

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**  
**Facultad de Ciencias Económicas**  
**Escuela de Economía**



**"EL SIEPAC UN INSTRUMENTO PARA LA CONSOLIDACION DE  
LA REFORMA DEL SECTOR ELECTRICO EN EL SALVADOR,  
EFECTOS ECONOMICOS"**

Trabajo de Graduación Presentado Por:

**Castro Morales Tanya Dolores**  
**Castro Santos Rubenia Consuelo**  
**García Martínez Cecilia Margarita**

Para optar al Grado de:

**LICENCIATURA EN ECONOMIA**

Agosto de 2004.

San Salvador, El Salvador, Centro América.

## AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

Rectora : Dra. Maria Isabel Rodríguez  
Secretaria : Licda. Alicia Margarita Rivas de Recinos

Decano (a) de la Facultad de la Facultad : Lic. Emilio Recinos Fuentes

Asesor : Dr. Raúl Moreno

Tribunal Examinador : Dr. Raúl Moreno  
Licda. Miriam de Campos.

Agosto de 2004

San Salvador,

El Salvador,

Centro América

## INDICE DE CONTENIDO

### CAPITULO I: La Situación del Sector Eléctrico en El Salvador.

Introducción	i
1. Marco Teórico	1
1.1. Características de los mercados eléctricos	2
1.1.1. Mercados Concentrados	7
1.1.2. Asimetría de Información	10
1.1.3. Bienes Públicos	12
1.1.4. Externalidades	
1.2. Programas de ajuste estructural	16
1.2.1 Desregulación	18
1.2.1 Reforma Institucional	
2. Situación del sector eléctrico antes de la privatización	22
2.1 Privatización y reforma del Estado salvadoreño	23
2.1.1 La condicionalidad de los préstamos de ajuste y estabilidad económica	25
2.1.2 La reforma del sector eléctrico	
2.2 El marco regulatorio del sector eléctrico	
2.2.1 El marco institucional: La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones	34
2.2.2 El marco jurídico: La Ley General de Electricidad	36
2.2.2.1 Reformas a la Ley General de Electricidad: preparando el terreno para el SIEPAC	37
2.3 Implicaciones de la reforma del sector eléctrico	41
2.3.1 Implicaciones en los consumidores	41
2.3.1.1 Tarifas eléctricas de los consumidores	41
2.3.1.2 Cobertura y calidad del servicio eléctrico	45
2.3.2 Implicaciones en las empresas	47
2.3.3 Implicaciones fiscales de la privatización del sector eléctrico	51

**CAPITULO II: El Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC).**

1. Antecedentes	53
2. Descripción del Proyecto SIEPAC	59
2.1.    Mercado Eléctrico Regional	63
2.2.    Construcción de la Línea SIEPAC	64
2.2.1.    La ruta de interconexión propuesta	65
3. La propuesta del marco regulatorio regional	68
3.1.    Estructura del Tratado Marco	71
4. Costos y financiamiento del proyecto	74

**CAPITULO III: Potenciales Impactos Económicos del SIEPAC.**

1. Impacto en los consumidores	78
1.1.    Potenciales Impactos en las tarifas de los consumidores residenciales	78
1.1.1.    Diagnóstico de la situación actual de las tarifas eléctricas	
1.1.2.    Consideraciones	86
1.2.    Impactos en la calidad de suministro del servicio eléctrico	89
1.3.    Impactos en la cobertura del servicio eléctrico	90
2. Potenciales implicaciones en la concentración del mercado eléctrico	94
2.1.    Concentración del mercado en El Salvador	98
3. Potenciales efectos fiscales para El Salvador	103
3.1.    Evolución de la deuda pública en El Salvador	103
3.2.    Potenciales impactos del SIEPAC en la deuda Pública	106

## **CAPITULO IV: Conclusiones y Recomendaciones.**

1. Conclusiones	109
2. Recomendaciones	
2.1.    Recomendaciones relacionadas a la problemática de los consumidores	114
2.2.    Recomendaciones para contrarrestar efectos Adversos causados por la integración vertical del mercado	119
2.3.    Recomendaciones para minimizar los impactos fiscales en la economía	120
3. Bibliografía	122
4. Anexos	

### Lista de Cuadros.

1. Empresas Generadoras de energía eléctrica en El Salvador	32
2. Situación en el sector eléctrico después de la Privatización	33
3. Cuadro comparativo de la Ley General de Electricidad y su reforma	40
4. Obstáculos específicos asociados al costo y calidad de la infraestructura	50
5. Préstamos de Ajuste Estructural para la privatización del subsector energía	52
6. Empresas eléctricas participantes en el SIEPAC	62
7. Fondos destinados para la preinversión del proyecto SIEPAC	75
8. Fondos destinados para el financiamiento de la de la infraestructura de línea SIEPAC	76
9. Costo y financiamiento para cada uno de los países participantes en el SIEPAC	77
10. El Salvador: Comparación de categorías tarifarias	84
11. Composición de la Generación Eléctrica en Centroamérica	88
12. Índice de calidad de las empresas distribuidoras	89
13. Participación de los grupos corporativos en los	

segmentos de distribución durante el 2000	97
14. Evolución de la deuda pública en El Salvador 1995 - 2002	104
15. Variación de la deuda pública en El Salvador 1996 - 2002	105
16. Gobierno Central: Financiamiento del déficit presupuestario 1998 - 2001	105

#### **Lista de Gráficos.**

1. Tarifas eléctricas en el sector residencial (154Kwh) segundo trimestre de 2002	42
2. Composición de la tarifa eléctrica por tipo de cargo cobrado por DELSUR entre 1998 y 2002	79
3. Precio de la energía eléctrica en el sector residencial cobrado por CAESS Entre 2002 y 2003 (colones/kwh sin IVA)	81
4. Cargo por atención al cliente (consumo menor de 200 Kwh/mes)	82
5. Cargo por uso de red (consumo menor de 200 Kwh/mes)	83
6. Kilómetros de línea empresa distribuidoras 2002	92

#### **Lista de Figuras.**

1. Trazo de la línea SIEPAC en Centroamérica	66
2. Mercado eléctrico de El Salvador	99

### **Lista de Siglas.**

AES	Applied Energy Services.
AGCS	Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios.
ALCA	Área de Libre Comercio de las Américas.
ALAI	Agencia Latinoamericana de Información.
ANDA	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados.
BM	Banco Mundial.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
BEI	Banco Europeo de Inversiones.
BCR	Banco Central de Reserva de El Salvador.
CAESS	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador.
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina.
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.
CDC	Centro para la Defensa del Consumidor.
CLEA	Compañía Eléctrica de Ahuachapán
CLESA	Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana.
CLES	Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DEUSEM	Distribuidora Eléctrica de Usulután Sociedad de Economía Mixta
EDC	Electricidad de Caracas.
EMEL	Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica.
EPL	Empresa Propietaria de la Línea.
EPR	Empresa Propietaria de la Red de Transmisión.
ETESAL	Empresa Transmisora de Electricidad.
EOR	Ente Operador Regional.
FMI	Fondo Monetario Internacional.
FUNDAPYME	Fundación Empresarial para el Desarrollo Sostenible en la Pequeña y Mediana Empresa.

GATT	Acuerdo Multilateral en Comercio de Bienes, AMCB.
GESAL	Geotérmica Salvadoreña S. A.
IPLA	Iniciativa Para las América.
IFI	Instituciones Financieras Internacionales.
LGE	Ley General de Electricidad.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
MC	Mercado de Contratos.
MCR	Mercado de contratos Regionales.
MOR	Mercado de Oportunidad Regional
MRS	Mercado Regulador del Sistema.
NMF	Nación Más Favorecida.
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía.
OMCA	Operador del Mercado Centroamericano.
OMC	Organización Mundial del Comercio.
PAE	Programas de Ajuste Estructural.
PEE	Programas de Estabilización Económica.
PIB	Producto Interno Bruto.
PME	Programa de Modernización del Estado.
PPP	Plan Puebla Panamá.
PYMES	Pequeña y Mediana Empresa.
PPA's	Contratos de compra de energía eléctrica en generación.
RTR	Red de Transmisión Regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central.
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.
SGSICA	Secretaria General del Sistema de la Integración Centroamericana.
SPNF	Sector Público No Financiero.
TLC	Tratados de Libre Comercio.
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
TN	Trato Nacional.
UT	Unidad de Transacciones.

## **INTRODUCCIÓN.**

Las transformaciones introducidas en el Sector Eléctrico de El Salvador, forman parte del proceso de reestructuración económica e institucional desarrollada en el marco de los Programas de Ajuste Estructural (PAE) y de Estabilización Económica (PEE) a partir de 1989.

En El Salvador, el proceso de privatización en el sector eléctrico se inició con la venta de las empresas distribuidoras y de generación térmica, y actualmente a través de las iniciativas del Plan Puebla Panamá PPP se preparan las condiciones para la venta de empresas públicas dedicadas a la generación geotérmica, la generación hidroeléctrica y las líneas de transmisión, con lo que culminaría el proceso de traslación del sector eléctrico a entes privados.

En este contexto, el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), constituye principalmente una estrategia de inversión en infraestructura eléctrica que le dará continuidad a los PAE/ PEE desde el marco de los Acuerdos de la Organización Mundial del Comercio (OMC).

En este sentido, la presente investigación busca inferir a partir del proceso de privatización de las distribuidoras en el país, las potenciales implicaciones que tendrá SIEPAC en la economía; es decir, posee la finalidad de identificar los principales impactos económicos de la implementación del SIEPAC en los consumidores, las empresas y el Estado. Así también, tomando en cuenta que este proyecto será financiado a través de endeudamiento público, se pretende analizar como estos préstamos agravarían la situación deficitaria de las cuentas del Sector Público No Financiero (SPNF).

Desde esta óptica, el documento está estructurado en cuatro capítulos, en el primero se presentan los fundamentos teórico - económicos que sustentaron la investigación, así también planteamos la situación del sector eléctrico en El Salvador al 2003, al respecto se comenta brevemente la situación previa a la privatización.

Posteriormente, se retoma el papel que juegan los programas de ajuste estructural como instrumento por medio del cual las empresas transnacionales rigen la economía, para luego hacer alusión al proceso de privatización desarrollado en el país con el fin de plantear un marco de referencia, y finalmente se abordan las implicaciones generales de las reformas al sector eléctrico.

En el segundo capítulo, se presenta una descripción detallada del proyecto SIEPAC, con sus componentes principales como el mercado regional y la construcción de la Línea; así como también, se analiza la propuesta del Marco Regulatorio Regional constituido por El Tratado Marco, y consecuentemente se aborda el tema de costos y financiamiento para la ejecución del proyecto SIEPAC.

En el tercer capítulo, se exponen los potenciales impactos económicos del SIEPAC en la economía, abordando en primer lugar los efectos en los consumidores, referentes a las tarifas, impactos en la calidad y suministro del servicio; además se aborda el impacto en la cobertura del servicio, posteriormente se alude a los potenciales impactos en la concentración del mercado eléctrico a nivel regional y nacional, y se identifican los potenciales impactos en las cuentas del SPNF.

Finalmente en el cuarto capítulo, se establecen las conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación, asimismo se presentan las principales fuentes bibliográficas consultadas.

## CAPITULO I

### LA SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL SALVADOR AL 2003.

#### 1. Marco Teórico.

La energía eléctrica representa un servicio estratégico para el desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida de la población, así como para la actividad económica del país, ya que es un insumo indispensable para las actividades residenciales, industriales y comerciales. Se encuentra estructurado por los siguientes componentes: generación, transmisión y distribución o comercialización.

La generación comprende la producción de electricidad en centrales eléctricas de cualquier tipo (termoeléctricas, hidroeléctricas, etc). La transmisión se encarga de prestar los servicios de transporte de energía a través de la infraestructura de alambres, postes, torres, etc., así como también es responsable del mantenimiento de la red eléctrica; mientras que la distribución o comercialización comprende la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

La estructura del mercado eléctrico posee características usualmente facilitadoras a la integración de mercado, pues la energía eléctrica no puede ser almacenada, los operadores eléctricos interactúan en forma frecuente y las empresas poseen

incentivos y la capacidad de contraer el nivel de producción aumentando el precio de mercado.

Además de las prácticas de integración existen otras distorsiones en el funcionamiento de la oferta y demanda del sector, que hacen imprescindible abordar a través del estudio teórico-económico. A continuación se presentan los planteamientos microeconómicos que se basará la investigación.

### **1.1 Características de los mercados eléctricos.**

Los mercados eléctricos se caracterizan por poseer economías de escala. Existen *economías de escala*<sup>1</sup> cuando la expansión de la capacidad productiva de una empresa o industria hace que los costes totales de producción aumenten proporcionalmente menos que la producción.

El resultado a largo plazo es que los costes de producción bajan, es decir que los costes por unidad de producción descienden debido a que los precios de los factores se reducen si se compran en grandes cantidades. Por ejemplo, uno de los principales costes del suministro de energía es el tendido eléctrico (postes, red de transmisión eléctrica, etc.), y una vez que estos se han instalado, los costes adicionales de suministrar energía eléctrica a un usuario adicional son relativamente insignificantes. Sería menos rentable e ineficiente realizar dos conexiones, una al lado de la otra,

---

<sup>1</sup> Brand, Salvador Osvaldo (1998): Diccionario de Economía, Editorial Jurídica Salvadoreña, San Salvador.

para suministrar energía a dos viviendas contiguas, dado que de esta manera se desaprovecharía la economía de escala que posee el sector eléctrico.

Las economías de escala provocan que las empresas que se dedican a una misma actividad sean cada vez menos y a que las pocas existentes en el mercado tomen más fuerza, puesto que se hace indispensable una significativa inversión para fundar una empresa, lo que hace que el ingreso a la industria sea difícil y que las empresas existentes estén protegidas de nuevos competidores.

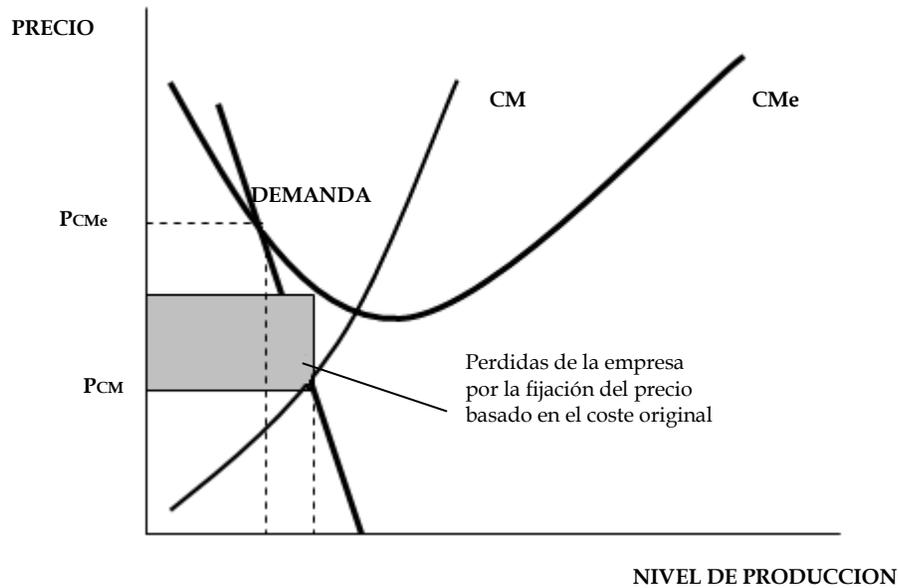
En el mercado eléctrico, este tipo de economías se concretizan en la medida que una única empresa productora opera en una zona geográfica determinada, dicha empresa obtendrá un incremento en la producción acompañada de costes económicos inferiores a los que tendría si existiera otras firmas operando en esa misma zona.

Esto implica, que las economías de escala al reducir el número de empresas tienden a la formación de monopolios, ya que en ciertas ramas del sector productivo resulta más económico que una sola empresa proporcione el servicio, estos son llamados *monopolios naturales*. Ejemplos tradicionales de monopolios naturales son las industrias de redes, como las de los servicios públicos de energía, telecomunicaciones y transporte, en la cual el Estado los suministra en función de beneficio social.

El monopolio natural, consiste en que en una industria una empresa puede abastecer todo el mercado a un precio inferior al que pueden hacerlo dos o más empresas, dado que poseen los beneficios derivados de las economías de escala. La estructura de este tipo de mercado es imperfecta, y se genera cuando se produce un bien o servicio para el cual no existe sustituto y en el que hay un proveedor que está protegido de la competencia por barreras que evitan la entrada a la industria.

En este sentido, si un monopolio natural produce en el nivel que el precio sea igual a su coste marginal, produciría una cantidad eficiente, pero no cubriría sus costos; y por otro lado, si produce en el nivel en el cual, el precio sea igual a sus costos medios, si cubriría sus costos, pero no produciría significativamente en relación con lo que sería eficiente, ya que la elección del precio y cantidad por parte del monopolista está condicionada por la demanda de los consumidores, es decir cualquiera que sea el precio, el monopolista solo podrá vender lo que absorba el mercado (Ver Figura 1).

**FIGURA 1**  
**MONOPOLIO NATURAL**



Fuente: Varían Hal "Microeconomía Intermedia. Un Enfoque Moderno"

Dado que la estructura del mercado eléctrico constituye un monopolio natural, es conveniente extender el análisis de la discriminación de precios en el mercado. *La discriminación de precios* se da cuando se cobran precios distintos a diferentes consumidores, diferentes precios al mismo consumidor por diversas unidades del bien o precios significativamente distintos por diversas calidades con costos levemente diferentes.

La discriminación de precios por parte del monopolista puede ser de dos tipos: de primer grado y de segundo grado. Es de primer grado, cuando se obtiene la diferencia entre el monto total que las personas podrían disponer para pagar por cierta cantidad de productos y la cantidad real con las que dispone, representando esté el excedente del consumidor (Ver Figura 2).

Es decir, se cobran precios distintos por cada unidad de producción con la finalidad de incrementar sus ingresos por unidad vendida y el consumidor paga lo máximo que habría estado dispuesto a pagar por cada unidad.

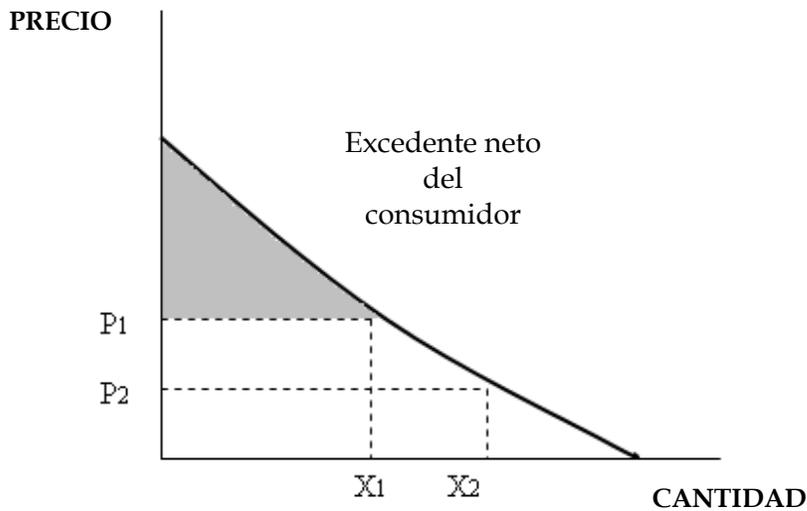
*El excedente del consumidor* representado por la letra B, es el área sombreada situada por debajo de la curva de demanda, lo que significa la diferencia entre lo que el consumidor realmente paga  $p_1x_1$  para adquirir el bien 1 y el monto que la persona habría tenido la voluntad de pagar B.

La discriminación de precios de segundo grado, consiste en no anunciar un sólo precio sino una tabla de precios que son más bajos cuanto más sea la cantidad que le compra. La discriminación de precios de segundo grado es similar a la de primer grado en el sentido de que trata de absorber el excedente del consumidor de cada comprador.

Existen dos diferencias básicas en los tipos de discriminación de precios que son las siguientes: Primero, en la discriminación de precios de segundo grado, existe la misma estructura de tarifas para todos y cada uno de los consumidores, lo que

significa que no se intentan ajustar los precios a las diferencias de sensibilidad entre los compradores; y segundo, el reducido número de tarifas tiende a limitar la cantidad del excedente del consumidor que puede recogerse.

**FIGURA 2**  
**EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR**



Fuente: Varian Hal "Microeconomía Intermedia. Un Enfoque Moderno"

### **1.1.1 Mercados concentrados.**

Dadas las características de los mercados eléctricos estos no pueden catalogarse como un mercado de competencia perfecta, puesto que no existen muchas empresas oferentes y compradores interactuando independientemente, de tal forma que, ninguno pueda tener poder suficiente para modificar los patrones y

niveles de oferta y demanda, y por lo tanto, en el precio de equilibrio existente, también persisten obstáculos de ingreso de nuevas empresas, y coexiste asimetría en la información.

En este ámbito, la competencia imperfecta se encuentra generalizada en el sector eléctrico, donde suele existir concentración en el mercado. *La concentración de mercado* se da cuando una empresa es capaz de aumentar el nivel de precios por sobre el nivel competitivo y obtener elevadas tasas de utilidad sin ser limitada por acciones de otros competidores (nuevos o existentes), los cuales son capaces de vender el mismo producto a menor precio o bien de introducir un nuevo producto a una mejor relación precio/calidad.

La concentración de mercado impone barreras que impiden la entrada al sector, entendiéndose por entrada no sólo la llegada de nuevos competidores sino también la expansión de los existentes. En el sector eléctrico una de las principales barreras está dada por los requerimientos de capital y de inversión, puesto que las empresas locales interesadas pueden presentar problemas de financiamiento, debido a dificultades para acceder a recursos externos, sin embargo, este no es el caso de las firmas eléctricas internacionales.

Es decir, que las empresas eléctricas internacionales cuentan con ventaja dado que se les proporciona el mismo trato que a una empresa nacional, a través de la aplicación de los preceptos de *Nación Más Favorecida (NMF)* y *Trato Nacional (TN)*. El primero significa que cualquier privilegio o inmunidad concedida a un

prestador de servicio originario de otro país, será concedido incondicionalmente a todo servicio similar proveído por otras partes.

Por otro lado, el Trato Nacional establece que los servicios extranjeros no deben ser tratados en forma menos favorable que aquellos prestados por empresas nacionales. Estos elementos facilitan la incorporación a los nuevos participantes internacionales en el sector, sin considerar sus diferencias en cuanto a capacidades y tecnología.

Así también, el desarrollo de las economías de escala que alcanzan las empresas eléctricas instaladas constituye otro factor que limita a las empresas a incorporarse al mercado, puesto que éstas obtienen incrementos en la producción acompañados de costes económicos inferiores derivados de la existencia de pocas empresas que proporcionen el servicio en el mercado. Asimismo, es frecuente la realización de alianzas estratégicas entre las empresas, lo que permite unificar los objetivos de los negocios de dos o más empresas.

En forma general, los mercados eléctricos funcionan en base a ofertas de precio, lo que da lugar a que la concentración de mercado se ejerza simplemente por la vía de hacer ofertas de precio superiores al costo marginal de producción. Situación que incide a generar precios distorsionados de energía eléctrica en el sector, dado que las empresas eléctricas al realizar la oferta en base a precios libres les permite captar elevadas tasas de utilidad y de esta manera los agentes económicos

responden a señales e incentivos económicos que no reflejan significativamente el verdadero coste del servicio que se esconde en las tarifas eléctricas.

El Estado tiene un papel importante que desempeñar, evitando la concentración de mercado entre las empresas eléctricas y regulando el sistema de precios, puesto que persiste en el medio la tendencia a la consolidación de monopolio por parte de las empresas extranjeras así como al control de los precios de la energía. Por consiguiente, el mercado, en ausencia de intervención estatal, lleva a una mala asignación de los recursos presentes y futuros o, al menos, a una asignación que no sería la óptima a largo plazo desde el punto de vista social<sup>2</sup>.

