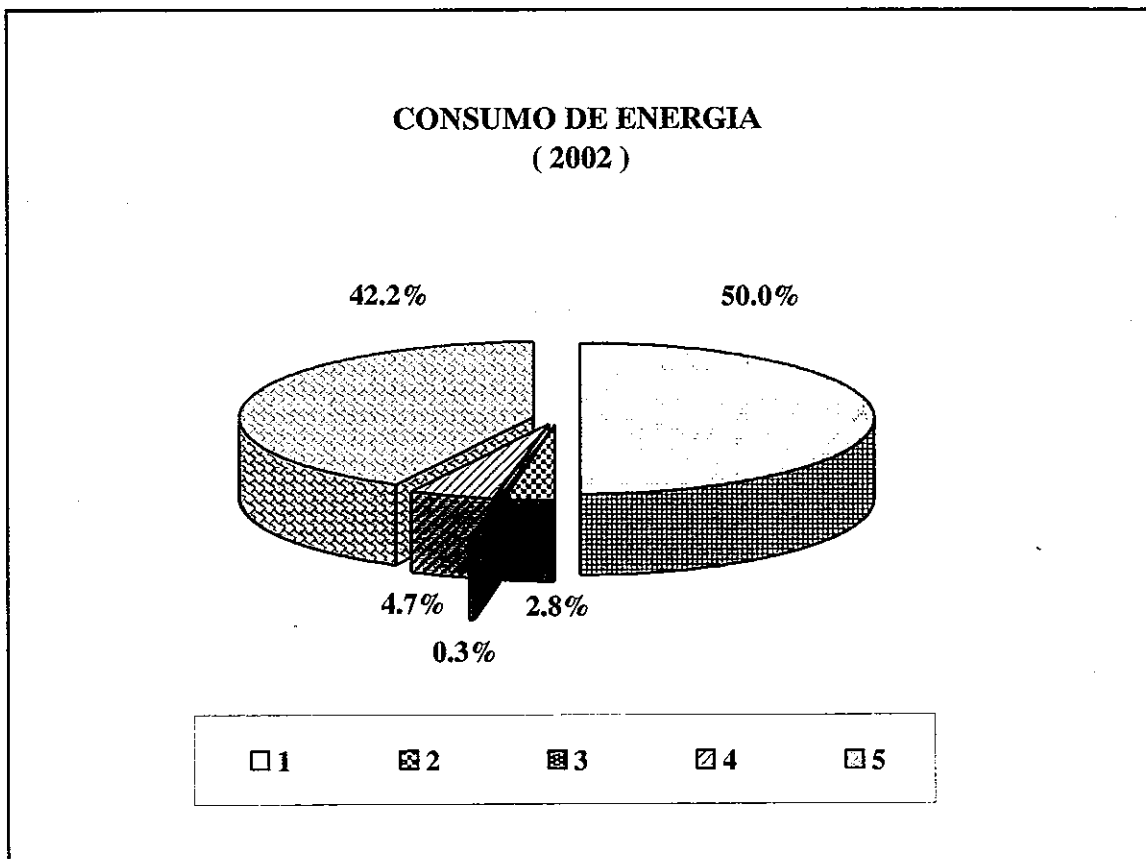


Tabla 2.2 Consumo de Energía (2002)

No.	Categoría		GWh	%
1	Baja Tensión	Pequeñas Demandas (0 < kW < 10)	1,776.4	50.0
2		Medianas Demandas (10 < kW < 50)	100.7	2.8
3		Grandes Demandas (> 50 kW)	8.1	0.3
4	Media Tensión	Medianas Demandas (10 < kW < 50)	167.9	4.7
5		Grandes Demandas (> 50 kW)	1,499.2	42.2
Total			3,552.3	100.0



3. SITUACIÓN GENERAL DEL ÁREA DEL PROYECTO Y SUS ALREDEDORES

CONTENIDO

3.	Situación General del Área del Proyecto y sus Alrededores.	3-1
3.1	Situación General del Área del Proyecto y sus Alrededores.	3-1
3.1.1	Situación General.....	3-1
3.1.2	Generalidades del Desarrollo Hidroeléctrico.....	3-2
3.2	Situación General del Área del Proyecto.....	3-3
3.2.1	Topografía y Condiciones Naturales.....	3-3
3.2.2	Generalidades del Ambiente Natural y Social.	3-4

3. Situación General del Área del Proyecto y sus Alrededores

3.1 Situación General del Área del Proyecto y sus Alrededores

3.1.1 Situación General

El presente proyecto está planeado sobre el Río Torola, afluente del Río Lempa, y su cuenca hidrográfica está ubicada en la región noreste de El Salvador, comprendida entre los 13°50' y 13°53' de latitud norte y entre los 88°22' y 88°16' de longitud oeste. El Río Torola nace en una zona montañosa en el territorio de Honduras, país vecino de El Salvador y fluye unos 10 kilómetros hacia el sur, posteriormente cambiando de su dirección hacia el oeste en el Departamento de Morazán de El Salvador y continuando fluyendo con la misma dirección en los Departamentos de Morazán y San Miguel, y llega al punto de confluencia con el Río Lempa a unos 100 kilómetros de la desembocadura en el Océano Pacífico.

La cuenca hidrográfica del Río Torola se encuentra ubicada en los Departamentos de Morazán y San Miguel y a continuación se indican la población y superficie de ambos departamentos. A unos 40 kilómetros hacia el sur del Río Torola está situada la tercera ciudad del país, San Miguel con una población aproximada de 245,000 habitantes.

	Área (km ²)	Población (hab.)	Densidad demográfica (hab./km ²)
Dpto. Morazán	1,447	176,646	122
Dpto. San Miguel	2,077	510,824	246

Dentro de la cuenca, existe la carretera nacional No.7 que va dirigida hacia el norte desde la carretera Ruta Militar y alcanza la frontera con Honduras, pasando un puente sobre el Río Torola cerca de Osicala. En la ciudad de San Miguel, dicha carretera está conectada con la Carretera Panamericana que atraviesa el país en la dirección del este al oeste y está a 130 kilómetros hacia el este de San Salvador.

A 50 kilómetros de la ciudad de San Miguel hacia el este, se encuentra ubicado el Puerto de Cutuco en La Unión y está previsto un proyecto para la mejora de las instalaciones portuarias mediante el financiamiento del Gobierno de Japón.

3.1.2 Generalidades del Desarrollo Hidroeléctrico

(1) Centrales hidroeléctricas existentes

El Río Lempa es un río grande con un área total de drenaje de 18,240 km², donde se ha realizado el desarrollo hidroeléctrico desde hace varios años y actualmente existen cuatro centrales hidroeléctricas construidas con una potencia total de 410.8 MW. Sin embargo, todavía no se ha realizado ningún desarrollo hidroeléctrico en el Río Torola.

En la Tabla 3.1, se indican las características técnicas de las centrales hidroeléctricas en el Río Lempa y en la Fig. 3.1 se indica la ubicación de dichas centrales.

Tabla 3.1 Proyectos Hidroeléctricos Existentes en la Cuenca del Río Lempa

Nombre de los Proyectos	NMAX (EL.m)	Pmax (MW)	Energía Anual (GWh)	Descarga Máxima (m ³ /s)	Caída Máxima (m)	Almacenamiento Efectivo Reservoirio (MCM)
Guajoyo	430	19.8	64.2	39	53	452
Cerrón Grande	243	135	457	196	56	1430
5 de Noviembre	180	99.4	457	196	56	87
15 de Septiembre	49	156.6	605	660	32	37

(2) Proyectos para el desarrollo hidroeléctrico

Los proyectos para el desarrollo hidroeléctrico en el Río Lempa son El Cimarrón y El Tigre en el orden de aguas arriba hacia aguas abajo. En la Tabla 3.2, se indican las características técnicas de los proyectos hidroeléctricos en el Río Lempa y en la Fig. 3.2 se indica la ubicación. Dentro de dichos proyectos, sólo para el proyecto El Cimarrón, el estudio de prefactibilidad fue realizado con el financiamiento del BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica). Actualmente se está en proceso de planificación para la ejecución del estudio de factibilidad en el cual se analizará los aspectos ambientales que puedan ser originados por la ejecución del proyecto, y se actualizará el resultado de prefactibilidad. En cuanto al proyecto El Tigre, es un proyecto binacional con Honduras, debido a que el área de embalse inundará el territorio hondureño, y hasta la fecha no se ha llegado a un acuerdo bilateral en las negociaciones que se están manteniendo con Honduras.

En el Río Torola, CEL ha realizado el estudio de prefactibilidad con fondos propios desde diciembre de 1997 hasta marzo de 1999. Mediante dicho estudio (Fase 1-B), se analizaron y compararon los aspectos económicos e impactos ambientales de siete alternativas de proyectos hidroeléctricos:

El Chaparral, Carolina, La Honda, Las Marías, Las Mesas, Maroma y Las Cruces (en el orden de aguas abajo a aguas arriba) y se seleccionaron dos proyectos apropiados para el desarrollo: El Chaparral y La Honda. En la Tabla 3.3, se indican las características técnicas obtenidas a nivel de prefactibilidad de los proyectos hidroeléctricos en el Río Torola.

Tabla 3.2 Proyectos Hidroeléctricos en la Cuenca del Río Lempa

Nombre de los Proyectos	NMAX (EL.m)	Pmax (MW)	Energía Anual (GWh)
El Cimarrón	700	243	863
El Tigre	137.5	704	1,815

Tabla 3.3 Proyectos Hidroeléctricos en la Cuenca del Río Torola (Prefactibilidad)

Nombre de los Proyectos	NMAX (EL.m)	Pmax (MW)	Energía Anual (GWh)
El Chaparral	202	58.8	205.6
Carolina	240	76.3	267.6
La Honda	285	59.6	207.8
Las Marías	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 Situación General del Área del Proyecto

3.2.1 Topografía y Condiciones Naturales

(1) Topografía

Dentro de la cuenca hidrográfica del Río Torola se encuentran cerros con pendientes relativamente suaves con pocos terrenos planos. El área aproximada de la cuenca (en el punto de confluencia con el Río Lempa) es de 1,575 km², el 35.4 % de la cual (557 km²) es territorio hondureño y el 64.6 % (1,018 km²) territorio salvadoreño. La longitud del cauce es de 77 kilómetros aproximadamente (58 kilómetros de la cual está dentro del territorio salvadoreño), el ancho medio de la cuenca es de unos 20 kilómetros y la diferencia entre las elevaciones máxima y mínima es de 327 metros.

La topografía de la zona no tiene condiciones favorables para obtener una caída necesaria de agua mediante el sistema de introducción por tubería, debido a que la pendiente del río no es muy pronunciada (de 1/100 a 1/200) y además el río no tiene curvas muy notables.

(2) Geología

Dentro de la cuenca del Río Torola, se ven distribuidos los estratos geológicos formados por las actividades volcánicas en las eras terciaria y cuaternaria. Dichos estratos están compuestos por rocas volcánicas y piro clásticas. En el sitio del proyecto El Chaparral se encuentra la formación Morazán que consiste en brecha tobácea y basalto; los sedimentos superficiales del cauce generalmente no tienen capas gruesas, incluyendo arenas y gravas; el lecho rocoso generalmente tiene alta permeabilidad y se puede suponer el nivel freático bajo.

(3) Clima

La cuenca del Río Torola tiene dos períodos climáticos, una es la estación seca que tiene duración entre noviembre y abril y otra es la estación húmeda entre mayo y octubre. En los meses de poca precipitación de diciembre a febrero, casi no llueve y en los meses de junio a septiembre la lluvia alcanza una precipitación de 300 a 500 milímetros. La precipitación anual de la cuenca varía de 1,200 a 2,900 milímetros.

La temperatura no varía mucho durante todo el año. La temperatura media diaria en la zona plana (unos 250 msnm) varía de 25°C a 30°C y la de la zona montañosa (unos 1,200 msnm) varía de 19°C a 23°C.

3.2.2 Generalidades del Ambiente Natural y Social

(1) Ambiente natural

1) Flora

En el área del proyecto El Chaparral, no se encuentran muchas zonas planas y la mayor parte está cubierta de vegetación sin tener problemas de erosión. La deforestación está avanzada y el área se aprovecha principalmente para el cultivo agrícola (maíz, frijol, etc.) y ganadería.

Según el resultado del estudio de medio ambiente, en el estrato arbóreo en el área del proyecto se identificaron se registraron 60 especies comprendidas en 32 familias, de las cuales la Leguminosae es la que posee mayor número de especies, con un total de 16, representando el 27.12 % del total.

El resto de la vegetación registrada, que constituye los estratos arbustivo y herbáceo, se consideró de conjunto ya que se registraron 61 especies, que conforman una cubierta vegetal representativa en el área del proyecto.

Hay 10 especies calificadas como cultivos, debido a la amplia cobertura y a su importancia socioeconómica en la zona.

Sin embargo, no existen especies que corran el peligro de extinción mediante la ejecución del proyecto, ni especies de mucho valor limitadas sólo en el área.

2) Fauna

Según el resultado del estudio de medio ambiente, en el área del proyecto se identificaron 100 especies de fauna, de las cuales, 19 corresponden a mamíferos, 54 son aves, 20 reptiles y 7 de anfibios. El área del proyecto se caracteriza por un alto grado de intervención humana y la mayoría de las identificadas son las que tienen capacidad de adaptarse al ambiente agrícola.

3) Calidad del agua

La calidad del agua del río Torola está siendo afectada por los diferentes usos y actividades que se realizan en la cuenca, como son: lavado de ropa, aseo personal, uso de agroquímicos en actividades agropecuarias, uso de productos tóxicos para la pesca y en el vertido indirecto de aguas negras, como es el caso de la ciudad de Carolina, que las vierte a la quebrada El Rastro, que finalmente llega al río Torola. Según el resultado del estudio de medio ambiente, los ríos en el área del proyecto están contaminados. Al comparar los resultados obtenidos con la norma para agua potable aprobada en 1996 por el Consejo Nacional para la Ciencia y la Tecnología (CONACYT), que establece límites para 29 parámetros, se observa que 10 de los parámetros analizados sobrepasan los límites establecidos, siendo estos: el pH, turbidez, nitrógeno total kjeldahl, hierro, manganeso, fósforo total, mercurio, bacterias coliformes fecales, bacterias coliformes totales expresado en NMP/100 (número más probable en 100 ml), así como grasas y aceites.

Referente a la calidad del agua para el desarrollo de vida acuática, de los 16 parámetros utilizados como referencia (EPA), 5 sobrepasan los límites establecidos, éstos son: pH, color, manganeso, mercurio y selenio.

Para el uso agrícola, de los 11 parámetros de referencia investigados los resultados muestran que el pH y las bacterias coliformes totales sobrepasan los límites establecidos (FAO).

(2) Ambiente social

1) Población

Los municipios ubicados dentro del área del proyecto son San Luis de La Reina, San Antonio del Mosco y Carolina, los cuales están ubicados todos en el Departamento de San Miguel. La dinámica poblacional en los tres municipios ha sido fluctuante, especialmente en las 3 últimas décadas, debido al impacto ocasionado por el conflicto social que vivió el país, por lo que se ha mantenido baja la tasa de crecimiento poblacional, reflejada por una intensa emigración de la población hacia otras zonas al interior y fuera del país, así como por muertes.

Población en los municipios en donde se localiza el proyecto (2000)

<u>Municipio</u>	<u>Urbana</u>	<u>Rural</u>	<u>Total</u>	<u>Density</u>
San Luis de La Reina	1,131	6,181	7,312	44 / km ²
Carolina	2,196	6,926	9,122	175 / km ²
San Antonio del Mosco	802	6,855	7,657	453 / km ²
Total	4,129	19,962	24,091	

2) Viviendas e instalaciones públicas a ser afectadas

Para diciembre de 2003, existía un número de 79 familias que resultarán directamente afectadas por la formación del embalse. Además, existe una escuela en el caserío El Terrero, del cantón Soledad Terrero de Carolina; y dos casas de oración, una en el caserío El Jocote, cantón Soledad Terreo y otra en el caserío Santa Clara del cantón Rosas Nacaspilo, en Carolina.

3) Patrimonio cultural–histórico y recursos paleontológicos

En el sitio Carolina se encontraron indicios de posible existencia de objetos pertenecientes al periodo Arcaico, que va de los 6,000 a los 2000 años a.C. Los hallazgos consistieron en pequeñas piezas de obsidiana y fragmentos de piedra que pudieron ser utilizadas en actividades humanas y que igualmente suelen encontrarse fuera del área de influencia del proyecto y al no existir edificaciones ni elementos que necesiten preservarse no constituyen ningún impedimento para la realización del proyecto.

En el sitio Vado Ancho se encontró un afloramiento fosilífero constituido por calizas, diatomitas y limo que en su interior poseen grandes cantidades de invertebrados fosilizados, con saturación en algunos casos de hasta 30 individuos por 20 centímetros cuadrados.

4) Otros

En los tramos aguas arriba y aguas abajo del sitio propuesto para la construcción de presa, no existen instalaciones de sistema de riego que aprovechen el agua del río.

Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Lempa

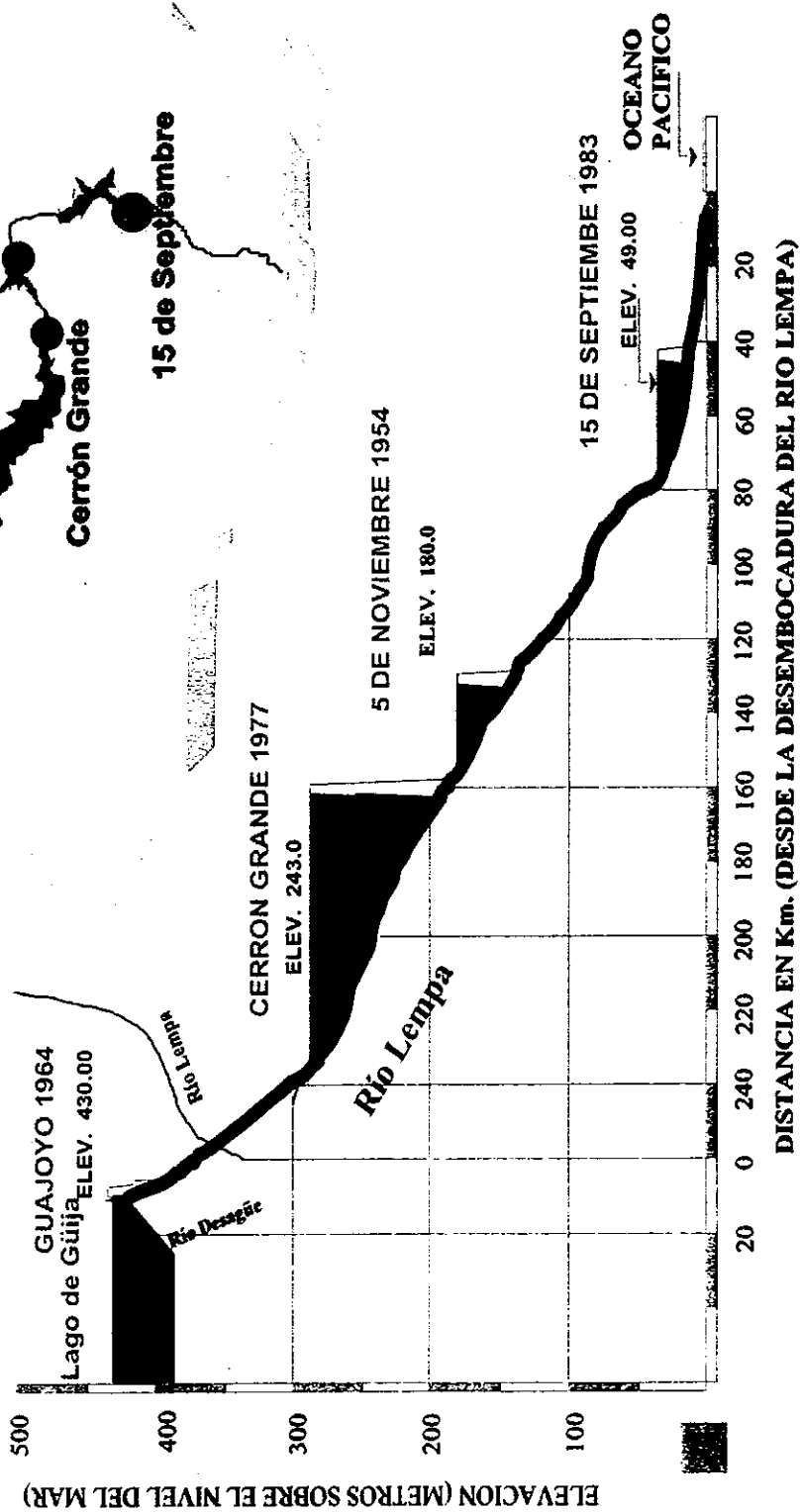


Fig.3.1 Centrales Hidroeléctricas Existentes en la Cuenca del Río Lempa

Posibles Proyectos Sobre el Río Lempa y Torola

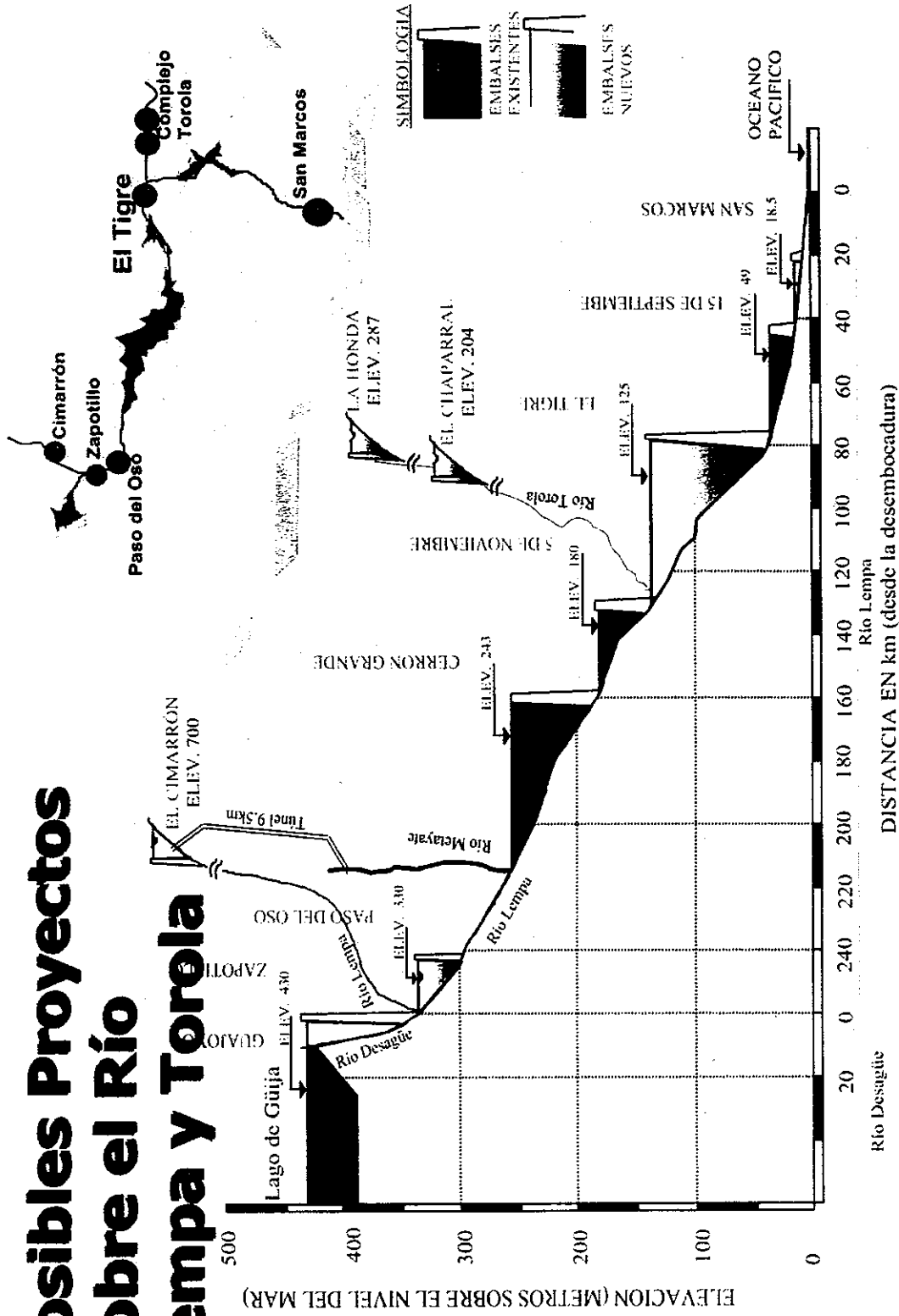


Fig.3.2 Proyectos Hidroeléctricos en la Cuenca del Río Lempa

4. SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONTENIDO

4.	Situación del Sector Eléctrico	4-1
4.1	Resumen	4-1
4.2	Agentes del Mercado Eléctrico.....	4-1
4.3	Sistema del Suministro de Energía.....	4-3
4.4	Sistema de Compraventa de Energía Eléctrica en El Salvador	4-5
4.5	Situación entre la Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica.....	4-7

4. Situación del Sector Eléctrico

4.1 Resumen

En El Salvador, casi la mitad (46.4 %) de toda la energía que se consume depende de la importación de petróleo. El gobierno está priorizando el desarrollo de la energía nacional que pueda sustituir a la energía importada dentro de su política de energía, con la meta de librarse de la dependencia de otros países en el área de energía. El Salvador ha venido desarrollando otras fuentes de energía, tal como la energía hidroeléctrica y geotérmica después de las crisis petrolíferas de los 70's.

La potencia máxima y la energía eléctrica han venido creciendo con un incremento del 4.7 % al 5.5 % durante el período entre 1993 a 2002, respectivamente y todo el país cuenta con la capacidad instalada de unos 1,070.2 MW (a finales del años 2002) y la capacidad efectiva de 893.9 MW. La capacidad instalada consiste en 410.8 MW de centrales hidroeléctricas, 627.6 MW de centrales térmicas y 26.0 MW de centrales de otros tipos. El sistema de transmisión atraviesa todo el país con líneas de 115 kV que tienen una longitud de unos 1,022 kilómetros. La energía eléctrica se trasmite a la capital, San Salvador y otras ciudades regionales tales como Santa Ana, San Miguel, Acajutla, etc. desde las centrales hidroeléctricas y geotérmicas de las zonas montañosas y también desde las centrales térmicas (principalmente de motores de combustión interna) ubicadas en las afueras de las ciudades y el puerto de Acajutla.

Actualmente entre El Salvador y Guatemala, existe una línea de interconexión internacional a 230 kV con la capacidad de transmisión de 120 MW. También existe otra línea de interconexión internacional a 230 kV entre El Salvador y Honduras con 100 MW de capacidad de transmisión y se está desarrollando un plan para un sistema de interconexión eléctrica entre seis (6) países centroamericanos (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) con 300 MW de capacidad de transmisión, llamado "SIEPAC" (Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central) y actualmente están desarrollando las gestiones de construcción de dicho sistema.

4.2 Agentes del Mercado Eléctrico

En El Salvador, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) fue creada en 1948, encargada del sector de energía eléctrica de El Salvador. En 1996 CEL se dividió en empresas de generación, transmisión y distribución, conformando empresas independientes. En 1999 se

privatizó la generación térmica. Actualmente CEL sólo se dedica a la operación de cuatro (4) centrales hidroeléctricas. La Figura 4.1 indica el organigrama de CEL.

En 1996 se promulgó la Ley General de Electricidad con el fin de aprovechar las instalaciones de generación eléctrica en forma eficiente y promover la competencia en el mercado de la energía eléctrica. Actualmente el precio de energía se determina en el mercado mayorista de energía eléctrica. Por otro lado, el precio por el uso de líneas de transmisión o de distribución se aprueba por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) que funciona como entidad reguladora del sector eléctrico y todo el sistema interconectado de energía eléctrica está administrado y coordinado por la Unidad de Transacciones (UT), la que tiene como objetivos principales: gestionar el mercado de energía, asegurar la confiabilidad de servicios de energía, mantener la seguridad de las instalaciones relacionadas y operar el sistema de transmisión.

Las actividades y trabajos de los agentes del mercado eléctrico están clasificados como se indica a continuación:

- Empresas generadoras de energía eléctrica: generación (hidroeléctrica, geotérmica y térmica) e importación de energía mediante las líneas de transmisión;
- Empresa transmisora de energía eléctrica: transmite la energía desde centrales eléctricas hasta áreas de consumo;
- Empresa coordinadora: administración del mercado mayorista de energía y supervisión de seguridad del sistema;
- Empresas proveedoras de distribución de energía eléctrica: gestión de las líneas de distribución a los consumidores;
- Empresas comercializadoras de energía eléctrica: compraventa de la energía a los consumidores.

A continuación se indican los agentes del mercado eléctrico y su participación en el año 2002:

- Empresas generadoras de energía eléctrica: CEL (29.3 %), Nejapa Power (20.6 %), GESAL (24.2 %), DUKE Energy (23.8%), CESSA (2 %), importaciones (9 %);
- Empresa transmisora de energía eléctrica: ETESAL (100 %);
- Empresa coordinadora: Unidad de Transacciones UT (100 %);
- Empresas distribuidoras de energía eléctrica: CAESS (40.8 %), AES-CLESA (14.8 %), EEO (11.1 %), DEUSEM (1 %), DELSUR (23.1 %);

- Empresas comercializadoras de energía eléctrica, en suma participan en 2.9%: Excelergy, Conexión Energética Centroamericana El Salvador, Cartotécnia Centroamericana, Comercializadora de Electricidad Centroamericana.

4.3 Sistema del Suministro de Energía

La capacidad instalada de las centrales eléctricas existentes en El Salvador es de aproximadamente 1,070.2 MW a finales de 2002 como se indica en la Tabla 4.1. Las centrales hidroeléctricas ocupan el 38.6 % de toda la capacidad instalada, las centrales térmicas el 59 % y otras centrales pequeñas el 2.4 %. En esta situación, la capacidad de las centrales hidroeléctricas grandes han tenido un incremento solo de unos 2 % mediante las repotenciaciones durante los últimos 3 años, sin tener ningún desarrollo nuevo de sus instalaciones durante los últimos 20 años. Las centrales térmicas han ampliado sus instalaciones después de la privatización, ocupando unos 60.6 % de las instalaciones existentes de generación eléctrica en 2002. La Tabla 4.2 indica la evolución de la capacidad por cada tipo de centrales eléctricas durante los últimos 12 años.

Existen 4 centrales hidroeléctricas de capacidad grande y ellas tienen presas de almacenamiento o de regulación. La Tabla 4.1 indica la capacidad instalada y año de operación de cada central. Como se observa en la tabla, la Central Hidroeléctrica Guajoyo comenzó su operación en 1963 con la capacidad instalada de 15 MW (se ha incrementado hasta 19.8 MW en 2000), la Central Cerrón Grande en 1977 con la capacidad de 135 MW, la Central 5 de Noviembre durante el período de 1957 a 1966 con la capacidad de 84.5 MW (se ha incrementado hasta 99.4 MW por la repotenciación de 2000 a 2002) y la Central 15 de Septiembre en 1983 con la capacidad de 156.6 MW. La capacidad total de dichas centrales a finales del año 2002 es de aproximadamente 410.8 MW. En los Apéndices 4.1 y 4.2, se indican las características de las instalaciones y operaciones de cada central hidroeléctrica.

La operación de cada central hidroeléctrica está destinada a satisfacer la demanda de carga base, según se observa el resultado de la operación ejecutada. Esto se debe a que las centrales hidroeléctricas tienen la operación prioritaria con el fin de reducir el costo de combustible en las centrales térmicas que utilizan combustibles importados. Sin embargo, la operación de las centrales hidroeléctricas se coordinan para cubrir las demandas de carga en punta por la noche entre los 18:00 y 22:00 horas. El promedio anual de operación en horas de cada central durante los últimos 10 años es un tiempo demasiado largo, como 4,370 horas en la Central Guajoyo, 4,750 horas en la Central Cerrón Grande, 6,890 horas en la Central 5 de Noviembre y 4,540

horas en la Central 15 de Septiembre, lo cual representa el promedio de 12 a 19 horas de operación diaria.

Además, durante estos últimos 10 años, el factor de utilización anual en cada central ha sido de 32 % a 62 % y en la Tabla 4.3 se indica la energía generada registrada.

En El Salvador, el sistema de transmisión está formado por unos 1,022 kilómetros de líneas principales nacionales a 115 kV y unos 107 kilómetros de las líneas de interconexión internacional a 230 kV. Las líneas principales que atraviesan el país conectan las subestaciones primarias con sus redes, tales como la subestación San Miguel, subestación 15 de Septiembre, subestación San Martín ubicada cerca de la capital, subestación Nejapa, subestación Santa Ana, subestación Acajutla y subestación Ahuachapán. Las líneas que cubren las áreas urbanas y rurales tienen tensiones de 46.0, 34.5, 23.0, 13.2 y 4.16 kV con una longitud aproximada de 16,135 kilómetros (a finales de 2002) y pertenecen a la propiedad de 5 empresas distribuidoras. Las líneas de baja tensión para los consumidores tienen 440 V, 220 V y 110 V con una longitud de 17,366 kilómetros (a finales de 2002). En la Tabla 4.4 se indica la longitud de líneas de transmisión y distribución por cada voltaje.

El Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) ha sido estudiado desde 1986 y mediante el sistema, se interconectarán 15 subestaciones, desde Veladero, subestación de Panamá hasta El Cajón, subestación de Honduras. La capacidad firme de transmisión entre los países será de 300 MW como máximo. La longitud total es aproximadamente de 1,802 km, unos 260 km (14.4 %) de la cual corresponde a la línea en territorio salvadoreño para conectar tres subestaciones (Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre). La Figura 4.2 indica la ruta de transmisión de SIEPAC. Estará completado el levantamiento topográfico para las rutas relacionadas hasta finales de diciembre de 2003 y los estudios para el diseño definido hasta finales de junio de 2004. Posteriormente se seleccionarán constructoras hasta finales de 2004 y cada país terminará todas las obras hasta mediados de 2007.

En el país, existen veintitrés (23) subestaciones primarias cuya tensión es de 115 kV y la capacidad de transformación instalada total es de 1,640 MVA (a finales de 2002) como se indica en la Tabla 4.5. Las subestaciones de mayor capacidad son: Ahuachapán y 15 de Septiembre (313 MVA de capacidad instalada) que tienen una línea internacional a 230 kV cada una.

4.4 Sistema de Compraventa de Energía Eléctrica en El Salvador

Toda la energía eléctrica generada en 2002 en El Salvador, como se indica en la Tabla 5.5, fue aproximadamente de 4,100 GWh. Restando el consumo de energía del servicio interno (12 GWh) de la energía anterior, se consigue la energía en el punto de entrega, que corresponde a unos 4,088 GWh (90.3%). La suma de dicha energía, la comprada de 2 GWh (0.1%) de IPP (*Productores Independientes de Energía Eléctrica*) y la importada de 435 GWh (9.6%) fue la energía disponible para el mercado, es decir, 4,525 GWh.

Por otro lado, la energía consumida consiste en la energía de venta nacional de unos 4,379 GWh (96.8 %), la energía exportada de unos 51 GWh (1.1 %) y la pérdida en transmisión de unos 95 GWh (2.1 %).

Dentro del sistema de compraventa de la energía eléctrica en El Salvador, los agentes conectados directamente al sistema de transmisión realizan las transacciones entre sí dentro del mercado mayorista administrado por UT. El sistema de compraventa en el mercado mayorista operado por UT consiste en dos tipos: mercado de contratos y mercado de *spot* (Mercado regulador del sistema, MRS).

- 1) El Mercado de Contratos (MC) en el que se establecen acuerdos libremente pactados entre participantes del MM. (Los precios de compraventa no son públicas)
- 2) El Mercado Regulador del Sistema (MRS), en el que se saldan las diferencias entre la realidad y los compromisos adquiridos, como faltantes y sobrantes

El Mercado de Contratos es establecido en forma bilateral entre las partes, y tiene carácter confidencial. Los agentes únicamente deben informar a la UT las características generales de la contratación y las características de las transacciones bilaterales que pueden surgir (montos de inyección y retiro, así como puntos de entrega). La UT verifica la validez de esas transacciones y rechaza aquellas técnicamente inviables. Las entregas y retiros aprobados son comunicados a los agentes y forman parte de las transacciones bilaterales que se asignan como condición inicial del predespacho.

En cuanto al MRS, éste funciona como una bolsa de energía eléctrica con base en ofertas con precios monómicos correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado. En estas ofertas participan todos los agentes productores inscritos en la UT, tanto los que tienen contratos como los que no los poseen. El precio monómico incluye tanto el cargo por energía como por potencia, en forma horaria

definido para un período establecido. Por su parte, el precio del MRS en un plazo dado lo fija la unidad marginal que la UT tenga que despachar para cubrir la demanda.

Dicho precio se pagará a todos los participantes del mercado que inyecten energía al MRS en esa hora y se les cobrará a aquellos participantes que retiren energía del MRS. Conviene mencionar que el despacho de las centrales de generación toma en cuenta, tanto los contratos bilaterales entre los distintos agentes, como las ofertas de precio para el MRS. Asimismo, se incluyen las exportaciones e importaciones de energía eléctrica, a los precios acordados por las partes.

Cada día, considerando las ofertas incrementales/decrementales de generación y demanda, las transacciones bilaterales que resultan del MC, y la previsión de la demanda, la UT realiza un predespacho para el día siguiente, y obtiene el precio del MRS (\$MRS ex ante) para cada hora. Durante la operación en tiempo real, la UT realiza un despacho de carga convencional, considerando las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para mantener la calidad y seguridad del sistema, y lleva a cabo un registro de la operación. El esquema general del proceso comercial del MM se muestra en la Figura 4.3.

El precio de la energía en el MRS para cada hora se calcula un día después de la operación real (\$MRS ex post), con un despacho con restricciones de transmisión, considerando la generación real disponible y la demanda registrada, y excluyendo incumplimientos a las instrucciones de la UT. Este precio corresponde al Precio Marginal de Corto Plazo (PMCP), calculado con base en las ofertas incrementales/decrementales. De existir congestión en la transmisión, se determina el precio de cada MRS. Las diferencias entre la generación y el consumo real, y los compromisos derivados de los contratos, se saldan en el MRS.

Por otro lado, los sobrecostos de la operación real, que considera los incumplimientos a las instrucciones de la UT y los servicios auxiliares, se recuperan a través de cargos/pagos por servicios auxiliares y generación obligada (debido a condiciones del sistema). Al final de cada mes la UT realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando sus transacciones en el MRS, así como la generación obligada, los cargos por congestión y los servicios auxiliares. Se adicionan también los cargos por los servicios de la UT. Con respecto a las pérdidas, la UT determina el método para calcularlas y cada generador deberá ser responsable de pagar su costo, de acuerdo con su participación en el despacho.

La Tabla 4.6 indica el precio ponderado del precio del mercado mensual de UT durante el período entre 1998 y 2002. Según se observa en la tabla, el precio medio de este período fue de unos 67.3 \$/MWh.

El sistema de las tarifas eléctricas para los consumidores en El Salvador fue modificado cuando se reestructuró el sector, tal como la privatización de las centrales térmicas y separación del de la empresa de transmisión de CEL en 1999. Posteriormente en 2002 se volvió a modificar con más detalle. En la tabla 4.7 se indica el resumen de tarifas eléctricas actuales.

Los consumidores de pequeña cantidad de energía ocupa aproximadamente unos 93 % de todos consumidores y la energía que consumen ellos es 53 % de toda la energía consumida. La energía que consume el sector industrial ocupa unos 42 %. Las Tablas 4.8 y 4.9 indican el número de consumidores por sector y sus consumos respectivos de energía durante los últimos 7 años.

La electrificación en El Salvador alcanzó 72 % en 2002.

4.5 Situación entre la Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica

(1) Potencia máxima y generación eléctrica

El balance entre la demanda y la oferta de energía en El Salvador se lo intenta equilibrar básicamente con la generación nacional de energía. Sin embargo, se complementa con la energía que es importada de Guatemala y Honduras y la comprada de IPP debido a la desregulación de energía eléctrica.

Con respecto a la energía generada durante el año 2002, como se muestra en la Tabla 4.10, la energía total de generación nacional fue aproximadamente de 3,981 GWh (unos 91.2 %) y la energía importada aproximadamente de 384 GWh (unos 8.8 %). Como el promedio anual de los últimos 12 años, la energía de generación nacional fue de 96 % y la importación fue de 4 %. El promedio anual del incremento en la venta de energía eléctrica durante el período de 2000 a 2002 era aproximadamente de 3 %. La Tabla 4.9 y Figura 4.4 indica el consumo registrado de la energía eléctrica por sectores.

El incremento promedio de la demanda máxima de energía en el período de 12 años fue unos 4.7 % y el promedio anual del incremento en el período de 2000 a 2002 fue unos 2 %.

(2) Curva de carga

La curva de carga diaria de El Salvador se divide en tres zonas: primera de día de 7:00 a 18:00, segunda de noche de 18:00 a 22:00 (carga de punta) y tercera de noche de 22:00 a 7:00. Esta división se puede confirmar claramente en el informe de la UT mostrado en la Tabla 4.11 y la Figura 4.6 y también en la curva de carga diaria de las centrales hidroeléctricas existentes de la Figura 4.7.

El presente proyecto El Chaparral está diseñado para la operación en horas en punta. Por lo tanto, junto con otras centrales hidroeléctricas existentes, la central El Chaparral servirá como central de punta, es decir, para suministrar la energía durante 3 ó 4 horas en las horas en punta a lo largo de todo el año, aunque en la estación húmeda servirá para la carga base.

(3) Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas totales de la energía eléctrica en las líneas de transmisión y distribución eran aproximadamente de 15 a 16 % antes del año 1996. Dichas pérdidas en 2000 fueron aproximadamente de 13 %. Para conseguir una reducción de las pérdidas totales hasta menos de 10 %, será necesario tomar las siguientes medidas entre otras:

1) Pérdidas dentro de centrales

Las centrales de generación hidroeléctrica consumen menos energía eléctrica dentro de sus instalaciones que las de generación térmica. Por lo tanto, mediante el desarrollo y promoción de generación hidroeléctrica se intentará reducir el porcentaje de pérdidas en centrales.

2) Pérdidas en transmisión

La transmisión de alta tensión es una medida eficiente para reducir las pérdidas. Por lo tanto, la extensión de líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV servirá para dicho objetivo.

3) Pérdidas en distribución

En las zonas principales de cargas, se deberá instalar subestaciones secundarias dentro de lo posible.

En la Tabla siguiente, se muestra la evolución de pérdidas totales dentro del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica en El Salvador:

Pérdida de Energía en el Sistema Eléctrico

Año	Pérdida GWh (%)					
	Transmisión		Distribución		Total	
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)				

A continuación se indican como referencia las pérdidas totales del sistema de energía eléctrica de la región asiática, redactada en 1998:

Tailandia	8 %	Filipinas	16 %
Malasia	10 %	Japón	4 %
Indonesia	12 %	India	18 %

(Fuente: Banco Mundial, 1998)

Tabla 4.1 Listado de Centrales Eléctricas Existentes (Hasta el 2002)

Nombre de la Central (unidad × MW)	Capacidad Instalada (MW)	Año de Inicio de Operación
I. Central Hidroeléctrica	(410.8)	
1. Guajoyo (1 × 19.8)	19.8	1963 (renovación en 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 (renovación en 2000, 2001 y 2002)
4. 15 de Septiembre (2 × 78.3)	156.6	1983
II. Central Térmica	(633.4)	
1. Ahuachapán (2 × 30) + (1 × 35) (Geotérmica)	95.0	1975, 1976, 1980
2. Berlín (2 × 5.0) + (2 × 28.1) (Geotérmica)	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
III. Otras (Mini / Micro / etc.)	(26)	
1. CECSA (7.3) 7 Pequeñas plantas hidroeléctricas	7.3	---
2. Sensunapán (1 × 3) 1 Pequeña planta hidroeléctrica	3.0	---
3. De Matheu y Cía. (1 × 0.7) 1 Pequeña planta hidroeléctrica	0.7	---
4. Cogeneradores (15) 5 Pequeñas plantas térmicas	15.0	---
Total	1,070.2	

Nota : 1) La capacidad firme de ambas Centrales Geotérmicas Ahuachapán y Berlín está disminuyendo, debido a que la Central Ahuachapán no tiene suficiente vapor y la Central Berlín no puede operar dos unidades de 5.7 MW, como sigue:

- a. Central Geotérmica de Ahuachapán : 95 MW a 65 MW (Máxima)
- b. Central Geotérmica de Berlín : 66.4 MW a 55 MW (Máxima)

Tabla 4.2 Tendencia de la Capacidad Instalada según Fuente de Generación

(Sin capacidad de pequeñas plantas.)

(Unidad : MW)

Año	Hídrico	Capacidad (%)	Térmico	Capacidad (%)	Geo-térmico	Capacidad (%)	Privado	Capacidad (%)	Total	Crecimiento (%)
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	161	14.3	561	50.0	1,122	-1.2
2002	411	39.4	0	0	161	15.4	472	45.2	1,044	-7.0
Promedio	392	43.78	189	22.38	123	13.27	215	20.56	919	4.63

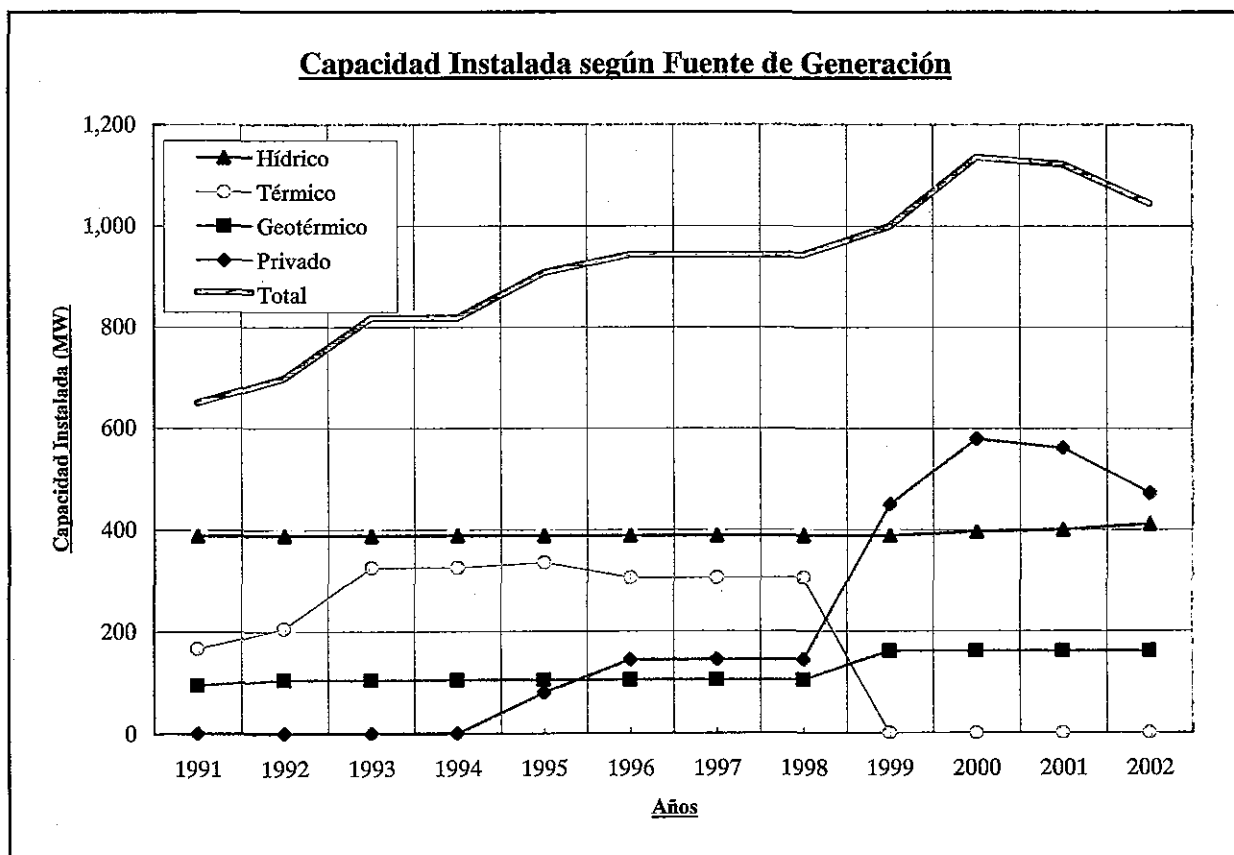


Tabla 4.3 Tendencia de la Producción de Energía Hidroeléctrica (1991~2002)

(Unidad : MWh)

Año	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
Promedio	53,214	412,645	439,301	527,412	1,432,573

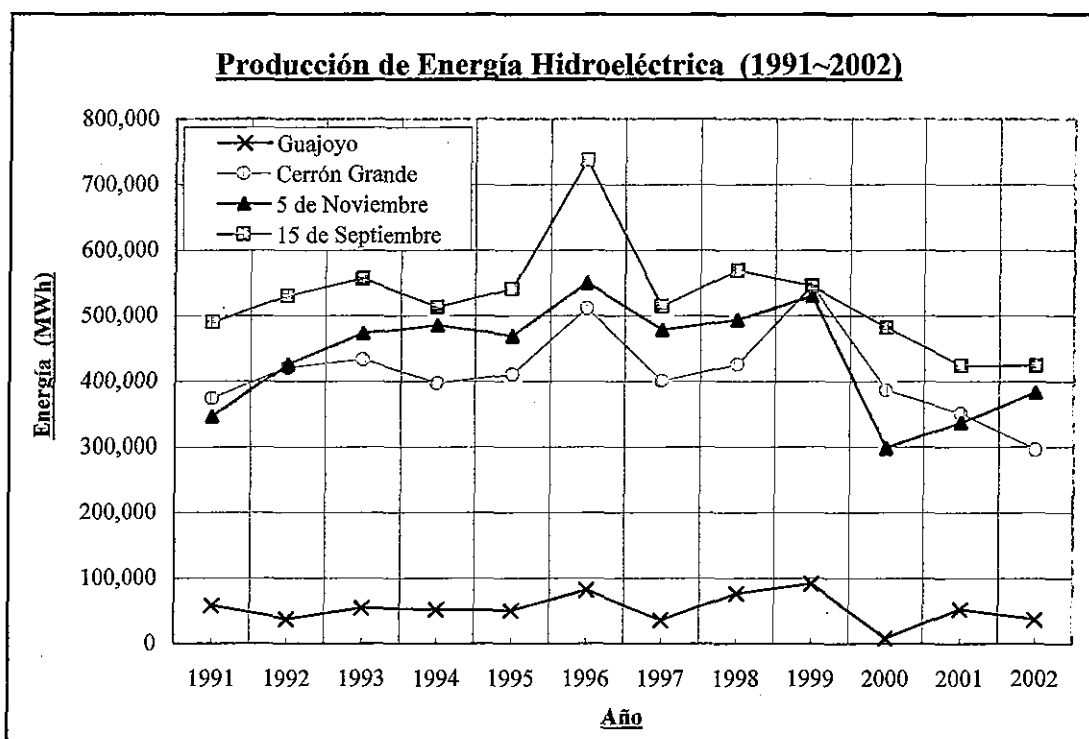


Tabla 4.4 Longitud de Líneas de Transmisión y Distribución

(Unidad : km)

Año	230 kV	115 kV	Tensión Media	Tensión Baja	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

Nota : 1) Tensión Media es 46, 34.5, 23, 13.2 y 4.16 kV.

2) Tensión Baja es 440, 220 y 110V.

3) Datos de líneas de tensión media y baja antes de 1998 no están disponibles en las compañías relacionadas.

Tabla 4.5 Capacidad de Transformación en Subestaciones

(Unidad : MVA)

Año (Fin de Marzo)	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

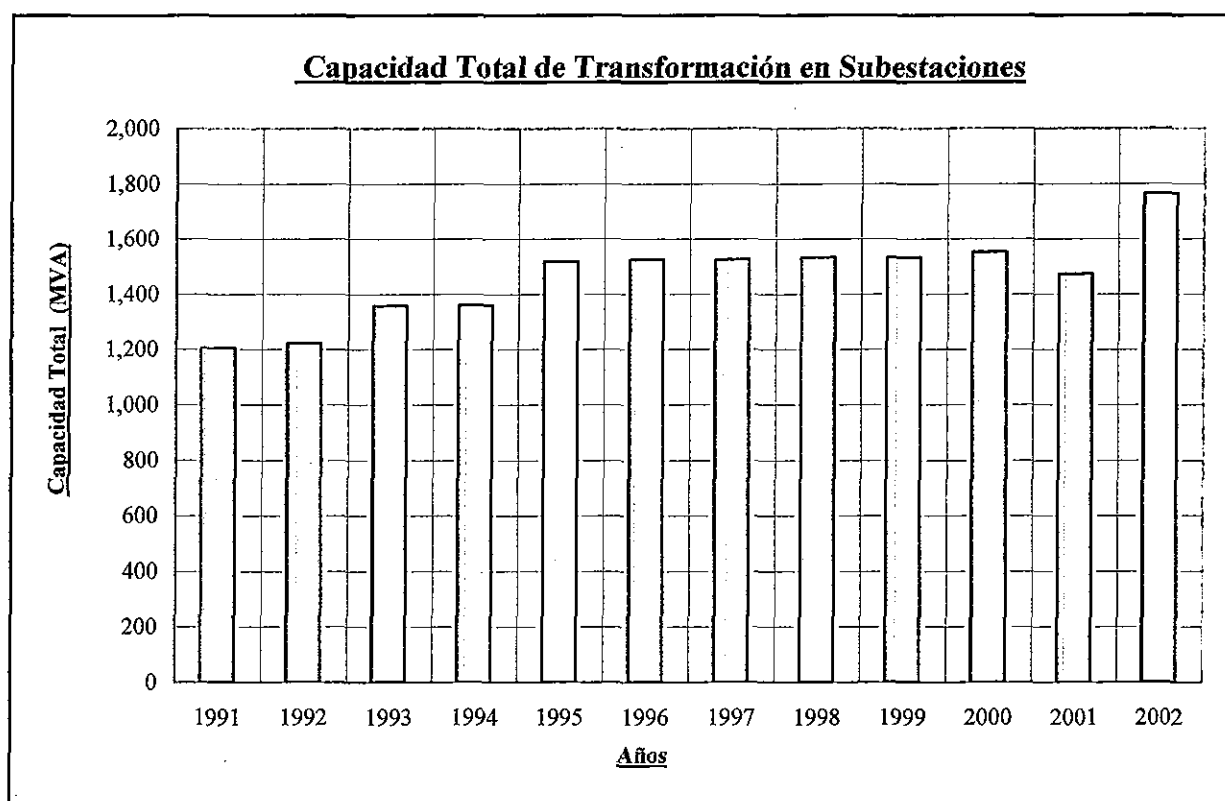


Tabla 4.6 Tendencia en el Precio Promedio Ponderado Mensual del MRS (1998-2002)

(Unidad : \$/MWh)

Mes \ Año	1998	1999	2000	2001	2002	Promedio
Enero	58.45	61.33	86.99	64.08	67.69	67.71
Febrero	70.61	57.87	91.84	66.35	70.75	71.48
Marzo	59.20	61.94	106.66	66.84	56.06	70.14
Abril	54.92	61.46	173.71	72.51	64.85	85.49
Mayo	73.21	65.75	74.39	70.49	69.12	70.59
Junio	59.76	76.81	65.34	70.77	53.05	65.15
Julio	52.04	64.94	58.12	73.61	63.91	62.52
Agosto	46.67	57.21	63.97	69.88	70.01	61.55
Septiembre	46.55	61.39	64.84	54.53	66.57	58.78
Octubre	52.30	56.92	58.87	58.32	67.43	58.77
Noviembre	58.00	67.34	60.50	63.14	71.98	64.19
Diciembre	66.45	74.42	59.58	69.83	72.79	68.61
Promedio	58.18	63.95	80.40	66.70	66.18	67.08

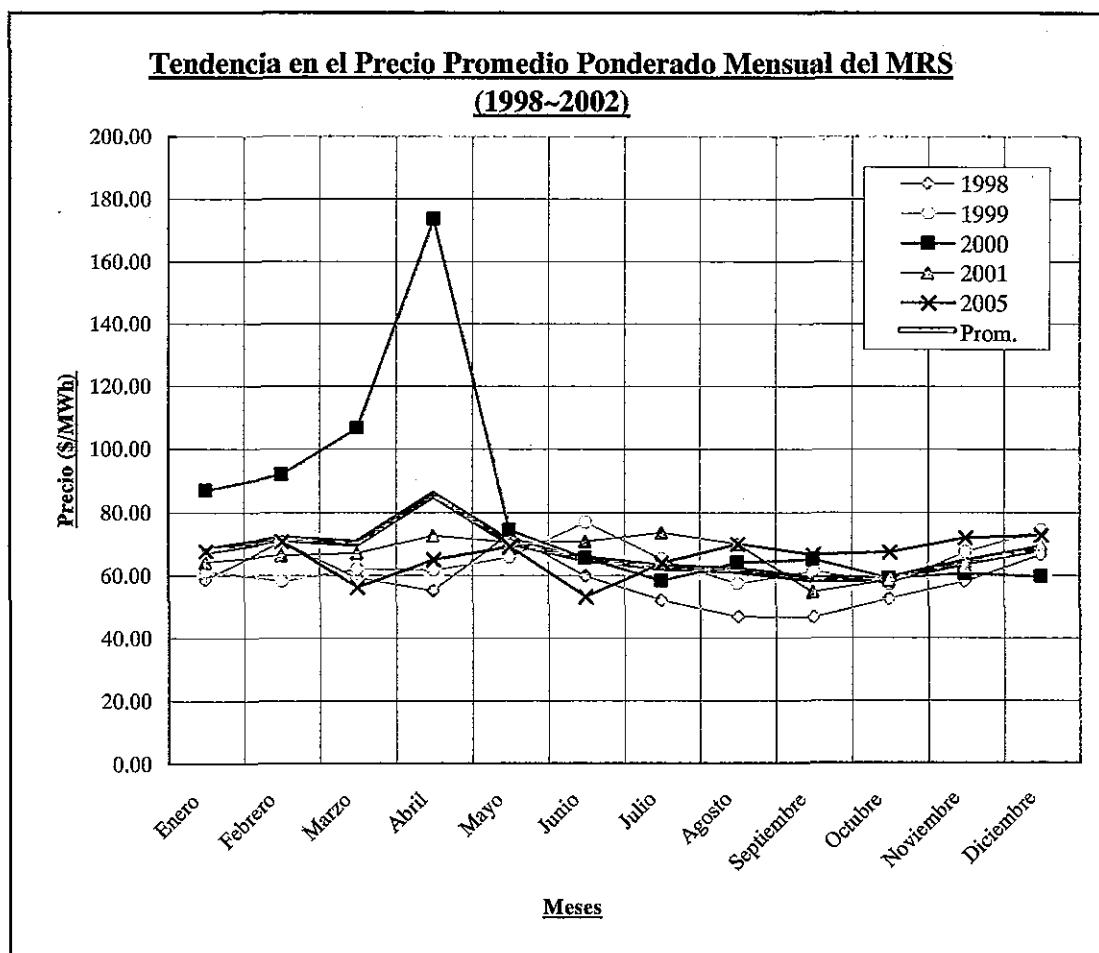


Tabla 4.7 Tarifa de Electricidad por Nivel de Tensión y Demanda de El Salvador

en 2001

(Unidad : US\$/kWh)

Baja Tensión			Mediana Tensión			
Pequeñas Demandas			Medianas Demandas	Grandes Demandas		
0 < kW < 10			10< kW <50	> 50kW		
Total Residencial	Uso General	Alumbrado Público				
0.1338	0.1322	0.1251	0.1438	0.1261	0.11431	0.11459

Fuente : Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

en 2002

(Unidad : US\$/kWh)

Baja Tensión			Mediana Tensión			
Pequeñas Demandas			Medianas Demandas	Grandes Demandas		
0 < kW < 10			10< kW <50	> 50kW		
Total Residencial	Uso General	Alumbrado Público				
0.1332	0.1182	0.1207	0.1425	0.1473	0.10587	0.08972