### **1.1.2 Asimetrías de información**

Una de las imperfecciones más generalizada en los mercados eléctricos, es la asimetría de información y la presencia de incertidumbre en el sector, puesto que está disminuye una correcta asignación de recursos, ya que brinda a las empresas eléctricas la posibilidad de actuar estratégicamente de manera que le permitan obtener mayores beneficios derivados de sus ventajas en materia de información.

Así pues, persiste en el medio poca información respecto a la presencia de otros agentes económicos nacionales o

---

<sup>2</sup> Todaro, Michael : " La planificación del Desarrollo: Teoría y Práctica", Capítulo 15, Pág. 540,541

internacionales, sobre la disponibilidad de factores, y los requerimientos de participación en los mercados y demás barreras tanto técnicas, económicas y financieras.

En este contexto, existen dos fuentes de asimetría de información. La primera es el *riesgo moral*, que se refiere a la existencia de información que poseen las empresas respecto a variables endógenas que ellas pueden modificar discrecionalmente. Por ejemplo, es muy difícil determinar para los consumidores, las variaciones diarias en el nivel de precios de la energía eléctrica en el mercado nacional o regional, puesto que los consumidores desconocen significativamente la forma en que se determinan los precios.

La segunda fuente, está dada por la *selección adversa*, es decir, por la existencia de información que poseen las empresas con respecto a las variables exógenas, sobre las cuales a pesar de poseer mayor conocimiento, no se puede incidir. Por ejemplo, una familia consumidora de bajos recursos económicos al adquirir un medidor del consumo de energía eléctrica usado, no posee información completa sobre la vida útil del artículo, reparaciones anteriores u otra clase de desperfecto, elementos que si son conocidos perfectamente por la empresa eléctrica que provee el servicio.

Asimismo, la asimetría de información incide en la transmisión de señales equivocadas a los consumidores, generándoles de esta manera un coste, debido a que estos poseen capacidad limitada para adquirir, procesar y almacenar

información referente a la determinación de precios de energía vigentes en las tarifas eléctricas, márgenes de ganancias de las empresas, niveles de importación de energía, entre otros aspectos económicos. Esto, los ubica en una situación de clara desventaja frente a las empresas que proporcionan el servicio, dado que la diferencia de información no les permite conocer el verdadero coste del servicio eléctrico. Esta información asimétrica les dificulta a los consumidores algún tipo de pronunciamiento para exigir una mayor eficiencia en el servicio.

Este tipo de fallo del mercado, impide una asignación eficiente de los recursos, pues se generan distorsiones en el mercado debido a que toda la información se transmite a través de precios, dejando de lado la relevancia de otras variables. Ante esta situación, es imprescindible una participación activa del Estado a través de entidades de supervisión y regulación, de manera que los diferentes sectores puedan tener acceso a la información adecuada, reduciéndose así estas imperfecciones de mercado.

### **1.1.3 Bienes públicos.**

Un *bien público*, es aquel en el cual el consumo de una persona no reduce la cantidad existente para otras, es decir no se puede evitar que la gente lo consuma. En otros términos, aquellos

bienes que se producen para todos o no se producen puesto que no se puede excluir a otros<sup>3</sup>.

Asimismo, los bienes públicos tienen la característica de la no-rivalidad, lo cual significa que el bien no disminuye por el hecho de que lo consuma un número mayor de personas. También, poseen la característica de no-exclusión, dado que no sólo no es posible excluir a alguien de disfrutar de ciertos bienes sin haber contribuido a su financiación, sino que además no es adecuado, puesto que el incremento de usuarios no se traduce en incrementos de costes.

Dadas estas características, es difícil cobrar este tipo de bienes a los consumidores, de manera que los productores privados no tienen incentivos para elaborar o proporcionar bienes públicos, ya que una vez que son producidos, cualquiera puede hacer uso de ellos sin tener que pagar a los productores.

De este modo, se hace indispensable la intervención del Estado con el propósito de disminuir las externalidades, a través de mecanismos que obliguen a las empresas a asumir los efectos negativos que causan.

Dado que la energía eléctrica es un servicio fundamental para la vida cotidiana y actividad económica debería de responder a los intereses de la población, ya que los servicios públicos se

---

<sup>3</sup> Ver: <http://www.eumed.net/coursecon/9/Los%20bienes%20publicos.htm>

caracterizan por poseer una naturaleza distinta de los demás bienes y servicios, pues sus precios no pueden estar asociados a la capacidad de pago de los consumidores, una vez que son indispensables a la reproducción de la vida social<sup>4</sup>.

Dicho de otra manera, las empresas privadas que proveen bienes y servicios públicos aplican las reglas exclusivas del mercado para orientar su actuación, es decir maximizan sus ganancias, situación que no coincide necesariamente con la finalidades sociales globales que deben cumplir actividades tan básicas como las de los servicio públicos que deben satisfacer requerimientos tales como cobertura, calidad, etc.

Es por ello, que lo idóneo es un papel más protagónico por parte del Estado que contribuya a la existencia de un sistema de compensación que permita que las empresas eléctricas produzcan con la mayor eficiencia posible, tengan una cobertura generalizada (es decir, que nadie sea excluido del servicio) y que los precios cobrados sean suficientes para lograr simultáneamente rentabilidad en los operadores y provisión eficiente a los consumidores.

#### **1.1.4 Externalidades.**

Se llaman externalidades o efectos externos, las consecuencias que tiene un proceso productivo sobre los individuos o empresas

---

<sup>4</sup> Sandroni, Paulo (2003): "Conceptos Generales Sobre Privatización y Servicios Públicos" p.4.

ajenos a su industria. Existen distintas fuentes de impacto en actividades de terceros: por una parte habrá efectos pecuniarios derivados de las innovaciones que se generen en el sector que por ende afectarán la demanda de otras industrias relacionadas.

Asimismo, otras industrias sufrirán efectos tecnológicos, es decir, cambios en la estructura de costes que pueden ser negativos o positivos en la utilidad o actividad de la producción.

La diferencia entre efectos externos tecnológicos y pecuniarios se encuentra, en si se realiza o no modificación en el proceso productivo, en la cantidad de factores que es necesario aplicar para conseguir la misma producción final. También, los efectos tecnológicos inciden en modificaciones en los procesos de consumo, lo que hace necesario que el consumidor adquiera más bienes para obtener la misma utilidad.

Dicho de otra manera, existe una externalidad cuando el consumo o producción de un bien afecta directamente a empresas o consumidores que no participan en su compra o en su venta, y cuando las actividades de una economía doméstica o de una empresa imponen directamente costes o beneficios a alguna otra, y estos efectos -difusión- no se reflejan totalmente en los precios de mercado.

En este sentido, la construcción de infraestructuras eléctricas (plantas generadoras hidráulicas, térmicas, geotérmicas, líneas de transmisión, etc.) causa un impacto nocivo sobre el medio

ambiente, es decir, tienen efectos externos negativos sobre los ecosistemas, ya que genera la reducción de valor real de los terrenos donde se ubican e incide en la modificación del hábitat y el paisaje.

Asimismo, el accionar de las plantas eléctricas principalmente las térmicas genera daños ambientales y sociales, estas últimas por utilizar bunker o diesel contamina los ecosistemas naturales, humanos y especialmente repercute en la atmósfera. De manera general, la mayoría de fuentes de obtención de energía tienen efectos negativos en la naturaleza, lo cual toma cada vez más importancia, porque afecta negativamente la calidad de vida presente y futura.

Así también, las innovaciones tecnológicas en maquinaria y equipo, y la utilización de nuevos insumos como el gas natural, entre otras innovaciones en el sector constituyen efectos externos que repercuten en la demanda de los demás sectores productivos.

Las políticas económicas incluyen reformas institucionales que demandan la necesidad de abordar un breve análisis sobre la aplicación de los Programas de Ajuste Estructural y de Estabilización Económica PAE y PEE.

## **1.2 Programas de ajuste estructural.**

Los *Programas de Ajuste Estructural (PAE)* y de *Estabilización Económica (PEE)* surgen en el marco del proceso de globalización,

los primeros, son impulsados por el Banco Mundial (BM) y buscan la liberalización de la economía (desregulación y apertura) y la redefinición de la función del Estado (privatización y focalización).

Los PEE, son promovidos por el Fondo Monetario Internacional (FMI), estos se presentan como la receta para las economías con serios desequilibrios macroeconómicos, su objetivo básico es reducir la inflación y el déficit de la balanza de pagos, de ahí las medidas orientadas hacia la restricción del crédito, la devaluación de la moneda y la liberalización de precios<sup>5</sup>.

Los PAE y los PEE poseen una relación de complementariedad, estos surgen como una condición necesaria para que las economías deudoras puedan tener acceso a nuevas modalidades de negociación (Planes Baker y Brady).

En este contexto, los términos de ajuste y estabilización suelen manejarse de manera indistinta, sin embargo existen algunas diferencias entre ellos que emanan de su relación de complementariedad. El ajuste buscaría que las economías se desarrollen con los medios que disponen, mientras que la estabilización se plantea en términos de reducir el comportamiento errático de las variables económicas; de esta manera se justifica que en los procesos de estabilización se requieran de ajustes económicos<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Moreno, Raúl (2000): "El impacto de los Programas de Ajuste en la niñez salvadoreña"; 1ª Edición. San Salvador. FUNDE Pág. 19.

<sup>6</sup> Enríquez; Alberto y Moreno; Raúl (1998): "Las Relaciones Económicas Centroamérica - México en el Marco de la Globalización y el Ajuste Estructural", septiembre, Pág. 20.

El BM y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), establecen condicionalidades a través de los préstamos otorgados para el ajuste, mientras que el FMI establece requisitos a través de los préstamos de estabilización, todos coincidentes con el propósito de liberalizar y desregular la economía y de transformar el rol del Estado a través de privatizaciones y de la reducción de sus competencias<sup>7</sup>.

### **1.2.1 Desregulación.**

La desregulación, implica despojar al Estado de cualquier función de intervención en el mercado. Esto se logra eliminando controles de precios, subsidios, regulaciones sobre las inversiones, regulación en el sistema financiero y promulgando una nueva normativa destinada a modificar los potenciales obstáculos legales al sector privado.

La desregulación asume que los mercados funcionan para atender de la mejor manera posible las necesidades de la población relacionada con la oferta y demanda de bienes y servicios, basándose en la teoría de que los mercados que funcionan libremente conducen a una mayor eficiencia y crecimiento.

Asimismo, la desregulación implica que el Estado debe evitar intervenir en el mercado (por medio de subsidios o instancias reguladoras del mercado), o ejerciendo la función de ser el único proveedor, porque se asume que esto distorsiona el

---

<sup>7</sup> FESPAD (2003): "Cumplimiento y vigencia de los Derechos Económicos, Sociales y Culturales en El Salvador"; FESPAD ediciones, Pág. 21.

funcionamiento del mercado y desincentiva a las inversiones privadas.

En consecuencia, la versión oficial supone que la participación pública es nociva y genera un relativo crecimiento, discrecionalidad administrativa, por lo cual visualizan la privatización de las empresas públicas para asegurar en esta línea un comportamiento eficiente, dejando al Estado un rol subsidiario en las áreas sociales (que se ven limitados por la priorización del gasto)<sup>8</sup>.

En este sentido, es importante señalar que los servicios públicos se establecieron para satisfacer las necesidades de las personas y no para el comercio y beneficio económico, por lo cual estos no pueden regirse por criterios de rentabilidad sino de interés social. Es por eso que se hace necesaria una activa participación del Estado para evitar una asignación de recursos en las economías que no sería óptima a largo plazo desde el punto de vista social.

### **1.2.2 Reformas institucionales.**

De forma análoga al ajuste y estabilización económica se han emprendido reformas institucionales, las cuales abarcan el funcionamiento general del Estado en su papel de proveedor de servicios y bienes públicos (como la justicia y la administración pero también la provisión de electricidad, agua, gas, etc.).

---

<sup>8</sup> Ídem, Pág. 26.

Se trata de modificaciones de las funciones del Estado en todos los ámbitos<sup>9</sup>, encaminadas a fortalecer la participación privada en el mercado por medio de la privatización de activos públicos, la contracción de recursos externos para la provisión de servicios públicos, entre otros mecanismos.

En decir, el proceso de privatización de las empresas estatales se concibe en el marco de las reformas institucionales<sup>10</sup>. Existen diferentes modalidades de privatización que suelen agruparse fundamentalmente en tres tipos o categorías.

Estas son: 1) la venta de activos y empresas públicas al sector privado (desnacionalización o desestatización). 2) la contratación al sector privado de la producción de bienes o servicios previamente provistos por el sector público, ya sea manteniendo el financiamiento público de estas contrataciones u otorgando concesiones, contratos de operación etc., y 3) acciones de desregulación, es decir, de introducción de competencia en mercados caracterizados por privilegios monopolistas, restricciones legales u otras barreras de entrada a empresas privadas<sup>11</sup>.

La elección de una u otra modalidad dependerá de los objetivos que se persigan y del tipo de actividad económica que se

---

<sup>9</sup> Estas reformas institucionales llevan inmerso los patrones establecidos en el denominado 'Consenso de Washington', que enfatizan la necesidad de una intervención pública eficiente basada en la profesionalización de la administración pública, un sistema judicial que reforzara los derechos de propiedad y una regulación que estimulara la confianza en los mercados.

<sup>10</sup> Rosales, Osvaldo (1990): "El Debate sobre el Ajuste Estructural, ILPES, Santiago de Chile.

<sup>11</sup> Salazar Xirinachs; José Manuel: "El Papel del Estado y del Mercado en el Desarrollo Económico", San José, Costa Rica, mimeografiado Pág. 473.

considere, pero en forma general se concibe como la venta o transferencia de la producción o prestación de servicios hacia la esfera del mercado. Estas medidas son legitimadas con el argumento de que incrementan la confianza en el mercado y en el sector privado, dado el precedente de "ineficiencia" y desconfianza que se le adosa a la administración pública<sup>12</sup>.

Asimismo, se recurre al establecimiento de tarifas bajo criterios de competencia, estimulados por la eliminación directa de los subsidios presupuestarios, afectando de esta manera el valor de las tarifas de los servicios públicos. Situación que demanda modificaciones en el marco regulatorio de los entes reguladores, desde una visión que garantice salvaguardar la calidad del servicio, transparencia en el establecimiento de las tarifas, incrementos de la cobertura con criterios de equidad social y de activa participación ciudadana.

También, es fundamental recalcar que los procesos de privatizaciones generan diversas implicaciones fiscales en la economía, por lo cual es clave reajustar el pago de la venta de activos en inversión social desde el punto de vista de las preferencias y objetivos nacionales de la sociedad, para superar el escenario de obtener ingresos que se perciben una sola vez que se destinan a solventar temporalmente la deuda externa e interna de los países.

---

<sup>12</sup> Moreno, Raúl (2000): "Reforma Fiscal en El Salvador: una Exigencia Impostergable"; 1ª Edición. San Salvador. FUNDE, Pág. 80.

## **2. Situación del sector eléctrico antes de la privatización.**

A finales del siglo XIX, la distribución de energía eléctrica era proveída por la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), la Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate (CLES) y la compañía Eléctrica de Ahuachapán (CLEA), todas ellas de carácter privado.

A estas compañías, en 1935 la Asamblea Legislativa les otorgó una concesión por 50 años, que estuvo seguida por la creación de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) mediante Decreto Ejecutivo en 1945, esta institución nace con carácter autónomo de servicio público y sin fines de lucro<sup>13</sup>; a través de ella, el Estado operaría la distribución de energía eléctrica de las empresas mercantiles ya existentes.

A mediados de la década de los ochenta, se realiza la devolución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica al sector público, por medio de la Ley Transitoria de la Administración de Empresas Eléctricas aprobada en 1986 por Decreto Legislativo N° 511.

Desde 1989, con la llegada del primer gobierno de ARENA al ejecutivo, las Instituciones Financieras Internacionales (IFI)

---

<sup>13</sup> FUSADES (1994): "Seminario de Modernización del Estado: soluciones descentralizadoras o Privadas para Problemas Públicos" San Salvador, p. 1.

reestablecieron los programas de préstamos a El Salvador, después de haber sido cerrados durante la década de los ochenta por el conflicto armado. El objetivo central de la estrategia de los organismos financieros internacionales se orientaría hacia el ajuste estructural y la reforma del Estado, a fin de facilitar la participación privada en la economía, quedando en manos de esas instituciones la función de orientar y supervisar el proceso de ajuste estructural del país<sup>14</sup>.

## **2.1 Privatización y Reforma del Estado salvadoreño.**

Como parte del proceso de reformas, el gobierno salvadoreño elabora el Programa de Modernización del Estado (PME), el cual "comprende la redefinición de las funciones del Estado y la modificación de estructura y las responsabilidades tanto del poder ejecutivo como de los sectores que suministran servicios públicos en infraestructura"<sup>15</sup> que incluye reformas al sector eléctrico. El PME, es uno de los instrumentos del proceso de reestructuración económica planteada en el marco de los Programas de Ajuste Estructural (PAE) y de los Programas de Estabilización Económica (PEE), y son definidos en los discursos oficiales "como una estrategia integral de reforma del Estado"<sup>16</sup>.

---

<sup>14</sup> Moreno, Raúl (2000): "El impacto de los Programas de Ajuste en la niñez salvadoreña"; 1ª Ed. San Salvador, FUNDE, p.22.

<sup>15</sup> Weinberg, S. y Ruthrauff, J (1998): Estrategias y Proyectos del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo en El Salvador, CED/SAPRIN/FUNDE, Washington, p.70.

<sup>16</sup> Moreno, Raúl (2000): "Reforma Fiscal en El Salvador: una Exigencia Impostergable"; 1ª Ed. San Salvador. FUNDE. p.21.

La reforma del Estado ha tenido como principal elemento, la reorientación de su papel, desmantelando en gran medida sus capacidades de productor de bienes y servicios, de planificador y de regulador de la actividad empresarial<sup>17</sup>.

En este contexto, el proceso de privatización se define como la transferencia de bienes y funciones del sector público a grupos empresariales privados sean éstos nacionales o extranjeros, y éste es uno de los principales ejes que fundamenta la Reforma del Estado y que están contenidos en el diseño de los PAE y PEE.

En El Salvador la privatización fué impulsada a partir de 1989, y puede ser descrito en tres generaciones:

La primera generación de privatizaciones, se presentó como condición necesaria para la liberalización del sistema financiero y fue justificada por los supuestos de mayor eficiencia y rentabilidad del sector privado versus el sector público. Es decir, la privatización se planteó como "una exigencia necesaria para lograr el crecimiento económico nacional a la par de la apertura comercial y la estabilidad macroeconómica"<sup>18</sup>.

La segunda generación de reformas, incluyó la venta de empresas del Estado que brindaban servicios públicos, tales como, ingenios azucareros, beneficios de café, hoteles, cementeras, entre otras. Y en una tercera generación, se inscribe la

---

<sup>17</sup> FESPAD (2003): "Cumplimiento y vigencia de los Derechos Económicos, Sociales y Culturales en El Salvador"; FESPAD Ediciones. p.17.

<sup>18</sup> SAPRIN (1999): Impacto de los Programas de Ajuste Estructural y Estabilización Económica para El caso de El Salvador. p 23.

privatización de los servicios públicos como: el sistema de pensiones, las telecomunicaciones, la distribución de energía eléctrica y la generación térmica, también se da la apertura de la generación de energía a entes privados.

En este contexto de apertura de la economía, se observa una tendencia a la privatización de la salud y la educación pública, ya que se han introducido en ambas cobros por servicios prestados<sup>19</sup>. También actualmente existen presiones para la privatización o concesión de puertos, aeropuertos, ferrocarriles, seguridad social y el servicio de agua, así como también, se prepara la venta de las empresas públicas dedicadas a la generación geotérmica, la generación hidroeléctrica (presas hidroeléctricas) y las líneas de transmisión; esto mediante las iniciativas planteadas por el Plan Puebla Panamá (PPP).

### **2.1.1 La condicionalidad de los préstamos de ajuste y estabilización económica.**

La aplicación de PAE y PEE, vienen acompañados de préstamos otorgados para que se lleve a cabo su ejecución, así mismo estos préstamos están adosados a una serie de condicionalidades que reducen en gran medida el margen de maniobra de los gobiernos.

En este sentido, con el propósito de liberalizar y desregular la economía y de transformar el rol del Estado, a través de las privatizaciones y la reducción de sus competencias<sup>20</sup>; el Banco

---

<sup>19</sup> FESPAD (2003): Op cit. p. 16.

<sup>20</sup> FESPAD (2003): Op cit. p. 21.

Mundial (BM) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) han establecido listas de condicionantes por medio de préstamos otorgados para el ajuste estructural, y por otro lado el Fondo Monetario Internacional (FMI) condiciona los préstamos de estabilización económica.

El BM y el BID, son los actores claves en la determinación de las políticas económicas y sociales de El Salvador<sup>21</sup>. Desde que estos bancos reanudaron sus programas de préstamos a El Salvador en la década de los noventa, la esencia de sus estrategias ha sido el ajuste estructural, es decir que han desarrollado similares marcos de estrategia, y ha enfocado su financiamiento en áreas diferentes pero que se complementan.

El BM ha proporcionado préstamos dirigidos a promover la reforma de políticas y del marco institucional a nivel macro, es decir, a preservar la estabilidad macroeconómica y reformar la estructura y rol del Estado. Por su parte el BID ha dirigido su financiamiento, a la preparación de las condiciones necesarias para atraer y facilitar nuevas inversiones del sector privado a largo plazo: "reformas para liberalizar el sistema financiero, créditos para la empresa privada e inversiones en infraestructura bajo el Plan de Reconstrucción Nacional"<sup>22</sup>.

Es importante mencionar que los préstamos y donaciones del BID han servido para complementar aspectos del programa de ajuste estructural mediante el apoyo a las reformas institucionales y

---

<sup>21</sup> Weinberg, S. y Ruthrauff, J (1998); Op cit. p. 4

<sup>22</sup> Ibid p. 5

políticas exigidas por el BM, incluyendo aquí ayuda para los procesos de privatización, para los cuales ha proporcionado grandes inversiones y ha enfatizado el fortalecimiento institucional.

### **2.1.2 La reforma del sector eléctrico.**

En el marco de los PAE y PEE, se incluyen una serie de préstamos financiados por el BM y BID, con el propósito de apoyar el Programa de Modernización del Sector de Energía Eléctrica, los cuales establecían dentro de sus condicionantes "despojar a la CEL de los Procesos de Planificación y Regulación de Energía, terminar la participación de la CEL en la distribución de electricidad, así como modificar su Ley Orgánica para asegurar que el sector privado pueda participar en las inversiones para la generación de energía eléctrica, entre otras"<sup>23</sup>.

En 1993, se presenta a la Asamblea Legislativa la Ley Transitoria para la Gestión de Servicios Públicos de Distribución de Energía Eléctrica, que fué aprobada por Decreto Legislativo el 22 de septiembre de 1994. En ésta se le encomienda a CEL la formación de un Plan Integral de Gestión del Servicio Público de Distribución, que se aprobó por el Ejecutivo en 1996<sup>24</sup>; dicho plan define la necesidad de que las empresas retornen al sector privado, y además se establecía el mecanismo a través del cual se podría transferir a los

---

<sup>23</sup> Weinberg, S. y Ruthrauff (1998): Op cit. p.75.

<sup>24</sup> SAPRIN (1999): La Privatización de la Distribución de Energía Eléctrica, documento preliminar investigación sobre el impacto de los Programas de Estabilización Económica y ajuste Estructural en El Salvador, realizado por la red CEE/SAPRIN/FUNDE

trabajadores, empleados y funcionarios del Sector Público parte del capital de las sociedades distribuidoras de energía.<sup>25</sup>

Así mismo, en 1996 el gobierno adquiere un préstamo complementario proveniente del BM para la Reestructuración y Privatización de los sectores de Energía y Telecomunicaciones. La implementación de este préstamo estuvo condicionada a la existencia de un plan de aumento de tarifas eléctricas basado en el criterio de costos, y a la implementación del primer aumento en tarifas<sup>26</sup>.

Del mismo modo, el desembolso del préstamo complementario del BM para el Programa de Modernización del Sector Energía, estuvo condicionado a la promulgación y puesta en vigencia de la Ley General de Electricidad (LGE), aprobada el 10 de octubre de 1996 mediante Decreto Legislativo N° 843, esta sustituyó a la ley de Servicios eléctricos de 1936.

La LGE, normaría las actividades del sector eléctrico con el objetivo de promover un "mercado de electricidad competitivo". En el mismo contexto se crean las entidades de planificación y regulación del sector a satisfacción del BM, es así como el mismo año se aprueba la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)<sup>27</sup>.

---

<sup>25</sup> Ibid. p. 124

<sup>26</sup> Weinberg, S. y Ruthrauff, J (1998): Idem.

<sup>27</sup> Aprobada por Decreto Legislativo N° 808.

Después de haberse creado un marco institucional y normativo favorable para la privatización, ésta comienza a hacerse efectiva en 1997, cuando se aprueba por Decreto Legislativo No. 1004, la Ley para la Venta de Acciones de las Sociedades Distribuidoras de Energía Eléctrica donde el 75% de las acciones serían vendidas a inversores mayoristas, un 20 % a trabajadoras y trabajadores de las empresas y un 5% se dedicaría a la bolsa de valores.

La Ley para la Venta de Acciones de las Sociedades Distribuidoras de Energía Eléctrica, permitió a la CEL privatizar las empresas distribuidoras que de ella dependían, cabe mencionar que en el proceso de privatización de las distribuidoras no se incluyen en principio dos empresas: Distribuidora Eléctrica de Usulután Sociedad de Economía Mixta (DEUSEM) y la Empresa De Matéu y Cia. S.A. de C.V., debido a que la primera era sociedad mixta compuesta en partes iguales por entes privados, la municipalidad de Usulután y CEL; y la segunda por ser una distribuidora privada, que presta el servicio en el municipio de Juayúa del departamento de Sonsonate, que hasta entonces gozaba de la concesión por 50 años que se mantuvo vigente hasta 1999.<sup>28</sup>

En 1998 las acciones que tenía CEL en DEUSEM fueron vendidas a Electricidad de Caracas -EDC-Venezuela, que ya era propietaria de CAESS y EEO, con lo que ésta transnacional se convirtió en accionista de tres empresas distribuidoras y proporcionaba

---

<sup>28</sup> Salazar, Ricardo (2002): La situación de los usuarios del servicio eléctrico en El Salvador: Tarifa, Cobertura y Calidad del Servicio. CDC, San Salvador p. 16

energía eléctrica al 56% del área de servicio a nivel nacional<sup>29</sup>. La Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), de la cual era propietaria Applied Energy Services (AES Corporación), absorbió la empresa De Matéu y Cia. S.A. de C.V. y la empresa DELSUR había sido vendida a Pennsylvania Power & Light de Estados Unidos y Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica -EMEL- de Chile.

En este contexto, es importante el hecho de que una vez el Estado salvadoreño se vió desligado completamente de la distribución, se dió un movimiento a nivel internacional de dos de las firmas que habían invertido en el mercado nacional, en el 2000 AES Corporación compró a nivel internacional cerca del 81% de las acciones de EDC-Venezuela, con lo cual se convirtió en accionista mayoritaria de cuatro de las cinco empresas distribuidoras en El Salvador; es decir, pasó a proporcionar el servicio eléctrico a más del 80% de los usuarios del país.<sup>30</sup>

Así mismo, el segmento de generación térmica<sup>31</sup> se ha modificado a partir de la privatización del sector eléctrico, debido a que la participación privada en dicho campo se ha ido incrementando progresivamente. En el mercado de generación térmica es significativa la participación de dos empresas transnacionales de EEUU (El Paso Energy con 151.2MW y Duke Energy con 402MW) (Ver Cuadro 1).

---

<sup>29</sup> Ibid. p. 16

<sup>30</sup> Ibid. P.17

<sup>31</sup> La generación de electricidad térmica, se produce a través de la quema de combustibles como el diesel o bunker. Constituye una de las formas más caras de generación eléctrica, ya que depende de las variaciones internacionales del petróleo .El país es un importador neto del crudo.

La privatización de energía eléctrica condujo a concesionar a Nejapa Power (Coastal, hoy el Paso Energy), con lo que esta empresa inició sus operaciones en el país en 1994 y a partir de ese año, hasta mayo de 2002 mantuvo un contrato de venta exclusiva con CEL, por lo que inicialmente su inyección de energía era considerada como parte de la generación pública. Dicha situación se modificó a partir de junio del 2002, fecha en que El Paso empezó a inyectar energía de manera independiente, y por tanto, a competir con CEL y otros operadores<sup>32</sup>.

Así mismo, se vendieron a DukeEnergy las centrales térmicas de Acajutla, San Miguel y Soyapango, con lo que empezó a competir con la generación pública, situación que cambió en mayo de 2000, cuando firmó un contrato de reserva parcial de potencia con CEL. Actualmente representa el agente con mayor potencial de energía térmica en el mercado salvadoreño.

La finalización de los contratos de reserva de potencia total y parcial por parte del Estado salvadoreño, implicó la indemnización a estas empresas transnacionales según arbitraje internacional. En el caso de Coastal, el monto ascendió a US \$90 millones para cubrir los ingresos de trece años que le restaban de vigencia del contrato, esto sin considerar otros gastos. El término de contrato de Duke implicó 90 millones de colones más el pago fijo mensual de reserva de potencia que ascendió a US \$62.5 millones.

---

<sup>32</sup> CDC (2003): "¿Por qué es tan cara la energía eléctrica en El Salvador?" San Salvador, El Salvador, Abril 2003, p12.

### CUADRO 1

#### Empresas Generadoras de Energía Eléctrica en El Salvador.

EMPRESA	CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD MW (Total)
CEL	Guajoyo Cerrón Grande 15 de septiembre 5 de noviembre	Hidroeléctricas	395.8MW
GESAL (controlada por CEL)	Ahuachapán Berlín	Geotérmica	151.2MW
Duke Energy	Acajutla Soyapango San Miguel	Térmicas	402MW
El paso Energy	Nejapa Power	Térmica	151.2MW

Fuente: Promoción de energía renovable en CA: Oportunidades para el planteamiento de Políticas, p 20

En el campo de la generación geotérmica<sup>33</sup>, desde noviembre de 1999, las Centrales estatales de Ahuachapán y Berlín se añaden a Geotérmica Salvadoreña S.A. (GESAL), de la cual CEL es accionista mayoritaria. Posteriormente, en abril de 2002 se incorpora la empresa italiana Enel Green Power, que ganó licitación internacional promovida por el gobierno para ser socio accionista de GESAL.

---

<sup>33</sup> Este tipo de generación eléctrica se obtiene a través del aprovechamiento de grietas naturales en la tierra, que emanan altísimos niveles de calor (ausoles)

Dicha empresa italiana se compromete a explorar, evaluar, y construir áreas geotérmicas y nuevos pozos que exploten dicho recurso, a cambio de recibir el 9 % de acciones<sup>34</sup>.

En el siguiente cuadro se representa como quedo estructurado el sector eléctrico luego de la privatización.

## CUADRO 2

### SITUACIÓN EN EL SECTOR ELECTRICO DESPUÉS DE LA PRIVATIZACION.

<b>GENERACION</b>	<i>HIDROELECTRICA</i>	CEL *
	<i>GEOTERMICA</i>	GESAL *
	<i>TERMICAS</i>	DUKE ENERGY NEJAPA POWER
<b>TRANSMISION</b>		ETESAL *
<b>DISTRIBUCION</b>	DEL SUR	
	CAESS	
	CLESA	
	EEO	
	DEUSEM	

\* Empresas Públicas en la cuales el Estado es accionista mayoritario.  
Fuente: Elaboración propia en base a OMCA, [www.omca.net](http://www.omca.net).

<sup>34</sup> Ver: <http://www.elsalvadoritalia.com/enel.htm>

## **2.2 El marco regulatorio del sector eléctrico:**

### **2.2.1 El Marco Institucional: La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET):**

En 1996, como condicionante para el desembolso del préstamo complementario del BM para el Programa de Modernización del Sector Energía, se aprueba la Ley de Creación de la SIGET donde ésta se perfila como la responsable de asegurar el cumplimiento de todas las leyes aplicables y regulaciones relacionadas con los sectores electricidad y telecomunicaciones.

Es decir la SIGET se perfiló como el ente encargado de hacer cumplir las disposiciones establecidas en la LGE; sin embargo, esta no cuenta con los instrumentos adecuados que le permitan hacer su función, así mismo, es cuestionable el hecho de que el Superintendente es nombrado por el Presidente de la República ya que esto crea una relación de sujeción al poder ejecutivo.

Por otro lado, la SIGET como ente regulador no está autorizada para proponer cambios en las leyes, sino que estas deben ser propuestas por el Ministerio de Economía, reduciendo aún más su campo de acción.

En abril de 2003, se decreta reforma a la LGE y uno de los argumentos es el limitado accionar de la SIGET por algunas deficiencias existentes en el marco legal, las cuales, según el documento de reformas a la ley, se han manifestado en atribuciones concernientes a: la aplicación de un régimen de

infracciones y sanciones, tener acceso a la información, velar por la calidad del servicio, la defensa de la competencia, establecer una relación operativa clara con la Unidad de Transacciones (UT) y, proteger de abusos al consumidor.

Sin embargo, estas reformas no han solucionado el hecho de que la SIGET, aun cuando es una entidad autónoma, responde a políticas dictadas por el ejecutivo, políticas que obedecen a la lógica de libre mercado.

En este sentido, las reformas hechas a la LGE es contradictoria a la dinámica aplicada sobre la facultad de la SIGET de sancionar a los operadores del mercado; porque paralelamente se encuentran mecanismos que hacen posible la supresión de las mismas.

Dicho de otra manera, se permite una mayor intervención de la SIGET a la información del mercado y de operación del sistema, al mismo tiempo que garantiza al presunto infractor el derecho de ser notificado de los hechos que se le imputan, así como se avala la defensa y la presentación de pruebas que resten responsabilidad a las sanciones.

### ***2.2.2 El Marco Jurídico: la Ley General de Electricidad.***

El Salvador introdujo el proceso de privatización del Sector Eléctrico por medio de la LGE<sup>35</sup>, la cual entró en vigencia a finales de 1996. Este marco regulatorio se plantea como un instrumento para incentivar la inversión en las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, es decir, constituye la base jurídica que proporciona "libre acceso" a las empresas que buscan acceder al mercado o incrementar su participación.

Es decir, con esta normativa se facilitan las condiciones para el establecimiento del mercado eléctrico que privilegia la participación privada, bajo un esquema de apertura y supresión de la autoridad pública, ya que se limita aun más su participación en la regulación nacional de las empresas extranjeras.

Bajo el esquema de libre mercado se delega al Estado la función normativa y planificadora del sector, restándole de esta manera el cargo de fijar los precios de la energía eléctrica, de ser el único proveedor del mercado, y limita su intervención en el accionar de las empresas eléctricas, puesto que las transnacionales buscan la obtención de ganancias y no el bienestar en la provisión del servicio.

---

<sup>35</sup> Decreto Legislativo No 843 del 21 de octubre de 1996, publicado en el Diario Oficial No201 del 21 de octubre de 1996.

La traslación del servicio público a entes privados abarca toda la cadena productiva, desde la generación de energía hasta la provisión del servicio a los usuarios finales, por lo que en esta línea se perfila el segmento de la transmisión, como eje que facilitará el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)

***a. Reformas a la Ley General de Electricidad: preparando el terreno para el SIEPAC.***

Desde la creación de la LGE<sup>36</sup> en 1996 se han ejecutado dos modificaciones. La primera reforma, se realizó en junio de 2000, en el cual el Ramo de Economía decidió que el ajuste de precios de la energía se hiciera de forma mensual y no trimestralmente como se establecía la LGE. Este cambio comenzó a aplicarse a partir de agosto de ese mismo año.

Posteriormente en abril de 2003, se desarrollaron nuevas modificaciones a la Ley que surgen en un contexto pre-electoral<sup>37</sup> con el objetivo "de hacer transparente los criterios utilizados para establecer el precio de la energía eléctrica ". Estos cambios no implican reformas de fondo en cuanto a la estructura del mercado eléctrico, sino más bien, constituyen una explicación de algunos de los mecanismos empleados para la

---

<sup>36</sup> La Ley señala la creación de dos entidades : la Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones (SIGET) como regulador del sistema y una institución de carácter privado encargada de las transacciones de energía, denominada Unidad de Transacciones (UT).

<sup>37</sup> Las reformas al sector eléctrico constituye uno de los ejes principales del cambio de política anunciado por el Presidente Flores en Julio/2003, en el que establece la disminución de la tarifa eléctrica como uno de sus componentes en la finalización de su plan de gobierno.

fijación de precios y sobretodo facilita la posibilidad de avanzar en materia de desregulación.

Es decir, la segunda reforma de la Ley, fortalece el proceso de privatización, porque promueve una mayor apertura del sector eléctrico a la región, ya que permite la reestructuración de la UT con la intención de eliminar las barreras de acceso a los comercializadores, fomenta la expansión del sistema de transmisión nacional, lleva inmersa el seguimiento de reestructuración de CEL, facilita las condiciones de concesión para plantas generadoras a inversionistas privados extranjeros, entre otros elementos que preparan las contexto para la concreción de la línea SIEPAC.

Las reformas vinculadas a la apertura de la UT, facilitan la participación de comercializadoras regionales al sistema. En este sentido, la UT supone la formulación de un nuevo Reglamento de Operación, para normar el sistema de transmisión y administración del mercado mayorista con una visión que armonice con la expansión regional de la transmisión de energía, el cual es el único segmento en el que no se ha incursionado la privatización.

Ciertamente, los activos estatales de transmisión no se han reformado por lo que se plantea la construcción de nuevas infraestructura regional de transmisión así como el refuerzo de las ya existentes, para la interconexión de centrales generadoras más grandes, quedando la responsabilidad a la

empresa transmisora resultante de la reestructuración de CEL (Art.-R69).

Explícitamente, las modificaciones retoman la reestructuración interna de la CEL que inicia con la Ley, y que proyecta desintegrar la concentración de la autónoma en la operación de empresas eléctricas, por lo que el siguiente paso consistiría en trasladar las acciones que posee en la Empresa Transmisora de Electricidad (ETESAL) y en GESAL a la administración del Ministerio de Economía o de los agentes privados del mercado, quedándole de esta manera únicamente el manejo de los recursos hidroeléctricos<sup>38</sup>.

Esto, además de suponer la reducción de las facultades de la CEL, compatibiliza con el propósito firme de viabilizar la ejecución de interconexión eléctrica regional. En lo que respecta a generación de energía se proyecta la construcción de generadores exclusivos para el mercado regional. Simultáneamente se contempla a nivel local, la eliminación de barreras para que las pequeñas generadoras vendan directamente a los consumidores la energía eléctrica, sin necesidad de recurrir a la intermediación de otros operadores (Ver Cuadro 3).

---

<sup>38</sup> Ver: <http://www.construccion.com.sv/files/noticias/n03-0401b.htm>

### CUADRO 3

#### Cuadro Comparativo de la LGE y su Reforma.

Temática	Ley General de Electricidad	Reforma a la Ley de Electricidad
<b>Agentes del mercado</b>		
Sistema de Transmisión	Los operadores son responsables de las ampliaciones del sistema de transmisión.	Expansión del sistema de transmisión a la empresa resultante de la reestructuración de CEL
Comercializadoras	Relativa participación de comercializadoras al mercado.	Apertura a comercializadoras independientes al sistema
<b>Consumidores</b>		
Pliego Tarifario	Ajuste de precios trimestral.	Ajuste de precios mensual
Precio de la Energía	Precios libres de generadores/ operadores.	Precios dependen de costo marginal de producción, costo de inversión y costos fijos.
Subsidio	El marco normativo del sector no incluye disposiciones en materia de subsidios al consumidor final, sin embargo desde abril de 2001 este es cubierto por el Estado a través del FINET.	Se carece de disposiciones en materia de subsidio a los consumidores. Sin embargo se plantea la creación de un "fondo compensatorio para cubrir las transitoria estabilidad de las tarifas, que puedan ocasionar pérdidas monetaria a las empresas eléctricas".
Cobertura	Relativo aumento de la cobertura rural del país.	Expansión de cobertura en función de planes de transmisión y no de beneficio social.
Calidad	Los operadores no están obligados a garantizar la calidad del servicio eléctrico nacional.	La calidad depende de las distribuidoras y no existen mecanismos que aseguren la correcta calidad del servicio eléctrico.
<b>Ente Regulador</b>		
Regulación de la SIGET	SIGET cuenta con limitados instrumentos para sancionar a los operadores ante fallas en el sistema.	SIGET tiene nuevas facultades para sancionar a las irregularidades del mercado eléctrico.

Fuente: Elaboración propia en base a Ley General de Electricidad y Reformas a la Ley Abril/2003.

## **2.3 Implicaciones de la reforma al sector eléctrico.**

### **2.3.1 Implicaciones en los consumidores.**

En el marco normativo para el sector se refleja la supresión de los intereses de los consumidores a favor de los derechos de las contrataciones comerciales de transnacionales que avanzan en el proceso de provisión del servicio, a través de inversiones en la cadena productiva. A continuación se presentan las implicaciones de la reforma en los usuarios del servicio eléctrico.

#### **a. Tarifas eléctricas de los consumidores.**

En la práctica, los consumidores no han experimentado efectos positivos derivados de la privatización del servicio, puesto que persiste la tendencia alcista en el precio de la energía, y otras irregularidades en el sector eléctrico

Actualmente, la familia salvadoreña paga la tarifa más cara de Centro América ya que representa en la actualidad el 14% del salario mínimo urbano nominal<sup>39</sup>, aunado a ello, esta alza se ha dado principalmente en el segmento de población que tiene un consumo menor a los 200 kwh/mes.

Para ilustrar lo anterior, se presenta el Gráfico 1, que muestra que en el segundo trimestre del 2002 la tarifa eléctrica de

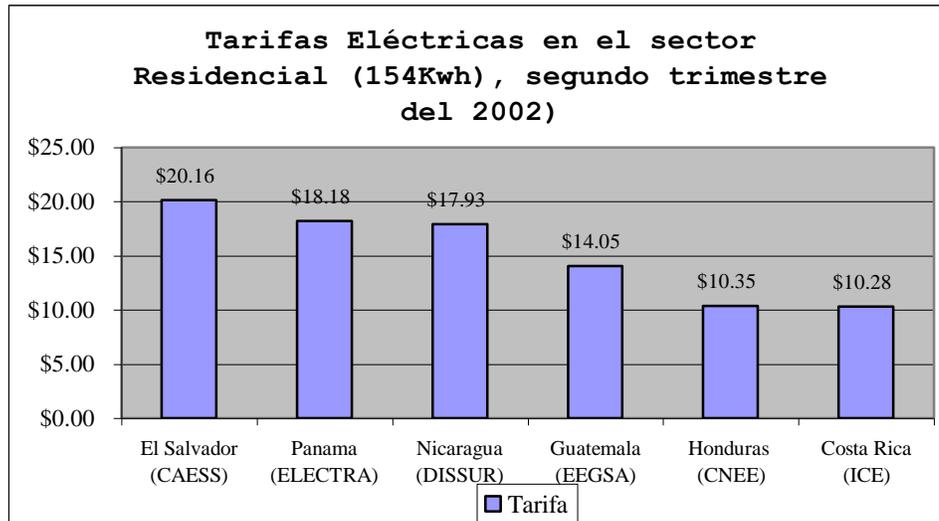
---

<sup>39</sup>Salazar, Ricardo (2003): Las implicaciones del SIEPAC en el nivel de protección de las personas usuarias del servicio de energía eléctrica". San Salvador. El Salvador. p. 40

CAESS asciende a \$20.16 cifra superior a las tarifas de los demás países.

### GRAFICO 1

**Tarifas Eléctricas en el sector  
Residencial (154 Kwh), segundo trimestre del 2002)**



Fuente: La interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores, CDC.

Así mismo, es importante señalar que de los componentes de la tarifa del servicio de energía eléctrica, el que representa el mayor porcentaje es el precio de la energía, que en el período comprendido entre 1998 y 2001 ha oscilado alrededor de 60% a 83% de la tarifa, seguido por el cargo de la red de distribución que se encuentra entre el 5% y el 27%, y respecto a la atención del cliente, esta significa el 6%<sup>40</sup>, lo cual se ha traducido en una tendencia alcista de las tarifas en los últimos años.

<sup>40</sup> Ibid p.18

De esta manera, se han visto afectadas las economías familiares, las cuales no cuentan con liquidez, debido en gran parte al estancamiento del salario mínimo, y al establecimiento de pagos por servicios desmesuradamente elevados.

En este sentido, es importante analizar como esta estructurada la tarifa eléctrica en El Salvador, según el Art. 79 de la LGE, está formada por:

- i. El precio de la energía, que constituye el precio de la energía en el Mercado Regulador del Sistema (MRS).
- ii. El cargo por uso de la red de distribución, que constituye los costes medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución.
- iii. El cargo por atención al cliente; que considera el costo de impresión, reparto de la factura y la comisión por cobranza, que se paga en los bancos.

En este sentido, es importante mencionar que el precio de la energía es establecido en el MRS, y corresponde al precio más alto que se paga por toda la energía consumida en una hora respectiva, el precio diario se establece en base al promedio del precio del MRS de las 24 horas del día; y el precio mensual de la energía se establece en base a los promedios diarios obtenidos<sup>41</sup>. Dicho precio, no es el resultado de la suma de las actividades comerciales de energía que se efectúan en el mercado

---

<sup>41</sup> Salazar, Ricardo (2002): La Regulación del servicio eléctrico en el Salvador: un análisis desde los consumidores. San Salv., El Salvador, CDC, Mayo de 2002, p23.

eléctrico nacional,<sup>42</sup> ni de la consideración de los costos asimétricos por tipo de generación, sino que es el precio marginal de las ofertas de energía.

Esto significa, que se emplea el precio más alto de las ofertas de energía como el precio determinante de la venta en el MRS. Para explicar mejor el funcionamiento de este mecanismo, se presenta a continuación el siguiente ejemplo:

Se considerará que a una hora determinada del día, los distribuidores-comercializadores acuden al MRS a comprar 300 Megavattios hora para satisfacer la demanda de energía. Mientras que los generadores que poseen excedentes de energía en esa hora, ofertan esa potencia en el MRS; la UT ordena las ofertas que tienen diferente precio, de la siguiente manera: el primero ofrece 50Mw a US \$ 300/Mw, el segundo 200Mw a US \$400/Mw y el tercero ofrece 50Mw a US \$800 /Mw.

A pesar que los agentes ofertaron a distintos precios, prevalece el precio más alto que es el que determina el precio del resto de participantes. No obstante, la UT establece el precio de equilibrio (Demanda = 300 y Oferta = US \$800), aquel que corresponde a la última unidad de oferta que termina de satisfacer la demanda de energía a una hora cualquiera.

---

<sup>42</sup> El cual incluye el Mercado de Contratos, el Mercado Regulador del Sistema MRS.

El criterio de precios marginal de las ofertas de energía se mantiene con las reformas, el único cambio descansa en que las ofertas de energía se realizan en función del costo de producción, costos de inversión y costos fijos, situación que parcialmente explica los precios de los generadores pero que no garantiza reducción en el precio de la energía de los usuarios.

Asimismo, en la reforma a la Ley se observa una readecuación de cargos que deben cancelar los consumidores por todas las transacciones que efectúan los operadores en el mercado.

En este sentido, se puede mencionar la reciente reducción del costo de atención al cliente en un 58% equivalente a 70 centavos de dólar para los consumidores en abril de 2003, lo que nos refleja que paralelamente se incrementará el costo fijo de uso de red, también así como se reducirá en un 11% el cargo por uso de red, aumentará el costo variable de uso de red.