Fuente : Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

Tabla 4.8 Cantidad de Consumidores de Electricidad

(Unidad : Miles)

Consumidor	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Cantidad al 2002 (%)
Doméstico	809	852	836	889	988	1,051	1,078	93.3
Comercial	65	67	---	---	---	---	---	---
Industrial	6	6	---	---	---	---	---	---
Medianas Demandas (10 < kW < 50)	---	---	3	4	4	4	3	0.3
Grandes Demandas (> 50kW)	---	---	2	2	2	2	2	0.2
Uso General	---	---	70	70	70	70	70	6.1
Otros	5	6	1	1	1	1	1	0.1
Total	885	931	912	966	1,065	1,128	1,154	100.0

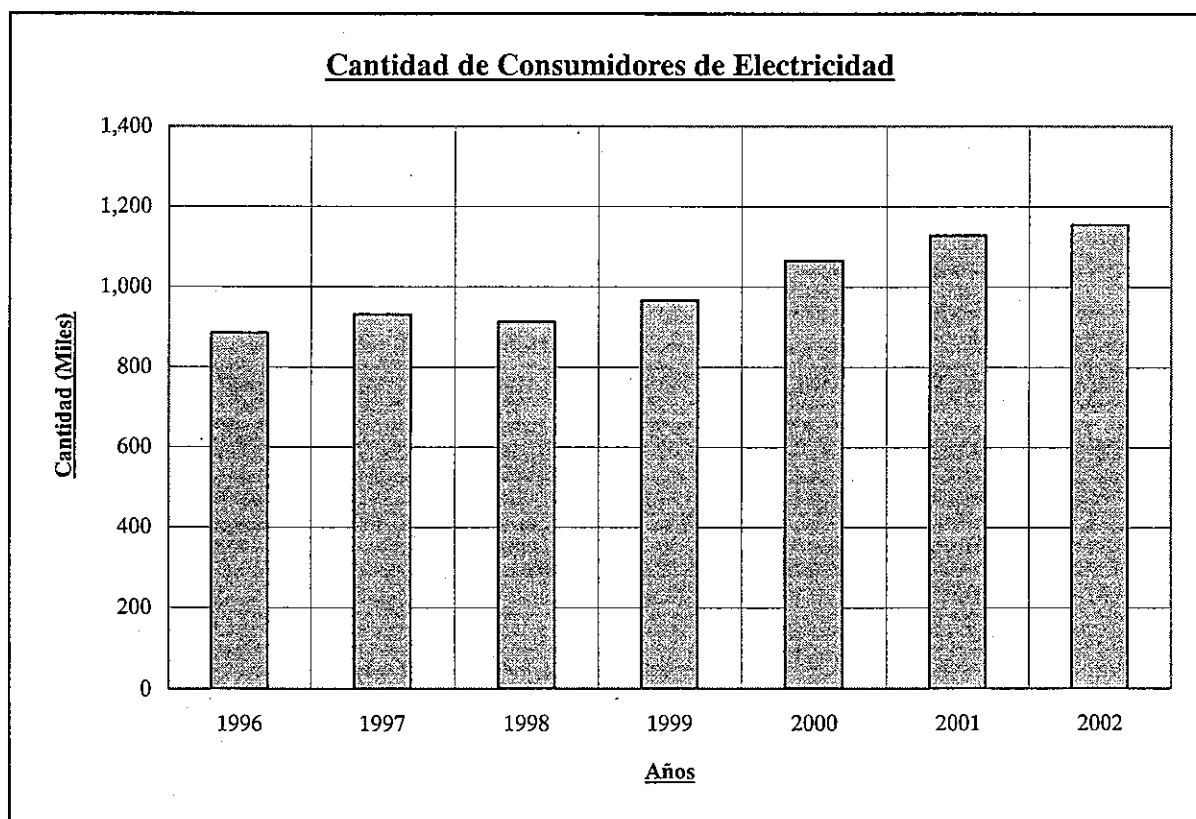


Tabla 4.9 Tendencia del Consumo de Energía por el Mercado

(Unidad : MWh)

Año	Doméstico	Comercial	Industrial	Otros	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
Consumo al 2002 (%)	53.01	4.72	42.25	0.02	100.00

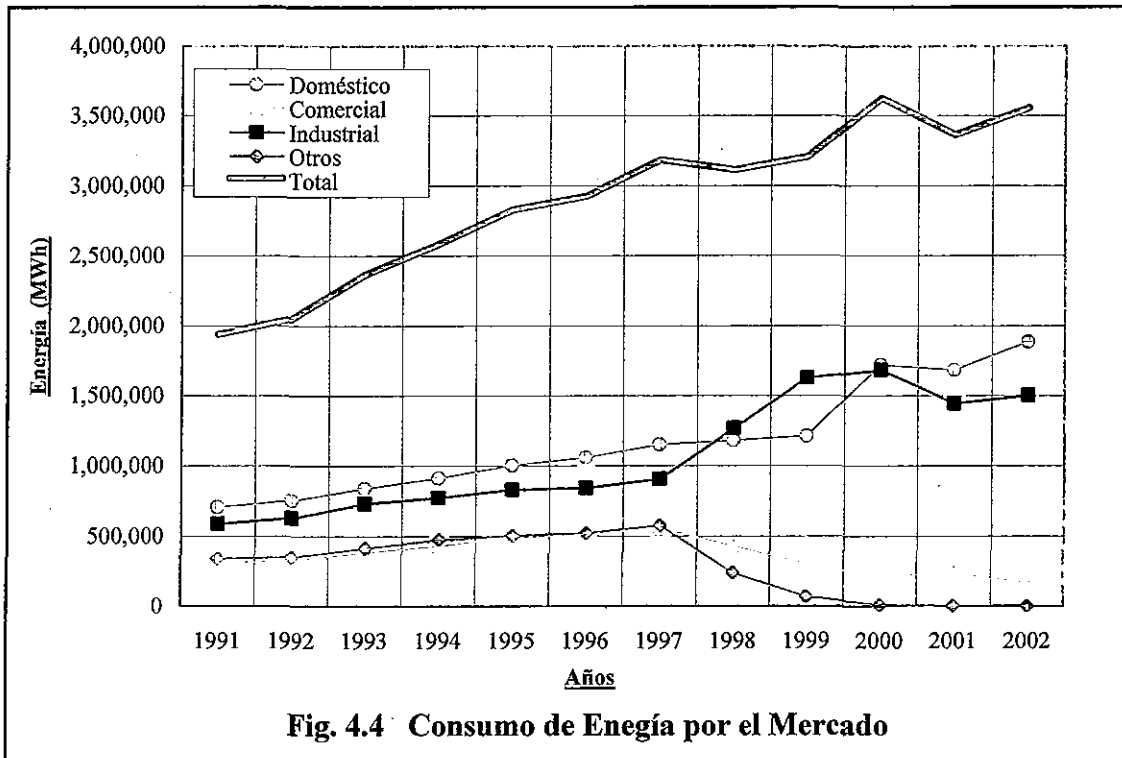


Tabla 4.10 Generación de Energía en los 12 Años Pasados

(Unidad : GWh)

Años	Generación Doméstica	(%)	Energía Importada	(%)	Energía Vendida	Crecimiento (%)	Demanda Pico (MW)	Crecimiento (%)
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
Promedio	3,299	95.5	156	4.5	3,262	6.6	631	4.7

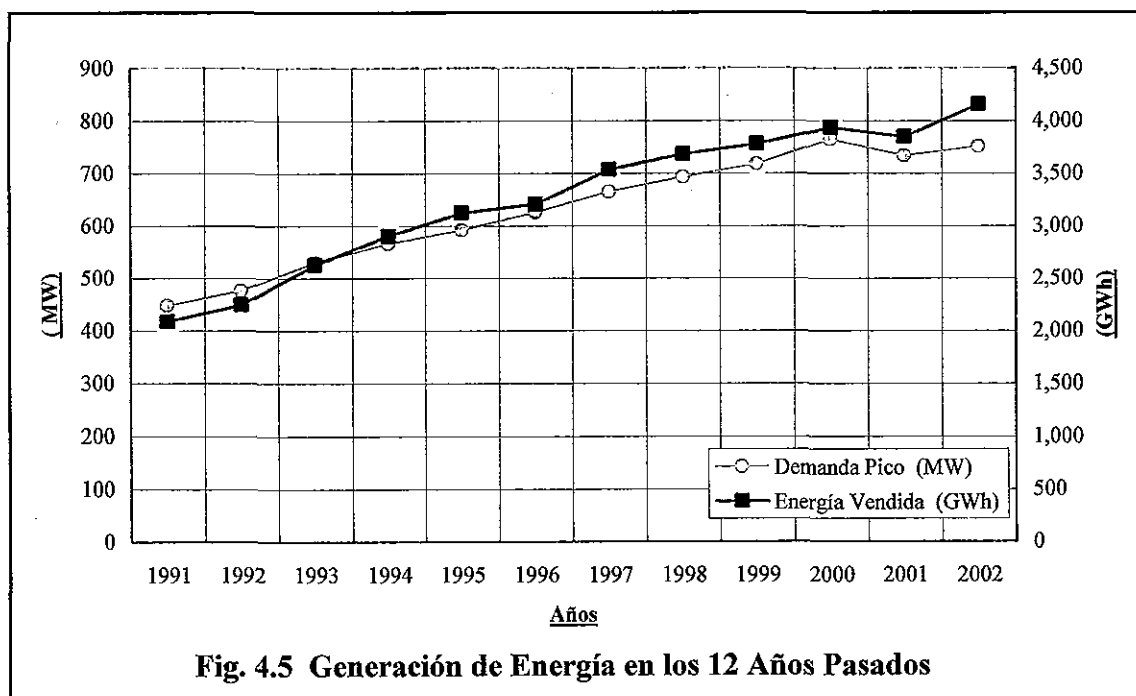


Fig. 4.5 Generación de Energía en los 12 Años Pasados

Tabla 4.11 Patrón de Operación Actual (Carga) de La Unidad de Transacciones (UT)

INYECCIONES

		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	HIDRO	99	98	94	96	102	106	107	112	137	156	164	170	156	161	159	160	164	261	260	192	106	89	87	
	GEO	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	62	62	62	61	61	62	62	62	62	62	62	62	62	63
	TERM	90	85	86	87	97	143	184	184	214	218	218	223	213	221	223	221	221	216	222	239	239	213	132	90
	GUAT-ES	58	58	59	59	58	60	68	103	103	112	125	124	130	125	129	125	118	98	90	89	90	95	96	83
	Total	310	305	302	305	321	372	423	462	526	561	583	561	563	574	566	559	540	635	650	583	477	379	323	

(Unidad : MWh)

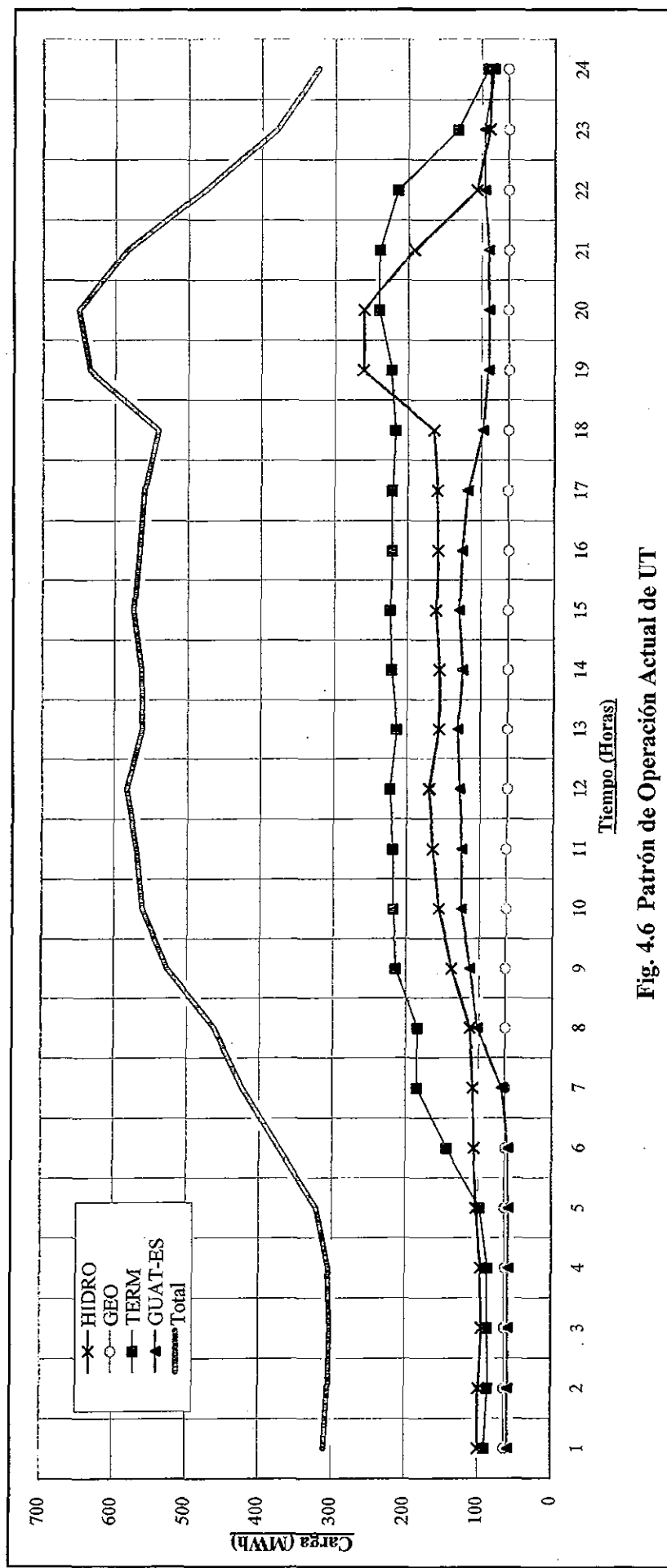


Fig. 4.6 Patrón de Operación Actual de UT

COMISION EJECUTIVA HIDROELECTICA DEL RIO LEMPA-CEL



SELF CODE ABRIL/03

Fig. 4.1 Organigrama de CEL

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES (SIGET)
 Organización Regularizadora del Sector Electricidad

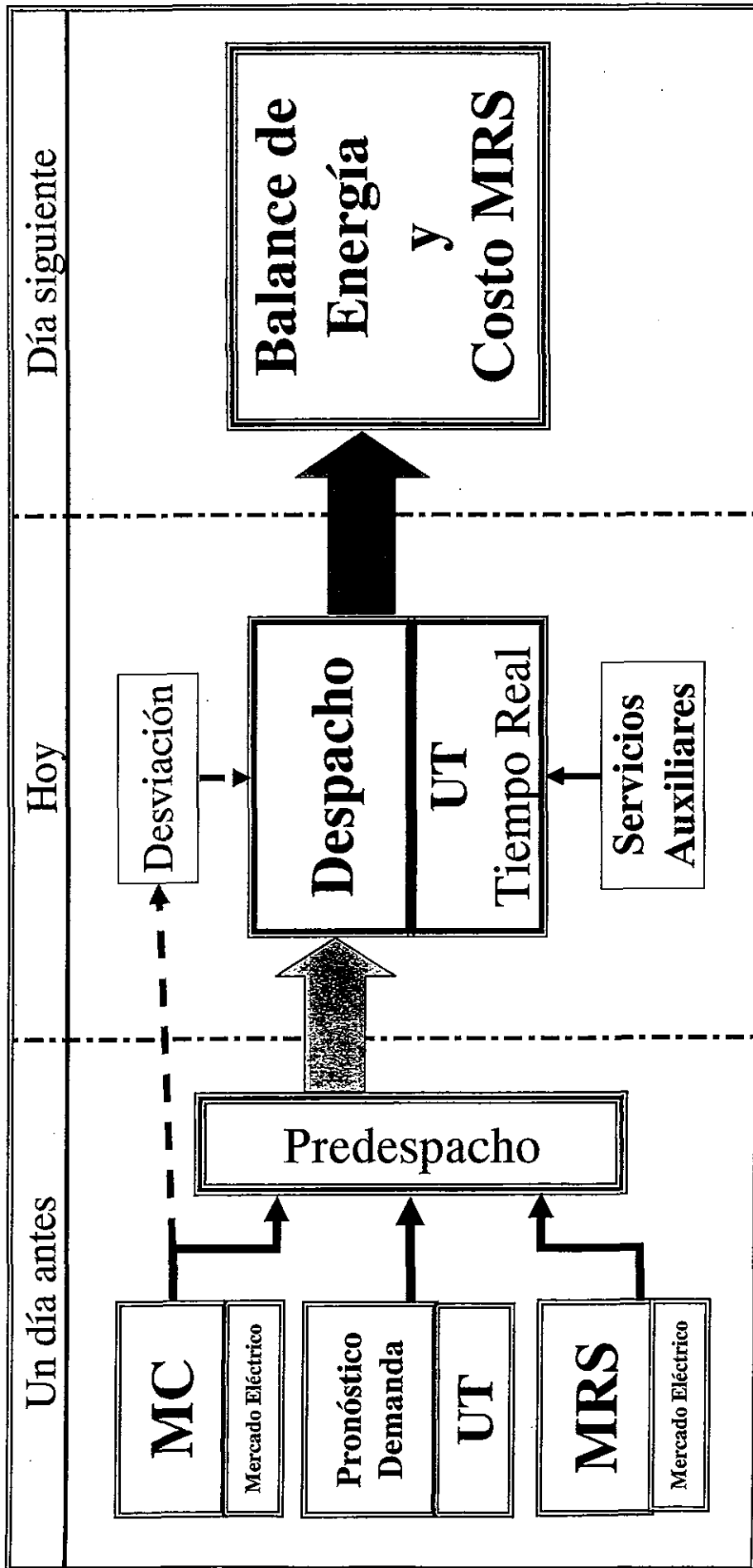
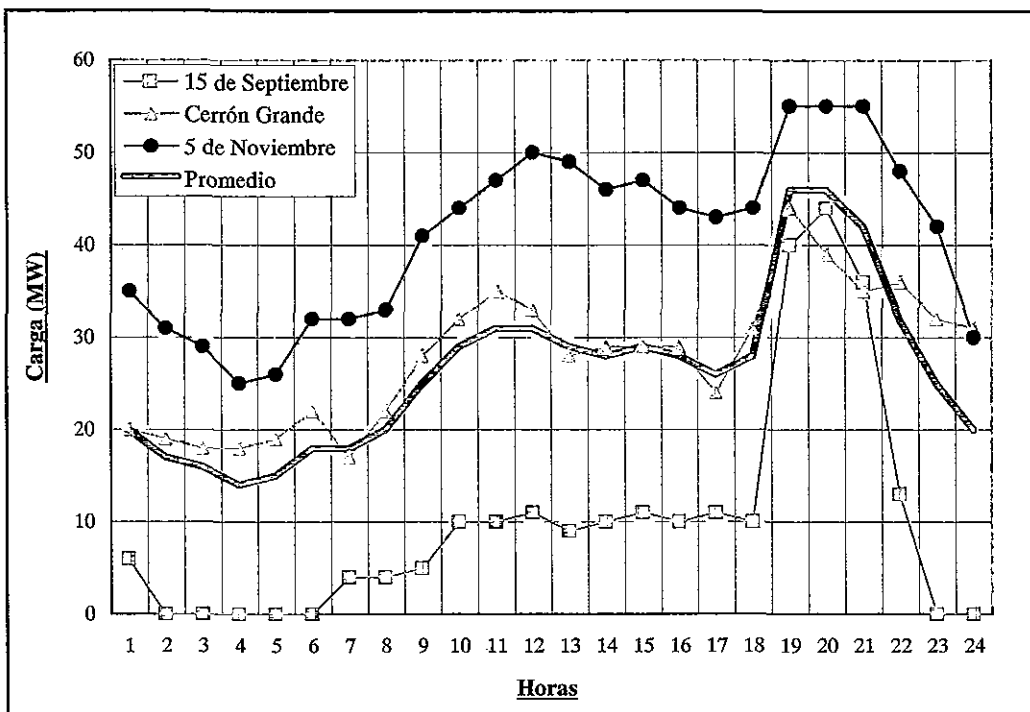


Fig. 4.3 Sistema Eléctrico de El Salvador (SIGET)

Temporada Seca : Nov.~Abril., 2000



Nota: La Central Guajoyo no estuvo en operación durante el período de 2000, debido a la reponteciación del turbogenerador.

Temporada Húmeda : Mayo~Oct., 2000

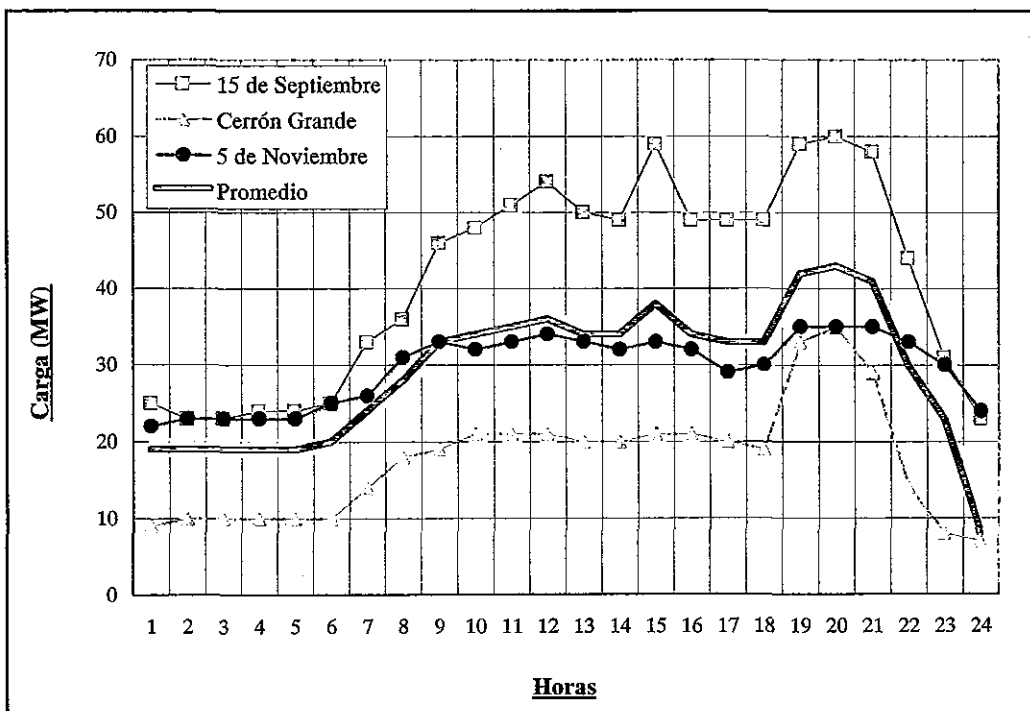


Fig.4.7 Curva de Carga Diaria en Centrales Hidroeléctricas

5. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y PLAN DE SUMINISTRO

CONTENIDO

5.	Pronóstico de la Demanda de Energía y Plan de Suministro	5-1
5.1	Pronóstico de la Demanda de Energía.....	5-1
5.1.1	Pronóstico de la Demanda de Energía por CEL	5-1
5.1.2	Pronóstico de la Demanda de Energía por el Método Macroeconómico	5-1
5.1.3	Resultado del Pronóstico de la Demanda de Energía	5-3
5.2	Plan de Suministro de Energía.....	5-4
5.3	Balance entre la Demanda de Potencia y el Suministro	5-6
5.4	Fecha de Puesta en Marcha de la Central El Chaparral.....	5-8

5. Pronóstico de la Demanda de Energía y Plan de Suministro

5.1 Pronóstico de la Demanda de Energía

5.1.1 Pronóstico de la Demanda de Energía por CEL

CEL elaboró un pronóstico de demanda de la energía para el período de 2003 a 2011, en base a la demanda actual de energía desde 1991 hasta 2002. Los promedios anuales de los incrementos de dicha demanda y la potencia máxima en los últimos 12 años fueron de aproximadamente 5.3 % y 4.7 %, respectivamente.

Según los datos del pronóstico de demanda proporcionados por CEL, la energía eléctrica y potencia se incrementarán a un ritmo promedio anual de 4.9 % y 4.7 % respectivamente para los próximos 10 años, como se ven en las Figuras 5.1 y 5.2. Sin embargo, el factor de reserva para la energía y potencia bajará hasta menos del 10 % en el año 2008, aunque avance el plan actual de desarrollo de energía eléctrica. A partir del año 2009 será más notable el desequilibrio de la relación entre la demanda y el suministro, lo cual hace indispensable desarrollar fuente de energía eléctrica.

5.1.2 Pronóstico de la Demanda de Energía por el Método Macroeconómico

(1) Método de pronóstico de la demanda de energía y sus condiciones

1) Método del pronóstico

Para pronosticar la demanda de energía, se ha aplicado un método macroeconómico de pronóstico con el objetivo de cubrir la demanda de todo el país en forma integral. Este método permite obtener una línea de tendencia dentro de las demandas de un período pasado que sirva para prever la demanda a largo plazo a nivel nacional. En otras palabras, se realiza el pronóstico de demanda de energía, considerando que generalmente existe una correlación muy fuerte entre el nivel de ingresos del cliente representado por el Producto Interno Bruto (PIB) y la demanda de energía. Para obtener la correlación entre la demanda de potencia y las actividades económicas de un país correspondiente, existen métodos eficientes en uso de las 3 ecuaciones aproximadas que se detallan a continuación:

- (a) Ecuación de regresión lineal simple, la cual se aplica en caso de tener una correlación lineal entre el PIB y la demanda de potencia;
- (b) Ecuación de regresión parabólica, la cual se aplica en caso de tener una correlación cuadrática entre el PIB y la demanda de potencia;

- (c) Ecuación de regresión múltiple, la cual se aplica en caso de tener una correlación lineal entre el PIB, la población y la demanda de potencia.

Como el método más apropiado para el patrón de la demanda del país objeto de análisis dentro de las ecuaciones referidas, se ha aplicado la ecuación de regresión lineal simple.

2) Condiciones del pronóstico

- (a) PIB de los años anteriores y su previsión

Se utilizaron los datos del PIB siguientes proporcionados por CEL.

1995~2000: valores reales (promedio aproximado 3.5%)

2001~2005: valores previstos (promedio aproximado 4.2%)

Estadísticas Macroeconómicas

Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Inflación IPC (%)	11.40	7.40	1.90	4.20	4.25	4.30
Nominal PIB (MUS\$)	9,500	10,358	11,192	11,989	12,467	13,217
Crecimiento Real PIB (%)	6.40	1.80	4.00	3.50	3.40	2.00
Deflactor (base 2000) (%)	84.3	89.0	92.1	95.8	96.2	100.0

Pronóstico de los Últimos 10 años

Año	2001		2002	2003	2004	2005
Crecimiento PIB (%)	3.00	4.00	3.80	4.30	4.80	5.10
Inflación (%)	3.00	4.00	3.00	3.00	3.00	3.00

- (b) Demanda de energía de los años anteriores y previsión

Se utilizaron los datos de demanda de energía proporcionados por CEL.

1991~2000: valores reales (promedio aproximado 5 %)

2001~2011: valores previstos (promedio aproximado 5 %)

- (c) Máxima potencia

Se estimó la máxima potencia, poniendo el factor de carga de 63 a 64 % conforme a la demanda de energía prevista.

(d) Crecimiento previsto del PIB

Según la estimación hecha por el gobierno de El Salvador respecto al desarrollo a largo plazo (desde 1999 a 2000), se fijaron los valores siguientes como meta para el crecimiento de PIB:

Octavo Plan Quinquenal (de 2001 a 2005): 4.2 %;

Noveno Plan Quinquenal (de 2006 a 2011): 5.0 %.

(2) *Análisis de regresión lineal simple en uso de la correlación con PIB*

Tratando dichos valores del crecimiento previsto como datos de referencia (del nivel intermedio), se ha realizado el análisis de sensibilidad para los niveles alto y bajo dentro del rango de $\pm 1.0\%$ de los valores de referencia respectivamente. En la Figura 5.3, se muestra el resultado.

En el Apéndice 5.1 se muestra el proceso de análisis para el pronóstico de regresión lineal simple a través de la correlación con PIB.

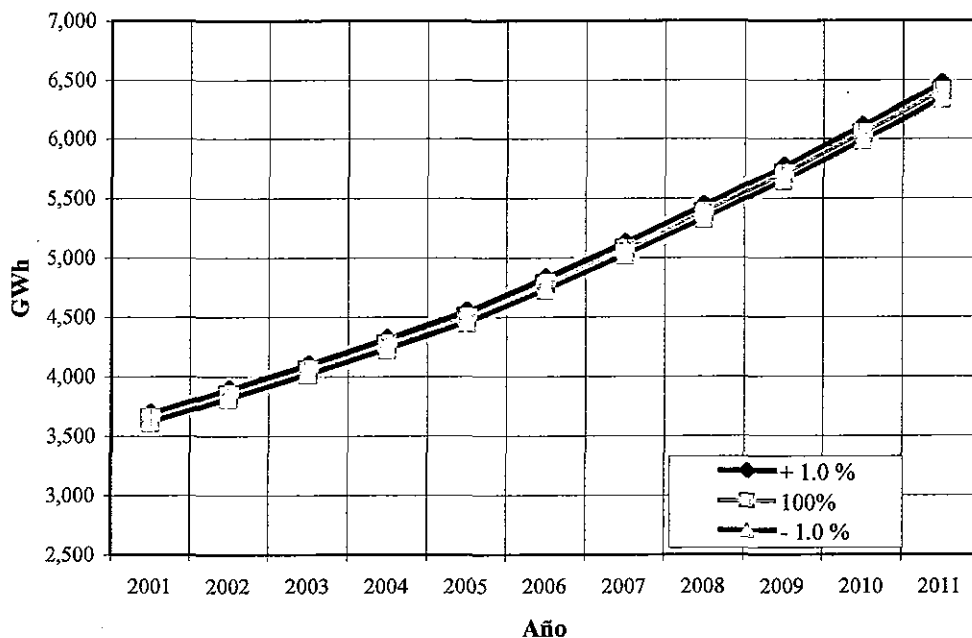


Fig. 5.3 Análisis de Sensibilidad del Pronóstico de la Demanda de Energía

5.1.3 Resultado del Pronóstico de la Demanda de Energía

Según el pronóstico realizado por CEL para la demanda de potencia, la demanda anual de energía eléctrica y la demanda de potencia máxima se incrementarán de 4,088 GWh a 6,629 GWh y de

739 MW a 1,181 MW, respectivamente durante el período entre 2001 y 2011. Los promedios anuales del incremento de dichas demandas son de 4.9 % y 4.7 %, respectivamente.

Por otro lado, como se observa en las Figuras 5.4 y 5.5, el resultado del método macroeconómico basado en la correlación con el PIB y la ecuación de regresión lineal simple, indica la evolución de energía y potencia máxima durante el mismo período con los crecimientos de 3,652 GWh a 6407 GWh y de 737 MW a 1,294 MW, respectivamente, los cuales corresponden a un promedio anual de 5.8 % de incremento.

Es decir, la estimación por el método macroeconómico de pronóstico es más baja que la proporcionada por CEL, sin embargo, ambos pronósticos coinciden notablemente en la tendencia de incremento. Por lo tanto, se considera que el pronóstico elaborado por CEL es satisfactorio y se adoptará el resultado de dicho pronóstico para el estudio del balance entre la demanda de energía y el suministro.

5.2 Plan de Suministro de Energía

(1) Plan del desarrollo de potencia

La capacidad instalada de generación eléctrica a finales de 2002, excluyendo la capacidad de instalaciones de escala pequeña (aproximadamente 26 MW), es de 1,044.2 MW, como se muestra en la Tabla 4.1. De acuerdo al plan de desarrollo de CEL, la capacidad instalada alcanzará 1,629.1 MW, como se muestra en la Tabla 5.3. En esta capacidad, está incluida la del Proyecto El Chaparral que se estima finalice en el año 2010. A continuación, se describen los planes principales de desarrollo a partir del año 2001:

1) Retiro parcial de la Central Térmica de Acajutla

La capacidad de la central térmica existente fue disminuida en 74 MW (37 x 2 unidades) en 2001.

2) Repotenciación de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre

La repotenciación de la central existente incrementó la capacidad instalada en 5 MW en una unidad en el 2001.

3) Construcción de la Central Térmica Warsila

Seis unidades de motor de combustión interna (capacidad instalada de cada una: 16 MW) fueron instaladas en Acajutla. Inició la operación en 2001.

4) Repotenciación de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre

La repotenciación de la central existente incrementó la capacidad instalada en 10 MW (5MW en dos unidades). Inició la operación en 2002.

- 5) Retiro de tres turbinas a gas de Soyapango 2 x 16.7 + 1 x 20.5 MW en el 2002
- 6) Retiro de una turbina a gas de San Miguel 1 x 25.3 MW en el 2002
- 7) Instalación de motores diesel de media velocidad en Soyapango 3 x 6 MW en 2003
- 8) Repotenciación de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande

La repotenciación de la central existente incrementó la capacidad instalada en 2 x 18.5 MW en dos unidades. Inició la operación en 2003 y 2004, respectivamente.

- 9) Construcción para el Proyecto de Central Térmica de Ateos

Serán instaladas (3) unidades de motor diesel con la capacidad instalada de 54 MW en Ateos. Iniciaré la operación en 2004.

- 10) Extensión para el Proyecto Geotérmico de Berlín

En la central geotérmica existente, estará instalada una unidad de 27.5 MW. Iniciaré la operación en 2005.

- 11) Repotenciación de la Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre

La repotenciación de la central existente incrementará la capacidad instalada en 1 x 11.7 MW en dos unidades. Iniciaré la operación en 2005.

- 12) Repotenciación de la Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre

La repotenciación de la central existente incrementará la capacidad instalada en 1 x 11.7 MW en dos unidades. Iniciaré la operación en 2006.

- 13) Construcción para el Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral

La construcción es la que se realizará por el presente proyecto y la capacidad prevista de 64.4 MW, incluyendo una turbina pequeña de 1.3 MW, será examinada en el diseño a nivel de factibilidad. El término de la construcción está previsto para 2010.

- 14) Construcción para el Proyecto Hidroeléctrico El Cimarrón

La nueva central hidroeléctrica con la capacidad de 243 MW en tres unidades está prevista para iniciar la operación comercial en 2010.

- 15) Construcción para el Proyecto Geotérmico San Vicente

La nueva central geotérmica con la capacidad de 55 MW en dos unidades (de 27.5 MW) está prevista para iniciar la operación comercial en 2013.

(2) Plan de expansión para líneas de transmisión y subestaciones

Conforme al plan de desarrollo de energía de CEL, está prevista la ejecución del plan de desarrollo de líneas de transmisión y subestaciones relacionándose con el proyecto El Chaparral en 2010. Dicho plan, junto con el proyecto SIEPAC, forma parte del proyecto principal para el desarrollo de transmisión y subestaciones a largo plazo en El Salvador. La Tabla 5.4 indica el plan de expansión para líneas de transmisión y subestaciones, cuya ejecución está prevista para el período de 2001 a 2010.

Tabla 5.4 Plan de Expansión para Líneas de Transmisión y Subestaciones

No.	Plan de Expansión	Comisión	Longitud (km)
1.	Interconexión con Honduras		
	LT: 15 de Septiembre - Pavana, 230 kV, 2 CF/1C	Jul. 2002	93
	SE: 15 de Septiembre, 230 kV, 2 bahías x 156 MVA	Jul. 2002	
2.	Proyecto SIEPAC		
	LT: Guate-Este – Ahuachapán, 230 kV, 1 CF/1C	Jul. 2007	11
	LT: Ahuachapán – Nejapa, 230 kV, 1 CF/1C	Jul. 2007	78
	LT: Nejapa – 15 de Septiembre, 230 kV, 1 CF/1C	Jul. 2007	85
	LT: 15 de Septiembre – Pavana, 230 kV, 1 CF/1C	Jul. 2007	93
	SE: Nejapa, 230/115kV, 2 bahías x 156 MVA	Jul. 2007	
3.	Refuerzos Internos de Transmisión		
	LT: Ahuachapán – Nejapa,, 230 kV, 1 CF/1C	Jul. 2007	93
	LT: Nejapa – 15 de Septiembre, 230 kV, 1 CF/1C	Jul. 2007	95
4.	Proyecto El Chaparral		
	LT: El Chaparral – 15 de Septiembre, 115 kV, 1 CF/1C	Dic. 2009	43
	SE: El Chaparral, 115 kV	Dic. 2009	
	SE: 15 de Septiembre, 115kV	Dic. 2009	
5.	Condensador de Compensación de Voltaje		
	SE: Nejapa, 115/46 kV, 1 Banco x 10.8 MVAR	Sep. 2006	
	SE: Ateos, 115/46 kV, 2 Bancos x 10.8 MVAR	Sep. 2006	
	SE: Ozatlán, 115/46 kV, 3 Bancos x 10.8 MVAR	Sep. 2006	

Nota: LT / SE : Línea de Transmisión / Subestación

1C: 1 Circuito

1CF/2CF: Un Circuito - Fase / Doble Circuito - Fase

5.3 Balance entre la Demanda de Potencia y el Suministro

La Tabla 5.5 indica el balance entre la demanda de energía y el suministro en El Salvador durante el período entre 1996 y 2002. Como se observa en la referida Tabla, la demanda se satisface por la energía importada de otro país, además de la energía producida por las centrales existentes hidroeléctricas y térmicas (incluyendo las geotérmicas). La energía ha sido generada y suministrada, manteniendo el factor de reserva en 15 % promedio en los últimos 5 años. A partir de 1999, se observa el incremento de la energía importada de Guatemala y también el incremento de la energía suministrada por los Productores Independientes de Energía Eléctrica (IPP por siglas en inglés).

Tabla 5.5 Balance de Demanda de Energía y Suministro (1998 a 2002)

ITEM	(Unidad: GWh)					
	Año	1998	1999	2000	2001	2002
1) Energía generada						
a) Centrales hidroeléctricas		1,565.79	1,766.59	1,175.19	1,163.80	1,139.07
b) Centrales térmicas		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) Energía consumida en la central (%)		-68.76 (-1.8%)	-5.05* ³ (-0.2%)	-4.77* ³ (-0.1 %)	-12.08* ³ (-0.31%)	-12.11* ³ (-0.29%)
3) Energía enviada (1 – 2)		3,737.19	3,645.56	3,377.09	3,865.46	4,088.24
4) Energía recibida de las generadoras de distribución		-	-	52.10	5.60	2.10
5) Energía recibida de otros países		60.68	458.20	807.70	352.80	434.60
6) Energía controlada en el sistema (3 + 4 + 5)		3,737.87	4,103.76	4,236.89	4,223.86	4,524.94
7) Energía exportada a otros países		-22.72	-207.79	-111.70	-43.80	-50.70
8) Pérdida de energía en el sistema (%)		-88.79 (-2.4%)* ¹	-116.37 (-2.8%)* ¹	-141.86 (-3.4%)* ¹	-106.80 (-2.7%)* ¹	-94.70 (-2.2%)* ¹
Total venta (6 – 7 – 8)		3,686.36* ²	3,779.60* ²	3,983.33* ²	4,073.26* ²	4,379.54* ²

Nota: 1*: Pérdidas de transmisión solamente.

2*: Venta de energía a demanda terminal.

3*: Consumo de potencia en centrales de CEL solamente.

La Tabla 5.1 y las Figuras 5.1 y 5.2 representan los resultados de la proyección de demanda de potencia y energía calculado por CEL. Conforme a dichos resultados, después de 2009 se estará en una situación severa de balance entre la demanda y suministro de potencia y energía, debido a que el factor de reserva bajará a valores de 10 % en potencia y energía en 2008. Por consiguiente, se necesitará un nuevo desarrollo de fuente de energía para los años posteriores a 2008, incluyendo la inyección del proyecto El Chaparral.