***b. Cobertura y Calidad del servicio eléctrico.***

La ampliación de la cobertura del servicio, no es retomado por las modificaciones de la Ley, puesto que en la práctica no existe mayor incentivo para las empresas privadas de incrementar el acceso a la población de escasos recursos económicos, que carece en la mayoría de los casos de dicho servicio, debido a que en estas prevalece la visión de maximización de ganancia sobre los derechos ineludibles de provisión de servicios públicos.

Los operadores del sistema, delegan al Estado la responsabilidad de focalizar los subsidios y orientar los recursos estatales hacia la ampliación de la cobertura eléctrica de los consumidores de menores ingresos.

En este sentido, uno de los indicadores más utilizados para medir la cobertura del servicio eléctrico es el índice de electrificación, el cual durante el período 1980 al 2000 se incrementó en un 39.6%. Sin embargo, al analizarla por zonas urbanas y rural, en el año 2000 se observa que la primera cuenta con un 98.8 % de electrificación, mientras que en la zona rural representa el 41.4%. Es decir, que el crecimiento del índice de electrificación está sesgado a la zona urbana y se ha descuidado la zona rural.

Por otro lado, los planes de expansión de cobertura del mercado responden a planes de expansión regional. Por tanto, es evidente que los favorecidos de estos procesos de reforma eléctrica no han sido los consumidores, sino las transnacionales eléctricas que han invertido en la región. Situación que tiende a incrementarse con la ejecución del Proyecto SIEPAC.

En cuanto a calidad, también dentro de las reformas, se encomienda a las distribuidoras la calidad del servicio y se "garantiza" su correcta aplicación a través de las sanciones que otorgue la SIGET, ante las irregularidades en el sistema. Sin embargo, es de esperar que se repita la experiencia de comportamiento deficiente en el suministro de energía eléctrica derivada de la privatización.

La calidad del servicio eléctrico se caracterizó por presentar un comportamiento deficiente, lo que se demuestra con un total de 44 mil 105 cortes de electricidad entre los años 2000 y 2001<sup>43</sup>. Así, los reclamos por energía no servida en el año 2000 fueron 216 mil 689, mientras que en 2001 fueron 288 mil 562, sumando un total de 505 mil 251.

En este sentido, aunado al alto costo de la energía, los consumidores se han enfrentado a un ineficiente suministro del servicio eléctrico, lo que desdice el argumento del gobierno de que con la privatización de la energía eléctrica se solucionarían los problemas de calidad en el servicio, brindando mejor acceso, mejor cobertura y reducción en las tarifas.

### ***2.3.2 Implicaciones en las empresas.***

En la línea de incentivos a las empresas eléctricas, en la normativa se permite la integración vertical de mercado, es decir que una misma entidad puede desarrollar al mismo tiempo actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, con la única condición de presentar contabilidad separada para cada una de ellas.

La integración horizontal no está prohibida en la Ley, por lo que una misma empresa puede dominar significativamente una o

---

<sup>43</sup> Salazar, Ricardo (2002): La situación de los usuarios del servicio eléctrico en El Salvador: Tarifas, Cobertura y Calidad del servicio. San Salvador, p24.

varias actividades en el mercado. Dichas prácticas favorecen a la consolidación de mercados oligopólicos (que coluden en precios y cantidades).

Por lo cual no hay garantía que las tarifas eléctricas disminuirán. Ejemplo: AFP, tarifas de generadoras térmicas y distribución.

En este sentido, la protección que se les brinda a las entidades que desarrollan actividades en el sector para la provisión del servicio eléctrico<sup>44</sup> incide en los costos de las empresas ya que el uso de energía eléctrica constituye uno de los principales insumos productivos.

Los incrementos en las tarifas de electricidad implican también incrementos en los costos de las empresas y, consecuentemente, incrementos en los precios de los productos y servicios, lo cual resta competitividad a las empresas que operan en el país.

La tendencia alcista de las tarifas es un problema que no sólo afecta a los consumidores residenciales, sino también, constituye un obstáculo en el desarrollo de la capacidad productiva de las empresas nacionales, es decir afecta la competitividad de las Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES), en la medida que se aumentan sus costos de producción.

---

<sup>44</sup> Salazar, Ricardo(2003): "La interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores", CDC, San Salvador, El Salvador, p.16

Una encuesta realizada por la Fundación Empresarial para el Desarrollo Sostenible en la Pequeña y Mediana Empresa (FUNDAPYME)<sup>45</sup> en el 2000, reveló que el costo de electricidad representa el obstáculo de más alta prioridad para las PYMES, presentando un nivel de incidencia del 61% dentro del área de calidad y costo de la infraestructura, en donde se evaluaron otros aspectos como: Costo de las tarifas de Telecomunicaciones, Infraestructura de aduanas para la importación, Calidad del suministro de energía eléctrica, entre otros (Ver Cuadro 4).

En el análisis de esta encuesta, cabe destacar que FUNDAPYME señala que para las PYMES salvadoreñas, los costos de las tarifas eléctricas son uno de los principales obstáculos para el desarrollo de su competitividad.

---

<sup>45</sup> Martínez, J. y Beltrán, E. (2002): Desafíos y oportunidades de la PYME salvadoreña. Construyendo una agenda de desarrollo. ANEP, FUNDE, FUNDAPYME 1ª edición, San Salvador, p. 62.

## CUADRO 4

### Obstáculos específicos asociados al costo y calidad de la infraestructura.

Obstáculo específico	Frecuencia
Costo de las tarifas de electricidad.	61%
Costo de las tarifas de telecomunicaciones.	12%
Infraestructura de aduanas para la importación.	10%
Condiciones de las calles y carreteras.	7%
Calidad del suministro de energía eléc. (estabilidad de voltaje y continuidad del suministro)	5%
Calidad del servicio de telecomunicaciones.	2%
Otros.	0%
No aplica.	3%
TOTAL	100%

Fuente: Encuesta empresarial FUNDAPYME, 2000.

Aduciendo que el comportamiento alcista de las tarifas de este servicio, se debe posiblemente a los efectos negativos que tiene sobre este, la poca competencia que caracteriza el funcionamiento del mercado de electricidad.

#### **2.3.3 Implicaciones Fiscales de la privatización del sector eléctrico.**

Al privatizar las empresas estatales distribuidoras y generadoras de energía eléctrica, el Estado deja de percibir el equivalente al 25% de las utilidades de las mismas, que por ley deberían ser transferidas al Fondo General de la Nación, lo que

significa que el Estado cuenta con un mayor déficit de ingresos para suplir las necesidades de inversión social.

Es importante mencionar, que dicho porcentaje que aporta la autónoma no se visualiza en el Presupuesto General del Estado, sino más bien este constituye un componente implícito del Presupuesto Extraordinario en partidas especiales que no poseen carácter público.

Así mismo, al privatizar, el Estado incurre en mayores gastos derivados de la creación de infraestructura física y un marco regulatorio favorable para el retorno de la inversión extranjera y congruente con la posibilidad de incrementar la participación en las actividades de la cadena de valor de la industria, así como también por las acciones de subsidio a través de los fondos sociales desarrollados en respuesta a las necesidades sociales y a los efectos de la medida de aumento de tarifas.

Por otro lado, la privatización del sector eléctrico tuvo un efecto drástico en el aumento del saldo de la deuda pública externa, esto producto de una serie de préstamos, otorgados por parte de organismos internacionales (BM y BID). Estos son resumidos en el Cuadro 5.

**CUADRO 5 Préstamos de Ajuste Estructural para la Privatización del Subsector Energía en El Salvador.**

Nombre del proyecto	N° préstamo	Descripción	Entidad Financiera	Cantidad
Asistencia Técnica para el Sector Energía	3389 - ES	Realizar estudios del sector y estudios de ingeniería para desarrollar propuestas con el fin de reformar los marcos institucionales y regulatorio del sector, y para fomentar la participación del subsector privado en el subsector de energía eléctrica. Realizar estudios de ingeniería y gerencia para mejorar la eficiencia y administración de la CEL.	Banco Mundial	US \$11 millones, aprobados el 7/91.
Programa de desarrollo eléctrico, Etapa I.	731/OC - ES	Rehabilitación de los sistemas de transmisión dañados y construcción de combinados. Posteriormente se descartó la construcción de la planta de ciclos combinados, por cuestiones técnicas, y unos US \$ 80 millones que quedaron de este proyecto se tomaron en cuenta como suplemento para la etapa dos del programa.	BID, operación	US \$125.9 millones, aprobado el 12/92.
Programa de desarrollo eléctrico, Etapa II.	838/OC - ES	El objetivo era proporcionar infraestructura para aumentar la capacidad de generación, y completar la rehabilitación de los sistemas de transmisión; apoyar las reformas en el sector energía eléctrica, y fomentar el uso eficiente de la electricidad.	BID, operación	US \$215 millones, aprobado el 11/94.
Programa de Modernización del subsector Energía.	3920 - ES	Rehabilitar, modernizar y expandir las plantas de generación hidráulica. Elaborar anteproyectos de ley y procedimientos para reestructurar el marco legal y regulador del sector, y apoyar las nuevas entidades regularías, una vez que sean establecidas.	Banco Mundial	US \$65 millones. Aprobado el 7/95
Estructuración y privatización de los Sectores Energía y Telecomunicaciones	ATN/MT 4758 - ES y ATN/MT 4759 - ES.	Implementar los nuevos marcos legales, regulatorio e institucional para los sectores de energía y de telecomunicaciones. Y establecer comisiones regulatorias para los sectores de energía y telecomunicaciones.	BID, operación	US \$1.57 millones y US \$400,000, aprobado el 12/94.

Fuente: Weinberg Stephanie, Estrategias del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo en El Salv. 1998.

**CAPITULO II**  
**EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES**  
**DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC) .**

**1. Antecedentes:**

El proceso de privatización del Sector Eléctrico, forma parte de las reformas económicas impulsadas por la Organización Mundial del Comercio (OMC), BM y el BID, dado que éste sector constituye un eje fundamental en el desarrollo productivo de las economías<sup>46</sup>, razón de la que se deriva el interés de las empresas transnacionales por invertir en el continente.

La OMC, nació como continuación del Acuerdo Multilateral en Comercio de Bienes (GATT, siglas en inglés.) en 1995 en la Ronda de Uruguay. La OMC refuerza el proceso de reforma, por conservar las principales disposiciones del GATT al considerarse este como el primer paso después de la Segunda Guerra Mundial hacia la liberalización del comercio mundial, sin embargo esta pretende ir mas allá de reducir las barreras comerciales entre los países, al incluir el Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS); cuyo objetivo principal es la liberalización progresiva del comercio de servicios donde el principal instrumento es la privatización de todos los servicios públicos a nivel mundial, permitiendo así la incursión de empresas transnacionales en el comercio de estos.

---

<sup>46</sup> Según datos de las Naciones Unidas para 1997 (PNUD, 2000) para Estados Unidos el consumo per cápita de energía comercial supera las 8 Toneladas de Petróleo Equivalentes (TPE) al año, mientras que América Latina y el Caribe, siendo una región exportadora neta de energía, solo registra un consumo per cápita de energía comercial de 1.2 TPE anuales.

Otro instrumento utilizado por los organismos internacionales (OMC, BM, FMI) para expandir la liberalización comercial, es la negociación de acuerdos regionales y bilaterales entre países como lo son los Tratados de Libre Comercio (TLC).

En este contexto, el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) se plantea como una iniciativa del gobierno de Estados Unidos, cuyos antecedentes inmediatos son la Iniciativa Para las América (IPLA)<sup>47</sup> y el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), la primera se inicia en 1992 bajo el gobierno del Presidente G. Bush (padre) y el segundo entró en vigencia en 1994.

El ALCA es una manifestación más del proceso de liberalización y apertura en el ámbito mundial, que busca suprimir cualquier tipo de regulación a las inversiones extranjeras más que estimular los flujos de bienes y servicios que se comercien internamente, en este sentido pretende consolidar un área de libre inversión. Su entrada en vigencia se tiene prevista para el 1° de enero de 2005.

La apertura del sector eléctrico a empresas privadas de los diversos países de la región latinoamericana, está incluida dentro de la agenda tratada en las Cumbres Presidenciales de las Américas celebradas hasta ahora (Miami 1994, Santiago de Chile

---

<sup>47</sup> La Iniciativa Para Las Américas (IPLA) es una propuesta que pretende estimular el flujo comercial, incrementar la inversión extranjera, y reducir el endeudamiento externo, en el marco de la liberación total de las economías Latinoamericanas.

1998, Québec 2001, Miami 2003), cuyo principal objetivo es "la apertura de los mercados hemisféricos y la eliminación total de aranceles"<sup>48</sup>.

De igual forma, según la Agencia Latinoamericana de Información (ALAI), el Secretario de Estado de los Estados Unidos, General Colin Powell, expresó que "nuestro objetivo con el ALCA es garantizar a las empresas norteamericanas, el control de un territorio que va del polo ártico hasta la Antártica, libre acceso, sin ningún obstáculo o dificultad, para nuestros productos, servicios, tecnología y capital en todo el hemisferio"<sup>49</sup>.

En la agenda del ALCA, el tema energético se alude explícitamente al mercado energético, aunque no esté incluido en uno de los nueve grupos básicos de la negociación<sup>50</sup>. Dado que para los EE.UU. este es un componente fundamental para la Integración Energética Hemisférica ya que garantizará el acceso a la energía de América Latina y el Caribe, requerida para mantener en el largo plazo elevados patrones de consumo<sup>51</sup>.

---

<sup>48</sup> Durán, Víctor Manuel (2003): "El ALCA y los procesos de Integración". UTAL Capitulo III, p.1

<sup>49</sup> Castro Soto, Gustavo (2002): "Interconexión Eléctrica en Centroamérica", Ciepac, México, p. 1.

<sup>50</sup> Los nueve grupos de negociaciones del ALCA: 1.Inversiones, 2.Política de competencia, 3.Propiedad intelectual, 4.Acceso a mercados, 5.Servicios, 6.Compras Gubernamentales, 7. Solución a disputas, 8.Agricultura, 9.Subsidios, antidumping y salvaguardas.

<sup>51</sup> En la década pasada la demanda de energía de EEUU aumento un 17% en tanto que la producción doméstica lo hizo en 2.3%. Las importaciones de petróleo en el 2000 ascendió a 19.5 millones de barriles al día (MBD), lo que represento el 25% del consumo mundial y de los cuales mas de 10. MBD fueron importados, lo que representa más del 50% de consumo importado. De no haber nuevos descubrimientos de yacimiento petroleros, se calcula que para el año 2020, la producción de petróleo declinara de 5.8 a 5.1 MBD, en tanto el consumo será de 25.8 MBD. Lo que significa que las importaciones de crudo serán más del 77% de su consumo.

Además del ALCA, se han diseñado Planes, Pactos o Acuerdos de carácter regional y sectorial, entre los que podemos mencionar el Plan Colombia, el CAFTA, el Plan Puebla Panamá y El Pacto Energético de América del Norte. Estos proyectos son de carácter complementarios, que buscan un mismo objetivo con la diferencia de que unos se encaminan por la vía de la transformación de los marcos jurídicos y otros a través de la creación de la infraestructura necesaria para atraer la inversión extranjera.

En el presente estudio, es imprescindible aludir al PPP, dado que en éste se incorpora dentro de sus ocho iniciativas<sup>52</sup>, una dirigida al tema energético de la región Mesoamericana que incluye dentro de sus tres proyectos<sup>53</sup> al SIEPAC.

Oficialmente, el PPP, constituye principalmente la iniciativa para la inversión en infraestructura, elaborada en noviembre del año 2000 por el gobierno mexicano de Fox, que se presenta con el propósito de impulsar la integración urbana y regional de algunas ciudades mexicanas del Sur sur-este, a través de la construcción de un conjunto de corredores que faciliten la circulación de las mercancías. A la idea original de esta iniciativa gubernamental, se le adosaron posteriormente en junio del 2001 las repúblicas centroamericanas, para configurar una versión regional más amplia del Plan.<sup>54</sup>

---

<sup>52</sup> Desarrollo sustentable, Desarrollo humano Prevención y mitigación de desastres naturales, Promoción al turismo, Facilitación intercambio comercial, Integración vial, Interconexión energética, Integración de servicios de telecomunicaciones.

<sup>53</sup> Esta iniciativa además del SIEPAC incluye: El Proyecto de Interconexión México-Guatemala y el Proyecto de Interconexión Guatemala-Belice.

<sup>54</sup> Moreno, Raúl (2002): "Desmitificando el PPP". San Salvador, El Salvador. p. 7

A pesar de que el PPP se planteó oficialmente con el objetivo de "potenciar la riqueza humana y ecológica de la región mesoamericana en un marco de desarrollo sustentable que respete la diversidad cultural y étnica"; los elementos estratégicos del PPP básicamente están referidos a crear un marco jurídico institucional que facilite la inversión privada en áreas estratégicas<sup>55</sup>, y que se genere con financiamiento público la infraestructura favorable a la inversión (telecomunicaciones, transporte, electricidad), que permitirá la re-localización de la producción en base de criterios económicos de maximización de ganancias.

La Iniciativa de Interconexión Energética del PPP, visualiza al SIEPAC como la vía para darle seguimiento al proceso gradual de integración eléctrica, que se comenzó a contemplar en 1987, a partir de conexiones bilaterales ya existentes entre algunos países de la región centroamericana.

Desde ésta óptica, el SIEPAC pretende el establecimiento y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y del desarrollo del primer sistema de transmisión regional<sup>56</sup>. Es decir, el establecimiento de mecanismos legales e institucionales propicios al desarrollo de un mercado regional, así como construir la infraestructura idónea para su puesta en

---

<sup>55</sup> Aunque por lo pronto los recursos energéticos en Centroamérica son limitados, la región es estratégica para los mercados internacionales de energía como centro de transporte de petróleo por el canal de Panamá por donde cruzaron diariamente en 1998 cerca de 625 mil barriles de crudo, además de poseer abundantes recursos hídricos. Ciepac (2003): Petróleo, gas y Plan Puebla Panamá , Gustavo E. Castro Soto.

<sup>56</sup> Ver: [www.ca\\_ceac.com](http://www.ca_ceac.com)

marcha (Línea de Transmisión de Panamá a Guatemala, subestaciones y un centro regional de coordinación y transacciones).

Es importante señalar el estrecho vínculo existente entre las Iniciativas planteadas desde el PPP, la suscripción de TLC y la consolidación del ALCA, dado que estos buscan la liberalización de la economía, es decir el libre movimiento de capitales, mercancías, financiero y de inversión extranjera directa, poniendo énfasis en esta última, tomando en cuenta de que el "70% de las empresas transnacionales asentadas en América Latina son de Estado Unidos"<sup>57</sup>.

Así mismo, estos Tratados retoman el AGCS que llevan implícito la privatización de los servicios públicos hasta alcanzar la liberalización total de estos. Es decir que el ALCA, es la garantía de las empresas transnacionales para poder acceder al suministro de servicios públicos, que hasta ahora está siendo realizado por los Estados, aduciendo que de seguir siendo así se incurre en competencia desleal y que además constituye una barrera a la entrada de servicios ofrecidos por empresas transnacionales. Esto significa que las empresas públicas se someten a la lógica de mercado que se establece en la Política

---

<sup>57</sup> Villegas Quiroga, Carlos (2003): "El ALCA y los requisitos de desempeño" CIDES-UMSA, p.1.

de Competencia<sup>58</sup> del ALCA, limitando así, la capacidad de los gobiernos para ejercer políticas a favor del interés común.

Así pues, estos acuerdos obedecen a una lógica de maximización de beneficio privado y no a una alternativa de desarrollo que responda a las necesidades económicas y sociales de cada uno de los países participantes de dichos acuerdos.

## ***2. Descripción del proyecto SIEPAC.***

Los países centroamericanos han realizado interconexiones de electricidad a partir de 1976, cuando comenzó a funcionar el enlace entre Honduras y Nicaragua. Posteriormente, en 1982 entró en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua, y en 1986 comenzaron paralelamente los enlaces tanto de Costa Rica-Panamá y de El Salvador-Guatemala.

En 1987, los gobiernos centroamericanos y de España visualizaron el Proyecto SIEPAC como la vía para lograr en la región una integración eléctrica mayor entre los países. Y es hasta mediados de la década de los 90, que los gobiernos centroamericanos, el de España y el BID acordaron proseguir con la ejecución de este Proyecto.

De esta manera, los Presidentes de América Central se reunieron en las distintas Cumbres Presidenciales N°s. XV, XVI, y XVII,

---

<sup>58</sup> El ALCA pretende a través de esta política asignarle a la competencia de mercado un valor supremo y reducir aun más la intervención del Estado en la economía.

llevadas a cabo en agosto 1994, marzo 1995 y diciembre 1995<sup>59</sup>, para tomar acuerdos para su concreción. Y se hace necesario agilizar aun más las interconexiones bilaterales faltantes<sup>60</sup>.

Las interconexiones realizadas hasta esa fecha habían estado caracterizadas por ser enlaces sencillos, con capacidad de transferencia limitada (50 Megavatios firmes) que se concretaron inicialmente para conectar subestaciones fronterizas para la expansión de los sistemas nacionales, lo cual representaba según los gobiernos de la región un obstáculo para generar una capacidad de mayor tamaño para atender el mercado de cada país.

Con este argumento los gobiernos centroamericanos retoman el Proyecto SIEPAC, y lo conciben como la vía para reforzar las tendencias y esfuerzos existentes en la región sobre el sector energía. Para lo cual, establecieron un mecanismo jurídico que homogeneizará las reglas de los mercados eléctricos de los seis países. Este mecanismo fué plasmado como el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que fué suscrito por los Presidentes el día 28 de diciembre de 1996, en la ciudad de Guatemala y ratificado en 1998. Pero es a partir de 1999 que el Tratado Marco está vigente en toda la región centroamericana.

Bajo esta perspectiva el SIEPAC, consiste en " la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional mediante la creación y establecimiento de mecanismos legales,

---

<sup>59</sup> Ver: [www.cel.gob.sv](http://www.cel.gob.sv)

<sup>60</sup> En el 2002 El Salvador finalizó la interconexión con Honduras, quedando de esta manera interconectados los seis países centroamericanos.

institucionales y técnicos apropiados (un centro regional de coordinación y de transacciones), que facilite la participación del sector privado, particularmente en el desarrollo de las adiciones de generación; así como en el establecimiento de una infraestructura de interconexión eléctrica<sup>61</sup> (líneas de transmisión y subestaciones que facilite los intercambios de energía eléctrica entre los participantes en el mercado eléctrico regional)”<sup>62</sup>.

En este sentido, el SIEPAC se visualiza como un elemento clave para el establecimiento de infraestructura favorable que propicie los incentivos económicos para el libre desempeño y maximización de beneficios de las empresas transnacionales en la región; así como también, instaurar un mercado eléctrico atractivo a la inversión privada, que facilite que cualquier agente calificado pueda vender o comprar la electricidad sin ningún tipo de regulación.

Así pues, en el SIEPAC participarán, según información del Operador del Mercado Centroamericano (OMCA) a febrero del 2003, 35 operadores, de los cuales 15 son empresas generadoras, 3 transmisoras, 5 distribuidoras, 10 comercializadoras y dos empresas estatales dedicadas a todas las actividades del sector eléctrico<sup>63</sup>. Esta información se resume en el Cuadro a continuación.

---

<sup>61</sup> Es decir, la construcción de una línea con capacidad de 230 kv y una longitud de 1,830 kilómetros, que ira desde Guatemala hasta Panamá, logrando así que la capacidad de transacciones entre los países centroamericanos aumente a 300 Megavatios

<sup>62</sup> Asamblea Legislativa (2003): "Informe ejecutivo sobre el proyecto SIEPAC", San Salvador, El Salvador.