Para satisfacer la demanda creciente, existen unas alternativas, tales como nuevo desarrollo de centrales térmicas por parte del sector privado y la importación de energía de otros países, además del nuevo desarrollo hidroeléctrico por parte de CEL como el presente proyecto, sin embargo el desarrollo de generación eléctrica por el sector privado tendrá ciertas desventajas, si se consideran los siguientes puntos:

- Es necesario colaborar en la política energética de El Salvador, tales como la confrontación contra problemas medioambientales y el desarrollo y promoción de energías alternativas distinta de petróleo.
- Es necesario disponer de fuentes de energía ajustables para la variación de carga y se requiere una respuesta rápida contra las variaciones de frecuencia y fallas en el sistema eléctrico.

Por otro lado, se prevé la comercialización de la energía eléctrica con los países vecinos además de Guatemala, después de completarse la ejecución del proyecto SIEPAC, sin embargo el SIEPAC no podrá ser una fuente de energía más ventajosa que el desarrollo hidroeléctrico nacional, si no se aclaran las condiciones siguientes:

- Primeramente, deberá ser más barato el costo unitario de la energía importada que el costo de la energía de generación nacional. En caso de que se importe, la energía importada será inyectada para la carga en base y la energía de las centrales hidroeléctricas domésticas para la carga en punta, elevando el nivel de confiabilidad para el suministro.
- En caso de que el costo de la energía importada sea más elevado, se dirigirá a la carga en punta, lo cual exige mantener una alta confiabilidad en el suministro de energía.

Desde el punto de vista del balance entre la demanda de energía y suministro, el presente proyecto de desarrollo hidroeléctrico tendrá un valor muy significativo para asegurar una fuente de energía eléctrica confiable, dentro de la situación en la que tenemos que enfrentarnos con: la necesidad de lograr fuentes de energía sin petróleo en los problemas medioambientales de CO₂ a nivel mundial, la desregulación de la energía eléctrica y la comercialización de energía mediante el SIEPAC.

5.4 Fecha de Puesta en Marcha de la Central El Chaparral

Conforme al resultado del pronóstico de la demanda de energía para los próximos 10 años y el examen del plan de suministro, la puesta en marcha de la Central El Chaparral deberá realizarse después del año 2010 para asegurar el suministro estable de energía con el factor de reserva apropiado y es lo que se desea con muchas expectativas.

Tabla 5.1 Tendencia de la Demanda de Energía y Potencia

Año	Demanda Energía (GWh)	Demanda Pico (MW)	Disponibilidad Energía (GWh)	Disponibilidad Pico (MW)	Excedente (GWh)	Excedente (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%)
Promedio	5.086	913	5.922	1.063	836 (16%)	151 (16%)

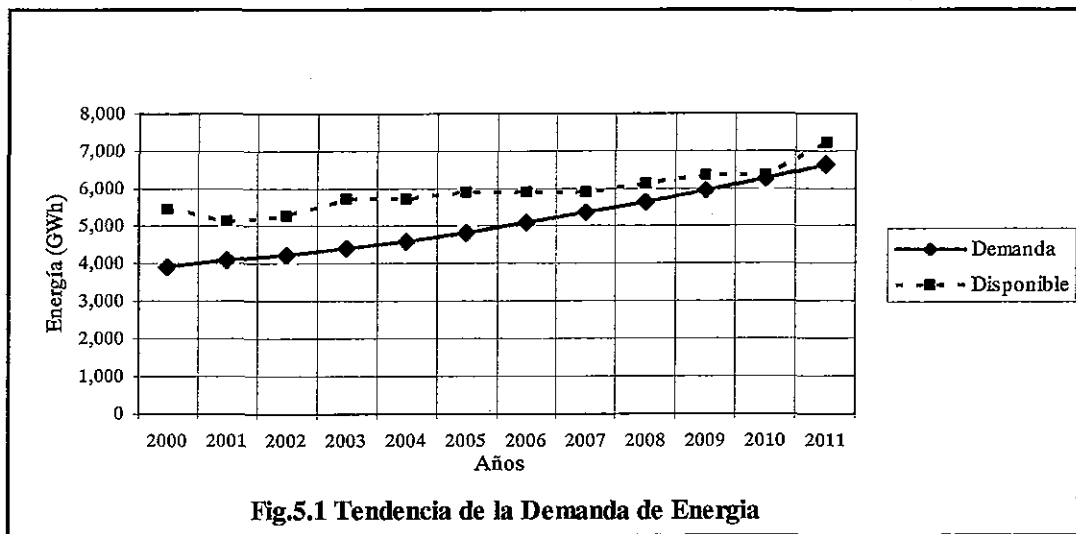


Fig.5.1 Tendencia de la Demanda de Energía

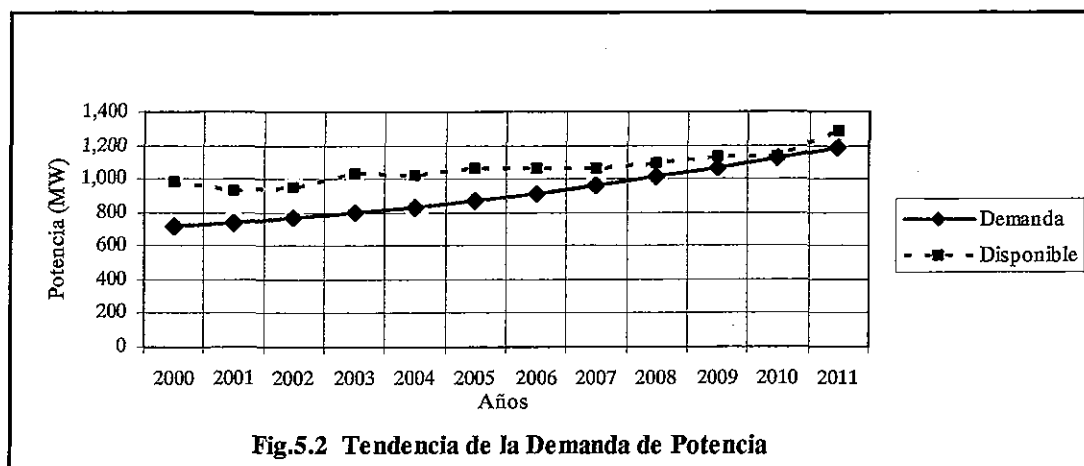


Fig.5.2 Tendencia de la Demanda de Potencia

Tabla 5.2 Tendencia de la Demanda de Energía y Potencia
(Ecuación de Regresión Lineal Simple)

Año	Demanda Energía (GWh)	Demanda Pico (MW)	Disponibilidad Energía (GWh)	Disponibilidad Pico (MW)	Excedente (GWh) (%)	Excedente (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
Promedio	4.886	986	5.966	1.070	24	10

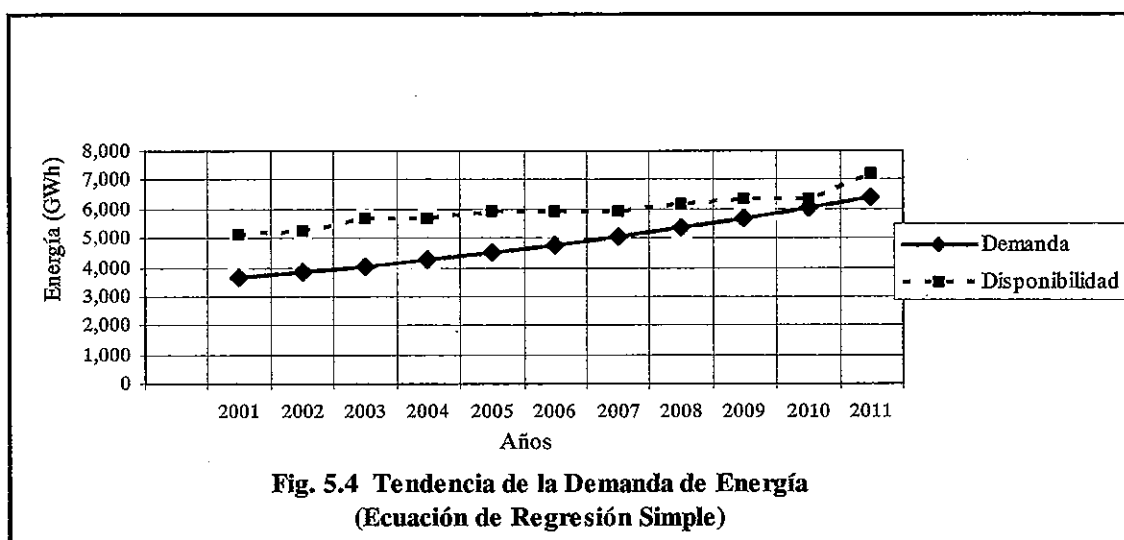


Fig. 5.4 Tendencia de la Demanda de Energía
(Ecuación de Regresión Simple)

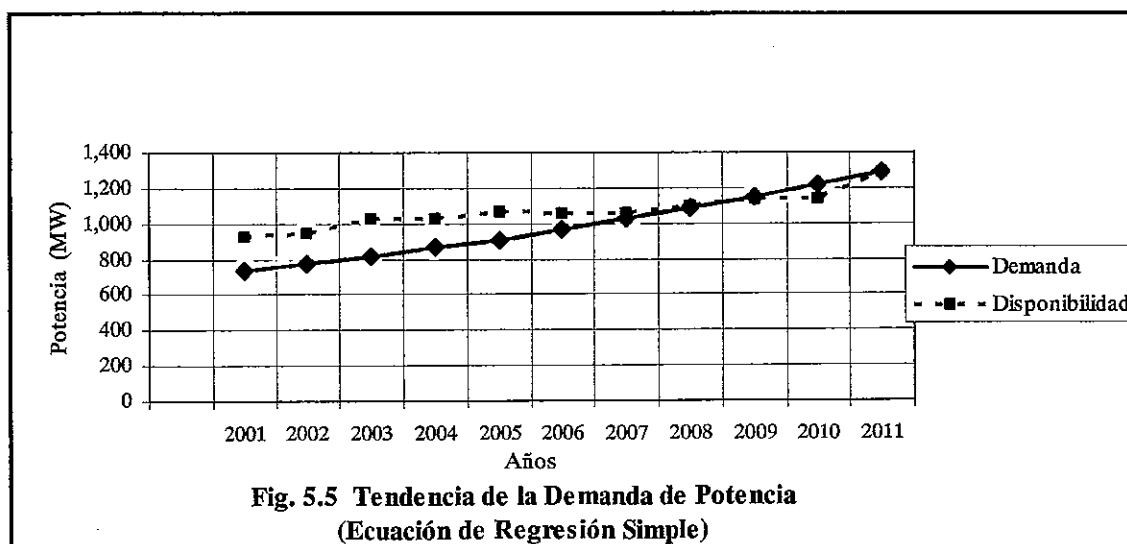


Fig. 5.5 Tendencia de la Demanda de Potencia
(Ecuación de Regresión Simple)

Tabla 5.3 Plan de Expansión

Año de Operación Comercial	Nombre de los Proyectos	Unidad (No.) x (MW)	Capacidad Total Instalada (MW)
2000	Capacidad Instalada	Total	1147.7
2001	Remoción de unidades 3 y 4 de la Planta Térmica Acajutla	-2 x 37	-74
	Instalación de 6 unidades Warsila Diesel 16 MW en Acajutla	6 x 16	96
2002	Repotenciación en 5 MW de la Central 5 de Noviembre	1 x 5	5
	Repotenciación en 10 MW de la Central 5 de Noviembre	2 x 5	10
	Remoción de unidades 1, 2 y 3 de la Planta Térmica Soyapango	-2 x 16.7, -1 x 20.5	-53.9
	Remoción de unidad 1 de la Planta Térmica San Miguel	-1 x 25.3	-25.3
2003	Repotenciación en 18.5 MW de la Central Cerrón Grande	1 x 18.5	18.5
	Instalación de 3 unidades Warsila Diesel 6 MW en Soyapango	3 x 6	18
2004	Repotenciación en 18.5 MW de la Central Cerrón Grande	1 x 18.5	18.5
	Instalación de 54 MW de una planta térmica con Motores Diesel	3 x 18	54
2005	Instalación de una unidad de 27.5 MW en la Central Geotérmica de Berlín	1 x 27.5	27.5
	Repotenciación en 11.7 MW de la Central 15 de Septiembre	1 x 11.7	11.7
2006	Repotenciación en 11.7 MW de la Central 15 de Septiembre	1 x 11.7	11.7
2007			
2008			
2009			
2010	Central Hidroeléctrica El Chaparral	1 x 64.4 + 1 x 1.3	65.7
2011	Central Hidroeléctrica El Cimarrón	3 x 81	243
2012			
2013	Central Geotérmica San Vicente	2 x 27.5	55
	Total		1,629.1

Fuente: Preparado por CEL excepto C.H. El Chaparral

Notas:

- 1) La línea de interconexión El Salvador-Honduras fue operada desde Julio, 2002.
- 2) La línea de interconexión SIEPAC entrará en operación en Enero del 2007.
- 3) Escenario de Demanda Media (2000-2004: 3.83%, 2005-2009: 5.78%, 2010-2014: 5.32%)

6. *METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA*

CONTENIDO

6.	Meteorología e Hidrología	6-1
6.1	Generalidades	6-1
6.1.1	Topografía y Geología	6-1
6.1.2	Meteorología e Hidrología.....	6-1
6.2	Observación Meteorológica e Hidrológica.....	6-2
6.3	Caudal en el Sitio del Proyecto.....	6-2
6.3.1	Necesidad de Construir una Nueva Estación Hidrométrica	6-2
6.3.2	Verificación de los Datos de Caudales de la Estación Osicala	6-3
6.3.3	Cálculo de Caudales Mensuales mediante el Método Modelo de Tanque...6-6	
6.3.4	Caudal en el Sitio del Proyecto.....	6-8
6.4	Crecidas del Sitio del Proyecto.....	6-9
6.4.1	Crecida Máxima Probable (CMP)	6-9
6.4.2	Crecidas Frecuenciales	6-13
6.5	Sedimentación	6-15
6.5.1	Estimación de Sedimentos.....	6-15
6.5.2	Perfil de Sedimentación y Cálculo de Remanso en Crecida.....	6-17

6. Meteorología e Hidrología

6.1 Generalidades

6.1.1 Topografía y Geología

La topografía de la cuenca del río Torola se caracteriza por cerros suaves en la zona cerca de la confluencia con el río Lempa y por pendientes escarpadas y escabrosas en la zona del nacimiento del río. El relieve máximo en la cuenca es aproximadamente 1,900 metros sobre el nivel del mar (msnm) cerca del nacimiento del río en Honduras y la elevación mínima es alrededor de los 60 msnm en la confluencia con el río Lempa.

Como características geológicas, la mayor parte de la cuenca está formada por rocas volcánicas y rocas piroclásticas de la era cenozoica y se puede considerar que no se encuentra mucha diferencia desde el punto de vista de la esorrentía pluvial. Con respecto a la vegetación, también se puede considerar que no existe mucha diferencia desde el punto de vista de la esorrentía pluvial, debido a que se ve imparcial la distribución de los bosques, parcelas de cultivo y pastos.

6.1.2 Meteorología e Hidrología

El sitio del proyecto se encuentra en una zona que tiene la precipitación anual muy abundante dentro de El Salvador y tiene dos estaciones de clima. Una es la estación seca de noviembre a abril y otra es la estación húmeda de mayo a octubre. En los meses de poca precipitación de diciembre a febrero, casi no llueve y en los meses de mucha lluvia, junio y septiembre, alcanza una precipitación de 300 a 500 milímetros por mes, debido a la precipitación orográfica provocada por los vientos alisios del Océano Pacífico y las pendientes topográficas dirigidas hacia el norte que forman la cuenca. La precipitación anual de la cuenca varía de 1,200 a 2,900 milímetros. Las Figuras 6.1 y 6.2 indican la variación de la precipitación anual y el mapa de isoyetas.

Las lluvias torrenciales que provocan inundaciones en la cuenca son causadas por huracanes del Mar Caribe, siendo la precipitación no topográfica. La mayoría de los huracanes que afectan a El Salvador se originan en el Mar Caribe y entran en la tierra por Honduras y Guatemala. Dichos huracanes no se acercan a El Salvador, cambiando de rumbo hacia el norte antes de llegar al país. Además, los pocos que se acercan al país son nada menos que tormentas tropicales de poca intensidad.

La temperatura no varía mucho durante todo el año. La temperatura media diaria de la zona plana (unos 250 msnm) es de 25°C a 30°C y la de la zona montañosa (unos 1,200 msnm) es de 19°C a 23°C.

6.2 Observación Meteorológica e Hidrológica

El sitio del proyecto está ubicado en el tramo medio y bajo del río Torola. Dentro y cerca de la cuenca hidrográfica se encuentran estaciones meteorológicas y una estación hidrométrica Osicala, como se muestran en la Figura 6.3. Están indicados en la Tabla 6.1 los tipos de datos principales y el período de almacenamiento de datos registrados de dichas estaciones.

Para los períodos que no tienen datos registrados en cada estación, se habían complementado los datos de la precipitación mensual en base a la correlación entre las estaciones. Por lo tanto, están preparados los datos de la precipitación mensual para el período comprendido entre enero de 1942 y diciembre de 1997.

Con respecto al caudal del río Torola, los datos se registran en la estación hidrométrica Osicala, ubicada a aguas arriba del sitio del proyecto. Existen los datos registrados para el período comprendido entre febrero de 1962 y abril de 1980, y además volvió a realizarse el registro en la estación renovada a partir de agosto de 1998.

El monitoreo de sedimentos suspendidos se realizó en la estación hidrométrica Osicala durante el período de 1969 a 1980, y posteriormente a partir de 1998 volvió a realizarse.

En el Apéndice 6.1, Apéndice 6.2 y Apéndice 6.3, se representan los datos registrados de la precipitación mensual de cada estación, promedio mensual de los caudales registrados y datos registrados de sedimentos suspendidos, respectivamente.

6.3 Caudal en el Sitio del Proyecto

6.3.1 Necesidad de Construir una Nueva Estación Hidrométrica

Para calcular el caudal del sitio del proyecto, se han utilizado básicamente los registros anteriormente mencionados de la estación existente Osicala. En este inciso, se describe el análisis hecho para la aplicabilidad de dichos registros y también necesidad de construir una nueva estación muy cerca del sitio potencial para construir la presa del proyecto. Hemos llegado a la conclusión de que no existen necesidades de construir una nueva estación hidrométrica por las razones siguientes:

- (1) La estación Osicala está situada aguas arriba del sitio del proyecto dentro del mismo río.
- (2) Las áreas de drenaje correspondientes a la estación Osicala y al sitio del proyecto tienen condiciones parecidas en cuanto a la geología y vegetación. (Fig. 6.4 y Fig. 6.5)

- (3) No existe mucha diferencia entre las áreas de drenaje de la estación Osicala y el sitio del proyecto.
- (4) Generalmente, si las condiciones de (1), (2) y (3) se cumplen, será posible realizar el cálculo de caudal en el sitio del proyecto, simplemente aplicando la relación de superficie entre sus cuencas al caudal registrado en la estación Osicala.
- (5) Dentro del área de drenaje que corresponde al sitio del proyecto, existen aproximadamente 20 estaciones pluviométricas. Los registros de estas estaciones permitirán mejorar la precisión del cálculo de caudal en el sitio del proyecto basado en los caudales de la estación hidrométrica existente mencionada.
- (6) A pesar de que con respecto a las características de escorrentía existan diferencias entre el área de drenaje de la estación hidrométrica existente y el área del proyecto, tal como retardo de tiempo con la misma precipitación, parece que esto no tendrá casi ninguna influencia sobre la energía eléctrica que genere la central del proyecto, debido a que esta tendrá un embalse de regulación que sirva para controlar el caudal según condiciones estacionales.

6.3.2 Verificación de los Datos de Caudales de la Estación Osicala

En nueve estaciones pluviométricas (5204, U-070, Z-03, Z-04, Z-05, Z-07, Z-08, Z-12, Z-13), se han almacenado los registros de la precipitación mensual para el período comprendido entre enero de 1942 y diciembre de 2000.

Para completar una serie de datos que faltaban, se hizo el cálculo para ciertos períodos, en base a la correlación con otras estaciones pluviométricas cercanas que registraban datos de las mismas características. En el Apéndice 6.4 se representan las precipitaciones mensuales de cada estación pluviométrica y el promedio mensual de la precipitación del área de drenaje de Osicala del período de enero de 1942 a diciembre de 2000. El promedio mensual de la precipitación del área de drenaje se calculó mediante el método Thiessen, utilizando los datos registrados en las 9 estaciones desde enero de 1942 a diciembre de 2000.