<sup>63</sup> Salazar Ricardo, Op. Cit p30

**CUADRO 6**

**Empresas eléctricas participantes en el SIEPAC.**

Activ/ País	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<b>Generador</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala, SA; Coastal ;Comp Agrícola Industrial Santa Ana, SA; Generadora Eléctrica del Norte, Limitada	CEL, DUKE, El Paso; Nejapa Power Company, LLC; GESAL y CESSA	Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE	Generadora Eléctrica Central, SA	Instituto Costarricense de Electricidad, ICE	AES-Panamá; Bahía las Minas Corp; Empresa de Generación Eléctrica Fortuna; y IGC/ERI PAN AM Termal Generating, LTD.
<b>Transmisor</b>	ETCEE	ETESAL		ENTRESA		ETESA
<b>Distribución</b>		CLESA; CAESS; Y DELSUR		Dinorte, SA; y Dissur, SA.		
<b>Comercializadoras</b>	Comerc. Duke Energy de CA, Li; Comerc. Elec. De Guate, SA; Comerc de Electricidad Centroamericana; Conexión Energética Centroamericana, SA; y Poliwatt Li	Excelergy; Mdo Eléctrico de Centroamérica; Comercializadora de Electricidad Centroamericana; y Conexión Energética Centroamericana El Salvador				

Fuente: Elaboración propia en base a Salazar, Ricardo. "La interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores", CDC p. 30.

Tomando en cuenta lo planteado anteriormente, podemos resumir que el SIEPAC tiene dos grandes objetivos: el Mercado Eléctrico regional y la construcción de la línea SIEPAC.

### **2.1 Mercado Eléctrico Regional (MER) .**

El MER es uno de los dos grandes objetivos del SIEPAC, este se concibe dentro como el séptimo mercado superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales eléctricos existentes.

Para darle el marco institucional y regulatorio al MER, los países participantes<sup>64</sup> acordaron mediante el Tratado Marco, establecer la base normativa y las reglas fundamentales para su funcionamiento. Creando para ello dos instituciones<sup>65</sup>: La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), creada en abril del 2000 con la finalidad de funcionar como el ente regulador del MER y asumir la responsabilidad de asegurar que los principios del Tratado Marco y los reglamentos subsiguientes sean respetados por los participantes; y en enero del 2001 es creado el Ente Operador Regional (EOR), que será responsable de la operación técnica y de la administración de los aspectos comerciales del MER.

En el Tratado Marco se establece al CRIE y EOR, como autoridades máximas regionales en la regulación y operación del sistema respectivamente, les permiten supeditar las acciones de las entidades nacionales dedicadas a estas mismas funciones, lo cual

---

<sup>64</sup> Los países participantes del SIEPAC son: Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

<sup>65</sup> Salazar, Ricardo, Op. Cit p. 21.

podría traducirse en hacer prevalecer el derecho de las contrataciones comerciales internacionales sobre los derechos de los usuarios.

En agosto del 2002, el EOR contrató la Unidad de Transacciones, administrador del mercado eléctrico de El Salvador, como el OMCA, el cual tendrá la responsabilidad de encargarse de la administración comercial del MER en su fase transitoria, éste se coordina con los encargados de organizar las transacciones de energía.

Por otro lado, es importante señalar que las actividades del Mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrían ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como grandes consumidores. Los productos que se comercializarán en el MER serán: energía eléctrica, servicios de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación de sistema y administración del MER<sup>66</sup>.

## **2.2 Construcción de la línea SIEPAC:**

Por otro lado, la construcción de la línea SIEPAC será administrada por la Empresa Propietaria de la Red de Transmisión, S.A. conocida comercialmente como Empresa Propietaria de la Red (EPR), tal y como se establecen el artículo 15 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América

---

<sup>66</sup> Estos productos se transarán en el Mercado Regional de Contratos y en el Mercado Regional de Oportunidad.

Central. A esta empresa se le otorgará la concesión para la construcción, operación y mantenimiento de la línea SIEPAC.

La EPL, se constituyó como una empresa de sociedad anónima en 1999, de la cual son socias las seis empresas nacionales responsables del sistema de transmisión en los países centroamericanos. Posteriormente, en el 2001 se sumó a la sociedad la empresa transnacional española Endesa.

### ***2.2.1 La Ruta de Interconexión propuesta.***

La línea SIEPAC incluye un sistema troncal indivisible de transmisión que conecta dieciséis subestaciones de transformación, desde la subestación Veladero en Panamá hasta la subestación de El Cajón en Honduras, pasando por Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala (Ver Figura 1).

Para el caso de El Salvador, el trazado de la línea SIEPAC consta de 282.3 kms, inicia al norte del departamento de Ahuachapán y conectará el sistema eléctrico nacional a través de la estación transformadora de Nejapa, situada en San Salvador, y la presa 15 de septiembre atravesando longitudinalmente por la parte media del país hasta llegar a la frontera con Honduras. El proyecto, se localiza en forma paralela con la Carretera Panamericana y coincide con las fronteras de los países vecinos.

**FIGURA 3**

**Trazo de la Línea SIEPAC en Centroamérica.**



Fuente: Informe Descriptivo del Proyecto SIEPAC, CEL.

Según estudios ambientales, existen dos aspectos importantes a tomar en cuenta en lo que respecta al trazado de la línea SIEPAC en El Salvador: Uno es la densidad de población a lo largo de todo el trazo, que está concentrada principalmente en dos áreas: en su proximidad a la ciudad de Santa Ana y al Norte del Área Metropolitana de San Salvador; encontrándose parcial o

totalmente comprendidas en la zona de estudio 12 ciudades y 146 cantones, con una población estimada en 500,000 habitantes. Lo anterior, pone en evidencia que la ampliación de cobertura se encuentra sesgada a la zona urbana en detrimento de la zona rural del país.

El otro aspecto, es la existencia de áreas naturales con potencial de manejo en la zona del Proyecto, siendo el hecho más notable el que el trazo atraviesa un complejo de 8 de estas áreas localizadas en el departamento de La Libertad, cuya importancia principal radica en que por ser espacios cubiertos con lava favorecen la recarga de los mantos acuíferos y el especial valor ecológico en algunas de ellas debido al proceso sucesional de la vegetación que se observa en éstas<sup>67</sup>.

El mismo estudio define la línea de transmisión como obra de carácter público, y por lo tanto de inevitable su construcción, por lo que se recomienda la investigación de trazos alternos. Sin embargo el componente nacional de la línea SIEPAC está condicionado a la trayectoria del trazo en los países vecinos con los que se interconectará, lo que supone considerar fijos los puntos fronterizos de interconexión, así como el sitio de interconexión con la estación transformadora Nejapa.

En este sentido, por el carácter lineal de las obras de transmisión de energía eléctrica, estas atraviesan una amplia gama de ecosistemas, afectando sin duda, el medio ambiente. Su

---

<sup>67</sup> Ver: [www.iadb.org/regions/re2/siepac/cap1215.pdf](http://www.iadb.org/regions/re2/siepac/cap1215.pdf)

estrecha relación con el uso del suelo incide inevitablemente en el medio, ocasionando impactos de relevancia en cada sitio en particular, se debe tomar en cuenta que estos impactos pueden ser más importantes en su conjunto o para un punto concreto. Estos también son considerados como permanentes dentro de los estudios ambientales aplicados al SIEPAC y se expresan en términos de utilización de terrenos con disminución de su valor real, modificación del hábitat, e incidencia en el paisaje.

### **3. La Propuesta del Marco Regulatorio Regional.**

Para una posible extensión del proceso de privatización del sector eléctrico y desarrollar el MER, en diciembre de 1996 los países de América Central suscribieron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico<sup>68</sup>. Tratado que fuera ratificado por los parlamentos nacionales en 1998, con la finalidad de garantizar jurídicamente el libre accionar a las empresas Transnacionales en el sector.

Es decir, en base a este marco legal general, se pretende liberalizar el servicio de energía eléctrica en la región, bajo un esquema de amplias oportunidades de inversión para los capitales privados y de supresión de la regulación nacional a las empresas extranjeras.

---

<sup>68</sup> Publicado en el Diario Oficial Número 28, Tomo Número 338, Febrero de 1998, y entro en vigencia el 18 de Junio de 1998.

De esta manera, el Tratado se fundamenta en los principios de la OMC como los son "trato recíproco y no discriminatorio entre los países". Preceptos que aluden al tratamiento de Nación Más Favorecida (NMF) y Trato Nacional (TN) respectivamente. El primero establece que cualquier ventaja, privilegio o inmunidad concedida a un prestador de servicios originario de otro país, será concedido inmediatamente e incondicionalmente a todo servicio similar proveído por otras partes.

El Trato Nacional, dispone que los servicios extranjeros no sean tratados en forma menos favorable que aquellos prestados por empresas nacionales<sup>69</sup>. Estos elementos conceden un trato igualitario a nuevos participantes internacionales en el mercado, sin considerar sus asimetrías en capacidades y tecnología e implicaciones en la concentración de mercados nacionales existentes y futuros.

Por ejemplo se puede mencionar, que se le dará trato recíproco a la transnacional española Endesa<sup>70</sup> que será accionario junto a los países de América Central de la Empresa Propietaria de la Línea (EPL)<sup>71</sup>. Es decir, que Endesa participará en el mercado en igualdad de condiciones que las empresas eléctricas

---

<sup>69</sup> Lara, Cortes, Claudio (2002): "Comentarios críticos al capítulo de servicios del borrador del ALCA", Santiago de Chile, Junio 2002, Pág. 1.

<sup>70</sup> Endesa es uno de los principales grupos eléctricos privados del mundo, constituye la principal empresa eléctrica de España, Chile, Argentina, Colombia, Perú y la mayor multinacional de Ibero América. Además tiene una presencia significativa en Italia, Francia, Portugal, Brasil, Marruecos y la República Dominicana.

<sup>71</sup> La EPL fue constituida como sociedad anónima en Febrero de 1999, en ella participan las seis empresas eléctricas públicas de cada uno de los países miembros, así como la empresa española Endesa

centroamericanas sin importar su capacidad instalada y la participación de ésta en el mercado mundial.

Adicionalmente, dicho marco regional se rige por los principios de Competencia y Gradualidad<sup>72</sup>, fundamentos que no están desvinculados de la maximización de ganancia y apertura comercial. Con respecto a lo primero, se refiere a adoptar medidas que sean necesarias para prevenir, evitar y sancionar las prácticas que distorsionen la competencia en el comercio del servicio eléctrico.

Esto significa, que se promueve un enfoque opuesto aquellas leyes nacionales que favorezcan a las empresas locales, con el argumento de que éstas son contrarias a la libre competencia. El segundo aspecto, prevé la evolución paulatina del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el desarrollo de las redes de interconexión y establecimiento de los órganos regionales.

Para el logro de los principios anteriores, posee una duración indefinida, es decir, sin límite de tiempo en su aplicación, y por ser Tratado Internacional se encuentra jerárquicamente sobre toda la legislación secundaria del país. Al mismo tiempo, presenta la particularidad de apertura puesto que promueve la adhesión de otros países Americanos que quieran incorporarse e invertir en el sector eléctrico regional.

---

<sup>72</sup> Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, Art.3, Pág. 3.

### **3.1 Estructura del Tratado Marco.**

La estructura del Tratado esta formado por cuatro componentes: a) El Mercado Eléctrico Regional, b) Generación Regional, c) Transmisión Regional y d) Organismos Regionales , elementos que en conjunto pretenden completar totalmente la apertura del servicio eléctrico.

En base a lo anterior, "la región tendrá seis mercados nacionales y un mercado regional, el MER, que se coordinará con los mercados nacionales para realizar actividades comerciales de electricidad. Por lo que se establecerán ajustes en las regulaciones nacionales para compatibilizar con la regulación regional, de manera que se vayan integrando completamente y que funcione en términos económicos como un sólo mercado"<sup>73</sup>. Esta situación representa una clara subordinación de la regulación nacional, suprimiendo cualquier tipo de regulación a las inversiones foráneas por parte de los Estados.

Así también, el Tratado permite que los agentes<sup>74</sup> sin discriminación de nacionalidad realicen las transacciones libremente, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en el Tratado, los Protocolos y reglamentos. Circunstancia que representa una significativa desventaja a los operadores nacionales, porque obviamente las regulaciones regionales resguardan intereses comerciales.

---

<sup>73</sup> Arellano, M Soledad (2003): "Competencia en el Mercado Eléctrico de América Central". Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Abril 2003, p. 43.

<sup>74</sup> Los Agentes son empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución, comercialización y los grandes consumidores.

Asimismo, el mercado evolucionará apoyado en la infraestructura de la Red de Transmisión Regional (RTR) la cual será operada por la EPL. Esta poseerá concesión de construcción, operación y de mantenimiento a la línea de transmisión regional, otorgado por los órganos del Mercado y se regirá por el Derecho Privado<sup>75</sup>. Las ampliaciones de la RTR se encuentran condicionadas a la ejecución de nuevos proyectos de generación.

En lo que respecta al parque de Generación, se considera que podrán existir generadores exclusivos para el mercado regional, es decir, plantas generadoras de gran capacidad concentradas en puntos estratégicos de la red. En este sentido se tiene la expectativa de incorporación de nuevas plantas que empleen tecnología en base a gas natural<sup>76</sup>.

De esta forma, se tiene proyectado ampliar la oferta de energía en la región, a través de la elaboración de grandes centrales hidroeléctricas, geotérmicas en los diferentes sitios de la red. En el caso de El Salvador, se tiene planeado la edificación de centrales y líneas internas dirigidas hacia nuevos polos de generación: en Cutuco (450 Megavatios) y Toluca (450 Megavatios), Zapotillo (220 Megavatios), y el desarrollo binacional del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre (350 Megavatios Etapa 1, 700 Megavatios 2 Etapa) que se conectará a la

---

<sup>75</sup> Derecho privado se refiere a las relaciones jurídicas que se entablan entre particulares para la prestación de un bien o servicio.

<sup>76</sup> Se tiene previsto construir en el 2007 dos grandes generadoras regionales de ciclo combinado y que utilicen gas natural como combustible. Para lo cual el abastecimiento de gas licuado se dirigiría a dos lugares de la región donde se instalarían las plantas de gasificación como las centrales eléctricas mencionadas. Partiendo de estos centros se proporcionaría energía eléctrica a la Línea SIEPAC y de desarrollarían otros proyectos de gaseoductos locales.

subestación 15 de septiembre<sup>77</sup>. Estas expansiones obedecen a criterio señalados por entes regionales; y son asumidas por los países como inversión nacional.

En lo concerniente a entidades regionales, El Tratado Marco dispone la creación de dos órganos permanentes: la CRIE como ente regulador del mercado, y el EOR organismo responsable de asegurar la gestión comercial de transacciones de los agentes.

El primer organismo, tiene a su cargo la regulación del MER, dentro de sus objetivos se encuentra el de vigilar el cumplimiento de la normativa (Tratado, protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios), procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como también promover la competencia entre los agentes.

Esta Comisión está facultada para tomar las medidas "generales y particulares" necesarias para garantizar las condiciones de competencia. Además posee la función de reglamentar los aspectos concernientes a la transmisión, generación y el atributo de resolución de conflictos entre los agentes del MER. Su sede se encuentra en Guatemala. Asimismo, el EOR es el ente operador y administrador de los aspectos comerciales del MER, responsable también de proponer la regulación regional. Su sede se encuentra en El Salvador.

---

<sup>77</sup> CEL (2001): SIEPAC: Informe Ejecutivo, Aspectos de Mercado. Mayo 2001, p. 7.

Bajo este escenario, las dos identidades dirigirán con criterios de maximización de ganancia el desarrollo del mercado eléctrico actual y futuro en la región. Por tanto, es de suponer que los entes reguladores nacionales del sector eléctrico tendrán un débil perfil en lo que se refiere a protección de los consumidores.

#### **4. Costos y financiamiento del proyecto.**

El SIEPAC, está financiado principalmente por préstamos externos otorgados por Organismos Internacionales y el aporte nacional de los países. Esto significa que una parte de la inversión pública nacional en infraestructura social corresponde a recursos externos que posteriormente serán transferidos a la EPL, que a su vez podrá incorporar como accionistas a empresas eléctricas del sector privado.

En este panorama, la EPL por ley será el ejecutor físico de la Red de Transmisión Regional (RTR), encargado de la topografía, diseños y administrador de los empréstitos transferidos por los países para la edificación de la Línea. El financiamiento total de la obra se ha dividido en dos etapas: preinversión e inversión.

Los costos de preinversión constituyen fondos destinados para la formulación de la reglamentación y creación de los entes regionales. Su monto asciende a \$16.4 millones (Ver Cuadro 7). La cooperación Técnica equivalente a \$5 millones proviene de

fondos donados por el BID. Esta donación se efectuó en febrero de 1999 y se utilizó en el diseño detallado del MER. La cooperación Técnica reembolsable por \$9.9 millones proviene de fondos prestados por el BID, que serán cubiertos por los países miembros del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y traspasados a éste. La participación local en esta etapa será aportada por los países en especie.

### **CUADRO 7**

#### **Fondos destinados para la Preinversión del proyecto SIEPAC.**

ACTIVIDAD	MONTO	ENTIDAD FINANCIERA
Cooperación Técnica	\$5 millones	BID
Cooperación Técnica Reembolsable	\$9.9 millones	BID
Aporte Local	\$1.5 millones	Aporte nacional
Total	\$16.4 millones	

Fuente: Elaboración propia en base a [www.cel.gob.sv](http://www.cel.gob.sv)

Los cargos de inversión componen el financiamiento de la infraestructura de la Línea SIEPAC. El costo estimado, en el cual participan todos los países de América Central y Endesa, asciende a \$320 millones (Ver Cuadro 7). El aporte del BID corresponde a \$240 millones de dólares, reasignados de la siguiente manera: \$170 millones provenientes de su capital ordinario y \$70 millones de los fondos del V Centenario del Gobierno de España. Además del apoyo financiero del BID, existen otras dos fuentes de recursos: el Banco Europeo de Inversiones (BEI) con un aporte de \$40 millones y el patrimonio de la Empresa propietaria de la Línea de \$40 millones (Ver Anexo 1).

### CUADRO 8

#### Fondos destinados para el Financiamiento de la Infraestructura de la Línea SIEPAC.

Entidad Financiera	Aporte (US\$)
BID	\$ 170 millones
BID España	\$ 70 millones
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	\$ 40 millones
Patrimonio de la Empresa Propietaria de la Línea (EPL)	\$ 40 millones
Total	\$ 320 millones

Fuente: CDC, Interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores.

La contribución de los países, esta formado por seis créditos de \$40 millones otorgados por el BID, más la contrapartida local de cada uno de ellos equivalente a \$5.8 millones. También figura el aporte de idéntica magnitud de la empresa española Endesa equivalente a \$45.8 (Ver Cuadro 9).

## CUADRO 9

**Costo y Financiamiento para cada uno de los países  
participantes.  
(US\$ millones)**

<b>PAIS</b>	<b>APORTE LOCAL</b>	<b>CONTRAPARTE Endesa</b>	<b>ESPANA</b>	<b>BID</b>	<b>TOTAL</b>
Costa Rica	\$5.8		\$10	\$30	\$45.8
El Salvador	\$5.8		\$10	\$30	\$45.8
Guatemala	\$5.8		\$10	\$30	\$45.8
Panamá	\$5.8		\$10	\$30	\$45.8
Honduras	\$5.8		\$15	\$25	\$45.8
Nicaragua	\$5.8		\$15	\$25	\$45.8
Endesa		\$45.8			\$45.8
<b>Total Inversión</b>	<b>\$34.8</b>	<b>\$45.8</b>	<b>\$70</b>	<b>\$170</b>	<b>\$320.6</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Iniciativa Energética del PPP.

En este contexto, el aporte del BID posee carácter concesional, es decir, que requiere garantía gubernamental, por lo cual los países individualmente suscribirán contrato en el que se comprometen a cumplir las condiciones y obligaciones que suponen los préstamos. Estos contratos son de igual cantidad para los países, situación que es independiente de la inversión en las líneas, subestaciones y demás infraestructura que se realiza en los diferentes escenarios nacionales, lo que genera una asimetría entre la deuda asumida y la inversión a efectuarse<sup>78</sup>.

---

<sup>78</sup> Para el caso, se puede mencionar que será igual la inversión realizada por Costa Rica, país que posee el mayor recorrido de la Línea SIEPAC y Panamá que posee la menor extensión de la misma.

## CAPITULO III

### Potenciales Impactos económicos del SIEPAC.

#### *1. Impacto en los consumidores*

##### *1.1 Potenciales impactos en las tarifas de los consumidores residenciales:*

###### *1.1.1 Diagnóstico de la situación actual de las tarifas eléctricas:*

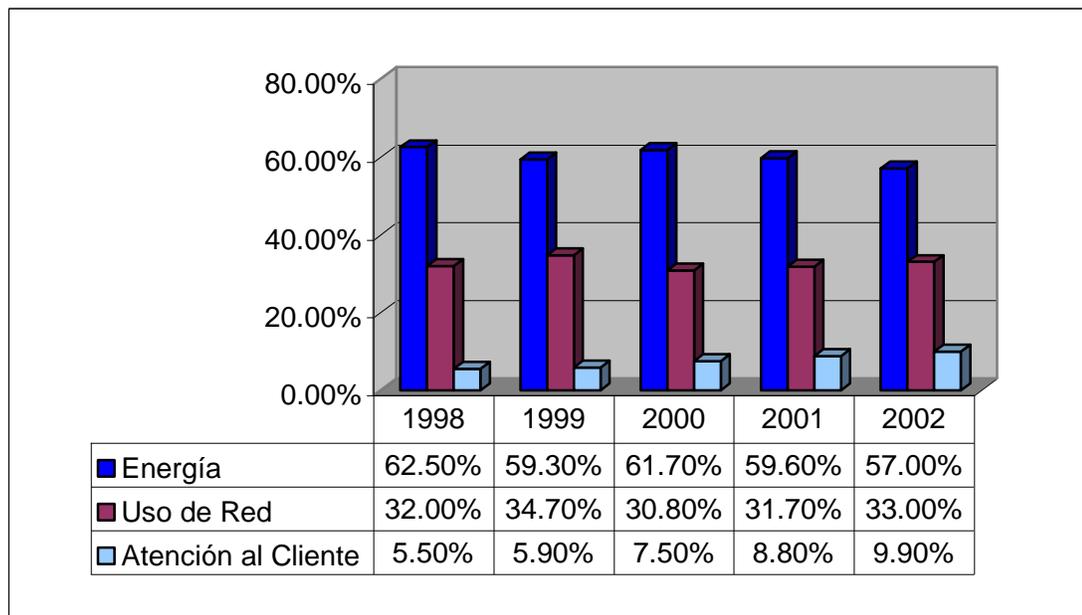
Dado que la puesta en marcha del MER por si mismo no garantiza reducciones en las cuotas tarifarias de los consumidores residenciales; ni mejoras significativas en la calidad y cobertura del servicio; a continuación se presenta un diagnóstico de la evolución de la tarifa eléctrica en los últimos años.

Durante el período transcurrido desde la privatización del sector eléctrico, se observó una tendencia general al incremento de las tarifas eléctricas, especialmente del componente del precio de la energía, así como relativos cambios en los cargos de atención al cliente y uso de la red, tal como se muestra en el Gráfico 2.

De los tres cargos de la tarifa, el precio de la energía es el componente que presenta las mayores variaciones, puesto que dicha variable está asociada al comportamiento de los precios de la energía en el MRS, así en el período de 1998 representó el 62.50% de la tarifa, tendencia que se reduce en 1999 oscilando en 59.3% y continúa al alza en el 2000 con el porcentaje de

61.7% de la tarifa, luego dicha variación se reduce en un 57% en el 2002.

**GRAFICO 2**  
**Composición de la Tarifa Eléctrica por tipo de cargo cobrado por DEL SUR entre 1998 - 2002.**



Fuente: Cargos de la tarifa de energía eléctrica que pagan los usuarios residenciales, CDC.

Por su parte, el cargo por uso de la red y atención al cliente han experimentado cambios en sentido contrario a las variaciones del precio de la energía, pues en la medida que este último tiende a reducirse, aumenta proporcionalmente los otros dos cargos. Es decir, se efectúa una readecuación de costes que son trasladados a los consumidores y que ilusoriamente representan una disminución sustancial en las tarifas eléctricas.

En este sentido, la implementación del SIEPAC por si mismo no garantiza la reducción de la continua tendencia alcista de la tarifas eléctricas, puesto que se adolecen de serios vacíos en la regulación de precios de la energía transada en el mercado regional, situación contraproducente para solucionar los problemas de altos precios en el mercado nacional.

**a. Precio de energía:**

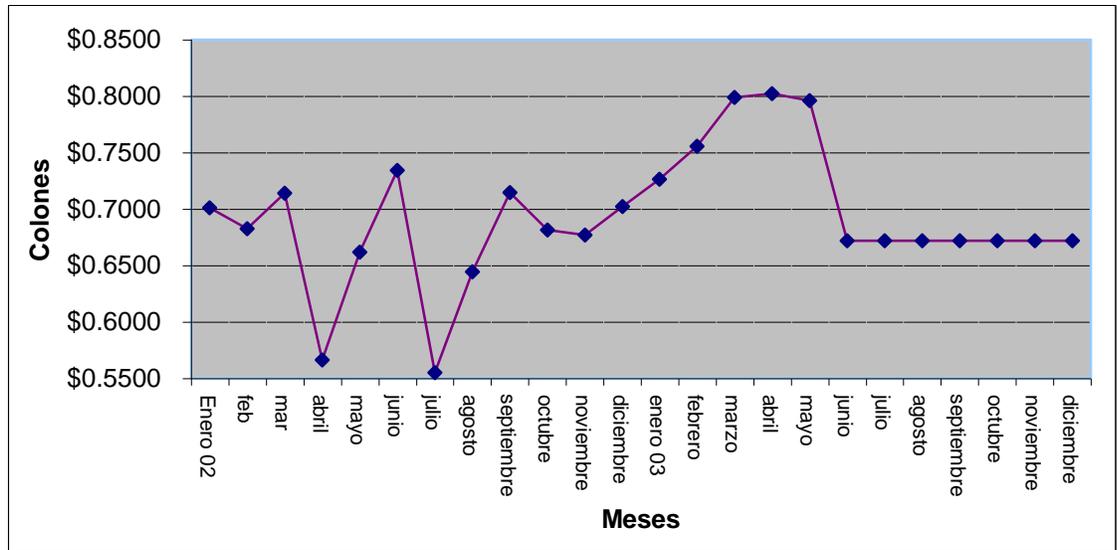
Al analizar el precio de la energía en el sector residencial para el período comprendido entre enero 2002 y diciembre 2003, se observa una tendencia cíclica, registrando los mayores incrementos en los meses de marzo 2002, junio 2002, septiembre 2002; el alza más significativa en el mes de abril 2003 producto de manipulación de precios de Duke<sup>79</sup>; es a partir de junio 2003 que se estabiliza el precio en 0.6719 colones vigente hasta finales del 2003<sup>80</sup> (Ver Gráfico 3 ), lo cual representa significativos costes a los consumidores y que benefician a las empresas distribuidoras.

---

<sup>79</sup> SIGET confirma la manipulación de precios por parte de Duke a través de reportes de la UT. Citó el caso del miércoles 23 de abril donde dicha empresa logró fijar el precio del mercado a las 16:00 horas con un precio de \$129.89 el MW/h, mientras que a las 17:00 la misma máquina lo hizo en \$58.59 el MW/h y, una hora después, éste se disparó hasta \$144.89 el MW/h, manteniéndose en ese valor durante dos horas más, situación que motivo el alza de precio de la energía en dicho período.

<sup>80</sup> Dicha disposición forma parte de las reformas al sector eléctrico realizadas por el Presidente Flores en julio/03.

**GRÁFICO 3**  
**Precio de la energía eléctrica en el sector residencial**  
**cobrado por CAESS, entre 2002 y 2003.**  
**(Colones/kwh, sin IVA)**



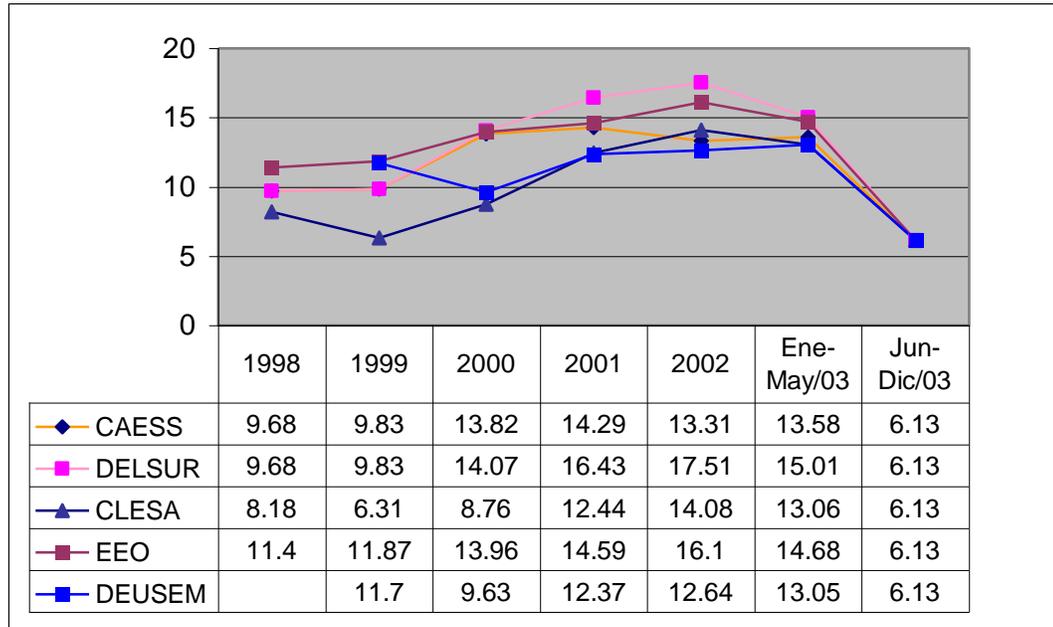
Fuente: Cargos de la tarifa de energía eléctrica que pagan los usuarios residenciales, CDC.

**b. Cargo de atención al cliente:**

El cargo por atención al cliente desde el proceso de privatización ha presentado un comportamiento ascendente, situación que es revertida temporalmente<sup>81</sup> a partir del primer trimestre del 2003 y que se fija en 6.13 colones en julio del mismo año (Ver Gráfico 4).

<sup>81</sup> Las reformas a las tarifas del sector eléctrico de julio/03 estuvieron vigentes hasta diciembre del 2003.

**GRÁFICO 4**  
**Cargo por atención al Cliente.**  
**(Consumo menor a 200 Kwh/mes)**

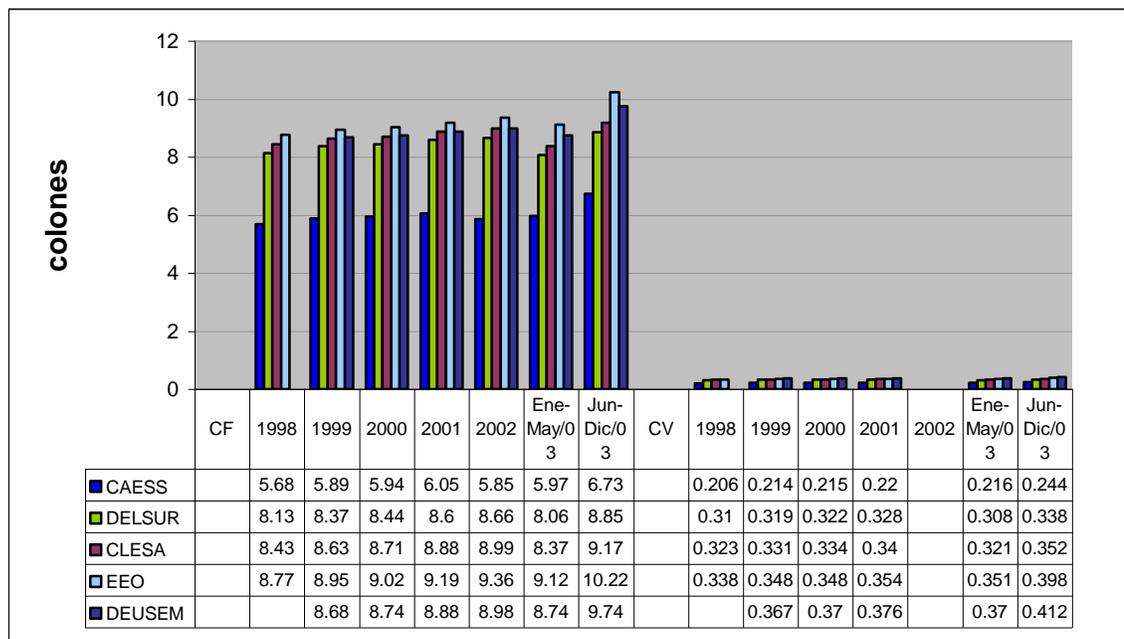


Fuente: Elaboración propia en base a Cargos de la tarifa de energía eléctrica que pagan los usuarios residenciales, CDC.

***c. Cargo por uso de la red:***

Por su parte, el cargo por uso de red ha experimentado un comportamiento al alza similar para todas las empresas distribuidoras, siendo los costos fijos los que muestran los más sensibles cambios de valor para los consumidores, en menor medida se encuentra los cargos variables que para junio-diciembre del 2003 oscilan en 0.2441 colones para CAESS, 0.3378 colones en DELSUR, 0.3516 colones en CLESA, 0.3978 colones para EEO y 0.4119 para DEUSEM (Ver Gráfico 5).

**GRÁFICO 5**  
**Cargo de Uso de Red.**  
**(Consumo menor a 200 Kwh/mes)**



\*CF, Costos Fijos, CV, Costos Variables.

Fuente: Elaboración propia en base a Cargos de la tarifa de energía eléctrica que pagan los usuarios residenciales, CDC.

**d. Otras modificaciones tarifarias:**

Asimismo, después de la privatización se dejó de utilizar una clasificación por sectores de consumo y en su lugar las tarifas se definen en función de los niveles de tensión y demanda, es decir; que la tarifa ya no se clasifica por rama de actividad económica, lo que dificulta visualizar la estructura total de consumo eléctrico (Ver Cuadro 10).



situación prevaleciente en 1998, el sector residencial consumió el 36% de energía, tendencia que experimenta una pequeño aumento en el 2002 oscilando en un 38%<sup>82</sup>. Por su parte, el sector industrial y comercial representaron para 1998 el 30% y 18%; respectivamente, tendencia que se mantiene sin mayores cambios para el 2003.

Por otra parte, la temática sobre el subsidio no es retomado en la Reforma a la Ley de Electricidad y existen nulas perspectivas para conservar o ampliar esta medida a otros sectores de la población. Antes de dicha reforma a la Ley, el procedimiento aplicado contemplaba que el subsidio se otorgaría de los fondos del Estado, pero por carecer de recursos para este fin, en el período comprendido de 1998 a junio 2000 se recurrió a los ingresos de CEL (a través de los descuentos que esa empresa realizó a las facturas de venta de energía a las distribuidoras).

A partir de julio de 2000, los subsidios son cubiertos por el Estado a través del FINET. En el período de 1998-2000 el monto de los subsidios fué equivalente a \$165 millones (alrededor de \$32 millones en 1998, \$50 millones en 1999, \$58 millones en 2000 y \$27 millones en 2001 respectivamente)<sup>83</sup>, cifra que representa los descuentos hechos a los consumidores residenciales por el consumo de energía, y exoneraciones realizadas al bombeo de agua

---

<sup>82</sup> Boletín de Estadísticas Eléctricas del 2002, Documentos de CEL, p 85.

<sup>83</sup> CEPAL (2002): Istmo Centroamericano: La Regulación de la Distribución de Energía Eléctrica en los Países con Empresas Privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Julio de 2002, pág 44.

para los consumos de la empresa estatal ANDA y las cooperativas rurales.

En septiembre del año 2000, el Gobierno eliminó el subsidio a las personas consumidoras de más de 100 kilovatios horas al mes, lo cual incide en el incremento del costo de energía eléctrica afectando a las personas de más bajos ingresos. Asimismo el porcentaje del subsidio equivale a un 75% aplicado a la diferencia entre los precios vigentes y los precios de referencia<sup>84</sup>.

#### **1.1.2 Consideraciones:**

Tomando en cuenta lo anterior se deduce que es cuestionable el hecho que desde la lógica del SIEPAC se plantea, al afirmar que con la apertura de los mercados nacionales de energía eléctrica a un mercado regional aumentarán los oferentes de energía y por tanto los niveles de importación de la misma que se traducirían en un aumento de la oferta de energía.

Lo anterior, no solo por el hecho de que no se garantiza mediante este mecanismo una disminución de las tarifas eléctricas, al considerar los problemas de la manipulación de precios existentes en estos mercados; sino también es necesario tomar en cuenta el comportamiento de las empresas eléctricas a nivel internacional caracterizadas por disputarse el mercado eléctrico mediante un sistema de fusiones o alianzas estratégicas, absorbiendo de esta manera la infraestructura de

---

<sup>84</sup> El subsidio se produce sólo cuando el precio vigente es mayor al precio de referencia.

los países y logrando la consolidación de monopolios a nivel internacional así como control sobre los precios de energía.

Esto se afirma, considerando que tanto en la regulación nacional como en el reglamento transitorio del MER que es considerado como la base para un reglamento regional definitivo, no existen mecanismos que garanticen una reducción en el precio que pagarán los usuarios del servicio, al contrario las leyes nacionales carecen de regulaciones a las transacciones internacionales.

En el caso de las importaciones los márgenes de ganancia no son regulados, en este sentido si se importa energía con precios atractivos en el mercado de contratos, no se tendrá ningún efecto sobre la tarifa que pagan los usuarios; o si se importa energía en el mercado regulador del sistema, se corre el riesgo que los precios pagados por los usuarios sean influenciados por la oferta en base a precios libres o la marginación de precios.

También es importante tomar en cuenta que la libertad de las exportaciones de energía pone en riesgo el abastecimiento nacional e incrementar de este modo, los precios que pagan los usuarios<sup>85</sup>.

Así también, es muy importante analizar la composición de la generación eléctrica en los países centroamericanos, ya que en la mayoría de estos países la generación esta compuesta principalmente por generación térmica, y esta se caracteriza por

---

<sup>85</sup> CDC (2003): La Interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores. p. 21

presentar un mayor costo debido a que es producida a base de combustible (Ver Cuadro 11).

## CUADRO 11

### Composición de la Generación Eléctrica en Centroamérica al 2002.

Concepto	Unid.	Istmo	Costa R.	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá
Capac. Insta.	Mw	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Hidroeléc.	"	44.74%	71.29%	34.18%	31.39%	47.23%	16.33%	48.67%
Geotérmica	"	5.53%	8.44%	13.52%	1.97%	-	11.05%	-
Térmica	"	48.89%	16.65%	52.29%	66.63%	52.77%	72.61%	51.33%
Eólica	"	0.84%	3.62%	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL, Boletín de Estadísticas Eléctricas, 2001.

Por lo que se espera que por lo menos en el corto plazo, no se pudiera trazar energía eléctrica en la región a un bajo costo.

Por otro lado, es importante retomar la experiencia de la privatización de las distribuidoras eléctricas en el país, ya que a partir de esta medida, el comportamiento alcista en las tarifas de este servicio se incrementa. Producto del traslado de los costos de la "modernización" del sector a los usuarios del servicio, en concepto de cargo por atención al cliente, y el cargo por el uso de la red. Estos cargos podrían verse incrementados en la medida que se ponga en marcha el proyecto SIEPAC, esto, tomando en cuenta que la EPL, cobrará peaje por el uso de la red de transmisión, así como también no se descarta la posibilidad de que aparezcan nuevos cargos.

## **1.2 Impactos en la calidad de suministro del servicio eléctrico:**

En la práctica, la calidad del servicio eléctrico ha mostrado un comportamiento deficiente con variaciones similares en las distribuidoras. En el 2002 la empresa DELSUR registra el mayor número de interrupciones equivalentes a 11,310, seguido por AES-CLESA, EEO; con 8670 y 7345, interrupciones respectivamente. Por su parte CAESS y DEUSEM reportan el menor número de fallas en la continuidad del servicio, lo cual pone en evidencia el deterioro en el suministro del servicio (Ver Cuadro 10).

### **CUADRO 12**

#### **Índice de calidad del servicio empresas distribuidoras 2002.**

	<b>CAESS</b>	<b>DELSUR</b>	<b>AES-CLESA</b>	<b>EEO</b>	<b>DEUSEM</b>
Número de interrupciones	5,655	11,310	8,670	7,345	1,519
Número de reclamos de clientes	147,690	84,359	14,843	24,225	14,003
Número de clientes sin medidor (al 31 /12/02)	9,379	132	43	86	20

Fuente: Empresas Distribuidoras.

Asimismo, CAESS registra la mayor cantidad de denuncias que oscila en 147690, seguido por DELSUR y EEO; con 84359 y 24225 reclamos, respectivamente; debido principalmente a errores en la facturación y aplicación indebida de las tarifas.

También es importante señalar que aún existen consumidores, que no cuentan con medidor. CAESS registra un total de 9379 clientes sin medidor, DELSUR posee 132, y EEO tiene 86 abonados que carecen de dicho aparato. Todos estos elementos revelan la vulnerabilidad generada por la excesiva desregulación del sistema eléctrico nacional en comparación al resto de países integrantes de SIEPAC.

Cabe mencionar, que con la puesta en marcha del SIEPAC los países de la región se han comprometido en el corto plazo a trabajar en la reparación y mantenimiento de la red de transmisión que participa en la red de transmisión regional, con el propósito de superar en el largo plazo el problema de la calidad del servicio, sin embargo esta promesa ya se había hecho en el momento que se dio la privatización de las distribuidoras en 1998. El resultado no ha sido muy significativo, pero si el costo que fué trasladado a los usuarios.

### **1.3 Impactos en la cobertura del servicio eléctrico:**

Otro elemento relevante a los intereses de los consumidores es la cobertura del servicio eléctrico<sup>86</sup>. El cuál ha respondido principalmente a los planes de extensión regional e intereses de empresas eléctricas.

Es por eso que la expansión de la cobertura nacional se ha centrado básicamente a brindar el servicio a sectores que

---

<sup>86</sup> Salazar, Ricardo, Op cit 16.

utilizan mediana tensión, esto es empresas comerciales e industriales que consumen el 54% de la energía facturada en Kwh, y en menor medida se ha respondido los intereses de los consumidores residenciales que representan más del 92% de los clientes.

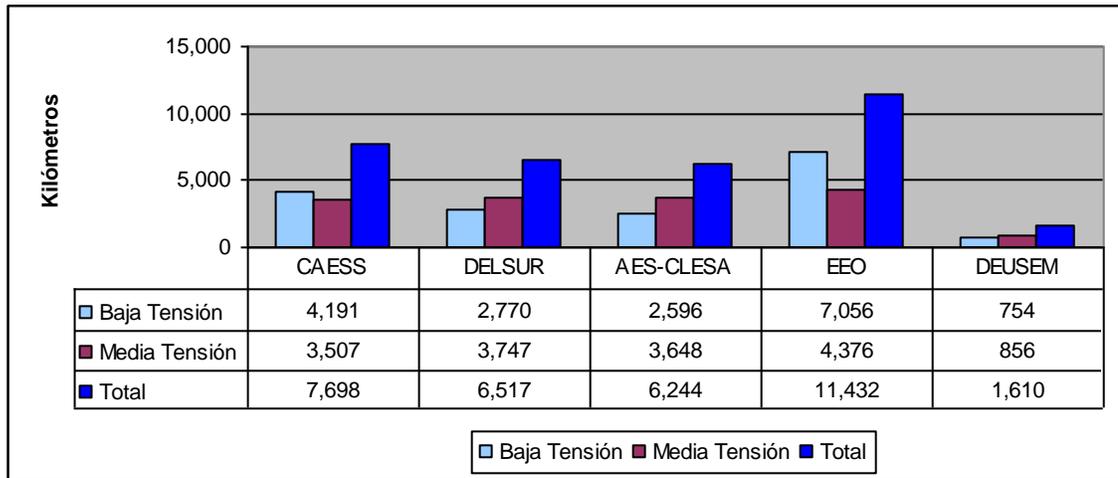
El área servida en kilómetros cuadrados por las distribuidoras en el 2002, asciende a 4,284.4 para CAESS, equivalentes a 4,191 kilómetros de línea de baja tensión y 3,507 km de mediana tensión; 4,286.8 km cuadrados en DELSUR; con un total de 6517 km de línea; AES-CLESA posee 4,936.7 km cuadrados; repartidos en 2596 km de baja tensión y 3648 km de mediana tensión; EEO y DEUSEM cubren una área de 6,856.6 y 1370.6 km cuadrados; respectivamente (Ver Gráfico 6).

Es importante mencionar que en lo que respecta al tema de la ampliación de cobertura de servicio eléctrico, este no es retomado por la normativa regional. Puesto que la normativa regional se centra en aspectos relacionados directamente con la comercialización de energía entre las empresas del sector y no considera el suministro al usuario final. Así también, es importante mencionar que en El Salvador no existe la obligación de que las empresas privadas garanticen la cobertura en sus Zonas de servicio, y esta obligación es recargada al Estado<sup>87</sup>.

---

<sup>87</sup> CDC (2003), La Interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores. p.38.

**GRÁFICO 6**  
**Kilómetros de Línea, Empresas Distribuidoras**  
**(2002).**



Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas del 2002, Documentos de CEL, p. 120.

En este sentido para ampliar la cobertura del servicio no solo se necesita de las redes de transmisión que figuran en el trazado de la Línea, sino también de la extensión de las líneas de distribución a las zonas que no las poseen, y que el servicio sea proporcionado a un menor costo y sin problemas en la continuidad y acceso.

La expansión de la cobertura del servicio se concentra en la comercialización de energía en la región, aledaña a los puntos estratégicos de suministro como lo son las plantas generadoras, paralelos también a la carretera panamericana, zonas de influencia industrial y no considera el suministro a usuarios finales en zonas rurales que carecen del vital servicio.

En la práctica, no se visualiza motivación por parte de las empresas privadas de incrementar la cobertura en las zonas rurales, puesto que se discrimina el abastecimiento del servicio a aquellas poblaciones de escasos recursos económicos que tienen derecho al suministro de electricidad. En este orden de interés, se delega a la normativa nacional la ampliación de la cobertura rural.

Por otro lado, es de esperar que así como se le dará mantenimiento a las líneas de transmisión que participan en la Red de Transmisión Regional, y que en el mediano plazo funcionará la línea SIEPAC para brindar un "mejor suministro de energía a la región", así mismo serán los costos que se trasladarán a los usuarios, lo que a su vez afecta el precio de la energía pagados por estos.

Consecuentemente, la nueva infraestructura eléctrica por sí misma no implica reducción de precios a los consumidores, ni mejoría en la calidad del servicio, ni ampliaciones en cobertura rural, sino más bien constituye una amenaza de consolidación del mercado eléctrico en detrimento de la población.

## **2 Potenciales Implicaciones en la Concentración del Mercado Eléctrico.**

El proceso de privatización ha generado la traslación total o parcial de las empresas públicas a manos de filiales de consorcios internacionales, que operan como conglomerados y

poseen una variada cartera de inversiones, con estrategias globales y regionales que no necesariamente coinciden con los intereses nacionales de los países.

En este sentido, han sido las corporaciones internacionales las favorecidas con la compra de empresas eléctricas que se han privatizando, logrando con esto su expansión territorial y la consolidación de mercados oligopólicos en los países.

Así, es significativa la intervención en América Central de dos de los grupos corporativos más importantes del mundo, como son la compañía estadounidense AES Corporación y la española Endesa. El primero figura como la mayor compañía eléctrica global a nivel mundial, fundado desde 1981<sup>88</sup>. Y Endesa constituye el generador y distribuidor de energía eléctrica más importante de España (controla más del 50% de ese mercado), América Latina, y es el tercero en orden de importancia de la Unión Europea (después de la francesa Electricité de France y la italiana Enel)<sup>89</sup>.