Para complementar los datos de caudal en el sitio del proyecto, además de utilizar los datos de medición, se complementaron los registros con los valores calculados en uso de la correlación entre la precipitación mensual y el caudal mensual. Además, se verificaron los siguientes puntos:

(1) Verificación y corrección de datos de caudales

1) Verificación de datos de caudales

En cuanto al caudal mensual de la estación Osicala, existen datos registrados del período de febrero de 1962 hasta abril de 1980 y también de agosto de 1998 a diciembre de 2000. Se realizó la verificación de dichos datos.

En la Figura 6.6, se representa la curva de doble masa para la precipitación mensual y el caudal mensual de la estación Osicala durante el período de 1962 a 1980. La precipitación mensual que se indica es el promedio de las precipitaciones del área de drenaje calculado mediante el método Thiessen en uso de los registros de las nueve estaciones pluviométricas (5204, U-070, Z-03, Z-04, Z-05, Z-07, Z-08, Z-12, Z-13) descritas en el Estudio de Prefactibilidad. Según se observa en la Figura 6.6, se ve un punto de variación del gradiente en 1968 en la curva de doble masa, lo cual representa que uno de los dos, datos de precipitación o datos del caudal, no es una información homogénea antes del año 1968 o después del 1969.

Con el fin de averiguar cuál de los dos, datos de precipitación o el caudal, tiene datos heterogéneos y también con el fin de estudiar la relación con el caudal de la estación hidrométrica 0101, además de la curva de doble masa entre la lluvia y el caudal en Osicala, se elaboraron las dos curvas de doble masa siguientes:

- Curva entre la precipitación mensual y el caudal mensual de la estación 0101 (Fig. 6.7)
- Curva entre el caudal mensual de la estación Osicala y el caudal mensual de la estación 0101 (Fig. 6.8)

La estación 0101 se seleccionó con las siguientes razones:

- Es una estación que está ubicada en el Río Grande de San Miguel y en la cercanía de la cuenca del río Torola.
- Tiene datos registrados mensuales de flujo de agua antes y después de 1968.
- No existen presas en el tramo superior y la escorrentía no sufre ninguna intervención artificial.
- El área de drenaje que le corresponde es de 1,074 km² y es una extensión no muy diferente que el área de drenaje de la estación Osicala, 862 km².

Resulta que las dos curvas de doble masa que incluyen el caudal de Osicala tienen un punto de variación del gradiente en 1968 y otra curva entre el caudal de la estación 0101

y la precipitación no tiene variación del gradiente en 1968. Por lo tanto, se consideró que los datos del caudal de Osicala no son homogéneos.

Después, con el fin de averiguar cuáles son datos heterogéneos de la estación Osicala, datos anteriores de 1968 o datos posteriores a 1969, se elaboró una curva de doble masa entre la lluvia y el caudal de Osicala (Fig. 6.9), utilizando los datos de caudales de 1998 a 2000 además de los datos del período de 1962 a 1980. Para la elaboración de dicha curva, se aplicaron los datos de lluvia de la estación pluviométrica Z-13. Con respecto a las precipitaciones del período de 1998 a 2000, se preparó la curva de doble masa solamente de la época de lluvia, utilizando los datos de precipitación de la época húmeda de mayo a octubre. Según se observa en la Figura 6.9, son similares el gradiente posterior a 1998 y el gradiente posterior a 1969, lo cual permite considerar que los datos anteriores a 1968 son heterogéneos.

2) Corrección de los datos heterogéneos de caudales

En base al resultado anterior de la verificación de caudales mediante curvas de doble masa, se realizó la corrección de los datos heterogéneos de caudales en la forma siguiente:

- Calcular los gradientes de la curva de doble masa, anterior y posterior del punto de variación en la Figura 6.6.
- Multiplicar los datos de caudal anteriores del punto de variación por la constante siguiente y corregir el gradiente anterior del punto de variación para que sea igual que el gradiente posterior del punto.

$$\text{Constante} = (\text{gradiente posterior del punto}) / (\text{gradiente anterior del punto}) = 0.73$$

(2) Verificación de la correlación entre el caudal y la precipitación

La Figura 6.10 representa la correlación entre la lluvia y caudal de Osicala en las épocas húmeda y seca del período de 1962 a 1980. Las Figuras 6.11 y 6.12 indican la correlación de la lluvia y caudal de Osicala en la época húmeda del período de 1962 a 1980 y la correlación de la lluvia y caudal de Osicala en la estación seca del período de 1962 a 1980. Los coeficientes de dichas correlaciones son valores relativamente bajos, tales como 0.697, 0.581 y 0.164. Por estas condiciones, se consideró que el cálculo de caudal en Osicala basado en las correlaciones no se podría evaluar en forma precisa, debido, sobre todo, a que los caudales de la época seca presentan *mucha dispersión*.

6.3.3 Cálculo de Caudales Mensuales mediante el Método Modelo de Tanque

Como se ha mencionado anteriormente, se han identificado problemas sobre la precisión en el cálculo de caudal del sitio de proyecto en uso de la correlación. Por lo tanto, en lugar del procedimiento del cálculo anterior se analizó la aplicación del “método Modelo de Tanque” para conseguir los datos de caudal.

(1) Análisis de escorrentía en el método Modelo de Tanque

El Modelo de Tanque es un método desarrollado en 1968 por un japonés, Dr. Masami Sugawara, para calcular la escorrentía y consiste en una combinación de tanques de almacenamiento, simulando el mecanismo de escorrentía. Es decir, la cuenca está simulada por una serie de recipientes (tanques) que tienen agujeros en sus costados. El agua como lluvia se vierte en el recipiente superior. El segundo recipiente y otros más inferiores reciben el agua que cae de un recipiente superior por su agujero de fondo. Una parte de agua de cada recipiente sale por el agujero de costado y otra parte cae en el recipiente inferior por el agujero de fondo. La suma de aguas que salen de todos los recipientes por los agujeros de costado corresponde al caudal de río. La Figura 6.13 es un diagrama conceptual del Modelo de Tanque que reemplaza el mecanismo de acuífero del área de drenaje y la Figura 6.14 indica el procedimiento analítico de escorrentía en el Modelo.

(2) Procedimiento analítico de escorrentía

1) Elaboración del modelo de escorrentía

El modelo de escorrentía que consiste en el Modelo de Tanque se configura por una combinación de tanques y un coeficiente de escorrentía del agujero de cada tanque que correspondan a las características de escorrentía de la cuenca. Dichas características se obtienen haciendo coincidir los caudales mensuales calculados en el Modelo con los caudales mensuales medidos incluyendo las formas del hidrograma.

2) Condiciones del cálculo

(a) Período objeto del cálculo

Con el fin de configurar el modelo, se utilizaron los datos registrados de la precipitación mensual y caudales mensuales y también datos de evapotranspiración del período de enero de 1970 a diciembre de 1975. Se utilizaron los datos de dicho período con las siguientes razones:

- Es un período en el que existen los datos registrados de largo tiempo en forma continua para las precipitaciones mensuales y caudales mensuales.
- Los años de abundancia de agua y de estiaje están incluidos en este período.

(b) Promedio mensual de evapotranspiración.

El promedio mensual de evapotranspiración se consiguió en la forma siguiente:

- En base a “*Potential Evapotranspiration in El Salvador, August 1985*”, se evaluó la evapotranspiración potencial mediante la Fórmula Penmann y se consiguió el valor 1,500 mm como la evapotranspiración potencial media anual de la cuenca.
- Se supuso que la evapotranspiración potencial mensual de Santiago de María (1,457 mm de evapotranspiración potencial anual) que está ubicada dentro de la cuenca del río Corola es igual que la evapotranspiración potencial mensual de la cuenca.
- La Tabla 6.2 indica la precipitación media mensual (PMM) y evapotranspiración potencial mensual (EPM) de la cuenca del río Torola. Si PMM es menor que EPM, se considera que las lluvias se evaporan por falta del suministro de aguas. Si PMM es mayor que la EPM, se considera que la cantidad de lluvia que corresponde a la evapotranspiración potencial se evapora ya que existe suficiente suministro de aguas. En la Tabla 6.2 se muestra el cálculo de la evapotranspiración mensual, donde se observa que el valor de evapotranspiración anual es de 873 mm.
- La evapotranspiración media anual que se calculó como diferencia entre la precipitación anual y la escorrentía anual para el período de enero de 1962 a diciembre de 1979 es de 901 mm y casi coincide con la evapotranspiración anual anterior de 873 mm. Por consiguiente, el cálculo de la evapotranspiración resulta razonable.

Tabla 6.2 Evapotranspiración Mensual

(unidad: mm)

	Precipitación Mensual A	Evapotranspiración Potencial Mensual B	Evapotranspiración Mensual Mínima (A,B)
Enero	3	122	3
Febrero	3	123	3
Marzo	24	149	24
Abril	70	144	70
Mayo	272	131	131
Junio	374	113	113
Julio	220	134	134
Agosto	272	131	131
Septiembre	419	95	95
Octubre	287	108	108
Noviembre	56	99	56
Diciembre	5	108	5
Total	2,005	1,457	873

(3) Resultado del cálculo**1) Pertinencia del modelo de escorrentía**

La Figura 6.15 representa los caudales mensuales registrados y los calculados. Además la correlación entre los caudales mensuales registrados y los calculados se representa en la Figura 6.16. El coeficiente de correlación entre dichos caudales es $R^2 = 0.854$ y se entiende que el simulador configurado reproduce las características de escorrentía de la cuenca en forma relativamente aceptable.

6.3.4 Caudal en el Sitio del Proyecto

En el modelo preparado se ingresaron los datos de la precipitación mensual y evapotranspiración media mensual del período de enero de 1942 a diciembre de 2000 para calcular los caudales mensuales de la estación Osicala del mismo período, a pesar de que se adoptaron los datos registrados, en caso de tenerlos disponibles.

El caudal del sitio del proyecto se calculó en base al caudal de Osicala obtenido en el procedimiento mencionado anteriormente, teniendo en cuenta la superficie y precipitación de las áreas de drenaje correspondientes. En la Tabla 6.3, se muestran las superficies y precipitaciones de las áreas que se aplicaron al cálculo de los caudales en los sitios del proyecto.

Tabla 6.3 Área de Drenaje y Precipitación Anual para Cuencas

	Área de Drenaje (km ²)	Precipitación Anual para Cuencas (mm)
Osicala	862	2,005
La Honda	1,065	2,169
El Chaparral	1,233	2,145

Los caudales de Osicala y de los sitios del proyecto se indican en el Apéndice 6.6. Además, las curvas de duración de caudales para Osicala y los sitios del proyecto se muestran en las Figuras 6.17 y 6.18. Los caudales medios mensuales de Osicala y de los sitios del proyecto se indican en la Tabla 6.4 y Figura 6.19. En la Tabla 6.4, se muestran los caudales del 95 % de probabilidad para Osicala y los sitios del proyecto.

Tabla 6.4 Caudal Medio Mensual y Caudal de 95% Probabilidad

(Unidad: m³/s)

	Osicala	La Honda	El Chaparral
Enero	3.2	4.2	5.0
Febrero	2.5	3.3	3.8
Marzo	3.5	4.7	5.4
Abril	5.3	7.1	8.1
Mayo	27.8	37.2	42.6
Junio	61.9	82.7	94.7
Julio	36.0	48.1	55.0
Agosto	40.0	53.5	61.2
Septiembre	94.9	126.8	145.2
Octubre	68.8	91.9	105.2
Noviembre	19.9	26.6	30.5
Diciembre	5.7	7.6	8.8
Total	30.9	41.2	47.2
95%	1.4	1.8	2.0

6.4 Crecidas del Sitio del Proyecto

6.4.1 Crecida Máxima Probable (CMP)

Para el diseño de presa, si se considera la importancia socioeconómica del presente proyecto, lo pertinente será aplicar la crecida máxima probable (CMP). La CMP se define como crecida máxima que puede ocurrir en cierta área. La CMP se calcula en el siguiente procedimiento:

(1) Crecida máxima probable (CMP)

- Cálculo de la precipitación máxima probable (PMP)
- Elaboración del hidrograma unitario
- Cálculo de la CMP

1) Precipitación máxima probable (PMP)

La PMP se clasifica principalmente en dos tipos: precipitación de tipo orográfico y precipitación de tipo no orográfico. Las inundaciones que se ocurren en los sitios del Proyecto son de precipitaciones de tipo no orográfico provocadas por huracanes del Mar Caribe. Para calcular la PMP se utilizaron dos modelos.

a) Modelo de Huracán

El Modelo de Huracán fue desarrollado en 1968 por el Servicio Meteorológico Nacional (NWS) de los Estados Unidos y es un modelo que permite calcular la precipitación secuencial del área del proyecto durante el período del traspaso de huracán en el área, en base a la distribución concéntrica estimada de precipitaciones alrededor del centro de huracán y su velocidad estimada.

A continuación se indican las características de los huracanes que se acercaron a El Salvador, basadas en los datos de la NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*).

- No existe ningún huracán registrado que haya azotado directamente El Salvador durante el período de 1921 a 2001 y se han registrado 4 huracanes que se acercaron a la frontera con El Salvador (en 1934, 1935, 1988 y 1998).
- Dentro de dichos 4 huracanes, el que se acercó más a la cuenca del río Torola es el huracán Mitch de octubre – noviembre de 1998.
- Los huracanes que se acercan a El Salvador ya no tienen una fuerza propia de huracanes, sino la de una tormenta tropical.
- Los huracanes que se acercaron a El Salvador durante el período establecido, se han desplazado a una velocidad relativamente baja de 10 a 25 kilómetros por hora.

Teniendo en cuenta lo anterior, suponemos un huracán que tenga las siguientes condiciones para calcular la PMP de la cuenca del proyecto.

- En la Figura 6.20 se representa la trayectoria del huracán modelo. El Salvador nunca ha sufrido el azotamiento directo de huracanes, por lo tanto, la trayectoria

mostrada se consiguió trasladando la trayectoria real del Huracán Mitch de 1998 hacia la frontera.

- En cuanto a la magnitud del huracán modelo, considerando el hecho de que los huracanes que se acercaron a El Salvador solo tenían una magnitud de tormentas tropicales y además, el Huracán Mitch tuvo unos 950 hectopascal en su centro terrestre, cuando se convirtió en tormenta tropical, suponemos una magnitud de 950 hectopascal de centro terrestre.
- Como velocidad del huracán modelo, ponemos 8 kilómetros por hora, considerando la velocidad de varios huracanes que pasaron en las cercanías de El Salvador.

A continuación se describen las condiciones para calcular la PMP, utilizando el huracán modelo mencionado:

- En la cuenca del río Torola, se establecieron cuadrículas con 5 kilómetros por lado de norte a sur. Se fijó una hora como el intervalo de tiempo para computar las precipitaciones en pasos sucesivos.
- Como el factor del ajuste de viento (*Wind Adjustment*), se fijó 0.6 de acuerdo al informe de NWS, elaborado en 1968, "*Preliminary Memorandum HUR 7-79 and Memorandum HUR 7-79A*".
- Como el factor del ajuste de temperatura oceánica (*Ocean Temperature Adjustment*), se fijó 1.0. Esto se debe a que en los meses de julio a septiembre, cuando se originan huracanes frecuentemente, existen registros que indican que son casi iguales las temperaturas de agua entre el Mar Caribe y la zona del Océano Pacífico que está cerca de El Salvador.
- Como el factor del ajuste orográfico (*Orographic Adjustment*), se fijó 1.3. Este valor proviene de la relación de precipitaciones anuales entre la cuenca del río Torola y las cercanías de la costa de El Salvador: $2,150 \text{ mm} / 1,700 \text{ mm} = 1.26 \approx 1.3$.

De acuerdo a lo anterior, multiplicando la precipitación obtenida mediante el Modelo de Huracán por el coeficiente ($0.6 \times 1.0 \times 1.3 = 0.78$), se calculó la PMP de los sitios del proyecto.

En la Figura 6.21 se muestra la PMP en El Chaparral. La PMP de 24 horas de La Honda, La Honda (alternativa de aguas arriba) y El Chaparral son 502 mm, 502 mm y 486 mm, respectivamente.

b) Cálculo de la PMP mediante el método de Hershfield

Con el fin de verificar la PMP obtenida por el modelo de huracán, se realizó el cálculo mediante el método de Hershfield.

El método de Hershfield es un método desarrollado por el Dr. Hershfield, lo cual permite calcular el volumen de la precipitación de 24 horas de la PMP en base a los datos históricos de precipitación máxima anual de 24 horas de duración. La PMP se calculó utilizando los datos de la estación pluviométrica Z-05 que tiene datos de precipitación de 24 horas de un período relativamente largo. Resultó que la PMP de 24 horas calculada por el método de Hershfield es de 477 mm, siendo casi igual que la PMP del modelo de huracán. El procedimiento y resultados del cálculo se indican en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5 PMP Calculado por Método Hershfield

Promedio de serie anual de máxima precipitación observada: X_n	104.2 mm
Promedio de serie anual de máxima precipitación observada excepto la máxima: $X_n - m$	99.8 mm
Desviación estándar de serie anual de máxima precipitación observada: S_n	29.45
Desviación estándar de serie anual de máxima precipitación observada excepto la máxima: $S_n - m$	24.07
Período de registro	17 años
$X_n - m/X_n$	0.9578
$S_n - m/S_n$	0.8173
Ajuste de promedio de serie anual de máxima precipitación observada	1.01
Ajuste de promedio de precipitación anual para longitud de registro	1.03
Ajuste para desviación estándar de serie anual de máxima precipitación observada	0.973
Ajuste para desviación estándar de precipitación anual para período de registros	1.12
Promedio de serie anual de máxima precipitación registrada después de ajuste	103.8 mm
Desviación estándar de serie anual de máxima precipitación registrada después de ajuste	26.23
Función de duración de precipitación y promedio de serie anual	15
PMP antes de ajuste	$497 \text{ mm} = 103.8 + 26.23 \times 15$
Ajuste para monto de precipitación con intervalo fijo para número de unidades observadas dentro del intervalo	1.13
Ajuste para PMP de área de drenaje	0.85
PMP después de ajuste	477 mm

2) Crecida máxima probable (CMP)

a) Hidrograma unitario

Para obtener el hidrograma unitario, se necesitaban datos de precipitación horaria y escorrentía horaria a aplicar. Para este objetivo, sólo los datos del Huracán Fifi en 1974 eran aplicables y se utilizaron los datos de la precipitación horaria de las estaciones Z-03, Z-04 y Z-05 y de la escorrentía horaria de la estación Osicala. Se determinaron el tiempo de retraso, tiempo de duración, caudal en pico y otros parámetros de la estación Osicala con el método de Snyder y la forma del hidrograma unitario se expresó mediante una combinación de funciones en base a la forma de ondas de las inundaciones del Huracán Fifi. Los hidrogramas unitarios de los sitios del proyecto se elaboraron revisando la superficie del área de drenaje y los valores L y Lc de los sitios dentro de los parámetros de la estación Osicala. En el Apéndice 6.8 se representan el volumen de la precipitación horaria y la escorrentía horaria del Huracán Fifi en Osicala. Además, se muestra el hidrograma unitario de El Chaparral en la Figura 6.22.

b) Crecida máxima probable

Se consiguió la CMP del sitio del proyecto, basado en la PMP y el hidrograma unitario de cada sitio correspondiente. Los caudales máximos de la CMP para El Chaparral y La Honda son $6,484 \text{ m}^3/\text{s}$, y $6,197 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente. El hidrograma CMP se indica en la Figura 6.23.

6.4.2 Crecidas Frecuenciales

Para realizar el análisis frecuencial, inicialmente deberá conseguirse la función de distribución más conforme a los datos del caudal máximo anual. En este análisis se adoptó la función Log-Pearson Tipo III.

En la estación Osicala, existen datos de caudales máximos instantáneos, registrados durante un período de 19 años entre 1962 y 2000, los cual están indicados en la Tabla 6.6. De dichos datos, un valor de $3,248 \text{ m}^3/\text{s}$ se eliminó, debido a que se consideraba que se había originado un error grande en la estimación de caudal. Además, están corregidos los datos de caudales registrados antes de 1968, debido a que se consideraban sobreestimados.