La empresa estadounidense ha incursionado a nivel global en el campo de generación, distribución y comercialización de energía. Endesa por su parte está presente en la producción y distribución de electricidad, telecomunicaciones, energías renovables, distribución de gas, tratamiento y distribución de

---

<sup>88</sup> AES posee más de 137 empresas generadoras y 19 negocios de distribución repartidos en 30 países de Norteamérica, América Latina, Europa Occidental, Europa Oriental, Asia Central y el Sudeste Asiático

<sup>89</sup> CEPAL (2002): "La inversión europea en la industria energética de América Latina", Santiago de Chile, Junio, p. 36.

agua y prestación de otros servicios, lo que expresa el esfuerzo por diversificar sus líneas de negocio en el área de prestación de servicios de utilidad pública que generan rentabilidad permanente.

En la región, AES ha invertido en el segmento de generación y distribución eléctrica y Endesa participa en el desarrollo de la Línea SIEPAC. Con la conformación del mercado eléctrico regional la concentración de mercado de estas corporaciones tiende a incrementarse, situación que se obtendría aun en ausencia de la formación del MER, lo que supone la desprotección del servicio eléctrico para la población dado que la consolidación de mercados oligopólicos no supone la reducción de las tarifas eléctrica para consumidores y empresas sino más bien representa incrementos arbitrarios en el servicio.

Las empresas generadoras privadas más relevantes en el mercado regional son Duke, Enron, El Paso, Hydro Québec y AES. De estas Enron posee inversiones en Guatemala, Nicaragua y Panamá, El Paso posee generadoras térmicas en El Salvador, Nicaragua, Guatemala, Hydro Québec se encuentra instalada en Panamá y AES tiene presencia en Panamá y con posibilidades de extenderse con el proyecto El Faro en Honduras.

Dichas empresas controlan en conjunto el 50.3% de toda la capacidad instalada en generación<sup>90</sup>, situación que se agudizará con el desarrollo de expansiones futuras como lo son el Proyecto

---

<sup>90</sup> Salazar, Ricardo, Op. Cit p. 34.

térmico Arizona en Guatemala ejecutado por Duke y el Proyecto Pacora en Panamá propiedad de la compañía El Paso.

Estos grupos privados han entrado a participar en los distintos mercados a través de inversión directa o por la vía de firma de contratos de compra de energía por parte del Estado con empresas privadas de capital foráneo, conocidos como contratos PPA's<sup>91</sup>.

En el segmento de distribución sobresale el grupo español Unión FENOSA<sup>92</sup> con inversiones en Guatemala, Nicaragua y Panamá, es accionista mayoritario en un 100% en Nicaragua, 59% en Panamá y un 27% en Guatemala. Asimismo, destaca la española Iberdrola, propietaria de las mayores distribuidoras y comercializadoras de Guatemala (domina el 68% de ese mercado), y la estadounidense AES y Constellation, la primera accionista mayoritaria en El Salvador con un dominio del 81% del mercado, y la segunda, propietaria de una distribuidora en Panamá equivalente al 41% dicho mercado<sup>93</sup>.

A nivel regional la trasnacional Unión FENOSA concentra una alta proporción de venta de energía equivalente al 44% del mercado de distribución, le sigue en orden de importancia AES que distribuye el servicio al 24% del mercado, Iberdrola domina un 17% de dicho segmento. Las compañías Constellation y PPL/EMEL

---

<sup>91</sup> Los países que han firmados contratos de compra de energía PPA's son: Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua, con diferentes grupos privados.

<sup>92</sup> Unión FENOSA constituye la segunda empresa más importante de España, seguido de Endesa.

<sup>93</sup> CEPAL (2002): Istmo Centroamericano: La regulación de la distribución de energía eléctrica en los países con empresas privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Julio.

abastecen al mercado regional en un 5% y 6% respectivamente. La jerarquía de estos grupos privados aumentara en la medida entren en funcionamiento las proyectos de expansión a nivel regional (Ver Cuadro 13).

### CUADRO 13

#### Participación de los Grupos Corporativos en los Segmento De Distribución Durante 2000\*.

Empresa	Operaciones	País de Origen	Porcentaje de Ventas
Unión FENOSA	Panamá, Nicaragua y Guatemala	España	44 %
AES	El Salvador	Estado Unidos	24%
Iberdrola (se fusiono con Endesa)	Guatemala	España	17%
CONSTELLATION	Panamá	Estados Unidos	5%
PP&L/EMEL	El Salvador	Estados Unidos	6%
EEM	Guatemala	Locales	3%
Total			100%

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL (2002b).

\* En el análisis no se incluye Costa Rica ni Honduras porque la mayor parte del segmento de distribución se encuentra en manos del Estado.

Asimismo, la transmisión es el único segmento que no se ha privatizado, ya que el 100% de las líneas existentes son propiedad pública, situación que cambiará porque esta actividad constituye el eje que facilitará el SIEPAC.

## **2.1 Concentración del Mercado en El Salvador.**

En el segmento de generación en El Salvador, sobresale la participación en términos de tamaño, de las empresas estatales CEL y GESAL y las empresas privadas Duke y Nejapa Power (de propiedad de El Paso). De estas empresas, CEL es la que posee la mayor capacidad instalada; todas sus plantas son centrales hídricas. Asimismo, la capacidad instalada aumentara una vez finalicen los proyectos de repotenciación de sus centrales (81 Megavatios en el corto plazo) y de la construcción de nuevas plantas (305 Megavatios, proyecto Río Lempa). La otra empresa estatal GESAL, es de menor tamaño y su portafolio esta compuesto por las centrales geotérmicas en Berlín y Ahuachapán. De las transnacionales Duke y Nejapa Power, es la primera la que posee la mayor capacidad instalada de plantas térmicas.

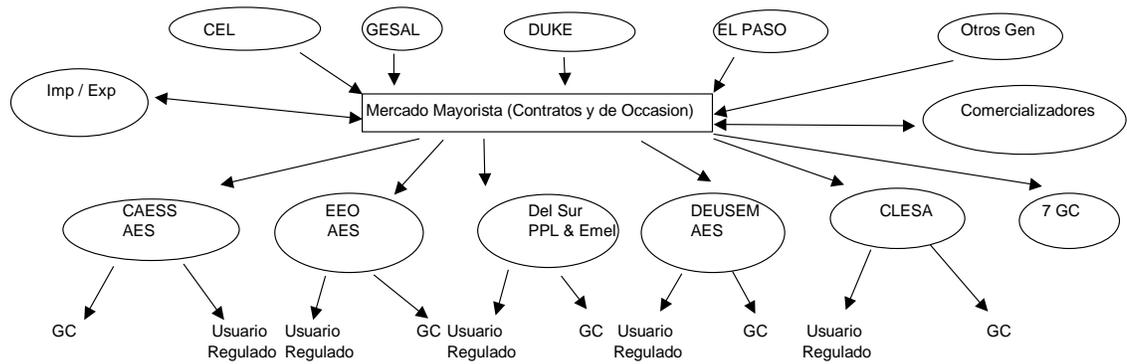
En la distribución de energía en el país, AES Corporación es accionista mayoritaria de cuatro empresas distribuidoras (CLESA, CAESS, EEO, y DEUSEM), lo que le permite controlar el 81% de dicho mercado. El restante 19% de distribución le corresponde a la empresa estadounidense Pensilvania Power & Ligth-PPL-propietaria de DELSUR (Ver figura 2).

En este ámbito, la posición de AES en el mercado regional y nacional es significativa en los segmentos de distribución y generación. En el corto plazo la posición en este último campo será aún mayor al culminar los proyectos Estí en Panamá y El Faro con Honduras. Este último plan consiste en crear una planta de generación en Puerto Cortes, Honduras y una línea propia de

transmisión que interconectará a Honduras con El Salvador (Independientemente de la conexión bilateral entre El Salvador y Honduras), para que éste último importe energía.

**FIGURA 4**

**MERCADO ELECTRICO DE EL SALVADOR**



Fuente: Arellano, M Soledad "Competencia en el Mercado Eléctrico de América Central" Abril 2003.

Bajo este escenario de ampliación de la participación de empresas transnacionales, no se vislumbran garantías que aseguren una disminución en las tarifas eléctricas para los consumidores residenciales, comerciales e industriales, puesto

que la lógica se fundamenta en la recuperación de beneficios y no en la ampliación del servicio a la población.

En este sentido, se continua con el modelo que permite la Integración Vertical y Horizontal de las empresas eléctricas, que subyace en la reglamentación nacional, siempre con el estándar mínimo de llevar contabilidad separada para las distintas actividades del sector, esto constituye una enorme brecha dada la tendencia a la concentración privada de transnacionales en los mercados nacionales.

Efectivamente, la regulación regional viene a reforzar el esquema de concentración de mercado, ya que constituye el escenario para la expansión de nuevos espacios de inversión a las empresas eléctricas internacionales. Así se puede mencionar los grupos generadores privados más importantes, como lo son Duke (presencia en Guatemala y El Salvador), Enron (Guatemala, Nicaragua y Panamá), El Paso (El Salvador y Nicaragua) y AES (en Panamá y con posibilidades de extenderse a Honduras)<sup>94</sup>.

La importancia de estos grupos privados se incrementará al concretarse los proyectos de expansión anunciados, algo especialmente importante en el caso de AES<sup>95</sup>.

---

<sup>94</sup> Arellano, M Soledad, Op cit Pág. 48.

<sup>95</sup> Las expansiones anunciadas por AES (proyecto térmico El Faro en Honduras, 700 Megavatios, y proyecto hídrico Estí en Panamá, 120 Megavatios), Duke (proyecto térmico Arizona en Guatemala, 165 Megavatios) y El Paso (proyecto térmico Pacora en Panamá, 50 Megavatios).

La concentración en el segmento de la distribución, también incrementará producto de la formación del mercado regional, puesto que el grupo Unión FENOSA posee distribuidoras en Guatemala, Nicaragua y Panamá. Asimismo, AES tiene interés en el segmento de generación en Panamá (y con Honduras al concretarse el proyecto El Faro) y se encuentra establecido en el segmento distribución en El Salvador<sup>96</sup>.

En este sentido, la lógica de interconexión (participación asimétrica de clara desventaja para las empresas nacionales) es cuestionable en lo que se refiere a fortalecimiento de las actividades productivas nacionales en general y a las PYMES en particular, ya que estas internalizan los incrementos de las tarifas eléctricas en sus productos o servicios, y trasladan estos aumentos a los precios de sus productos, lo cual induce a graves repercusiones en la competitividad de las mismas.

En esta dirección, el traspaso del negocio de la electricidad a manos privadas deja en evidencia que los marcos reguladores nacionales contribuyen a la situación de vulnerabilidad frente a los efectos nocivos de la privatización y favorecen a la concentración de los mercados, para el caso los índices de concentración del sector R2<sup>97</sup> al R4 en el país confirman la existencia del mismo, puesto que muestran valores entre el 60% y

---

<sup>96</sup> Idem, p 5.

<sup>97</sup> R2 y R4 son indicadores de concentración de mercados elaborados por CEL, en base a los generadores e importadores de energía eléctrica.

90%<sup>98</sup> considerando al mismo tiempo la mayor participación de los importadores en el mercado<sup>99</sup>.

En forma general, SIEPAC fortalece la concentración del mercado nacional y regional, debido a que promueve a acentuar la participación de AES en la cadena productiva de los mercados (aumentará su posición en los segmentos de generación y transmisión), facilitando así la agudización de la integración vertical de dicha empresa.

Asimismo, incentiva la traslación del segmento de la transmisión a manos privadas, puesto que impera en el proyecto el esquema de sociedad anónima con apertura a transnacionales. Al mismo tiempo que le resta atribuciones al Estado de salvaguardar los intereses de los consumidores generando así las condiciones para la apertura a nuevos proyectos de conectividad en el largo plazo.

---

<sup>98</sup> CEL (2002): "boletín de Estadísticas Eléctricas No. 33, 2002.Pág. 28.

<sup>99</sup> Los importadores puros son: AES, DELSUR, Electricidad de Caracas, CONEC- ES, EXCELERGY, CARTOTECNICA, MERCADOS ELECTRICOS, CEC, MERCELEC.

### **3. Potenciales efectos fiscales para El Salvador.**

El SIEPAC constituye un proyecto que demanda gran cantidad de recursos monetarios para su ejecución, uno de los potenciales efectos para la economía salvadoreña es de carácter fiscal, en la medida que agudiza el problema de la deuda pública en el país, al requerir de recursos financieros provenientes de fuentes externas.

Para evaluar el potencial impacto fiscal del SIEPAC, es necesario revisar como están estructuradas las cuentas del sector público.

#### **3.1 Evolución de la Deuda Pública en El Salvador.**

Los préstamos externos suscritos para este proyecto contribuyen en el largo plazo a incrementar el peso del saldo de la deuda pública, que se ha caracterizado por presentar un comportamiento ascendente; pasando de \$3,540.2 millones en 1995 a \$6,437.8 en el 2002.

## CUADRO 14

### Evolución de la deuda pública en El Salvador. Período: 1995 - 2002.

Tipo de Deuda	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Interna</b>	<b>1,371.8</b>	<b>1,384.1</b>	<b>1,338.2</b>	<b>1,315.5</b>	<b>1,522.7</b>	<b>1,965.8</b>	<b>2,378.0</b>	<b>2,450.7</b>
1. SPNF	1,024.7	978.2	944.0	857.9	944.3	1,259.5	1,671.3	1,724.2
A. GOES	946.0	897.4	857.8	854.8	936.7	1,232.8	1,635.2	1,609.9
B. Resto	78.7	80.8	86.2	3.1	7.6	26.7	36.1	114.3
2. SPF	347.2	405.9	394.2	457.6	578.4	706.3	706.7	726.5
<b>Externa</b>	<b>2,168.4</b>	<b>2,517.4</b>	<b>2,689.4</b>	<b>2,632.1</b>	<b>2,807.1</b>	<b>2,831.3</b>	<b>3,147.7</b>	<b>3,987.1</b>
1. SPNF	1,977.0	2,276.5	2,451.9	2,466.7	2,650.4	2,677.0	3,027.5	3,891.7
2. BCR	191.4	240.9	237.5	165.4	156.7	154.3	120.2	95.4
<b>TOTAL</b>	<b>3,540.2</b>	<b>3,901.5</b>	<b>4,027.6</b>	<b>3,947.6</b>	<b>4,329.8</b>	<b>4,797.1</b>	<b>5,525.7</b>	<b>6,437.8</b>

Fuente: Revistas trimestrales del BCR 1995, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002

La deuda pública en El Salvador, se ha caracterizado por un saldo tendiente al alza experimentando una variación del 45% en relación a 1995 y 2002. Este comportamiento se debe en gran medida al incremento experimentado por la deuda pública interna, la cual pasa de \$1371.8 millones en 1995 a \$2450.7 en el 2002, con una variación en relación a los dos años del 44%.

## CUADRO 15

### Variación de la deuda pública en El Salvador. Período: 1996 - 2002.

Tipo de Deuda	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Interna	1%	-3%	-2%	14%	23%	17%	3%
Externa	14%	6%	-2%	6%	1%	10%	21%
Deuda total	9%	3%	-2%	9%	10%	13%	14%

Fuente: Revistas trimestrales del BCR 1995, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002.

Así mismo, el incremento de la deuda en bonos para financiar el déficit público ha sido abrupto pasando de 41% del total del financiamiento en 1998 a 60% en el 2002 (Ver Cuadro 16), en este punto es importante tomar en cuenta que la deuda en bonos, en promedio, es más cara que la deuda en préstamos, especialmente la deuda que se adquiere con los Organismos Internacionales (BM y BID). Estos organismos otorgan préstamos blandos en los cuales los intereses son bajos y la amortización es a largo plazo.

## CUADRO 16

Gobierno Central: Financiamiento del Déficit presupuestario, 1998 - 2001 (millones de dólares)

FINANCIAMIENTO DEL DÉFICIT	1998	1999	2000	2001	2002
I. GASTO TOTAL	\$1,895.23	\$1,951.92	\$2,082.78	\$2,216.23	\$2,504.10
II. INGRESOS TOTALES	\$1,740.72	\$1,700.49	\$1,864.64	\$1,912.71	\$2,033.60
1. Ingresos corrientes	\$1,469.37	\$1,533.38	\$1,698.05	\$1,755.53	\$1,791.60
2. Ingresos de capital	\$56.70	\$21.85	\$10.29	\$11.28	\$30.70
III. Financiamiento (I - II)	\$362.32	\$396.69	\$374.45	\$449.44	\$681.81
1. Desembolso Préstamos	\$214.65	\$145.26	\$156.31	\$145.90	\$211.30
2. Bonos	\$147.67	\$251.43	\$218.14	\$303.54	\$470.50
IV. FINANCIAMIENTO (% del gasto)	19.12	20.32	17.98	20.28	27.23
1. Desembolso Préstamos	11.33	7.44	7.50	6.58	8.44
2. Bonos	7.79	2.88	10.47	13.70	18.79

Fuente: Comisión de Hacienda, Fracción del FMLN.

En este sentido, la deuda pública del gobierno central se vuelve más cara en la medida que aumente la deuda en bonos, ya que en promedio las tasas de interés a pagar son más elevadas,

presentando tasas del 8.5%, a diferencia de los pagos de intereses a los préstamos de Organismos Internacionales y de los gobiernos cuyas tasas oscilan entre el 3% y el 7%.

En lo que se refiere a deuda pública externa, está ha aumentado de \$2,168.4 en 1995 a \$3,987.1 en el 2002, experimentando una variación del 46%, en relación a los dos años.

En este contexto, y tomando en cuenta que la capacidad de endeudamiento externo del país tiene un límite de 20% del Producto Interno Bruto (PIB) según lo establecido en la Política de Inversión y Endeudamiento Público para el periodo 1998 - 2002, es importante señalar que el nivel de endeudamiento está en el límite ya que para 1999 el endeudamiento externo representaba un 19.1%<sup>100</sup> con respecto al PIB. Así también, es importante mencionar que esta situación crea un problema en el mediano plazo a aumentar la cantidad de recursos necesarios para pagar nuevos préstamos externos.

### **3.2 Potenciales impactos del SIEPAC en la deuda pública.**

La infraestructura necesaria para el establecimiento de la red de transmisión SIEPAC será financiada a través de recursos externos. Cabe mencionar que el proyecto SIEPAC no sólo incluye los préstamos destinados a su ejecución, sino también préstamos dedicados a la etapa de preinversión, donde cada país debe hacer los estudios de factibilidad del proyecto.

---

<sup>100</sup> Porcentaje según Comisión de Hacienda, Fracción FMLN.

Así también, posterior a la construcción de la línea de transmisión, cada país, como socio que es de la EPL, deberá dar mantenimiento a esa línea de transmisión para lo cual se necesitará el desembolso de más fondos. Estos fondos podrían obtenerse ya sea de los ingresos corrientes, provocando un agravamiento del déficit en el corto plazo; o podría obtenerse mediante recursos externos, aumentando el saldo de servicio de la deuda.

Así también, cabe señalar que los préstamos contraídos en febrero de 2003 para la ejecución del proyecto (préstamo N° 1369/OC-ES y 004/SQ-ES), serán complementados con la contrapartida local que deberá aportar CEL y asciende a US \$13,375.0 millones, esto significa que una parte de la inversión pública en infraestructura social corresponde a recursos externos y que ya fueron transferidos a la Empresa Propietaria de la Línea SIEPAC (EPL) o Empresa propietaria de la Red (EPR), la cual a su vez es propietaria del superávit que se obtenga por el funcionamiento de la línea, así también esta podrá incorporar como accionistas a empresas eléctricas transnacionales.

Por otro lado, en abril del presente año, la Asamblea Legislativa autorizó al Ramo de Hacienda la emisión de US \$60 millones en bonos para garantizar obligaciones contraídas por la CEL. Uno de los objetivos de esta propuesta es utilizar US \$30 millones para canjear deuda de corto plazo a largo plazo. El resto será utilizado para preparar el terreno para el funcionamiento de la línea SIEPAC.

Esta conversión de deuda de corto a largo plazo incidirá en el deterioro de la capacidad de endeudamiento público y aumentará la carga fiscal por el pago del servicio de la deuda, la cual sobrepasa los límites tolerables de las finanzas públicas.

Del mismo modo, al no disponer de la liquidez suficiente para financiar los gastos del ejercicio fiscal, el Estado se ve en la necesidad de incurrir en la emisión de nuevos bonos, lo que conlleva a acumular deuda flotante o de corto plazo la cual es trasladada a los ejercicios fiscales siguientes transformándola de hecho en deuda de mediano plazo, agravando aun más la situación deficitaria de la deuda pública.

## **CAPITULO IV.**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **1. CONCLUSIONES.**

El proyecto SIEPAC, concreta la iniciativa de los gobiernos de los países Centroamericanos de construir un Mercado Eléctrico Regional, en el que, sin lugar a dudas se trata de avanzar y consolidar los procesos de reforma y privatización eléctrica en la región.

En esta dirección, el proyecto SIEPAC a través del Tratado Marco retoma los acuerdos de compromiso obligatorio de la OMC, como lo son las cláusulas de la Nación Más Favorecida NMF (toda ventaja que se concede a un socio comercial se extiende automáticamente a los demás), y el Trato Nacional TN (no es lícita la discriminación a los proveedores extranjeros de un servicio); asimismo posee los principios contenidos en el AGCS y elementos de los Tratados de Libre Comercio. Por lo que su aplicación lleva inmerso un trato asimétrico entre las partes que facilita que la inversión nacional en infraestructura eléctrica sea trasladada a empresas transnacionales.

Consecuentemente, con el Tratado Marco los agentes del mercado se encuentran bajo la regulación de organismos regionales; los cuales se valen de un conjunto de reglamentos y mecanismos legales tales como: contratos comerciales, sanciones y multas

económicas, y arbitraje internacional, para el cumplimiento de normas.

Las disposiciones de los organismos regionales no incorporan los intereses de los usuarios finales; sino que sus lineamientos se encuentran orientados a las empresas eléctricas, gobiernos y entidades nacionales o regionales; delegando de esta manera la protección de los derechos de los consumidores a las entidades nacionales; puesto que, la lógica de interconexión eléctrica resguarda los derechos de los contratos comerciales.

El Mercado Eléctrico Regional, aumentará las cuotas a los consumidores residenciales, sin mejorar significativamente la cobertura y calidad del servicio eléctrico, en la medida que no se garantiza que al abrir los mercados nacionales de electricidad aumentarán el número de oferentes, esto tomando en cuenta el comportamiento de las empresas eléctricas a nivel internacional caracterizadas por disputarse el mercado eléctrico mediante un sistema de fusiones o alianzas estratégicas, absorbiendo de esta manera la infraestructura de los países y logrando la consolidación de monopolios a nivel internacional así como control sobre los precios del servicio de energía.

Un factor importante en lo que respecta al problema de la tarifa eléctrica es el mecanismo mediante el cual se establece el precio de la energía eléctrica, ya que la tarifa que paga el usuario final esta determinada por el MRS, de tal manera que a los comercializadores de energía les conviene más demandarla a precios altos en el MRS y obtener un mayor margen de ganancias

en la medida que exista un diferencial entre la energía contratada en el Mercado de Contratos (MC) y el MRS.

Así también, otra distorsión en el precio en el MRS es que los operadores ofertan energía en base a precios libres, con lo cual no se garantiza que al disminuir los costos de generación de energía vayan a ser trasladados al usuario final. En este sentido, en el Tratado marco no se establecen mecanismos mediante los cuales puedan establecerse precios justos y determinar si los operadores están siendo competitivos.

La composición de la generación eléctrica en los países de la región Centroamericana esta compuesta en su mayoría por generación térmica, es decir, producida a base de combustible, razón por la cual su costo es mayor, por lo que se concluye en el corto plazo no se tranzará energía más barata, en ese sentido, no se esperaría disminución en la tarifa que pagan los usuarios del servicio.

Se prevé que con la implementación del SIEPAC, podrían haber mejoras en cuanto a calidad del servicio, bajo el supuesto que disminuyan las deficiencias que actualmente existen en los intercambios internacionales de energía en la región, tomando en cuenta también que mejoraría la continuidad del servicio, sin embargo, tal y como se dió después del proceso de privatización de las distribuidoras en El Salvador, los costos de esta mejora serán trasladados a los usuarios, afectando por otra vía, la tarifa que pagan los usuarios del servicio.