Se realizó la conversión de la crecida frecuencial de la estación Osicala en la de cada sitio del proyecto, mediante la fórmula de Creager. En la Tabla 6.7, se muestran las crecidas frecuenciales en los sitios de presa.

Tabla 6.6 Caudal Máximo Instantáneo para Análisis Frecuencial
(unidad: m³/s)

Año	Caudal Máximo Instantáneo
1962	701*
1963	734*
1964	745*
1965	1,138*
1966	3,248 * / **
1967	1,648*
1968	1,540*
1969	2,409
1970	1,381
1971	1,509
1972	1,454
1973	2,121
1974	2,914 *** Huracán Fifi
1975	1,106
1978	981
1979	795
1998	3,086 **** Huracán Mitch
1999	2,802
2000	1,223

* : Estos datos son modificados de los registros originales, porque ellos son considerados como medidos mayores que el real.

** : Este no se ha usado porque contiene error.

Tabla 6.7 Crecida Frecuencial

(unidad: m ³ /s)			
Año	Osicala	La Honda	El Chaparral
1	614	680	728
2	1,386	1,534	1,644
5	2,105	2,331	2,498
10	2,641	2,924	3,134
20	3,199	3,543	3,796
30	3,560	3,942	4,224
40	3,790	4,197	4,498
50	3,989	4,417	4,733
100	4,634	5,131	5,498

6.5 Sedimentación

6.5.1 Estimación de Sedimentos

El monitoreo de sedimentos suspendidos se realizó en la estación Osicala durante el período de 1966 a 1980, y posteriormente volvió a realizarse a partir de 1998. En la Figura 6.24, se muestra la relación entre el sedimento suspendido diario y el caudal. En los tres embalses de Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre, se realizó el estudio de sedimentos por medio de batimetría. En la Tabla 6.8, se indica el resultado del estudio de sedimentos en los tres sitios de presa.

Tabla 6.8 Datos de Investigación Batimétrica

	Área Incremental (km ²)	Sedimentación Anual (10 ⁶ m ³ /año)	Sedimentación Específica (m ³ /km ² /año)
Cerrón Grande	5,816	6.57	1,130
5 de Noviembre	1,279	0.76	594
15 de Septiembre	7,661	4.87	636

Para la estimación de sedimentos en suspensión, considerando que el área de monitoreo de sedimentos era una zona del caudal relativamente pequeño, se obtuvo una ecuación que asegura el 95% en base a los datos de la Figura 6.24, mediante la cual se calculó el volumen específico anual de sedimentos en suspensión, resultando en 695 toneladas/km²/año.

La carga de fondo se expresa frecuentemente con el porcentaje de sedimentos suspendidos, dado que el procedimiento de medición no está bien establecido. Generalmente la carga de fondo está

entre el 10 % y el 20 % de los sedimentos suspendidos y no sobrepasa el 25 % en la mayoría de casos. En este estudio, se aplicó el mayor porcentaje para evitar la subestimación, es decir, se determinó que la carga de fondo equivale al 25 % de los sedimentos suspendidos.

La eficiencia de atrape en embalse puede ser obtenida mediante las curvas de Brune. Para la estimación moderada de sedimentos, la eficiencia de atrape fue estimada como 100 % en este estudio.

Con respecto a la densidad de sedimentos, según el resultado del estudio que se hizo en los tres embalses de Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre, se adoptó 1.25 toneladas/m³ para los sedimentos suspendidos y 1.5 toneladas/m³ para la carga de fondo.

En las Tablas 6.9 y 6.10, se muestran los resultados de cálculo de sedimentos en Osicala y los sitios de presa. El volumen específico de sedimentos en los sitios de presa es de 700 (m³/km²/año). Este valor se puede considerar razonable, debido a que el valor está casi al mismo nivel que los datos registrados de los embalses existentes, mostrados en la Tabla 6.8, a pesar de que se utiliza el procedimiento de cálculo que asegura el 95 % de los valores de la Figura 6.24 para conseguir resultados seguros.

Tabla 6.9 Sedimentación Específica

(unidad: m³/km²/año)

	Peso (ton /km ² /año)	Gravedad Específica (ton/m ³)	Volumen (m ³ /km ² /año)
Suspendido	695	1.25	556
Fondo	174	1.50	116
Total	—	—	672
Volumen adoptado	—	—	700

Tabla 6.10 Sedimentación Anual

(unidad: m³/año)

Osicala	La Honda	El Chaparral
603,400	745,500	863,100

6.5.2 Perfil de Sedimentación y Cálculo de Remanso en Crecida

(1) Estimación del perfil de sedimentación

Se realizó el cálculo para el perfil de sedimentación en el embalse mediante simulación. A continuación se describe el resumen del cálculo:

1) Proceso del cálculo

- a) Cálculo del flujo no uniforme se realiza para la condición inicial del cauce de río.
- b) Se calcula la velocidad de fricción ($u_*=(gRI)^{0.5}$) para cada sección.
- c) Se calcula la carga de sedimentos para cada sección.
Carga suspendida por el fórmula de Lane • Kalinske
Carga de fondo por el fórmula de Ashida • Michiue
- d) Se estima el movimiento del cauce de río por la ecuación de continuidad para cada sección.

$$\partial z / \partial t = 1/(1 - \lambda) \cdot 1/B \cdot \partial(q_B \cdot B) / \partial x$$

z : elevación del cauce de río, λ (porosidad)=0.4, B : ancho de sección de río, q_B : carga de sedimentos (por ancho unitario)

En este caso, en el tramo más alto del río, se supone que la misma cantidad de carga de sedimentos (carga suspendida + carga de fondo) se desplaza cada tiempo desde el tramo superior.

- e) El perfil de sedimentos 50 años después se estima, repitiendo el proceso anterior.

2) Condiciones del cálculo

- a) La curva de clasificación para materiales del cauce de río está basada en “Análisis Granulométrico ASTM C-136”.
- b) Datos de caudal de río están basados en los registros diarios de la estación de Osicala.
- c) El nivel de agua del embalse está basado sobre la operación hidroeléctrica.

3) Resultado del cálculo

El resultado de simulación de sedimentos está representado en la Figura 6.25 y el Apéndice 6.9. La figura ilustra que la parte delantera de sedimentos no llega a la presa, pero causa la falta del volumen efectivo del embalse.

Por lo tanto, es necesario mover la carga de sedimentos al área de volumen muerto cerca del sitio de presa por dragado.

(2) Cálculo de remanso en crecida

Se realizó el cálculo de remanso en crecida en el tramo aguas arriba del embalse en base al resultado de simulación sobre el perfil de sedimentación. Las condiciones del cálculo están mostradas en la Tabla 6.11 y el nivel de agua después de la construcción de presa fue comparado con el anterior a la construcción.

Tabla 6.11 Condiciones de Cálculo de Remanso

	Crecida (m ³ /s)	Nivel de agua en presa
Antes de la construcción de presa	6,484	150.85 msnm
Después de la construcción de presa	6,484	212.00 msnm

La Figura 6.26 y el Apéndice 6.9 ilustran el resultado del cálculo. La curva de remanso después de la construcción de presa comienza a acercarse a la anterior a la construcción a una distancia de unos 11 kilómetros de la presa, y no hay diferencia entre los dos a 13 kilómetros, lo cual significa que la distancia 13 km es el punto superior a ser afectado por la inundación del embalse.

Tabla 6.12 Cálculo de Remanso en Crecida (Qf=6,484 m³/s)

Distancia (m)	Nivel de agua después de 50 años (msnm)	Nivel de agua antes de construcción de presa (msnm)	Diferencia entre los dos (m)
Presa	212.00	150.85	61.15
500	212.01	154.71	57.31
1,000	212.03	157.37	54.65
1,500	212.02	158.35	53.67
2,000	212.02	164.40	47.63
2,500	212.03	168.28	43.74
3,000	212.03	171.32	40.71
3,500	211.98	175.05	36.93
4,000	211.96	178.25	33.71
4,500	212.05	183.63	28.42

Distancia (m)	Nivel de agua después de 50 años (msnm)	Nivel de agua antes de construcción de presa (msnm)	Diferencia entre los dos (m)
5,000	212.05	184.15	27.90
5,500	212.06	188.27	23.79
6,000	212.03	191.97	20.06
6,500	212.04	195.45	16.59
7,000	211.88	197.38	14.50
7,500	212.11	202.05	10.06
8,000	211.92	201.76	10.16
8,500	212.22	205.54	6.68
9,000	212.69	207.55	5.14
9,500	212.55	207.72	4.82
10,000	213.61	210.38	3.23
10,500	213.39	210.37	3.02
11,000	213.38	211.85	1.53
11,500	216.65	216.03	0.62
12,000	218.05	217.48	0.57
12,500	219.45	218.81	0.64
13,000	221.36	221.46	-0.09
13,500	222.06	222.08	-0.02

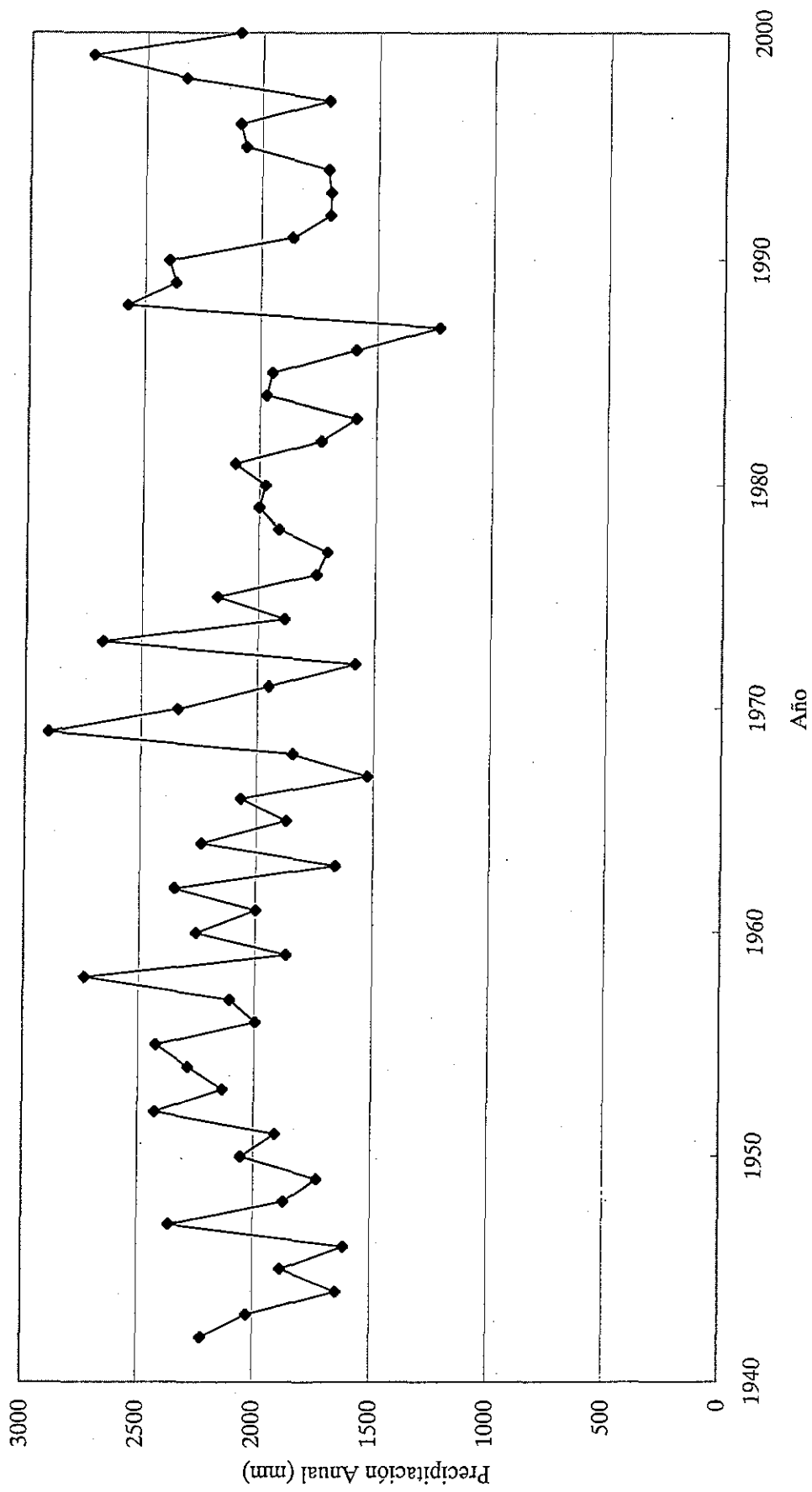


Fig. 6.1 Distribución de Precipitaciones Anuales en la Cuenca de Osicala

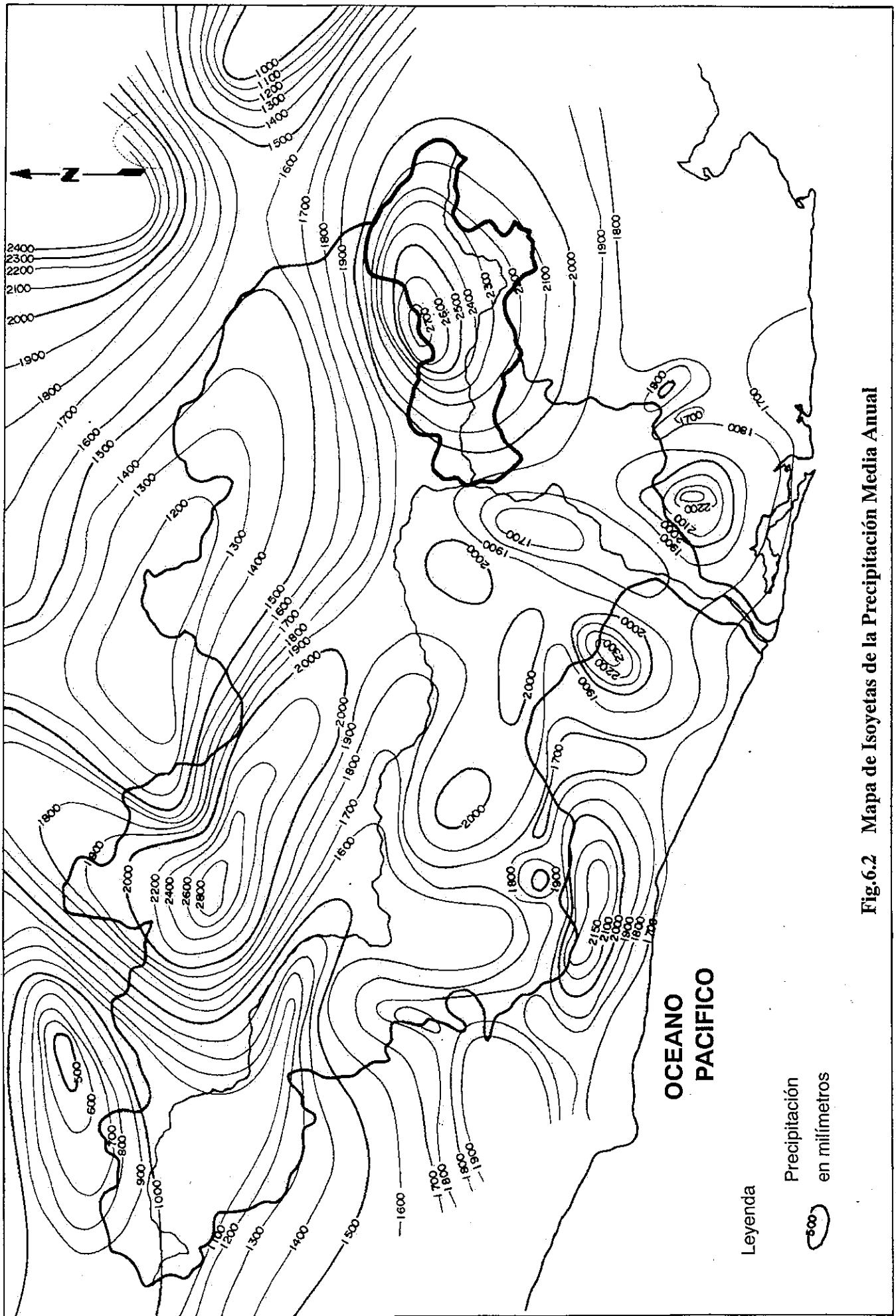


Fig.6.2 Mapa de Isoyetas de la Precipitación Media Anual

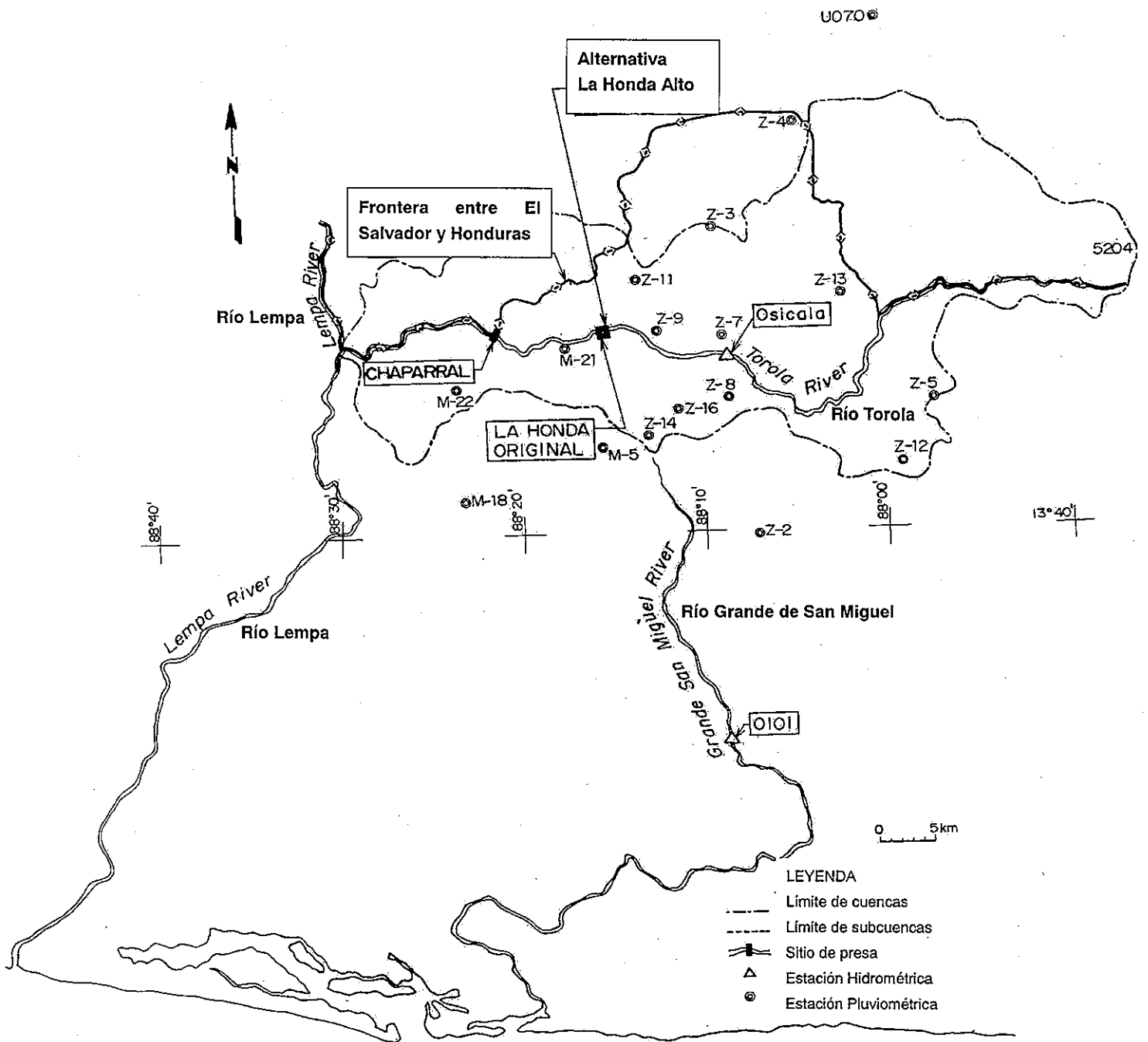


Fig. 6.3 Ubicación de las Estaciones Hidrométricas