Así mismo, la desregulación del sistema eléctrico nacional, no garantiza que las empresas distribuidoras cubran sus zonas de servicio, y tomando en cuenta que la regulación regional se centra en aspectos relacionados a la comercialización de energía y no aspectos relacionados al suministro a los usuarios finales, concluimos que es cuestionable la promesa que el SIEPAC, ampliará la cobertura a zonas de difícil acceso. A esto se le suma, el comportamiento alcista de las tarifas, no permitiendo que el acceso al servicio sea continuo para los usuarios de más bajos ingresos.

Los grandes grupos corporativos tales como AES, Endesa se disputan el mercado eléctrico a nivel mundial, mediante un sistema de fusiones o alianzas estratégicas, compra de compañías y otros; absorbiendo de esta manera automáticamente la infraestructura nacional de los países, por lo que prevalecen las necesidades de las transnacionales y no la de los consumidores en sus planes de expansión y administración de servicios públicos.

En este sentido, el SIEPAC fortalece la concentración del mercado nacional y regional, debido a que promueve a acentuar la participación de AES en la cadena productiva de los mercados (aumentará su posición en los segmentos de generación y transmisión), facilitando así la agudización de la integración vertical de dicha empresa. Asimismo, incentiva la traslación del segmento de la transmisión a manos privadas, puesto que impera en el proyecto el esquema de sociedad anónima con apertura a transnacionales.

Por otro lado la implementación del SIEPAC agrava la situación deficitaria de las cuentas del Sector Público No Financiero, en la medida que aumenta el nivel de endeudamiento público, caracterizado en los últimos años por una tendencia al alza.

Tomando en cuenta que el SIEPAC tanto en su etapa de preinversión como en su etapa ejecutoria, es financiado en su mayoría por endeudamiento externo, este se traduciría en un aumento del pago a servicio de la deuda, lo cual limitaría la asignación de recursos para satisfacer las necesidades de inversiones de beneficio social y generadoras de valor agregado.

## **2. RECOMENDACIONES.**

El SIEPAC pretende la consolidación de un mercado eléctrico regional que obedece a una lógica de maximización de beneficios de empresas eléctricas que dominan el mercado a nivel mundial así como también a la consolidación de monopolios eléctricos que abarquen toda la cadena productiva del sector (integración vertical ).

Se considera que la integración energética es deseable en la medida que logre unificación de políticas energéticas en toda la región que sean compatibles con la normativa ya existente en los países, pero principalmente debe contribuir a satisfacer las necesidades básicas de la población en cuanto a calidad, acceso y bajos costes de servicios.

En este contexto, la integración energética no se logra únicamente con la construcción de infraestructura que permita la realización de transacciones de compra-venta en un mercado regional desregulado. Más bien esta requiere de una consolidación de políticas que incorporen mecanismos compatibles al desarrollo social de la población.

Puesto que el funcionamiento del mercado regional esta fundamentado en un Tratado Internacional que delega a entes regionales y a una empresa de carácter mercantil el accionar del mercado. Es importante modificar la normativa nacional y regional existente de tal forma que se genere un marco jurídico que induzca a una posición ventajosa para los consumidores

### **2.1 Recomendaciones relacionadas a la problemática de los consumidores:**

Es preciso establecer en las normativas nacionales mecanismos que contrarresten las irregularidades que acontecen en las transacciones internacionales y nacionales de energía, tales como las distorsiones en los precios; anomalías en el funcionamiento del mercado mayorista de energía, y la metodología para establecer el precio de la energía eléctrica que pagan los usuarios. Esto con la finalidad de garantizar que el beneficio de un mercado eléctrico regional llegue a los usuarios finales.

El ofertar energía en base a precios libres no es la mejor opción, ya que genera manipulación en los precios por parte de

los comercializadores. Se recomienda, la utilización de métodos alternativos que utilicen precios representativos en la actividad general del sector.

Entre estos métodos podría retomarse la creación de indicadores basados en costes marginales, es decir obligar a las empresas eléctricas a producir en el nivel en el cual el beneficio marginal iguale al costo marginal; si bien es cierto con esta medida el monopolio incurre en una pérdida económica ya que el precio al que vendería el kilovatio sería inferior a los costos medios, se logrará aumentar el excedente del consumidor y producir en un nivel óptimo.

Tomando en cuenta lo planteado anteriormente, se recomienda la utilización de medidas complementarias como por ejemplo cobrar una cantidad fija mensual que cubra los costos fijos y después cobrar el kilovatio consumido al costo marginal; o bien restituir el subsidio a los consumidores residenciales de manera de disminuir el impacto del alza en las tarifas en las economías familiares.

Así también, sería útil incluir en el mecanismo de cálculo de las tarifas eléctricas que pagan los usuarios finales el precio de la energía que se acuerda en el mercado de contratos, esto con el objeto de reducir las distorsiones provocadas por las especulaciones en el MRS.

Así también, el ente regulador debe tomar un papel protagónico para contrarrestar distorsiones de precios que afecten las

tarifas pagadas por los consumidores finales. Esto por medio de la incorporación de instrumentos legales y normativos que frenen la autorregulación de las empresas eléctricas, y que eviten significativas variaciones en los pliegos tarifarios.

La Ley General de Electricidad, la Ley de creación de la SIGET y su Reglamento, deben incorporar instrumentos que permitan a la SIGET eliminar las prácticas de confidencialidad en los contratos, a fin de monitorear las condiciones pactadas y establecidas entre las empresas lo que permitirá aminorar las arbitrariedades en el sistema.

Simultáneamente, al obligar jurídicamente a las empresas eléctricas a hacer públicos los contratos eléctricos se reduce la asimetría de información existente en el sector; puesto que pone en evidencia las distorsiones en los precios de energía eléctrica que podrían generarse por la discriminación existente en el mercado mayorista.

Además, es importante que la SIGET incorpore mecanismos que aludan a la publicación de datos financieros del sector eléctrico, dado que no son accesible la mayoría de sus registros. Estos se manejan a nivel de política interna de cada una de las empresas eléctricas, lo que dificulta la obtención de elementos para el análisis del sector.

Por otro lado, es necesario revertir la problemática de escasa cobertura en el área rural con el fin de aminorar la disparidad

de electrificación existente con el área urbana, y de esta forma beneficiar a quienes no poseen el servicio.

Al respecto se debe ampliar, reforzar las responsabilidades y obligaciones de los operadores de la LGE, su Reglamento y en las disposiciones generales de la SIGET y diseñar mecanismos que obliguen a las empresas distribuidoras a expandir la cobertura del servicio eléctrico sin discriminar a ningún usuario de sus zonas asignadas y en las zonas que no son rentables a sus intereses comerciales; así como elementos que responsabilicen a las firmas a garantizar una eficiente calidad del servicio eléctrico a los consumidores por medio de mejoras continuas en el mantenimiento de toda la infraestructura eléctrica nacional.

De manera general, el Estado debería garantizar que los costos de la "modernización" y cambios tecnológicos en el sector, no sean trasladados a los usuarios por medio de cargos en las tarifas eléctricas finales. Asegurándose que sean las empresas eléctricas las únicas que absorban las inversiones en capital fijo; esto por medio de incluir instrumentos dentro de la LGE que obliguen a las empresas a innovar y mantener en buen estado toda la infraestructura eléctrica registrada como activo de las mismas, asimismo se recomienda reforzar las sanciones dentro de la LGE para que las empresas no cobren cargos adicionales por gastos de mantenimiento, e innovación en infraestructura eléctrica.

Ciertamente, es inminente aminorar el impacto ambiental que supone el desarrollo de proyectos de carácter regional, puesto

que los intereses financieros de las empresas privadas prevalecen en la concreción de sus inversiones<sup>101</sup>. Por lo que se hace necesario establecer mecanismos a partir de la legislación nacional que obliguen directamente a las empresas eléctricas a internalizar los efectos negativos en el medio ambiente (como la contaminación del aire, el agotamiento de mantos acuíferos, la deforestación, etc.) que subyacen a la construcción de infraestructura del SIEPAC.

Se recomienda revisar la ley del Medio Ambiente para incluir herramientas que regulen el accionar de las empresas eléctricas en aspectos como la contaminación atmosférica, puesto que la producción de energía por medio de combustible o bunker genera emisiones que deterioran los ecosistemas; así como efectos negativos derivados de la construcción de infraestructura eléctrica.

---

<sup>101</sup> Por ejemplo: es económicamente más favorable para una empresa eléctrica invertir en centrales térmicas en comparación con las centrales hidroeléctricas; puesto que la plantas térmicas se adaptan a la operación con las nuevas tecnologías en base a gas natural y el período de recuperación de la inversión es más rápido en comparación del caso de las segundas, las cuales además de requerir un largo tiempo para su edificación, enfrenta la dificultad legislativa para lograr la obra. Situación que promueve la generación térmica en el istmo.

## **2.2 Recomendaciones para contrarrestar efectos adversos causados por la integración vertical de mercado.**

La energía eléctrica por ser un bien público no se debe someter a las reglas exclusivas del mercado, ya que este debe responder a las necesidades sociales globales. En este sentido, se recomienda una participación más activa del Estado en la medida que este frene una mala asignación de recursos, característica de mercados desregulados y logre optimizar los beneficios sociales indispensables para el desarrollo de la población.

El Estado debe eliminar las prácticas monopólicas en las actividades del sector ya sea en sentido vertical u horizontal, por medio del fortalecimiento de las atribuciones de la SIGET en su papel fiscalizador, y otros aspectos técnicos que permitan controlar las actividades anticompetitivas en el sector.

Asimismo, dado que el comportamiento de los mercados eléctricos a nivel nacional e internacional tienden a la concentración de este, y tomando en cuenta los vacíos legales en aspectos que restrinjan la integración vertical, es necesario también fortalecer la autonomía del ente regulador en aspectos legales que le brinden los instrumentos necesarios para corregir y sancionar los efectos adversos de las imperfecciones del mercado eléctrico.

En la medida que se corrijan los vacíos que adolece la legislación nacional, y se extienda los cambios en la normativa

regional, se limitarán las oportunidades de ejercicio de concentración de mercado implícitas en las estructuras y regulación del sector eléctrico, tanto a nivel nacional como regional.

### **2.3 Recomendaciones para minimizar los impactos fiscales en la economía:**

En este contexto, es prioritario hacer una revisión de la política fiscal aplicada actualmente en el país de manera que esta vaya encaminada a incrementar los ingresos corrientes del SPNF prescindiendo en cierta medida de la necesidad de endeudamiento público externo.

Del mismo modo, los recursos obtenidos a través de endeudamiento se deben encaminar en proyectos que generen valor agregado que beneficie a la población salvadoreña contribuyendo así al desarrollo de la economía y a la mejora de la calidad de vida de las personas.

Es primordial, evitar asumir programas económicos que no sean representativos de las necesidades de la población, tomando en cuenta las asimetrías existentes entre países, es decir estos deben estructurarse tomando en cuenta sus características propias, sus necesidades económicas y sociales, su legislación nacional sus capacidades productivas y demás factores que los identifican.

Los proyectos de inversión en capital físico son de suma importancia para el país, por lo que se recomienda que estos vayan orientados al desarrollo físico y social sin dejar de lado la inversión en capital humano, medio ambiente y fortalecimiento de instituciones que optimicen el desarrollo social.

### **3. BIBLIOGRAFÍA.**

1. Alianza Social Continental (2001): "ASC Critica el Proyecto de Inversiones del ALCA"; América Latina en Movimiento (ALAI), Junio.
2. Arellano, M Soledad (2003): "Competencia en el Mercado Eléctrico de América Central". Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Abril.
3. Asamblea Legislativa (2003): "Informe ejecutivo sobre el proyecto SIEPAC", San Salvador, El Salvador.
4. Asamblea Legislativa (2003), "Iniciativa de Ley para autorizar al Ramo de Hacienda para garantizar obligaciones contraídas por la CEL. Abril 2003.
5. Asamblea Legislativa (2003): "Proyecto de Reformas a la Ley General de Electricidad" Abril.
6. BID (1997): "Plan de Seguimiento y Control Ambiental", Washington, D.C Junio.
7. BID (2001): "SIEPAC: Hacia una Integración Regional de Electricidad. El proyecto, Oportunidades y Desafíos. Documento del Proyecto, Madrid, España.

8. BID (2002): "La Estrategia Implícita del BID en Integración Regional: Su Evaluación"; Washington, D.C, Mayo.
9. Caño Tamayo Xavier (2003): "El peligroso secretismo de la OMC". Agencia de Información Solidaria (AIS). España. Enero.
10. Castro Soto, Gustavo (2002): "Interconexión Eléctrica en Centroamérica", Ciepac, México.
11. Castro Soto, Gustavo (2002): "La disputa por el gas y el petróleo en el marco del ALCA", Ciepac, México.
12. Castro Soto, Gustavo (2003): "Petróleo, Gas y Plan Puebla Panamá", CIEPAC, México. Junio,
13. CDC (2003): "¿Por qué es tan cara la energía eléctrica en El Salvador?" San Salvador, El Salvador, Abril.
14. CEL (2001): SIEPAC: Informe Ejecutivo, Aspectos de Mercado. San Salvador, El Salvador, Mayo.
15. CEL (2002): Boletín de Estadísticas Eléctricas del 2002, San Salvador, El Salvador, Septiembre.
16. CEL (2003): "Presentación de SIEPAC"; San Salvador, El Salvador, Febrero.

- 17.CEL (1997): "SIEPAC: Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión. Informe Final". San Salvador, El Salvador. Agosto.
- 18.CEL (1996): "Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: Síntesis del estudio de caso sobre El Salvador". Junio.
- 19.CEPAL (2002): Istmo Centroamericano: La Regulación de la Distribución de Energía Eléctrica en los Países con Empresas Privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Julio de 2002
- 20.CEPAL (2002): "La inversión europea en la industria energética de América Latina", Santiago de Chile, Junio
- 21.CEPAL; OLADE; GTZ (2000): Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe"; Quito, Ecuador. Julio.
- 22.CEPAL (1996): "Nota Bibliográfica sobre el Comercio de Servicios: Conceptos y Principios de Liberalización"; Santiago de Chile, Diciembre.
- 23.Durán, Víctor Manuel (2003): "El ALCA y los procesos de Integración". UTAL Capitulo III
- 24.Endesa (2002): "Informe de Sostenibilidad del 2002". Madrid, España. Mayo

25. Enríquez; Alberto y Moreno; Raúl (1998): "Las Relaciones Económicas Centroamérica -México en el Marco de la Globalización y el Ajuste Estructural", septiembre.
26. Escalante, J. C (2002): "Integración Energética Hemisférica"; La Jornada de los Trabajadores, México.
27. FESPAD (2003): "Cumplimiento y vigencia de los Derechos Económicos, Sociales y Culturales en El Salvador"; FESPAD ediciones.
28. FUSADES (1994): "Seminario de Modernización del Estado: soluciones descentralizadoras o Privadas para Problemas Públicos" San Salvador.
29. Gómez, Ileana y Kandel; Susan (2000): "Hacia un Manejo Alternativo de los Conflictos Socio ambientales en El Salvador: El Caso del Proyecto "El Cimarrón" "; Prisma, Boletín 40; San Salvador, El Salvador.
30. Gutiérrez Urrutia, Mario (1992): "Programación Financiera y Relaciones Macroeconómicas"; Pontificia Universidad Católica de Chile, Programa Interamericano de Macroeconomía Aplicada, Santiago de Chile.
31. Kema Consulting, paquete 1 (2002): "Informe de Diseño de Detalle del MER", versión final, presentada a la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC, diciembre del 2002.

- 32.Lara Cortes, Claudio (2002):" Comentarios críticos al capitulo de servicios del borrador del ALCA", Santiago de Chile, Junio 2002.
- 33.Ley General de Creación de la SIGET, Diario Oficial Número 189, Tomo 333 del 25 de Octubre de 1996. Tomado de [www.siget.gob.sv](http://www.siget.gob.sv)
- 34.Millán, Jaime (2000): "Estrategia para el sector Energía", BID, Washington, D.C, Mayo.
- 35.Moreno, Raúl (2000): "El impacto de los Programas de Ajuste en la niñez salvadoreña"; 1ª Edición. San Salvador. FUNDE
- 36.Moreno, Raúl (2000): "Reforma Fiscal en El Salvador: una Exigencia Impostergable"; 1ª Edición. San Salvador. FUNDE
- 37.Moreno, Raúl (2002): "Los derechos laborales y los Tratados de Libre Comercio", Centro de Solidaridad/ AFL-CIO, San Salvador, febrero 2002.
- 38.Moreno, Raúl (2002): "Una lectura desde Centroamérica. Desmitificando al PPP: los impactos económicos y sociales". San Salvador, El Salvador
- 39.OLADE (2001): "Incorporación del Gas Natural en la Interconexión Eléctrica en América Central".Junio.

- 40.Ochoa, Maria Eugenia (1999): La Privatización de la Distribución de Energía Eléctrica, documento preliminar investigación sobre el impacto de los Programas de Estabilización Económica y ajuste Estructural en El Salvador, realizado por la red. CEE/SAPRIN/FUNDE.
- 41.Pich, Madrugá, Ramón (2003): "Energía y Medio Ambiente en las Negociaciones del ALCA" (CIEM), Washington, D.C, Septiembre.
- 42.Rosales, Osvaldo (1990): "El Debate sobre el Ajuste Estructural, ILPES, Santiago de Chile.
- 43.Salazar, Ricardo (2002): La situación de los usuarios del servicio eléctrico en El Salvador: Tarifa, Cobertura y Calidad del Servicio. CDC, San Salvador, El Salvador.
- 44.Salazar, Ricardo (2002): La Regulación del servicio eléctrico en el Salvador: un análisis desde los consumidores. San Salvador, El Salvador, CDC, Mayo.
- 45.Salazar, Ricardo (2003): "La interconexión eléctrica Centroamericana y el interés de los consumidores", CDC, San Salvador, El Salvador.
- 46.Salazar, Ricardo (2003): Las implicaciones del SIEPAC en el nivel de protección de las personas usuarias del servicio de energía eléctrica"; CDC, San Salvador. El Salvador. Abril.

47. Salazar, Xirinachs; José Manuel: "El Papel del Estado y del Mercado en el Desarrollo Económico", San José, Costa Rica, mimeografiado
48. SAPRIN (1999): Impacto de los Programas de Ajuste Estructural y Estabilización Económica para El caso de El Salvador.
49. Serrano, Pascual (2001): "Poder de las multinacionales por encima de los Estados", América Latina en Movimiento (ALAI), Mayo.
50. Soderberg, Axel (2002): "Proceso de modernización y liberación del subsector energía eléctrica en El Salvador", UCA; ECA, 639-340, Enero-Febrero, San Salvador.
51. Todaro, Michael: "La planificación del Desarrollo: Teoría y Práctica", Capítulo 15, Fondo de la Cultura Económica/ Economía Contemporánea, Segunda Edición.
52. UCA (1996): "Privatización, Incrementos Tarifarias en la Energía Eléctrica y Endeudamiento Externo"; Seminario Proceso, San Salvador, El Salvador, Agosto.
53. UCA (1997): "Implicaciones de la Privatización de energía Eléctrica". Seminario Proceso Número 749, San Salvador, El Salvador, Marzo.

54. Varian, Hal R. : " Microeconomía Intermedia. Un enfoque Moderno", Antoni Bosch Editor S. A, Primera Edición, España, Septiembre.
55. Villegas Quiroga, Carlos (2003): "El ALCA y los requisitos de desempeño" CIDES-UMSA
56. Waskow, David (2002): "OMC-ALCA vínculos y oportunidades"; Amigos de la Tierra, Quito, Ecuador, Octubre.
57. Weinberg, S. y Ruthrauff, J (1998): Estrategias y Proyectos del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo en El Salvador, CED/SAPRIN/FUNDE, Washington.

ANEXO  
**ANEXO**

## ANEXO 1

### PROGRAMACION GENERAL DE INVERSIONES MILLONES DE DOLARES

CATEGORIAS DE INVERSION	TOTAL US\$*10 <sup>6</sup>	2002	2003	2004	2005	2006	2007
1. Ingeniería y Administración	21,2	1,0	3,1	3,6	4,3	5,7	3,5
1.1 Ingeniería	14,3	0,6	2,0	2,4	2,9	4,3	2,1
1.2 Administración	6,9	0,4	1,1	1,2	1,4	1,4	1,4
2. Costos Directos	235,6	0,0	1,8	24,5	73,3	91,5	44,5
2.1 Terrenos y servidumbres	35,0	0,0	1,8	24,5	8,8	0,0	0,0
2.2 Líneas	163,1	0,0	0,0	0,0	57,1	65,2	40,8
2.3 Conexión a Subestaciones	17,5	0,0	0,0	0,0	3,5	12,3	1,8
2.4 Equipos de compensación	20,0	0,0	0,0	0,0	4,0	14,0	2,0
3.0 Gastos concurrentes	1,5	0,0	1,0	0,2	0,2	0,2	0,1
3.1 Estudios Ambientales	1,5	0,0	1,0	0,2	0,2	0,2	0,1
4. Sin Asignación Específica	38,1	0,3	1,6	3,3	7,3	15,2	10,4
4.1 Imprevistos	21,3	0,0	1,1	2,1	4,3	8,5	5,3
4.2 Escalamiento	16,8	0,3	0,5	1,2	3,0	6,7	5,0
5. Gastos Financieros	35,3	0,0	0,2	1,6	6,4	9,0	17,9
5.1 Intereses	24,6	0,0	0,0	0,2	3,4	6,2	14,8
5.2 Comisión de Compromiso	2,3	0,0	0,1	0,9	0,7	0,5	0,1
5.3 Inspección y Vigilancia	1,7	0,0	0,1	0,4	0,4	0,4	0,3
5.4 Gastos financieros otros	6,7	0,0	0,0	0,1	1,9	2,0	2,7
TOTAL DEL PROYECTO	331,7	1,3	7,6	33,2	91,6	121,6	76,4

Fuente: Informe Descriptivo del Proyecto SIEPAC publicado por CEL.

Continuación ANEXO 1

DESEMBOLSOS DE LOS CREDITOS DEL BID  
MILLONES DE DOLARES

CATEGORIAS DE INVERSION	TOTAL US\$*10 <sup>6</sup>	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>1. Ingeniería y Administración</b>	<b>12,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,7</b>	<b>2,4</b>	<b>2,5</b>	<b>3,6</b>	<b>1,8</b>
1.1 Ingeniería	12,0	0,0	1,7	2,4	2,5	3,6	1,8
<b>2. Costos Directos</b>	<b>168,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>54,3</b>	<b>76,7</b>	<b>37,5</b>
2.2 Líneas	137,0	0,0	0,0	0,0	48,0	54,8	34,3
2.3 Conexión a Subestaciones	14,7	0,0	0,0	0,0	2,9	10,2	1,5
2.4 Equipos de compensación	16,8	0,0	0,0	0,0	3,4	11,7	1,7
<b>3.0 Gastos concurrentes</b>	<b>1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>
3.1 Estudios Ambientales	1,3	0,0	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>4. Sin Asignación Específica</b>	<b>31,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,1</b>	<b>7,4</b>	<b>12,7</b>	<b>8,7</b>
4.1 Imprevistos	17,8	0,0	0,0	1,8	4,5	7,1	4,4
4.2 Escalamiento	14,1	0,0	0,0	1,3	2,9	5,6	4,3
<b>5. Gastos Financieros</b>	<b>26,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>3,8</b>	<b>6,6</b>	<b>15,2</b>
5.1 Intereses	24,6	0,0	0,0	0,2	3,4	6,2	14,8
5.3 Inspección y Vigilancia	1,7	0,0	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>240,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2,7</b>	<b>6,2</b>	<b>68,1</b>	<b>99,7</b>	<b>63,3</b>

FUENTE: Informe Descriptivo del Proyecto SIEPAC publicado por CEL.